

Введение

Доля природного газа в топливном балансе России составляет 60 %. Так как природный газ является высокоэффективным энергоносителем, в условиях экономического кризиса газификация может составить основу социально-экономического развития регионов России, обеспечить улучшение условий труда и быта населения, а также снижение загрязнения окружающей среды.

По сравнению с другими видами топлива природный газ имеет следующие преимущества:

- низкую себестоимость;
- высокую теплоту сгорания, обеспечивающую целесообразность транспортирования его по магистральным газопроводам на значительные расстояния;
- полное сгорание, облегчающее условия труда персонала, обслуживающего газовое оборудование и сети;
- отсутствие в его составе оксида углерода, что особенно важно при утечках газа, возникающих при газоснабжении коммунальных и бытовых потребителей;
- высокую жаропроизводительность (более 2000 °С);
- возможность автоматизации процессов горения и достижения высоких КПД.

Кроме того, природный газ является ценным сырьем для химической промышленности.

Использование газового топлива позволяет внедрять эффективные методы передачи теплоты, создавать экономичные и высокопроизводительные тепловые агрегаты с меньшими габаритными размерами, стоимостью и высоким КПД, а также повышать качество продукции.

Безопасность, надежность и экономичность газового хозяйства зависят от степени подготовки обслуживающего персонала.

Основной задачей при использовании природного газа является его рациональное потребление, т. е. снижение удельного расхода посредством внедрения экономичных технологических процессов, при которых наиболее полно реализуются положительные свойства газа. Применение газового топлива позволяет избежать потерь теплоты, определяемых механическим и химическим недожогом. Уменьшение потерь теплоты с уходящими продуктами горения достигается сжиганием газа при малых коэффициентах расхода воздуха. При работе агрегатов на газовом топливе возможно также ступенчатое использование продуктов горения. Основными задачами в области

развития систем газоснабжения являются: применение для сетей и оборудования новых полимерных материалов, новых конструкций труб и соединительных элементов, а также новых технологий:

- внедрение эффективного газоиспользующего оборудования;
- расширение использования газа в качестве моторного топлива на транспорте;
- использование в сжатом и сжиженном состоянии при криогенных температурах;
- внедрение энергосберегающих технологий;
- обеспечение на основе природного газа производства тепла и электроэнергии для децентрализованного тепло- и энергоснабжения небольших городов и сельских населенных пунктов;
- мониторинг и диагностирование технологической цепочки поставки газа потребителю (от контроля технического состояния объектов газораспределения до системы учета распределения газа).

Применение газа в промышленности способствует улучшению условий труда и повышению его производительности, уменьшению брака и снижению себестоимости продукции и т. д.

Начекаемое развитие добычи природных и производства искусственных горючих газов и биогаза в нашей стране позволит не только обеспечить технологические и энергетические потребности промышленности, но и широко развернуть работы по газификации городов и поселков.

Конструкторы в содружестве с механизаторами и коллективами машиностроительных заводов создают новые элементы газопроводов, очистные и изоляционные машины, газовую печную аппаратуру, горелочное оборудование, оборудование для производства новых материалов на основе химических технологий. Для эффективного использования газа в бытовых условиях и на предприятиях необходимо правильно выбрать газовое оборудование, аппаратуру КИП и А, систему и конфигурацию газопроводов от магистрального газопровода до потребителя. Одновременно необходимо рассчитать диаметры газопроводов, удельные потери и транзитные расходы газа, разместить газовые сети по населенному пункту и на сложных переходах линейной части газопровода. Этим вопросам и посвящено настоящее комплексное учебное пособие.

1. ТОПЛИВНЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ГАЗЫ (СОСТАВЫ, ПОЛУЧЕНИЕ, ПОДГОТОВКА, ТРАНСПОРТ)

1.1. Основные сведения об углеводородных газах

Углеводородные газы состоят из простых углеводородных соединений, являющихся органическими веществами, содержащими в своем составе 2 химических элемента – углерод (С) и водород (Н). Углеводороды отличаются друг от друга количеством атомов углерода и водорода в молекуле, а также, характером связей между ними. Самый простой углеводород, содержащий всего один атом углерода – метан (СН₄). Он является основным компонентом природного, а также, некоторых искусственных горючих газов. Следующий углеводород этого ряда – этан (С₂Н₆) – имеет 2 атома углерода. Углеводород с тремя атомами углерода – пропан (С₃Н₈), с четырьмя атомами углерода – бутан (С₄Н₁₀). Их структурные формулы представлены на рис. 1.1.

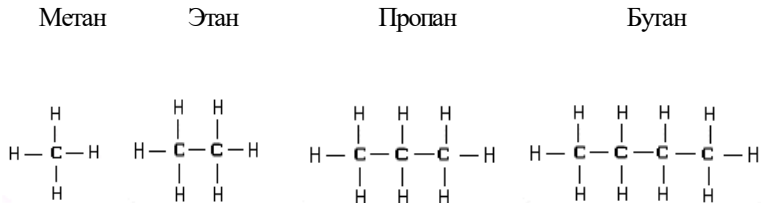


Рис. 1.1. Структурные формулы метана, этана, пропана и бутана

Все углеводороды этого типа имеют формулу $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ и входят в гомологический ряд предельных углеводородов – соединений, в которых углерод до предела насыщен атомами водорода.

В промышленности и народном хозяйстве используются природные и искусственные газы.

К *природным* относят газы: добываемые из чисто газовых или газоконденсатных месторождений; попутные – нефтяные, получаемые непосредственно на промысле и нефтяные получаемые при крекинге – процессе на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ).

К *искусственным* относят газы, вырабатываемые на перерабатывающих заводах в процессе термической переработки жидких и твердых топлив, а также, выделяющиеся в качестве вторичных продуктов некоторых производств, например, в доменном

процессе, при получении кокса и др. Качество газообразных углеводородов определяет наличие отдельных горючих и негорючих газов его составляющих и примесей.

Горючая часть газового топлива состоит из углеводородов, водорода и окиси углерода.

В негорючую часть входят углекислый газ, азот, кислород и гелий.

К примесям относятся сероводород, аммиак, цианистые соединения, водяные пары, нафталин, смолы и пыль.

Негорючие газы и примеси являются балластом газового топлива, и химического сырья, ухудшающие товарные теплофизические качества газа и эксплуатационные свойства оборудования транспортных систем.

Метан (CH_4) – основной компонент природных и попутных нефтяных газов – характеризуется низкой температурой конденсации и поэтому практически всегда поступает на поверхность в газообразном состоянии. При нормальных физических условиях метан является бесцветным, не имеющим запаха газом, способным образовывать взрывоопасные смеси с воздухом при концентрации метана 5–15 % (объем.), природного газа 7–17 %. В состав метана входит 75 % углерода и 25 % водорода; 1 м^3 его имеет массу 0,717 кг. При атмосферном давлении и температуре минус 161,2 °C метан сжижается и его объем уменьшается в 591 раз. Сжиженный метан является высокоэффективной транспортной и резервной единицей позволяющей создать большие запасы, как топлива, так и химического сырья. Высшая теплота сгорания метана Q_v составляет 39820 кДж/м³, низшая – Q_n – 35880 кДж/м³. Содержание метана в природных газах достигает 99 %, поэтому его свойства практически полностью определяют свойства природных газов.

Метан является не только основным видом газового топлива, но и используется для получения синтез – газа в химической промышленности в производствах аммиака и метанола, для получения ацетилена, а также для получения водорода в химических и нефтехимических производствах. Метан имеет низкую реакционную способность. Это объясняется тем, что на разрыв четырех связей в молекуле метана требуется большая затрата энергии.

Этан (C_2H_6) входит в состав природных газов в небольших количествах (0,5–5 % объем.), но в составе попутных нефтяных газов его содержание составляет 5–20 % (объем.). Этан – бесцветный газ – весьма ценное химическое сырье для получения этилена – основного продукта многих производств химического, нефтехимического и

органического синтеза, а также для производства пластмассы. Так как этан имеет умеренные критические параметры ($P_{кр} = 0,98$ МПа и $T_{кр} = 2,3$ °С), то его несложно выделить в жидкую фазу методами низкотемпературной конденсации.

Пропан (C_3H_8) и *бутан* (C_4H_{10}) входят в состав природных газов в незначительном количестве, в то же время в газоконденсатных смесях и, особенно в попутных газах нефтедобычи содержание этих компонентов достигает 6–30 % объем. Они легко могут быть сжижены и используются в основном как бытовое топливо, поставляемое в железнодорожных и автомобильных цистернах на дальнее расстояние и в баллонах бытовому потребителю. На ГПЗ эти компоненты выделяют из попутных газов при получении стабильного газового бензина. Одновременно эти газы являются ценным сырьем для химической промышленности в производстве пластмасс и синтетического каучука. Пропан используют на ГПЗ в качестве хладагента в холодильных установках для нужд собственного производства.

Пентан (C_5H_{12}) и его гомологи (изопентан, неопентан) содержатся в попутных газах нефтедобычи в количестве 1–5 % объем, при переработке таких газов компоненты (C_{5+} – высшие) входят в состав моторных топлив (газовый бензин).

Месторождения, из которых добывают горючие газы, подразделяют на три группы: 1) чисто газовые месторождения, не имеющие в своем составе жидких углеводородов; 2) газоконденсатные месторождения, в которых добываемый газ содержит конденсат – растворенные в газе компоненты высококипящих углеводородов; 3) нефтегазовые – с попутными газами нефтедобычи, содержащие углеводороды метанового, этанового и пропан – бутанового ряда.

Особенностью работы газоперерабатывающих заводов ГПЗ является то, что в процессе добычи и переработки углеводородного сырья изменяется давление и его состав, в связи, с чем на ГПЗ требуется вводить дополнительные блоки и установки (компрессорные станции, насосные, сепарационные установки и др.). На ГПЗ получают также газовую сажу для производства резины.

Природные горючие газы представляют собой смеси углеводородов преимущественно метанового ряда, включающие примеси других газов (азот, окиси и двуокиси углерода, сероводорода, аргона, гелия и др.). Природные газы в зависимости от содержания в них метановой фракции условно разделяют на три группы:

– *тощие* – с содержанием тяжелых углеводородов (этан – пропан – бутановой группы) до 50 г/м³;

– *нормального содержания тяжелой фракции* – от 50 до 150 г/м³;

– *жирные смеси* – содержание тяжелых углеводородов в газовой смеси более 150 г/м³. Чем выше содержание фракций тяжелых углеводородов в газовом сырье, тем более эффективно и экономично перерабатывать и разделять газ на составляющие.

Попутные нефтяные газы. В продуктивных пластах нефтегазовых месторождений одновременно с добычей нефти получают попутные нефтяные газы, которые накоплены в своде купола пласта, а также при избыточном давлении эти газы растворены в нефти. При понижении давления, растворенные в нефти газы выделяются в виде газовой смеси, содержащей углеводороды этан-пентановой группы. Попутные газы нефтедобычи, кроме углеводородных и примесей других газов, содержат газовый конденсат, а также влагу.

Водород (H₂) – имеется во всех искусственных газах. Это горючий газ без цвета, запаха и вкуса, не токсичен. В реакциях горения очень активен. Масса 1 м³ равна 0,09 кг. Он в 14,5 раз легче воздуха, теплота сгорания достигает Q_в – 12750 кДж/м³. Водород отличается высокой реакционной способностью, водородно-воздушные смеси имеют широкие пределы воспламенения и весьма взрывоопасны.

Оксид углерода (CO) – горючий газ без цвета, запаха и вкуса, тяжелее воздуха, очень токсичен. Содержится в больших количествах в искусственных газах, а также образуется при неполном сгорании топлива.

Углекислый газ (CO₂) не имеет цвета и запаха, со слабым кисловатым вкусом, не токсичен, но при скоплении в помещении способен вызвать удушье, из-за недостатка кислорода воздуха.

При растворении в воде вызывает коррозию металла. Масса 1 м³ CO₂ составляет 1,98 кг. Углекислый газ при температуре –20 °С и давлении 5,8 МПа превращается в жидкость, которую перевозят в баллонах под давлением. При сильном охлаждении CO₂ превращается в «сухой лед», широко используемый для хранения пищевых продуктов.

Азот (N₂) – двухатомный бесцветный газ, не имеет запаха и вкуса, не горит и не поддерживает горение, не токсичен. Токсичны окислы азота, образуемые при высоких температурах в топках промышленных агрегатов. Масса азота равна 1,25 кг. Атомы азота соединены между собой в молекуле тройной прочной связью. Содержание N₂ в различных газах колеблется в значительных пределах, в биогазе его содержание может достигать 30 % и более.

Кислород (O_2) – газ без цвета, запаха, вкуса, не горит, но поддерживает горение. Масса 1 $м^3$ кислорода составляет 1,43 кг. В присутствии влаги активно развивает коррозию трубопроводов, арматуры и оборудования.

Содержание кислорода в газе понижает его теплопроводную способность и делает газ взрывоопасным. Поэтому содержание O_2 в газе не должно превышать 1 % по объему. Чаще всего кислород попадает в газопровод за счет подсоса (эжектирования) воздуха.

Сероводород (H_2S) – бесцветный горючий газ с характерным запахом тухлых яиц. Как сам сероводород, так и продукт его сгорания – сернистый газ (SO_2) – весьма токсичны.

В поступающем потребителю природном газе величина выпадающей серы (по нормам) не должна превышать 2 г/100 $м^3$.

Сконденсировавшаяся на устье скважины вода, поступающая с газом, растворяя H_2S , образует серную кислоту весьма агрессивную в коррозионном отношении к металлу. Отрицательное влияние её на трубопроводы усугубляется еще и тем, что она вызывает наиболее опасную внутрикристаллитную и межкристаллитную коррозию.

Аммиак – вредная токсичная примесь некоторых искусственных газов.

Цианистые соединения, в первую очередь синильная кислота (HCN), могут образовываться в коксовых газах в результате взаимодействия углерода топлива с аммиаком, весьма токсичны.

Пары воды содержатся в неосушенных газах. При высоких давлениях образуют с тяжелыми углеводородами кристаллогидратные соединения, напоминающие лед, закупоривающие газопроводы.

Нафталин, смолы и пыль, откладываясь на стенках газопроводов, уменьшают их сечение, засоряют фильтры, арматуру и др. оборудование.

По теории академика И. А. Губкина природный газ образовывался в процессе биохимического и термического разложения органических остатков растительного и животного мира, погребенных вместе с осадочными породами в толще земной коры.

Образуемые газы скапливались в порах таких пород как пески, песчаники, галечники.

Газовый конденсат. В добываемых на газоконденсатных месторождениях газах, кроме низкокипящих компонентов (метана и этана), содержатся в виде жидкой фазы (конденсата) некоторые углеводородные газы, содержащие более 4 атомов углерода в молекуле. При снижении давления растворенные газы выделяются в газовую фазу. Таким образом, газовый конденсат представляет собою

сконденсированную жидкую фазу из средне- и высококипящих углеводородных газов (пропан- бутан- пентановых фракций) с частично накопленными в ней низкокипящими газами (метаном и этаном).

На некоторых газоконденсатных месторождениях на 1 м³ добытого газа приходится до 500 см³ конденсата. При снижении давления происходит выделение в газовую фазу части растворенных в конденсате низкокипящих газов – дезанизация (преимущественно этана и пропана), конденсат направляется на ГПЗ и подвергается разделению с целью получения газового бензина и сжиженных газов.

Конденсаты различных месторождений отличаются по фракционному составу входящих в них углеводородов. Кроме того, в процессе эксплуатации месторождения также происходит изменение фракционного состава компонентов. Качество конденсата оценивается как его составом (стабильный – нестабильный), так и содержанием более легких (чем C₅₊) компонентов, упругостью паров компонентов и процентом выкипания его при температурах ниже 323 К и атмосферном давлении и при температуре ниже 311 К.

Искусственные газы. Значительное место в технологиях переработки различных видов сырья занимают искусственные газы, выделяющиеся во многих химических и нефтехимических технологических процессах. К ним относятся коксовый газ, образующийся при переработке каменного угля на кокс, выход коксового газа составляет до 350 м³ на тонну угля, при этом до 20 % исходного топлива переходит в коксовый газ. В доменных печах металлургических производств образуется доменный газ, содержащий до 40 % теплопроизводительности исходного топлива.

При пиролизной переработке 1 т нефти в процессе пиролиза в зависимости от применяемого способа и глубины крекинга образуется до 500 м³ газообразных продуктов расщепления высокомолекулярных углеводородов. Долгое время источником многих химических продуктов служила технология сухой перегонки древесины. Для получения искусственных газов подвергают сухой перегонке некоторые виды низкокалорийных топлив.

Германская промышленность периода второй мировой войны в широком масштабе производила синтетический бензин из бурого угля. Не исчерпала себя идея о подземной газификации угля, с выводом на поверхность углеводородных газов и их последующей переработки, используя водород.. Искусственные газы используются, в основном в Западных странах.

Газы бывают сухие и жирные. Все сухие газы легче воздуха. Низшая теплота их сгорания 8000–9500 ккал/м. Состав и свойства газов чисто газовых месторождений, как правило, постоянны. С легкими углеводородами часто выносятся тяжелые углеводороды, которые при понижении температуры конденсируются. Поэтому перед подачей газа в магистральный газопровод тяжелые углеводороды извлекаются и используются для производства сжиженного газа и моторного топлива. Содержание углеводородов в газоконденсатных месторождениях более 150 г/м³, также газы относят к жирным газам.

Теплота сгорания тяжелых углеводородов (жирных газов) 9000–10000 ккал/м³. Метан сопровождают нефтяные запасы, особенно на больших глубинах. Добывают газ через газовую скважину.

1.2. Основные законы идеальных газов

Все газы, в том числе природный газ подчиняются определенным законам. Но следует отметить, что эти законы в строгой форме справедливы только для идеальных газов. Реальные же газы имеют отклонение от законов для идеальных газов. Однако эти отклонения заметны только при давлениях более 0,5 МПа. Так как в городском газоснабжении, как правило, используют давления, не превышающие указанных пределов, то без каких-либо погрешностей можно пользоваться законами идеальных газов.

Закон Бойля – Мариотта определяет зависимость между давлением и объемом при постоянной температуре:

$$P_0 V_0 = P_1 V_1 = PV$$

$$PV - \text{const},$$

где P_0, P_1, P – абсолютные давления; V_0, V_1, V – объемы газа при давлениях P_0, P_1, P .

Отсюда, если объем V_0 газа, имеющего температуру T_0 и абсолютное давление P_0 , увеличить при неизменной температуре T_0 до объема V , то абсолютное давление этого газа изменится обратно пропорционально его объему:

$$\frac{P}{P_0} = \frac{V_0}{V}.$$

Этот закон, как мы увидим далее, обязательно учитывается при расчете газопроводов среднего, и высокого давления, распределительных газовых сетей, а также при подсчете количества газа, поданного по трубопроводам или находящегося в каких-либо емкостях или газгольдерах.

Закон *Гей-Люссака* определяет зависимость объема газа при постоянном давлении от температуры. Он выражается следующей формулой:

$$V = V_0 (1 + \alpha t),$$

где V_0 – объем газа при температуре, равной $0\text{ }^{\circ}\text{C}$; α – тепловой коэффициент расширения:

$$\alpha = \frac{1}{273,3} = 0,003660.$$

Изменение давления газа при постоянном объеме в зависимости от температуры подчиняется тому же закону:

$$P = P_0(1 + \alpha t),$$

где P_0 – давление газа при $0\text{ }^{\circ}\text{C}$; α – коэффициент изменения давления, численно равный коэффициенту расширения.

Если в уравнениях V и P подставить численное значение коэффициента α и вместо t подставить абсолютную температуру $T = t\text{ }^{\circ}\text{C} + 273$, то получим:

$$V = \frac{V_0 T}{273}$$

и соответственно

$$P = \frac{P_0}{273} T.$$

При другой температуре T_1 объем газа V_1 также будет другим. Он будет равен:

$$V_1 = \frac{V_0}{273} T_1.$$

Если разделим V_1 на V , то получим следующую зависимость:

$$\frac{V_1}{V} = \frac{T_1}{T},$$

т. е. при постоянном давлении объем газа пропорционален абсолютной температуре.

Общее уравнение состояния газов связывает три основные величины, характеризующие состояние газа: давление P , температуру T и объем V .

Эта связь представляется в следующем виде:

$$\frac{PV}{T} = \frac{P_1 V_1}{T_1} \text{ или } \frac{PV}{T} = \text{const}$$

Если это уравнение отнести к одному молю, то постоянная величина будет иметь одно и то же значение для всех газов R . Уравнение газового состояния примет следующий вид:

$$PV = RT,$$

где T – абсолютная температура газа; V – объем моля газа; R – универсальная газовая постоянная.

При нормальных условиях объемы 1 кг моля различных идеальных газов одинаковы и равны 22,4 нм³/кг моля. Отсюда величина и размерность газовой постоянной зависят от того, в каких величинах выражены давление и объем газа. Если давление газа $P = 10330 \text{ кг/м}^2$ и температура $T = 273 \text{ К}$, то

$$R = \frac{10330 \cdot 22,4}{273} = 848 \text{ кгм/град.}$$

Для любого простого газа удельная характеристическая газовая постоянная $R_{\text{уд}}$ равна универсальной газовой постоянной R , деленной на молекулярный вес этого газа M :

$$R_{\text{уд}} = \frac{848}{M} \text{ кгм/кг град.}$$

1.3. Отклонение реальных газов от законов для идеального газа

Как уже отмечалось, законы идеальных газов справедливы для реальных газов только при низких давлениях. Но в городском газоснабжении, хотя и редко, но приходится иметь дело и с более высокими давлениями, чем 0,5 МПа. Высокие давления, прежде всего, могут быть в транзитных магистральных газопроводах и в газгольдерах. Поэтому необходимо знать, как ведут себя газы при высоких давлениях. Так, водород при увеличении давления сжимается меньше, чем это предусмотрено законом Бойля – Мариотта. В то же время природный газ (табл. 1.1) при давлении до 35 МПа сжимается больше, чем реальный газ. На поведение газов оказывает влияние также и температура.

При расчете для реальных газов в уравнение состояния вводится эмпирический поправочный коэффициент Z (коэффициент сжимаемости), и уравнение имеет следующий вид:

Таблица 1.1

Значение коэффициента сжимаемости для природного газа

Давление, кг/см ²	Температура, °C		
	5	15	30
1	1,000	1,000	1,000
5	0,981	0,986	0,990
10	0,966	0,972	0,980

Окончание табл. 1.1

20	0,937	0,948	0,960
30	0,912	0,927	0,931
40	0,886	0,901	0,922
50	0,859	0,880	0,903
60	0,833	0,858	0,887
70	0,810	0,838	0,870
80	0,783	0,815	0,851
90	0,760	0,795	0,836
100	0,742	0,778	0,824
150	0,700	0,730	0,750
350	1,000	1,000	1,000

$$PV = ZRT,$$

где Z – безразмерная величина, выражающая отклонение реальных газов от закона для идеальных газов.

Величина Z меньше единицы для давлений примерно до 35 МПа (при обычных температурах). Это значит, что реальные газы сжимаются сильнее, чем полагается по закону для идеального газа. Каждый реальный газ имеет свои значения коэффициента сжимаемости.

Большинство объектов имеет давление 0,5 МПа и выше со значительным влиянием коэффициента сжимаемости Z на производительность. Поэтому наиболее корректно считать расчеты газодинамическими, а не гидравлическими.

Вопросы для самопроверки

1. Что из себя представляют углеводородные газы, к каким веществам они относятся?
2. Какой углеводород относится к самым простым, в компонентном составе каких газов он содержится?
3. Представьте химическую и структурную формулу метана и этана.

4. Представьте химическую и структурную формулу пропана и бутана.

5. Представьте общую формулу предельных углеводородных соединений гомологического ряда, в которых углерод до предела насыщен атомами водорода.

6. Какие газы относятся к природным газам?

7. Какие газы относятся к искусственным газам?

8. Какие компоненты относятся к горючей части топливных газов?

9. Какие компоненты относятся к негорючей части топливных газов?

10. Какие компоненты относятся к примесям топливных газов?

11. Какими свойствами отличается метан при нормальных физических условиях?

12. Какой процентный состав метана является взрывоопасным по отношению к воздуху?

13. Сколько процентов входит углерода и водорода в состав метана; какую он имеет массу?

14. Назовите величины высшей и низшей теплоты сгорания метана?

15. Какого значения (в %) достигает содержание метана в природном газе?

16. Что из себя представляет газ этан, где он применяется, каким методом он отделяется от других газов?

17. Сколько процентов составляет пропан и бутан в попутных газах, где они применяются?

18. Что такое углеводород пентан, где его получают и где он используется?

19. На каких месторождениях получают природный и попутный газ?

20. Что из себя представляют природные горючие газы, чем отличаются тощие от жирных газов?

21. Что вы знаете о водороде?

22. Что вы знаете об углекислом газе (CO_2) и окиси углерода (CO)?

23. В каких газах содержится азот (N_2)?

24. К чему ведет присутствие кислорода (O_2) в горючих газах?

25. К каким негативным последствиям приводит присутствие в газе сероводорода (H_2S), какое содержание серы допустимо в природном газе поступающего потребителю?

26. Что Вы знаете о сжимаемости газов? Как она может влиять на транспорт газа?

27. К чему приводит присутствие в газе воды?

28. Как образовался в газоносных пластах природный газ по теории академика И.А. Губкина?

29. Что из себя представляет газовый конденсат, каким образом его получают?

30. На каких производствах добывают искусственные газы, какую они имеют низшую теплоту сгорания?

2. ПОИСК, ДОБЫЧА ПРИРОДНОГО ГАЗА И НЕФТИ

2.1. Поиск газовой залежи и эксплуатация оборудования

Поиск газоносных и нефтеносных горизонтов является наиболее сложным вопросом в связи с расположением их на большой глубине. Первые газоносные пласты были обнаружены, в среднем, на глубине 1,0 км от дневной поверхности земли. Однако таких месторождений было не много.

В настоящее время скважины на нефть и газ бурятся на глубину 3–4,5 км. С использованием поисковых скважин разбуриваемых на большую глубину найдены запасы газа и нефти из более глубоких недр, однако, разбуривание рабочих скважин на глубину более чем на 4,5–5,0 км с использованием современной техники очень дорого и неэффективно.

К широко распространенным способам обнаружения газоносных и нефтеносных пластов в настоящее время относятся:

1. Поиск на нефть и газ с разбуриванием разведочных скважин по разработанной геологами схеме;

2. Поиск на нефть с использованием ботанических сообществ;

3. Поиск на нефть и газ с использованием локации.

4. Поиск из космоса или вертолета – по потере (прохождению) CH_4 через пласт земли вместе с гелием. При этом находящийся в газе гелий светится желтым светом и фиксируется специальным прибором на расстоянии (например, с вертолета).

Наиболее распространенный поиск – локация (рис. 2.1) осуществляется следующим образом. Тяжелая плита бросается на поверхность земли (или осуществляется взрыв по принципу пиротехники). Ударная волна, дойдя до газо- и нефтеносного горизонта б возвращается в виде эха волны, которое регистрируется

прибором, выполненным в виде соленоида 7, установленного на поверхности земли.

Естественное скопление нефти или газа в недрах земли называется *нефтяной или газовой залежью*. Обычно в залежи содержится как нефть, так и газ; в этом случае залежь называется *нефтегазовой*. Имеются также залежи, в которых содержатся газ и конденсат; такие залежи называются *газоконденсатными*. При наличии в залежи нефти, газа и конденсата ее называют *нефтегазоконденсатной*. В последние годы, открыты залежи, в которых наряду с газом и конденсатом, содержится значительное количество сероводорода; эти залежи могут быть названы *серогазоконденсатными*.

В нефти всегда содержится определенное количество газа, которое называется *растворенным или нефтяным газом*. На рисунке 2.2 представлена схема многопластовой залежи с содержанием нефти и газа.

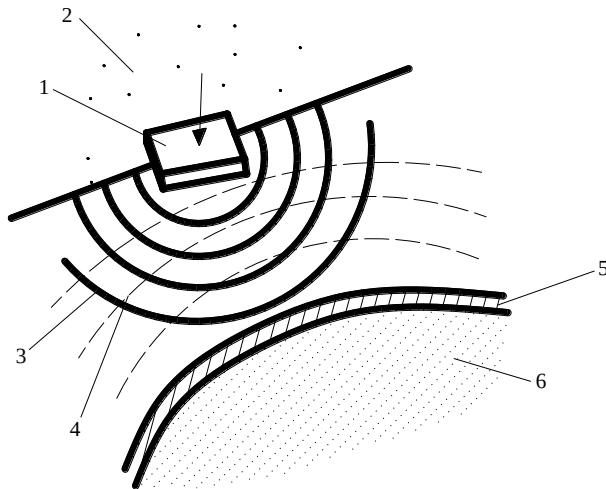
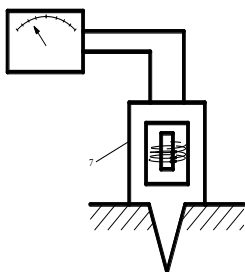


Рис. 2.1. Схема локации:



1 – металлическая плита; 2 – точка установки прибора регистрации на поверхности грунта для регистрации локации; 3 – распространение ударной волны по толще грунта; 4 – эхо волны; 5 – глинистый герметичный купол; 6 –

6 – газоносный или нефтеносный горизонт; 7 – регистрирующий прибор (по типу соленоида)

Месторождение (или залежь) называют промышленным, если его разработка экономически целесообразна. Газовая залежь считается промышленной, если она имеет запасы 50 млрд. м³ газа и более. Промышленные залежи нефти и газа обычно встречаются в осадочных породах – хороших коллекторах нефти и газа. К таким породам относятся песок, песчаник, известняки и доломиты, имеющие большое

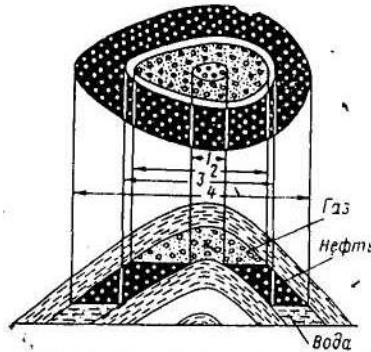


Рис. 2.2. Схема нефтегазовой залежи сводового типа:

1 – внутренний контур газоносности; 2 – внешний контур газоносности; 3 – внутренний контур нефтеносности; 4 – внешний контур залежи

количество крупных пор, трещин, каверн. Эти породы служат естественными резервуарами для накопления нефти и газа. Нефть и газ в таких породах могут сохраняться при определенных формах пластов, причем сверху и снизу эти проницаемые пласты должны быть прикрыты непроницаемыми горизонтами, например, глиной.

2.2. Эксплуатация скважин

Эксплуатация нефтяных скважин может осуществляться *фонтанным* или *механизированным способом*. При фонтанном способе жидкость из скважины поступает на поверхность под действием энергии нефтяного пласта. Когда этой энергии недостаточно, на жидкость оказывают искусственное механическое воздействие для извлечения ее на поверхность; при этом имеет место

механизированный способ эксплуатации. В зависимости от применяемой техники и технологии механизированный способ подразделяется на *газлифтный* и *насосный*. В свою очередь газлифтный способ может быть компрессорным и безкомпрессорным, а насосный – с применением штанговых, *погружных электроцентробежных и гидropоршневых насосов*.

Газовые скважины эксплуатируются только фонтанным способом.

Фонтанная скважина оборудуется колонной подъемных труб, устьевой фонтанной арматурой, выкидной линией (шлейфом) и отсекаателями.

Подъемные трубы служат для подъема на поверхность земли продукции фонтанных скважин. Эти трубы называются также насосно-компрессорными, поскольку их же используют для подъема жидкости на поверхность и при механизированном способе эксплуатации скважин.

Фонтанная арматура, расположенная на устье скважины в сочетании с крепежными элементами предназначена для подвешивания колонны подъемных труб, герметизации устья скважины, контроля за работой скважины и направления продукции в выкидную (шлейфовую) линию и далее на узел подготовки газа. В качестве запорных устройств применяют задвижки и краны. Фонтанная арматура выпускается на рабочее давление от 7 до 100 МПа.

Газлифтный способ эксплуатации нефтяных скважин по механизму подъема жидкости на поверхность аналогичен фонтанному способу эксплуатации с той разницей, что при фонтанировании источником энергии служит газ, извлекаемый вместе с нефтью из пласта, а при газлифтной эксплуатации источником энергии служит сжатый компримированный газ, подаваемый в скважину с поверхности земли.

Газовая скважина для добычи газа с одного газового горизонта имеет наиболее простую конструкцию. Верх скважины называют устьем, низ – забоем.

Схема скважины представлена на рис. 2.3. Обсадная колонна 2 предохраняет ствол скважины от обвалов породы и проникновения воды. В глубоких скважинах обсадная колонна имеет телескопическое строение, состоящее из двух или трех различных диаметров. Зазор между породой и наружными стенками обсадных труб, особенно на стыковке труб разного диаметра, уплотнен цементным раствором.

Низ обсадной колонны опирается на башмак *10* из цементного раствора.

Оборудование забоя скважины зависит от характера пород, из которых сложена призабойная зона продуктивного пласта. Если она сложена из прочных пород, то нижняя часть колонны обсадных труб с пробуренным башмаком размещается под кровлей продуктивного пласта и газ поступает в скважину через открытый забой обсадной колонны. Если же призабойная зона состоит из рыхлых пород, то обсадная колонна *2* пропускается через всю толщу продуктивного пласта и для доступа газа в скважину нижняя часть обсадной колонны перфорируется пулевым или пескоструйным перфоратором.

При движении газа с забоя к устью скважины с большими скоростями колонна насосно-компрессорных труб, вследствие выноса механических примесей может подвергнуться эрозионному, а при содержании в газе H_2S , CO_2 и органических кислот коррозионному воздействию. Поэтому выход газа из скважины осуществляется через колонну фонтанных (насосно-компрессорных) труб *1*, опускаемых в колонну обсадных труб почти до забоя. Для возможности ремонта или замены колонны насосно-компрессорных (фонтанных) труб *1* она собирается из цельнотянутых труб на конической резьбе.

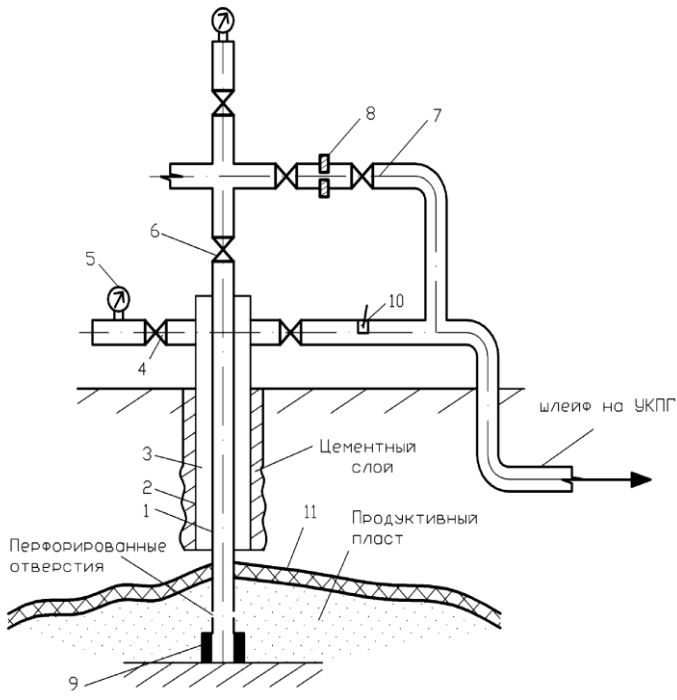


Рис. 2.3. Конструкция газовой скважины:

- 1 – колонна насосно-компрессорных труб; 2 – обсадная колонна;
 3 – межтрубное пространство; 4 – задвижка; 5 – манометр; 6 – коренная задвижка;
 7 – струна скважины; 8 – регулируемый штуцер; 9 – башмак скважины; 10 –
 термометрический карман с термопарой; 11 – газоупорный горизонт.

В сложных северных условиях, где распространена вечная мерзлота, целесообразно использование кустового метода бурения скважин, уменьшающих отрицательное воздействие на окружающую среду (вечную мерзлоту) сопровождающих техногенных процессов. Данный метод бурения целесообразно использовать и при бурении на газ в шельфовых зонах.

Кустовое расположение скважин (см. рис. 2.4) в количестве 6–8 штук через 80 м друг от друга представлен на рис. 2.4.



Рис. 2.4. Куст скважин

Бурят скважину быстровращающимся буром-долотом, разрушающем породы в пласте. В настоящее время для этой цели применяют шарошечные долота, в которых шарошки (круглые колесики на оси с алмазными кромками) вращаются вокруг своих осей.

В зависимости от привода различают роторное и турбинное бурение.

При роторном бурении двигатель расположен на поверхности земли, вращение от него передается долоту через промежуточные механизмы и колонну бурильных труб. Трубы соединяются между собою замками на крупной конической резьбе.

Опускание и подъем бурильных труб осуществляют с вышки.

Насосом по бурильным трубам подают промывочный раствор (например, глинистый), который выносит на поверхность частицы породы.

При турбинном бурении буровой двигатель (турбобур) опускается в скважину.

Производительность (или дебит) газовой скважины зависит от ряда факторов и, прежде всего, от размеров газовой залежи, пластового давления, характера сил вызывающих движение газа от пласта к забою. Производительность скважины через полностью открытые задвижки называют свободным дебитом. Однако при таком отборе газа из скважины может произойти разрушение пласта, нарушение его газопроницаемости, обводнение призабойной зоны. Поэтому рабочий дебит скважины составляет 20–25% свободного.

Регулирование количества подаваемого со скважины газа нельзя осуществлять задвижками (из-за быстрого выхода их из строя), поэтому расход регулируют дроссельной шайбой 8. Термометрический карман 11 служит для замера температуры газа.

Вопросы для самопроверки

1. На какой глубине в недрах земли находятся газоносные пласты?
2. Какие виды обнаружения газо- и нефтеносных пластов Вы знаете?
3. Поясните, как осуществляется поиск газоносного горизонта с помощью локаций?
4. Что называется нефтяной или газовой залежью?
5. В каком случае залежь называется нефтегазовой, в каком газоконденсатной, а в каком нефтегазоконденсатной?
6. В каком случае газовая залежь называется промышленной?
7. В каких породах присутствуют запасы газа?
8. Представьте схему нефтегазовой залежи.
9. Представьте схему газовой скважины, из каких элементов она состоит?
10. Что такое дебит газовой скважины? Что такое рабочий дебит скважины?
11. Что Вы знаете об эксплуатации нефтяных и газовых скважин?
12. Представьте схему куста скважин.

3. ПОДГОТОВКА К ДАЛЬНЕМУ ТРАНСПОРТУ И ТРАНСПОРТ ГАЗА

3.1. Очистка газа от механических примесей

Очистка газа от механических примесей осуществляется в сепараторах циклонного, объемного типов и низкотемпературных сепараторах, осушка – в адсорберах и абсорберах. Они производятся на установке комплексной подготовки газа УКПГ, головных сооружениях или на КС (компрессорных станциях) газопровода. Сепарационное оборудование служит для очистки газа от капельной влаги, углеводородного конденсата и механических примесей.

Для газовых систем чаще всего используют вертикальные сепараторы объемного (рис. 3.1, *а*) и циклонного (рис. 3.1, *б*) типов. Штуцер для ввода газа в объемный сепаратор (рис. 3.1, *а*) может быть вварен как для радиального, так и для тангенциального ввода в него газа.

*а**б*

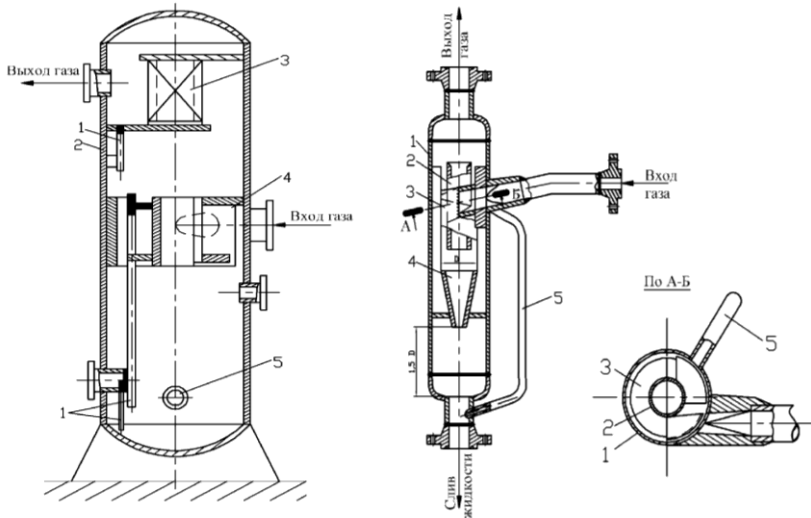


Рис. 3.1. Газосепараторы объемного (а) и циклонного (б) типов:
 а – вертикальный газовый (объемный) сепаратор: 1 – дренажные трубки; 2 – корпус;
 3 – жалюзийная насадка (каплеуловитель); 4 – устройство для направления потока газа;
 5 – патрубок (дренаж) для слива жидкости; б – циклонный сепаратор: 1 – корпус;
 2 – выходная труба; 3 – винтовая камера; 4 – сливной патрубок;
 5 – уравнивающая трубка $d = 25...38$ мм

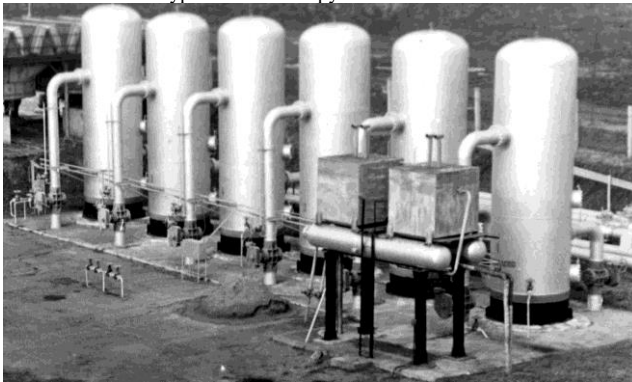


Рис. 3.2. Блок объемных сепараторов

Жидкая фаза в сепараторе, пройдя каплеуловительную насадку 3, сливается по дренажной трубке 1, механические примеси и крупные капли сразу же осаждаются в нижней части корпуса аппарата 2. Накопившийся шлам (жидкость и механическая взвесь) в корпусе аппарата продуваются

через патрубок 5. Газ в блоке (рис. 3.2) может подаваться как последовательно, так и параллельно через сепараторы.

В циклонный сепаратор газ подается в корпус 1 по тангенциальному трубопроводу через винтовую камеру 3. В месте разрыва выходной трубы 2 жидкость и механическая взвесь под действием центробежных сил отбрасывается к стенкам аппарата и по кольцевому пространству стекает в нижнюю его часть. Благодаря оригинальности конструкции циклонные сепараторы имеют большую производительность при небольших габаритных размерах.

3.2. Низкотемпературная сепарация газа

Газ, обладающий высоким давлением, обычно подготавливают на промыслах методом *низкотемпературной сепарации* за счет использования энергии самого газа.

Этим методом можно подготавливать природный газ, особенно на первой стадии разработки месторождений, когда пластовые давления достаточно высокие. Методы низкотемпературной сепарации приемлемы также для подготовки нефтяного газа высокого давления. При разработке нефтяных месторождений с газовым фактором 1000 м³/т и более нередко осуществляют низкотемпературную сепарацию нефти и газа, получая при этом нефтяной газ, не требующий отбензинивания и осушки.

Наиболее широко метод низкотемпературной сепарации применяется для подготовки газа газоконденсатных месторождений.

Сущность метода заключается в использовании свойства газа изменять свою температуру при резком снижении давления (дросселировании), сопровождающегося его расширением. Это свойство получило название *дроссель-эффекта*, или *эффекта Джоуля–Томсона*.

Величина изменения температуры газа при снижении его давления на 0,1 МПа называется *коэффициентом Джоуля–Томсона*. Для идеального сухого газа этот коэффициент равен примерно 0,3 °С. Однако реальные газы всегда содержат влагу и тяжелые углеводороды, которые при понижении переходят в жидкое состояние, выделяя скрытую теплоту конденсации. Поэтому в реальных условиях коэффициент Джоуля–Томсона составляет 0,15–0,25 °С.

Проявление эффекта Джоуля–Томсона можно нередко наблюдать на газопроводах и оборудовании, которые покрываются белым налетом в виде инея или снега. Этот налет образуется из влаги окружающего воздуха, конденсирующейся на металлических поверхностях, охлажденных газом в результате снижения его давления

на штуцерах, задвижках, при расширении в аппаратах, при изменении диаметром газопроводов и т. д.

Оптимальное начальное давление газа, при котором в реальных условиях в результате дроссель-эффекта может быть достигнуто охлаждением этого газа, необходимое для его качественной подготовки, обычно составляет 10–16 МПа.

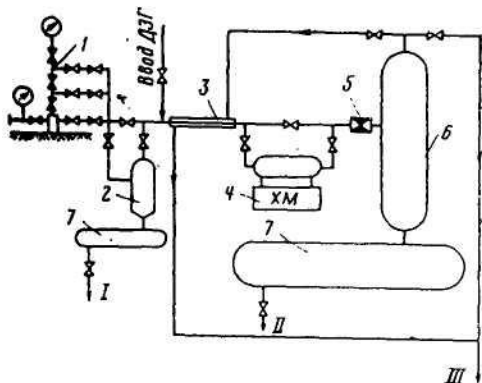


Рис. 3.3. Технологическая схема подготовки природного газа методом низкотемпературной сепарации:

- I – конденсат на подготовку; II – конденсат и ДЭГ на разделение и подготовку;
 III – газ на газопровод; 1 – газоконденсатная скважина; 2 – каплеотделитель;
 3 – теплообменник; 4 – холодильная машина; 5 – штуцер;
 6 – низкотемпературный сепаратор; 7 – конденсатосборник

На установке низкотемпературной сепарации (НТС) (рис. 3.3) газ из скважины 1 по шлейфу поступает в каплеотделитель, в качестве которого обычно используют циклонный сепаратор.

По трубопроводу I конденсат поступает в конденсатосборник 7. По трубопроводу II конденсат и диэтиленгликоль (ДЭГ) направляется на разделение и подготовку. Далее газ поступает на газопровод III. Со скважины газ идет на каплеотделитель 2, теплообменник 3, холодильную машину 4 и через штуцер 5 на низкотемпературный сепаратор 6. Из низкотемпературного сепаратора 6 продукт поступает на конденсатосборник 7. В каплеотделителе от газа отделяются влага и углеводороды, сконденсировавшиеся в шлейфе. Если давление газа, поступающего на установку НТС, превышает 16 МПа, перед каплеотделителем устанавливают штуцер для снижения давления. При этом происходит охлаждение газа и дополнительное выделение из него влаги и тяжелых углеводородов, также улавливаемых каплеотделителем. Жидкость из каплеотделителя стекает в

конденсатосборник, а оттуда по мере накопления через регулятор уровня направляется на подготовку.

Часть газа из низкотемпературного сепаратора поступает в газопровод, а другая часть – в теплообменник для охлаждения неподготовленного газа и затем также в газопровод. Количество газа, направляемого из сепаратора в теплообменник, регулируется с учетом обеспечения оптимального режима низкотемпературной сепарации.

Когда давление газа снижается (по истечении определенного времени разработки месторождения) и становится недостаточным для необходимого охлаждения его только за счет дроссель-эффекта, установку НТС оборудуют холодильной машиной, вырабатывающей искусственный холод для дополнительного охлаждения газа.

Процесс подготовки жидкости, выделяющейся из газа на установках НТС, заключается в разделении ее на воду (или водный раствор ДЭГ) и углеводородный конденсат. Вода сбрасывается в очистные сооружения, а конденсат после стабилизации (т. е. отделения от него растворенного газа) направляется в конденсатопровод. Газ стабилизации конденсата подают в газопровод или используют на собственные нужды, например в котельной для выработки пара. Раствор ДЭГ направляется на регенерацию.

3.3. Осушка газа

Для тонкой осушки газа от влаги и тяжелых углеводородов используются колонные аппараты. Адсорберы и абсорберы используются в следующих технологических схемах подготовки газа: компрессионный, адсорбционный и абсорбционный, осуществляемых на головных сооружениях, иногда на УКПГ. Применяют и низкотемпературные сепараторы для вымораживания влаги.

Компрессионный метод (рис. 3.4) основан на различии давлений и температур конденсации отдельных компонентов смеси углеводородных газов, составляющих попутный преимущественно нефтяной газ. В этом случае исходный попутный газ после очистки в сепараторе 1 от взвешенных частиц нефти, влаги и пыли сжимается в компрессоре 2 до 20 атм. (2,0 МПа) и затем последовательно охлаждается в конденсаторах 3 и 5.

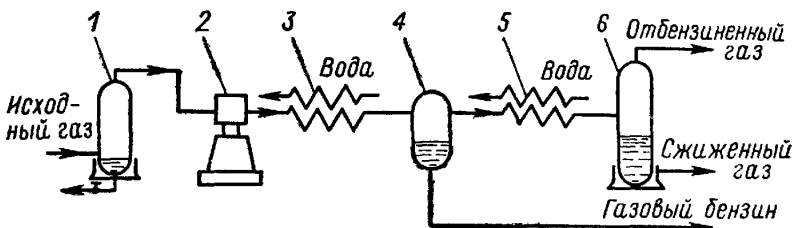


Рис. 3.4. Схема разделения углеводородов методом компрессии

В процессе первой стадии охлаждения из смеси конденсируются и собираются в сепараторе сырого бензина 4 наименее упругие пары пентана, в конденсаторе 5 конденсируются пары пропана и бутана. После разделения в сепараторе 6 сконденсированные пропан и бутан поступают в емкости сжиженного газа, а сохранившие газообразное состояние метан и этан по газопроводу направляется потребителю.

Адсорбционный метод основан на способности некоторых пористых тел (активированного угля, алюмогеля, перлита, силикагеля, синтетических цеолитов) и др. удерживать (адсорбировать) на поверхности пор тяжелые углеводороды и выделять их при последующем нагреве и увлажнении. Основным аппаратом адсорбционной установки (рис. 3.5) является адсорбер 1, заполненный например активированным углем. Очищенный исходный попутный газ проходит в адсорбере снизу вверх через слой угля и насыщает его поры тяжелыми углеводородами, а легкие углеводороды – метан и этан, не осевшие в порах угля, выходят из адсорбера в газопровод отбензиненного газа. По окончании насыщения угля углеводородами через адсорбер сверху вниз подается водяной пар, который, нагревая и увлажняя уголь, осуществляет десорбцию тяжелых углеводородов и уносит их в виде паров. Пары воды и углеводородов проходят через конденсатор 2 и поступают в сепаратор 3, в нижней части которого скапливается конденсат водяного пара, над ним – более легкий конденсат пентана, а в паровом пространстве – пары пропана и бутана. Через регуляторы уровня вода из сепаратора сбрасывается в канализацию, пентан – в емкости сырого бензина, а пары пропана и бутана поступают под купол газгольдера 4. По мере скопления в газгольдере пары пропана и бутана сжимаются компрессором 5 до 17–20 кгс/см² (1,7–2,0 МПа) и после охлаждения в конденсаторе 6 накапливаются в виде конденсата в сепараторе сжиженного газа 7, а из него периодически перемещаются в сборные емкости.

Для восстановления адсорбционной активности угля его надо просушить и охладить. Для этого дутьевой вентилятор 8 нагнетает в адсорбер 1 выбрасываемые через свечу 10 горячий воздух, нагреваемый в калорифере 9, а затем подается холодный воздух, поступающий мимо калорифера. Непрерывность действия установки обеспечивается комплектованием групп адсорберов, по три в каждой. Это позволяет одновременно осуществлять в группе все основные операции: адсорбцию, десорбцию и регенерацию активных адсорбционных свойств угля или другого адсорбера.

Абсорбционный (маслопоглощающий) метод основан на способности масел или солярового топлива в холодном виде избирательно растворять в себе (абсорбировать) тяжелые углеводороды, а при нагревании выделять их обратно. Очищенный попутный нефтяной газ (рис. 3.6) поступает в нижнюю часть абсорбера 1, представляющего собой колонну с тарельчатыми насадками, в которой снизу вверх движется газ, а противотоком сверху вниз стекает по тарелкам масло. Конструкция тарелок обеспечивает хороший контакт газа с маслом, в результате чего масло растворяет основную массу тяжелых углеводородов. Легкие углеводороды поступают в верхнюю часть абсорбера и по газопроводу отбензиненного газа направляются к потребителю.

Скапливающееся в нижней части абсорбера масло, насыщенное углеводородами, подается в подогреватель 2, затем десорбер 3. Выделяющиеся из нагретого масла тяжелые углеводороды поступают в компрессор 4, где сжимаются до $17\text{--}20\text{ кгс/см}^2$ ($1,7\text{--}2,0\text{ МПа}$). Охлаждаются они в две стадии – в конденсаторах 5 и 7. После первой стадии в сепараторе 6 сырого бензина накапливается жидкий пентан, а в сепараторе 8 – сжиженная пропан-бутановая фракция. Освободившееся от углеводородов нагретое масло из нижней части десорбера 3 насосом 9 перекачивается через холодильник 10 в верхнюю часть абсорбера 1 для повторения цикла.

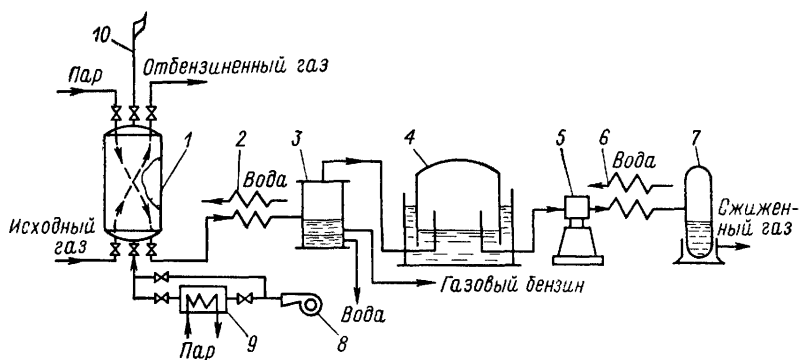


Рис. 3.5. Адсорбционная установка:

1 – абсорбер; 2 – теплообменник; 3 – сепаратор; 4 – газгольдер; 5 – компрессор; 6 – теплообменник; 7 – сепаратор; 8 – насос; 9 – теплообменник; 10 – факел или свеча

Из рассмотренных методов в газобензиновом производстве наиболее распространен метод масляной абсорбции, отличающийся простотой установки, большой производительностью и достаточно

высокой степенью извлечения тяжелых углеводородов из исходных газов.

В абсорбер 1 снизу вверх подается исходный очищенный в сепараторах газ, проходит абсорбент, стекающий через тарелки сверху вниз. Отбензиненный сухой газ из абсорбера 1 уходит в газопровод. Скопившееся масло из нижней части абсорбера подается в подогреватель 2, затем – в десорбер 3, где освобождаются от более тяжелых углеводородов и масла. Более легкая фракция проходит компрессор 4, где получает давление $P = 17\text{--}20$ атм. (1,7–2,0 МПа). Охлаждается эта фракция в две стадии, в конденсаторах 5 и 7. После 1-й стадии в сепараторе 6 сырого бензина накапливается жидкий пентан, а в сепараторе 8 – сжиженная пропан-бутановая фракция.

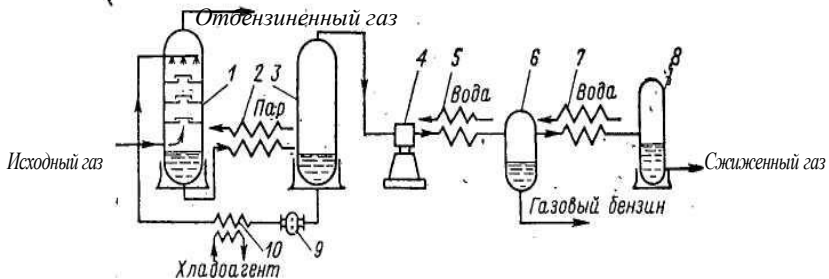


Рис. 3.6. Абсорбционный метод:

1 – абсорбер; 2 – подогреватель; 3 – десорбер; 4 – компрессор; 5, 7 – конденсаторы;
6 – сепаратор; 8 – сепаратор; 9 – насос; 10 – холодильник

Освободившееся от тяжелых углеводородов нагретое масло из нижней части десорбера 3 насосом 9 перекачивается через холодильник 10 в верхнюю часть абсорбера 1 для распыления в колонне (цикл работы повторяется).

Этот метод наиболее приемлем, так как осуществляется высокая степень отбензинивания газа и достигается высокая производительность. Из жидких поглотителей используется диэтиленгликоль ($C_4H_{10}O_3$) или триэтиленгликоль ($C_6H_{14}O_2$). При нагреве сорбента влага из него удаляется, и он возвращается в абсорбер 1.

Эффективнейшим способом удаления влаги является низкотемпературная сепарация, т.е. вымораживание влаги. Газ с $P = 10$ МПа дросселируют и влагу и углеводородный конденсат при отрицательных температурах выпадают.

Смеси полученных углеводородов (пропана, пропилена, бутана, бутилена, небольших количеств этана и этилена), находятся при относительно небольших давлениях или при пониженных

температурах в жидком состоянии, а при нормальных условиях – в газообразном состоянии, они составляют группу сжиженных углеводородных газов.

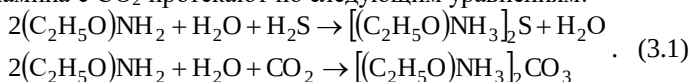
Метан }
 Этан } – отбензиненный газ
 Пропан }
 Бутан } – сжиженный газ
 Пентан } – газовый бензин

Технология разделения углеводородов по представленным технологическим схемам основана на различной упругости насыщения паров и на различии в давлениях конденсации отдельных компонентов смеси.

При изменениях температуры или давления, а также объема такой двухфазной системы (пар – жидкость) равновесие ее нарушается и жидкая фаза выпадает.

Например, при постоянстве температуры сжатие паровой фазы приводит к конденсации части паров, а при увеличении объема жидкость выпадает в сепараторе объемного или циклонного типа. В обоих случаях давление паровой фазы, соответствующее данной температуре, остается неизменным.

Очистка газа от сероводорода и CO₂ в абсорберах выполняется с использованием жидких и твердых поглотителей. Осуществляется очистка щелочными растворами этаноламина или моноэтаноламина, которые при взаимодействии с H₂S и CO₂ образуют нестойкие соединения. Реакции моноэтаноламина с H₂S и водного раствора моноэтаноламина с CO₂ протекают по следующим уравнениям:



Обе реакции обратимы, т.к. при температурах 20–40 °С они идут слева направо с поглощением H₂S и CO₂, а с повышением температуры до 105 °С и более – справа налево, т.е. происходит регенерация этаноламина.

При очистке газа этаноламинами (см. схему рис. 3.7) неочищенный газ поступает по газопроводу 1, проходит через абсорбер 2 снизу вверх, контактирует со встречным потоком этаноламина, переливающегося через тарелки сверху вниз, освобождается от сероводорода и углекислого газа и через газопровод 3 уходит в магистральный газопровод.

Раствор этаноламинов из нижней части абсорбера 2 насосом 11 подается в выпарную колонну 7 для регенерации, которая происходит при 105 °С. Далее раствор охлаждается в теплообменнике 5 и холодильнике 4 и направляется в верхнюю часть абсорбера 2. Степень очистки при этом достигает 99 % и выше.

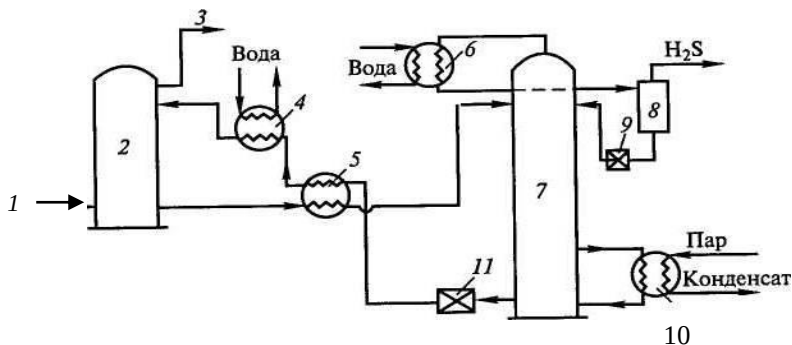


Рис. 3.7. Схема установки очистки газа от сероводорода:
1, 3 – газопроводы; 2 – абсорбер; 4, 6 – холодильники; 5 – теплообменник;
7 – выпарная колонна; 8 – сепаратор; 9, 11 – насосы; 10 – кипятильник

Основные достоинства рассмотренного способа очистки: достаточно высокая степень очистки, легкая регенерируемость раствора, незначительные потери реагента, компактность установки, небольшой расход воды и электроэнергии, возможность автоматизации процесса.

Очистка газа этим способом позволяет снизить H_2S и CO_2 до приемлемой величины 2 г на 100 м³ газа.

Одоризация необходима для обнаружения утечек, т.к. газ не имеет запаха. Она осуществляется путем подачи в газ одоранта (этилмеркаптана C_2H_5SH). Одоорируют газ чаще всего на ГРС, но иногда осуществляют и на головных сооружениях. Универсальный одоризатор УОГ-1 разработан ВНИПИГаздобыча и изготавливается Щекинским заводом РТО. Применяют также одоризационные установки капельного, барботажного и эжекторного типов.

3.3. Транспорт газа

Схема сбора и транспорта газа представлена на рис. 3.8.

Природный газ из скважин 1 по шлейфам-газопроводам 2 поступает на установку комплексной подготовки газа УКПГ

(газосборный пункт) 3 (или римские цифры I, II, III, IV, V, VI). На УКПГ замеряется количество поступающего газа от каждой скважины и в сепараторах производится грубая его очистка от влаги и механической взвеси (песка, пыли, продуктов коррозии). Далее по газопроводу 4 через клапан отсекабель (обратный клапан) 4А газ поступает в газосборный коллектор 5, который в зависимости от расположения скважин на промысле, может быть линейным, кольцевым или лучевым.

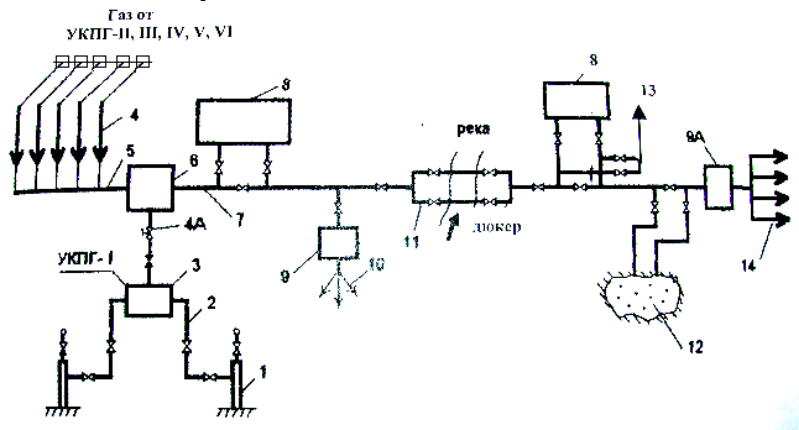


Рис. 3.8. Схема сбора и транспорта газа

На головных сооружениях 6, газ тщательно осушают от воды, тяжелых углеводородов, удаляют CO_2 , H_2S и избавляют его от балластов.

В состав промысловых объектов входят скважины 1 насчитывающие десятки на каждом УКПГ, УКПГ 3 (от 1 до 10 штук и более на промысле), газосборный коллектор 5, головные сооружения 6. Все эти сооружения соединены через ГС с магистральным газопроводом 7 (МГ).

Особенно ответственными участками магистрального газопровода являются участки на болотах и узлы переходов через реки, железные дороги, овраги. Двухниточный переход (дюкер) через реку 11 показан на схеме (рис. 3.8). К магистральному газопроводу могут быть подключены отводления (газопроводы-отводы) 13 промежуточному потребителю.

Поднятие давления в МГ и перекачка газа по нему осуществляется компрессорными станциями 8 установленными по трассе газопровода примерно через 150 км.

Заданная производительность в МГ в пиковые сезоны может быть обеспечена из подземных хранилищ газа 12, расположенных недалеко от трассы МГ и наибольшего потребителя газа. Хранилища могут быть естественными и искусственными. Естественными являются хранилища образованные на выработанных промыслах.

Передача газа из МГ потребителю осуществляется через газораспределительные станции 9А и далее через газораспределительные пункты 14 (показаны линиями).

Осушка газа от воды в технологическом процессе необходима в первую очередь для предотвращения в МГ кристаллогидратов, которые образуются при высоких давлениях при наличии паров воды и легких углеводородов (метан), а также предотвращения образования пробок из воды и тяжелых углеводородов, находящихся в жидком виде в пониженных местах газопроводов, уменьшающих пропускную способность трубопроводной системы. Кристаллогидраты похожи на лед и способны забивать сужающиеся места трубопроводов, и особенно участки трассы с поворотами.

Вопросы для самопроверки

1. На какой глубине в недрах земли находятся газonosные пласты?
2. Какие виды обнаружения газо- и нефтеносных пластов Вы знаете?
3. Поясните, как осуществляется поиск газonosного горизонта с помощью локаций?
4. Что называется нефтяной или газовой залежью?
5. В каком случае залежь называется нефтегазовой, в каком газоконденсатной, а в каком нефтегазоконденсатной?
6. В каком случае газовая залежь называется промышленной?
7. В каких породах присутствуют запасы газа?
8. Представьте схему нефтегазовой залежи.
9. Представьте схему газовой скважины, из каких элементов она состоит?
10. Что такое дебит газовой скважины? Что такое рабочий дебит скважины?
11. Что Вы знаете об эксплуатации нефтяных и газовых скважин?
12. Представьте схему куста скважин.
13. Для каких целей возводятся газохранилища у магистральных газопроводов, и какие газохранилища вы знаете?

4. МАГИСТРАЛЬНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ

К магистральному относится газопровод диаметром 100 мм и более и длиной свыше 50 км. Магистральные газопроводы достигают диаметра 1420 мм. Большой диаметр МГ является и технически и экономически не эффективным.

Наиболее часто встречающимися газопроводами-отводами, присоединяемыми к магистральным газопроводам, являются диаметры: 520 мм, 720 мм, 820 мм, 1020 мм, 1220 мм и 1420 мм. Первые МГ имели давление 4,0 МПа, 5,5 МПа, 6,4 МПа и 7,5 МПа. В настоящее время проектируются МГ на давление 8,4 МПа и рассматриваются МГ на давление 12 МПа.

От газовых скважин до установок комплексной подготовки газа (УКПГ) используют газопроводы-шлейфы (шлейфы), чаще всего не превышающие диаметр 375 мм, давлением 7,5–10 МПа.

Между УКПГ и головными сооружениями (ГС) газового промысла применяют межпромысловые газопроводы.

На МГ монтируют запорные устройства – стальные шаровые краны бесколодезного типа (на газопроводах отводах могут использоваться задвижки), продувочные конденсатоотводчики для сбора и удаления конденсата.

Переходы газопроводов через большие судоходные реки обычно выполняются двумя–тремя нитками подводных трубопроводов, называемых дюкерами. Пропускная способность одного дюкера обычно составляет 70 % от всего транспортируемого газа. Дюкер выполняют из труб с утолщенной стенкой, покрывают антикоррозионным покрытием весьма усиленного типа, балластируют железобетонными, иногда чугунными пригрузами для придания отрицательной плавучести и заглубляют на 0,5 м в грунт от дна реки.

На пересечении нешироких рек, например горных с быстрым течением, а также ущелий и глубоких оврагов сооружают, как правило, воздушные переходы газопроводов балочной, подвесной, вантовой, арочной конструкций.

Под автомобильными и железными дорогами МГ прокладывают в гильзах (стальном кожухе), концы гильзы герметизируют, а к полости подсоединяется свеча, удаляемая от дороги не менее чем на 2,5 м, и поднимается над землей не менее 5 м.

4.1. Линейная часть газопровода

Линейная часть – основная составляющая часть магистрального трубопровода, она представляет собой непрерывную нить, сваренную из отдельных труб и уложенную тем или иным способом в зависимости от особенностей ее эксплуатации и природно-климатических условий местности.

К линейной части относятся лупинги и отводы от основной магистрали, отключающая и запорная арматура, переходы через естественные и искусственные препятствия, узлы запуска и приема очистных устройств, компенсаторы и конденсатосборники. Как правило, в состав линейных сооружений включают систему электрохимической защиты газопровода от коррозии и вдольтрассовые дороги.

Таблица 4.1

Расстояние между осями проектируемого и действующего магистральных газопроводов, м

Диаметр, мм	На землях не сельскохозяйственного назначения, м	На землях сельскохозяйственного назначения (при снятии и
-------------	--	--

		восстановлении плодородного слоя), м
До 400	11	20
400–700	14	23
700–1000	15	28
1000–1200	16	30
1200–1400	18	32

Возможность аварийных ситуаций на газопроводах требует обеспечения разрывов между осями газопроводов и строениями населенных пунктов. Так, для газопроводов диаметром 1020–1420 мм расстояние до городов и населенных пунктов, отдельных промышленных предприятий, зданий в три этажа и более, железнодорожных станций и аэропортов должно быть не менее 350 м при подземной и 700 м при наземной и надземной прокладке, до железных и автомобильных дорог при подземной укладке 200 м и при наземной и надземной 300 м, до мостов и территории КС при подземной укладке 250 м и при наземной и надземной 375 м, до отдельно стоящих небольших зданий 200 м, до ГРС при подземной укладке 175 м, при наземной и надземной 250 м.

Расстояние между осями трубопроводов см. табл. 4.1.

На период строительства для ведения работ по сооружению газопровода отводят полосу отчуждения (см. табл. 4.2).

Таблица 4.2

Ширина полосы земель отчуждения одного подземного газопровода, м

Диаметр, мм	На землях не сельскохозяйственного назначения, м	На землях сельскохозяйственного назначения (при снятии и восстановлении плодородного слоя), м
До 400	20	28
400–700	23	33
700–1020	28	39
1020–1220	30	42
1220–1420	32	45

Линейную часть магистральных газопроводов укладывают подземным, наземным и надземным способами.

Магистральные газопроводы по рабочему давлению разделяют на 3 класса:

высокого давления – $P > 25 \text{ кгс/см}^2$;

среднего давления – от 12 до 25 кгс/см²;

низкого давления – $P < 12 \text{ кгс/см}^2$.

Подземная укладка наиболее широко применяемый "классический" способ: трубопровод укладывают в траншею (обычно не менее чем на 0,8 м от поверхности земли до верхней образующей трубы).

Засыпка трубопровода грунтом осуществляется с необходимостью обеспечения упругого радиуса изгиба трубы для конкретного рельефа местности, теплотехнических требований, использования минерального грунта для балластировки или удержания трубопровода от всплытия на обводненных участках. Для балластировки или удержания труб в проектном положении используются также армобетонные грузы, чугунные грузы и анкерные устройства.

Подземная укладка наиболее экономична. Вместе с тем, на многолетнемерзлых грунтах и категорий по просадочности, на участках горных выработок, в районах активных оползней практически не применяется.

Наземная укладка характеризуется тем, что нижняя образующая трубы имеет отметку на уровне дневной поверхности грунта, выше нее (на грунтовой подушке) или несколько ниже.

При этом способе укладки трубопровод чаще всего осуществляют обваловку привозным или местным грунтом. Этот вид укладки используется в сильно обводненных и заболоченных районах и при наличии засоленных почв.

Преимущества этого способа в том, что он позволяет избежать дорогостоящей балластировки трубопровода и ограничивает влияние трубопровода на грунт в условиях многолетней мерзлоты. Однако применение надземной укладки возможно там, где есть поблизости карьеры для добычи грунта и возведения насыпи.

Надземная укладка – это сооружение трубопровода над землей на свайных или других опорах. Ее применяют в тех случаях, когда по технико-экономическим соображениям исключаются описанные выше способы.

Запорные устройства размещают на линейной части магистрального газопровода не реже чем через 30 км, а также на обоих берегах водных двухниточных переходов, на всех отводах от магистральных газопроводов, на участках примыкающих к

компрессорным станциям, на расстоянии 500–700 м до границ их территории, на свечах и факелах для сброса газа.

В качестве запорной арматуры применяют краны, задвижки и вентили.

По роду управления краны делят на ручные и с пневматическим приводом. По конструкции краны подразделяют на простые поворотные и краны с принудительной смазкой, по способу присоединения – на фланцевые, муфтовые и с концами под приварку. В последнее время на магистральных газопроводах используют шаровые равнопроходные краны со сферическим затвором и пневмогидроприводом. Начиная с $D_y = 1000$ мм изготавливают два типа этих кранов: для колодезной и бесколодезной установки.

Задвижки ставят на газопроводах $D_y = 50$ –600 мм на давление до 6,4 МПа. Вентили применяют на трубах контрольно-измерительных приборов.

Основным эксплуатационным показателем МГ является его расчетная суточная пропускная способность, определяемая по проектной, годовой пропускной способности из соотношения:

$$V_{\text{сут}} = \frac{V_{\text{год}}}{365 K_{\text{год}}}, \quad (3.2)$$

где $V_{\text{сут}}$ – суточная пропускная способность, млн. м³/сут в стандартных условиях; $V_{\text{год}}$ – годовая пропускная способность, млн. м³/сут; $K_{\text{год}}$ – среднегодовой коэффициент неравномерности потребления газа; для МГ без хранилищ $K_{\text{год}} = 0,85$, для отводов $K_{\text{год}} = 0,75$.

Зависимость расчетной суточной пропускной способности МГ выражается формулой:

$$V_{\text{сут}} = 0,326 \cdot 10^6 d^{2,5} \sqrt{\frac{p_n^2 - p_k^2}{Z_{\text{ср}} L T_{\text{ср}} \lambda \rho}}, \quad (3.3)$$

где d – внутренний диаметр газопровода, мм; p_n и p_k – начальное и конечное абсолютное давление, кгс/см²; λ – коэффициент гидравлического сопротивления газопровода; ρ – относительная плотность газа; $Z_{\text{ср}}$ – средний по длине коэффициент сжимаемости газа; $T_{\text{ср}}$ – средняя по длине газопровода температура, L – длина расчетного участка, км.

Из формулы (3.3) видно, что при прочих равных условиях пропускная способность газопровода пропорциональна его диаметру в степени 2,5. Поэтому удалось с увеличением d значительно увеличить его пропускную способность.

Увеличивается производительность при повышении давления или прокладкой нескольких линий газопроводов. На газопроводы - отводы к КС и ГРС распространяются все правила строительства и эксплуатации, применяемые для МГ.

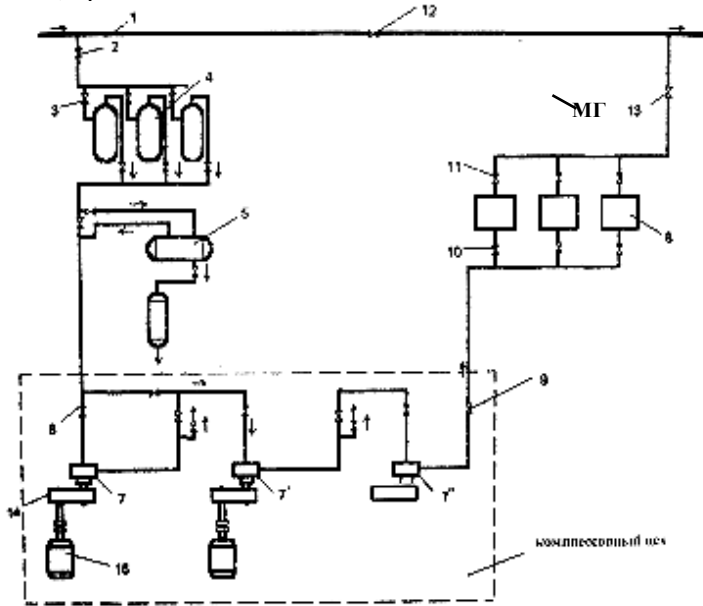


Рис. 4.1. Технологическая схема КС с электроприводом:
1 – магистральный газопровод; 2, 3, 6, 9, 10, 11, 12, 13 – краны;
4 – масляный пылеуловитель; 5 – маслоуловитель; 7 – центробежный нагнетатель;
8 – масляный холодильник; 14 – редуктор; 15 – электропривод

Компрессорные станции КС предназначены для сжатия (компримирования) газа до рабочего давления P с целью обеспечения равномерной пропускной способности МГ. Они оборудуются поршневыми компрессорами или центробежными нагнетателями с газотурбинным, электрическим, авиационным и приводом морских судов.

При проектировании КС особое внимание уделяется автоматизации КС с управлением ее режима работы с одного пульта и утилизации отходов тепла.

Центробежные нагнетатели для увеличения степени сжатия газа работают последовательно по 2–3 агрегата в группе. Число групп зависит от пропускной способности МГ. Тип привода нагнетателей выбирается в зависимости от места и условий работы.

В районах, удаленных от энергосистем, целесообразно использовать газотурбинный привод, работающий на газе. Там же, где есть электричество, обычно применяют электропривод.

На рис. 4.1 изображена схема КС с электроприводом, на рис. 4.2 размещение газоперекачивающего агрегата в здании КС.

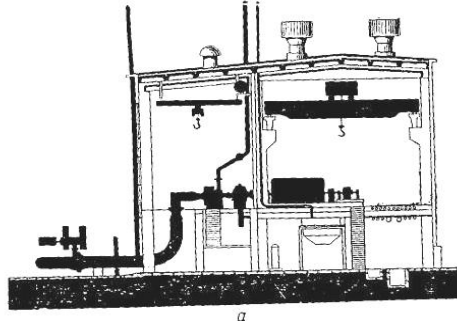


Рис. 4.2. Установка газоперекачивающего агрегата (СТД-4000-2) в компрессорном цехе, на отметке + 4,8 м

Из МГ 1 через кран 2 газ поступает на блок масляных пылеуловителей 4, для очистки от механических примесей. Очищенный газ направляется в компрессорный цех на компримирование.

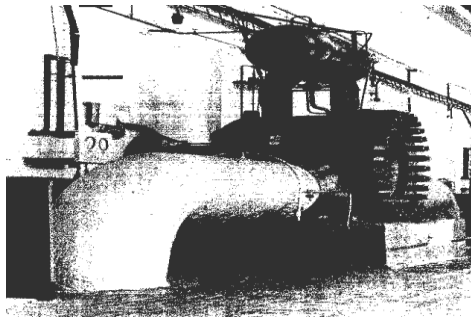


Рис. 4.3. Центробежный компрессор в цехе перекачки газа

Из маслоуловителей 5 через кран 6 газ поступает на всасывание в центробежный нагнетатель 7 и из него с повышенным давлением – на всасывание в следующий нагнетатель.

Из последнего последовательно включенного нагнетателя 7 газ подается через маслоохладитель 8 и с рабочим давлением 5,5–7,5 МПа и температурой около 70 °С поступает в МГ.

На рис. 4.3 изображено размещение центробежного компрессора в цехе перекачки газа.

4.2. Пути повышения эффективности магистральных газопроводных систем

Специалисты по транспорту газа к потребителю постоянно работают над созданием эффективных средств, повышающих экономичность и надежность газопередачи. Существуют следующие виды эффективного трубопроводного транспорта:

1. Увеличение диаметра газопровода до 1420 мм. Его производительность 28 млрд. м³/год, при $P = 7,5$ МПа.

2. За счет увеличения давления. Причем повышение давления более 8,4 МПа требует создания нового класса трубных сталей, ведет к увеличению аварийности на газопроводах.

3. За счет понижения температуры газа до низких температур (0–5 °С) при $P = 7,5$ МПа.

Такая температура повышает производительность МГ на 15–20 % и сохраняет вечную мерзлоту, но требует применения в районах с умеренным климатом теплоизоляционных покрытий, длина при такой температуре $l = 2200$ км. Эффективен только на вечномёрзлых грунтах.

4. За счет понижения температуры до умеренно низких температур (–30 °С), $P = 7,5$ МПа. Повышает производительность на 20–25 %. В этом случае требуется обязательное применение теплоизоляционного покрытия, которое повышает стоимость конструкции и возведение газопровода на 40 %, необходимость создания нового строительного оборудования.

5. За счет понижения температуры до (–50)–(–70) °С, $P = 7,5$ МПа. Производительность газопровода увеличивается на 50 %. Но при этих температурах в потоке газа уже начинают образовываться капли сжиженного природного газа (СПГ). Их образование ведет к быстрому разрушению лопаток компрессорных агрегатов.

6. Переход на транспорт газа в сжиженном состоянии при температурах (–81,5)–(–161,5) °С, зависит от давления. При этом рабочее давление необходимо поддерживать в МГ на уровне 4,5–5,0 МПа.

Производительность СПГ-провода составляет 100 млрд. м³/год. Эффективная длина составляет $L = 2200$ –5000 км.

Получение СПГ в районе добычи газа позволяет, наряду с применением магистральных СПГ-проводов, применять на всем протяжении его транспорта, вплоть до потребителя, различные виды, в

том числе комбинированную доставку газа: морской, речной, воздушный, железнодорожный, автомобильный транспорт.

Кроме того, СПГ очень выгодно хранить в емкостях различной конструкции, возводимых вблизи СПГ-проводов.

Вопросы для самопроверки

1. Какой газопровод относится к магистральному и каковы его параметры?
2. Как называются газопроводы отходящие от газовых скважин, газопроводы между УКПГ и ГС газопроводы проложенные параллельно основному МГ, каковы их физические параметры?
3. Что Вы знаете о МГ проходящего через водные преграды, какова глубина их укладки в грунт?
4. Что относится к линейной части газопровода?
5. Что Вы знаете о расстоянии между осями МГ и о ширине отчуждения подземного газопровода?
6. Расскажите о МГ при подземной, наземной и надземной укладке?
7. Какие требования к запорным органам и их установке на МГ?
8. Представьте формулу и её составляющие суточной пропускной способности МГ.
9. Что Вы знаете о компрессорной станции, из каких элементов она состоит?
10. Дайте схему КС с электроприводом.
11. Как работает КС?
12. Расскажите о путях повышения МГ.

5. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ГАЗОПРОВОДЫ И ИХ КЛАССИФИКАЦИЯ

5.1. Классификация газопроводов

В системах газоснабжения в зависимости от давления транспортируемого газа различают:

газопроводы высокого давления I категории (рабочее давление газа от 0,6 до 1,2 МПа);

газопроводы высокого давления II категории (рабочее давление газа от 0,3 до 0,6 МПа);

газопроводы среднего давления (рабочее давление газа от 0,005 до 0,3 МПа);

газопроводы низкого давления (рабочее давление газа до 0,005 МПа).

Газопровод является важным элементом системы газоснабжения, так как на его сооружение расходуется 70...80 % всех капитальных вложений. При этом от общей протяжённости распределительных газовых сетей 80 % приходится на газопроводы низкого давления и 20 % – на газопроводы среднего и высокого давлений.

Газопроводы низкого давления служат для подачи газа к жилым домам, общественным зданиям и коммунально-бытовым предприятиям.

Газопроводы среднего давления через газорегуляторные пункты (ГРП) снабжают газом газопроводы низкого давления, а также промышленные и коммунально-бытовые предприятия. По газопроводам высокого давления газ поступает через газораспределительные установки (ГРУ) на промышленные предприятия и газопроводы среднего давления. Связь между потребителями и газопроводами различных давлений осуществляется через ГРП и ГРУ и ГРШ.

В зависимости от расположения газопроводы делятся на наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений), а также на подземные (подводные) и надземные (надводные). В зависимости от назначения в системе газоснабжения газопроводы подразделяются на распределительные, газопроводы-вводы, вводные, продувочные, сбросные и межпоселковые.

Распределительными являются наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от магистральных газопроводов до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давлений, предназначенные для подачи газа к одному объекту.

Газопроводом-вводом считают участок от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе.

Вводным газопроводом (газопровод-ввод) считают участок от отключающего устройства на вводе в здание до внутреннего газопровода.

Межпоселковыми являются распределительные газопроводы, проложенные между населенными пунктами и связывающие газопроводы различного назначения между собой.

Внутренним газопроводом считают участок от газопровода-ввода (вводного газопровода) до места подключения газового прибора или теплового агрегата.

В зависимости от материала труб газопроводы подразделяют на металлические (стальные, медные) и неметаллические (полиэтиленовые).

Различают также трубопроводы со сжиженным углеводородным газом (СУГ), а также сжиженным природным газом (СПГ), при криогенных температурах.

По принципу построения распределительные системы газопроводов делятся на кольцевые, тупиковые и смешанные. В тупиковых газовых сетях газ поступает потребителю в одном направлении, т.е. потребители имеют одностороннее питание.

В отличие от тупиковых кольцевые сети состоят из замкнутых контуров, в результате чего газ может поступать к потребителям по двум или нескольким линиям.

Надежность кольцевых сетей выше тупиковых. При проведении ремонтных работ на кольцевых сетях отключается только часть потребителей, присоединенных к данному участку.

В систему газоснабжения входят распределительные газопроводы всех давлений, газораспределительные станции (ГРС), газорегуляторные пункты и установки. Все элементы систем газоснабжения должны обеспечивать надежность и безопасность подачи газа потребителям.

В зависимости от числа ступеней и давления газа в газопроводах, системы газоснабжения городов и населенных пунктов делятся на одно-, двух-, трех- и многоступенчатые.

Одноступенчатые системы газоснабжения обеспечивают подачу газа потребителям по газопроводам только одного давления, как правило, низкого (рис. 5.1).

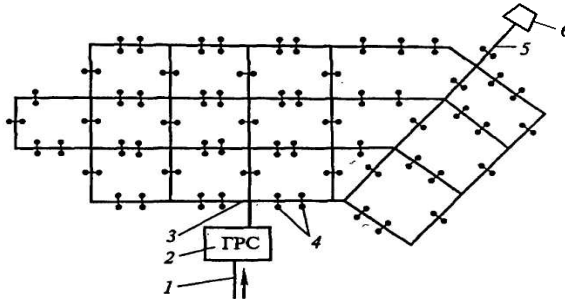


Рис. 5.1. Схема одноступенчатой системы распределения газа:

- 1 — магистральный газопровод; 2 — газораспределительная станция; 3 — кольцевой газопровод; 4 — ответвления к потребителям; 5 — тупиковый газопровод; 6 — индивидуальный потребитель газа

Двухступенчатые системы газоснабжения (рис. 5.2) обеспечивают распределение и подачу газа потребителям по газопроводам среднего и низкого или высокого и низкого давлений.

Трехступенчатая система газоснабжения позволяет осуществлять распределение и подачу газа потребителям по газопроводам низкого, среднего и высокого давлений.

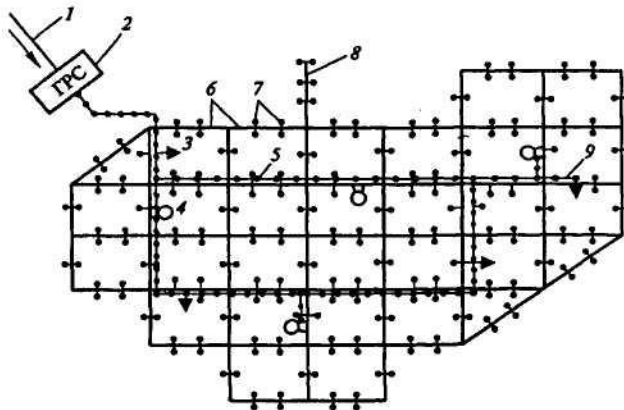


Рис. 5.2. Схема двухступенчатой системы распределения газа:

- 1 — магистральный газопровод высокого давления; 2 — ГРС; 3 — крупные потребители газа; 4 — городские ГРП, питающие газопроводы низкого давления; 5 — газопроводы высокого и среднего давлений; 6 — кольцевые газопроводы низкого давления; 7 — ответвления к потребителям; 8 — тупиковый газопровод низкого давления; 9 — тупиковый газопровод среднего давления

Многоступенчатая система газоснабжения предусматривает распределение газа по газопроводам высокого I категории (до 1,2 МПа), высокого II категории (до 0,6 МПа), среднего (до 0,3 МПа) и низкого (до 0,005 МПа) давлений. Выбор системы газоснабжения зависит от характера планировки и плотности застройки населенного пункта.

Устройство подземных распределительных газопроводов.

Система газоснабжения должна быть надежной и экономичной, что определяется правильным выбором трассы газопровода, который зависит от расстояния до потребителя, ширины проездов, вида дорожного покрытия, наличия вдоль трассы различных сооружений и препятствий, а также от рельефа местности.

Минимальная глубина заложения газопроводов должна быть не менее 0,8 м. В местах, где не предусматривается движение транспорта, глубина заложения газопровода может составлять 0,6 м.

Расстояние от газопровода до наружной стены колодцев и камер подземных сооружений должно быть не менее 0,3 м.

Допускается укладка двух и более газопроводов в одной траншее на одном или разных уровнях. При этом расстояние между газопроводами в свету должно быть достаточным для их монтажа и ремонта.

Расстояние по вертикали между подземными газопроводами всех давлений и другими подземными сооружениями и коммуникациями должно составлять:

- при пересечении водопровода, канализации, водостока, каналов телефонных и теплосети – не менее 0,2 м;
- электрокабелей и телефонных бронированных кабелей – не менее 0,5 м;
- электрокабелей маслонаполненных (на 110...220 кВ) – не менее 1,0 м.

Допускается уменьшать расстояние между газопроводом и электрокабелем при прокладке их в футлярах. При этом концы футляра электрокабеля должны выходить на 1 м по обе стороны от стенок пересекаемого газопровода.

При пересечении каналов теплосети, коллекторов, туннелей, каналов с переходом над или под ними следует предусматривать прокладку газопровода в футляре, выходящем на 2 м в обе стороны от наружных стенок пересекаемых сооружений, а также проверку физическими методами контроля всех сварных стыков в пределах пересечения и на расстоянии 5 м в стороны от наружных стенок этих сооружений.

Запорную арматуру и конденсатосборники на газопроводах устанавливают на расстоянии не менее 2 м от края пересекаемой коммуникационной системы или сооружения.

Газопроводы в местах прохода через наружные стены зданий заключают в футляры диаметром не менее чем на 100...200 мм больше диаметра газопровода.

5.2. Стальные трубы для распределительных газопроводов

При строительстве распределительных газопроводов применяют, как правило, стальные трубы. В последнее время для подземных газопроводов широко используют полиэтиленовые и винилпластовые трубы.

Например, полиэтиленовые трубы применяют для подземных межпоселковых газопроводов с давлением до 0,6 МПа и подземных газопроводов с давлением до 0,3 МПа, прокладываемых на территории сельских населенных пунктов.

При строительстве систем газоснабжения используют стальные прямошовные, спиральношовные и бесшовные трубы, изготовленные из хорошо сваривающейся стали, содержащей не более 0,25 % углерода, 0,056 % серы и 0,046 % фосфора.

Для подземных и наземных газопроводов используют трубы с толщиной стенки не менее 3 мм, а для наружных надземных и наземных газопроводов – не менее 2 мм.

Выбор стальных труб для конкретных условий строительства систем газоснабжения производят в соответствии со стандартом.

По способу изготовления стальные трубы делятся на сварные (прямо- и спиральношовные) и бесшовные (тепло-, горяче- и холоднодеформированные).

Соединяются стальные трубы сваркой, при этом сварочное соединение должно быть равнопрочным с основным металлом труб. Трубы стальные завод-изготовитель поставляет длиной от 4 до 12 м. Импульсные газопроводы для присоединения контрольно-измерительных приборов и приборов автоматики изготавливаются из стальных труб, рассчитанных на соответствующие давления. Однако для их подключения допускается применять медные, круглые, тянутые и холоднокатаные трубы общего назначения.

При эксплуатации установок, использующих газовое топливо, применяют гибкие газопроводы, например на газонаполнительных станциях (ГНС), при сливе газа из железнодорожных цистерн,

наполнении газом автоцистерн, сливе газа в групповые резервуарные установки, применяют иногда для подключения газовых плит. В отличие от стальных газопроводов, резиновые и резинотканевые рукава обеспечивают безаварийную работу на более короткий срок, так как с течением времени физические и механические свойства резины и ткани изменяются, причем такое свойство резины, как эластичность, может быть полностью утрачено.

Резиновые и резинотканевые рукава должны иметь на обоих концах специальные приспособления для присоединения к трубопроводам и штуцерам сосудов и аппаратов.

Для распределительных газовых систем широко применяют стали обычного качества (поделочные стали) – стали Ст2, Ст3 и Ст4, на ответственных участках трассы – сталь 10 и сталь 20.

Для строительства магистральных газопроводов широко применяют низколегированные стали, например 17 ГС и 17 Г1С. Для трубопроводов сжиженного природного газа используют высоколегированные никелем (Ni) стали аустенитного класса, например, X18H9T или X18H10T.

5.3. Пластмассовые трубы

Для строительства подземных газопроводов в настоящее время применяются полиэтиленовые трубы, которые имеют ряд преимуществ по сравнению со стальными:

- высокую коррозионную стойкость почти во всех кислотах (кроме органических) и щелочах, что исключает необходимость изоляции их и использования электрохимической защиты;

- незначительную массу, что обеспечивает снижение транспортных расходов, а также трудозатрат при их монтаже;

- повышенную пропускную способность (приблизительно на 20 %) благодаря гладкости их поверхности (эквивалентная шероховатость стенки стальной трубы равна 0,01 см, а полиэтиленовой – 0,002);

- достаточно высокую прочность при достаточных эластичности и гибкости.

К недостаткам полиэтиленовых труб следует отнести: горючесть, повышенную окисляемость при нагревании, деструкцию материала при температурах выше 30 °С, изменение свойств под воздействием прямых солнечных лучей, высокий коэффициент линейного расширения (при 20...30 °С $k = 0,000221$ °С), усталостные

процессы (релаксационное разуплотнение), возможность накопления статического электричества в теле трубопровода.

Отечественная промышленность для газопроводов изготавливает трубы из полиэтилена с минимальной длительной прочностью MRS 8,0 (ПЭ80) и 10,0 (ПЭ100) МПа.

Трубы из ПЭ80 – полиэтилена средней плотности (0,935, 0,940 г/см³) – обладают повышенной длительной прочностью и стойкостью к растрескиванию, а также достаточной эластичностью. Эти трубы применяют для строительства газопроводов низкого, среднего и высокого II категории (< 0,6 МПа) давлений.

Полиэтиленовая труба (в том числе профилированная) характеризуется стандартным размерным отношением ее номинального наружного диаметра к номинальной толщине стенки (SDR), которое определяется в зависимости от давления в газопроводе, марки полиэтилена и коэффициента запаса прочности по формуле:

$$SDR = \frac{2MRS}{MOP \cdot c} + 1, \quad (5.1)$$

где MRS – показатель минимальной длительной прочности полиэтилена, использованного для изготовления труб и соединительных деталей, МПа; MOP – максимальное рабочее давление газа для данной категории газопроводов, МПа; c – коэффициент запаса прочности, выбираемый в зависимости от условий работы газопровода по нормативным документам.

Применение длинномерных полиэтиленовых труб, заметно снижает по сравнению с использованием мерных труб число сварных соединений, т. е. позволяет сокращать время монтажа. В настоящее время получили распространение два способа соединения полиэтиленовых труб: сварка встык с помощью электронагревательного инструмента и посредством использования муфт с закладными электронагревательными спиралями. Второй способ сварки надежнее первого, однако, высокая стоимость муфт с термоэлементами делает его экономически невыгодным для соединения полиэтиленовых труб мерной длины, в частности для труб диаметром свыше 200 мм, которые выпускаются только отрезками.

При строительстве газопроводов из полиэтиленовых труб значительно сокращаются объем земляных работ и продолжительность строительства, так как трубопровод разматывается с барабана и укладывается непосредственно в траншею.

Гибкость и эластичность полиэтилена позволяют применять трубы из него при прокладке газопроводов методом направленного бурения, т. е. когда возможны изменения направления трассы и ее изгибы большого радиуса. Способность полиэтиленовых труб удлиняться под нагрузкой (относительное удлинение при разрыве составляет не менее 350 %) обеспечивает возможность их использования в неустойчивых грунтах, т. е. в районах, подверженных сейсмической опасности, и в проседающих горных породах, а также в пучинистых грунтах.

Вопросы для самопроверки

1. На какие классы (классификация) по давлению разделяются распределительные газопроводы. В каких случаях применяют газопроводы низкого, среднего и высокого давления?
2. В зависимости от назначения в системе газоснабжения на какие газопроводы подразделяются распределительные трубопроводы?
3. Что Вы знаете об одно-, двух- и трехступенчатой системе распределения газа?
4. Что Вы знаете о глубине прокладки газопроводов, расстоянии между ними и другими инженерными коммуникациями и условиях прокладки газопроводов в футлярах?
5. Назовите тип применяемых стальных труб для газопроводов.
6. Что Вы знаете о газопроводах построенных из металлических труб?
7. Что относится к недостаткам полиэтиленовых труб?

6. МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ТРУБ И УЗЛОВ ГАЗОПРОВОДОВ

6.1. Углеродистые стали

Эти материалы представляют собой железные сплавы с содержанием углерода от 0,05 до 0,5 %. Такие стали применяются для изготовления основной массы труб, а также фланцев, болтов, шпилек, гаек, деталей опор и т. д. Предел прочности углеродистых сталей при растяжении составляет 320–500 МПа (32–50 кгс/мм²), относительное удлинение 23–33 %.

Трубы из углеродистых сталей могут быть выполнены для самых высоких встречающихся в промышленной практике давлений. Трубы и изделия газопроводов изготавливают из хорошо сваривающихся сталей содержащих не более 0,25 % углерода, 0,56 % серы и 0,046 % фосфора.

Для распределительных газовых сетей и газопроводов-вводов чаще всего применяют стали марок Ст2 и Ст4, иногда Ст3.

6.2. Легированные стали

Легированными называют стали, содержащие добавки таких элементов, как, например, никель, хром, молибден, ванадий, вольфрам. Эти элементы могут присутствовать в различных комбинациях и количествах, обуславливая те или иные свойства стали – прочность, стойкость к коррозии в определенных агрессивных средах и т. д. Например, хромоникелевые стали характеризуются повышенной вязкостью и прочностью, а главное, высокой стойкостью к действию азотной и фосфорной кислот, растворов некоторых солей и к другим средам, разрушающим углеродистую сталь.

Легированные стали разных марок имеют обозначения из цифр и букв русского алфавита. Каждая из этих букв относится к определенному элементу, входящему в состав той или другой стали. Так, буква С обозначает кремний, Г – марганец, В – вольфрам, Н – никель, Х – хром, М – молибден, Ф – ванадий, Ю – алюминий, Т – титан. Обозначения марок стали составляют следующим образом. Сначала пишут цифры, показывающие среднее содержание углерода в

процентах, увеличенное в сто раз (иногда эти цифры опускаются). Затем ставится буква условного обозначения легирующего элемента. Если содержание этого элемента превышает 1 %, то за буквой ставят цифру, показывающую среднее его содержание в процентах. Когда легирующих элементов несколько, буквы и цифры для всех элементов записываются последовательно. Например, состав широко применяемой для труб сжиженного природного газа (при криогенных температурах) нержавеющей хромоникелевой стали X18H9T будет следующим: сталь с содержанием хрома 18 %, никеля 9 % и титана < 1 %. Для высококачественной стали в конце обозначения ставится буква А.

Некоторые металлургические заводы обозначают выплавляемые ими легированные стали по собственной системе. Так, сталь 25Х2МФ заводом-изготовителем обозначается иначе: ЭИ-10, сталь с содержанием 36 % Ni-инвар. Почти все легированные стали более прочны, чем углеродистые. Например, предел прочности стали X18H9T при растяжении составляет ~ 540 МПа (54 кгс/мм²), относительное удлинение равно 40 %; для стали Х17 эти величины соответственно равны приблизительно 650 МПа (65 кгс/мм²) и 16 %. Но стоимость легированных сталей довольно высока.

6.3. Цветные металлы

Медь и ее сплавы. Медь в чистом виде для изготовления трубопроводов применяют весьма редко. Значительно чаще используют сплавы меди с цинком (латуни) и оловом (бронзы), из которых изготовляют трубы и арматуру. Верхний температурный предел применения латуней и бронз равен 250 °С.

Алюминий. Этот материал используют для изготовления тянутых труб и литой арматуры – кранов и вентиляей. Алюминиевые трубопроводы применяют для передачи азотной, уксусной, муравьиной и некоторых других кислот. Алюминий нестойк к действию растворов щелочей. Верхняя предельная температура применения алюминия равна 200 °С.

В настоящее время алюминий используется в газовых системах только для изготовления отдельных деталей.

Титан. В последнее время в химическом машиностроении и на химических предприятиях сравнительно широко применяют новый коррозионностойкий конструкционный материал-титан. По механическим свойствам титан не уступает углеродистым сталям, а по химической стойкости намного превосходит их. Применяемый для

титановых труб и арматуры сплав ВТ1 имеет предел прочности при растяжении 450–600 МПа (45–60 кгс/мм²) и относительное удлинение 25 %. Плотность этого сплава равна всего 4500 кг/м³. Титан является отличным материалом для оборудования, работающего в агрессивных средах в присутствии следов различных окислителей. В дальнейшем может получить применение и в газовой отрасли. Магистральные газопроводы возводились преимущественно из сталей среднелегированного класса 17 ГС и 17 Г1С. С повышением давления в МГ до 10 МПа и более класс применяемых сталей будет пересмотрен.

6.4. Пластические массы

Интенсивное развитие химии привело к появлению совершенно новых, ранее неизвестных материалов – пластических масс.

Название «пластические массы (пластмассы)» дано этим материалам потому, что в процессе их образования, на определенной стадии, они обладают высокой пластичностью. Это свойство пластмасс позволяет изготавливать из них изделия самой разнообразной, нередко очень сложной формы путем использования методом литья, экструзии (выдувания), штамповки и т. д. Пластмассы хорошо обрабатываются режущим инструментом. Многие сорта пластических масс допускают сварку и склеивание.

Общие положительные свойства пластмасс: малая по сравнению с металлами и керамикой плотность (900–1500 кг/м³), довольно значительная, а подчас и высокая механическая прочность, исключительная химическая стойкость.

К отрицательным свойствам пластических масс относятся: повышенная по сравнению с металлами хрупкость, малая теплостойкость, значительный коэффициент линейного термического расширения и способность некоторых из них к текучести под влиянием длительных нагрузок (особенно при повышенной температуре). Многие такие материалы обладают высокими диэлектрическими свойствами, что при движении жидкостей по пластмассовым трубопроводам может привести к накоплению зарядов статического электричества и явиться причиной загорания и взрывов. Снять заряды с трубопроводов из пластмасс довольно сложно.

Основной частью любой пластмассы является органическое вещество – синтетическая или, очень редко, природная смола, придающая материалу определенные свойства. В состав пластмасс вводят пластификаторы (для эластичности), стабилизаторы (для

предохранения от разложения) и наполнители (для придания материалу твердости, прочности и теплостойкости).

Пластические массы разделяются на термопластичные и термореактивные. Первые из них под влиянием тепла и давления переходят в пластическое состояние, не претерпевая при этом химических изменений. Форма, приданная такому материалу при нагреве, сохраняется после остывания, но при повторном нагреве она может быть изменена. Это свойство обуславливает практически очень длительное использование трубопровода из термопластичных материалов, так как он не разрушается от химического воздействия, а в случае изменения схемы производства может быть разобран, форма фасонных его частей изменена в соответствии с новыми условиями и трубопроводу придана новая необходимая конфигурация.

Из выпускаемых промышленностью термопластичных материалов для изготовления трубопроводов наиболее широко используют винипласт, полиэтилен и фторопласт.

Термореактивные пластмассы под действием тепла и давления подвергаются коренным необратимым изменениям, следовательно, после термообработки изделия из них навсегда сохраняют приданную им форму.

6.5. Винипласт

Этот термопластичный материал получают из поливинилхлоридных смол. Он наиболее широко распространен из всех пластических масс, применяемых для изготовления труб, фасонных частей и арматуры.

Винипласт негорюч, хорошо поддается механической обработке, сварке и склеиванию, в нагретом состоянии хорошо формуются. При температурах от -10 до $+50$ °C предел его прочности при растяжении составляет ~ 50 МПа (5 кгс/мм^2), удлинение при разрыве равно 10–15 %. Плотность винипласта 1300–1400 кг/м³.

Недостатками этого материала являются хрупкость и склонность к текучести под влиянием даже незначительных по величине, но постоянно действующих нагрузок.

6.6. Полиэтилен

Этот термопластичный материал представляет собой высокомолекулярное углеводородное соединение. В зависимости от метода производства полиэтилена предел его прочности при

растяжении составляет 12–35 МПа (1,2–3,5 кгс/мм²), а относительное удлинение 150–900 %.

Изделия из полиэтилена уступают по прочности винипластовым, но выше их по эластичности и стойкости к агрессивным средам при температурах до 80 °С. Полиэтилен обладает высокой стойкостью к действию кислот (за исключением концентрированной азотной) и растворов всех щелочей. Морозостойкость его очень высокая (не утрачивает гибкости при температурах до –65 °С). Полиэтилен легкий (плотность 920–960 кг/м³), хорошо поддается механической обработке, сваривается и склеивается.

Для строительства подземных газопроводов широко применяются полиэтиленовые трубы, т.к. они имеют высокую коррозионную стойкость, имеют незначительную массу, повышенную пропускную способность (до 20 %) из-за низкой шероховатости поверхностей труб.

К недостаткам полиэтиленовых труб следует отнести: горючесть, повышенную окисляемость при нагревании, деструкцию материала при температурах выше 30 °С, изменение свойств под воздействием прямых солнечных лучей, высокий коэффициент линейного расширения (при 20...30 °С $k = 0,000221$ °С), усталостные процессы (релаксационное разуплотнение).

Отечественная промышленность для газопроводов изготавливает трубы из полиэтилена с минимальной длительной прочностью MRS 8,0 (ПЭ80) и 10,0 (ПЭ100) МПа.

Трубы из ПЭ80 – полиэтилена средней плотности (0,935... 0,940 г/см³) – обладают повышенной длительной прочностью и стойкостью к растрескиванию, а также достаточной эластичностью.

Эти трубы применяют для строительства газопроводов низкого, среднего и высокого II категории ($\leq 0,6$ МПа) давлений.

6.7. Методы соединения труб

Стальные трубы соединяют между собой и с арматурой. Трубные соединения можно разделить на неразъемные и разъемные. К первым относятся соединения сваркой, пайкой и склеиванием, ко вторым – резьбовые и фланцевые.

Промежуточное положение занимает раструбное соединение, которое может быть разобрано только путем разрушения элементов, заполняющих раструб.

Выбор того или иного типа соединения обуславливается многими факторами. Основными из них являются: материал

соединяемых деталей, характер передаваемой среды (способность к застыванию, наличие осадка, токсичность и т. д.), необходимость частых разборок, огне- и взрывоопасность производства, давление и температура транспортируемой среды.

Для подземных газопроводов толщина стенок труб должна быть не менее 3 мм, а для надземных – не менее 2 мм. При меньшей толщине стенок в результате коррозии трубы быстро выходят из строя. Стальные трубы подземных газопроводов соединяют преимущественно сваркой. Резьбовые и фланцевые соединения допускаются в местах установки отключающих устройств, компенсаторов, регуляторов давления, контрольно-измерительных приборов и другой арматуры, а также при монтаже изолирующих фланцев. Во всех случаях резьбовые и фланцевые соединения должны быть расположены в местах, доступных для осмотра. Широко используемые ранее для внутридомовых газопроводов резьбовые соединения в настоящее время в основном применяются при сборке газопроводов из узлов, изготовленных на трубозаготовительных заводах или в мастерских. Основной недостаток резьбовых и фланцевых соединений – недостаточная плотность, особенно при воздействии на газопроводы динамических нагрузок. Стальные трубы соединяют ручной электродуговой, автоматической и полуавтоматической, стыковой контактной и ручной газовой сваркой. В городских условиях наиболее широко применяют ручную электродуговую и газовую сварку. Последнюю применяют только для соединения газопроводов низкого и среднего давления из труб малых диаметров, главным образом внутренних газопроводов. Основные требования, предъявляемые к сварным соединениям, заключаются в обеспечении высокой прочности и плотности сварных швов, что достигается применением качественных труб и электродов, хорошей подготовкой концов свариваемых труб при высокой квалификации сварщика.

Соединение труб сваркой встык показано на рис. 6.1. Оно широко применяется для стальных, алюминиевых, и титановых труб, реже – для винипластовых и полиэтиленовых.

Латунные трубы часто соединяют внахлестку пайкой. Для этого гладкий конец одной трубы вставляют в расширенный (развальцованный) конец другой и пространство между трубами заполняют жидким припоем. Аналогично могут быть соединены между собой винипластовые и полиэтиленовые трубы. В качестве скрепляющей среды в этом случае используется специальный клей.

Трубы из цветных металлов, а также из пластмасс часто соединяют пайкой или склеиванием с помощью подвижных муфт.

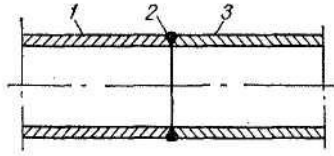


Рис. 6.1. Соединение труб сваркой встык: 1, 3 – трубы; 2 – сварка

Иногда соединяют стальные трубы на резьбе. На концах труб нарезана мелкая (так называемая «трубная») резьба и навернута стальная муфта.

Для винипластовых труб также иногда применяют резьбовое соединение, при этом концы труб усиливают приклеиваемыми к ним муфтами.

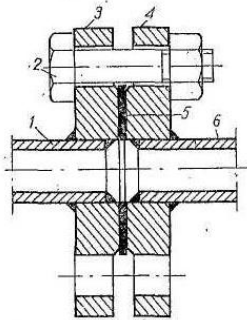


Рис. 6.2. Фланцевое соединение труб:
1, 6 – трубы; 2 – болт; 3, 4 – фланцы; 5 – прокладка

Наиболее распространено фланцевое соединение труб (рис. 6.2). Это объясняется возможностью массового заводского изготовления фланцев, удобством разборки этого соединения, а также тем обстоятельством, что в подавляющем большинстве случаев при устройстве трубопроводов применяется фланцевая арматура.

Фланец представляет собой диск, приваренный к концу трубы. Наружная торцевая поверхность диска чисто обработана и перпендикулярна к продольной оси трубы. Фланцы попарно стягиваются болтами, проходящими через просверленные в них отверстия. Герметичность соединения достигается с помощью прокладок из упругого материала, устанавливаемых между фланцами.

6.8. Набивочные материалы

Для герметизации сальников трубопроводной арматуры и сальниковых компенсаторов применяют набивки в виде шнуров, сплетенных из асбестовых или пеньковых нитей, пропитанных различными составами, придающими им стойкость к тем или иным средам. Чаще всего для этой цели используют различные антифрикционные, кислото- и маслобензостойкие составы, резиновые композиции, графит и тальк. В последнее время с успехом стали применяться набивки из фторопласта-4 в виде колец, шнура и полосы узкой пленки вместо намотки на резьбу. Для набивки можно использовать также стружку, получающуюся при механической обработке фторопласта. Фторопластовая набивка, отличается стойкостью ко многим средам и применяется при температурах до 250 °С.

Вопросы для самопроверки

1. Какие стальные трубы применяют для строительства газопроводов?
2. Стали труб для газопроводов, сколько должны содержать углерода, серы и фосфора?
3. Какую минимальную толщину стальных труб для газопроводов допустимо принимать при подземной, наземной и надземной прокладке?
4. Какую длину труб рекомендуется применять, и какие требования к сварным швам?
5. В каких случаях применяют гибкие газопроводы, из каких материалов их изготавливают?
6. Из каких металлов сооружают магистральные газопроводы и трубопроводы сжиженного природного газа?
7. Какие преимущества перед стальными имеют пластмассовые трубы для газопроводов?
8. Какие недостатки имеют пластмассовые трубы?
9. Что Вы знаете о прочности пластмассовых труб, и на какое давление их применяют?
10. Как определить номинальную толщину стенки пластмассовой трубы в зависимости от давления в газопроводе?
11. Какие способы соединения пластмассовых труб в нитку газопровода Вы знаете?

12. Какие преимущества имеют пластмассовые газопроводы при строительстве?
13. Что Вы знаете об углеродистых сталях?
14. Что Вы знаете о легированных сталях?
15. Как обозначаются марки легированных сталей, и какие элементы используются для их легирования?
16. Что Вы знаете о цветных металлах, и в каких случаях они используются?
17. Что вы знаете о пластических массах?
18. В каких случаях применяют винипласт, полиэтилен и почему?
19. Для чего применяют набивочные материалы и из чего их изготавливают?
20. Какие методы соединения труб Вы знаете?
21. По какому признаку выбирается тот или иной тип соединения труб газопроводов?
22. Каким видом сварки соединяют трубы газопроводов? Какие основные требования предъявляются к сварным соединениям?
23. Каким видом соединяют винипластовые и полиэтиленовые трубы газопроводов?
24. Что Вы знаете об обычных фланцевых соединениях и изолирующих фланцах?
25. Расскажите о методах соединения труб.

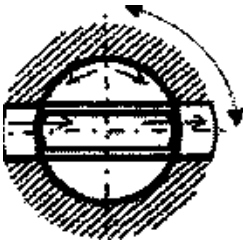
7. ПРИВОДНАЯ ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА

Запорная арматура применяется как для МГ так и распределительных газовых сетей бытового газа и служит для перекрытия трубопроводов при движении среды и открытия трубопровода для возобновления подачи продукта. Эти операции должны производиться без какой-либо разборки трубопровода или запорного органа. В известной степени арматура допускает также грубое регулирование величины потока. Поэтому оно недостаточно точное. Когда же требуется расход потока среды с большой точностью, применяют специальную регулирующую арматуру.

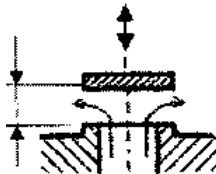
У приводной арматуры открытие и закрытие прохода происходит под действием внешней среды, и от руки, электродвигателем, соленоидом, гидро- и пневмоприводом. У автоматической арматуры открытие и закрытие происходит под действием транспортируемой среды.

Конструкция и материалы запорной арматуры зависят от величины ее прохода, давления, температуры и физико-химических свойств передаваемой среды.

а



б



в

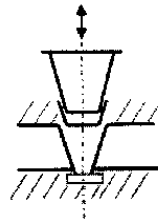


Рис. 7.1. Схемы действия запорной арматуры:
 шарового крана (а); вентиля (б); задвижки (в);
 запорная арматура по способу действия: шаровая (а); шиберная (б); клиновая (в)

По характеру работы затвора приводная запорная арматура может быть подразделена на три резко отличающихся типа (см. рис.7.1). В первом случае (рис. 7.1, а) затвор (шар) установлен в корпусе арматуры перпендикулярно ее оси и имеет сквозное отверстие. Открытие и закрытие прохода, осуществляется путем поворота шара на 90 °. При повороте запорный орган не перемещается вдоль вертикальной оси корпуса.

Во втором случае (рис. 7.2, б) открытие и закрытие прохода осуществляется с помощью золотника, движущегося перпендикулярно продольной оси потока и открывающего и закрывающего при этом отверстие, расположенное в перегородке, которая разделяет корпус на две части – входную и выходную. У задвижки (рис. 7.1, в) затвор, имеющий форму клина или выполняемый в виде двух распираемых клином дисков, движется вдоль перпендикулярной оси корпуса, изменяя сечение прохода.

Шаровой кран представлен на рис.7.2, а, б.

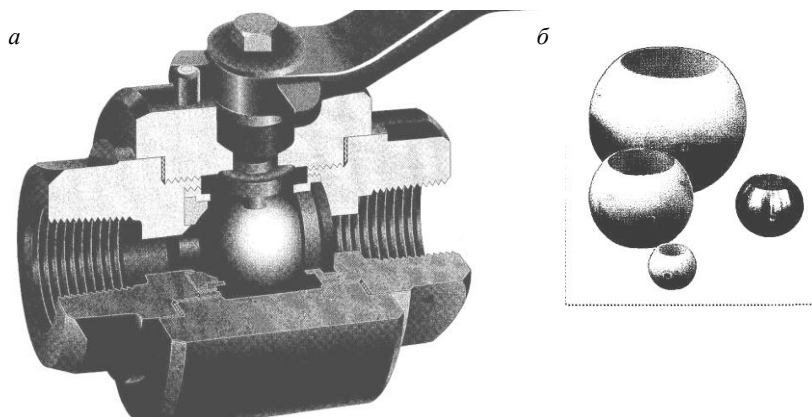


Рис. 7.2. Шаровой кран (а) и шаровой герметизирующий элемент (б)

Для газопроводов, в том числе большого диаметра применяют краны с принудительной смазкой (рис. 7.3). Эти краны не требуют

больших усилий при закрытии и открытии и надежны в эксплуатации. Такие краны герметично закрывают проход, даже если в газе содержатся механические при смеси. Эти краны надежно работают при повышенном давлении.

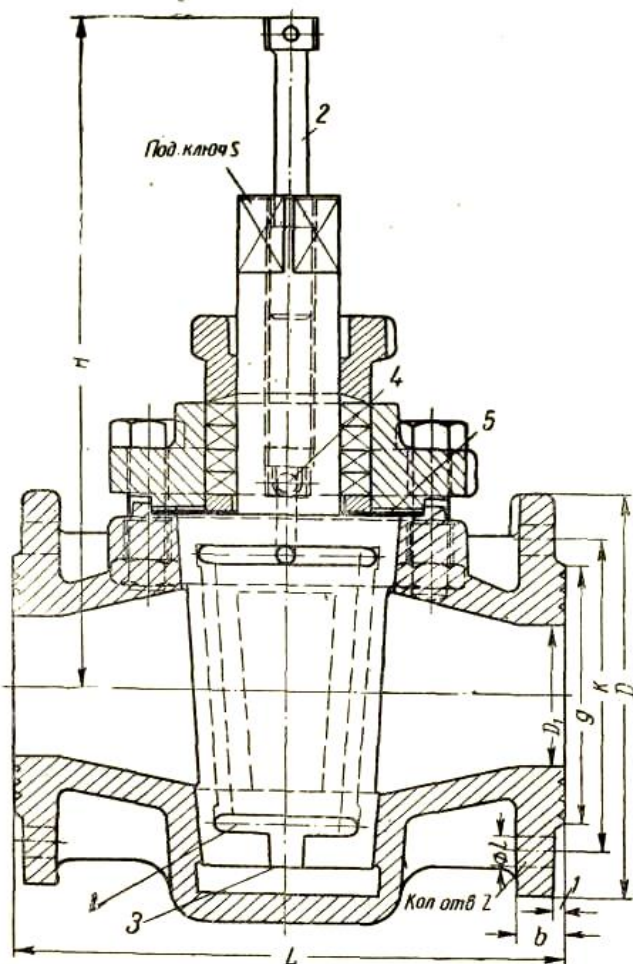


Рис. 7.3. Кран газовый сальниковый фланцевый самосмазываемый с коническим герметизирующим пробковым элементом:

1 – канавки; 2 – винт; 3 – дно пробки; 4 – обратный клапан; 5 – диафрагма

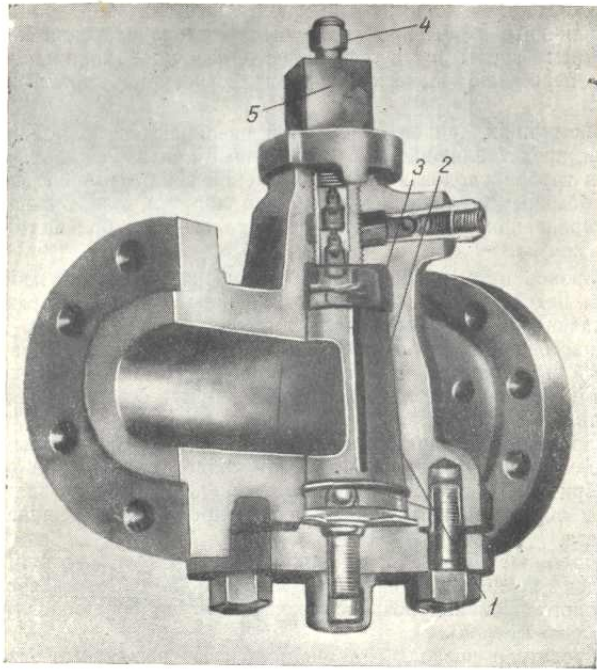
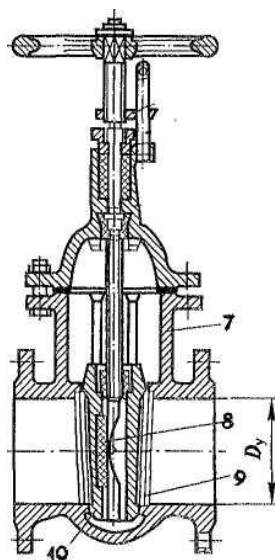


Рис. 7.4. Разрез самосмазывающегося крана:
 1 – канавки для прохода смазки; 2 – пробка крана; 3 – камеры для смазки;
 4 – смазочный болт; 5 – квадрат для поворота крана

Конструкции задвижек параллельного и клинового типов представлены на рис. 7.4, 7.5. Перечисленные типы запорной арматуры имеют свою специфическую область применения, определяемую давлением и температурой.

В клиновых задвижках боковые поверхности затвора наклонены к вертикальной оси корпуса. Этим достигается плотное прилегание уплотнительных поверхностей клина и корпуса. Клин таких задвижек может состоять из двух шарнирно соединенных дисков или быть сплошным, причем задвижки со сплошным клином более просты и надежны в работе. Боковые поверхности клина имеют пазы для фиксирования посадки затвора на седло.

а



б

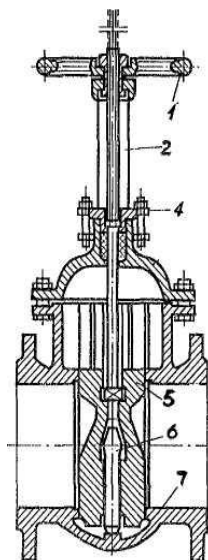


Рис. 7.5. Задвижки

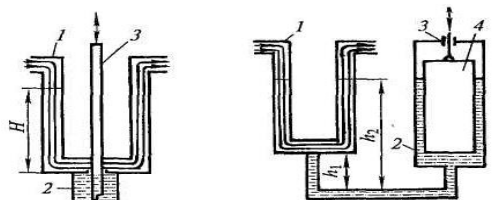
а – задвижка параллельная с выдвижным шпинделем;

б – задвижка клиновная с невыдвижным шпинделем;

1 – маховик; 2 – шпindel; 3 – сальниковое устройство; 4 – шпилька;

5 – затвор; 6 – распорный клин; 7 – корпус; 8 – подпятник; 9, 10 – диски

На низконапорных трубопроводах бытового газа иногда применяются примитивные гидрозатворы (рис. 7.6) причем затвором служит вода, высота столба которой $H = h_2 - h_1$ должна превышать максимальное давление 300 Па (~ 300 мм вод. ст.).

Рис. 7.6. Принципиальные схемы работы разновидностей гидрозатворов:
гидрозатвор; гидравлический затвор с плунжером:

1 – корпус; 2 – запирающий орган; 3 – трубка для заливки воды; 4 – плунжер

Наличие полуглинистых грунтов на трассе газопровода и в особенности влажной глины (вызывает пучение грунта, т.к. он в осенний морозный период увеличивается в объеме до 8,3 %), сложный рельеф местности, наличие перпендикулярно проходящих различных инженерных коммуникаций требует размещения запорных органов с компенсаторами в глубоких (рис. 7.7) и мелких (рис. 7.8) колодцах.

При прокладке газопровода в мерзлом грунте на дне траншеи делают песчаную подушку, и газопровод присыпают песчаным грунтом на высоту не менее 0,2 м.

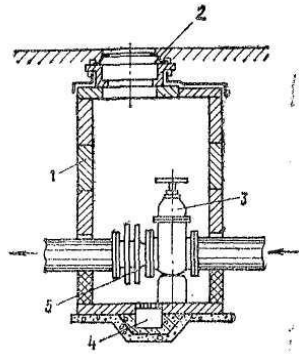


Рис. 7.7. Глубокий колодец для задвижки с компенсатором:
1 – колодец; 2 – люк; 3 – задвижка; 4 – прямик (для воды); 5 – компенсатор линзовый

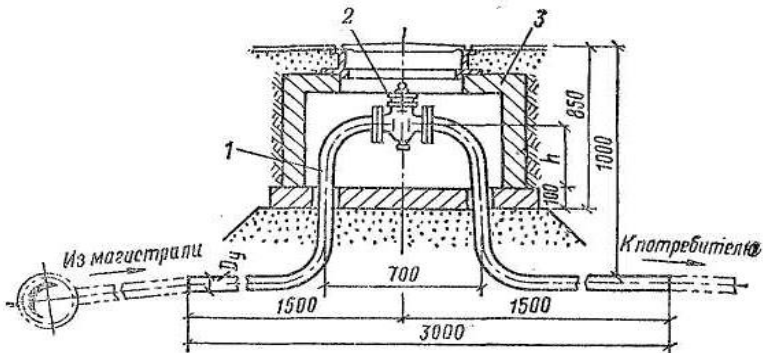


Рис. 7.8. Установка крана на гнутых отводах в мелком колодце:
1 – гнутый отвод двойной; 2 – кран; 3 – колодец

Применяют гидрозатворы двойного и тройного назначения и оборудуют устройствами для замера электрического потенциала газопровода, а гидрозатвор конструкции Н.Т. Хатунцева (рис. 7.9, а) имеет дополнительно и устройство для продувки газопровода.

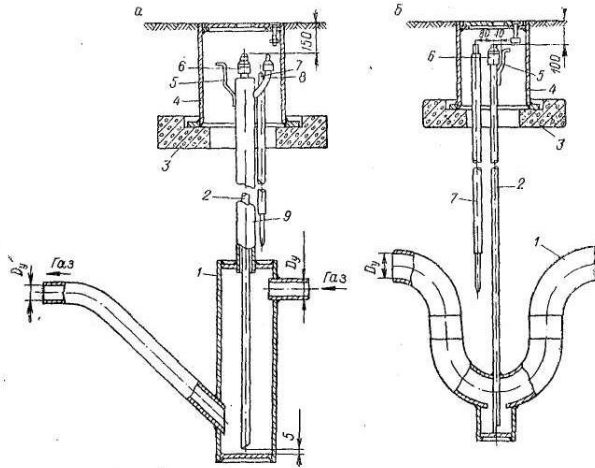


Рис. 7.9. Гидрозатвор для газопроводов от 50 до 150 мм (а) и от 150 до 300 мм (б):

- 1 – корпус; 2 – водоотводящая трубка; 3 – подушка ковера; 4 – ковер;
5 – контактная пластинка; 6 – пробка; 7 – электрод заземления;
8 – штуцер с пробкой продувки; 9 – кожух

К преимуществам гидрозатворов относятся: отсутствие необходимости в сооружении для них колодцев, надежность отключения потока газа и возможность использования их в качестве конденсатосборников. Недостатком гидрозатворов является длительность операций по заливке и откачке воды насосом.

Вопросы для самопроверки

1. Представьте схему трех типов запорных органов по принципу их действия. В чем их отличия?
2. Что Вы знаете о клиновых задвижках?
3. В каких случаях применяют шаровые краны, а в каких гидрозатворы? Дайте их схему.

4. В каких случаях применяют глубокие, а в каких мелкие колодцы для размещения запорных органов?

5. Для каких целей применяют компенсаторы в колодцах наряду с запорными органами?

6. Расскажите о гидрозатворах двойного и тройного назначения.

7. Назовите основные элементы гидрозатвора тройного назначения.

8. ОБОРУДОВАНИЕ И УСТРОЙСТВА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Распределительные газопроводы, к которым можно отнести все линейные газовые объекты от ГРС до самого различного потребителя прокладываются с использованием всех видов прокладки. Они возводятся в самых сложных и даже стесненных условиях, укладываются на различные несущие конструкции, подводятся к зданиям и печам с различной температурой, а затем эксплуатируются в различное время года, поэтому оборудуются устройствами различного назначения, которые способны обеспечить надежную их работу.

8.1. Компенсация линейных перемещений трубопроводов

Увеличение линейных размеров происходит на обычных газопроводах, так как газ транспортируется при положительных температурах, а их строительство может выполняться в зимнее время при отрицательных температурах окружающей среды. Наибольший перепад температуры может достигать 100 °С на участках магистральных газопроводов после КС, т.к. при компримировании газа температура его повышается до 60–70°С. Большая разность температур может достигать в зоне печей и сушильных камер.

Уменьшение линейных размеров наблюдается на газопроводах охлажденного и сниженного природного газа на которых газ охлаждается до –162 °С, перепад температуры от момента их строительства до пуска в работу может достигать 200 °С.

Компенсация линейных изменений трубопровода может осуществляться различными способами.

8.2. Способы компенсаций компенсационные устройства

Компенсация линейных изменений, осуществляемая за счет:

а) самокомпенсации, т.е. использовании поперечной гибкости труб и неровности рельефа местности;

б) самокомпенсирующегося трубопровода, цилиндрическая часть которого выполнена в виде спиральношовной трубы с винтовыми гофрами;

в) применения гнутых (гибких) компенсаторов (Г, П, Ω, Z, V-образных);

г) применения осевых (одностороннего и двухстороннего действия) компенсаторов.

Для трубопроводов в системах ТГВ в целях определения способа компенсации тепловое удлинение трубопроводов может быть определено расчетным путем и по таблице 8.1. Таблица 8.1 используется для воды и пара, с некоторой погрешностью по ΔL , может быть принято по ней и для газопровода при повышенных температурах.

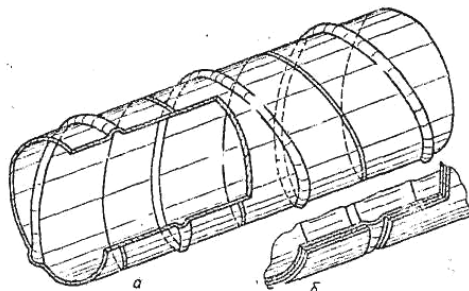
Таблица 8.1

Тепловое удлинение трубопроводов ΔL , мм,
при начальной температуре $T_2 = -5^\circ\text{C}$

Длина участка (трубы) L , м	Температура теплоносителя T_1 , °C										
	70	80	85	90	95	100	110	120	130	140	150
Для воды											
10	9	10	11	12	12	13	14	15	16	17	18
20	18	21	22	24	24	25	29	30	32	35	37
30	27	31	33	35	36	38	43	45	48	52	56
40	36	41	44	46	48	51	57	60	65	70	74
50	45	51	54	57	60	63	72	75	81	87	93
75	67	76	81	86	90	95	102	112	122	131	138
100	90	102	108	114	120	126	144	150	162	174	186
Длина участка (трубы) L , м	Температура теплоносителя T_1 , °C										
	110	120		133	143		151	158		164	
	Для насыщенного пара давлением, МПа (кгс/см ²)										
	0,05 (0,5)	0,1(1)		0,2(2)	0,3(3)		0,4(4)	0,5(5)		0,6(6)	
	10	14		15	17		18	20		20	
	20	28		30	34		36	38		40	
	30	42		45	50		54	57		59	
	40	56		60	67		72	75		79	
50	69		75	83		89	94		98		
75	104		112	125		134	141		147		
100	138		150	166		178	188		196		

Примечание. T_2 – температура трубы, принимаемая при монтаже внутренних внутрицевых сетей равной -5°C , а при монтаже наружных сетей равной расчетной температуре наружного воздуха для отопления. Тепловое удлинение трубопроводов Δl , мм, при начальной температуре -5°C .

Эффективным способом самокомпенсации трубы является использование стальной спиральношовной трубы с винтовыми гофрами (рис. 8.1), разработки института Электросварки имени Е.О.



Патона.

Рис. 8.1. Труба с непрерывным компенсатором СК

Самокомпенсирующиеся трубы за счет винтовых гофр, расположенных по всей длине трубы спиралью, обеспечивают непрерывную компенсацию температурных и других осевых деформаций по всей длине трубопровода.

Участки трубопровода из самокомпенсирующихся (СК) труб не требуют установки компенсаторов тепловых удлинений. СК-труба имеет двухзаходные гофры высотой 30–35 мм и шириной около 100 мм с углом наклона винтовой линии трубы 70° . На этих трубопроводах применяются вставки из гладкостенных труб в местах врезок отверстий, перемычек, неподвижных опор.

Компенсирующая способность СК труб удовлетворяет условию

$$\Delta_{\text{СК}} > \alpha \Delta t, \quad (8.1)$$

где α – коэффициент линейного расширения стали, принимаемый для углеродистой стали $12 \cdot 10^{-3} \text{ } 1/^\circ\text{C}$ [$0,012 \text{ мм}/(\text{м} \cdot ^\circ\text{C})$]; Δt – расчетный температурный перепад, $^\circ\text{C}$.

В газоснабжении трубы СК целесообразно использовать для трубопроводов сжиженного природного газа.

Подземные газопроводы для передачи газа в обычном состоянии имеют, как правило, незначительную разность температуры между периодом строительства и началом их эксплуатации, поэтому

на таких трубопроводах используется самокомпенсация за счет изменения конфигурации газопровода по рельефу местности. Однако, для надземных газопроводов, низкотемпературных и криогенных линейных сооружений необходимо применять компенсаторы различной конструкции.

При повышении или понижении температуры трубопровода, незакрепленного жестко в опорах, он претерпевает изменение в длине. Величина этих изменений может быть определена по формуле:

$$\Delta l = \alpha \cdot l \cdot \Delta t, \text{ м} \quad (8.2)$$

где Δl – изменение длины трубопровода, м; α – коэффициент линейного расширения материала трубопровода (для стали $\alpha = 0,0000121 \text{ м/м}^2 \cdot ^\circ\text{С}$); l – начальная длина трубопровода; Δt – изменение температуры трубопровода.

При строительстве газопровода в зимнее время, когда температура наружного воздуха может достигать (-20°С) и ниже температурный перепад для обычных газопроводов может быть до 80°С , поэтому требуется применение компенсаторов.

В зависимости от района, строительства принимается температура наружного воздуха согласно СНиП «Климатология».

Самокомпенсация за счет изменения рельефа местности. Способность трубопровода к деформации под воздействием возникающих в нем удлинений без перенапряжения (в пределах допускаемых) называется его компенсирующей способностью. Если трубопровод способен обеспечить названную компенсацию гибкостью составляющих его плеч без применения специальных компенсирующих устройств, используя неровный рельеф местности, то такая его способность называется самокомпенсацией. Самокомпенсация трубопровода зависит от его конфигурации и правильной расстановки опор на нем, в особенности неподвижных. В некоторых случаях для восприятия тепловых удлинений в трубопроводе создают искусственные гнутые участки. Широкое применение для надземной прокладки газопроводов получили Г-образные компенсаторы, а при особых условиях (переход через дороги, обход наземных коммуникаций и т. д.) П-образные компенсаторы. Для оценки компенсирующей способности предварительно намеченных трасс трубопроводов высокого давления (с обязательным последующим расчетом на ЭВМ) возможно применение приближенного метода расчета.

Для приближенной оценки компенсирующей способности трубопровода используется метод расчета с помощью графика, приведенного на рис. 8.2. Этот метод основан на вычислении критериальных параметров, определяемых условиями прочности металла и геометрическими размерами трубопровода.

Ориентированный расчет Г и П-образного компенсатора для газопровода и тепловой сети через допустимые напряжения рассмотрим на примере.

Условие: определить напряжение в наиболее нагруженном сечении А (см. увеличение схемы, рис. 8.3) при данных: $D_y = 200$ мм; плечи компенсатора разносторонние: $l_1 = 10$ м; $l_2 = 30$ м; $\alpha = 0^\circ$; $\Delta t = 100^\circ\text{C}$.

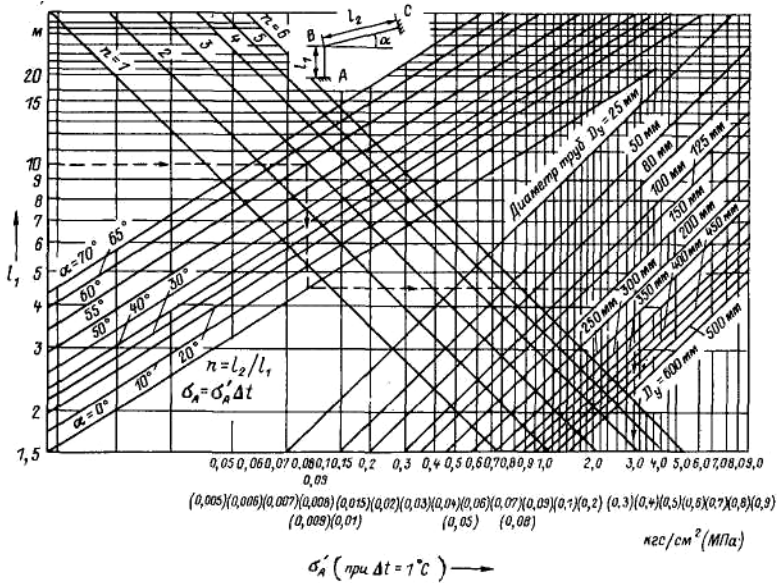


Рис. 8.2. Вспомогательная номограмма для расчета самокомпенсации тепловых удлинений для определения напряжений изгиба в сечении А Г-образных компенсаторов

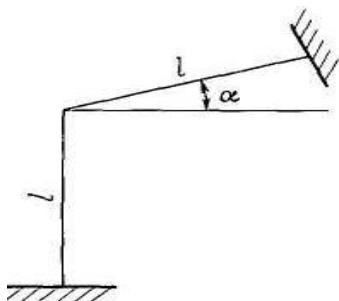


Рис. 8.3. Компенсирующие плечи Г-образных участков трубопроводов с равными плечами без учета влияния гнутаго отвода

Решение: $h = 30/10 = 3$. По номограмме (рис. 8.2) находим $\delta'_A = 3,1 \text{ кгс/см}^2$ (0,3 МПа) (при $\Delta t = 1^\circ \text{C}$), тогда $\delta_A = 3,1 \cdot 100 = 310 \text{ кгс/см}^2$ (31,0 МПа). Полученное напряжение является допустимым, так как стали обыкновенного качества (сталь Ст2, Ст3 и Ст4) имеют $\delta_{\text{доп}} > 3,1 \text{ МПа}$.

Минимальная длина l компенсирующих плеч Г-образных участков газопроводов или тепловых сетей с равными плечами может быть принята по табл. 8.2 с учетом допустимых напряжений на опасных участках конструкции трубопровода.

Таблица 8.2

Минимальная длина l , м, компенсирующих плеч Г-образных участков трубопроводов с равными плечами (рис. 8.3)

Диаметр трубопровода D_y , мм	Угол α		
	0	30°	60°
100	1,7	3	6,5
125	2,2	3,7	8
150	2,6	4,5	9,6
200	3,5	6	13
250	4,5	7,5	16,5
300	5,5	9	20
350	6	10,5	22,5
400	7	12	25,5
450	8	14	29
500	9	15	32

Примечания. 1. Расчетная температура наружного воздуха принята $T_{\text{н.в.}} = -30^\circ \text{C}$.

2. Продольное изгибающее компенсационное напряжение принято $\sigma_{\text{и}}^{\text{к}} = 80 \text{ МПа}$.
3. Прокладка воздушная и канальная (для теплосети).

Компенсационные конструкции. На газовых распределительных сетях в ограниченном количестве применяются сифонные

компенсаторы. Ограниченность их применения связана с наработкой на отказ не более 2000 циклов и общим сроком службы в 10 лет. Сильфонные компенсаторы (рис. 8.4) устанавливают в глубоких колодцах (рис. 7.7) для предотвращения возникновения недопустимых напряжений в конструкции запорного органа. В этом случае удастся, при необходимости, в любой момент эксплуатации газопровода поменять сильфонный компенсатор, смонтированный на фланцевых соединениях.

Сильфонные компенсаторы преимущественно могут применяться только на трубопроводах сжиженного природного газа. При низком давлении они делятся, как и для тепловых сетей, на односторонние и двухсторонние. Существуют две схемы установки сальниковых компенсаторов как для тепловых сетей, так и для СПГ-проводов (рис. 8.5, а, б). При наличии на участке запорного органа сальниковый компенсатор устанавливается около него (рис. 8.5, в).

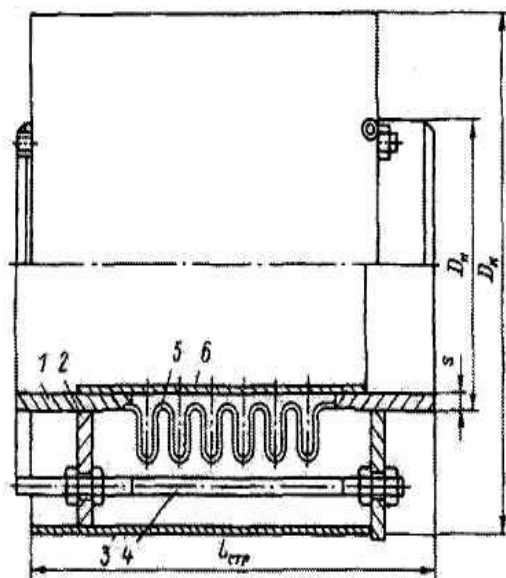


Рис. 8.4. Компенсатор сильфонный осевой неразгруженный односекционный:
1 – патрубок; 2 – стойка; 3 – кожух; 4 – стяжка; 5 – гибкий элемент; 6 – внутренняя обечайка; $L_{стр}$ – длина строительной части конструкции

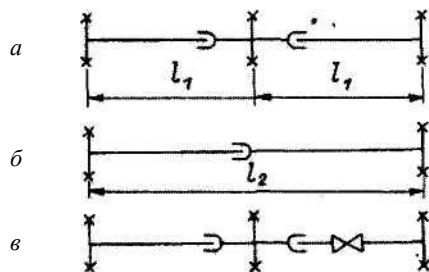


Рис. 8.5. Схемы установки компенсаторов

Осевые компенсаторы стандартные для тепловых сетей мало приемлемы для трубопроводов сжиженного природного газа. Поэтому для СПГ-проводов разработаны компенсаторы специальной конструкции Полозова А. Е. (рис. 8.6). Эти компенсаторы являются самоуплотняющимися (не требуют добивки сальников) и изготовлены из никелевых сталей аустенитного класса, например, X18H9T или X18H10T.

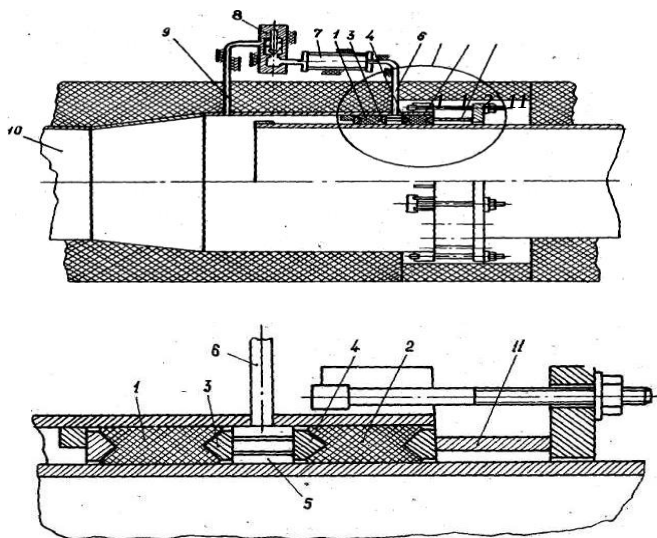


Рис. 8.6. Сальниковый компенсатор

1-2 – уплотнительные элементы; 3-4 – контрбуксы; 5 – полость; 6, 9 – труба;
 7 – емкость-испаритель; 8 – обратный клапан; 10 – трубопровод; 11 – грунд-букса

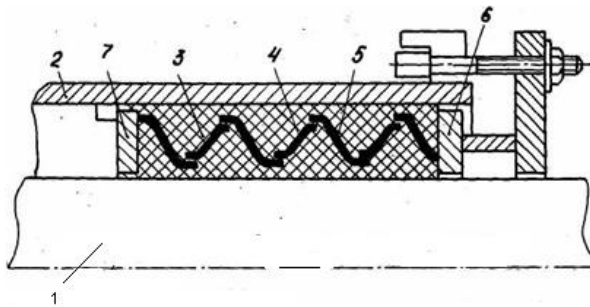


Рис. 8.7. Сальниковое уплотнение

1 – трубопровод; 2 – патрубок; 3 – сальниковая набивка;
4-5 – металлическое кольцо; 6 – грунд-букса

Компенсатор (рис. 8.6) содержит сальниковые элементы 1 и 2, контрбуксы 3 и 4. Кольцевая полость 5, образованная двумя контрбуксами 3 и 4, соединена трубкой 6 с емкостью-испарителем 7 и обратным клапаном 8. Для обеспечения интенсивности притока тепла из окружающей среды в емкость-испаритель 7 определенная часть ее поверхности не изолирована. Обратный клапан 8 соединен трубкой 9 с внутренней полостью теплоизолированного трубопровода 10. Затяжка сальника осуществляется грунд-буксой 11.

В процессе эксплуатации ослабевают сальниковые уплотнительные элементы 1 и 2 и сжиженный газ проникает из трубопровода 10 в полость 5. Из полости сжиженный газ по трубе 6 поступает в емкость-испаритель 7. Под воздействием температуры окружающей среды сжиженный газ, находящийся в емкости-испарителе, испаряется. За счет этого в ней создается избыточное давление в емкости-испарителе, и в кольцевой полости. Создавшееся повышенное давление воздействует на контрбуксы 3 и 4 в разных направлениях, обеспечивая уплотнение сальников 1 и 2.

Если давление в емкости-испарителе становится выше допустимого, то газ сбрасывается через обратный клапан 8 по трубке 9 в трубопровод 10.

Наличие кольцевой полости в уплотнительном элементе и емкости для испарения сжиженного газа обеспечивает самоуплотнение сальника в процессе эксплуатации, увеличивая тем самым надежность работы компенсатора.

Недостаточная герметичность существующих сальниковых уплотнений компенсируется разработанным сальником, имеющим специальные металлические чашечки 4 (рис. 8.7), увеличивающие герметичность конструкции даже при ослабленном сальнике.

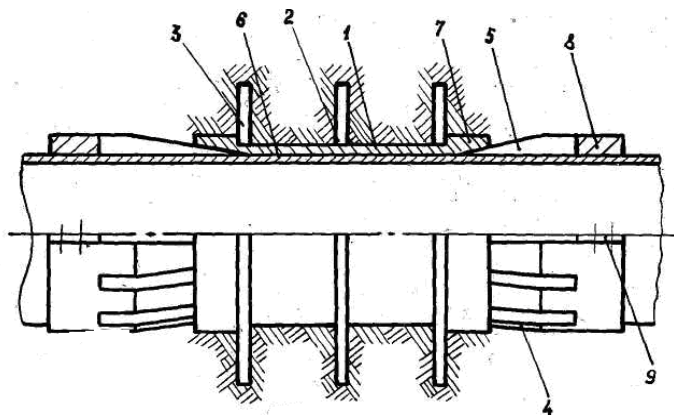


Рис. 8.8. Неподвижная опора

Для СПГ-проводов создана и неподвижная опора (рис. 8.8). Взаимодействие опоры с грунтом при подземной прокладке осуществляется через диафрагменные элементы, при надземной – через фундамент.

Неподвижная опора для закрепления трубопровода выполнена в виде надетых на трубопровод полого цилиндра 1, диафрагм 3, имеющих взаимодействующие с грунтом 2 и составного из продольных лепестков 4 конуса 5, помещенного усеченной частью в зазор между трубопроводом 6 и цилиндром 1. Этот зазор образован полостью внутренней конусоидальной фаски 7, выполненной на торце цилиндра 1. При необходимости фиксации трубопровода от продольных перемещений в обоих направлениях конусы 5 располагают в фасках 7 с обеих сторон цилиндра. Для исключения смещения конусов их лепестки 4 прикреплены к полухомутам 8, скрепленным между собой крепежом 9 с фиксацией на трубопроводе.

При монтаже опоры на трубопровод 6 надевают цилиндр 1 и забивают в полость его клиновидных фасок 7 лепестки 4 усеченных конусов 5, затем скрепляют крепежом 9 полухомуты 8. В завершение трубопровод с опорами засыпают грунтом и уплотняют.

Надежность фиксации обеспечивается не только начальной затяжкой хомутов, но, главным образом, за счет взаимодействия клиньев с конической фаской, что приводит к росту давления лепестков на трубу, а следовательно, и к увеличению сил трения. Окружающий опору грунт является прочным, так как промораживается низкой температурой от трубопровода СПГ.

Вопросы для самопроверки

1. На каких газопроводах температура газа увеличивает, а на каких уменьшает линейные размеры газопровода?
2. Какой температурный перепад может наблюдаться на обычных газопроводах и СПГ-проводах?
3. Что такое самокомпенсация линейных удлинений трубопроводов, и какие виды самокомпенсации вы знаете?
4. Какие вы знаете гибкие (гнуемые) компенсаторы трубопроводов?
5. Представьте формулу изменения длины трубопровода при температурном перепаде.
6. Какая величина линейного расширения у стальных трубопроводов при присутствии температурного перепада?
7. Расскажите о конструкции самокомпенсирующегося трубопровода.
8. Представьте расчет Г-образного компенсатора из стали ст3 с использованием монограммы для Г-образных компенсаторов?
9. Что такое сильфонные компенсаторы, как они работают, где применяются на газопроводах?
10. Представьте схему установки (размещения) компенсаторов в нитке газопровода.
11. Какие компенсаторы применяются для трубопроводов сжиженного природного газа, как они работают?
12. Изобразите конструкцию неподвижной опоры СПГ-провода.

9. ПЕРЕХОДЫ ГАЗОПРОВОДОВ ЧЕРЕЗ ЕСТЕСТВЕННЫЕ И ИСКУССТВЕННЫЕ ПРЕГРАДЫ

9.1. Переходы через овраги и водные пути

Пересечение газопроводами водных преград осуществляется несколькими способами:

- подвеской к конструкциям существующих мостов;
- строительством специальных мостов;
- использованием несущей способности самих труб с устройством из них арочных переходов;
- выполнением подводного перехода – дюкера.

Наиболее простой и экономичной является подвеска газопроводов к конструкциям существующих автодорожных или пешеходных металлических и железобетонных мостов (рис. 9.1). Но этот способ применяется редко из-за отсутствия мостов в необходимых местах для выполнения переходов. Кроме того, он не обеспечивает условий безопасности, особенно при прокладке газопроводов высоких давлений.

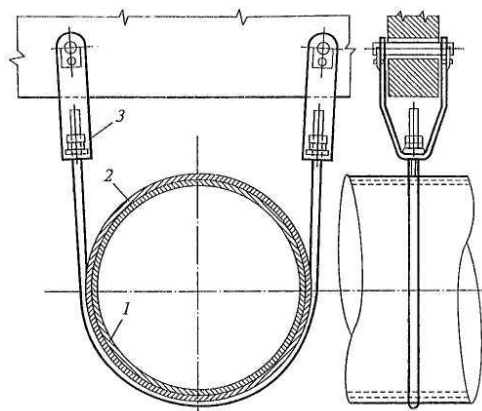


Рис. 9.1. Подвеска газопровода под железобетонным мостом:

1 – газопровод; 2 – окраска или изолирующее покрытие; 3 – регулируемая подвеска

Подвеска к конструкциям существующих мостов обеспечивает свободный доступ к газопроводам для осмотра и ремонта, компенсацию деформаций, возникающих из-за резкого суточного и сезонного колебаний температур наружного воздуха, и безопасное рассеивание в атмосфере возможных утечек газа.

Сооружать специальные мосты для прокладки газопроводов целесообразно через реки, для которых характерны быстрое течение, частые и бурные паводки, неустойчивые русло и берега, с целью одновременного использования этих мостов для пешеходного и автомобильного транспорта. Наиболее экономичными являются арочные переходы, выполненные из самих газопроводных труб, с опорными системами, заделанными в береговые бетонные устои (рис. 9.2).

На водных преградах, особенно в городской черте распространение получила прокладка газопроводов-дюкеров под водой (рис. 9.3). Выбор трассы для подводных переходов согласуется со схемой газоснабжения города и с необходимостью обеспечения удобства и безопасности эксплуатации сооружений. Трассу дюкера необходимо располагать на прямолинейном участке реки под углом 90° к нему. Число ниток перехода зависит от степени его ответственности. Если переходы входят в систему основных газопроводов, то число ниток в них

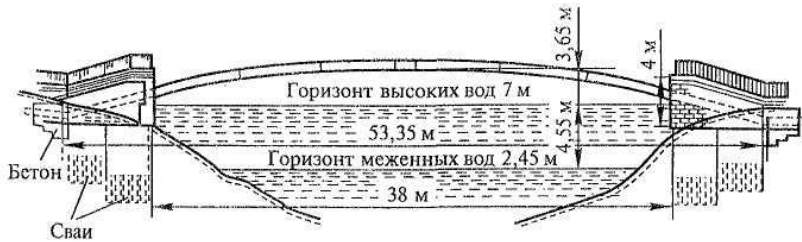


Рис. 9.2. Схема трубчатой арки

должно быть не менее двух. Пропускная способность каждой нитки должна составлять не менее 75 % от пропускной способности подводящих газопроводов. Двухниточными выполняют переходы, через которые получают газ отдельные промышленные предприятия, для которых перерывы в его подаче грозят остановкой.

Однориточные переходы применяются в кольцевых системах газоснабжения в том случае, если при их ремонте потребители могут получать газ из других газопроводов, а также при подаче газа отдельным потребителям, способным без значительного ущерба перейти на другие виды топлива.

Глубину заложения дюкеров в грунте на неразмываемых участках судоходных рек принимают не менее 1 м, а на несудоходных — не менее 0,3 м. Для обеспечения устойчивого положения дюкеров на дне водоема их снабжают железобетонными, но чаще чугунными пригрузами, придающими газопроводам отрицательную плавучесть и сохранить проектное положение при эксплуатации.

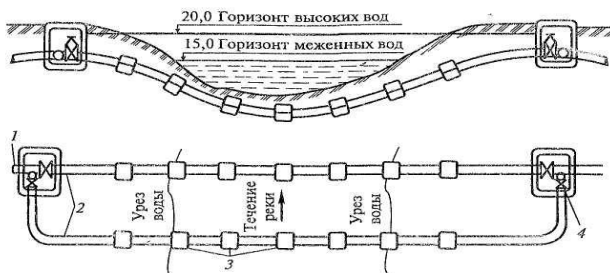


Рис. 9.3. Схема подводного перехода – дюкера:

1 – основной газопровод; 2 – дюкер; 3 – балластировочные грузы;

4 – колодцы с отключающими задвижками

Подводные переходы, по которым транспортируют влажный газ, для обеспечения стока конденсата прокладывают с уклоном в сторону одного или обоих берегов в зависимости от ширины водной преграды. При этом в низших точках переходов устанавливают сборники конденсата, снабженные трубками, выведенными на береговую поверхность под ковер, для удаления жидкости с помощью насосов или вакуум-цистерн.

9.2. Переходы через железнодорожные, трамвайные пути и автомобильные дороги

Способ выполнения перехода газопроводов через железнодорожные, трамвайные пути и автомобильные дороги выбирают в зависимости от местных условий и экономической целесообразности.

Пересечения газопроводов с железнодорожными, трамвайными путями и автомобильными дорогами выполняют под углом 90° .

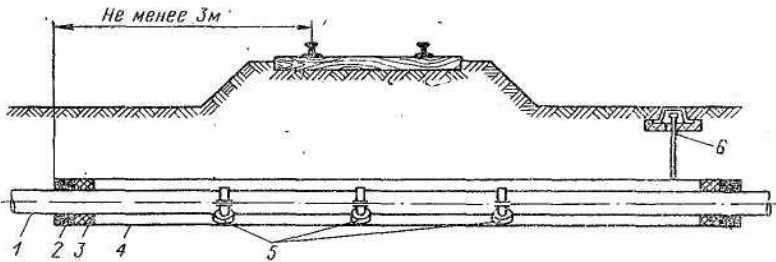


Рис. 9.4. Схема пересечения газопроводом электрифицированной железной дороги:

- 1 – газопровод; 2 – битум; 3 – просмоленная пакля; 4 – футляр;
5 – диэлектрические катки; 6 – контрольная трубка

Переходы газопроводов через железнодорожные и трамвайные пути и автомагистрали 1 и 2 классов могут быть надземными, но чаще выполняются подземными в соответствии с требованиями нормативных материалов.

Участки подземных переходов газопроводов под железнодорожными магистралями (рис. 9.4) заключаются в стальные футляры. Под трамвайными линиями и автомагистралями 1 и 2 классов футляры могут быть стальными, чугунными, железобетонными или асбестоцементными. Диаметр футляра принимается на 100–200 мм более диаметра газопровода. Концы футляра выводятся за подошву насыпи, но не менее чем на 3 м от

крайних рельсов железнодорожных путей или 2 м от края полотна автомагистрали. На концах футляра делаются сальниковые уплотнения, а от одного из концов футляра выводится под ковер контрольная трубка для выявления возможных утечек газа.

Если по требованию организаций МПС футляр заполняется бетоном или песком, контрольная трубка не ставится. Внутри футляра на газопроводе должно быть минимальное количество сварных соединений. Трубу следует покрыть изоляцией весьма усиленного типа и уложить на диэлектрические подкладки. Все сварные стыки требуется проверить физическими методами.

Глубина укладки газопровода (от подошвы шпалы до верха футляра) принимается под магистральными железнодорожными путями не менее 1,5 м, а под железнодорожными ветками промышленных предприятий и трамвайными путями – не менее 1 м. Глубина укладки газопровода под автомагистралями – не менее 1 м от полотна дороги до верха футляра.

На газопроводах, пересекающих магистральные железнодорожные пути и автомагистрали 1 и 2 классов, устанавливаются отключающие устройства: при тупиковых газопроводах – со стороны хода газа, при кольцевых – с обеих сторон.

Переходы могут сооружаться открытым траншейным способом, но более прогрессивными являются методы прокола, продавливания и горизонтального бурения.

Подвергающиеся размыву русла и берега рек на участке перехода укрепляют камнем, обдерновкой, плетнями. На обоих берегах водной преграды, на газопроводе устанавливают отключающие устройства. На односторонних тупиковых переходах газопроводов отключающие устройства можно устанавливать только на одном берегу, до перехода (по ходу газа).

Таблица 9.1

Расстояния от переходов газопроводов через
водные преграды до мостов, м

Характеристика переходов и мостов	Газопровод проложен по течению	
	Выше моста	Ниже моста
Через судоходные замерзающие реки и каналы, мосты всех типов	300	50
Через судоходные незамерзающие реки и каналы, мосты всех типов	50	50
Через несудоходные замерзающие реки и каналы, мосты многопролетные	300	50
То же, мосты однопролетные	20	20

Через несудоходные незамерзающие реки и каналы, мосты всех типов	20	20
--	----	----

Примечание. Указанное в таблице расстояние 300 м может быть уменьшено по согласованию с организациями, ведающими ледовзрывными работами.

Не обязательна установка отключающих устройств на водных преградах шириной менее 15 м. На участке подводного перехода устанавливают знаки охранной зоны принятого для данного водного бассейна образца.

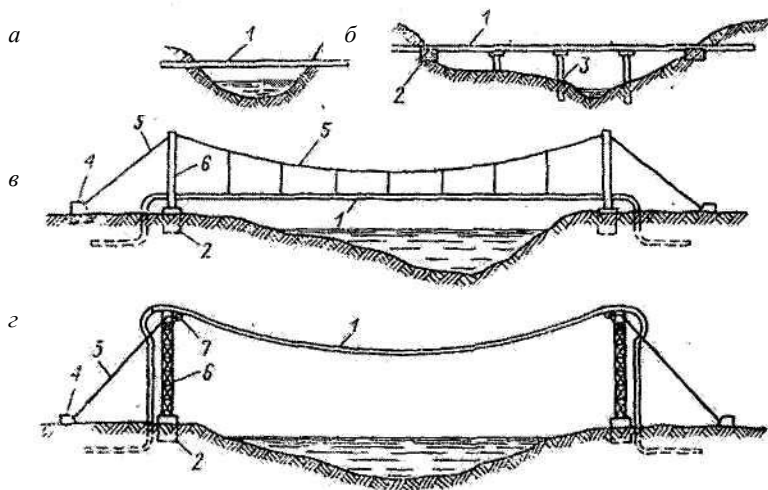


Рис. 9.5. Схемы воздушных балочного (а), эстакадного (б), висячего вантового (в) переходов и перехода в виде провисающей нити (г):
1 – газопровод; 2 – фундаментная опора; 3 – стойка; 4 – анкерная опора; 5 – ванты; 6 – опорная мачта (пилон); 7 – опорный ролик

Для наблюдения за уровнем воды вблизи перехода устанавливают реперы: при ширине меженного русла до 50 м – на одном берегу, при большей ширине – на обоих.

Недостатки подводных переходов: подверженность коррозионному разрушению, трудность осмотров, сложность ведения ремонтных работ, трудность удаления воды или конденсата, большая стоимость. Этих недостатков не имеют, надводные переходы. В населенных пунктах их можно сооружать только по согласованию с архитектурным надзором.

Вопросы для самопроверки

1. Какие способы переходов газопровода через овраги и водные преграды вы знаете?

2. Представьте схему подвески газопровода под металлическим и железобетонным мостам. Какие преимущества и недостатки этого перехода?

3. Какие вы знаете высокоэкономические переходы через водные преграды?

4. Расскажите о дюкерной схеме и конструкции проводки газопровода. Что вы понимаете под термином «горизонт высоких вод» и «горизонт меженных вод»?

5. Какие средства вы знаете для придания трубопроводу отрицательной плавучести на водных преградах?

6. Представьте схему и расскажите о конструкции подземного перехода под автомобильными и железными дорогами.

7. Для каких целей устанавливаются на концах футляров подземных переходов сальниковые уплотнения?

8. Каким образом сооружаются подземные переходы? Какие из них являются наиболее прогрессивными и почему?

9. Какие требования предъявляются при прокладке переходов у мостов (выше моста и ниже)?

10. В каких местах устанавливаются отключающие устройства при переходе газопроводом водных преград?

11. Для каких целей устанавливаются запорные устройства вблизи перехода через водную преграду?

12. Какие вы знаете надводные переходы? С кем согласовывается их возведение?

13. Какие вы знаете недостатки подводных переходов?

10. ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЕ ПУНКТЫ И ОБОРУДОВАНИЕ

10.1. Назначение и принцип действия регуляторов давления

Регуляторы давления предназначены для снижения давления газа и поддержания его на заданном уровне и являются связующим звеном между сетями высокого, среднего и низкого давления. Регуляторы давления устанавливают на распределительных газопроводах в газорегуляторных пунктах, на газораспределительных и газгольдерных станциях, а также у коммунально-бытовых и промышленных потребителей и перед отдельными

У регуляторов непрямого действия изменение конечного (выходного) давления непосредственно не создает усилий для осуществления процесса регулирования. Оно лишь приводит в действие распределительный механизм (командный прибор) для включения источника энергии, при помощи которого осуществляется регулирующее действие. Источником энергии служит газ высокого давления (пневматические регуляторы), масло или иная жидкость (гидравлические регуляторы) и т.п. Регуляторы прямого действия по сравнению с регуляторами непрямого действия отличаются чувствительностью.

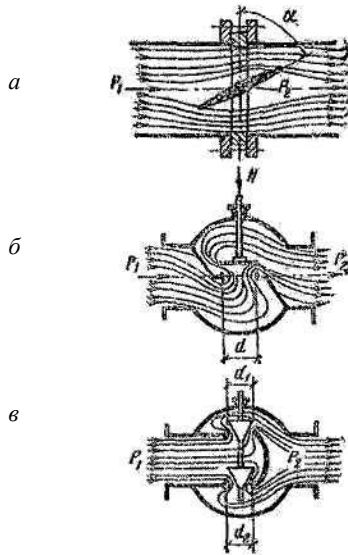


Рис. 10.2. Дроссельные органы регуляторов:
поворотная заслонка (а); односедельный клапан (б); двухседельный клапан (в)

Это объясняется тем, что перемещение клапана при изменении расхода начинается только после того, как создается усилие (разность давления на мембрану и веса груза), достаточное для преодоления сил трения во всех подвижных узлах. В результате регулирование происходит небольшими толчками. У регуляторов непрямого действия силы трения преодолеваются за счет постороннего источника энергии и не требуют значительного изменения усилий на мембрану.

Несмотря на лучшую характеристику регуляторов непрямого действия, в городском газовом хозяйстве большое распространение получили также регуляторы прямого действия, обладающие простотой конструкции, небольшой стоимостью и удобством в эксплуатации. Регуляторы различают по типу и конструкции дроссельных органов.

Дроссельными органами регуляторов называют устройства, при помощи которых регулируется количество протекающего через них газа. Изменение количества подающего газа производят дросселированием, т. е. уменьшением или увеличением отверстия, через которое протекает газ. Дроссельные органы регуляторов представляют собой отверстия, которые прикрываются заслонками или разного рода клапанами. При изменении положения заслонки или клапана изменяется проходное отверстие дросселя и соответственно этому меняется количество протекающего газа. Размер отверстия дросселя при полном открытии должен обеспечивать пропуск расчетного количества газа. Количество протекающего через дроссель газа в зависимости от степени открытия проходного отверстия является основной характеристикой дроссельного органа. В качестве дросселей в регуляторах наибольшее распространение получили дроссельные регуляторы (рис. 10.2). Поворотные заслонки, несмотря на простоту конструкции, широкого распространения не получили и применяются главным образом на газопроводах низкого давления больших диаметров при малых перепадах. Основным недостатком заслонок является негерметичность закрытия при отсутствии расхода. Кроме того, поворотные заслонки не пригодны для регулирования малых расходов в связи с тем, что не обладают способностью регулировать проходные сечения малых размеров. Поэтому непосредственно на городских сетях поворотные заслонки не устанавливают.

Клапаны регуляторов бывают односедельные и двухседельные. В двухседельных клапанах газ проходит двумя потоками (через два отверстия), поэтому пропускная способность их при прочих равных условиях значительно больше односедельных. Вместе с тем эти клапаны в основном не обеспечивают герметичности закрытия при отсутствии газоразбора, что является существенным их недостатком. Протечка газа в закрытом положении для двухседельных клапанов допускается не более 0,1 % номинального расхода, а для односедельных клапанов не допускается вообще. В связи с этим установка регуляторов с двухседельными клапанами на городских сетях нежелательна, а на тупиковых газопроводах, подающих газ бытовым потребителям, недопустима.

10.2. Типы регуляторов

Регуляторы давления должны удовлетворять следующим требованиям: а) процесс регулирования должен быть устойчивым; б) неравномерность регулирования (т. е. отношение разности между максимальным и минимальным значениями конечного давления к среднему) не должна превышать определенной величины; в) регулятор должен быть надежным, простым и удобным для обслуживания.

Регуляторы давления выбирают исходя из максимального расчетного расхода газа потребителями и допустимого перепада давления при редуцировании. Пропускную способность регулятора рекомендуется принимать на 15–20 % больше максимального расчетного расхода газа. Необходимо также, чтобы регулятор обеспечивал заданное регулирование давления при малых (минимальных) расходах. Это требование особенно важно для газоснабжения бытовых потребителей, у которых расход газа резко изменяется во времени.

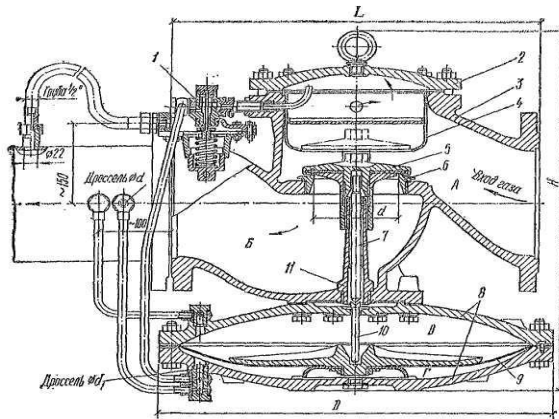


Рис. 10.3. Универсальный регулятор типа РДУК 2-200
(новая классификация Р):

- 1 – регулятор управления (пилот); 2 – крышка корпуса; 3 – корпус; 4 – фильтр;
- 5 – сменный клапан; 6 – сменное седло; 7 – шток клапана; 8 – крышка мембраны;
- 9 – мембрана;
- 10 – толкатель;
- 11 – колонка

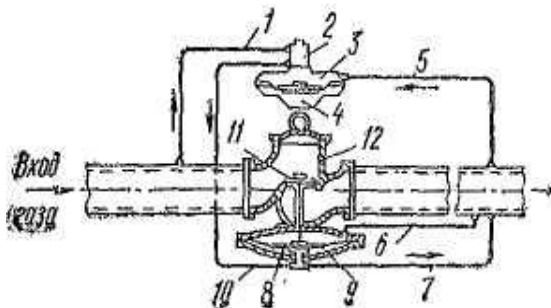


Рис. 10.4. Схема обвязки регулятора РДУК 2-200

1, 5, 6, 7, 10 – импульсные трубки; 2 – головка регулятора управления; 3 – регулятор управления (пилот); 4 – регулировочная пружина; 8 – мембрана регулятора давления; 9 – мембранная коробка; 11 – регулирующий клапан регулятора давления; 12 – корпус регулятора давления

При газоснабжении городов и других населенных пунктов, а также коммунальных и промышленных предприятий в настоящее время наибольшее распространение получили регуляторы типа РДУК (регулятор давления универсальной конструкции Казанцева) – рис. 10.3. Схема его работы в системе газопровода представлена на рис. 10.4.

Универсальный регулятор типа РДУК (рис. 10.3). Универсальные регуляторы давления типа РДУК, имеют довольно простую конструкцию и надежны в работе. В настоящее время выпускаются регуляторы с условным проходом 50, 100 и 200 мм. Характеристика и производительность регуляторов РДУК приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1

Номинальная (80 % от расчетной) пропускная способность регуляторов давления РДУК, м³/ч, при плотности газа $\rho = 0,73$ кг/м³

Давление газа, кгс/см ²		РДУК2-50	РДУК2-100	РДУК2-200
на входе	на выходе			
0,3	0,01	500	750/1420	3900/5650
0,5	0,01	595	865/1650	4500/6500
1,0	0,01-0,10	800	1150/2200	6000/8700
1,5	0,01-0,37	1000	1440/2760	7500/10900
2,0	0,01-0,65	1280	1730/3300	9000/13000
3,0	0,01-1,20	1800	2300/4400	12000/17400
4,0	0,01-1,75	2000	2880/5500	14800/21600
5,0	0,01-2,30	2400	3460/6600	18000/26200
6,0	0,01-2,85	2800	4050/7700	21000/30500
7,0	0,01-3,40	3200	4600/8700	23800/–
<i>Окончание таблицы 10.1</i>				
8,0	0,01-3,95	3600	5150/9700	27000/–
9,0	0,01-4,50	4000	5700/10800	29800/–

10,0	0,01-5,05	4400	6300/11900	33000/–
11,0	0,01-5,60	4900	6900/13000	35000/–
12,0	0,01-6,15	5300	7450/14000	39000/–

Примечание. В числителе приведены данные при условии, что седло клапана имеет диаметр 50 (для РДУК2-100) и 105 мм (для РДУК2-200), в знаменателе – соответственно 70 и 140 мм.

Универсальный регулятор состоит из чугунного литого корпуса, разделенного на две камеры (А и Б). В верхнюю камеру А подается начальное давление газа до 1200 кПа (12 кгс/см²), а из нижней камеры Б газ выходит. В перегородке, разделяющей верхнюю и нижнюю камеры, имеется отверстие – седло, соединяющее обе камеры. Седло перекрывается регулирующим клапаном. Размер отверстия может быть разный. От размера отверстия и перепада давления зависит производительность регулятора. С нижней стороны выходной камеры находится мембранная камера В, в которой расположена рабочая мембрана регулирующего клапана. Регулирующий клапан свободно надет на шток клапана, который упирается в толкатель, входящий в гнездо стяжного винта мембраны. Для защиты стержня клапана от воздействия потока газа и в качестве направляющей служит колонка. Мембрана регулирующего клапана находится с двух сторон под давлением газа. Сверху корпус регулятора имеет люк со съемной крышкой. Люк служит для осмотра и очистки клапана и седла. Настройка регулятора производится с помощью регулятора управления (пилота) типа КН-2-00 и КВ-2-00.

Пилот представляет собой пружинный регулятор давления, мембрана которого нагружена с одной стороны давлением газа, а с другой – регулировочной пружиной. Обвязка регулятора давления РДУК 2-200 показана на рис. 10.4. Полость мембраны регулятора управления со стороны, противоположной регулировочной пружине, соединена импульсной трубкой 1 с входным газопроводом. Выходное отверстие регулятора управления трубкой 10 соединено с подмембранной полостью регулирующего клапана, которая, в свою очередь, соединена импульсной трубкой 7 через дроссель с выходным газопроводом. Надмембранная полость регулирующего клапана также соединена с выходным газопроводом трубкой 6. Принцип работы регулятора следующий: при отсутствии газа регулирующий клапан закрыт, а клапан регулятора управления приоткрыт с помощью регулировочной пружины. При подаче газа на вход регулятора давления он по импульсной трубке 1 поступает в регулятор управления (КН или КВ) и через клапан по трубке 10 – в

подмембранную полость регулирующего клапана и дальше через импульсную трубку 7 и дроссель в выходной газопровод.

Поскольку надмембранная полость импульсной трубки 6 соединена с выходным газопроводом, мембрана под давлением газа поднимается кверху и клапан открывается. Через приоткрытое седло клапана газ поступает в выходной газопровод, а отсюда по импульсным трубкам 6 и 5 – на мембраны регулятора управления и регулирующего клапана. В результате устанавливается равновесие мембран в соответствии с заданным регулировочной пружиной пилота давлением. С помощью дросселя давление газа под рабочей мембраной 8 поддерживается большим, чем над мембраной. При увеличении расхода газа давление начинает снижаться, клапан регулятора управления открывается, поступление газа на рабочую мембрану становится больше, от чего она поднимается кверху и больше открывает клапан регулятора. Давление на выходе регулятора восстанавливается, а раскрытие клапана будет соответствовать увеличившемуся расходу. При уменьшении расхода газа процесс происходит в обратном порядке.

Предохранительно-запорные клапаны. Эти клапаны (рис. 10.5) устанавливаются перед регуляторами давления и автоматически прекращают подачу газа потребителям при недопустимом повышении, а некоторые из них и при чрезмерном понижении конечного давления за регулятором. Импульс конечного давления поступает к клапану из газопровода за регулятором. После автоматического закрытия самопроизвольное открытие клапана невозможно. После выявления и устранения причин, вызвавших закрытие клапана, открытие его выполняется обслуживающим персоналом.

Предохранительно-запорные клапаны ПКН и ПКВ (рис. 10.6) изготавливаются с условными проходами 50, 80, 100 и 200 мм. В открытом рабочем положении клапан удерживается рычагом 4 с развилкой, а сам рычаг 4 за штифт 3 удерживается в верхнем положении крючком анкерного рычага 2. Ударник 9 находится в вертикальном положении, так как вверху штифтом 10 упирается в правый конец коромысла 11.

Конечное давление газа подводится через штуцер 1 в подмембранное пространство и стремится переместить мембрану 12 вверх, но этому препятствует пружина 7, которая своей тарелкой 6 опирается на выступ в стакане крышки.

Повышенное сверх нормы конечное давление газа, преодолевая усилие пружины 7, перемещает мембрану и гайку 5 вверх. При этом находящийся в пазу гайки 5 левый конец коромысла 11 поднимается, а

правый опускается, выходя из зацепления со штифтом 10 ударника 9. Ударник падает, ударяет по концу анкерного рычага 2, выводит его из зацепления со штифтом 3, и клапан закрывается.

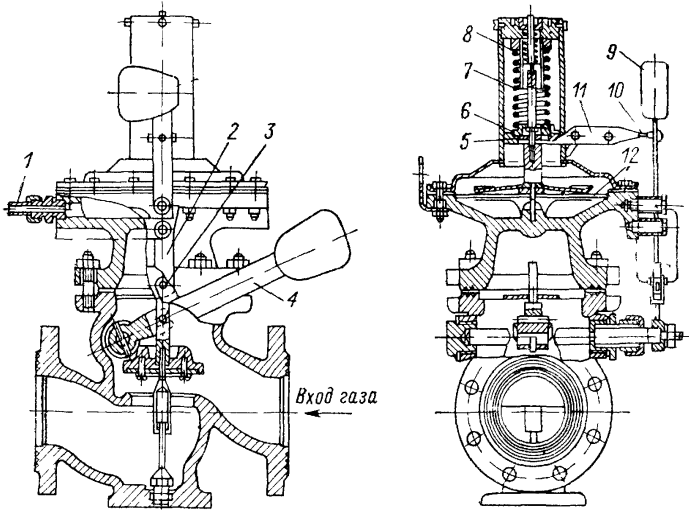


Рис. 10.5. Предохранительный запорный клапан типа ПКН (ПКВ)

При недопустимом понижении конечного давления газа усилие, создаваемое этим давлением на мембрану 12 снизу, становится меньше прямо противоположного усилия, создаваемого малой пружиной 8, опирающейся на выступ штока мембраны 12. Вследствие этого мембрана и шток с гайкой 5 опускаются, увлекая левый конец коромысла 11 вниз. Поднимающийся при этом правый конец коромысла выходит из зацепления со штифтом 10, вызывая падение ударника 9 и закрытие клапана. Для выравнивания давления газа по обе стороны основного клапана в нем имеется небольшой перепускной клапан, прижимаемый к своему гнезду грузом рычага 4.

В клапане ПКВ активная площадь мембраны меньше, чем в ПКН, за счет наложения на нее сверху стального кольца. Настройка клапанов на верхний предел допустимого давления осуществляется сжатием пружины 7, а на нижний – сжатием пружины 8. Пределы настройки клапанов, кгс/см²: при возрастании давления для ПКН – 0,01–0,6 для ПКВ – 0,3–7,2; при падении давления для ПКН – 0,003–0,3, для ПКВ – 0,03–0,3.

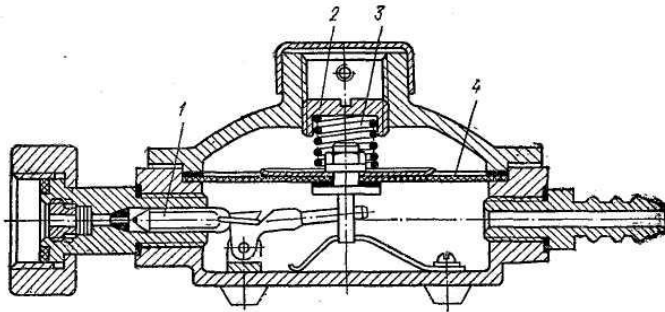


Рис. 10.6. Редуктор (регулятор) сжиженного газа типа РДГ:

1 – клапан; 2 – гайка; 3 – пружина; 4 – мембрана

Регуляторы сжиженного газа предназначены для снижения давления сжиженного нефтяного газа в баллонах с 1,6 МПа (16 кг/см²) до низкого 1–9 кПа, (100–900 мм вод. ст.). Существует много разновидностей редукторов, однако наибольшее применение получили редукторы типа РДГ (для баллонов) (рис. 10.6).

Регулятор РДГ (рис. 10.6) устанавливают непосредственно на штуцер вентиля баллона и с газовым агрегатом (прибором) соединяют гибким шлангом

При использовании двух баллонов (например, в шкафу) предусмотрен обвязочный узел, позволяющий использовать один редуктор на два баллона.

10.3. Газораспределительные станции газорегуляторные пункты

Газораспределительные станции (ГРС) предназначены для понижения высокого давления газа, поступающего из магистральных газопроводов, набор сооружений которой представлен на рис. 10.7.

ГРС устанавливается между магистральным газопроводом и газорегуляторными пунктами (ГРП) и установками (ГРУ).

Основное назначение ГРП и ГРУ – снижение давления газа и поддержание его постоянным независимо от изменения входного давления и расхода газа потребителями.

ГРП и ГРУ оснащаются схожим технологическим оборудованием и отличаются в основном только расположением, а также точностью измерительных приборов. ГРУ располагают непосредственно в помещениях, где находятся агрегаты, использующие газовое топливо (цехах, котельных). ГРП в зависимости от назначения и технической целесообразности размещают:

- в пристройках к зданиям;
- в отдельно стоящих зданиях;
- в специальных шкафах при блочном исполнении.

ГРП по своему назначению подразделяются на сетевые, которые обеспечивают подачу газа в распределительные сети низкого, среднего или высокого давлений, и объектовые служащие источниками газоснабжения для отдельных потребителей.

В состав технологического оборудования регуляторных пунктов входят следующие элементы:

- регулятор давления, понижающий или поддерживающий постоянным давление газа независимо от его расхода; предохранительный запорный клапан (ПЗК), прекращающий подачу газа при повышении или понижении его давления после регулятора сверх заданных значений;
- предохранительное сбросное устройство, предназначенное для сброса излишков газа, чтобы давление не превысило заданное в схеме регуляторного пункта;
- фильтр газа, служащий для его очистки от механических примесей;
- контрольно-измерительные приборы (КИП), которые фиксируют: давление газа до и после регулятора, а также на обводном газопроводе (манометр); перепад давлений на фильтре, позволяющий судить о степени его загрязненности (дифманометр); расход газа (расходомер); температуру газа перед расходомером (термометр);

Число технологических линий в зависимости от расхода газа и режима потребления может быть от одной до пяти. Если в ГРП и ГРУ имеется только одна технологическая линия, то предусматривается обводной газопровод с двумя последовательно расположенными запорными устройствами, который во время ремонта оборудования будет обеспечивать подачу газа потребителям. Временное снижение давления обеспечивается ручным редуцированием с помощью запорных устройств.

ГРП могут быть одно- и двухступенчатыми. В одноступенчатом пункте входное давление газа снижается до выходного в одном регуляторе, в двухступенчатом – в двух. Установленные последовательно на технологической линии регуляторы будут снижать давление газа в два этапа: первый – до промежуточного (например, с 1,2 до 0,3 МПа), второй – до выходного (0,003 МПа). Фильтр очистки < 1,2 устанавливают перед регулятором первой ступени. Одноступенчатые схемы применяют при разности между входным и

выходным давлениями до 0,6 МПа. При больших перепадах используют двухступенчатые схемы.

Рис. 10.7. Газораспределительная станция

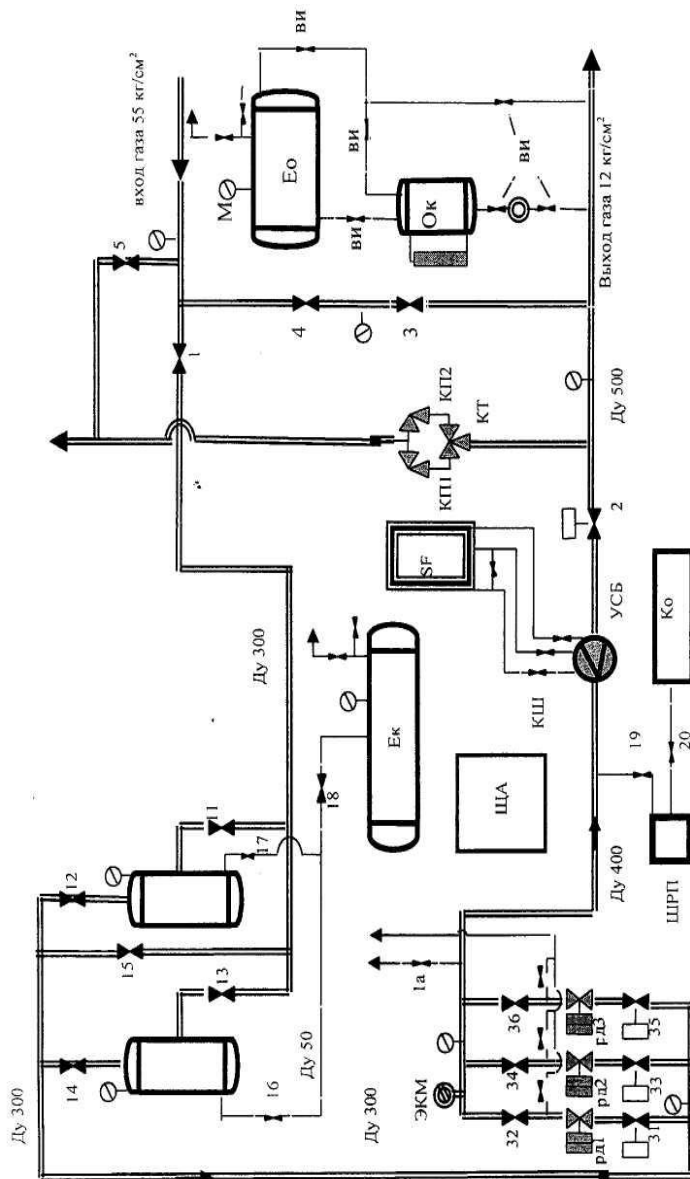


Таблица 10.2

Спецификация оборудования

№ поз.	Наименование	Количество	Тип	Размер
1	Кран с ручным приводом	1	11с3206к1	Ду300 × 64
2	Кран с ручным приводом	1	11с7226к1	Ду500 × 64
3	Кран с ручным приводом	1	11с3206к1	Ду150 × 64
4	Кран с ручным приводом	1	11с3206к1	Ду200 × 64
5	Кран с ручным приводом	1	11с206к1	Ду100 × 64
11, 14	Кран с ручным приводом	4	11с3206к1	Ду200 × 64
15	Кран с ручным приводом	1	11с3206к1	Ду200 × 64
31, 33, 35	Кран с пневмоприводом	3	11с7236к1	Ду200 × 64
32, 34, 36	Кран с ручным приводом	3	11с3206к1	Ду300 × 64
РД	Регулятор давления	3	РД-150-64	Ду 150
КТ	Кран трехходовой	1		Ду 150-64
Ек	Емкость сбора конденсата	1		V = 2,5 м ³
Ео	Емкость одоранта	1		V = 2,1 м ³
Ок	Одоризатор капельный	1		V = 25 л
ПУ	Пылеуловитель мультицикл.	2	БОГ 800	V = 0,923 м ³
SF	Прибор учета «Суперфлоу»	1	“SF”	2500 кг/м ³
Д	Диафрагма камерная	1	УСБ-400	Ду 400
КП	Клапан предохранительный	2	ППК2	Ду 150
ЩА	Щит автоматики	1	Защита 3	
М	Манометр	4	ОБМ-160	0–10 кг/см ²
М1	Манометр	4	ОБМ-160	0–100 кг/см ²
ВИ	Вентиль игольчатый	12	ВИ-6	Ру 80
КШ	Кран шаровый	8	КШ-10	Ру 160
Ко	Котел отопительный	3	ДОН	
16, 17, 18, 19, 20	Задвижка стальная	5	30с76нж	Ру 64

При подаче газа двум потребителям, требующим подачи газа под различным давлением, ГРП проектируют в двухступенчатом исполнении с промежуточным отбором, т. е. первый регулятор давления настраивают на выходные параметры, требуемые для потребителя газа с повышенным давлением. ГРП имеет при этом один вход и два выхода.

В зависимости от назначения ГРП и ГРУ могут быть выполнены без учета или с учетом расхода газа. При использовании для измерения расхода газа счетчиков ротационного или турбинного типа их устанавливают после регуляторов давления, а в случае применения сужающих устройства (диафрагм) их монтируют до регуляторов давления и ПЗК, но после фильтра для уменьшения эрозии острой кромки диафрагмы.

Принципиальная схема одноступенчатого ГРП (ГРУ), (одна технологическая линия и одна резервная линия – байпас), приведена на рис. 10.8.

Она включает в себя входной газопровод 1, задвижки 2, фильтр 3, предохранительный клапан 4, регулятор давления 5, выходной газопровод 6, манометры 7. Газ, поступающий на ГРП, сначала очищается в фильтре 3 от механических примесей. Затем проходит через предохранительный клапан 4, который служит для автоматического перекрытия трубопровода в случае повышения выходного давления сверх заданного, что свидетельствует о неисправности регулятора давления 5. Контроль за работой регулятора 5 ведется также с помощью манометров 7.

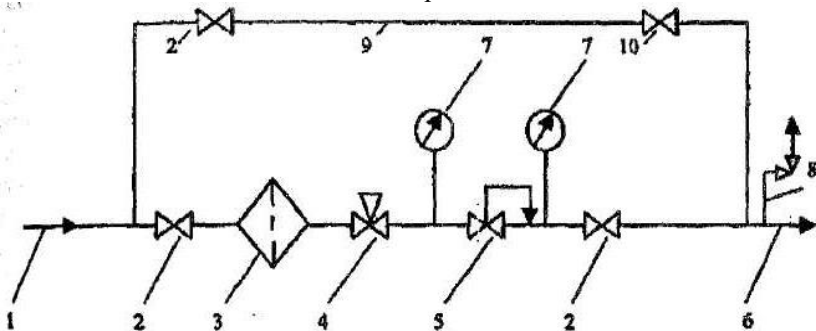


Рис. 10.8. Схема ГРП:

- 1 – входной газопровод; 2 – отключающие устройства; 3 – фильтр;
- 4 – предохранительный запорный клапан; 5 – регулятор давления;
- 6 – выходной газопровод; 7 – манометр; 8 – предохранительный сбросной клапан; 9 – байпас; 10 – регулирующая задвижка на байпасе

Некоторые ГРП оборудуются приборами для измерения количества газа: диафрагмами в комплекте с дифференциальными манометрами или ротационными счетчиками.

10.4. Определение пропускной способности регуляторов

Выбор типа и размера регулятора давления зависит от расхода газа, его входного и выходного давлений. Основными параметрами, определяющими пропускную способность регулятора, является условный диаметр D_y проходного сечения дросселирующего органа и соответствующий ему коэффициент пропускной способности K_v .

Варианты определения параметров регулятора давления осуществляют по двум принципам:

1) по заданной пропускной способности Q , перепаду давлений $P-P_i$ на дроссельном органе и температуре газа T определяют коэффициент пропускной способности K_v , а затем по справочным данным выбирают соответствующий регулятор;

2) по заданному расходу, перепаду давлений и температуре газа выбирают регулятор, а затем рассчитывают условное проходное сечение и коэффициент пропускной способности.

Коэффициент пропускной способности K_v характеризует пропускную способность дросселирующего органа и зависит от его проходного сечения и гидравлического сопротивления. Численно K_v равен количеству воды в тоннах, которое пропускает данное исполнительное устройство при перепаде давлений на его дросселирующем органе 1 кг/см^2 за 1 ч, т. е. единицей измерения коэффициента пропускной способности принят т/ч для воды.

Способ определения зависит от вида истечения газа через дросселирующее устройство: докритическое, критическое или сверхкритическое.

Под критическим понимается истечение газа с максимальной скоростью, равной скорости звука, которая может быть достигнута на выходе из дросселирующего органа регулятора при критических или сверхкритических отношениях входного p_x и выходного p_2 давлений. Характер течения газа через дросселирующий орган регулятора в значительной мере характеризует его пропускную способность.

В процессе истечения газов при заданном давлении p_x скорость истечения и расход растут с уменьшением выходного давления p_2 только до достижения этим отношением определенного для этого газа значения, которое называется критическим $(p_2/p_x)_{кр}$. Если p_2 , p_x достигло критического значения, то при заданном p_x расход газа становится максимальным при наименьшем давлении $p_2 = p_{кр}$, где K – показатель адиабаты, равен C_p/C_v .

Из уравнения следует, что отношение $p_{кр}/p_x$ не зависит от P_x , а также от выходного давления p_2 и является функцией показателя адиабаты, а значит, зависит только от свойств газа.

Для природного газа $K = 1,32$, следовательно, $(3_{кр} = p_2/p = 0,542)$, т.е. в регуляторе давления, который поддерживает низкое давление

200 Па (200 мм. вод. ст.), при входном избыточном давлении 0,1 МПа и более наступит критический режим истечения газа.

Пропускная способность регулятора Q_p (при $p = 0,1013$ МПа и $t=0^\circ\text{C}$), $\text{м}^3/\text{ч}$,

$$Q_0 = 159,5 \varphi f_c \alpha p_1 \sqrt{\frac{1}{\rho}}$$

где φ – коэффициент, зависящий для данного газа от p_2/p_x ;
 f_c – площадь седла, см^2 ; α – коэффициент расхода; p_1 – входное давление (абсолютное), МПа; ρ – плотность газа, $\text{кг}/\text{м}^3$.

До достижения критического значения p_2/p_x расход газа растет с увеличением входного давления p_x . Если отношение p_2/p_x меньше критического, то расход газа через регулятор растет пропорционально увеличению p , т. е. отношение p_2/p_x на расход не влияет, а коэффициент φ остается постоянным:

Учитывая значительные потери давления в корпусе регулятора, действительный расход газа через регулятор будет меньше теоретического, и для его определения вводят поправочный коэффициент α , который меньше единицы.

Вопросы для самопроверки

1. Для чего предназначены регуляторы давления? Представьте схему регулятора давления прямого действия.

2. Какие регуляторы давления Вы знаете. Какие дроссельные органы регуляторов Вы знаете, и почему чаще используют регуляторы прямого действия?

3. В каком конструктивном оформлении находятся дроссельные регуляторы. Почему в качестве дросселей в регуляторах наибольшее распространение получили клапаны?

4. Какие недостатки имеют клапаны регуляторов?

5. Каким требованиям должны удовлетворять регуляторы?

6. Из каких элементов состоит регулятор давления (например, РДУК-2-200)? Расскажите о принципе его работы.

7. Представьте схему обвязки РДУК 2-200. Для чего предназначен пилот? Поясните его работу.

8. Какие Вы знаете регуляторы (редукторы) для сжиженного нефтяного газа. Представьте схему регулятора типа РДГ.

9. Для чего предназначены предохранительные запорные клапаны? Принцип их действия.

10. Основное назначение ГРП, ГРУ, где они размещаются, чем отличаются?

11. Представьте схему ГРП, расскажите о принципе его работы.

12. По какому принципу выбирается регулятор давления?

13. Зачем нужно знать докритическое, критическое и сверхкритическое истечение газа через дроссельное устройство при выборе регулятора.

11. СЖИЖЕННЫЕ НЕФТЯНЫЕ ГАЗЫ

Сжиженные газы, получаемые из нефтяных и из жирных газов газоконденсатных месторождений состоят из предельных (насыщенных) углеводородов – алканов, имеющих общую химическую формулу C_nH_{2n+2} . Названия и формулы первых представителей алканов приведены на стр. 5.

Сжиженные нефтяные газы СПГ имеют более высокую, чем природные газы, объемную теплоту сгорания. В газообразном виде они тяжелее воздуха, а в жидком – тяжелее воды. Помимо этого сжиженные газы весьма восприимчивы к изменениям окружающих условий: при повышении температуры значительно увеличивается объем их жидкой фазы, а при понижении температуры до точки росы и повышении давления возможна конденсация паровой фазы, в том числе и в газопроводах. Сжиженные газы не токсичны, но имеют низкие пределы взрываемости в воздухе и медленную диффузию в атмосферу. Это в сочетании с отсутствием у них запаха, цвета и вкуса как в жидком, так и в газообразном виде диктует необходимость тщательной их одоризации.

Как топливо сжиженные газы обладают всеми достоинствами природных газов. Кроме того, они позволяют создать у потребителей необходимый запас газа в жидком виде и их можно транспортировать не только по трубопроводам, но и перевозить в баллонах, цистернах (автомобильных и железнодорожных), а также танкерах речных и морских судов.

11.1. Качество сжиженного газа и его использование

Нормативы устанавливают основные требования к газовому топливу для населенных пунктов, представленные в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Допустимые отклонения от номинальной низшей теплоты сгорания, %	± 10
Максимальное содержание, г/100 м ³ :	
сероводорода	2
аммиака	2
смолы и пыли	0,1
нафталина летом	10
нафталина зимой	5
цианистых соединений в пересчете на HCN	5
кислорода (% по объему)	не более 1

Сжиженные газы должны удовлетворять техническим требованиям, определенным нормативными документами (табл. 11.1). При этом смесь пропана и бутана для зимнего времени составляет с повышенным содержанием пропана, а для летнего – с повышенным

содержанием бутана. Соотношение пропана и бутана в смеси устанавливается договоренностью между поставщиком и заказчиком с учетом местных климатических условий.

Сжиженные газы для коммунально-бытового потребления поставляются в соответствии с «Техническими условиями» следующих марок: СПБТЗ – смесь пропана и бутана техническая зимняя; СПБТЛ – смесь пропана и бутана летняя; БТ – бутан технический. Область их применения показана в табл. 11.2.

Таблица 11.2

Области применения различных марок сжиженных газов

Система газоснабжения	За исключением холодной зоны		Холодная зона	
	Летний период	Зимний период	Летний период	Зимний период
Газобаллонная: с наружной установкой баллонов; с внутриквартирной установкой баллонов; портативные баллоны.	СПБТЛ	СПБТЗ	СПБТЛ	
	СПБТЛ	СПБТЛ	СПБТЛ	
	БТ	БТ	БТ	
Групповые установки: без испарителей; с испарителями.	СПБТЛ	СПБТЗ	СПБТЗ	СПБТЗ
	СПБТЛ	СПБТЗ	СПБТЛ	СПБТЗ
	БТ	СПБТЛ БТ	СПБТЗ СПБТЛ	СПБТЛ

В товарных сжиженных газах при получении их на нефтеперерабатывающих заводах могут присутствовать различные компоненты. Однако в качестве бытового топлива предусматривается применение только фракций С₃ и С₄ и допустимые к ним примеси с избыточным давлением до 1,6 МПа.

Для осуществления регазификации (испарения) сжиженного газа в емкостях и баллонах для получения проектного давления используют тепло окружающего воздуха или искусственный подогрев жидкости для её испарения. Температуру в емкостях можно принимать на 5–6 °С ниже температуры внешней среды. Минимально необходимое давление в емкости для работы установки с учетом потерь давления в горелках и регуляторе давления можно принимать 1,4 атм.

Емкость баллонов с СНГ категорически запрещается заполнять более чем на 85 %, из-за аварийных ситуаций, при его расширении.

Поставляемые сжиженные нефтяные газы, представляют собой в основном смесь пропана и бутанов. Причем зимой пользуются газом с максимальным содержанием пропана, т.к. температура его кипения $t_{\text{кип}} = -42\text{ }^{\circ}\text{C}$, а летом – преимущественно Н-бутана, поскольку он легко испаряется, т.к. $t_{\text{кип}} = -0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Пропан-бутановые газы как топливо активно вытесняются сетевым и сжиженным природным газом как с промышленных объектов, так и сельскохозяйственных регионов, широко их использующих, по двум основным причинам. Во-первых, температура их возгорания – менее 2 % в воздухе (природный газ воспламеняется при 7–17 %), во-вторых, плотность пропана в 1,5 раза выше плотности воздуха, бутана – в 2,2 раза и более. Все это часто вызывает аварийные ситуации.

Для сравнения, при утечке в помещении метана, плотность которого ниже воздуха ($\rho = 0,716$) – он накапливается в верхней зоне помещения, пропан-бутановые газы опускаются вниз, стелются по полу, по земле и могут заполнить подвалы, колодцы, нижние этажи и другие подземные помещения.

Вопросы для самопроверки

1. Из каких источников получают сжиженные газы (СНГ), из каких углеводородов они состоят, и какую имеют общую химическую формулу?
2. Расскажите о положительных и отрицательных сторонах СНГ, чем они одорировуются?
3. Расскажите о качестве СНГ и его использовании. Какими видами транспорта его поставляют?
4. Что значит зимний, летний и технический пропан-бутан?
5. Из каких основных фракций состоит сжиженный газ?
6. При каком давлении содержится СНГ в баллонах, и какой объем баллона допускается им заполнять?
7. Какая температура кипения пропана и бутана, какова их плотность?
8. Почему пропан-бутановые газы вытесняются из рынков сбыта?

12. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ПРИБОРОВ И ОБОРУДОВАНИЯ

12.1. Требования к газовым приборам и аппаратам

Работа газовых приборов характеризуется тепловой мощностью и эффективностью, которая оценивается коэффициентом полезного действия и теплопроизводительностью.

Различают номинальные и предельные значения этих показателей. Номинальной тепловой мощностью называют мощность, при которой аппарат имеет наилучшие рабочие показатели – наибольшую полноту сгорания газа при наиболее высоком КПД. При этом в конструктивных элементах газовых приборов и аппаратов не должно возникать опасных тепловых напряжений, которые смогут сократить срок их службы. Номинальная тепловая мощность, которая указывается в паспорте прибора, определяется при номинальной тепловой нагрузке. Предельной тепловой мощностью является максимальная тепловая нагрузка, превышающая номинальную на 20 %. Безопасность работы газовых приборов характеризуется полнотой сгорания газа и устойчивой работой газогорелочных устройств.

Для нормальной работы газогорелочного устройства необходимо обеспечить:

- подачу топлива с определенными параметрами; подачу воздуха в количестве достаточном для полного сжигания газа;
- перемешивание газа с воздухом;
- зажигание газозоодушнoй смеси и поддержание в зоне горения температуры, обеспечивающей полноту сгорания горючих компонентов этой смеси;
- своевременный отвод продуктов сгорания из зоны горения без нарушения процессов сжигания газа.

Бытовую газовую аппаратуру можно сгруппировать следующим образом:

- приборы для приготовления пищи (газовые плиты);
- приборы для горячего водоснабжения (проточные водонагреватели);
- приборы для индивидуального отопления (емкостные водонагреватели, газовые камины).

12.2. Газовые плиты

Газовые плиты выпускают двух типов:

- 1) стационарные напольные 2-, 3- и 4-горелочные с духовым шкафом;
- 2) настольные переносные, преимущественно 2-горелочные.

Основные параметры и размеры серийно выпускаемых унифицированных газовых бытовых плит должны отвечать требованиям существующих норм (табл. 12.1).

Таблица 12.1

Характеристики унифицированных газовых стационарных бытовых плит

Характеристика	Норма для плит	
	напольных	настольных
1	2	3
Число горелок стола, не менее	2	2
Число горелок стола нормальной тепловой мощности для плит, не менее:		
2-горелочных	1	1
3-горелочных	2	2
4-горелочных	2	2
Тепловая мощность горелок стола, кВт:		
пониженная	$0,7 \pm 0,06$	
нормальная	$1,9 \pm 0,12$	
повышенная	$2,8 \pm 0,12$	
Тепловая мощность основной горелки духового шкафа на единицу объема, кВт/дм ³ , не более	0,09	-
Тепловая мощность жарочной горелки духового шкафа кВт, не более	3,5	-
КПД горелок стола при номинальном режиме, %, не менее	56	57
Индекс оксида углерода, % об., не более	0,010	
Полезный объем духового шкафа, дм ³ , не менее:		
1- и 3-горелочных плит	35	-
4- горелочных и более	45	-
Размеры входного объема духового шкафа, мм, не менее:		
высота	260	-
ширина	330	-

Универсальные газовые бытовые плиты с привязочными размерами представлены на рис. 12.1.

Детали бытовых газовых плит изготавливают из материалов, обеспечивающих коррозионную и термическую стойкость, долговечность и надежность в эксплуатации.

Для ручек и кранов используют пластмассы и, другие материалы, термически стойкие при температуре до 150 °С.

Газопроводы и арматура бытовых газовых плит должны быть герметичными. Потери давления в приборах при автоматическом регулировании не должны превышать 100 Па.

Плиты изготавливают для работы на природном и сжиженных газах с номинальным давлением 2...3 кПа.

Унифицированная бытовая газовая плита ПГ4 (рис. 12.2) представляет собой тумбу без ножек. На лицевой стороне плиты размещен распределительный щиток с пятью ручками, имеющими указатели. Все ручки снабжены устройствами, предохраняющими от случайного поворота из положения "0" (закрыто). Стол плиты закрытого типа одновременно служит поддоном для сбора пролитой пищи. Конфорочные решетки – прутковые, эмалированные или оксидированные.

Духовой шкаф представляет собой цельносварную конструкцию, имеющую съемное дно и подвески для трех полок; объем духового шкафа от 53 дм³. Дисковая горелка не имеет запальника и зажигается через откидной лючок на дне духового шкафа.

В настоящее время широко используются 4-горелочные плиты повышенной комфортности ПГ4-ВК, имеющие габаритные размеры 600x600x850 мм. Объем духового шкафа такой плиты 70 дм³.

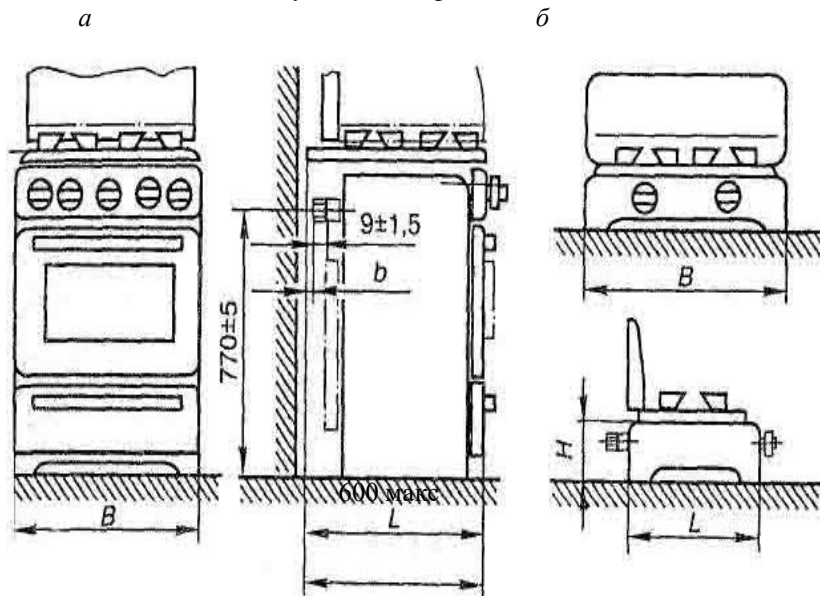


Рис. 12.1. Универсальные газовые бытовые плиты:

напольные (а); настольные (б)

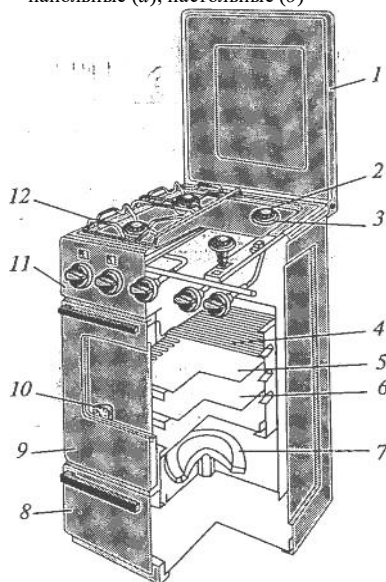


Рис. 12.2. Общий вид унифицированной бытовой плиты ПГ4:

- 1 – крышка плиты или щиток; 2 – крышка горелки; 3 – насадка горелки стола;
 4 – решетка духового шкафа; 5 – противень для выпечки; 6 – жаровня;
 7 – горелка духового шкафа; 8 – дверка сушильного шкафа; 9 – дверка духового шкафа; 10 – термодатчик; 11 – распределительный щиток; 12 – решетка стола

Автоматика терморегулирования включает в себя отсекающий газ (на случай погасания пламени) для обеих входящих в комплект плиты горелок: основной и жаровой.

12.3. Газовые проточные водонагреватели

Основными узлами проточного водонагревателя (рис. 12.3) являются: газогорелочное устройство, теплообменник, система автоматики и газоотвод.

Газ низкого давления подается в инжекционную горелку 8. Продукты сгорания проходят через теплообменник и отводятся в дымоход. Теплота продуктов сгорания передается протекающей через теплообменник воде. Для охлаждения огневой камеры служит змеевик 10, через который циркулирует вода, проходящая через калорифер.

Газовые проточные водонагреватели оборудованы газоотводящими устройствами и тягопрерывателями, которые в случае кратковременного нарушения тяги предотвращают погасание пламени газогорелочного устройства. Для присоединения к дымоходу имеется дымоотводящий патрубок.

Проточные водонагревательные аппараты предназначены для получения горячей воды там, где нет возможности обеспечить ее в централизованном порядке (от котельной или теплоцентрали), и относятся к приборам немедленного действия.

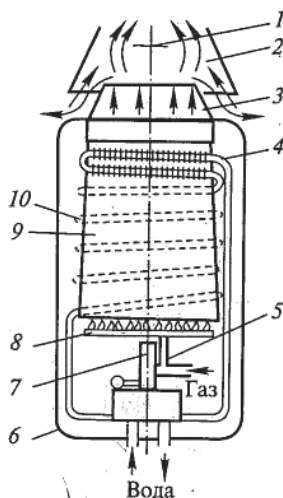


Рис. 12.3. Принципиальная схема проточного водонагревателя:

1 — отражатель; 2 — верхний колпак; 3 — нижний колпак; 4 — калорифер; 5 — запальник; 6 — кожух; 7 — блок-кран; 8 — горелка; 9 — огневая камера; 10 — змеевик

Аппараты оборудованы газоотводящими устройствами и тягопрерывателями, которые предотвращают в случае кратковременного нарушения тяги погасание пламени газогорелочного устройства. Для присоединения к дымовому каналу имеется дымоотводящий патрубок.

По номинальной тепловой нагрузке аппараты подразделяются:

- с номинальной тепловой нагрузкой 20934 Вт;
- с номинальной тепловой нагрузкой 29075 Вт.

Отечественная промышленность серийно выпускает аппараты водонагревательные проточные газовые бытовые ВПГ-20-1-3-П и ВПГ-23-1-3-П. Техническая характеристика указанных

водонагревателей приведена в табл. 12.2. В настоящее время разрабатываются новые виды водонагревателей, но их конструкция близка к ныне действующим.

Все основные элементы аппарата смонтированы в эмалированном кожухе прямоугольной формы.

Передняя и боковые стенки кожуха съемные, что создает удобный и легкий доступ к внутренним узлам аппарата для профилактических осмотров и ремонтов без снятия аппарата со стены.

Применяют водонагревательные проточные газовые аппараты типа ВПГ конструкция, которого представлена на рис. 12.4.

На передней стенке кожуха аппарата расположены ручка управления газовым краном, кнопка включения электромагнитного клапана и смотровое окно для наблюдения за пламенем запальной и основной горелок. Сверху аппарата размещено газоотводящее устройство, служащее для отвода в дымоход продуктов сгорания, снизу – патрубки для подсоединения аппарата к газовой и водяной

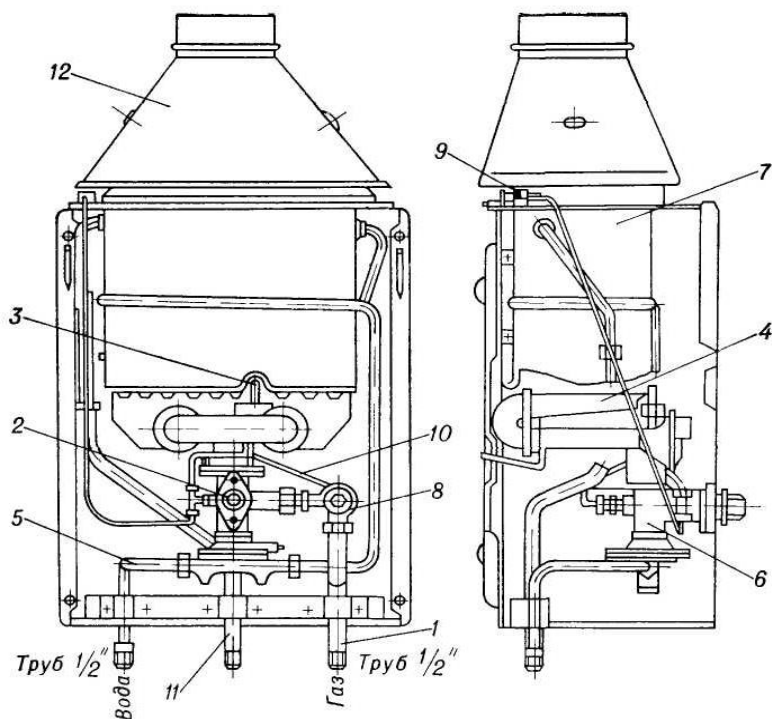


Рис. 12.4. Аппарат водонагревательный проточный газовый бытовой типа ВПГ:

1 – газопровод; 2 – кран блокировочный газовый; 3 – горелка запальная; 4 – горелка основная; 5 – вход воды; 6 – тройник горелки; 7 – теплообменник; 8 – устройство безопасности по тяге; 9 – датчик тяги; 10 – термopapa; 11 – выход горячей воды; 12 – отвод отработанного патрубком холодной воды 5, блок водогазовый с тройником горелки 6, теплообменник 7, автоматическое устройство безопасности по тяге с электромагнитным клапаном 8, датчиком тяги 9, патрубок горячей воды 11 и газоотводящее устройство 12.

Принцип работы аппарата следующий. Газ по трубе 1 поступает в электромагнитный клапан, кнопка включения которого расположена справа от ручки включения газового крана. Газовый блокировочный кран водогазогорелочного блока осуществляет принудительную последовательность включения запальной горелки и подачу газа к основной горелке. Газовый кран снабжен одной ручкой, поворачивающейся слева направо с фиксацией в трех положениях. Крайнему левому положению соответствует закрытие подачи газа на запальную и основную горелки. Среднему фиксированному положению (поворот ручки вправо до упора) соответствует полное открытие крана для поступления газа на запальную горелку при закрытом положении крана на основную горелку. Третьему фиксированному положению, достигаемому нажимом на ручку крана в осевом направлении до упора с последующим поворотом до конца вправо, соответствует полное открытие крана для поступления газа на основную и запальную горелки. Кроме ручной блокировки крана, на пути газа к основной горелке имеются два автоматических блокировочных устройства. Блокировка поступления газа в основную горелку 4 при обязательной работе запальной горелки 3 обеспечивается электромагнитным клапаном.

Блокировка подачи газа в горелку в зависимости от наличия протока воды через аппарат производится клапаном, имеющим привод через шток от мембраны, расположенной в водогазогорелочном блоке. При нажатии на кнопку электромагнита клапана и открытом положении блокировочного газового крана на запальную горелку газ через электромагнитный клапан поступает в блокировочный кран и далее через тройник по газопроводу к запальной горелке. При нормальной тяге в дымоходе (разрежение составляет не менее 2,0 Па). Термopapa, нагреваемая пламенем запальной горелки, передает импульс электромагнитному клапану, который автоматически открывает доступ газа к блокировочному крану. При нарушении тяги или ее отсутствии биметаллическая пластина датчика тяги нагревается уходящими продуктами сгорания газа, открывает сопло датчика тяги,

и газ, поступающий во время нормальной работы аппарата на запальную горелку, уходит через сопло датчика тяги. Пламя запальной горелки гаснет, термопара охлаждается, и электромагнитный клапан отключается (в течение 60 с), т. е. прекращает подачу газа к аппарату. Для обеспечения плавного зажигания основной горелки предусмотрен замедлитель зажигания, работающий при вытекании воды из надмембранной полости как обратный клапан, частично перекрывающий сечение клапана и тем самым замедляющий движение мембраны вверх, а, следовательно, и зажигание основной горелки.

Таблица 12.2

Технические характеристики проточных газовых водонагревателей

Характеристика	Марка водонагревателя			
	ВПГ-Т-3-П I	ВПГ-20-1-3-П I	ВПГ-231	ВПГ-25-1-3-В
Тепловая мощность основной горелки, кВт	20,93	23,26	23,26	29,075
Номинальный расход газа, м ³ /ч: природного сжиженного	2,34-1,81 0,87-0,67	2,58-2,12 0,96-0,78	2,94 0,87	не более 2,94 не более 1,19
Коэффициент полезного действия, %, не менее	82	82	83	83
Расход воды при нагреве на 45 °С, л/мин, не менее	5,4	6,1	7,0	7,6
Давление воды перед аппаратом, МПа:				
минимальное	0,049	0,049	0,060	0,049
номинальное	0,150	0,150	0,150	0,150
максимальное	0,590	0,590	0,600	0,590
Разряжение в дымоходе для нормальной работы аппарата, Па	2	2	2	2
Габариты аппарата, м:				
высота	780	860	800	780
ширина	390	390	375	420
глубина	295	315	225	315
Масса аппарата, кг, не более	20	22	15,5	25

К высшему классу относится аппарат водонагревательный проточный ВПГ-25-1-3-В (табл. 12.2). Всеми процессами он

управляет автоматически. При этом обеспечивается: доступ газа к запальной горелке только при наличии на ней пламени и потока воды; прекращение подачи газа к основной и запальной горелкам при отсутствии разряжения в дымоходе; регулирование давления (расхода) газа; регулирование расхода воды; автоматический розжиг запальной горелки. Пока еще широко используются емкостные водонагреватели АГВ-80 (рис. 12.5) состоящие из бака из листовой стали, горелки с запальником и приборов автоматики (электромагнитный клапан с термопарой и терморегулятором). В верхней части водонагревателя установлен термометр для контроля за температурой воды.

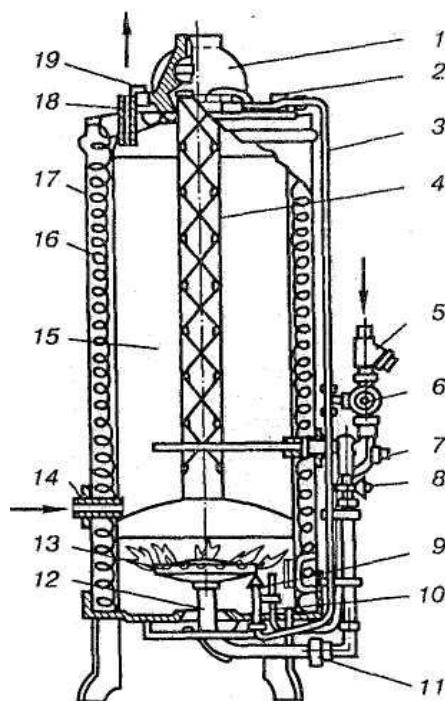


Рис. 12.5. Автоматический газовый водонагреватель АГВ-80

1 – тягопрерыватель; 2 – муфта термометра; 3 – блок автоматики безопасности по тяге; 4 – стабилизатор; 5 – фильтр; 6 – магнитный клапан; 7 – терморегулятор; 8 – кран газовый; 9 – горелка запальная; 10 – термопара; 11 – заслонка; 12 – диффузор; 13 – горелка основная; 14 – штуцер для подачи холодной воды; 15 – бак; 16 – термоизоляция;

17 –кожух; 18 – патрубок; для выхода горячей воды к квартирной разводке;
19 – предохранительный клапан

Элементом безопасности служит электромагнитный клапан 6. Газ, поступая в корпус клапана из газопровода через кран 8, зажигая запальник 9, нагревает термopару и поступает на основную горелку 13, на которой газ зажигается от запальника.

Таблица 12.3

Технические характеристики газовых водонагревателей
с водяным контуром

Характеристика	Марка водонагревателя			
	АОГВ-6-3-У	АОГВ-10-3-У	АОГВ-20-3-У	АОГВ-20-1-У
Габариты, мм:				
диаметр	410	410	–	420
высота	970	970	850	980
ширина	–	–	380	–
глубина	–	–	656	–
Площадь отапливаемого помещения, м ² , не более	60	75	150	80–150
Номинальная тепловая мощность основной горелки, Вт	6878	11630	23260	23260
Номинальная тепловая мощность запальной горелки, Вт	290	290	290	290
Температура воды на выходе из аппарата, °С	50–90	50–90	50–90	50–90
Минимальное разряжение в дымоходе, Па	3	3	3	3
Температура продуктов сгорания на выходе из аппарата, °С, не менее	110	110	110	110
Присоединительная трубная резьба штуцеров, дюйм:				
для подвода и отвода воды	1 ½	1 ½	2	3
для подачи газа	1 ½	1 ½	¾	¾
Коэффициент полезного действия, %, не менее	82	80	80	82

Автоматический газовый водонагреватель АГВ-120 предназначен для местного горячего водоснабжения и отопления помещений площадью до 100 м². Водонагреватель представляет собой вертикальный цилиндрический резервуар вместимостью 120 л, заключенный в стальной кожух. В топочной части установлена чугунная инжекционная газовая горелка низкого давления, к которой закреплен кронштейн с запальником. Горение газа и поддержание определенной температуры воды регулируются автоматически.

Схема автоматического регулирования двухпозиционная. Основные элементы блока автоматики регулирования и безопасности - сильфонный терморегулятор, запальник, термopара и электромагнитный клапан.

Водонагреватели с водяным контуром типа АОГВ работают на природном газе, пропане, бутане и их смеси.

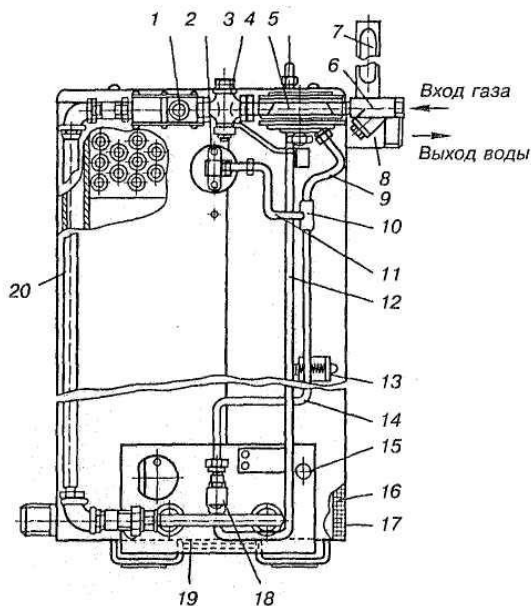


Рис. 12.6. Аппарат отопительной газовой АОГВ-15-1-У:

- 1 – терморегулятор; 2 – датчик тяги; 3 – запорно-регулирующий кран;
 4 – клапан-отсекатель; 5 – штуцер запальной горелки; 6 – фильтр;
 7 – термометр; 8 – штуцер прямого (горячего) водопровода; 9 – соединительная трубка (общая); 10 – тройник; 11 – соединительная трубка датчика тяги; 12 – импульсный трубопровод запальной горелки; 13 – предохранительный клапан; 14 – соединительная трубка датчика погасания пламени; 15 – крепежный болт; 16 – асбестовая прокладка; 17 – облицовка; 18 – датчик погасания пламени; 19 – коллектор; 20 – газопровод

Аппараты типа АОГВ в отличие от емкостных водонагревателей применяются только для отопления.

Аппарат АОГВ-15-1-У (рис. 12.6), выполненный в виде прямоугольной тумбы с белым эмалевым покрытием, состоит из котла теплообменника, дымоотводящего патрубка с регулировочной

заслонкой в качестве стабилизатора тяги, кожуха, газогорелочного устройства и блока автоматического регулирования и безопасности.

Газ из фильтра 6 попадает в клапан-отсекатель 4, из которого имеется три выхода:

- 1) основной – на запорно-регулирующий кран 3;
- 2) к штуцеру 5 верхней крышки для подачи газа на запальную горелку;
- 3) к штуцеру нижней крышки для подачи газа к датчикам тяги 2 и погасания пламени 18;

Через запорно-регулирующий кран газ поступает в терморегулятор 1 и по газопроводу 20 в коллектор 19, откуда через два сопла подается в конфузор горелочных насадков, где смешивается с первичным воздухом, и затем направляется в топочное пространство.

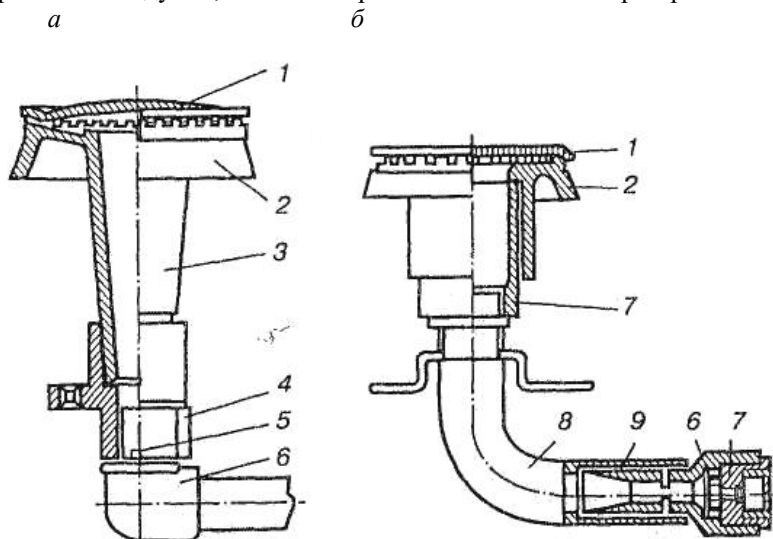


Рис. 12.7. Горелки вертикальная (а) и регулируемая с горизонтальным трубчатым смесителем (б):

1 – колпачок; 2 – огневой насадок; 3 – диффузор; 4 – шибер; 5 – ниппель сопла; 6 – корпус сопла; 7 – резьбовая втулка; 8 – трубка-смеситель; 9 – мундштук-смеситель

12.4. Горелки бытовых плит и водонагревателей

В бытовых газовых плитах (рис. 12.7) применяют инжекционные горелки с предварительным смешением газа с частью воздуха. Горелки имеют торцевой шибер для регулирования первичного воздуха, раструб конфузора и вставной распределитель с

центральным каналом для двухстороннего подвода вторичного воздуха. Горелки выполнены вертикальными (рис. 12.7, а), смесители газа с воздухом – трубчатые – горизонтальные (рис. 12.7, б).

Вопросы для самопроверки

1. Какими параметрами характеризуется работа газовых приборов?

2. Назовите величину предельной тепловой нагрузки газового прибора. Чем характеризуется безопасность работы газовых приборов и аппаратов?

3. Какими условиями необходимо обеспечить газовый прибор для нормальной его работы?

4. Что Вы знаете о газовых плитах, дайте их характеристику.

5. Какие Вы знаете конструктивные показатели газовых плит?

6. Для чего служат водонагреватели? Дайте характеристику проточных водонагревателей.

7. Что Вы знаете об автоматическом водонагревателе АГВ-80?

8. Расскажите о конструктивных особенностях аппарата отопительного 15-1-У.

9. Из каких основных узлов состоит горелочное оборудование?

10. Изобразите инжекционную горелку водонагревателя АГВ-80.

13. УЧЕТ РАСХОДА ГАЗА

13.1. Счетчики расхода газа

Расход – это количество вещества, протекающего через данное сечение в единицу времени. Прибор, измеряющий расход вещества, называется расходомером, а прибор, измеряющий массу и объем вещества, – счетчиком. Прибор, позволяющий одновременно измерять расход и количество вещества, называется расходомером со счетчиком.

Устройство, воспринимающее измеряемый расход (диафрагма) и преобразующее его в другую величину (перепад давлений), удобную для измерения, называют преобразователем расхода.

Количество вещества измеряют в единицах массы (т, кг, г) или в единицах объема (м^3 , см^3 , л). Расход измеряют в единицах массы или объёма, отнесенных к единицам времени (кг/ч , $\text{м}^3/\text{ч}$).

Расход характеризует мощность системы, например газопровода. На практике для расчета между поставщиками и потребителям и важно знать не только расход газа, подаваемого к потребителю, но и количество газа, поданного за определенный промежуток времени (сутки, месяц, год).

Так как объем измеряется счетчиком при текущих значениях рабочей температуры, давления и плотности газа, необходимо измеренную величину привести к единому постоянному физическому параметру (стандартным или нормальным физическим условиям).

Нормальные физические условия: давление – 101325 Па, температура – 273,15 К (0°C).

Стандартные условия: давление – 101325 Па, температура – 293,1 К (20 °C).

Приведение измеренного расхода газа к нормальным физическим условиям (н.у.) производится по формуле

$$Q_0 = Q_p \frac{(p_{\text{ат}} + p_p)t_0}{p_0(t_0 + t_p)z},$$

где Q_0 – расход газа при нормальных физических условиях; Q_p – расход газа при рабочих условиях; $p_{\text{ат}}$ – барометрическое давление воздуха; p_p – избыточное рабочее давление воздуха; t_0 – нормальная температура; p_0 – нормальное атмосферное давление; t_p – температура воздуха при рабочих условиях; z – коэффициент сжимаемости газа.

13.2. Диафрагмы

Эти устройства позволяют по перепаду давлений измерить расход газа. Если в газопроводе на пути потока газа установить сужающее

устройство – диафрагму, то площадь поперечного сечения газового потока в этом месте уменьшится, а его средняя скорость увеличится за счет перехода части потенциальной энергии давления в кинетическую. В результате статическое давление в узком сечении окажется меньше статического давления перед сужающим устройством. Чем больше расход газа, тем больше будет разность этих давлений. Следовательно, измеряя образовавшийся перепад давлений, можно узнать расход газа.

13.3. Счетчики и ротационные счетчики

Рассмотрим работу ротационных барабанных счетчиков типа РГ (рис. 13.1, табл. 13.1), предназначенных для измерения расхода газа с давлением не более 0,1 МПа при температуре газа окружающего воздуха в пределах от 0 до +50 °С.

Счетчик типа РГ состоит из измерителя, счетного механизма и дифференциального манометра.

В чугунном корпусе измерителя расточены два полуцилиндра, в каждом из которых размещен ротор, имеющий форму восьмерки. Расположение роторов – взаимно-перпендикулярное. На шейках роторов смонтированы шестерни. Эти шестерни, находясь во взаимном зацеплении, обеспечивают синхронное вращение роторов в противоположных направлениях.

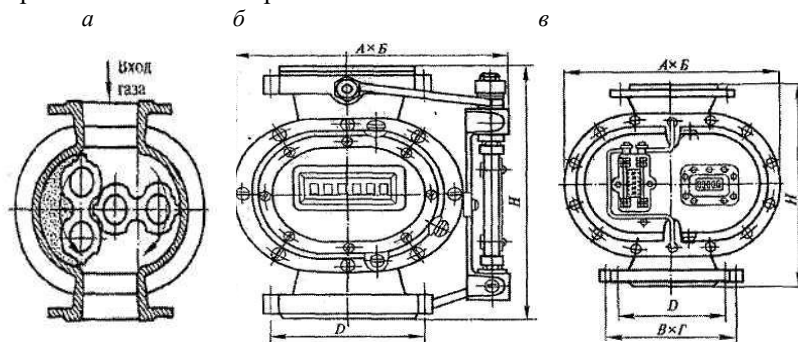


Рис. 13.1. Ротационный счетчик типа РГ:
схема работы (а); общий вид РГ-40, РГ-100 (б); общий вид РГ-250,
РГ-400, РГ-600, РГ-1000 (в)

В боковых стенках корпуса смонтированы подшипники-опоры для роторов. Газ поступает в счетчик через верхний патрубок и выходит через нижний. Давление газа на выходе всегда меньше, чем на входе. Этот перепад давлений расходуется на вращение роторов в направлениях, показанных на рис. 13.1 а. За один полный оборот роторов дважды происходит наполнение газом пространства между ними и стенками корпуса (на рисунке условно отмечено точками), являющегося измерительным объёмом, и дважды происходит выталкивание этого объема газа через нижний патрубок. Число оборотов фиксирует счетный механизм, имеющий окошко для снятия значений объема газа, пропущенного через счетчик.

Таблица 13.1

Размеры и масса ротационных счетчиков

Марка счетчика	Размеры, мм					Масса, кг
	D_y	H	$A \times B$	D	$B \times \Gamma$	
РГ-40	50	175	164 × 260	110	–	10,5
РГ-100	80	240	260 × 340	150	–	27,5
РГ-250	125	360	380 × 425	200	275 × 170	75
РГ-400	150	360	380 × 530	225	290 × 170	90
РГ-600	150	440	470 × 620	225	290 × 200	142
РГ-1000	200	500	548 × 710	280	290 × 275	205

Примечания. 1. Цифры в марке счетчика – номинальный расход газа, м³/ч.

2. Присоединительные размеры фланцев на $p_y = 2,5$ кгс/см².

Ротационные счетчики барабанного типа являются высокоточными, на изменение их показания трудно повлиять, но применяются они преимущественно при больших расходах газа. В настоящее время созданы и другие конструкции газовых счетчиков, чувствительным элементом которых является, например, вибрирующая мембрана, определяющая расход газа, через слабый подаваемый на одноточечную ЭВМ электрический сигнал. Но эти счетчики дают погрешность и в первую очередь при внешних воздействиях на неё.

Вопросы для самопроверки

1. Что значит расход газа протекающего через расходомер. Что измеряет счетчик газа?

2. Почему при замере газа необходимо привести расход к единому постоянному физическому параметру (стандартным или нормативным условиям) и что это за величины?

3. Какие Вы знаете конструкции устройств для замера расхода газа?

4. Опишите работу ротационного счетчика. На какие параметры расхода газа он рассчитан?

14. ГАЗОПРОВОДЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ И КОММУНАЛЬНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Промышленные и коммунальные предприятия расходуют большое количество газа, измеряемое сотнями и даже десятками тысяч кубических метров в час. Поэтому эти предприятия в большинстве случаев присоединяют к газопроводам высокого или среднего давления, и нередко под таким давлением газ подается к газопотребляющим установкам. Иногда в район промышленных предприятий прокладывают специальные газопроводы, в которых поддерживают более высокое давление, чем в остальных сетях города, например, на газоперерабатывающие заводы.

Газ на территорию предприятия обычно подают по подземному газопроводу. Для обеспечения большей надежности газоснабжения желательно делать второй ввод от другого магистрального газопровода и на территории предприятия эти вводы соединять между собой. На промышленных предприятиях, использующих газ для технологических целей, очень часто для разных установок требуется различная величина давления. Для снижения давления и поддержания его на заданном уровне, на вводе газопровода на территории предприятия оборудуют газорегуляторный пункт (ГРП), в котором нередко также размещают пункт учета газа. Кроме того, для отдельных цехов и крупных газопотребляющих установок оборудуют местные редуцирующие установки (ГРУ), снижающие давление газа до необходимой величины. При этом ГРУ по конструктивному оформлению отличается от ГРП только наличием более точных показывающих приборов. Схема газоснабжения предприятия показана на рис. 14.1.

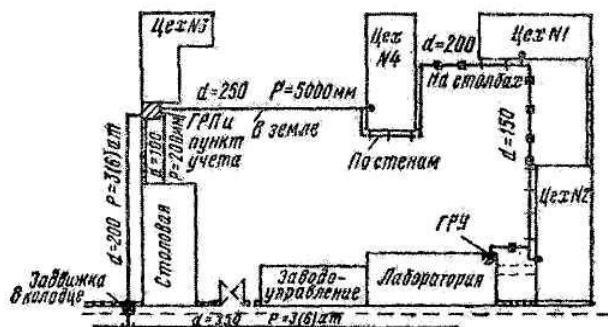
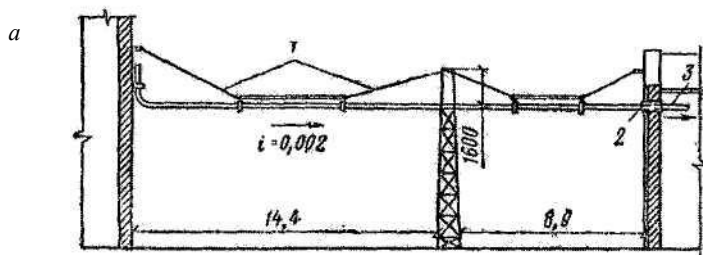


Рис. 14.1. Схема газоснабжения предприятия

Вводы газопроводов в цехи промышленных предприятий и котельные, как правило, устраивают непосредственно в помещениях, где находятся агрегаты, использующие газ. При устройстве ввода газопровода на территории коммунального или промышленного предприятия, обычно перед забором газа, устанавливают отключающее устройство. Чаще всего для этих целей используют задвижку с линзовым компенсатором или кран в колодце. Отключающее устройство также устанавливают на вводе в цех, как правило, внутри здания.

Газопроводы, прокладываемые на территории предприятия (межцеховые) могут быть как подземные, так и надземные. К подземным газопроводам предъявляют такие же требования, как и к уличным. Широко распространена надземная прокладка особенно на небольших территориях и при большом количестве подземных коммуникаций. Надземную прокладку газопроводов производят по наружным стенам зданий, несгораемым покрытиям, отдельно стоящим колоннам (опорам) и эстакадам из несгораемых материалов (рис. 14.2). Трубы и арматуру надземных газопроводов для защиты от коррозии



б

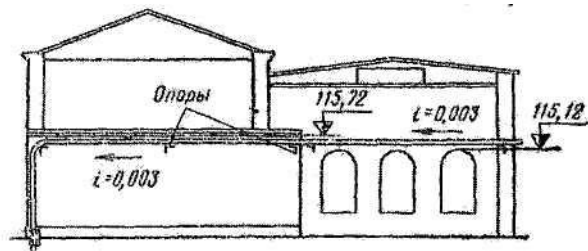


Рис. 14.2. Прокладка газопроводов на предприятии:
на столбах (а); по стенам (б); 1 – растяжки; 2 – футляр; 3 – газопровод в цехе

окрашивают. При транспортировании влажного газа газопроводы покрывают тепловой изоляцией и укладывают с уклоном не менее 0,003 с установкой в низших точках дренажных устройств и штуцеров (для спуска конденсата). Желательно внутренний диаметр таких газопроводов увеличивать на один размер (на возможную пленку льда).

Таблица 14.1

Минимальная высота прокладки надземных газопроводов

Место прокладки	Высота, м
В непроезжей части территории в местах прохода людей	2,2
На свободной территории вне проезда транспорта и прохода людей	0,5
В местах:	
пересечения автомобильных дорог	4,5
пересечения путей неэлектрифицированной железной дороги (до головки рельса)	5,6
пересечения электрифицированных участков железных дорог и трамвайных путей (до головки рельса)	7,1
пересечения с контактной сетью троллейбуса	7,3
пересечения внутризаводских железнодорожных путей для перевозки жидкого чугуна или горячего шлака (до головки рельса)	10
то же, при устройстве тепловой защиты газопровода	6

Надземные газопроводы, пересекающиеся с воздушными линиями электропередач (ЛЭП), должны проходить ниже ЛЭП на расстоянии 1–5 м в зависимости от величины напряжения. В местах пересечения с линиями электропередачи на газопроводе устанавливают ограждения для защиты от падения на него провода. Высота прокладки надземных газопроводов зависит от места прокладки и наличия искусственных сооружений, которые

пересекаются газопроводами. Минимальная высота прокладки надземных газопроводов от нижней точки конструкции перехода газопровода до поверхности земли приведена в табл. 14.1. Газопроводы разрешается прокладывать по опорам или эстакадам совместно с другими трубопроводами при условии обеспечения свободного осмотра и ремонта каждого из трубопроводов. Совместная прокладка газопроводов и электролиний не допускается. Пролет между опорами стальных газопроводов при транспортировке сухого газа определяется по условиям прочности, а при подаче влажного газа — по условиям допустимого прогиба, чтобы в газопроводе (в прогибе) не скапливалась вода.

Таблица 14.2

Величины пролетов стальных газопроводов

Диаметр условного прохода, мм	Расстояние между опорами, м		Диаметр условного прохода, мм	Расстояние между опорами, м	
	по условиям прочности	по условиям прочности при уклоне 0.000		по условиям прочности	по условиям прочности при уклоне 0.000
15	9,5	2,5	250	37,5	14,5
20	10,5	3	300	41,5	16,5
25	12	3,5	350	43	18,5
32	13	4	400	46,5	20,5
40	15	4,5	450	50	22,5
50	16,5	5	500	53,5	24
70	20	6	600	58	28
80	21,5	6,5	700	60	31
100	24	7	800	64	34
125	26,5	8	900	68	37
150	28,5	10	1000	70	40
200	33,5	12	1200	78	46

Максимальный прогиб газопровода должен быть ограничен величиной

$$\Delta = 0,02D_y, \quad (14.1)$$

где D_y – условный диаметр газопровода.

Рекомендуемые величины пролетов для стальных газопроводов приведены в табл. 14.2 (расстояние между опорами).

Газопроводы внутри зданий коммунальных и промышленных предприятий, как правило, прокладывают открыто. Допускается скрытая прокладка в бороздах стен, закрываемых легко снимаемыми щитами, имеющими отверстия для вентиляции. В предприятиях общественного питания, лабораториях, а также в некоторых цехах промышленных предприятий допускается прокладка подводящих газопроводов к отдельным агрегатам и газовым приборам с заделкой в бетонном полу. В цехах промышленных предприятий допускается также прокладка газопроводов в каналах пола со съёмными несгораемыми щитами. Однако такая прокладка недопустима, если по условиям производства возможно попадание в каналы кислот и других жидкостей, вызывающих коррозию газопровода. Нельзя прокладывать газопроводы в каналах пола на предприятиях пищевой промышленности и предприятиях общественного питания, так как в каналы могут попадать пищевые продукты (отходы), создающие антисанитарные условия. При открытой прокладке газопроводов внутри помещений необходимо соблюдать определенные расстояния от строительных конструкций, технологического оборудования и трубопроводов другого назначения, обеспечивающие возможность монтажа, осмотра и ремонта газопроводов и установленной на них арматуры. Нельзя прокладывать газопроводы, пересекая оконные и дверные проемы и в местах возможного воздействия коррозионно-активных жидкостей и газов. При прокладке газопроводов в зоне непосредственного теплового излучения топков производственных агрегатов предусматривают тепловую защиту труб. Прокладка газопроводов через помещения, где газ не используется, допускается только для газопроводов низкого и среднего давления при выполнении следующих условий: соединение газопроводов сваркой; отсутствие какой-либо арматуры; обеспечение беспрепятственного круглосуточного доступа эксплуатационного персонала в помещения. Не допускается прокладывать газопроводы транзитом через подвальные помещения, помещения взрывоопасных производств, через склады взрывоопасных и горючих материалов, помещения электrorаспределительных устройств и подстанций.

В цехах промышленных предприятий и котельных на газопроводе у каждого агрегата устанавливают последовательно два отключающих устройства, причем вторым отключающим устройством служат кран, задвижка или вентиль, устанавливаемые непосредственно перед горелкой. Монтируемая на газопроводах арматура должна быть

доступна для обслуживания, осмотра и ремонта. При расположении арматуры на высоте более 2 м предусматривают площадки из несгораемого материала с маршевыми лестницами или дистанционный привод.

Газопроводы цехов промышленных предприятий и котельных оборудуют специальными продувочными линиями с запорными устройствами, присоединяющимися к газопроводам между отключающими устройствами агрегатов. Продувочные линии предназначены для того, чтобы обеспечить сброс газовоздушной смеси из газопровода при пуске газа и полностью исключить возможность попадания газа в топочное пространство агрегатов при их отключении за счет соединения участка газопровода.

Вопросы для самопроверки

1. Почему чаще всего на промышленных и коммунальных предприятиях применяют газопроводы среднего и даже высокого давления?
2. Дайте схему газоснабжения предприятия.
3. Чем отличается в конструктивном плане ГРП от ГРУ? Почему ГРУ часто применяют на производстве, где не допускается недожог или пережог продукции?
4. Виды прокладки газопроводов на территории предприятия и в цехах.
5. Какие Вы знаете размеры высоты надземных газопроводов и как они связаны с другими инженерными коммуникациями?
6. По какой формуле определяют максимальный прогиб газопровода, и для каких целей он определяется?
7. Для каких целей применяются продувочные линии на газовых сетях?

15. КОРРОЗИЯ ГАЗОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

15.1. Процессы коррозионных разрушений

Коррозией называется процесс разрушения металлов при их химическом, электрохимическом и биохимическом взаимодействии с окружающей средой. На промышленных объектах ничто не имеет такой планомерной разрушительной силы на металлы как коррозия. Она ежегодно выводит из строя до 10 % производимой стали, которая поступает на объекты в виде трубопроводов, оборудования различных конструкций. Процесс коррозии – самопроизвольный, он приводит к снижению свободной энергии металла, т. е. к получению термодинамически менее устойчивых по сравнению с исходным металлом соединений. Сам термин произошел от латинского *corrosio* – разъедание. Следует отличать от эрозии (*errodere* – разрушать). По механизму процесса коррозия подразделяется на:

– **химическую** – процесс, который протекает за счет химической реакции, без деления на отдельные стадии. К ней относят газовую коррозию, например, окисление металла при нагреве, коррозию в неэлектролитах.

– **электрохимическую** – процесс, который подчиняется законам электрохимической кинетики. В отличие от химической коррозии в этом случае всегда протекают две группы реакций - катодная и

анодная, которые не обязательно локализованы на отдельных участках поверхности корродирующего образца. За счет возникающего электрического тока возможно удаление продуктов коррозии от участков разрушения.

– **биокоррозию** – процесс, который связан с воздействием микроорганизмов на металл. При этом металл разрушается или является питательной средой, а также может подвергаться действию продуктов выделения микроорганизмов.

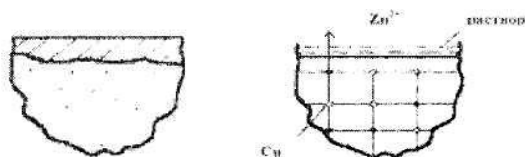
15.2. Виды коррозии

Общая коррозия называется равномерной, если фронт коррозионного разрушения распространяется параллельно плоскости металла (рис. 15.1, *а*), и неравномерной, если скорость коррозии на различных участках неодинакова (рис. 15.1, *б*).

Примером общей коррозии (рис. 15.1, *в*) является избирательная коррозия, которая характерна для сплавов – твердых растворов. Она заключается в разрушении одного из компонентов. Например, в случае коррозии латуни разрушается цинк, ионизируясь и переходя в раствор, а поверхностный слой материала обогащается медью.

Местная коррозия имеет ряд разновидностей, среди которых наиболее распространены следующие:

- коррозия пятнами, в виде отдельных раковин, язв (рис. 15.1, *з*);
- точечная или питтинговая коррозия – разрушение в глубину металла с образованием пор, вплоть до сквозных отверстий (рис. 15.1, *д*);
- межкристаллитная коррозия – разрушение металла по границам кристаллов (рис. 15.1, *е*), при этом внешних проявлений процесса может и не наблюдаться;
- внутрикристаллитная коррозия – разрушение металла по зернам кристаллов (рис. 15.1, *ж*). Этот вид коррозии наблюдается при коррозионном растрескивании, протекающем под воздействием внешних механических нагрузок или внутренних напряжений в металле, или под влиянием водорода при сероводородной коррозии.

*а**б**в*

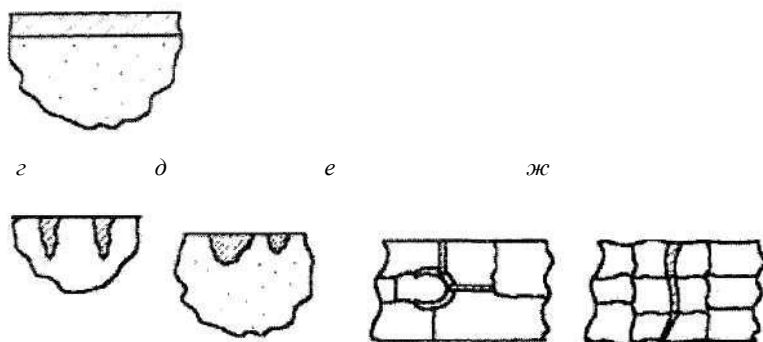


Рис. 15.1. Виды общей коррозии:

сплошная равномерная коррозия (а); сплошная неравномерная коррозия (б); избирательная коррозия (в); неравномерная коррозия пятнами (г); неравномерная точечная коррозия (д); межкристаллитная коррозия (е); внутрикристаллитная коррозия при

коррозионном растрескивании под действием внешних сил (ж)

Внутренние поверхности газопроводных систем могут быть подвержены как химической, так и электрохимической коррозии. Например, внутренние полости газовых скважин на определенной глубине, где присутствуют высокие температуры газа, а вода находится в парообразном состоянии, коррозия протекает по химическому процессу. А в газопроводах, где вода сконденсировалась, а в составе газа присутствуют агрессивные компоненты (углекислый газ, сероводород, кислород, органические кислоты) протекает электрохимическая коррозия.

15.3. Коррозия наружной поверхности газопроводов

Наружные поверхности подземных стальных газопроводов подвергаются электрохимической (почвенной) коррозии (т. к. находятся под влиянием отрицательного воздействия влажных насыщенных агрессивными компонентами грунтов и блуждающих токов).

Влажный грунт, окружающий газопровод, представляет из себя сложный комплекс воздействия, так как содержит в своем составе различные соли, кислоты (органическую, муравьиную, аминокислоты и др.), щелочи, кислород. В сочетании с неоднородностью металла, создаются условия для возникновения на поверхности газопровода гальванических элементов (пар), вызывающих коррозию металла на анодных участках. Причем, если коррозионные процессы в кислой

среде ($\text{pH} < 7$), увеличиваются, то в щелочной ($\text{pH} > 7$) замедляются, а при $\text{pH} = 14$ вообще, как правило, приостанавливаются.

Условия образования гальванических пар можно рассмотреть на примере (рис. 15.2).

Если, например, в электролит поместить два электрода, один из цинка, а другой из железа (рис. 15.2, *а*), и соединить их внешней цепью, то в образовавшейся замкнутой электрической цепи цинковый электрод поляризуется анодно, а железный катодно. Во внешней цепи ток потечет от катода (+) к аноду (–), а в электролите, наоборот – от анода к катоду. На аноде будет происходить вынос ионов металла в электролит, сопровождающийся разрушением анода, а на катоде пойдет процесс восстановления из электролита водорода и кислорода, не вызывающий разрушения металла. Из двух железных электродов (рис. 15.2, *б*) анодно будет поляризоваться электрод с нарушенной структурой или внешним повреждением (царапина, наклеп и др.).

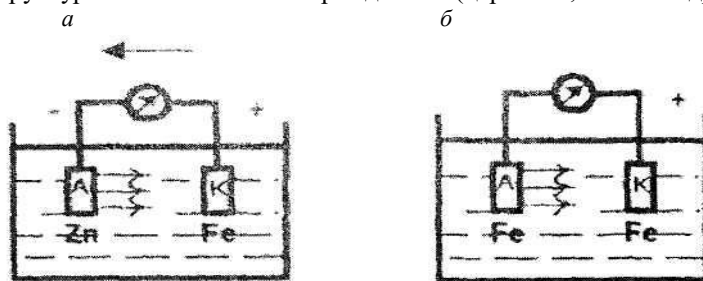


Рис. 15.2. Поляризация элементов:
при разных металлах (*а*); при структурной неоднородности
одного и того же металла (*б*)

Аналогично протекает процесс на поверхности трубопроводных систем и на поверхности газопровода (рис. 15.3).

При транспортировке труб или укладке трубопровода в траншею иногда при неаккуратном обращении на их поверхности образуются вмятины, царапины, а иногда в подповерхностном слое образуются металлургические дефекты (нарушение структуры, трещины, волосовины и др.). Эти места, при недостаточно надежной гидроизоляции трубопровода, являются инициаторами коррозионных разрушений. На рис. 15.3 показана гальваническая пара, образуемая на газопроводе.

В образовавшееся гальванической паре по металлу трубы, как по внешней цепи, ток потечет от катода к аноду а в грунте

(электролите) он потечет от анода к катоду, вызывая анодное разрушение стали в этом месте.

При физико-химической и микроструктурной неоднородности металла на его поверхности образуется большое число микрокоррозионных пар, которые в короткие сроки могут вывести газопровод из строя. Особенно это опасно когда протекают коррозионные процессы, как на внешней, так и на внутренней поверхности газопровода. Поэтому при проектировании, строительстве и эксплуатации газопровода необходимо предусматривать надежную его защиту от коррозии и бережно сохранять на всех этапах строительства и во время эксплуатации.

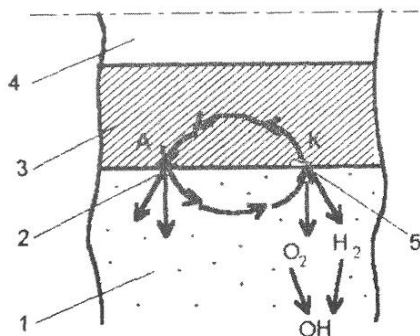


Рис. 15.3. Схема гальванической пары на поверхности газопровода:
1 – мокрый коррозионно-активный грунт; 2 – царапина; 3 – стенка трубы; 4 – внутренняя полость трубы; 5 – неповрежденный участок металла

Внешняя поверхность надземных газопроводов подвержена смешанной (атмосферной) коррозии. Этот вид, наиболее распространенной в природе коррозии, также считается электрохимической коррозией.

Коррозионной средой в этом случае является пленка влаги, в которой растворены кислород и двуокись углерода, а в промышленной атмосфере также двуокись серы, окислы азота, сероводород, органические кислоты и др. Толщина пленки в зависимости от условий образования может меняться в диапазоне от десятков ангстрем до десятых долей миллиметра. При толщине 1 мм и более считают, что газопровод полностью погружен в электролит.

Пленка влаги образуется после дождя или в результате конденсации влаги на поверхности. При относительной влажности ниже 100 % образуется капельная, химическая и адсорбционная

конденсация. В природе почти всегда имеются условия образования конденсации даже при влажности близкой к 100 %.

Механизм атмосферной коррозии во многом определяется толщиной слоя электролита. При толщине пленки менее 100 ангстрем наблюдается сухая атмосферная коррозия (это разновидность химической коррозии). При толщине пленки от 100 ангстрем до 0,1 мкм – область влажной коррозии, от 0,1 мкм до 1 мм – область мокрой коррозии. Оба вида этой коррозии являются электрохимическими. Область мокрой коррозии имеет характерную особенность: утолщение пленки влаги снижает скорость коррозии, утончение увеличивает, поэтому самая большая коррозия наблюдается в щели, например в муфтовом соединении. При строительстве и эксплуатации трубопроводных систем иногда приходится сталкиваться и с морской коррозией. Морская коррозия представляет собою разновидность электрохимической коррозии в электролитах.

Своеобразие коррозионной среды заключается в достаточно высокой агрессивности морской воды. Соленость морской воды в мировом океане составляет 3,5 %, а в средиземном приближается к 4 %.

Особенно высокая коррозия наблюдается на разделе фаз: вода – воздух, грунт – воздух. Коррозионная активность грунта определяется его пористостью (воздухопроницаемостью), влажностью, солевым составом, электропроводностью, значением pH. Особенно опасны почвы, имеющие повышенную кислотность (pH ниже 3) и умеренную влажность (около 20 %). В сухих грунтах коррозия практически не протекает.

Электрокоррозия – это электрохимическая коррозия под воздействием блуждающих токов, вызванная действием утечек постоянного тока с линий вдоль трассовых электропередач, железнодорожных путей электропоездов, рельсовых путей трамвайных линий, силовых шин и т. д. Параллельные цепи блуждающих токов возникают из-за недостаточной изоляции рельсов от земли или силовых шин от пола; из-за плохого контакта между отдельными участками рельсового пути. Если в зоне блуждающих токов оказываются трубопроводы, то они становятся частью параллельной цепи, так как имеют несравнимо более высокую проводимость по сравнению с почвой.

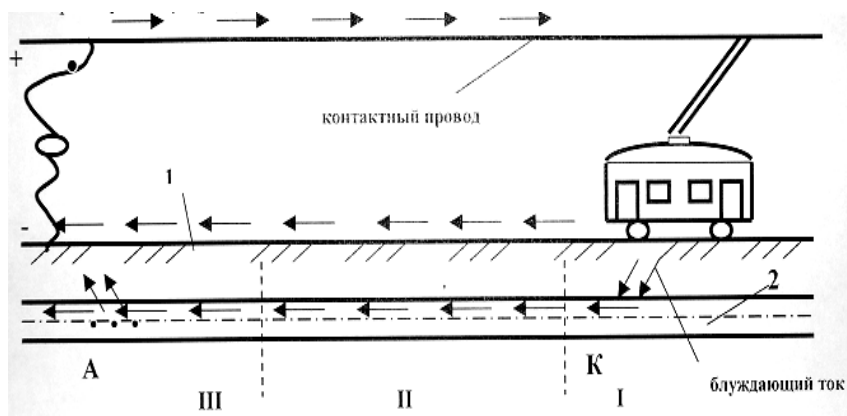


Рис. 15.4. Схема воздействия блуждающих токов:
 1 – рельсы; 2 – газопровод; 3 – электротранспорт;
 I – катодная зона; II – нейтральная зона; III – анодная зона

Участок входа становится катодной зоной, участок выхода тока – анодной, средняя часть составляет нейтральную зону (рис.15.4).

15.4. Коррозия внутренней поверхности газопроводов

Коррозия внутренней поверхности газопроводных систем относится преимущественно к электрохимическому процессу, так как в составе транспортируемого газа всегда присутствует то или иное количество сконденсировавшейся влаги. И только в нижней части газовой скважины, где присутствуют высокие температуры (100 °С и более) процесс протекает в виде газовой незначительной коррозии, так как влага находится в паровой фазе.

В газопроводах, особенно в магистральных, а также на устье скважины коррозионные процессы вызывают коррозию значительных размеров, поскольку в составе газа всегда находятся те или другие активные в коррозионном отношении компоненты, такие, например, как: H_2S , CO_2 , O_2 , органические кислоты и др.

Кроме того, разрушительные процессы увеличиваются, т. к. наряду с коррозией протекают эрозионные воздействия, в особенности на углах поворота трассы, тройниковых соединениях и т.д.

Коррозия в распределительных газопроводах значительно меньше, чем в магистральных, поскольку газ проходит многократную осушку на УКПГ, ГС, КС, ГРС.

Скорость коррозии и виды нарушений внутренней поверхности газопроводов наблюдаются в зависимости от скорости газового потока, наличия агрессивных компонентов, парциального давления компонентов, состава металла газопровода.

15.5. Методы определения коррозии и величины защиты от неё внутренней поверхности газопроводов

Вопрос защиты внутренней и внешней поверхности газопроводных систем связан со знанием скорости их коррозионных разрушений. В практических условиях внутренняя коррозия газопроводов чаще всего определяется по потере массы образцов-свидетелей, устанавливаемых кассетным способом во фланцевое соединение газопровода или люк газопромыслового сосуда или аппарата.

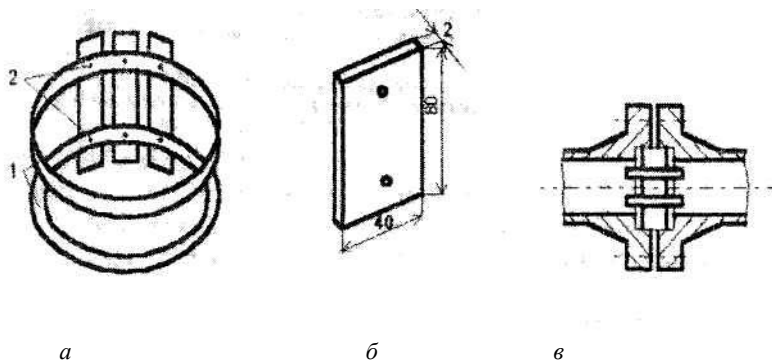


Рис. 15.5. Схема установки образцов-свидетелей в межфланцевое соединение трубопроводов:

кассета с образцами (а); образец-свидетель (б); фланцевое соединение с кассетой и образцами-свидетелями (в); 1 – пластмассовое кольцо; 2 – крепежные винты

На рис.15.5, а представлена кассета блока образцов-свидетелей, на рис. 15.5, б – сам образец-свидетель, а на рис. 15.5, в – схема установки кассеты с образцами между фланцевыми соединениями газопровода.

Определение коррозии внутренней поверхности газопровода по образцам-свидетелям определяется по потере их веса за определенное время, находившееся в потоке газа.

15.6. Определение коррозионных свойств грунта

Коррозионная активность грунтов зависит от электропроводности, влажности, воздухопроницаемости, структуры и т. д.

Каждый из этих факторов определяет коррозионную активность, но учесть все их одновременно очень сложно. Поэтому выделяется основной показатель коррозионной активности грунта – его удельное электрическое сопротивление, которое является как бы функцией таких свойств грунта, как влажность, концентрация растворенных веществ, состав грунта и т.д., т.е. как бы объединяет все главные факторы, определяющие активность грунта. Определяется оно несколькими способами – полевыми и лабораторными. Наиболее распространено полевое измерение при помощи миллиамперметра и двух электродов (использование омметра).

Электрод с наконечником большей площади является катодом, а электрод с наконечником меньшей площади – анодом. Различная площадь наконечников электродов уменьшает влияние поляризации. Внутри электродных стержней имеются провода, с их помощью наконечники соединяются с источником питания – сухой трехвольтовой батареей. Для измерения величины сопротивления наконечники устанавливаются на глубину прокладки газопровода, через 100–200 м, а само удельное сопротивление грунта определяется по формуле:

$$\rho = k \frac{U}{I}, \quad [\text{Ом} \cdot \text{м}],$$

где ρ – удельное сопротивление грунта; U – электродвижущая сила батареи; k – коэффициент, определяемый экспериментально для каждого прибора; I – величина тока, протекающего через электроды.

Величина удельного сопротивления, полученная по этой формуле, сравнивается с табл. 15.1 и по этой таблице определяется коррозионная активность грунта.

Критерии оценки коррозионной активности грунтов определяется по 100 бальной системе выраженной в Ом/м.

Таблица 15.1.

Коррозионная активность грунтов

Удельное эл. сопротивление Ом·м	Потеря массы образца, г	Коррозионная активность	Ориентировочная характеристика грунтов
более 100	до 1	низкая	Песчаные, суглинистые

20 -100	1-2	средняя	Глинистые, бедные черноземы
10-20	2-3	Повышенная	Известняковые, богатые черноземы
5-10	3-6	Высокая	Зашлакованные, замусоренные
менее 5	более 6	Весьма высокая	Торфянистые

Для измерения сопротивления на трассе используют четырех электродную установку с приборами типов МС и ЭП-1 или двух электродную установку почвенного омметра.

Принцип действия этих установок заключается в пропускании постоянного тока между электродами, помещенными в исследуемый грунт на некотором расстоянии друг от друга в трассовых условиях. Фиксируемые при этом силы и напряжения тока на установке позволяют определить по закону Ома электрическое сопротивление грунта. Принципиальная схема измерения удельного сопротивления грунта с помощью двух электродной установки представлена на рис. 15.6.

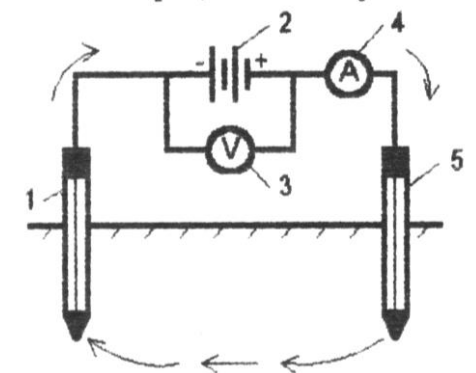


Рис. 15.6. Схема измерения сопротивления:

1 – электрод катодный; 2 – источник постоянного тока; 3 – вольтметр; 4 – амперметр;
5 – электрод анодный

Лабораторный способ определения скорости коррозии наружной поверхности также определяется через величину коррозионной активности грунтов.

Для уточнения коррозионной активности грунта на трассе газопровода с глубины его заложения, через каждые 50–100 м, отбирают пробы грунта и определяют их в лабораторных условиях.

Просушенную при температуре не более 105 °С пробу грунта размельчают, просеивают через сито, засыпают в стальную банку

диаметром 80 мм, высотой 110 мм и увлажняют до полного насыщения (рис. 15.7).

Перед засыпкой грунта в банку на диэлектрической опоре 1 размещают очищенную и взвешенную стальную трубку – образец диаметром 19 мм и длиной 100 мм. Затем к трубке и банке подключают источник постоянного тока напряжением 6 В на 24 часа. По истечении указанного срока трубку, являющуюся в электрической цепи анодом, вынимают из грунта, тщательно очищают от продуктов коррозии и взвешивают с точностью до 0,1 г.

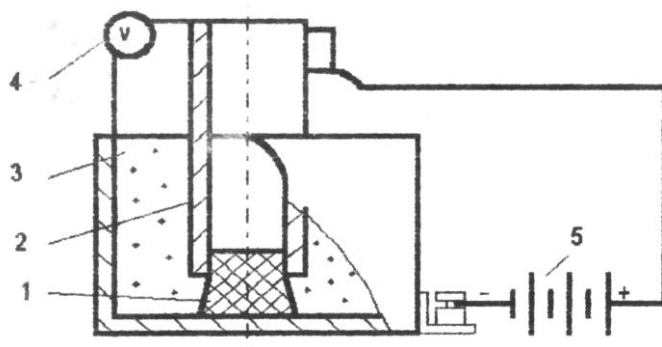


Рис. 15.7. Определение коррозионной активности грунта по методу потери массы стандартного образца:

1 – изолирующая пробка; 2 – стальная трубка-образец; 3 – грунт; 4 – вольтметр;
5 – источник постоянного тока; 6 – банка

15.7. Определение величины блуждающего тока в газопроводной системе и направление его движения

Направление блуждающих токов в газопроводе определяют милливольтметрами, подключаемыми к газопроводу. Если стрелка прибора отклоняется вправо, то можно сделать вывод, что положительный потенциал будет на той точке газопровода, к которой подключен положительный полюс прибора. А так как ток течет от точки с положительным потенциалом к точке с отрицательным потенциалом, то при отклонении стрелки прибора вправо направление тока будет справа налево.

Величину тока, протекающего по газопроводу, можно определить по формуле:

$$I = \frac{U}{r};$$

где U – падение напряжения на участке; r – сопротивление измеряемого участка газопровода.

Это сопротивление можно определить по формуле:

$$r = R \cdot \frac{L}{\pi(D+d)\alpha}, \quad [\text{Ом}],$$

где R – удельное сопротивление газопровода в $\text{ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$; L – длина измеряемого участка газопровода; D – диаметр газопровода в мм; d – толщина стенки газопровода в мм.

Если известно омическое сопротивление 1 погонный м газопровода, то общее сопротивление на участке легко определяется по формуле

$$r = Rl,$$

где R – удельное сопротивление, обычно для стали равно $0,14 \text{ ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$; l – длина измеряемого участка газопровода.

Для определения зоны действия блуждающих токов составляются совместные потенциальные диаграммы газопроводов и прилегающих к ним рельсов электрифицированных путей по общим схемам газопроводов и рельсов. На схему наносятся места присоединения. После измерения потенциалов газопроводов и рельсов относительно земли составляется совместная диаграмма их потенциалов.

По этим диаграммам легко определить места входа и выхода блуждающих токов, что позволяет выбрать наиболее подходящий способ защиты газопроводов от электрической коррозии.

После укладки газопровода в грунт и его засыпки на нем производят основной комплекс электрических измерений с целью определения действительных электрических потенциалов газопровода относительно грунта, рельсов электротранспорта и соседних металлических сооружений, а также определяют величину и направление блуждающих токов, протекающих по газопроводу. Замеры потенциалов газопровода производят вольтметрами или самопишущими приборами.

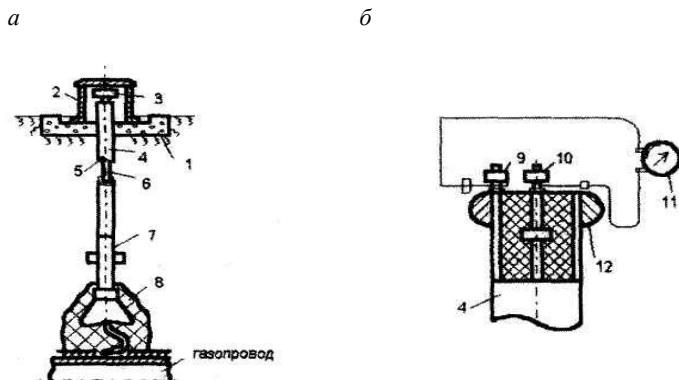


Рис. 15.8. Контрольный пункт:
общий вид (а); клеммная головка (б);

1 – бетонный стакан; 2 – защитный колпак (ковер); 3 – съемный колпачок; 4 – изолированная часть стального кожуха; 5 – разделительный слой битума внутри кожуха; 6 – контрольный электропроводник; 7 – неизолированная часть кожуха; 8 – защитный слой битума; 9 – минусовой зажим; 10 – плюсовой зажим; 11 – высокоомный вольтметр; 12 – клеммная головка, надеваемая вместо съемного колпачка при проведении замеров

При измерениях положительную клемму прибора подключают к газопроводу. Для подключения прибора к газопроводу используют контрольные пункты (см. рис. 15.8).

Вопросы для самопроверки

1. Что называется коррозией металлов, и какие Вы знаете коррозионные процессы. Поясните их сущность.
2. Какие Вы знаете виды коррозионных разрушений? Изобразите на рисунках их структуру.
3. Какой коррозии подвергается наружная поверхность газопроводов? Представьте схему поляризации коррозионного элемента (гальваническую пару).
4. Представьте схему гальванической пары на поверхности газопровода. В каком месте образуется анодный процесс, к чему он приводит?
5. Чем отличается внутренняя и внешняя коррозия газопроводов?
6. Что такое электрокоррозия? В каких случаях она возникает?

7. Расскажите о внутренней коррозии газопроводов. Какими агрессивными компонентами она вызывается?

8. Какие устройства и средства применяются для определения внутренней и внешней коррозии?

9. Как определяется коррозия грунтов? Представьте схему определения омического сопротивления грунтов в полевых условиях.

10. По какой формуле определяется величина тока в газопроводе? Поясните её составляющие.

11. Что такое контрольный пункт для определения величины блуждающих токов? Из каких деталей он состоит?

16. ЗАЩИТА ГАЗОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ОТ КОРРОЗИИ

Защита газопроводов от коррозии подразделяется на пассивную и активную.

Пассивная защита газопроводов. Этот вид защиты предусматривает изоляцию газопровода. При этом используют покрытие на основе битумно-полимерных, битумно-минеральных, полимерных, этиленовых и битумно-резиновых мастик.

Противокоррозионное покрытие должно иметь достаточные механическую прочность, пластичность, хорошую прилипаемость адгезию к металлу труб, обладать диэлектрическими свойствами, а также оно не должно разрушаться от биологического воздействия и содержать компонентов, вызывающих коррозию металла труб.

16.1. Защита внешней поверхности газопроводов от коррозии

Защита внешней поверхности газопроводов от коррозии (пассивная защита) осуществляется лакокрасочными материалами, битумно-минеральными, битумно-полимерными мастиками из полимерных липких лент. Нанесение этих защитных покрытий осуществляется после подготовки поверхности газопровода путем очистки, осушки, обезжиривания или нанесения праймера (1 часть битума – 2,5 части бензина) для улучшения адгезии покрытий к поверхности металла. Состав и свойства битумо-минеральных, битумо-полимерных мастик и полимерных липких лент представлены в табл. 16.1, 16.2, 16.3, 16.4.

Таблица 16.1

Физико-механические свойства битумно-минеральных мастик

Показатель	Мастика			
	I	II	III	IV
Температура размягчения, °С, не менее	76...93	95...98	67...73	80
Глубина проникания иглы при 25°С, мм ⁻¹ , не менее	20...30	10...20	20...25	10
Растяжимость при 25 °С, см, не менее	3,0...3,5	1,5...2,0	3,0...4,0	2,0
Вспенивание	Не допускается			
Содержание воды	Следы			

Таблица 16.2

Состав битумно-полимерных мастик

Мастика	Компоненты мастик, % по массе						
	Битум БН-70/30	Битум БН-90/10	Битум перекисленный с температурой размягчения 100...110К	Атактический полипропилен	Полиэтилен	Полиэтилен порош-кообразный нестабилизированный	Масло зеленое или соевое
Битумно-атактическая	95	—	—	5	—	—	—
Бутадиен-3	—	80	—	—	20	—	—
Бутадиен-Л	—	—	80	—	20	—	—
Бутадиен-90	97	—	—	—	—	3	—
Бутадиен-80	92	—	—	—	—	3	5

Таблица 16.3

Физико-механические свойства битумно-полимерных мастик

Показатель	Мастика				
	Битумно-атактическая	Бутадиен-3	Бутадиен-Л	Бутадиен-90	Бутадиен-80
Глубина проникания иглы при 25 °С; мм ⁻¹ , не менее	14...24	30	20	15	20
Растяжимость при 25 °С; см	1,5...3,6	3,5	3,0	2,0	2,5
Температура размягчения, °С, не менее	80...90	70	80	90	80
Вспучивание	Не допускается				
Содержание воды	Следы				

Таблица 16.4

Основные физико-механические свойства полимерных липких лент

Показатель	По ГОСТ 9.015-74	Поливинилхлоридные		Полиэтиленовые	
		ПВХ (летняя, ТУ 6-9-103-78)	ПВХ-СЛ (ТУ 51-456-78)	ПВХ-ЛМЛ	ПДБ и ПРДБ
Длина рулона, м, не менее	250 ± 1	250	250	250	100,250
Толщина, мм, не менее ленты слоя клея	0,3 0,1	0,3 —	0,35 —	0,3 —	0,2 —

Окончание таблицы 16.4

Сопротивление разрыву, МПа, не менее	8	10	10	10	8
Относительное удлинение при разрыве, %, не менее	80	190	80	100	200
Удельное электрическое сопротивление при 20 °С, Ом·см, не менее	1–1011	1–1011	1–1010	1–1111	1–1014
Температурный режим эксплуатации, °С	–	–30...+55	–20...+40	–60...+50	–40...+60
Температура нанесения (нижний предел), °С	–	5	–12	–40	–20

16.2. Активная защита внешней поверхности газопроводов от коррозии

К активной защите преимущественно от внешней коррозии относятся:

- 1) электродренажная защита;
- 2) катодная защита;
- 3) протекторная защита.

Электрический дренаж – это способ защиты подземного сооружения от коррозии блуждающими токами, заключающийся в отводе этих токов из анодной зоны защищаемого трубопровода к их источнику (например, рельсовой сети). Для обеспечения эффективной защиты необходима электрическая непрерывность подземного сооружения. Трубопровод соединяется с источником тока кабелем. В эту цепь включается дренажная установка. Принципиальная схема дренажной защиты представлена на рис. 16.1.

Отвод тока электродренажом производится через изолированный проводник к рельсу электрифицированного транспорта или к отрицательной шине тяговой подстанции. Для этого используют поляризованный и усиленный электродренаж, имеющий одностороннюю проводимость. При появлении положительного потенциала цепь автоматически разрывается. Усиленные электродренажные установки имеют важную особенность. При защите подземных металлических сооружений, их вредное влияние на соседние металлические коммуникации значительно меньше, чем при

защите с помощью катодных станций, возникающих за счет наложения тока станции, на другие защищаемые ею сооружения. Особенно часто это наблюдается в условиях города, имеющего разветвленные сети металлических сооружений и сеть электрифицированного транспорта.

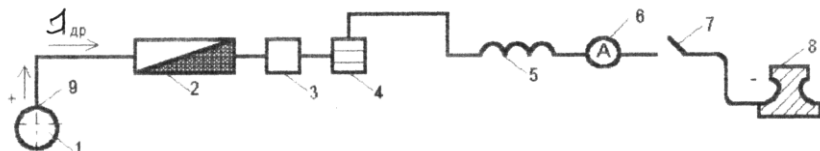


Рис. 16.1. Принципиальная схема электродренажной защиты:

$I_{др}$ – ток, дренажируемый с газопровода в рельсовую сеть;

1 – трубопровод; 2 – предохранитель; 3 – сопротивление; 4 – диоды; 5 – дренажная обмотка; 6 – амперметр; 7 – рубильник; 8 – рельс; 9 – точка дренажа на трубопроводе

Катодная защита. Принципом ее является катодная поляризация защищаемой металлической поверхности с приданием ей отрицательного потенциала относительно окружающей среды при помощи какого-либо источника постоянного тока. При этом защищаемое сооружение играет роль катода. Катодная защита устанавливается на газопроводах:

а) на участках высокой агрессивности грунта независимо от наличия изоляционных покрытий и, особенно, в местах их повреждения даже при отсутствии блуждающих токов;

б) в зонах слабой активности блуждающих токов при средней величине потенциала газопровода не более +0,5 В;

в) в зонах влияния блуждающих токов – в местах остаточных положительных потенциалов на газопроводах после введения в эксплуатацию электрических дренажей.

Основными элементами катодной защиты являются катодная станция (источник постоянного тока), анодное заземление и дренажная электролиния.

В установках катодной защиты отрицательный полюс источника тока присоединяется к газопроводу (рис. 16.2, а), а положительный – к заземлению (аноду).

Создается в системе замкнутая цепь, по которой, ток течет до положительного полюса источника через анодное заземление, через землю к трубопроводу и далее к отрицательному полюсу источника.

При этом постепенно разрушается анодное заземление, а трубопровод защищается от коррозии.

Основными параметрами установок катодной защиты являются сила защитного тока и протяженность защитной зоны. С целью увеличения протяженности зоны защиты созданы установки с экранным заземлением (рис. 16.2, б, в). При подключении экранных заземлений в районе, где имеется повышение установленной разности потенциалов труба–земля сверх допустимой, часть тока с анодного заземления стекает в трубопровод не через окружающий его грунт, а через эти заземления. Тогда на участке с экранным заземлением потенциалы в ближайших к трубопроводу точках земли по абсолютной величине ниже, чем когда экранное заземление не подключено к трубопроводу.

а

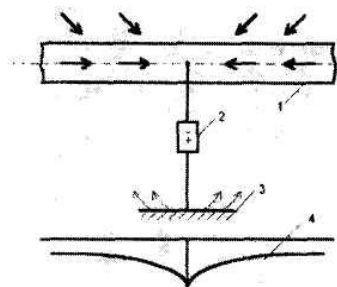
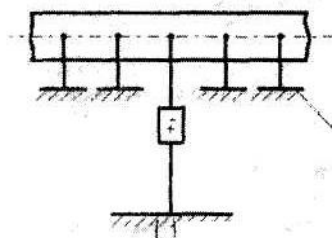
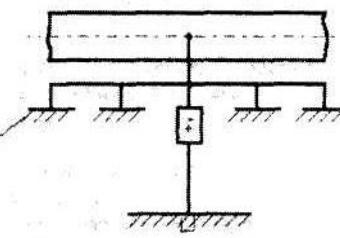


Рис. 16.2. Принципиальная схема катодной защиты газопровода: катодной станции с заземлением (а); с экранным заземлением, подключенным к трубопроводу (б); с экранным заземлением, подключенным к минусу катодной станции (в); 1 – трубопровод; 2 – катодная станция; 3 – заземление; 4 – диаграмма распределения разностей потенциалов труба–земля; 5 – экранное заземление

б



в



Протекторная защита является одной из разновидностей катодной. Необходимый для защиты ток получается за счет работы гальванического элемента, в котором роль катода играет металл защищаемого сооружения, а роль анода выполняет более электроотрицательный металл, чем защищаемый. Внешним сопротивлением для этого элемента является омическое

сопротивление соединительного проводника, а внутренним – электролита (рис. 16.3). При этом электролитом служит водонасыщенная почва, окружающая трубопровод.

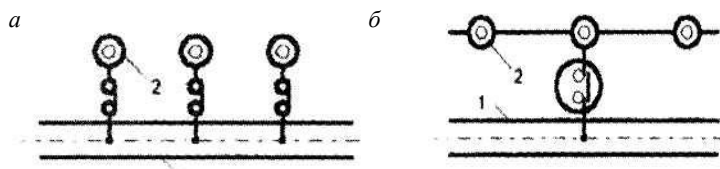


Рис. 16.3. Схемы трубопроводов одиночными (а) и групповыми (б) протекторами:
1 – трубопровод; 2 – анод

Протекторные установки применяются:

а) для защиты от почвенной коррозии участков газопроводов, где нецелесообразно применение катодной защиты внешним током;

б) на участках, оборудованных станцией катодной защиты, в местах неполной защиты от блуждающих токов;

в) для защиты кожухов газопровода на переходах через железные дороги, городские улицы и т. д.

Металлом для анода являются Zn, Mg, Al и их сплавы, имеющие более отрицательный потенциал, чем сталь. Наиболее широко используют магниевые сплавы МЛ-4 и МЛ-5.

16.3. Защита от коррозии внутренней поверхности газопроводных систем

Защиту внутренней поверхности стальных трубопроводов от коррозии, независимо от коррозионной активности транспортируемого продукта, выполняют путем применения цементных, лакокрасочных, цинковых, алюминиевых и др. покрытий, а также при подаче в поток продукта ингибиторов (замедлителей) коррозии.

Цементные покрытия рекомендуется применять для покрытия внутренней поверхности водопроводов (в том числе и для питьевой воды).

Цементные покрытия наносятся на внутреннюю поверхность труб и трубопроводов методами центрифугирования, центробежного набрызга или набрызга машиной, перемещающейся внутри трубопровода.

Цементно-песчаная смесь состоит из портландцемента марки не ниже 400, песка с модулем крупности 1,5 и воды. Водоцементное отношение составляет 0,35–0,45, отношение «цемент–песок» – 1:1.

Применяют и цементно-полимерную смесь состоящую из портландцемента марки не ниже 400, полимерной добавки, стабилизатора и воды. В качестве полимерной добавки используют латекс СКС-65ГП в количестве 2 % от смеси цемента (по сухому весу). В качестве стабилизатора в латекс (во избежание коагуляции при перемешивании с цементом) следует добавлять неионогенное вещество ОП-7 или ОП-10 в количестве 4 % массы. Стабилизатор следует вводить в виде 20 %-ного водного раствора.

Внутреннюю поверхность защищают и лакокрасочными материалами и в качестве покрытий применяются: сополимер коре, краска ХС-720, эмаль ХС-710, полистирольная смола коре и др.

В лакокрасочный материал в качестве наполнителя добавляют 10–15 % алюминиевой пудры ПАП-2. Для удаления жировых загрязнений трубы обезжиривают: гидратом окиси натрия, тринатрийфосфатом, силикатом натрия или ОП-7 (ОП-10).

Для очистки трубопроводов применяют ершовые устройства.

Перед добавлением алюминиевой пудры вязкость лакокрасочного материала должна составлять 18–22 с при температуре 18–23 °С, если температура выше, следует добавлять ксилол. После получения однородной массы эту композицию доводят ксилолом до вязкости 35–40 с.

Слой лакокрасочного покрытия наносят методом пневматического распыления слоя общей толщиной 150 мкм.

Лакокрасочное покрытие на конце труб на расстоянии 15–20 см от края не наносят, а наносят цинковое покрытие электродуговым способом, толщиной 150–200 мкм.

При нанесении краски чаще всего используют пневматические распылители марок КРВ-50/140, КРВ-60/100 и др.

Окраску труб длиной до 6 м и диаметром до 500 мм следует производить консольно закрепленным краскораспылителем, перемещающимся внутри трубы.

Окраску труб длиной свыше 6 м и диаметром до 500 мм следует производить краскораспылителем, опирающимся на роликовые опоры. Скорость перемещения краскораспылителя должна составлять 6–10 м/мин. Допускается производить окраску путем перемещения труб относительно неподвижного краскораспылителя, закрепленного на консольной балке повышенной жесткости, обеспечивающей минимальное отклонение оси краскораспылителя от оси трубы.

Воздух и краска к распылителям подается по гибким шлангам.

После нанесения первого, второго и третьего слоев следует производить межслойную сушку покрытия, при температуре 50–60 °C в течение 10 минут.

Контроль качества покрытий осуществляется толщиномерами ИТП-1, МТ-32Н, МИЛ-10, а также внешним осмотром.

16.4. Процессы коррозии внутренней поверхности газопроводных систем и методы их предупреждения

Газы, добываемые на целом ряде месторождений России, состоят в основном, из углеводородов метанового ряда с некоторыми примесями агрессивного действия.

Основной причиной возникновения коррозии является наличие в газе агрессивных компонентов (CO_2 , H_2S) и органических кислот – муравьиной, уксусной, масляной, пропионовой и др.

В добываемых газах, кроме этого, содержатся также водяные пары, усиливающие при конденсации действие агрессивных компонентов. Следовательно, коррозионный процесс в такой сложной по составу среде может протекать весьма своеобразно, а размеры будут зависеть от ряда факторов.

Наибольшее влияние на процесс коррозии внутренней поверхности трубопроводных систем оказывает концентрация в газе двуокиси углерода, сероводорода, органических кислот, а также высокая температура, давление и скорость движения газожидкостного потока.

Углеводородные компоненты (метан, этан, пропан и др.) заметного влияния на коррозию не оказывают. При повышении давления скорость коррозии в присутствии агрессивных компонентов, как правило, увеличивается. Это объясняется тем, что с повышением давления растет концентрация агрессивных компонентов в единице объема водного конденсата, что увеличивает весовое количество в объеме воды и, следовательно, воздействие этих компонентов на единицу поверхности металла.

Высокая скорость движения газа распределяет конденсирующуюся из газа влагу на внутренней поверхности тонким слоем, а в тонких слоях коррозионный процесс заметно увеличивается. Кроме того, высокая скорость газа разрушает образовавшиеся защитные пленки, а также приводит к повышенной коррозии на углах поворота трассы.

16.4.1. Ингибиторы коррозии и их защитные процессы

Защитное действие ингибиторов (замедлителей) от коррозии было обнаружено еще в 1914 г., но самое широкое применение получили в 70-ые годы во всех отраслях промышленности. Ингибиторы широко применяются как для защиты черных, так и цветных металлов.

Универсальных ингибиторов не существует, в связи с этим ингибиторы должны подбираться в каждом конкретном случае, в зависимости от характера коррозионной среды.

Для рассмотрения механизма ингибирования рассмотрим взаимные процессы коррозии и защиты

16.4.2. Механизм коррозии и ингибирующего действия

Общей теории коррозии, или теории ингибирования, которые могли бы быть применимы во всех случаях не существует. Механизм коррозии может претерпевать значительные изменения под влиянием различных факторов, и механизм ингибирования будет также меняться в зависимости от химической природы ингибитора и факторов, вызывающих коррозию.

Теоретические концепции коррозии и ингибирования рассматривают применительно к определенным видам коррозии. Однако имеются общие положения относительно механизма коррозии и ингибирования. Но для этого рассмотрим несколько основных положений относящихся к механизму коррозии в воде.

Коррозия в этом случае является электрохимическим процессом, протекающим на анодных участках поверхности, где железо переходит в раствор в соответствии со следующей реакцией:



чтобы сбалансировать эту реакцию и использовать освободившиеся электроны, на прилегающих катодных участках поверхности протекают другие реакции:



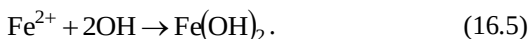
в результате, которых ионы водовода превращаются в атомы водорода с поглощением электронов, образующихся от анодной реакции. Затем на поверхности происходит рекомбинация атомов водорода в молекулу водорода.

Эти катодные реакции основаны, таким образом, на восстановлении ионов водорода. Восстановление будет происходить

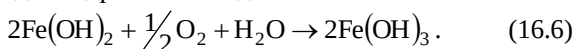
как в основных, так и в кислых растворах. Однако по мере нейтрализации раствора концентрация ионов водорода резко уменьшается, и доминирующей катодной реакцией становится превращение кислорода в ионы гидроксила:



Кроме этих основных реакций могут протекать и другие. Так, например, если полный раствор является нейтральным или щелочным, то образующиеся на анодных участках поверхности ионы железа будут взаимодействовать с ионами гидроокиси с образованием на поверхности металла или прилегающей к нему части растворителя осадка гидроокиси железа:



В большинстве случаев в растворе имеется достаточное количество кислорода для гидрата закиси до окиси железа:

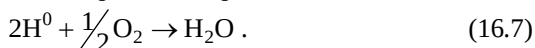


Гидроокись железа является фактически гидратированным окислом трехвалентного железа. Такой окисел коричневого цвета обнаруживается на поверхности железа или вблизи ее в воде. В сухом воздухе он превращается в окись трехвалентного железа, т.е. в то, что обычно называют ржавчинной.

При наличии в растворе ионов хлора процесс коррозии протекает таким образом, что у анодных участков поверхности образуется хлорид двухвалентного железа, а у катодных – гидроокиси натрия. Эти два продукта, встречаясь и взаимодействуя, друг с другом, образуя гидроокись железа (1–5) и хлорид натрия с последующим окислением $Fe(OH)_2$.

Интенсивное явление может происходить на катодных участках поверхности, в результате которого должна замедляться катодная реакция, а, следовательно, тормозится или вообще прекращается и анодная реакция. Это явление сводится к образованию на катоде защитного слоя атомарного водорода, препятствующего подходу ионов водорода к поверхности метала, на которой находятся электроны, и называется поляризацией. То, что происходит в этом случае на катодных участках, можно назвать катодной поляризацией, тогда, как подавление коррозии на анодных участках – анодной поляризацией. В действительности водородные атомы или могут рекомбинировать друг с другом с образованием газообразного молекулярного водорода в соответствии с уравнением (16.1)÷(16.3) и

таким образом покидать поверхность, или же защитный слой будет разрушаться растворенным кислородом с образованием воды:



В последнем случае говорят, что кислород оказывает деполаризующее действие. Для простоты понятия приведенное обсуждение относится к случаю, когда в системе присутствует только один металл. Очень часто в коррозионной системе имеется несколько различных металлов. Если они изолированы друг от друга, то их взаимное влияние будет сводиться только к тому, что продукты коррозии одного металла будут приходить в контакт с другим. Если металлы механически контактируют один с другим, то возникает электрохимическая (контактная) коррозия. При этом более электроотрицательный металл, т. е. тот, который легче растворяется; становится анодом, а другой катодом. В результате один металл будет разрушаться, другой нет. Такого типа процесс наблюдается, например, в паре медь – железо, где железо будет разрушаться, а медь нет.

На природу коррозии и ее интенсивность влияние оказывают многие факты. Например, концентрация агрессивных компонентов, наличие воды, скорость потока среды, давление, pH и др.

Но с одной стороны, когда раствор становится слегка щелочным – коррозия уменьшается, т. е. наступает естественное ингибирование.

Однако при дальнейшем увеличении pH возникает явление, известное под названием щелочное растрескивание, которое при наличии давления может привести к катастрофическим результатам.

Скорость коррозии увеличивается с повышением температуры. При этом также увеличивается диффузия кислорода и проводимость раствора. С другой стороны, по мере того как температура приближается к точке кипения воды, наблюдается резкое уменьшение растворимости кислорода, что ведет к понижению коррозии.

Ингибитор – замедлитель коррозии.

Термин ингибирования и ингибиторы относится чаще всего к химическим соединениям, добавляемым к жидкой фазе для замедления коррозии. При этом в зависимости от их действия, они могут быть анодными или катодными ингибиторами.

Анодными ингибиторами являются такие химические соединения, которые подавляют анодную реакцию. Для характеристики их действия часто используют термин анодная поляризация. Обычно такие ингибиторы реагируют с первичными продуктами коррозии, например, ферро-нонами (16.1), с образованием очень плохо растворимой пленки, прочно примыкающей к металлической поверхности. Такая пленка препятствует контакту

агрессивного компонента (раствора) с поверхностью металла, тем самым, прекращая его растворение.

Катодные ингибиторы подавляют катодные реакции. Ранее было сказано о катодной поляризации, вызываемой слоем атомов водорода. Двухвалентные катионы, например цинк или кальций, также являются катодными ингибиторами, поскольку они могут реагировать с ионами гидроксила, образующимися по уравнению (16.4), и дать осадки, покрывающие поверхность катодных участков и таким образом прекращающих катодную реакцию. Но катодные ингибиторы являются менее эффективными, чем анодные, т.к. анодные ингибиторы непосредственно предотвращают коррозию металла.

В пароконденсатных системах (на котельных установках и ТЭЦ) чаще всего практикуется регулирование pH среды, поддержание которого равное $\text{pH} = 9,0$ значительно снижает общую коррозию.

Применяются два метода повышения pH.

Ранее, да и сейчас иногда в воду добавляют NaOH или же прибегают к рециркуляции щелочной котловой воды. В этом случае механизм ингибирования сводится к следующему. По мере повышения активности (OH^-) растворимость всех окислов и гидроокислов уменьшается, а степень перенасыщения прилегающего к металлу слоя жидкости повышается, образуются зародыши гидроокиси железа, закиси железа или магнетита, способствующие формированию защитной пленки.

Современный, распространенный способ повышения pH до 9,0 осуществляется при применении аммиака или других аминов, т. к. при помощи этих слабых оснований можно легко регулировать величину pH.

Чтобы поддерживать $\text{pH} = 9,0$, необходимо поддерживать, такой состав (в мг/л):

аммиака $< 0,5$,

циклогексиламина – 2,0,

морфолина – 4,0.

Но эти составы необходимо применять для черных металлов, для цветных, в том числе меди – нельзя, т. к. они растворяются в этой среде. Наиболее эффективными ингибиторами являются пленкообразующие. В этом случае поданный в транспортируемую среду ингибитор, как родственный к металлу, по адгезии, устремляется к внутренней поверхности трубопровода и образует на ней стойкую защитную пленку.

Применение пленкообразующих ингибиторов становится экономически выгодным, когда содержание, например, CO_2 в рабочей

среде настолько велико, что стоимость необходимого количества нейтрализующих аминов становится приемлемой. При подаче в эту среду, например, недорогих ингибиторов на основе октадециламина или имидазолина или пиримидина всего в количестве от 1 до 10 мг/л, практически останавливает коррозионные процессы. При этом первоначальную дозу подачи необходимо увеличить вдвое, а то и втрое, для образования пленки за короткое время, а потом подавать в отмеченных дозах для поддержания пленки в рабочем состоянии.

В тех средах, где образуются коррозионно-активные бактерии (приводящие порой к закупорке трубопроводных систем), для их подавления применяются хлор, иногда бром или йод. Но бром менее активен.

Нефтяная и газовая промышленность являются самыми крупными потребителями ингибиторов.

Ингибиторы применяются для защиты скважин, шлейфов, газонефтепроводов и нефтехранилищ.

Хроматы в этих областях применяются давно, причем использовались они в чистом виде и в добавке со щелочами. Сейчас хроматы, например хромат цинка, используется для защиты газоконденсатных скважин. Хроматные ингибиторы могут быть введены в скважину, как в жидком, так и в твердом виде.

Широко применяются ингибитры-нейтрализаторы. Механизм их действия заключается, в нейтрализации коррозионно-активных органических агентов и образовании бикарбонатов при взаимодействии с углекислым газом.

В качестве щелочных нейтрализующих агентов используются водные растворы аммиака, углекислый натрий, едкий натр, бикарбонат натрия и силикат натрия.

Как ингибиторы используются также циамиды, соединения мышьяка, азотсодержащие ингибиторы с длинными углеводородными цепями (чем химическая цепь длиннее, тем они эффективнее) серосодержащие соединения.

В газопроводах и водопроводных системах иногда образуются бактерии, которые закупоривают трубопроводные системы.

Ключевые воды в области нефтяных месторождений содержат большое количество железистых бактерий, которые закупоривают водоводы, если эта вода используется для законтурного заводнения скважин.

Наибольший вред при законтурной подаче воды приносят сульфатвосстанавливающие бактерии, которые не только закупоривают трубопроводы, но и сильно разъедают стальные трубы.

В этом случае для борьбы с бактериями применяются хлор, альдегиды, азотсодержащие органические вещества.

На месторождениях и хранилищах нефти с содержанием сернистых соединений используют смесь нейтрализаторов Na_2CO_3 и NH_4OH , газообразный аммиак. Хорошим ингибитором является летучий ингибитор – диэтиламин. В практике отечественных промыслов широкое применение получили: от уголекислотной коррозии углеводородорастворимые ингибиторы ИКСГ-1 (кальциевые соли сульфокислот) и КО (кубовые остатки от производства жирных кислот). От сероводородной коррозии: углеводородорастворимые ингибиторы И-1-А, (отход производства 2-метил-5-этил-пиридина, АНП-2 смесь солянокислотных солей алифатических аминов, И-1-В-сернокислая соль пиридиновых оснований.)

Современные ингибиторы:

- И-55Д создан на основе перединовых оснований, подается в поток в растворе метанола, в количестве 0,75 % для защиты НКТ и шлейфов;

- применяемый ингибитор ИКТ поступающий по метанолопроводу защищает оборудование и трубопровода на УКПГ;

- ингибиторы И-25Д или 55Д (в растворе конденсата) применяется для защиты газопроводов, подающих сернистый газ.

16.5. Ввод ингибиторов коррозии в технологические системы

Ингибиторы могут быть жидкими и твердыми, водорастворимыми и углеводородорастворимыми. В связи с этим метод ввода определяется их состоянием и оказывает существенное влияние на эффективность ингибирования.

В отечественной и зарубежной практике получили распространение следующие методы ввода ингибиторов в скважину:

1. Периодический или непрерывный ввод ингибитора в поток добываемого газа при помощи устройств желоночного типа, спускаемых на забой скважины через эксплуатационную колонну.

2. Непрерывная или периодическая подача ингибитора через межтрубное пространство скважины установками стационарного типа (насосом-дозатором).

3. Централизованный ввод ингибитора коррозии и метанола в скважины и в технологические системы с насосной площадки УКПГ по метанолопроводу.

4. Ввод ингибитора в газоносный пласт.

Желоночная подача ингибитора в скважину применяется, в основном, в США. На рис. 16.5 представлено две разновидности устройств, спускаемых на забой скважины для периодического ввода ингибиторов в поток добываемого газа. Каждая камера имеет свою отличную от других толщину стенки, поэтому они разрушаются от коррозии в разное время и расходуют (отдают) ингибитор в рабочий поток по очереди.

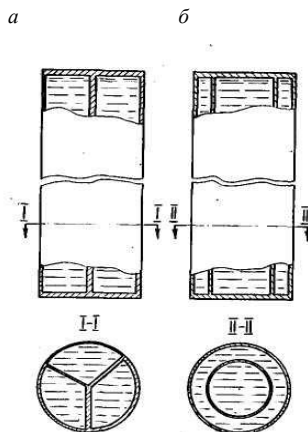


Рис. 16.5. Устройство для периодического ввода жидкого или твердого ингибитора в скважину за счет коррозионного разрушения его стенок: трехкамерное (а); двухкамерное (б)

Оба устройства представляют из себя герметически закупоренные контейнеры, разделенные на несколько камер, заполняемых жидким или твердым ингибитором. Ингибитор из камер поступает через определенные промежутки времени по мере коррозионного разрушения этих камер.

Периодичность ввода ингибитора из камер определяется агрессивностью добываемой среды.

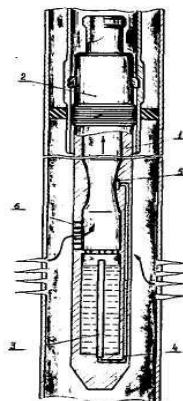


Рис. 16.6. Устройство для эжектирования ингибитора в поток добываемого газа

На рис. 16.6 изображено устройство для эжектирования в газовую скважину ингибитора в малых дозах, пропорциональных количеству газа, добываемого со скважины.

Корпус 1 устройства представляет собой глухую фасонную трубу, фиксируемую в скважине при помощи собак головки 2 в замке основания насосно-компрессорных труб. Нижняя часть является резервуаром для ингибитора. В доньшко резервуара вставлена трубка 3 из проницаемого для ингибитора материала. Нижний конец трубки 3 соединен каналом 4 с сужающейся частью корпуса, имеющей форму трубки Вентури.

Выходное отверстие канала 4 перекрыто диском 5 из проницаемого для жидкости материала (металлокерамики на основе нержавеющей стали, меди и др.).

Газ из продуктивного горизонта поступает в корпус 1 через боковые отверстия 6 и движется вверх по трубке Вентури. При ее прохождении скорость газа увеличивается, а давление его снижается, вызывая приток ингибитора из резервуара. благодаря проницаемому диску, тормозящему расход ингибитора, последний поступает в поток газа в небольших количествах.

Представленные устройства работают на принципе подачи ингибитора в добываемую среду за счет всевозможных механических и полуавтоматических приспособлений или за счет разъедания коррозией элементов устройств, работающих без участия оператора, на большой глубине.

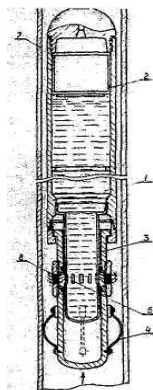


Рис. 16.7. Устройство для ввода ингибитора в скважину с помощью оператора с поверхности земли при использовании троса

Устройство, представленное на рис. 16.7, состоит из емкости 1 для ингибитора, внутри которой перемещается тяжелый поршень 2. В нижней части емкости перемещается плунжер 3, имеющий пружинные направляющие 4. При спуске устройства в скважину, направляющие 4 удерживают плунжер 3 в верхнем положении, который перекрывает выпускные отверстия 5. При подъеме устройства вверх при помощи троса 6 плунжер 3 за счет собственного веса и усилия, возникающего на направляющих 4 при трении о колонну насосно-компрессорных труб, опускается вниз, и ингибитор под давлением поршня 2 подается через отверстия 5, а затем – через отверстия 8 – в скважину.

Устройство, изображенное на рис. 16.8, предназначено для смазывания внутренних стенок труб скважины ингибитором повышенной вязкости.

Ингибитор помещается в цилиндрический корпус 1 под поршнем 2. Червячный механизм 3, служащий для выдавливания ингибитора в скважину, путем действия на поступательный поршень 2, движущийся вниз, при опускании устройства в скважину включен. При движении устройства вверх механизм 3 с помощью системы передач 4 вращает ходовой винт 5. Поршень 2 посредством ходового винта 5 перемещается вниз, выдавливая ингибитор через отверстия 6 в скважину. Эластичный расширитель 7 равномерно смазывает внутренние стенки труб.

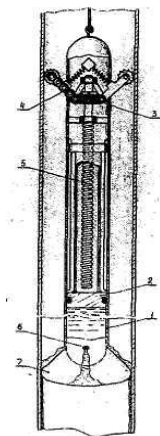


Рис. 16.8. Устройство для смазывания внутренних стенок труб скважины ингибитором повышенной вязкости

В России применяется централизованный ввод метанола и ингибиторов коррозии. Они подаются насосами-дозаторами в скважины через межтрубное пространство и далее в газопровод.

Вопросы для самопроверки

1. Пассивная защита газопроводов от коррозии. Какими материалами осуществляют защиту внешней поверхности?
2. Для каких целей применяют праймер? Какие Вы знаете составы битумно-полимерных мастик?
3. Что Вы знаете о физико-механических свойствах полимерных липких лент и их марках?
4. Что значит активная защита газопроводов от коррозии? Представьте схему электродренажной защиты.
5. Что Вы знаете о катодной защите? Дайте схему катодной защиты газопроводов.
6. Что Вы знаете о протекторной защите газопроводов? Дайте схему протекторной защиты от коррозии.
7. Какие лакокрасочные материалы применяются для защиты внутренней поверхности газопроводов от коррозии? Расскажите об их наполнителях и методах нанесения.
8. Какими средствами осуществляется контроль качества гидроизоляционных покрытий?

9. Какие составляющие газа вызывают коррозию внутренних поверхностей газопроводов? Что такое ингибиторы коррозии?

10. Напишите формулы электрохимического процесса, протекающего на анодных и катодных участках газопроводов.

11. Что Вы знаете об анодных и катодных ингибиторах?

12. Что Вы знаете об ингибиторах-нейтрализаторах? Поясните механизм их действия.

13. Какие Вы знаете марки ингибиторов коррозии, и каким образом они вводятся в газопроводные системы?

17. СЖИЖЕННЫЙ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

17.1. Общие вопросы

Природный газ (метан) при глубоком охлаждении относясь к криогенной жидкости, является чистым топливом (чистой энергией). Поступая потребителю, он не содержит тяжелых металлов, серы и других вредных примесей, освобождающихся после сгорания.

Сжиженный метан является универсальным продуктом, и в зависимости от состояния, универсальной транспортной единицей. Универсальность, с одной стороны, заключается в том, что он может применяться при производстве тепла, электроэнергии, технических процессах, а с другой - в сжиженном состоянии его целесообразно использовать как топливо в бытовых условиях и как аварийное и резервное топливо. Промежуточной температурой для передачи газа является $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$, $-70\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $-120\text{ }^{\circ}\text{C}$. В тоже время состояние природного газа зависит и от давления. Кроме того, сжиженный природный газ (СПГ) считается чистым горючим для автомобилей, локомотивов, летательных аппаратов, речных и морских судов, сельхозтехники и может транспортироваться всеми этими видами транспорта. Поэтому все развитие страны стремятся уже с начала XXI века иметь в качестве топлива, главным образом, природный газ, а в последние годы - использовать его в сжиженном состоянии. Поэтому

на Ямале и Сахалине строятся заводы получения СПГ, проектируется завод в Мурманской области. В Ленинградской и Екатеринбургской областях построено несколько мини СПГ-установок. При этом стремятся использовать невостребованный холод ГРС, ГРП или ГРУ получаемый при дросселировании газа по закону Джоуля–Томсона.

Перепад температур перекачиваемого по трубопроводу СПГ находится, в криогенной области ($-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ и ниже), $t_{\text{кипения}} = -161,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, критическая температура $t_{\text{кр}} = -81,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, абсолютное критическое давление $P_{\text{кр}} = 4,58\text{ МПа}$. Наиболее приемлемыми параметрами, с учетом благоприятных условий для эксплуатации трубной стали, СПГ-провода большого диаметра являются: температура рабочего продукта $t_p = -120\text{ }^{\circ}\text{C}$, максимальное рабочее давление $P_p = 5,5\text{ МПа}$. При определении перепада температур для того или иного СПГ-провода следует руководствоваться промежуточными данными по температуре СПГ, в зависимости от давления, которое можно определить по графику (рис. 17.1).

Транспорт охлажденного природного газа также возможен с умеренно низкими температурами ($0\text{ }^{\circ}\text{C} \div -10\text{ }^{\circ}\text{C}$), средними значениями отрицательной температуры ($-10\text{ }^{\circ}\text{C} \div -30\text{ }^{\circ}\text{C}$) и низкими значениями отрицательной температуры ($-30\text{ }^{\circ}\text{C} \div -70\text{ }^{\circ}\text{C}$). Технология эксплуатации и конструкция газопровода с умеренно низкими температурами (в отличие от СПГ-проводов) мало отличается от обычных газопроводов.

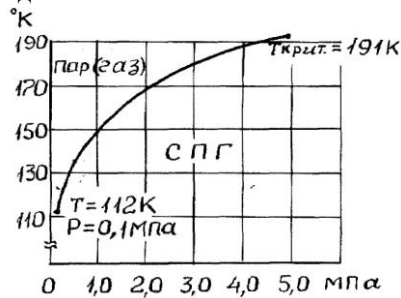


Рис. 17.1. Состояние природного газа в зависимости от температуры давления

Из газа при средних значениях отрицательных температур начинается выпадение первых капель СПГ и лопасти перекачивающих газ агрегатов быстро выходят из строя. Поэтому применение низкотемпературных газопроводов целесообразно, не доводя до сжижения, а использовать их как промежуточные на участках в технологических системах сжижение – регазификация СПГ. В

отдельных случаях газопроводы с умеренно низкими температурами могут найти применение и в качестве самостоятельных трубопроводов. Следовательно, низкотемпературные трубопроводы с точки зрения вида теплоизоляции и ее конструкции, конструкции компенсационных устройств, наличия переходов на тяжелых участках трассы, требуют выбора оптимальных решений и знания их прочности и надежности. В свою очередь эти показатели определяются воздействиями на систему трубопровода, и в первую очередь температурой и ее перепадом на каждом участке и в каждый-момент времени, в особенности при запуске трубопровода СПГ или всей системы в работу. Но передача СПГ в хранилище или по СПГ-проводу потребителю требует его получения на установках и заводах различной мощности.

17.2. Установки сжижения природного газа

Существующие технологические схемы установок сжиженного природного газа (СПГ) работают по различным технологическим циклам. Выбор схемы зависит от назначения установки и ее производительности, давления и состава СПГ. Эти показатели влияют на технологическое оборудование, его эксплуатацию, определяют экономику процесса, занимаемые территории. В настоящее время до 90 % установок СПГ работают по классическому 3-х каскадному циклу холодильных машин с независимыми циклами охлаждения: пропанового ($T_K = 238 \text{ K}$), этиленового ($T_K = 163 \text{ K}$) и метанового ($T_K = 113 \text{ K}$).

Трехкаскадный цикл использует специальные парокompректорные холодильные установки, а также большое количество теплообменного оборудования, что влечет к увеличению капитальных и эксплуатационных затрат. В установках, построенных на основе парокompректорных циклов, в мировой практике сжижается 90–93 % природного газа. При этом несжиженный природный газ направляется ближайшим потребителям или двигателям метановозов.

Повышение давления природного газа в схеме трехкаскадного цикла способствует более полной конденсации метана. Энергозатраты на таких установках составляют 0,28–0,35 кВт·ч/кг СПГ.

При непосредственном получении СПГ у потребителя, на установках смонтированных вдоль магистральных газопроводов используют схему с детандерным циклом.

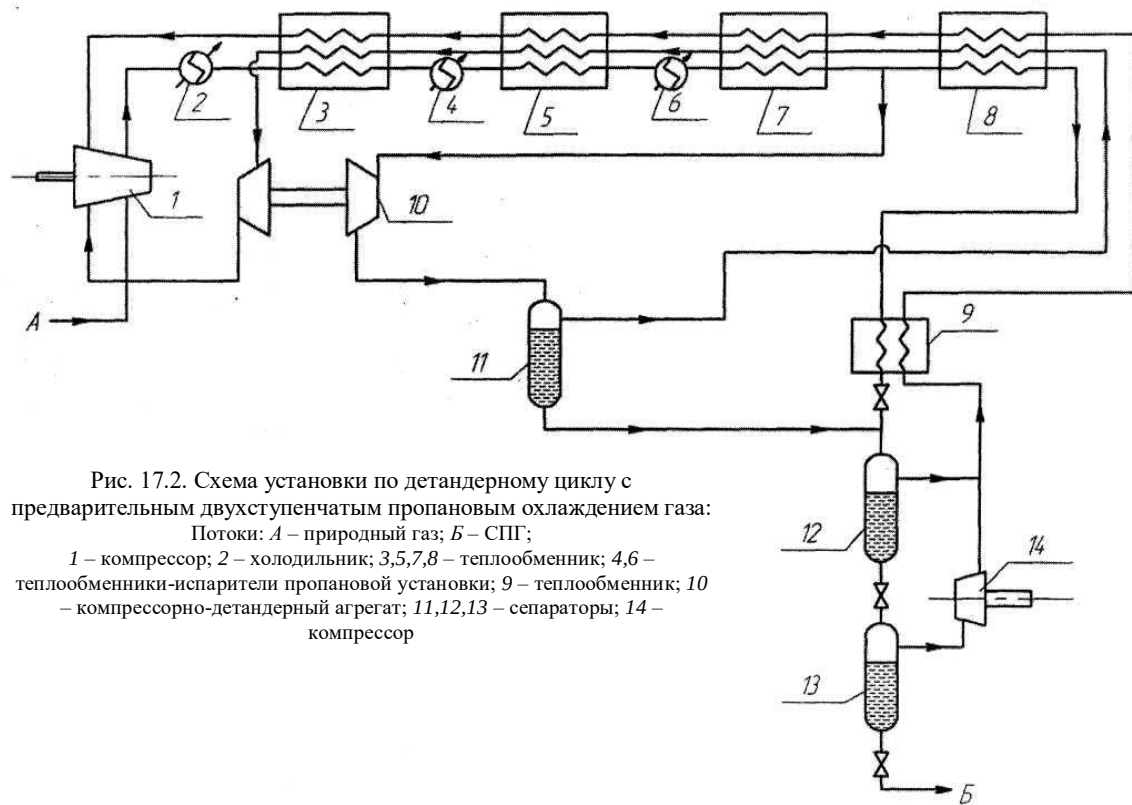
На рис. 17.1 представлена схема установки СПГ с предварительным охлаждением газа в двухступенчатой пропановой

холодильной установке с использованием детандерного цикла. Исходный природный газ предварительно дожимают в компрессоре 1 до давления 5–7 МПа, охлаждают сначала в теплообменнике 2 водой или воздухом, а затем в теплообменнике 3 обратными потоками циркулирующего газа. После этого газ охлаждается в теплообменниках-испарителях 4 и 6 двухступенчатого пропанового цикла охлаждения, а также в теплообменниках 5 и 7, затем поток газа разделяется на два: часть газа направляется на компрессорно-детандерный агрегат 10, газоконденсатная смесь разделяется в сепараторе 11, жидкая фаза дросселируется и поступает в сепаратор 12. Другая часть потока газа доохлаждается в теплообменниках 8 и 9, дважды дросселируется с подачей: сначала в сепаратор 12, затем сепаратор 13.

Далее сжиженный природный газ направляют в хранилище, газовая фаза дожимается компрессором 14 и после прохождения теплообменников поступает на всасывающий патрубок первой ступени дожимаемого компрессора.

Высокая термодинамическая эффективность детандерных циклов, снижение объема теплообменной аппаратуры, высокие технологические качества установок обусловили, их широкое применение в зарубежной практике. Эти схемы начинают применять и в условиях нашей страны. Полученный СПГ направляется в изометрическое хранилище, а затем любым видом транспорта доставляется потребителю в танкерах-метановозах, при криогенных температурах.

При сжижении природного газа на заводах его получения наблюдается следующая структура затрат: сырье, материалы, энергия 30–45 %, амортизационные отчисления 34–38 %, ремонт основных фондов 9–10 %, плата за кредит 14–16 %, зарплата с начислениями 3–5 %.



Вопросы для самопроверки

1. Что Вы знаете о физическом состоянии СПГ и какова величина его кипения?
2. Назовите величины критических точек СПГ.
3. Представьте график состояния СПГ в зависимости от температуры и давления.
4. Какие схемы получения СПГ чаще всего применяются, и в каких условиях?
5. Представьте схему получения СПГ детандерного цикла.
6. Расскажите о статьях затрат при получении СПГ на заводе.
7. Куда направляется полученный на установке или заводе СПГ?

18. ПОЛУЧЕНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БИОГАЗА

18.1. Процессы получения биогаза

Биогаз – смесь метана (CH_4) и углекислого газа (CO_2) образующаяся в процессе анаэробного сбраживания в метантенках (реакторах) по управляемым технологиям таким образом, чтобы обеспечить максимальное выделение метана из биомассы. Процессы наиболее эффективного (безкислородного) сбраживания органики позволяют получать ценное газообразное топливо и органические удобрения, с отсутствием болезнетворных для человека и животных бактерий.

Техническая биоэнергетика – это фундаментальная и одновременно прикладная наука, возникшая на грани современной технологии и энергетики. Она изучает образование эффективных видов растительной биомассы выращиваемой под влиянием солнечной энергии или животного происхождения, в различных условиях биосферы, а также биологическую и термохимическую трансформацию отходов жизнедеятельности животных, человека и малоиспользуемых растительных остатков, органических отходов, трансформируя их в энергию или топливо, в виде CH_4 .

При анаэробном процессе сбраживания органические вещества разлагаются в отсутствие кислорода. Этот процесс состоит из двух этапов. На первом этапе сложные органические вещества путем биохимического расщепления (гидролиза) разлагают высокомолекулярные соединения (углеводы, жиры, белковые вещества, клетчатку) под действием природного сообщества разнообразных видов анаэробных бактерий, на более простые соединения: летучие жирные кислоты, низшие спирты, водород, окись углерода, уксусную и муравьиную кислоты, метиловый спирт. На втором этапе метанобразующие бактерии превращают органические кислоты в метан, углекислый газ и воду.

Первичные анаэробы представлены разнообразными физиологическими видами бактерий: клеткообразующими, углеводородсбраживающими (типа маслянокислых бактерий), аммонифицирующими (разлагающими белки, пептиды, аминокислоты) бактериями, разлагающими жиры (при получении зоогаза). Благодаря этому составу, первичные анаэробы могут использовать разнообразные органические соединения растительного и животного происхождения, что является одной из важнейших особенностей метанового сообщества, тесная связь между этими

сообществами бактерий обеспечивает стабильность процесса. При окончательном бактериальном преобразовании органических веществ в CH_4 , CO_2 и H_2 образуется дополнительное количество CH_4 и H_2O (табл.18.1).

Таблица 18.1

Этапы процесса анаэробного брожения	
I этап	
Гидролиз	
Сырой шлам	
<i>Основные компоненты:</i>	
Жир – высокомолекулярные жировые кислоты, глицероль	
Белок – аминокислоты, низкомолекулярные пектиды	
Полисахариды, моносахариды, дисахариды	
II этап	
Образование кислот	
Кислотообразующие бактерии	
↓	
Легучие жирные кислоты, спирт, альдегиды, кетоны, аммиак, углекислотный газ, водород, вода	
III этап	
Образование метана	
Метанообразующие бактерии	
↓	
Метан	
↓	
Углекислый газ, вода	

При этом метанообразующие бактерии предъявляют к условиям своего существования значительно более высокие требования, чем кислотообразующие. Они нуждаются в абсолютно анаэробной среде и требуют более длительного времени для воспроизводства. Скорость и масштабы анаэробного брожения метанообразующих бактерий зависят от их метаболической активности, которая может регулироваться различными технологическими приемами. Успешное внедрение достижений биоэнергетической технологии зависит от:

- получения “биомассы” в достаточных объемах на месте производства биогаза;
- создания и обработки технологий, при получении энергии из “биомассы” с наибольшим КПД;
- согласование полученных энергетических ресурсов с их расходом потребителями;
- максимальном обеспечении охраны окружающей среды.

18.2. Условия для высокой активности получения биогаза

Количество вырабатываемого метана, т.е. активность анаэробных бактерий в значительной степени зависит от температуры, наиболее эффективной температурой является $t = 30\text{--}40\text{ }^{\circ}\text{C}$. Оптимальная температура находится в пределах $35\text{--}55\text{ }^{\circ}\text{C}$. В связи с этим в районах с низкими температурами следует использовать подогрев субстрата в реакторе большую часть года. На процесс брожения положительно влияет увеличение срока пребывания субстрата в реакторе, а также поддержание кислородного числа субстрата рН, в пределах 6,7–7,6. Регулирование этого показателя чаще всего осуществляется добавлением в реактор нейтрализаторов, например, известкового молока.

В процессе ферментации субстрат в реакторе имеет тенденцию к разделению на три фазы. Верхняя – как правило, корка, образованная из крупных частиц, увлекаемых поднимаемыми пузырьками газа, через некоторое время может стать твердой и может затруднять образование газа и поступление его в газгольдер. В средней части реактора скапливается наиболее жидкая фаза, а в нижней грязеобразная, выпадаемая в осадок в первую очередь. Поэтому содержимое реактора необходимо перемешивать от одного до десяти раз в сутки.

К веществам, отрицательно влияющим на жизнедеятельность клеткообразующих, углеродосбраживающих (типа маслянокислых бактерий), аммонофицирующих (разлагающих белки, пептиды, аминокислоты) бактерий и бактерий, разлагающих жиры влияют стиральные порошки, мыла и антибиотики. Оптимальная влажность подготовленной биомассы для мокрого процесса сбраживания (мягкой биомассы) составляет 92 % (превращаясь в исходный субстрат), для сухого (твердой биомассы) – 35–40 %.

Наиболее стабильное сбраживание в реакторе происходит при высокой взаимосвязи всех групп бактерий, которое обеспечивается при выполнении всех перечисленных условий, также при систематическом перемешивании субстрата в реакторе барботажным (пневматическим при подаче газа компрессором), гидравлическом (подачи жидкости насосом) или механическим (от электропровода).

Строгое выполнение процессов сбраживания обеспечивает не только высокую эффективность получения CH_4 , но и высокую гигиену

и охрану окружающей среды, т.к. обеспечивает наибольшее обеззараживание биомассы через субстрат и ликвидацию патогенных микроорганизмов.

Один килограмм органического вещества, биологически разложимого на 70 % производит 0,18 кг воды и 0,3 кг неразложимого остатка. При этом смесь газов состоит: метана (CH_4) – 55–70 %, углекислого газа (CO_2) – 28–43 %; в очень малых количествах других газов, например, сероводорода (H_2S), азота (N_2), кислорода (O_2), водорода (H). Биогаз дает пламя синего цвета без запаха, горит без дыма. 1 м^3 эквивалентен 0,7–0,8 кг условного топлива. Объемная теплота сгорания определяется в основном содержанием метана. Полученный из биомассы метан имеет также как и природный газ, высокую температуру воспламенения –675 °С.

Биогаз можно сжигать для получения тепла на любых тепловых агрегатах (печах, котлах) использовать в холодильных установках абсорбционного топлива, инфракрасных излучениях и двигателях внутреннего сгорания транспортных, летательных машин и другой техники.

Энергия 1 м^3 биогаза, например с 56 % содержанием CH_4 ($20,0\text{ МДж/м}^3$) без учета КПД эквивалентна энергии природного газа ($0,60\text{ м}^3$), пропана (0,44 кг), дизельного топлива (0,56 л).

18.3. Образование биогаза в природных условиях

Разрушение органических веществ и ферментация субстрата с образованием метана в природных условиях происходит и в настоящее время, например в разных отложениях и органических остатках различных водоемов, торфяных болотах, а также сточных водах. Точнее там, где при разрушении органического субстрата образуются специфические акцепторы электронов CH_3 и CO_2 . При этом активность этих процессов и выделение биогаза различно. Причем, например, в ряде водоемов, например, Африки выделяется такое количество биогаза, что присутствовать в их районе без противогаса опасно.

Однако скопления таких огромных количеств газа, какие добываются в газоносных провинциях из недр земли, получить не удастся. Тем не менее, фотосинтез на земном шаре, в результате солнечного воздействия, способствует образованию биомассы в объеме 120 млрд. тонн сухого органического вещества в год, что эквивалентно энергетическим запасам 40 млрд. тонн нефти. Поэтому, в настоящее время превращение биомассы в энергию и топливо может

перекрыть до 10 % энергетических потребностей стран с развитой промышленностью.

18.4. Сырье для получения биогаза

Биомасса главный источник энергии “третьего мира”. Она играет заметную роль и в развитых странах, где используется при прямом сжигании и получении электроэнергии. Биомасса используется и для получения биогаза во Франции, Голландии, Германии и др.

Термин “биомасса” распространяется на все виды веществ растительного и животного происхождения, продукты жизнедеятельности животных и человека, органические отходы. Количество и виды топлив, получаемых из биомассы, зависит как от общего объема воспроизводимой биомассы, так и от ее качества: влажности, состава органических веществ, физических особенностей биомассы.

Биомассу, как и биогаз экономически выгодно использовать локально, без дальнейшей транспортировки, т.к. даже успешное изыскание крупномасштабных объемов высокопродуктивной биомассы, с современной технологией получения биогаза не дает достаточного его объема для перекачки по магистральному газопроводу и эффективному промышленному хранению. В лучшем случае он может быть закачан после компремирования в магистральный газопровод – отвод на ГРС, или направлен в хранилище сжиженного природного газа, после сжижения при криогенных температурах.

В настоящее время все больший интерес приобретают технологии получения из биомассы метана, наряду с существующими процессами прямого сжигания для получения электроэнергии, гидролиза, синтеза и др.

В практике получения биогаза широкое распространение получила мягкая органика (биомасса) в виде навоза, растительных остатков, опилок, в виде подстилочного материала и остатков животных, стоков животноводческих ферм, скотобоен (получение зоогаза) растительных сельскохозяйственных и огородных культур, утилизация отходов и птицеводства, жизнедеятельности человека в виде канализационных стоков, многолетние травы и морские водоросли и растения. Значительная часть этой биомассы содержит

более 50 % воды, поэтому она имеет высокое содержание сырой клетчатки, требует специфичной технологии в переработке, так как ее сложно хранить.

Ко второй группе следует отнести биомассу растительного происхождения с твердой органикой. К ней следует отнести торф, древесину тополя, сосны, ольхи, эвкалипт и др. Но медленное воспроизводство древесины пригодной биомассы привело ряд стран к исследованию генетики и селекции особых быстрорастущих пород деревьев и кустарников, выведены быстрорастущие сорта тополя, сосны, тропических деревьев (прирост возрос с 30 ц/га до 80 ц/га в год). Следует отметить, что лигнин не разлагается микробами, следовательно, не принимает участия в образовании метана.

К твердой фазе относятся городские и промышленные отходы из органики, вывозимые на свалку, при этом следует отметить, что даже выбрасываемые полимерные отходы успешно перерабатываются бактериями в биогаз. Одной из основных проблем резкого увеличения роли биогаза в топливной программе той или другой страны является отсутствие возможности поточного получения биомассы в масштабных объемах без заметного и недостаточно эффективного отчуждения полезных сельскохозяйственных территорий. Особые возможности открываются для тех стран, которые имеют выход к теплым морям или располагают значительным зеркалом внутренних водоемов (болот, озер, лиманов, сточных отстойников, бассейнов у атомных станций). Здесь исключительно перспективно создание биологической промышленности на базе микро и макроводорослей и водных растений. Эффективность фотосинтеза в водной среде в 17 раз выше, чем у любого растения на суше.

Водоросли и водные растения, как новый вид биомассы, для получения биогаза уже нашли широкое применение при их культивировании в сточных водах. В Китае в качестве такой водоросли используют ламинарию японскую. В Северной Атлантике эта водоросль при ее культивировании методов (вертикальных) закрепленных тросов дает до 2 кг массы на 1 м троса.

Море дает урожай водорослей до 200 г/м² в сут. За летний период (120 дней) с одного гектара водной поверхности можно получить 24 т биомассы.

В целях повышения выхода биомассы МГУ разработал новую технологию выращивания биомассы под названием “Биосоляр”. Новый способ производить энергию и ценное химическое сырье в водном бассейне в тоже время не требует никаких новых известных устройств. Предложения МГУ, единственное исключение –

изготовление поплавков-корытец (фотосинтетических блоков), имеющих шестиугольную форму, в виде сот. При этом каркас изготавливается из любого достаточно прочного пластика, а через ячейки должна свободно проходить вода.

Для успешного сбраживания субстрата, перед загрузкой его в реактор, твердая фаза органики измельчается до размера 1–2 мм. Мягкая биомасса также разрывается, измельчается. Мягкая биомасса подготовленная для загрузки в реактор, для активного развития бактерий, должна содержать воду до 90–94 %, твердая может успешно разлагаться при влажности в 30–40 %.

В исходную массу для интенсификации процесса анаэробного сбраживания и активного выделения CH_4 , а также изменение соотношения углерода и азота в пользу метана, необходимо добавлять катализаторы в виде глюкозы.

18.5. Технология и техника для сбраживания субстрата

Технологические системы сбраживания субстрата имеют отличия, как по процессу сбраживания, так и по конструктивным особенностям. Прежде всего, резкое отличие имеют установки по производству биогаза для нужд предприятий, больших фермерских хозяйств и мелкого предпринимательства, а также частных коттеджей и домов.

К технологическим работам относятся подготовительные операции, работа по производству биогаза, а также подача газа потребителю и изъятие его из реактора.

К подготовительным работам относятся:

1. Сбор и доставка биологического сырья на подготовительный участок или площадку;

2. Осуществление дробления, резания, трепальных и плющильных работ;

3. Доведение подготовленной биомассы до субстрата нужной концентрации с исходной биомассы подогретой водой или с жидкостью животноводческих помещений. На отдельных установках, в особенности на малых, эта операция выполняется непосредственно в реакторе.

4. Подача субстрата в реактор самотеком или с использованием насосов.

Анаэробное сбраживание имеет следующие операции:

1. Непрерывное или периодическое заполнение реактора субстратом.

2. Обеспечение герметичности раздела на контакте броидильная камера-газгольдер.

3. Обеспечение стабильной работы плавающего или другой конструкции газгольдера.

4. Предотвращение образования твердой корки на поверхности субстрата в реакторе, ухудшающей процесс брожения.

5. Поддержания оптимальной температуры субстрата, улучшающей процесс брожения.

6. Поддержание постоянного давления биогаза в газгольдере на соответствующем уровне.

7. Постоянную или периодическую подачу катализатора в реактор.

8. Очистку газа от H_2S и осушку от воды.

9. Постоянный или периодический отбор биоудобрения из реактора.

10. Подача газа непосредственно потребителю или на очистку от негорючих газов, сжижение при криогенных температурах и перекачку насосами в резервуары для хранения. Но после очистки метан может непосредственно компрессорами нагнетаться и в обычные газопроводные системы.

Биологический метан с его недостаточно большими объемами и низким давлением компримировать в магистральные газопроводы не экономично. В тоже время его подача в газопроводы среднего и низкого давления бытового газа является целесообразным. Увязка биогазовой сети должна осуществляться после компрессора с газовыми сетями природного газа.

Подключение биогазовой трубопроводной сети к газовым распределительным сетям природного или пропан-бутанового газа наиболее целесообразно осуществлять между газораспределительной станцией (ГРС) и газораспределительными пунктами (ГРП), установками (ГРУ) или шкафами (ГРШ).

Газ на биогазовых установках собирается в газгольдерах различной конструкции.

Газгольдеры бывают:

- цилиндрическими, конусообразными или другой формы, выполненными в виде перевернутого «стакана»;
- сферическими (в виде шара);
- манжетными;
- оболочечными – в виде надутого кольца;
- круглыми или квадратными;

На адсорбционных и других установках газовых и нефтяных промыслов используют преимущественно плавающие металлические газгольдеры для накопления газа низкого давления.

Для сбора попутного газа или биогаза высокого давления, применяют сферические газгольдеры.

18.6. Газогенераторные станции и установки для получения биогаза

В практике получение биогаза в различных странах используется до 60 разновидностей различных технологий. Причем общий принцип получения биогаза (анаэробное сбраживание) на станциях и установках близок между собой. В то же время конструктивное оформление сооружений резко отличается в зависимости от объемов получаемого газа, состава исходного биомассового сырья, требований к чистоте выходного биогаза и длительности анаэробного сбраживания, применяемых материалов для возведения сооружения, наличие или отсутствие подогрева содержимого реактора, обеспечение сгущения субстрата перед сбраживанием или его отсутствие и др.

Необходимость и возможность переработки огромных количеств твердых городских отходов (вывозимых в виде мусора на свалки) привела к образованию газогенераторных станций для получения промышленного биогаза и биологического удобрения по упрощенным схемам (рис. 18.1).

18.7. Газгольдеры и установки сбраживания

Метан можно растворять под давлением в жидком углеводороде (пропан-бутане). Этим способом удастся в том же объеме закачать газа в 4...6 раз больше, чем другим способом под тем же давлением. Вместе с отпускаемым биогазом – метаном уходит часть (~ 4 %) сжиженного газа, находящегося в газгольдере. Обусловленное этим повышением теплоты сгорания газа компенсируется регулируемой добавкой воздуха в печь.

18.7.1. Газгольдер высокого давления

Для газгольдеров такого типа выбирают сферические резервуары. Они работают обычно при рабочем давлении 0,8...1 МПа (эти газгольдеры рассчитываются на максимальное рабочее давление до 1,8 МПа) и имеют вместимость 10...100 тыс. м³. Естественно, можно строить и небольшие газгольдеры высокого давления – всего на 10...20 м³. К их преимуществам относятся сравнительно небольшие габариты и отсутствие каких-либо движущихся частей. Недостатком считается необходимость в компрессорной установке.

Трубчатые газгольдеры высокого давления обычно строят вместимостью до 100 тыс. м³ газа с рабочим давлением 7 МПа. Возводятся мокрые газгольдеры низкого давления колокольного типа (перевернутый “стакан”). Номинальная вместимость таких газгольдеров составляет 500...300 тыс. м³; до вместимости 1500 м³ их делают, как правило, одноподъемными, при большей вместимости – многоподъемными. Их недостаток – опасность при замораживании зимой, что вызывает необходимость в отоплении. До сих пор в биогазовых установках чаще всего применяли мокрые газгольдеры низкого давления. Все эксплуатируемые в Восточной Азии примитивные биогазовые установки оснащены мокрыми газгольдерами с колпаками, которые почти всегда плавают непосредственно в бродильной камере большей частью в самом жидком навозе. Небольшие потери газа по периферии колокола не учитываются.

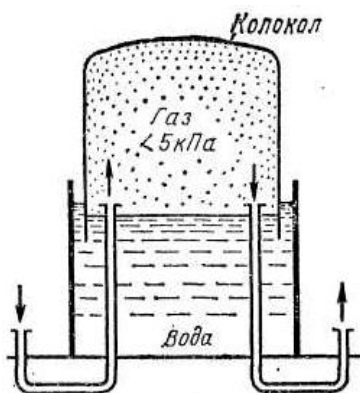


Рис. 18.1. Мокрый одноподъемный газгольдер низкого давления

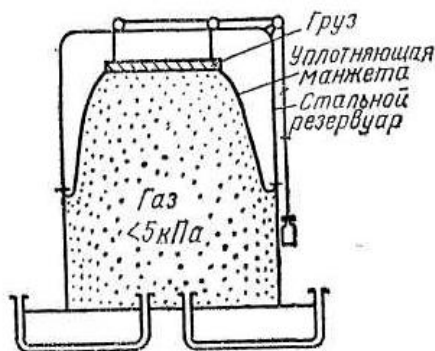


Рис. 18.2. Манжетный газгольдер низкого давления

18.7.2. Сухой газгольдер низкого давления

Газгольдер этого типа может быть дискового или манжетного типов. Для сохранения постоянного давления служит уплотняющая манжета, находящаяся под действием груза, который перемещается параллельно самому себе, или диск с кольцевым уплотнением, который может двигаться относительно стенок и также сохранять расположение, параллельное первоначальному. Газгольдеры выпускаются, как правило, номинальной вместимостью 2000...300 тыс. м³, но приступают к выпуску и меньшего объема – от 5 м³. Рабочее давление обычно составляет 2...6 кПа. Массивный фундамент не требуется. Основание газгольдера можно герметизировать с помощью пленки. В среднем такой газгольдер обходится дешевле на 20 %, чем мокрый.

18.7.3. Оболочковый газгольдер низкого давления

В качестве емкости для газа служит герметическая оболочка (подушка). Груз, перемещающийся параллельно самому себе, оказывает на нее постоянное предварительное давление. Такая конструкция требует устройства фундаментной плиты средней прочности. Оболочковые газгольдеры уже широко применяются в установках для очистки городских стоков. Для защиты от повреждений такой газгольдер необходимо устанавливать в специальном кожухе.

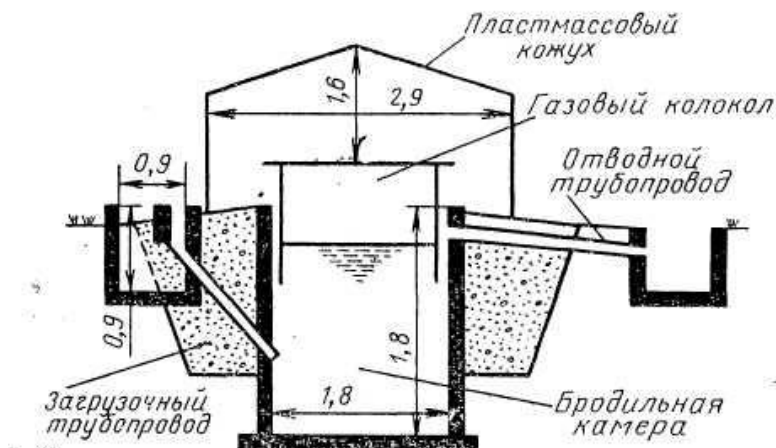
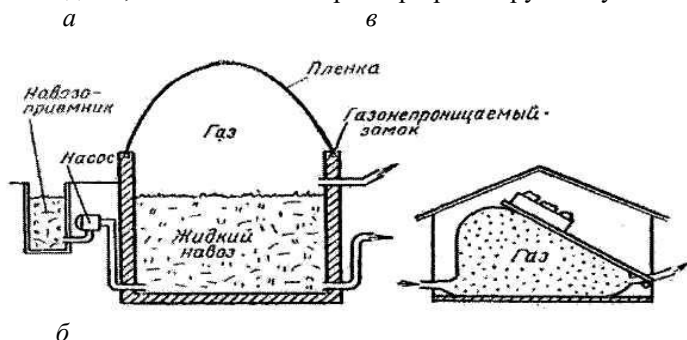


Рис. 18.3. Разрез простой биогазовой установки, применяемой в Азии, облицованный пластиком деревянный газовый колокол плавает в бродильной камере

18.7.4. Газгольдер-баллон низкого давления

В качестве емкости для газа используется простой цилиндрический или сферический баллон из многослойной синтетической ткани. Рабочее давление обычно не превышает 2 кПа, но в случае необходимости может быть и больше. Баллоны изготавливаются серийно вместимостью 5...300 м³. С увеличением их объема уменьшается стоимость 1 м³ газа, стоимость же газа в расчете на 1 кг перерабатываемого материала остается практически постоянной.

Исходя из экономических соображений, газгольдер нужно использовать только для выравнивания суточных пиков в потреблении газа. Учитывая те же соображения, не следует строить газгольдеры больших размеров, чем это необходимо; более равномерное потребление газа; нужно планировать при помощи рационального подбора газопотребляющей аппаратуры без пиков (т. е. заранее рассчитывать кривые ожидаемого потребления). С другой стороны, надо искать новые решения, которые позволили бы снизить затраты, на сооружение и обслуживание газгольдеров, и это тем более необходимо, чем меньше типоразмер проектируемой установки.



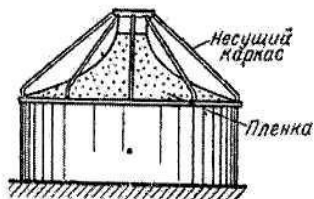


Рис. 18.4. Варианты простейших малых газгольдеров:

а – газонепроницаемый колокол из пленки над бродильной камерой; *б* – защитный колпак с натягиваемой пленкой; *в* – простейший мешок из пленки

Для малых биогазовых установок часто используют три возможных варианта конструкции простейшего малогабаритного газгольдера с точки зрения его реализации (рис. 18.4).

- газонепроницаемый колокол над бродильной камерой;
- защитный колпак с натягиваемой пленкой;
- простейший мешок из пленки.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое биогаз, из каких компонентов он состоит и что изучает техническая биоэнергетика?

2. Расскажите об анаэробном процессе. На какие компоненты разлагается при гидролизе биомасса на первом и втором этапе сбраживания?

3. Какие условия обеспечивают высокую активность получения биогаза. Какие вещества отрицательно влияют на жизнедеятельность клеткообразующих бактерий.

4. Какой эффективный процент воды добавляют в биомассу, и какой выход продуктов из биомассы при разложении?

5. Какие Вы знаете виды сырья биомассы широко применяемого в практике, и какое сырье дает наибольший выход метана?

6. Что такое газгольдер, какие конструкции газгольдеров Вы знаете, в каких случаях те или иные конструкции применяются?

7. Какие операции при анаэробном сбраживании применяются?

8. Представьте схемы мокрого и манжетного газгольдеров, поясните их работу.

9. Дайте разрез биогазовой установки.

10. Изобразите варианты простейших малых газгольдеров.

19. КУРСОВОЙ ПРОЕКТ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ЖИЛОГО РАЙОНА

19.1. Состав курсового проекта:

Проект состоит из графической части и расчетно-пояснительной записки.

I. Графическая часть выполняется на двух листах формата A1.

Первый лист содержит:

- генеральный план жилого района города с нанесенными на нем схемами сетей среднего и низкого давления;
- расчетные схемы газопроводов сетей среднего и низкого давления;
- элементы системы наружного газоснабжения: схемы переходов через естественные и искусственные препятствия, схемы защиты газопровода от коррозии (на выбор студента).

Второй лист содержит:

- план типового этажа;
- аксанометрическую схему внутридомового газопровода;
- элементы системы внутреннего газоснабжения: схемы ГРП (ГРУ), схемы размещения газовых приборов, запорно-регулирующая арматура и др.

II. Расчетно-пояснительная записка выполняется на листах формата А 4.

Содержание

- Введение.
- Задание на проектирование.
- 1. Характеристика пункта строительства.
- 2. Характеристика газообразного топлива.
- 3. Определение годовых расходов газа.
- 4. Определение расчетно-часовых расходов газа.
- 5. Газодинамический расчет газопроводов.
 - 5.1. Газодинамический расчет сети низкого давления.
 - 5.2. Газодинамический расчет однокольцевой сети высокого (среднего) давления.
 - 5.3. Газодинамический расчет внутридомового газопровода.
- 6. Выбор оборудования для ГРП.
- Список литературы.

19.2. Задание на проектирование.

Исходные данные для разработки проекта выбираются по двум последним цифрам зачетной книжки студента по таблице 19.1.

Выбор данных – варианта генплана производится по последней цифре шифра зачетной книжки, а вариант населенного пункта и состава газа производится по предпоследней цифре шифра.

Таблица 19.1.

Последняя цифра	№ варианта Генплана	Предпоследняя цифра	Пункт строительства	№ варианта состава газа
1	1	1	Архангельск	1
2	10	2	Новороссийск	2
3	4	3	Воронеж	3
4	6	4	Казань	4
5	3	5	Калининград	5
6	5	6	Киев	6
7	9	7	С-Петербург	7
8	7	8	Москва	8
9	8	9	Рязань	9
0	2	0	Саратов	10

19.3. Пример разработки курсового проекта.

Тема: Газоснабжение населенных пунктов и промышленных объектов.

Исходные данные

1. Номер генерального плана.....10
2. Номер ГРС.....2
3. Населенный пункт.....г. *Санкт – Петербург*
4. Номера жилых кварталов:
 - с 9-и этажной застройкой.....7,8,10
 - с 5-и этажной застройкой.....9,11
 - с 1-на этажной застройкой.....6
5. Районная газовая котельная, номер квартала.....7
6. Хлебозавод: номер квартала.....2
7. Банно-прачечный комбинат: номер квартала.....2
8. Процент охвата газификацией общественных зданий и сооружений..... P
 $\eta = 31\%$
9. Удельная кубатура жилых зданий..... $V_{уд} = 40 \text{ м}^3$
10. Промышленные предприятия:

- трехсменное производство (плавка бронзы), номер квартала.....3
 $P_{\text{пр}} = 162,2 \text{ млн.т/год} = 18518,5 \text{ шт/час}$
 - двухсменное производство (обжиг кирпича), номер квартала.....4
 $P_{\text{пр}} = 6,1 \text{ млн.т/год} = 694 \text{ шт/час}$
 - односменное производство (обжиг кирпича).....5
 $P_{\text{пр}} = 3 \text{ млн.т/год} = 347 \text{ шт/час}$
11. Плотность населения жилой части района газификации $n = 330 \text{ чел/га}$.
12. Вариант состава газа.....7

19.4. Характеристика района строительства

19.4.1. Наименование населенного пункта, где производится строительство: *г. Санкт – Петербург.*

19.4.2. Плотность населения жилой части района газификации:
 $n = 330 \text{ чел/га}$.

19.4.3. Количество жителей в каждом квартале

Численность населения определяется по формуле:

$$N'_i = F'_i \cdot n,$$

где F'_i - площадь квартала, га;

n – плотность населения жилой части района газификации, чел/га.

В соответствии с масштабом генерального плана, по формулам элементарной геометрии вычисляем площади каждого квартала, представляющего собой ту или иную геометрическую фигуру (треугольник, квадрат, трапецию и т.д.). Затем, подставляя полученные значения в вышестоящую формулу, вычисляем количество жителей в каждом квартале. Результаты расчетов сводим в таблицу 19.2.

19.4.4. Доля населения каждого квартала от населения района газификации.

Доля населения каждого квартала от населения района газификации вычисляется по следующей формуле:

$$P'_i = \frac{N'_i}{\sum_{i=1}^n N'_i} = \frac{19500}{112775} = 0,173,$$

где $\sum N'_i$ - общее количество жителей в районе газификации.

Результаты расчетов сводим в таблицу 19.2.

Таблица 19.2.

Характеристика района газификации г. Санкт – Петербург

№ квартала	6	7	8	9	10	11
F'	5,55	5,55	4,65	5,87	6,56	5,20
N'	1804	1804	1511	1908	2132	1690
N	325	325	325	325	325	325
$\sum N'$	10849					
P'	0,166	0,166	0,139	0,176	0,197	0,156

19.4.5. Климатические данные для г. Санкт–Петербург

Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления принята равной средней наиболее холодной пятидневке из наиболее холодных зим за 50 лет.

$t_{н.о.}$ – выбирается по СНИП 2.01.01 – 82 «Строительная климатология и геофизика». Для г. Санкт-Петербурга $t_{н.о.} = -26^{\circ}\text{C}$.

Средняя температура наружного воздуха отопительного периода исчислена как средняя алгебраическая за отопительный период

$t_{н.о.}^{\text{ср}}$ – выбирается по СНИП 2.01.01 – 82 «Строительная климатология и геофизика». Для г. Санкт – Петербурга $t_{н.о.}^{\text{ср}} = -1,8^{\circ}\text{C}$.

Продолжительность отопительного периода определена по числу дней с устойчивой среднесуточной температурой наружного воздуха $+8^{\circ}\text{C}$ и ниже.

n_0 – выбирается по СНИП 2.01.01 – 82 «Строительная климатология и геофизика». Для г. Санкт–Петербурга $n_0 = 220$ сут.

19.5. Характеристика газообразного топлива

По приложению 1, учитывая свой вариант, проектировщику необходимо выбрать тип газообразного топлива (для данного варианта принят газ под №7) и определить для него низшую теплоту сгорания сухой массы газообразного топлива по формуле:

$$Q_{\text{H}}^{\text{C}} = 357,97 \cdot \text{CH}_4 + 636,39 \cdot \text{C}_2\text{H}_6 + 912,72 \cdot \text{C}_3\text{H}_8 + 1189,05 \cdot \text{C}_4\text{H}_{10} + \\ + 1465,38 \cdot \text{C}_5\text{H}_{12} + 590,34 \cdot \text{C}_2\text{H}_4 + 858,29 \cdot \text{C}_3\text{H}_6 + 1134,62 \cdot \text{C}_4\text{H}_8 + \\ + 108,02 \cdot \text{H}_2 + 126,44 \cdot \text{CO} + 234,46 \cdot \text{H}_2\text{S},$$

где 357,97; 636,39;...234,46 – низшая теплота сгорания 1% сухой прессы соответственно метана, этана... сероводорода в процентах по объему.

Таблица 19.3.

Состав природного газа, % объёма

Вариант	Плотность газа	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO	H ₂ S	H ₂
7	1,04	74,8	8,8	3,9	1,8	6,4	-	-	4,3

$$Q_H^C = 357,97 \cdot 74,8 + 636,39 \cdot 8,8 + 912,72 \cdot 3,9 + 1189,05 \cdot 1,8 + 1465,38 \cdot 6,4 + 108,02 \cdot 4,3 = 47919 \text{ кДж/нм}^3$$

К сведению проектировщика следует заметить, что теплотворная способность (Q_H^C , кДж/нм³) пропан-бутана на 15% выше теплотворной способности природного газа.

19.6. Определение годовой потребности в газе

Расчет годового расхода газа на бытовые, коммунальные и общественные нужды представляет собой сложную задачу, так как количество газа, расходуемого этими потребителями, зависит от большого числа факторов: газового оборудования, благоустройства и населенности квартир, оборудования городских учреждений и предприятий, степени обслуживания этими учреждениями и предприятиями, охвата потребителей централизованным горячим водоснабжением, климатических условий.

Большинство приведенных факторов не поддается точному учету, поэтому годовое потребление газа рассчитывается по средним нормам, разработанным в результате многолетнего опыта. Особенно трудно определить годовой расход газа квартирами, так как он зависит от наличия предприятий общественного питания, бань, прачечных и других учреждений, обслуживающих население. В годовых нормах расхода газа в квартирах учтено, что население частично питается в буфетах, столовых и ресторанах, а так же пользуется услугами коммунальных предприятий.

Годовое потребление газа городом, районом города или поселком ложится в основу проекта газоснабжения.

Все виды городского потребления газа можно сгруппировать следующим образом:

- 1) бытовое потребление газа (потребление газа в квартирах);
- 2) в коммунальных и общественных предприятиях;
- 3) на отопление и вентиляцию жилых и общественных зданий;
- 4) промышленное.

19.6.1 Бытовое потребление газа

Бытовое потребление рассчитывается по формуле:

$$Q_1 = \sum_{i=1}^n Q_I + \sum_{j=1}^n Q_J + \sum_{g=1}^n Q_g + \sum_{f=1}^n Q_f,$$

где $\sum Q_I$ - потребление газа на приготовление пищи в кварталах с горячим водоснабжением от РГК, $\text{нм}^3/\text{год}$;

$\sum Q_J$ - потребление газа на приготовление пищи и горячей воды

в кварталах с газовыми водонагревателями и газовыми плитами $\text{нм}^3/\text{год}$;

$\sum Q_g$ - потребление газа на отопление, приготовление пищи и

горячей воды в кварталах с газовыми водонагревателями и газовыми плитами $\text{нм}^3/\text{год}$;

$\sum Q_f$ - потребление газа на стирку белья в домашних условиях,

$\text{нм}^3/\text{год}$.

Приготовлением пищи в кварталах с горячим водоснабжением от РГК (районной газовой котельной), (кварталы с 9-этажной застройкой).

$$\sum Q_i = \frac{g_1 \sum N_i}{Q_n^c},$$

где g_1 – годовая норма потребления газа на приготовление пищи на 1 человека в жилых кварталах с горячим водоснабжением от РГК (выбираем по приложению 3), $g_1 = 2800 \text{ мДж}$;

$\sum N_i$ – количество жителей в кварталах с 9-этажной застройкой.

$$\sum N_i = 1804 + 1511 + 2132 = 5447 \text{ чел.}$$

$$\sum Q_i = \frac{2800 \cdot 5447}{47,919} = 318278 \text{ нм}^3/\text{год},$$

Приготовлением пищи и горячей воды в кварталах с газовыми водонагревателями и газовыми плитами (кварталы с 5-этажной застройкой).

$$\sum Q_j = \frac{g_2 \sum N_j}{Q_n^c},$$

где g_2 – годовая норма потребления газа на приготовление пищи на 1 человека в кварталах с 5-этажной застройкой (выбираем по приложению 3), $g_2 = 8000$ мДж;

$\sum N_j$ – количество жителей в кварталах с 5-этажной застройкой.

$$\sum N_j = 1908 + 1690 = 3598 \text{ чел.}$$

$$\sum Q_j = \frac{8000 \cdot 3598}{47,919} = 600680 \text{ нм}^3/\text{год},$$

Приготовлением пищи и горячей воды в кварталах без горячего водоснабжения при наличии газовой плиты (кварталы с 1-этажной застройкой)

$$\sum Q_k = \frac{g_3 \sum N_k}{Q_n^c},$$

где g_3 – годовая норма потребления газа на приготовление пищи на 1 человека в кварталах без горячего водоснабжения (выбираем по приложению 3), $g_3 = 4600$ мДж;

$\sum N_k$ – количество жителей в кварталах с 1-этажной застройкой.

$$\sum N_k = 1804 \text{ чел.}$$

$$\sum Q_k = \frac{4600 \cdot 1804}{47,919} = 173176 \text{ нм}^3/\text{год},$$

Стирка белья в домашних условиях

$$\sum Q_f = \frac{g_4 \cdot b_l \sum N_f \cdot m_l}{Q_n^c},$$

где g_4 – годовая норма потребления газа на стирку белья в домашних условиях на 1 человека (выбираем по приложению 3), $g_4 = 12600$ мДж;

b_l – годовая норма накопления грязного белья на 1-человека (выбираем по приложению 5), $b_l = 0,11$;

m_l – доля населения не пользующаяся услугами прачечной (принимается учитывая приложение 5), $m_l = 0,8$;

$\sum N_f$ – количество жителей в кварталах с 9-этажной застройкой.

$$\sum Q_f = \frac{12600 \cdot 0,11 \cdot 0,8 \cdot 5447}{47,919} = 126038 \text{ нм}^3/\text{год},$$

Бытовое потребление газа

$$Q_1 = 318278 + 600680 + 173176 + 126038 = 1218172 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

19.6.2 Годовое потребление крупными коммунально-бытовыми предприятиями района газификации

$$Q_2 = Q_{\text{год}}^{\text{пр}} + Q_{\text{год}}^6 + Q_{\text{год}}^{\text{х.з.}},$$

где $Q_{\text{год}}^{\text{пр}}$ - годовое потребление газа прачечными, м³/год;

$Q_{\text{год}}^6$ - годовое потребление газа в банях, м³/год;

$Q_{\text{год}}^{\text{х.з.}}$ - годовое потребление газа на хлебозаводе, м³/год.

Годовое потребление газа прачечными

$$Q_{\text{год}}^{\text{пр}} = \frac{1,2 \cdot g_{\text{пр}} \cdot b_1 \cdot N_{\text{пр}}}{Q_{\text{н}}^{\text{с}}},$$

где $g_{\text{пр}}$ – годовая норма потребления газа на стирку белья в прачечной на 1 человека (по приложению 3), $g_{\text{пр}} = 8800$ мДж;

$N_{\text{пр}}$ – число жителей, которые пользуются услугами прачечной, вычисляется по формуле:

$$N_{\text{пр}} = \sum N_i' - m_1 \cdot (\sum N_i + \sum N_j),$$

$$N_{\text{пр}} = 10849 - 0,8 \cdot (5447 + 3598) = 3613 \text{ чел},$$

где m_1 – доля населения не пользующаяся услугами прачечной (по приложению 5), $m_1 = 0,8$.

$$Q_{\text{год}}^{\text{пр}} = \frac{1,2 \cdot 8800 \cdot 0,11 \cdot 3613}{47,919} = 87582 \text{ нм}^3/\text{год},$$

Годовое потребление газа в банях

$$Q_{\text{год}}^6 = \frac{k \cdot g_6 \cdot N_6}{Q_{\text{н}}^c},$$

где k – норма посещения бани 1 человеком в год, принимается $k = 52$ раза в год;

g_6 – годовая норма потребления газа в бане на 1 человека (принимается по приложению 3), $g_6 = 40$ мДж;

N_6 – число жителей района газификации которые пользуются услугами бани, вычисляется по формуле:

$$N_6 = \sum N_i' - m_2 \cdot (\sum N_i + \sum N_j) = N_{\text{пр}} = 3613 \text{ чел.},$$

где $m_2 = m_1 = 0,8$ – доля населения не пользующаяся услугами бани (по приложению 5).

$$Q_{\text{год}}^6 = \frac{52 \cdot 40 \cdot 3613}{47,919} = 156828 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

Годовое потребление газа на хлебозаводе

$$Q_{\text{год}}^{\text{х.з.}} = \frac{g_{\text{хз}} \cdot b_2 \cdot \sum N_i'}{Q_{\text{н}}^c},$$

где $g_{\text{хз}}$ – годовая норма потребления газа для выпечки хлебобулочных изделий на 1 человека в год, вычисляется по формуле:

$$g_{\text{хз}} = 0,6g_{\text{х}} \cdot 0,31g_6 \cdot 0,1g_{\text{ки}},$$

где $g_{\text{х}}$; g_6 ; $g_{\text{ки}}$ – годовые нормы потребления газа для выпечки хлеба, булок и кондитерских изделий на 1 человека (по приложению 3),

$g_{\text{х}} = 2500$ мДж; $g_6 = 5450$ мДж; $g_{\text{ки}} = 7750$ мДж.

$$g_{\text{хз}} = 0,6 \cdot 2500 + 0,31 \cdot 5450 + 0,1 \cdot 7750 = 3964,5 \text{ мДж};$$

b_2 – годовая норма выпечки хлебобулочных изделий на 1 человека (по приложению 5), $b_2 = 0,292$ т.

$$Q_{\text{год}}^{\text{х.з.}} = \frac{0,292 \cdot 3964,5 \cdot 10849}{47,919} = 262092 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

Потребление газа крупными коммунально-бытовыми предприятиями района газификации

$$Q_2 = 87582 + 156828 + 262092 = 506502 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

19.6.3 Годовое потребление газа общественными предприятиями и сооружениями района газификации.

$$Q_3 = \frac{(Q_{\text{бн}} + Q_{\text{пк}} + Q_{\text{шк}} + Q_{\text{гс}} + Q_{\text{ст}} + Q_{\text{ну}}) \cdot P_{\eta}}{100\%},$$

где $P_{\eta} = 31\%$ - процент охвата газификацией общественных зданий и сооружений, по заданию;

$Q_{\text{бн}}$ – годовое потребление газа больницами, м³/год;

$Q_{\text{пк}}$ – годовое потребление газа поликлиниками, м³/год;

$Q_{\text{шк}}$ – годовое потребление газа школами, м³/год;

$Q_{\text{гс}}$ – годовое потребление газа гостиницами, м³/год;

$Q_{\text{ст}}$ – годовое потребление газа столовыми, м³/год;

$Q_{\text{ну}}$ – годовое потребление газа неучтенными потребителями, м³/год.

Годовое потребление газа больницами

$$Q_{\text{бн}} = \frac{g_{\text{бн}} \cdot b_{\text{бн}} \cdot \sum N_i'}{1000 \cdot Q_n^c},$$

где $g_{\text{бн}}$ – годовая норма потребления газа на 1 койку больницы, определяем по формуле:

$$g_{\text{бн}} = g_{\text{пр.п}} + g_{\text{пр}} + g_{\text{ст.б}},$$

где $g_{\text{пр.п}}$; $g_{\text{пр}}$; $g_{\text{ст.б}}$ – годовые нормы потребления газа на приготовление пищи, проведение процедур и стирку белья (по приложению 3),

$g_{\text{пр.п}} = 3200$ мДж, $g_{\text{пр}} = 9200$ мДж, $g_{\text{ст.б}} = 8800$ мДж.

$$g_{\text{бн}} = 3200 + 9200 + 8800 = 21200 \text{ мДж};$$

$b_{\text{бн}}$ – количество коек на 1000 человек населения (по приложению 5), $b_{\text{бн}} = 8$.

$$Q_{\text{бн}} = \frac{21200 \cdot 8 \cdot 10849}{1000 \cdot 47,919} = 38398 \text{ м}^3/\text{год},$$

Годовое потребление газа поликлиниками

$$Q_{\text{пк}} = \frac{g_{\text{пк}} \cdot b_{\text{пк}} \cdot \sum N_i'}{1000 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{с}}},$$

где $g_{\text{пк}}$ – годовая норма потребления газа на посещение поликлиники 1 человеком в год, вычисляют по формуле:

$$g_{\text{пк}} = g_{\text{пр}} + g_{\text{ст.б}},$$

где $g_{\text{пр}}$; $g_{\text{ст.б}}$ – годовые нормы потребления газа на проведение процедур и стирку белья (по приложению 3), $g_{\text{пр}} = 9200$ мДж, $g_{\text{ст.б}} = 8800$ мДж.

$$g_{\text{пк}} = 9200 + 8800 = 18000 \text{ мДж};$$

$b_{\text{пк}}$ – количество посещений поликлиники 1 человеком в год (по приложению 5), $b_{\text{пк}} = 10$.

$$Q_{\text{пк}} = \frac{18000 \cdot 10 \cdot 10849}{1000 \cdot 47,919} = 40753 \text{ нм}^3 / \text{год}.$$

Годовое потребление газа школами

$$Q_{\text{шк}} = \frac{g_{\text{шк}} \cdot b_{\text{шк}} \cdot \sum N_i'}{1000 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{с}}},$$

где $g_{\text{шк}}$ – годовая норма потребления газа на одно место в школе (по приложению 3), $g_{\text{шк}} = 50$ мДж;

$b_{\text{шк}}$ – количество школьников на 1000 человек населения (по приложению 5), $b_{\text{шк}} = 180$.

$$Q_{\text{шк}} = \frac{50 \cdot 180 \cdot 10849}{1000 \cdot 47,919} = 2038 \text{ нм}^3 / \text{год}.$$

Годовое потребление газа гостиницами

$$Q_{\text{гс}} = \frac{g_{\text{гс}} \cdot b_{\text{гс}} \cdot \sum N_i'}{1000 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{с}}},$$

где $g_{\text{гс}}$ – годовая норма потребления газа на одно место в гостинице (по приложению 3), $g_{\text{гс}} = 3570$ мДж;

$b_{\text{гс}}$ – количество мест в гостинице на 1000 человек населения (по приложению 5), $b_{\text{гс}} = 180$.

$$Q_{\text{гс}} = \frac{3570 \cdot 5 \cdot 10849}{1000 \cdot 47,919} = 4041 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

Годовое потребление газа столовыми и ресторанами

$$Q_{\text{ст}} = \frac{g_{\text{ст}} \cdot 365 \cdot b_{\text{ст}} \cdot \sum N_i'}{1000 \cdot Q_{\text{н}}^{\text{с}}},$$

где $g_{\text{ст}}$ – годовая норма потребления газа для приготовления пищи, потребляемой 1 человеком в столовой, по формуле:

$$g_{\text{ст}} = g_3 + g_0 = g_0 + g_y,$$

где g_3 ; g_0 ; g_y – годовая норма потребления газа для приготовления завтрака, обеда и ужина на 1 человека (по приложению 3), $g_3 = g_y = 2,1$ мДж, $g_0 = 4,2$ мДж.

$$g_{\text{ст}} = 2,1 + 4,2 = 6,3 \text{ мДж};$$

$b_{\text{ст}}$ – количество посещений столовой (ресторана) на 1000 человек в год (по приложению 5), $b_{\text{ст}} = 375$.

$$Q_{\text{ст}} = \frac{6,3 \cdot 365 \cdot 375 \cdot 10849}{1000 \cdot 47,919} = 195230 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

Годовое потребление газа неучтенными потребителями

$$Q_{\text{н}} = 0,1 \cdot (Q_1 + Q_{\text{год}}^{\text{б}} + Q_{\text{год}}^{\text{пр}}),$$

где Q_1 , $Q_{\text{год}}^{\text{б}}$, $Q_{\text{год}}^{\text{пр}}$ – годовое потребление газа на бытовые нужды, в банях и прачечных соответственно.

$$Q_{\text{н}} = 0,1 \cdot (1218172 + 156828 + 87582) = 1462582 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

Годовое потребление газа общественными предприятиями и сооружениями района газификации

$$Q_3 = \frac{(38398 + 40753 + 2038 + 4041 + 195230 + 1462582) \cdot 31}{100} = 540343,02 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

19.6.4 Годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от РГК и от индивидуальных отопительных установок

$$Q_4 = Q_{\text{год}}^{\text{РГК}} + Q_{\text{год}}^{\text{инд}},$$

где $Q_{\text{год}}^{\text{РГК}}$ – годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от РГК, $\text{нм}^3/\text{год}$;

$Q_{\text{год}}^{\text{инд}}$ – годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от индивидуальных отопительных установок, $\text{нм}^3/\text{год}$.

Годовой расход на отопление и горячее водоснабжение от РГК

$$Q_{\text{год}}^{\text{РГК}} = Q_0 + Q_{\text{ГВС}},$$

где Q_0 – годовой расход газа на отопление, вычисляется по формуле:

$$Q_0 = g_0 \cdot V_{\text{уд}} \cdot N \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{но}}^{\text{ср}}) \cdot 24 \cdot n_0 \cdot \frac{1 + k_1}{Q_{\text{н}}^{\text{с}} \cdot \eta_{\text{к}}},$$

где g_0 – удельная отопительная характеристика зданий (по приложению 4).

Для г. Санкт-Петербург с $t_{\text{но}} = -26^{\circ}\text{C}$:

- для кварталов с 9-этажной застройкой $g_0 = 1,6 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{ч}^0\text{C})$;

- для кварталов с 5-этажной застройкой $g_0 = 1,53 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{ч}^0\text{C})$;

- для кварталов с 1-этажной застройкой $g_0 = 2,7 \text{ кДж}/(\text{м}^3\text{ч}^0\text{C})$;

$V_{\text{уд}}$ – удельная кубатура жилых зданий м^3 , $V_{\text{уд}} = 40 \text{ м}^3$;

N – число жителей в кварталах, получающих тепло и горячую воду от РГК (кварталы с 9-этажной и с 5-этажной застройкой);

$t_{\text{вн}}$ – температура воздуха внутри помещения, принимаем равной 18°C ;

$t_{\text{но}}^{\text{ср}}$ – средняя температура наружного воздуха за отопительный период;

n_0 – продолжительность отопительного периода;

k_1 – коэффициент, учитывающий расход газа на отопление, принимаем $k_1=0,25$;

$\eta_{\text{к}}$ – КПД котельной $\eta_{\text{к}} = 0,85$.

Вычисляем годовой расход газа на отопление от РГК для кварталов с 9-этажной и с 5-этажной застройкой, по формуле:

$$Q_0^{\text{кв } m} = g_0 \cdot V_{\text{уд}} \cdot N_m \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{но}}^{\text{ср}}) \cdot 24 \cdot n_0 \cdot \frac{1 + k_1}{Q_{\text{н}}^{\text{с}} \cdot \eta_{\text{к}}},$$

где m – номер рассчитываемого квартала;

N_m – число жителей в рассчитываемом квартале.

$$Q_o^{кв7} = 1,6 \cdot 40 \cdot 1804 \cdot (18 + 1,8) \cdot 24 \cdot 220 \cdot \frac{1 + 0,25}{47919 \cdot 0,85} = 370423,9 \text{ нм}^3/\text{год};$$

$$Q_o^{кв8} = 310260,8 \text{ нм}^3/\text{год};$$

$$Q_o^{кв10} = 437773,7 \text{ нм}^3/\text{год};$$

$$Q_o^{кв9} = 374638,4 \text{ нм}^3/\text{год};$$

$$Q_o^{кв11} = 331833,8 \text{ нм}^3/\text{год};$$

Вычисляем общий годовой расход газа на отопление от РГК

$$Q_o = Q_o^{кв5} + Q_o^{кв6} + Q_o^{кв7} + Q_o^{кв9} + Q_o^{кв8} + Q_o^{кв9}$$

$$Q_o = 370423,9 + 310260,8 + 437773,7 + 374638,4 + 331833,8 = 1824930,6 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

Вычисляем годовой расход газа на горячее водоснабжение от РГК по формуле:

$$Q_{гвс} = \frac{g_{гвс} \cdot \sum N_i}{Q_n^c},$$

где $g_{гвс}$ – годовая норма потребления газа на горячее водоснабжение от РГК (выбираем по приложению 3), $g_{гвс} = 2,310^6$ мДж;

$\sum N_i$ – общее число жителей в кварталах с 9-этажной застройкой.

$$Q_{гвс} = \frac{2,3 \times 10^6 \cdot 5447}{47919} = 261443,3 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

Вычисляем годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от ГРК.

$$Q_{год}^{РГК} = 1824930,6 + 261443,3 = 2086373,9 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

Годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от индивидуальных отопительных установок определяем по формуле:

$$Q_{\text{инд}}^{\text{год}} = g_o \cdot V_{\text{уд}} \cdot \sum N_k \cdot (t_{\text{вн}} - t_{\text{но}}^{\text{сп}}) \cdot 24 \cdot n_o \cdot \frac{1}{Q_{\text{н}}^{\text{с}} \cdot \eta_{\text{инд}}},$$

где $\sum N_k$ – общее число жителей в кварталах с 1-этажной застройкой;
 $\eta_{\text{инд}}$ – КПД индивидуальных отопительных установок, $\eta_{\text{инд}} = 0,75$.

$$Q_{\text{инд}}^{\text{год}} = 2,81 \cdot 40 \cdot 1804 \cdot (18 + 1,8) \cdot 24 \cdot 220 \cdot \frac{1}{47919 \cdot 0,75} = 589838,3 \text{ нм}^3 / \text{год}.$$

Для дальнейших расчетов необходимо знать годовые расходы газа на отопление и горячее водоснабжение от индивидуальных отопительных установок, вычисленные для каждого квартала с 1-этажной застройкой отдельно. Рассчитываем годовые расходы газа по вышестоящей формуле, подставляя число жителей в каждом квартале N_k :

$$Q_{\text{инд}}^{\text{год}} = 2,81 \cdot 40 \cdot 1804 \cdot (18 + 1,8) \cdot 24 \cdot 220 \cdot \frac{1}{47919 \cdot 0,75} = 589838,3 \text{ нм}^3 / \text{год}.$$

Вычисляем годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от РГК и от индивидуальных отопительных установок.

$$Q_4 = 2086373,9 + 589838,3 = 2676212,2 \text{ нм}^3 / \text{год}.$$

19.6.5 Годовой расход газа промышленными предприятиями района газификации

$$Q_5 = Q_{\text{год}}^{\text{пр1}} + Q_{\text{год}}^{\text{пр2}} + Q_{\text{год}}^{\text{пр3}},$$

где $Q_{\text{год}}^{\text{пр1}}$ - годовой расход газа на трехсменном производстве, $\text{нм}^3 / \text{год}$;

$Q_{\text{год}}^{\text{пр2}}$ - годовой расход газа на двухсменном производстве, $\text{нм}^3 / \text{год}$;

$Q_{\text{год}}^{\text{пр3}}$ - годовой расход газа на односменном производстве, $\text{нм}^3 / \text{год}$.

Годовой расход газа на трехсменном производстве

$$Q_{\text{год}}^{\text{пр1}} = \frac{29330 \cdot P_{\text{пр}}^{\text{н1}} \cdot b_{\text{пр}}^{\text{н1}}}{Q_{\text{н}}^{\text{с}} \cdot k_m} = \frac{29330 \cdot 18518,5 \cdot 0,2}{47919 \cdot 0,000164} = 13822808 \text{ нм}^3 / \text{год},$$

где 29330 – теплота сгорания условного топлива, кДж/т ;

$P_{\text{пр}}^{n1}$ – производительность трехсменного производства, из задания, шт/час;

$b_{\text{пр}}^{n1}$ – удельный расход условного топлива для трехсменного производства, (выбираем по приложению 7), $b_{\text{пр}}^{n1} = 0,2$ т/т;

k_m – коэффициент часового максимума (выбирается по приложению 6), $k_m = 1/6100$.

Годовой расход газа на двухсменном производстве

$$Q_{\text{год}}^{\text{пр}2} = \frac{29330 \cdot P_{\text{пр}}^{n2} \cdot b_{\text{пр}}^{n2}}{Q_{\text{н}}^c \cdot k_m} = \frac{29330 \cdot 694 \cdot 0,14}{47919 \cdot 0,0001694} = 351057,6 \text{ нм}^3 / \text{год},$$

где 29330 – теплота сгорания условного топлива, кДж/т;

$P_{\text{пр}}^{n2}$ – производительность двухсменного производства, из задания, шт/час;

$b_{\text{пр}}^{n2}$ – удельный расход условного топлива для двухсменного производства, (выбираем по приложению 7), $b_{\text{пр}}^{n2} = 0,14$ т/т;

k_m – коэффициент часового максимума (выбирается по приложению 6), $k_m = 1/5900$.

Годовой расход газа на односменном производстве

$$Q_{\text{год}}^{\text{пр}3} = \frac{29330 \cdot P_{\text{пр}}^{n3} \cdot b_{\text{пр}}^{n3}}{Q_{\text{н}}^c \cdot k_m} = \frac{29330 \cdot 347 \cdot 0,14}{47919 \cdot 0,0001694} = 175528,8 \text{ нм}^3 / \text{год},$$

где 29330 – теплота сгорания условного топлива, кДж/т;

$P_{\text{пр}}^{n3}$ – производительность односменного производства, из задания, шт/час;

$b_{\text{пр}}^{n3}$ – удельный расход условного топлива для односменного производства, (выбираем по приложению 7), $b_{\text{пр}}^{n3} = 0,14$ т/т;

k_m – коэффициент часового максимума (выбирается по приложению 6), $k_m = 1/5900$.

Годовой расход газа промышленными предприятиями

$$Q_5 = 13822808 + 351057,6 + 175528,8 = 14349394,4 \text{ нм}^3 / \text{год}.$$

19.6.6 Суммарное годовое потребление газа районом газификации

$$Q_{\text{год}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5,$$

где Q_1 - бытовое потребление газа за год, $\text{нм}^3/\text{год}$;

Q_2 - годовое потребление газа крупными коммунально-бытовыми предприятиями района газификации, $\text{нм}^3/\text{год}$;

Q_3 - годовое потребление газа общественными предприятиями и сооружениями района газификации, $\text{нм}^3/\text{год}$;

Q_4 - годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от РГК и индивидуальных отопительных установок, $\text{нм}^3/\text{год}$;

Q_5 - годовой расход газа промышленными предприятиями района газификации, $\text{нм}^3/\text{год}$;

$$Q_{\text{год}} = 1218172 + 506502 + 540343,02 + 2676212,2 + 14349394,4 \\ = 19290623,62 \text{ нм}^3/\text{год}.$$

Суммарное годовое потребление газа отдельными кварталами вычисляются по следующей формуле:

$$Q_{\text{год}}^{\text{п}} = Q_1^{\text{кв}} + Q_3^{\text{кв}} + Q_{\text{инд}}^{\text{п}},$$

где $Q_1^{\text{кв}}$ – годовой расход газа на приготовление пищи и горячей воды (в кварталах с 5-этажной и 1-этажной застройкой) вычисляется по формулам, приведенным выше в пунктах, для каждого квартала отдельно в зависимости от числа жителей в каждом из них;

$Q_3^{\text{кв}}$ – годовой расход газа общественными предприятиями и сооружениями района газификации, вычисляется по формуле:

$$Q_3^{\text{кв}} = Q_3 \cdot P_i',$$

где P_i' – доля населения каждого квартала от населения района газификации (принимается по таблице 1);

$Q_{\text{инд}}^{\text{п}}$ – годовой расход газа на отопление и горячее водоснабжение от индивидуальных отопительных установок.

Результаты расчетов сводим в таблицу 19.4.

Таблица 19.4.

Суммарное годовое потребление газа отдельными кварталами

№ квартала	6	7	8	9	10	11
$Q_1^{\text{кв}}$	173176	105411	88291	318538	124577	282143
$Q_3^{\text{кв}}$	89697	89697	75108	95100	106448	84294
$Q_{\text{инд}}^{\text{кв}}$	589838					

$Q_{\text{год}}^{\text{кв}}$	852711	195108	163398	413638	231024	366436
------------------------------	--------	--------	--------	--------	--------	--------

19.7. Определение расчетно-часовых расходов газа

Расчетные часовые расходы газа служат исходными данными для определения диаметров газопроводов, для выбора размеров и типов газовой арматуры, аппаратуры и оборудования.

19.7.1 Расчетно-часовые расходы газа в кварталах с отоплением от индивидуальных отопительных установок (кварталы с 1-этажной застройкой)

$$Q_p^{\text{кв}} = (Q_1^{\text{кв}} + Q_3^{\text{кв}}) \cdot k_{\text{х.б}} + Q_{\text{инд}}^{\text{п}} \cdot k_{\text{от}},$$

где $k_{\text{х.б}}$ – коэффициент часового максимального расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды, вычисляется по формуле:

$$k_{\text{х.б}} = 1 / m_{\text{х.б}},$$

где $m_{\text{х.б}}$ – число часов использования максимального расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды (по приложению 6);

$$k_{\text{х.б}} = 1 / 1900; 1/\text{ч (для п. №6)};$$

$k_{\text{от}}$ – коэффициент часового максимального расхода газа на отопление, вычисляется по формуле;

$$k_{\text{от}} = 1 / m_{\text{от}},$$

где $m_{\text{от}}$ – число часов использования максимального расхода газа на хозяйственно-бытовые нужды, вычисляется по формуле:

$$m_{\text{от}} = \frac{24 \cdot n_o (t_{\text{вн}} - t_{\text{н.о.}}^{\text{сп}})}{(t_{\text{вн}} - t_{\text{н.о.}})} = \frac{24 \cdot 220 \cdot (18 + 1,8)}{18 + 26} = 2376 \text{ ч},$$

где $t_{\text{вн}}$ - температура внутри помещений, принимается $t_{\text{вн}} = 18^\circ\text{C}$;

$t_{\text{н.о.}}$ - расчетная температура для проектирования отопления;

$t_{\text{н.о.}}^{\text{сп}}$ - средняя наружная температура за отопительный период,

n_o - продолжительность отопительного периода.

$$Q_p^{\text{кв6}} = 262873 \cdot (1/1900) + 589838 \cdot (1/2376) = 138 + 248 = 386 \text{ м}^3/\text{ч};$$

19.7.2 Расчетно-часовые расходы газа в кварталах с 9-этажной застройкой

Расчетно-часовые расходы газа в данных кварталах вычисляют по формуле:

$$Q_p^{\text{кв } m} = Q_{\text{год}}^{\text{п } m} \cdot k_{\text{х.б}},$$

где $k_{\text{х.б}} = 1 / m_{\text{х.б}}$;

m – номер рассчитываемого квартала.

$$Q_p^{\text{кв } 7} = 195108 \cdot (1/1900) = 103 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_p^{\text{кв } 8} = 163398 \cdot (1/1850) = 88 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_p^{\text{кв } 10} = 231024 \cdot (1/2000) = 116 \text{ м}^3/\text{ч};$$

19.7.3 Расчетно-часовые расходы газа в кварталах с 5-этажной застройкой

$$Q_p^{\text{кв } m} = Q_{\text{год}}^{\text{п } m} \cdot k_{\text{х.б}},$$

$$Q_p^{\text{кв } 9} = 413638 \cdot (1/1950) = 212 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_p^{\text{кв } 11} = 366436 \cdot (1/1850) = 198 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

19.7.4 Расчетно-часовые расходы газа на коммунально-бытовых предприятиях района газификации

Расчетно-часовой расход газа в прачечной

$$Q_p^{\text{пр}} = Q_{\text{год}}^{\text{пр}} / m_{\text{пр}},$$

где $m_{\text{пр}}$ – число часов использования максимального расхода газа (выбирается по приложению 6), $m_{\text{пр}} = 2900$ ч.

$$Q_p^{\text{пр}} = 87582 / 2900 = 30 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расчетно-часовой расход газа в бане

$$Q_p^{\text{б}} = Q_{\text{год}}^{\text{б}} / m_{\text{б}},$$

где $m_{\text{б}}$ – число часов использования максимального расхода газа (выбирается по приложению 6), $m_{\text{б}} = 2700$ ч.

$$Q_p^{\text{б}} = 156828 / 2700 = 58 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расчетно-часовой расход газа на хлебозаводе

$$Q_p^{\text{х.з}} = Q_{\text{год}}^{\text{х.з}} / m_{\text{х.з}},$$

где $m_{\text{х.з}}$ – число часов использования максимального расхода газа (выбирается по приложению 6), $m_{\text{х.з}} = 2700$ ч.

$$Q_p^{\text{х.з}} = 262092 / 6000 = 44 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расчетно-часовой расход газа от РГК

$$Q_p^{\text{РГК}} = Q_{\text{год}}^{\text{РГК}} / m_{\text{от}},$$

где $m_{\text{от}}$ – число часов использования максимального расхода газа, $m_{\text{от}} = 2376$ ч.

$$Q_p^{\text{РГК}} = 2086373,9 / 2376 = 878 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

19.7.5 Расчетно-часовые расходы газа на промышленных предприятиях района газификации

Расчетно-часовой расход газа на трехсменном производстве

$$Q_p^{\text{пр1}} = Q_{\text{год}}^{\text{пр1}} / m_{\text{пр1}},$$

где $m_{\text{пр1}}$ – число часов использования максимального расхода газа (выбирается по приложению 6), $m_{\text{пр1}} = 6100$ ч.

$$Q_p^{\text{пр1}} = 13822808 / 6100 = 2266 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расчетно-часовой расход газа на двухсменном производстве

$$Q_p^{\text{пр2}} = Q_{\text{год}}^{\text{пр2}} / m_{\text{пр2}},$$

где $m_{\text{пр2}}$ – число часов использования максимального расхода газа (выбирается по приложению 6), $m_{\text{пр2}} = 5900$ ч.

$$Q_p^{\text{пр2}} = 351057,6 / 5900 = 60 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расчетно-часовой расход газа на односменном производстве

$$Q_p^{\text{пр3}} = Q_{\text{год}}^{\text{пр3}} / m_{\text{пр3}},$$

где $m_{\text{пр3}}$ – число часов использования максимального расхода газа (выбирается по приложению 6), $m_{\text{пр3}} = 5900$ ч.

$$Q_p^{\text{пр}} = 175528,8 / 5900 = 30 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

19.8. Газодинамический расчет газопроводов

При проектировании трубопроводов для транспорта газа выбор типоразмеров труб осуществляется на основании их

газодинамического расчета, имеющего цель определить внутренний диаметр газопровода для пропуска необходимого количества газа при допустимых для конкретных условий потерях давления или, наоборот, потери давления при транспорте необходимого количества газа по газопроводу заданного диаметра.

Так как формулы для газодинамического расчета газопроводов довольно сложны, вместо них пользуются номограммами, построенные по этим формулам, которые приведены в приложении 8.

19.8.1 Газодинамический расчет сети низкого давления

При выборе системы газоснабжения района газификации следует учитывать то, что трасса газопровода должна размещаться на расстояниях, определяемых СНИП, от линии застройки, трамвайных путей, подземных инженерных коммуникаций и других сооружений, поэтому необходимо прокладывать ее не по основным магистральным улицам города, а по улицам с меньшим количеством инженерных коммуникаций.

При разработке схемы газоснабжения очень важно определить оптимальное число ГРП и правильно разместить их на территории района газификации.

Увеличение числа ГРП уменьшает радиус действия каждого из них и, следовательно, уменьшает диаметры газопроводов после ГРП и металлоукладки в сеть низкого давления, но это приводит к удорожанию системы за счет стоимости самих ГРП.

В данной работе, перед началом газодинамического расчета, необходимо сформировать сеть низкого давления. Для этого необходимо построить главный питающий контур, охватывающий большую часть жилого массива, нанести перемычки внутри главного питательного контура по межквартальным проездам, а так же сформировать тупиковую сеть в периферийной части жилого массива.

Определение общего числа ГРП.

Приближенное общее число ГРП рассчитывается по формуле:

$$n = F/2R^2,$$

где F – газифицированная площадь, км²;

R – оптимальный радиус действия ГРП, км.

Оптимальный радиус действия ГРП принимают равным $R = 0,5 - 1$ км

Определение точек встречи потоков газа

Располагают точки встречи потоков газа ГРП таким образом, чтобы потоки газа, выходящие из ГРП в разные стороны, были бы примерно одинаковыми и двигались к потребителю по кратчайшему пути.

Определение удельных путевых расходов газа для всех контуров питания потребителей

Удельные путевые расходы газа для всех контуров питания потребителей определяются по формуле:

$$g_{\text{п}}^{\text{кв}} = Q_{\text{р}}^{\text{кв}} / L_{\text{кв}},$$

где $Q_{\text{р}}^{\text{кв}}$ – расчетный часовой расход газа для рассчитываемого квартала, $\text{м}^3/\text{ч}$;

$L_{\text{кв}}$ – суммарная длина сети, охватывающей рассчитываемый квартал, м.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 19.5.

Таблица 19.5.

Удельные путевые расходы газа

$N_{\text{кв}}$	6	7	8	9	10	11
$Q_{\text{р}}^{\text{кв}}, \text{м}^3/\text{ч}$	386	103	88	212	116	198
$L_{\text{кв}}, \text{м}$	400	280	610	560	840	390
$g_{\text{п}}^{\text{кв}}, \text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}$	0,97	0,37	0,14	0,38	0,14	0,51

Определение удельных путевых расходов газа для участков сети низкого давления.

При определении удельных путевых расходов газа на участках сети необходимо учитывать односторонний и двухсторонний разбор газа в кварталах. Для окольцованных кварталов этот объем подачи газа определяется по удельным расходам в кольцах (контурах), в которые заключены кварталы, а удельный расход газа на прилегающие площади прибавляется целиком к удельному путевому расходу газа на участке сети, к которому прилегает данная площадь.

$$\begin{aligned}
 g_{\text{п}}^{0-1} &= g_{\text{п}}^{\text{кв}10} = 0,14 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}; \\
 g_{\text{п}}^{1-2} &= g_{\text{п}}^{\text{кв}10} + g_{\text{п}}^{\text{кв}7} = 0,14 + 0,37 = 0,51 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}; \\
 g_{\text{п}}^{2-3} &= g_{\text{п}}^{\text{кв}6} + g_{\text{п}}^{\text{кв}8} = 0,97 + 0,14 = 1,11 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}; \\
 g_{\text{п}}^{3-4} &= g_{\text{п}}^{\text{кв}8} = 0,14 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}; \\
 g_{\text{п}}^{4-5} &= g_{\text{п}}^{\text{кв}9} = 0,38 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}; \\
 g_{\text{п}}^{5-А} &= g_{\text{п}}^{\text{кв}9} = 0,38 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}; \\
 g_{\text{п}}^{А-6} &= g_{\text{п}}^{\text{кв}9} = 0,38 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}; \\
 g_{\text{п}}^{6-7} &= g_{\text{п}}^{\text{кв}10} = 0,14 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{м};
 \end{aligned}$$

$$g_{\pi}^{7-8} = g_{\pi}^{KB10} + g_{\pi}^{KB11} = 0,14 + 0,51 = 0,65 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{м};$$

$$g_{\pi}^{8-1} = g_{\pi}^{KB7} + g_{\pi}^{KB10} = 0,37 + 0,14 = 0,51 \text{ м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}.$$

Определение путевых расходов для участков сети низкого давления

Общие путевые расходы газа для участков сети рассчитываются по формуле

$$Q_{\pi}^{yч} = g_{\pi}^{yч} \times l_{yч},$$

где $l_{yч}$ - длина рассчитываемого участка, м;

$g_{\pi}^{yч}$ - удельный путевой расход газа для рассчитываемого участка, $\text{м}^3/\text{ч} \cdot \text{м}$.

$$Q_{\pi}^{0-1} = 0,14 \cdot 100 = 14 \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{\pi}^{1-2} = 0,51 \cdot 60 = 30,6 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Аналогично вычисляем следующие участки, результаты расчетов сводим в таблицу 19.5.

Определение транзитного расхода газа на участках сети низкого давления

Транзитный расход газа на рассчитываемом участке сети равен сумме путевых расходов все участков, последующих за рассчитываемым.

На конечных участках и участках, заканчивающихся точкой встречи, транзитный расход равен нулю.

$$Q_{\pi}^{yч} = \sum Q_{\pi}^{yч}, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{\pi}^{0-1} = Q_{\pi}^{1-2} + Q_{\pi}^{2-3} + Q_{\pi}^{3-4} + Q_{\pi}^{4-5} + Q_{\pi}^{5-A} + Q_{\pi}^{1-8} + Q_{\pi}^{8-7} + Q_{\pi}^{7-6} +$$

$$+ Q_{\pi}^{6-A} = 30,6 + 455,1 + 30,1 + 57,0 + 106,4 + 117,3 + 253,5 + 23,8 + 54,0$$

$$= 1127,8, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 19.6.

Определение расчетного расхода газа на участках сети низкого давления

$$Q_p^{yч} = Q_{\pi}^{yч} + 0,5 Q_{\pi}^{yч}, \text{ м}^3/\text{ч};$$

где $Q_{\pi}^{yч}$ - транзитный расход газа на рассчитываемом участке, $\text{м}^3/\text{ч}$

$Q_{\pi}^{yч}$ – общий путевой расход газа на рассчитываемом участке, $\text{м}^3/\text{ч}$

$$Q_p^{0-1} = 1127,5 + 7,0 = 1134,8, \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 19.6.

Таблица 19.6.

Часовые расходы газа на участке сети низкого давления

№ участка	L, м	g_n , м ³ /ч · м	Часовые расходы, м ³ /ч			
			$Q_{n,уч}$	$0,5Q_{n,уч}$	$Q_{r,уч}$	$Q_{p,уч}$
1	2	3	4	5	6	7
ГРП 0-1	100	0,14	14	7,0	1127,8	1134,8
1-2	60	0,51	30,6	15,3	648,6	663,9
2-3	410	1,11	455,1	227,6	193,5	421,1
3-4	215	0,14	30,1	15,1	163,4	178,5
4-5	150	0,38	57,0	28,5	106,4	134,9
5-А	280	0,38	106,4	53,2	-	53,2
1-8	230	0,51	117,3	58,7	331,3	389,9
8-7	390	0,65	253,5	126,8	77,8	204,5
7-6	170	0,14	23,8	11,9	54,0	65,9
6-А	142	0,38	54,0	27,0	-	27,0

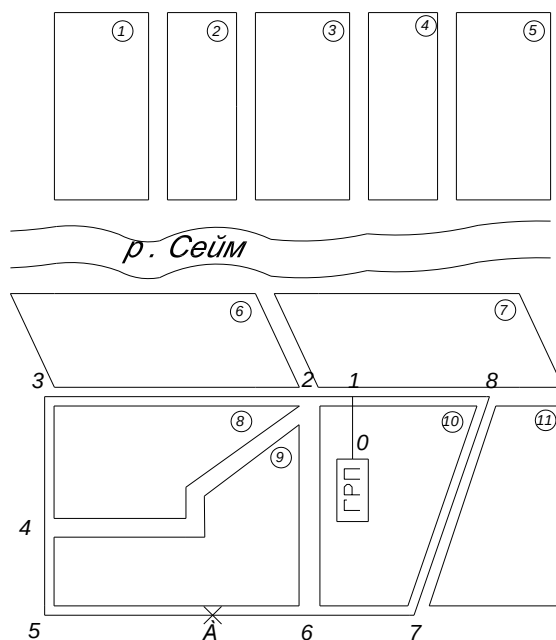


Рис. 19.1. Схема газопроводов сети низкого давления:
ГРП – газораспределительный пункт; А – точка встреч потоков газа.

В конце вычислений необходимо сравнить суммарный часовой расход газа, выходящего из ГРП с суммарным часовым расходом газа для жилых кварталов:

$$\frac{\left| \sum Q_p^{KB} - \sum Q_p^y \right|}{\sum Q_p^{KB}} \times 100\%$$

$$\frac{|1103 - 1134,8|}{1103} \cdot 100 = 2,8\%,$$

Приемлемым считается отличие $\sum Q_p^y$ от $\sum Q_p^{KB}$ на 0-3 %

Определение среднего гидравлического уклона

Перед определением среднего гидравлического уклона необходимо выделить основные питающие контуры сети низкого давления, а затем вычислить средние гидравлические уклоны основных питающих контуров по формуле:

$$\Delta P_{гв}^{cp} = 0,9 \cdot \Delta P_p / L_{пк},$$

где 0,9 – доля расчетного перепада, теряемого на трение;

ΔP_p – перепад давления от ГРП до потребителя, $\Delta P_p = 1200$ Па;

$L_{пк}$ – длина питающего контура – расстояние от ГРП до концевой точки, м.

Результаты расчетов сводим в таблицу 19.7.

Таблица 19.7.

Средние гидравлические уклоны для полукольцевых направлений

Направление	I
$L_{пк}$, м	1123
$\Delta P_{гв}^{cp}$, Па/м	0,96

I. 0-1-2-3- 4-5-A-6-7-8-1-0

Для направления I:

$$L_{пк} = L_{0-1} + L_{1-2} + L_{2-3} + L_{3-4} + L_{4-5} + L_{5-A} = 1123 \text{ м.}$$

$$\Delta P_{гв}^{cp} = 0,9 \cdot 1200 / 1123 = 0,96 \text{ Па/м.}$$

Газодинамический расчет сети низкого давления

По номограмме (приложение 8) выбирается диаметр первого по контуру от ГРП газопровода. Далее по сортаменту выбирается два значения диаметров газопровода. При этом для первой половины

участков питающего контура выбирается меньшее значение, для второй половины – большее.

$$\Delta P_{\text{п.уч}} = (\Delta P_{\text{г.уч}} \cdot L_{\text{уч}}) / 0,9,$$

$$\Delta P_{\text{п.уч } 0-1} = (\Delta P_{\text{г.уч } 0-1} \cdot L_{\text{уч } 0-1}) / 0,9 = (0,98 \cdot 100) / 0,9 = 108,9 \text{ Па.}$$

где $L_{\text{уч}}$ – длина рассчитываемого участка, м.

Затем определяем давление в конце рассчитываемого участка питающего контура по формуле:

$$P_{\text{к}} = P_{\text{н}} - 1,1 \cdot \Delta P_{\text{п.уч.}}$$

$$P_{\text{к}} = 3000 - 119,8 = 2880,2 \text{ Па.}$$

Для каждого кольца сети находится газодинамическая навязка по формуле:

$$\delta = \frac{100 \sum \Delta P}{0,5 \sum |\Delta P|} = \frac{100 \cdot 102,4}{0,5 \cdot 2165,8} = 7 \% < 10\%$$

где $\sum \Delta P$ – алгебраическая сумма потерь давления в кольце; потери давления считаются положительными для участков с движением газа по часовой стрелке и отрицательными – против часовой стрелки;

$\sum |\Delta P|$ – сумма абсолютных значений потерь давления на участках кольца.

Допускаемая невязка в кольце до 10%. Для колец с невязкой до 10% расчет считается законченным, для колец с невязкой более 10% производится газодинамическая увязка.

Конечное давление $P_{\text{к}}$ на последнем участке питающего контура и в конце любого тупикового участка должно быть не более 2040 Па и не менее 1800 Па, то есть $1800 \text{ Па} \leq P_{\text{к}} \leq 2040 \text{ Па}$.

Результаты вычислений сводятся в таблицу 19.8.

Таблица 19.8.

Газодинамический расчет сети низкого давления

Кольцо или направление	Участок	Длина участка $l_{\text{уч}}$, м	$Q_{\text{р.г.}}$, м ³ /ч	$\Delta P_{\text{г.г.}}$, Па/м	$d_{\text{н}} \times S$	Потери давления на участке			Невязка Па, %	Давление в конце участка $P_{\text{к}}$, Па
						$\Delta P_{\text{г.г.}}$, Па/м	$\Delta P_{\text{п.уч.}}$, м	$1,1 \Delta P_{\text{п.уч.}}$, м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$L_{\text{пк}} = 1123$	0-1	100	1134,8	0,96	273×7	0,98	108,9	119,8	7	2880,2
	1-2	60	663,9	0,96	219×6	1,1	73,3	80,7		2799,6
	2-3	410	421,1	0,96	219×6	0,5	227,8	250,6		2549,0
	3-4	215	178,5	0,96	$140 \times 4,5$	1,1	262,8	289,1		2259,9
	4-5	150	134,9	0,96	133×4	0,75	125,0	137,5		2122,4
	5-A	280	53,2	0,96	89×3	0,8	248,9	273,8		1848,7

	1-8	230	389,9	0,96	219 × 6	0,55	140,6	154,6		2845,4
	8-7	390	204,5	0,96	159 × 4	0,8	346,7	381,3		2464,1
	7-6	170	65,9	0,96	89 × 3	1,3	245,6	270,1		2193,9
	6-A	142	27,0	0,96	70 × 3	1,2	189,3	208,3		1985,7

19.8.2 Газодинамический расчет однокольцевой газовой сети высокого (среднего) давления

При расчетах кольцевых сетей среднего давления необходимо оставлять резерв давления для увеличения пропускной способности системы при аварийных газодинамических режимах. Такие режимы обычно возникают при выключении головных участков сети. Для однокольцевого газопровода аварийных режимов, подлежащих расчету, два: при выключении головных участков слева и справа от точки питания. Так как при выключении головных участков однокольцевой газопровод становится тупиковым, поэтому диаметры труб определяются из расчета аварийного газодинамического режима при лимитированном газоснабжении для тупиковой линии.

Предварительный расчет диаметра труб кольца газопроводов

Приближенный диаметр определяется по следующим приближенным зависимостям. Расчетный расход газа Q_n , м³/ч, для сети высокого давления определяем по формуле:

$$Q_n = 0,59 \sum K_{об} \cdot Q,$$

где Q - расчетный расход газа потребителями, м³/ч;

$K_{об}$ - коэффициент обеспеченности для всех потребителей;

0,59- коэффициент, зависящий от соотношения между путевым и транзитным расходами и числа потребителей, составляющих путевую нагрузку.

$$Q_v = 0.59 \sum_{i=1}^n K_{об} \cdot Q_i = 0,59 \cdot 0,75 \cdot 4469 = 1978 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Удельное падение квадрата давления $(P_n^2 - P_k^2)$, кПа², в кольце газопроводов определяем по формуле:

$$\frac{P_n^2 - P_k^2}{1,1L_k},$$

где P_n, P_k - абсолютные давления в начале и в конце сети, кПа^2 ;

1,1- коэффициент, учитывающий местные сопротивления;

L_k - протяженность кольца, м.

$$\frac{P_n^2 - P_k^2}{1,1L_k} = \frac{600^2 - 300^2}{1,1 \cdot 2600} = 94,41 \text{ кПа}^2/\text{м}$$

По номограмме в приложении 9, выбираем предварительный диаметр кольца $d_n \times S = 114 \times 4$.

Газодинамический расчет аварийных режимов однокольцевой газовой сети

Выполняются два варианта газодинамического расчета аварийных режимов при выключенных головных участках слева и справа от точки питания.

Расчетный расход газа $Q_{ав}^{yч}$, $\text{м}^3/\text{ч}$, для каждого участка кольца при аварийных режимах определяется по формуле:

$$Q_{ав}^{yч} = K_{об} \cdot Q_{yч}, \text{ м}^3/\text{ч};$$

$$Q_{ав}^{yч}(0-1) = 0,75 \cdot 4469 = 3352, \text{ м}^3/\text{ч};$$

где $Q_{yч}$ - расчетный расход на рассматриваемом участке, $\text{м}^3/\text{ч}$.

По выбранному диаметру кольца и расходу газа определяем квадратичные потери давления на каждые 100 м, $P_n^2 - P_k^2, \text{кПа}^2$ по номограмме (приложение 9); так же можно определить $P_n^2 - P_k^2$ по формуле:

$$\frac{P_n^2 - P_k^2}{L} \cdot 100 = P_n^2 - P_k^2,$$

Квадратичные потери давления для всего участка определяем по формуле:

$$(P_n^2 - P_k^2)_y = 1,1(P_n^2 - P_k^2)L_y/100,$$

где L_y - длина рассматриваемого участка, м.

Результаты вычислений сводятся в таблицу 19.9.

Таблица 19.9.

Результаты газодинамического расчета аварийных режимов

Показатели участка				$(P_n^2 - P_k^2)$	$1,1(P_n^2 - P_k^2)L_y/100$ кПа
№ уч-ка	$d_n \times s$	$L_y, \text{м}$	$Q_{уч}, \text{м}^3/\text{ч}$		
1	2	3	4	5	6
Отказал участок 0-7					
0-1	140x4,5	250	3352	2500	6875
1-2	140x4,5	160	3329	2470	4347
2-3	114x4	160	3284	2450	4312
3-4	114x4	270	1585	1900	5643
4-5	114x4	140	1552	1850	2849
5-6	114x4	480	1486	1700	8976
6-7	140x4,5	150	659	700	1155
Итого					34157
Отказал участок 0-1					
0-7	140x4,5	1000	3352	2500	27500

Окончание таблицы 19.9.

7-6	140x4,5	150	2693	2000	3300
6-5	114x4	480	1866	1800	9504
5-4	114x4	140	1800	1700	2618
4-3	114x4	270	1767	1600	4752
3-2	114x4	160	68	500	880
2-1	140x4,5	160	23	300	528
Итого					49082

Давление вначале рассматриваемого ответвления $P_{н.от}$, Па, определяем по формуле:

$$P_{н.от} = \sqrt{P_n^2 - \sum (P_n^2 - P_k^2)_{yi}},$$

$$P_{н.от}^{0-1} = \sqrt{600^2 - 2500} = 594 \text{ кПа},$$

где P_n^2 - абсолютное давление газа (начальное давление газа после ГРС), $P_n^2 = 600$ кПа;

$\sum (P_n^2 - P_k^2)_{yi}$ - сумма потерь давления на участках кольца газопровода расположенных до точки подключения рассматриваемого ответвления к кольцу.

Затем определяем допустимые потери квадрата давления на 100м рассмотренного ответвления по формуле:

$$\frac{P_{\text{н.от.}}^2 - P_{\text{к.от.}}^2}{1,1L_{\text{от}}} 100,$$

где $L_{\text{от}}$ - длина рассматриваемого ответвления, м;

$P_{\text{к.от.}}^2$ - абсолютное давление в конце ответвления, кПа^2 ;

По номограмме выбираем диаметр ответвления и действительное значение потерь давления на 100 м.

Потери квадрата давления по всем ответвлениям вычисляется по формуле:

$$1,1(P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2)L_{\text{от}}/100,$$

где $(P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2)$ - действительное значение падения давления на 100 м.

Давление в конце ответвления определяется по формуле:

$$P_{\text{к.от.}} = \sqrt{P_{\text{н.от.}}^2 - 1,1(P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2)L_{\text{от}}/100}$$

$$P_{\text{к.от.}}(0-1) = \sqrt{594^2 - 52800} = 548 \text{ кПа}$$

Таблица 19.10.

Результаты газодинамического расчета ответвлений при аварийных режимах

№ от- ий	$Q, \text{м}^3/\text{ч}$	$L_{\text{от}}, \text{м}$	$d_{\text{н}} \times S$	$(P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2),$ кПа^2	$1,1(P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2)L_{\text{от}}/100$ кПа^2	$P_{\text{н.от.}},$ кПа	$P_{\text{к.от.}},$ кПа
1	2	3	4	5	6	7	8
Отказал участок 0-7							
1	22,5	80	-	-	-	594	-
2	45	80	-	-	-	591	-
3	1700	80	-	-	-	587	-
4	33	20	-	-	-	582	-
5	66	20	38x3	600	13200	580	569
6	827	120	89x3	1300	171600	572	394
7	659	60	70x3	1200	79200	571	497
Отказал участок 0-1							
7	659	60	-	-	-	577	-
6	827	120	-	-	-	574	-

5	66	20	-	-	-	565	-
4	33	20	38x3	600	13200	563	551
3	1700	80	108x4	1500	132000	559	425
2	45	80	38x3	600	52800	558	508
1	22,5	80	38x3	600	52800	558	508

Следует заметить, что диаметр для рассматриваемого ответвления необходимо подбирать по данным того варианта газодинамического расчета аварийного режима, в котором давление $P_{н.от.}$ в начале данного ответвления будет меньшим.

Распределение потоков при нормальном газодинамическом режиме

Расчет потокораспределения при нормальном газодинамическом режиме производится в последовательности, приведенной ниже.

Сначала задается предварительное распределение потоков, при этом для каждого из узла должен соблюдаться первый закон Кирхгофа. Затем в одном из узлов ответвления принимается точка сходов потока газа. Точка схода принимается с учетом равномерного распределения нагрузки по обоим ветвям кольца газопроводов (узел 4). Далее, двигаясь от точки схода против потока газа по каждой ветви кольца газопроводов, необходимо определить расчетные расходы газа для всех участков кольца газопроводов, принимая для одной ветви расходы положительными, а для другой – отрицательными. Расчетные расходы газа на участках, расположенных непосредственно перед точкой схода, определяется путем деления расчетного расхода в ответвлении 4 на две части, которые могут быть не равны между собой.

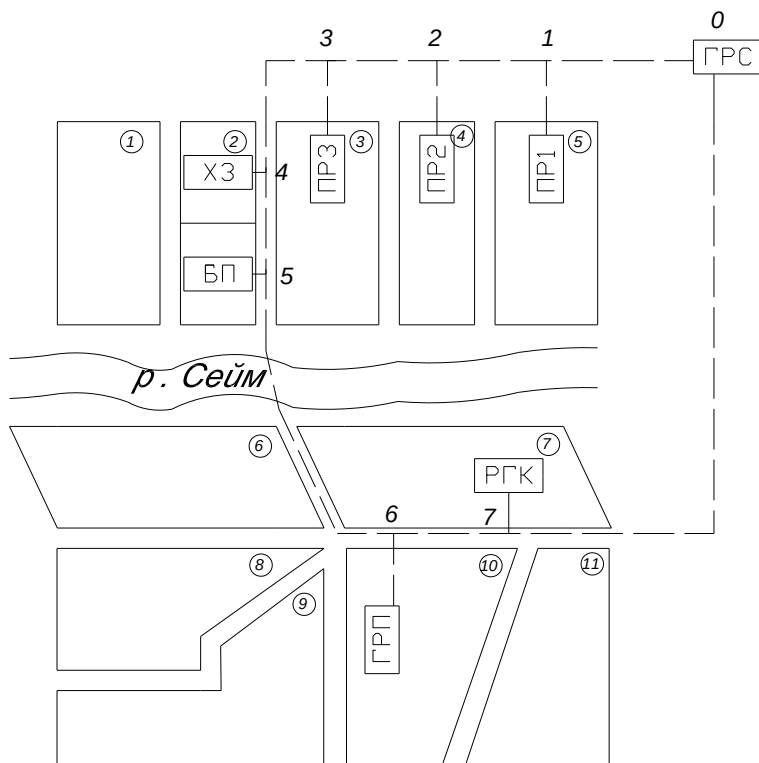


Рис.19.2. Схема однокольцевого газопровода сети высокого давления:

ГРП – газорегуляторный пункт; БПК – банно-прачечный комбинат; ХЗ – хлебозавод; ПР1 – трехсменное производство; ПР2 – двухсменное производство; ПР3 – односменное производство; РГК – районная газовая котельная; ГРС – газораспределительная станция.

По известным диаметрам и расходам газа находим потери давления на 100 м длины для всех участков и далее потери на участках.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 19.11.

Таблица 19.11

Результаты расчетов распределения потоков при нормальном газодинамическом режиме сети

Показатели участка			Предварительное распределение расходов				Окончательное распределение расходов			
№ уч. ка	$d_H \times S$ мм	$L_{уч}$ м	$Q_{уч}$ м³/ч	$(P_H^2 - P_K^2)$ кПа²	$(P_H^2 - P_K^2)_y$ кПа²	$(P_H^2 - P_K^2)_y / Q_{уч}$	$Q_{уч}$ м³/ч	$(P_H^2 - P_K^2)$ кПа²	$(P_H^2 - P_K^2)_y$ кПа²	$1,1(P_H^2 - P_K^2)_y$ кПа
0-1	140x4,5	250	2400	1100	3163	1,3	2400	1100	2875	3163
1-2	140x4,5	160	2370	980	1918	0,8	2370	980	1744	1918
2-3	114x4	160	2310	3000	5632	2,4	2310	3000	5120	5632
3-4	114x4	270	1177	800	2970	2,5	1177	800	2700	2970
4-5	114x4	140	-1133	-750	-1001	-0,9	1133	750	910	1001
5-6	114x4	480	-1221	-800	-2640	-2,2	1221	800	2400	2640
6-7	140x4,5	150	-2324	-950	-1403	-0,6	2324	950	1275	1403
7-0	140x4,5	1000	-3202	-1000	-9900	-3,1	3202	1000	9000	9900

Определяем ошибку потока распределения в кольце газопровода по формуле:

$$\delta = \frac{100 \sum (P_H^2 - P_K^2)_y}{0,5 \left| \sum (P_H^2 - P_K^2)_y \right|},$$

$$\delta = 100 \times 1261 / 0,5 \times 28626 = 8,8 \%$$

При $|\delta| \leq 10\%$ расчет потокораспределения заканчивается, иначе – вводится поправочный круговой расход по часовой стрелке для разгрузки одной из ветвей.

Поправочный круговой расход для однокольцевой сети рассчитывается по следующей формуле:

$$\Delta Q_k = \frac{(P_H^2 - P_K^2)_{yi}}{2 \cdot \sum \left(\frac{(P_H^2 - P_K^2)_{yi}}{Q_{yчi}} \right)},$$

где i – номер рассматриваемого участка кольца газопроводов.

Полученный поправочный круговой расход вводится в кольцо газопроводов, и проводится окончательный расчет.

Проверка диаметров ответвления при расчетном газодинамическом режиме

Сначала определяется давление газа в узлах присоединения ответвлений к кольцевому газопроводу $P_{н.от.}$, Па. Далее находятся потери давления исходя из расчетной нагрузки и принятого диаметра. Затем определяем давление $P_{к.от.}$, Па в конце рассматриваемого ответвления.

Если полученное давление $P_{к.от.}$ получается не менее 300 кПа для ГРП и коммунально-бытовых потребителей, и не менее 400 кПа для промышленных предприятий, то принимаются выбранные диаметры, в противном случае диаметр увеличивается. Результаты расчетов сводим в таблицу 19.12.

Таблица 19.12.

Проверка диаметров ответвлений на расчетный режим

№ От-я	$Q_{от.}$, м ³ /ч	$L_{от.}$, м	$d_n \times S$, мм	$(P_n^2 - P_k^2)$, кПа ²	$1,1(P_n^2 - P_k^2)L_{от.}/100$, кПа ²	$P_{н.от.}$, кПа	$P_{к.от.}$, кПа
1	30	80	38х3	9000	7920	597,4	590,7
2	60	80	38х3	10000	8800	595,8	588,4
3	2266	80	108х4	18000	15840	591,0	577,4
4	44	20	38х3	9500	2090	588,5	586,7
5	88	20	38х3	14000	3080	587,6	585,0
6	1103	120	89х3	20000	26400	585,4	562,4
7	878	60	70х3	19000	12540	584,2	573,4

19.8.3 Газодинамический расчет внутридомового газопровода

Газопроводы в зданиях прокладывают открыто. Если они пересекают фундаменты, перекрытия, лестничные площадки, стены и перегородки, - заключаются в стальные футляры. В пределах футляра газопровод не должен иметь стыковых соединений, а пространство между ними и футляром должно быть заделано битумом. Конец футляра выводят над полом на высоту 3 см. Газопроводы, пересекающиеся с электропроводом, заключают в резиновую или эбонитовую трубу.

Расчет внутридомовых газопроводов производят после выбора и размещения оборудования и разработки схемы газопроводов в соответствии с рис. 3.

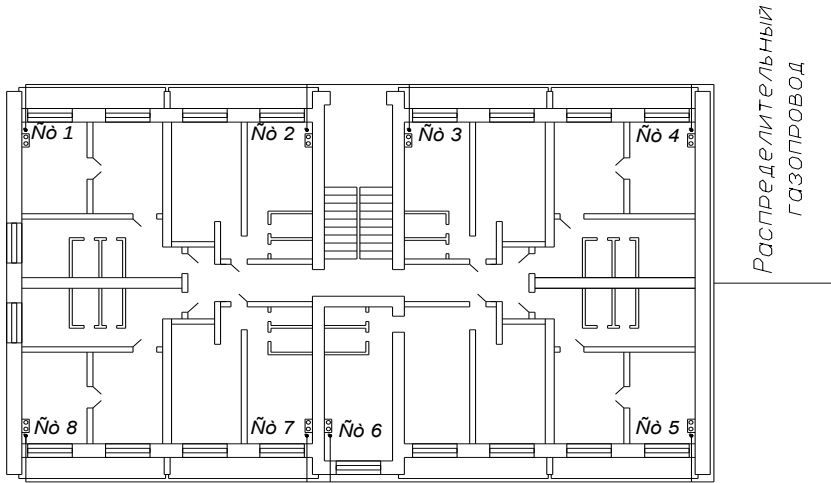


Рис. 19.3. План типового этажа с расположением газопроводов и газовых приборов

Определение расчетных расходов газа в домовой сети

Расчет сети стояка.

Номинальный расход газа приборами или группой приборов определяется по формуле:

$$g_1 = Q_{1н} / Q_n^c,$$

где $Q_{1н}$ – нормативная тепловая нагрузка для газовых приборов, мДж/ч.

Расход газа плитой

$$Q_{пл} = \frac{10,4 \cdot 4,19}{Q_n} = \frac{10,4 \cdot 4,19}{47,919} = 0,9 \text{ м}^3 / \text{ч}$$

Коэффициент одновременности определяют по приложению 10 в зависимости от набора установленных приборов и по суммарному количеству квартир.

Расчетные расходы газа для каждого участка определяются по следующей формуле:

$$Q_p = g_1 \cdot K_o \cdot n_1,$$

$$Q_{p(1-2)} = 0,9 \cdot 1 \cdot 1 = 0,900 \text{ м}^3/\text{ч}$$

где K_o – коэффициент одновременности;

n_1 – количество квартир.

Результаты вычислений сводим в таблицу 19.13.

Таблица 19.13.

Определение расчетных расходов газа в домовой сети

№ участка	Набор приборов	Кол-во квартир, n_i	g , $\text{м}^3/\text{ч}$	Коэффициент одновременности, K_o	Q_p , $\text{м}^3/\text{ч}$
1-2	ПГ-2	1	0,9	1	0,900
2-3		2	0,9	0,84	1,512
3-4		3	0,9	0,73	1,971
4-5		4	0,9	0,59	2,124
5-6		5	0,9	0,48	2,160
6-7		10	0,9	0,26	2,340
7-8		15	0,9	0,24	3,240
8-9		20	0,9	0,23	4,140
10-11		5	0,9	0,48	2,160
11-12		10	0,9	0,26	2,340
12-13		15	0,9	0,24	3,240
13-9		20	0,9	0,23	4,140
9-14		40	0,9	0,21	7,560

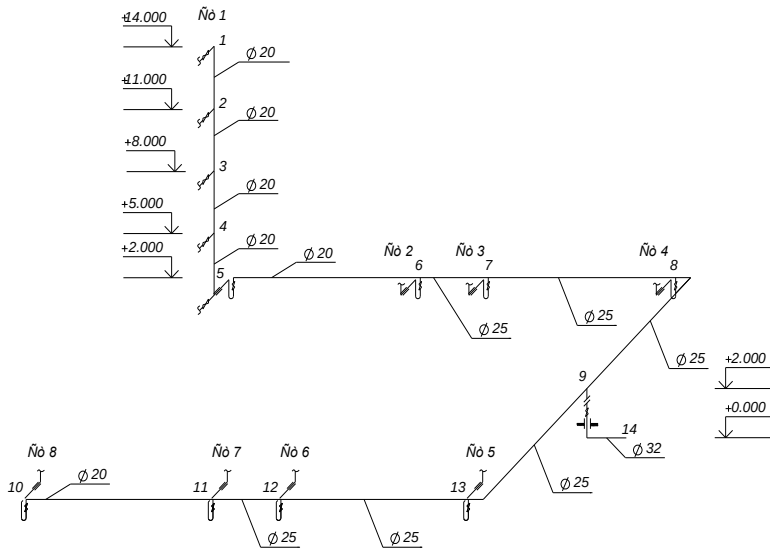


Рис. 19.4. Аксонометрическая схема внутридомового газопровода

Газодинамический расчет домовых газопроводов

Длина участков L_d (м) определяется по аксонометрической схеме внутридомового газопровода (рис. 4). Затем задаемся диаметром рассчитываемого участка. Заносим выбранный диаметр в графу 4. Далее по приложению 10 с учетом выбранного диаметра и расчетного расхода газа определяем эквивалентную длину трубопровода исходя из коэффициента местных потерь $\xi = 1,1$ м. и удельные потери давления $P_{уд}$, Па. В графу 13 необходимо записать местные сопротивления для каждого участка и по приложению 10 определить соответствующие им коэффициенты местных сопротивлений.

Полученную сумму коэффициентов местных сопротивлений следует занести в графу 5.

Дополнительную условную длину для каждого участка вычисляют по формуле:

$$L_{\text{доп}} = \sum \xi \cdot L_{\text{эк}}.$$

$$L_{\text{доп}(0-1)} = 3,30,46 = 1,52 \text{ м.}$$

Расчетную длину каждого участка определяют по формуле:

$$L_p = L_d + L_{\text{доп.}}$$

$$L_{p(0-1)} = 1,52 + 3 = 4,52 \text{ м.}$$

Суммарные потери давления на каждом участке вычисляют по формуле:

$$\Delta P_{\text{уч}} = \Delta P_{\text{уд}} \cdot L_p.$$

$$\Delta P_{\text{уч}(0-1)} = 0,7 \cdot 4,52 = 3,16 \text{ Па}$$

На вертикальных участках определяют гидростатическое давление по формуле:

$$H = g \cdot Z \cdot (1,293 - \rho_1),$$

$$H_{0-1} = 9,81 \cdot 3 \cdot (1,293 - 0,85) = -13 \text{ Па}$$

где $g - 9,81 \text{ м/с}^2$;

Z – разность геометрических отметок конца и начала участка, считается по ходу газа, м;

Фактические потери давления на каждом участке определяют по формуле:

$$\Delta P_{\text{ф}} = \Delta P_{\text{уч}} \pm H.$$

$$\Delta P_{\text{ф}(0-1)} = 3,16 - 13 = -9,8 \text{ Па}$$

Определив $\Delta P_{\text{ф}}$ на участке, необходимо подсчитать потери давления на всех последовательно присоединенных участках.

Суммарные потери давления не должны превышать расчетного перепада давления для сети.

Результаты расчетов сводим в таблицу 19.14.

Таблица 19.14.

Газодинамический расчет домовых газопроводов.

№ участка	Q_p , м³/ч	l_d , м	$d_y \times S$, мм	$\sum \xi$	L , м	$l_{\text{доп.}}$, м	L_p , м	$\Delta P_{\text{уд.}}$, Па	$\Delta P_{\text{уч.}}$, Па	H , Па	$\Delta P_{\text{ф.}}$, Па	Местные сопротивления и их коэфф.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1-2	1,2	3	20	3,3	0,46	1,52	4,52	0,7	3,16	-13	-9,8	$\xi_T = 1$; $\xi_{\text{ПК}} = 2$; $\xi_O = 0,3$;
2-3	1,512	3	20	1	0,62	0,62	3,62	0,94	3,40	-13	-9,6	$\xi_T = 1$;
3-4	1,971	3	20	1	0,62	0,62	3,62	1,42	5,17	-13	-7,8	$\xi_T = 1$;
4-5	2,124	3	20	1	0,62	0,62	3,62	1,78	6,44	-13	-6,6	$\xi_T = 1$;
5-6	2,160	11,5	20	3,65	0,62	2,26	13,7 6	1,78	24,5 0	0	24,5	$\xi_T = 1$; $\xi_{\text{ПК}} = 2$; $\xi_O = 0,3$; $\xi_{\text{BC}} = 0,35$

Окончание таблицы 19.14.

6-7	2,340	3,3	25	1,3	0,83	1,08	4,38	0,60	2,63	0	2,6	$\xi_O = 0,3; \xi_T = 1;$
7-8	3,240	9,5	25	1,3	0,76	0,99	$\begin{smallmatrix} 10,4 \\ 9 \end{smallmatrix}$	1,19	$\begin{smallmatrix} 12,4 \\ 8 \end{smallmatrix}$	0	12,5	$\xi_O = 0,3; \xi_T = 1;$
8-9	4,140	8,4	25	1,6	0,69	1,10	9,50	2,24	$\begin{smallmatrix} 21,2 \\ 9 \end{smallmatrix}$	0	21,3	$\xi_O = 0,3 \cdot 2; \xi_T = 1;$
10-11	2,160	11,5	20	3,65	0,62	2,26	$\begin{smallmatrix} 13,7 \\ 6 \end{smallmatrix}$	1,78	$\begin{smallmatrix} 24,5 \\ 0 \end{smallmatrix}$	0	24,5	$\xi_T = 1; \xi_{ПК} = 2;$ $\xi_O = 0,3; \xi_{BC} = 0,35$
11-12	2,340	0,7	25	1,3	0,83	1,08	1,78	0,60	1,07	0	1,1	$\xi_O = 0,3; \xi_T = 1;$
12-13	3,240	12,1	25	1,3	0,76	0,99	$\begin{smallmatrix} 13,0 \\ 9 \end{smallmatrix}$	1,19	$\begin{smallmatrix} 15,5 \\ 7 \end{smallmatrix}$	0	15,6	$\xi_O = 0,3; \xi_T = 1;$
13-9	4,140	8,4	25	1,6	0,69	1,10	9,50	2,24	$\begin{smallmatrix} 21,2 \\ 9 \end{smallmatrix}$	0	21,3	$\xi_O = 0,3 \cdot 2; \xi_T = 1;$
9-14	7,560	5	32	3,8	0,91	3,46	8,46	1,71	$\begin{smallmatrix} 14,4 \\ 6 \end{smallmatrix}$	-8,7	5,8	$\xi_T = 1,5; \xi_O = 0,3;$ $\xi_{ПК} = 2;$

Вычисляем суммарные потери давления на всех последовательно присоединенных участках, которые равны $\sum \Delta P_{\phi} = 95,4 \text{ Па}$, что не превышает расчетного перепада давления для домовой сети, то есть $95,4 \text{ Па} < 350 \text{ Па}$.

19.9. Подбор оборудования ГРП

ГРП является основным элементом системы газоснабжения, служит для снижения давления со среднего на низкое и поддержание его постоянным независимо от расхода газа.

Компоновка газового оборудования в ГРП выполнена в виде отдельных блоков:

- а) блок фильтра;
- б) блок редуцирования;
- в) блок учёта расхода газа;
- г) блок предохранительного клапана.

Блок фильтра предназначен для очистки газа от механических примесей. Для обеспечения непрерывной работы ГРП при техническом осмотре фильтра в блоке предусмотрен байпас. Блок фильтра имеет отборные устройства для установки и подсоединения контрольно-измерительных приборов: двух манометров, термометра показывающего, дифманометра для замера перепада давления на кассете фильтра.

Основным элементом газового оборудования ГРП является блок редуцирования. Блок редуцирования состоит из последовательно соединённых между собой входной задвижки, предохранительного запорного клапана, регулятора давления и выходной задвижки. В ГРП предусмотрена установка двух блоков редуцирования, один из которых является резервным.

Установка резервного блока обеспечивает возможность непрерывного газоснабжения потребителей при техническом обслуживании и ремонте основного блока. Допускается вместо резервного блока редуцирования устройство байпаса, состоящего из двух задвижек.

Блок учёта расхода газа состоит из двух объёмных турбинных расходомеров- счётчиков газа Тургас 1600, один из которых является резервным. Переключение счётчиков производится при помощи четырёх задвижек. В блоке предусмотрено присоединении двух самопишущих термометров типа ТЖС и двух термопреобразователей сопротивления, самопишущих манометров.

Блок предохранительного сбросного клапана устанавливается на выходном газопроводе. В блоке предусмотрена устройство байпаса с целью обеспечения расхода среды (воздуха) при постройке ГРП с помощью сжатого воздуха без подсоединения ГРП к газопроводу. Имеется отборное устройство для установки показывающего манометра.

Все блоки между собой обвязываются основными, продувочными и сбросными газопроводами.

На входе и выходе газопроводы оборудованы изолирующими фланцами. Установка изолирующих фланцевых соединений производится в специальной нише здания ГРП.

Исходные данные:

$$\text{Часовой расход газа } Q = 1103 \text{ м}^3/\text{ч}$$

$$\text{Давление газа перед ГРП } P_1 = 585,4 \text{ кПа}$$

$$\text{Давление газа после ГРП } P_2^{\text{изб}} = 3 \text{ кПа } P_2^{\text{абс}} = 103 \text{ кПа}$$

$$\text{Плотность газа } \rho_{\text{газ}} = 0,85 \text{ кг/м}^3$$

19.9.1. Подбор регулятора

$$\text{РДУК2-50; } d_{\text{клапана}} = 50 \text{ мм, } F = 9,6 \text{ см}^2, c = 0,60.$$

Отношение давлений $\frac{P_2}{P_1} = 103/585,4 = 0,18 < 0,5$ является

критическим и для него по графику определяем значение коэффициента

$\varphi = 0,48$.

$$Q_p = 159,5 \cdot 9,6 \cdot 0,6 \cdot 5,854 \cdot 0,48 \sqrt{1/0,85} = 2800 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Полученная пропускная способность регулятора является максимальной, а номинальная составляет 80 %, т. е.

$$Q_{\text{ном}} = 0,8 \cdot 2800 = 2240 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Выбранный регулятор РДУК2-50 удовлетворяет поставленным требованиям.

19.9.2. Подбор фильтра.

Проверим возможность применения волосяного сварного фильтра диаметром $D_y = 100$ мм. Для этого по номограмме определяем потери давления в корпусе и на кассете для расхода $Q = 1103 \text{ м}^3/\text{ч}$:

$$\Delta P_{\text{гр.кор.}} = 1,2 \text{ кПа},$$

$$\Delta P_{\text{гр.кор.}} = 0,35 \text{ кПа}.$$

Отсюда суммарные потери давления в фильтре составят $\Delta P = (1,2 + 0,35) \cdot 7/5,85 \cdot 0,85/0,73 = 2,16 \text{ кПа}$, что составляет 21,6 % от предельно допустимых потерь (10 кПа). С учетом полученных данных фильтр $D_y = 100$ мм пригоден для применения в данном случае.

На этом расчет курсового проекта закончен. На рис.19.5.,19.6. изображены примеры оформления чертежной части проекта.

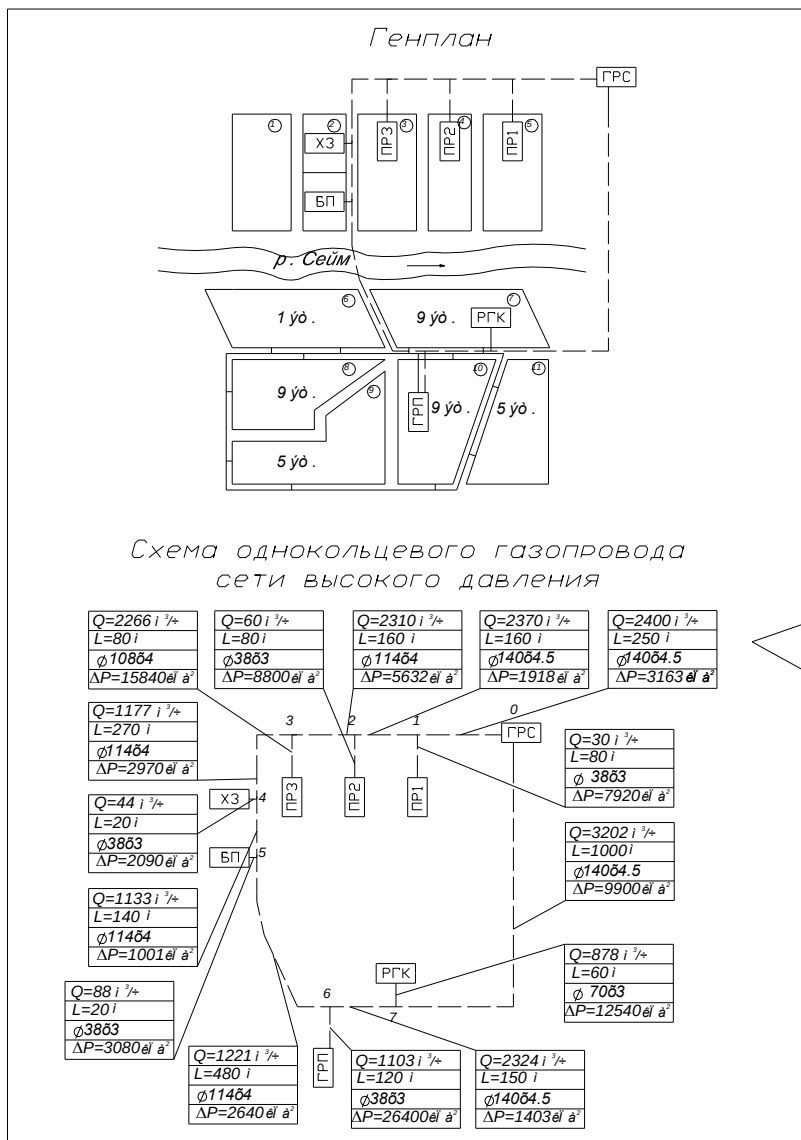


Рис.19.5. Лист 1 (начало)

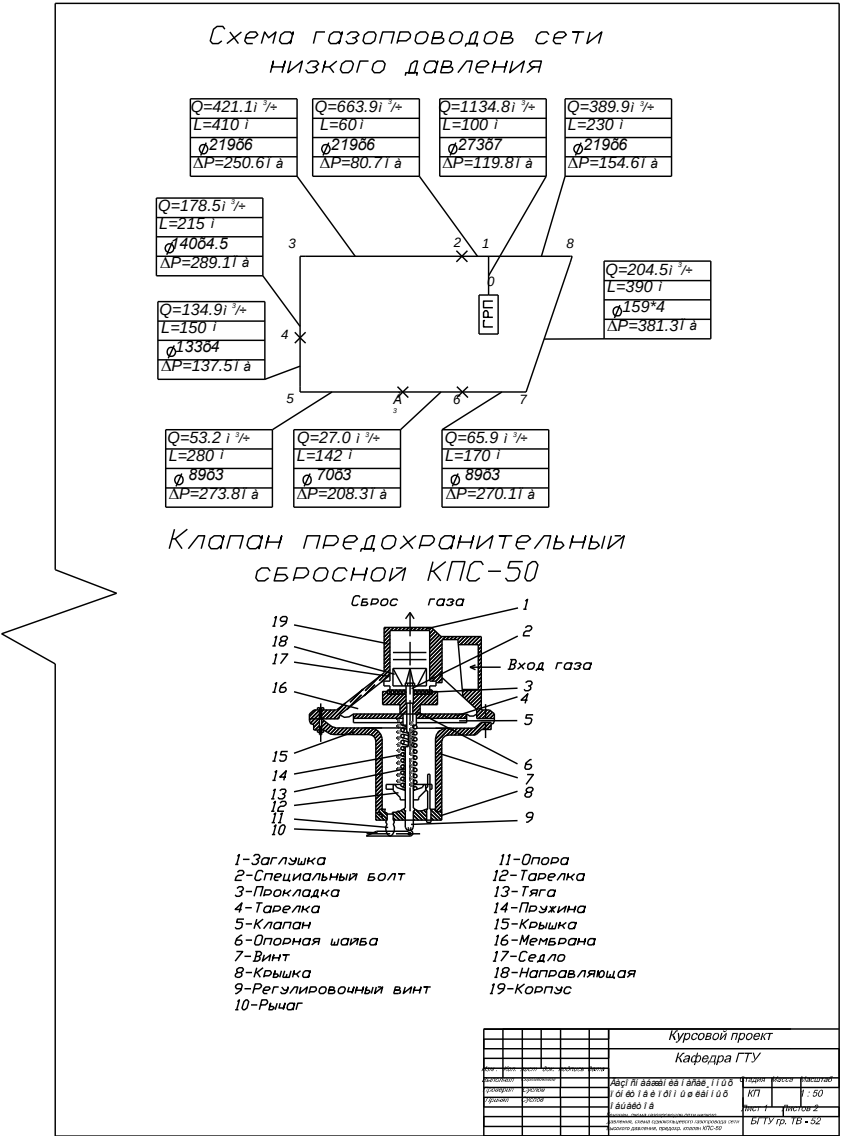


Рис.19.5. Лист 1 (продолжение)

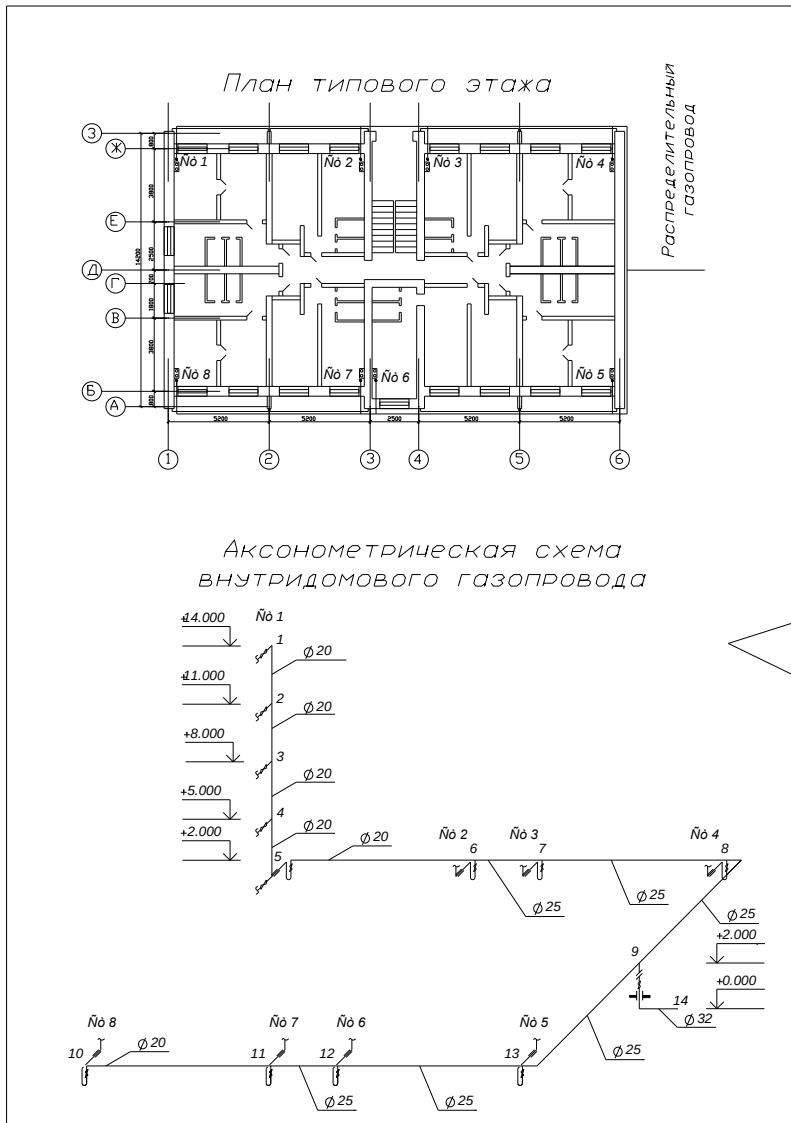


Рис.19.6. Лист 2 (начало)

Список рекомендуемой литературы:

1. *Скафтымов, Н. А.* Основы газоснабжения / Н. А. Скафтымов; Л: Недра, 1975.
2. *Жила, В. А.* Газовые сети и установки / В.А. Жила, М.А.Ушаков, О.Н. Брюханов. – М.: АсаДема, 2005.
3. *Ионин, А. А.* Газоснабжение / А. А. Ионин. – М.: Стройиздат, 1989.
4. *Брюханов, О. Н.* Жила В.А. Природные и искусственные газы / О. Н. Брюханов, В. А. Жила. – М.: АсаДема, 2004.
5. *Ионин, А. А.* Газоснабжение / А. А. Ионин; Издание 3-е переработанное и дополненное. – М: Стройиздат, 1981.
6. *Врагов, А. П.* Процессы и оборудование газораспределительных установок / А. П. Врагов; уч. пособие. – Сумы.: «Университетская книга», 2005
7. *Гордюхин, А. И.* Городские газовые сети / А. И. Гордюхин. – М.: Минкомхоз, 1978.
8. *Пешехонов, Н. И.* Проектирование газоснабжения / Н. И. Пешехонов. – Киевская кн. типогр. № 6, 1970.
9. СНиП 204.08.87. Газоснабжение. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1987.
10. СНиП 42-01-2002. Газораспределительные системы. Госкомитет РФ по строительству и жилищно-коммунальному комплексу. – М, 2003.
11. СНиП 2.04.08-88*. Газоснабжение.
12. *Щекин, Р. В.* Справочник по теплоснабжению и вентиляции (издание 4-е переработанное и дополненное). Книга 1-я / Р. В. Щекин. – К.: Будівельник, 1976.
13. Промышленное газовое оборудование (справочник), под ред. Карягина. – 2-е изд. – Саратов: Изд-во «Газовик», 2002.
14. *Полозов, А. Е.* Газоснабжение жилого района: Методические указания по дипломному проектированию и курсовому проектированию / А.Е. Полозов. – КГТУ: Курск, 1999.
15. *Кязимов, К.Г.* Справочник молодого газовика / К. Г. Кязимов. – М: Стройиздат, 1995.
16. *Стаскевич, Н. Л.* Справочник по сжиженным углеводородным газам / Н. Л. Стаскевич, Д. Я. Видгорчик. – Л.: Недра, 1986.

17. *Иванцов, О. М.* Низкотемпературные газопроводы / О. М. Иванцов, А. Д. Двойрис. – М.: Недра, 1980.

18. Магистральные трубопроводы охлажденного и сжиженного природного газа: А. Н. Уральское отделение; под. ред. Полозова А. Е. – Сыктывкар, 1988.

19. *Шур, И. А.* Газораспределительные пункты и установки / И. А. Шур – Л.: Недра, 1985.

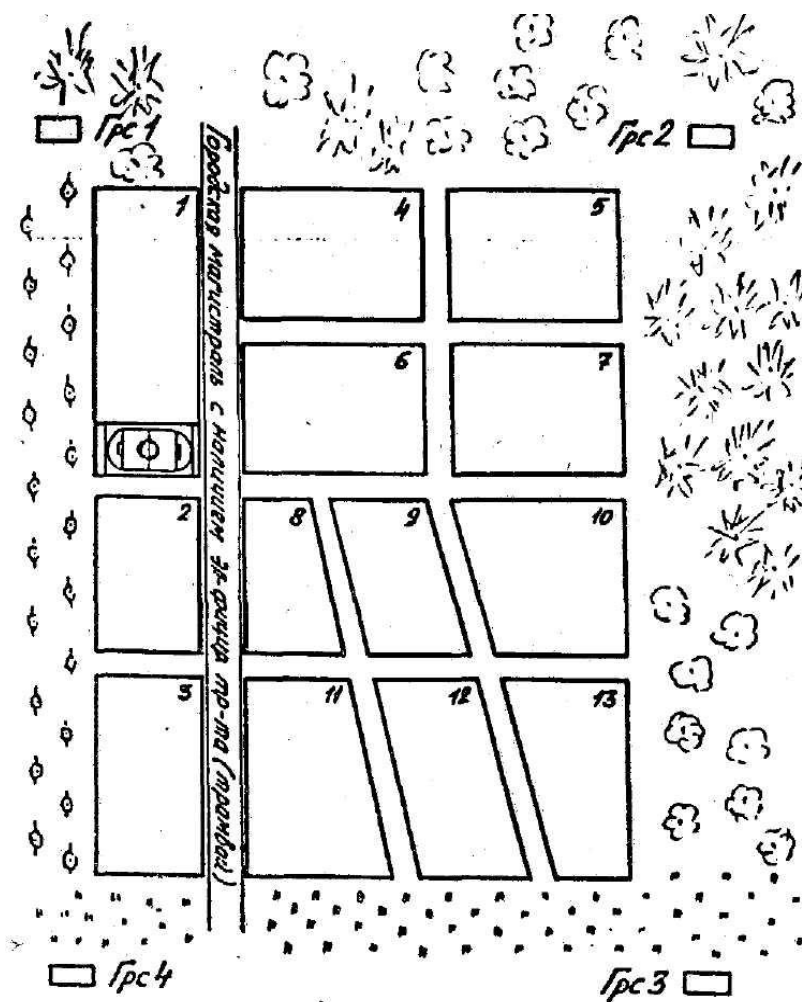
Приложения

Приложение 1

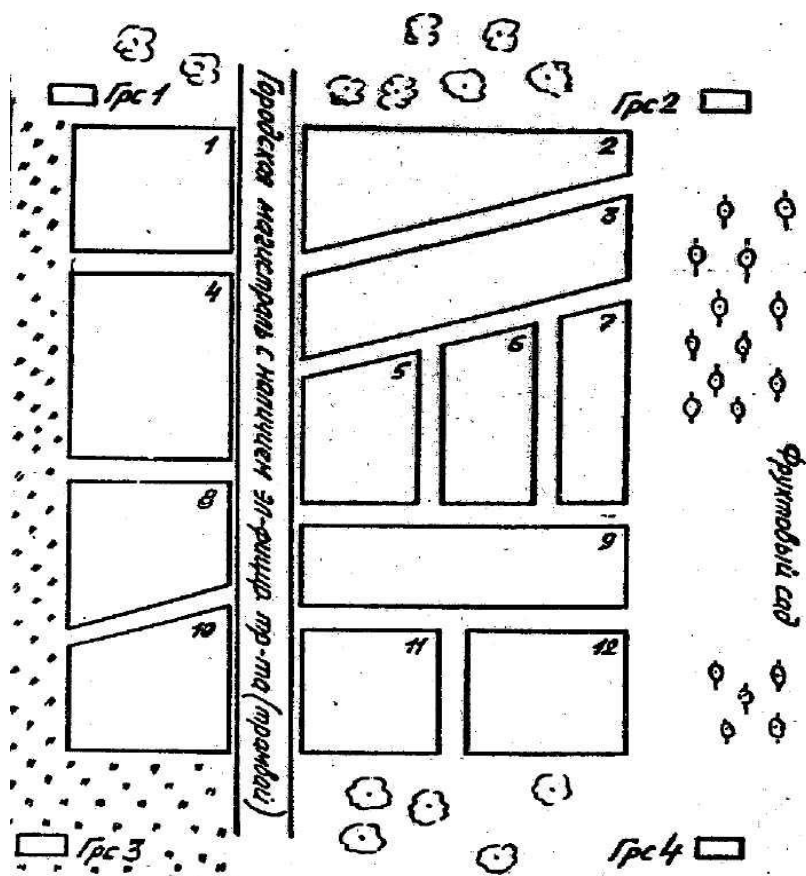
Состав газа и его плотность

Вариант	Состав газа, % по объему								Плотность, кг/м ³ , при t=0°C P=101,3 кПа
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	CO	H ₂ S	H ₂	
1	95,1	2,3	0,7	0,4	0,8	0,2	-	0,5	0,77
2	86,9	6,0	1,6	1,0	0,5	1,2	-	2,8	0,88
3	98,7	0,33	0,12	0,04	0,01	0,1	-	0,7	0,73
4	86,1	2,0	0,6	0,34	0,35	8,5	-	2,0	0,87
5	99,0	0,1	0,005	-	-	0,095	-	0,8	0,72
6	93,0	3,6	0,95	0,25	0,35	0,4	-	1,3	0,78
7	74,8	8,8	3,9	1,8	6,4	-	-	4,3	1,04
8	98,3	0,45	0,25	0,3	-	0,1	-	0,6	0,73
9	93,3	4,0	0,6	0,4	0,3	0,1	-	1,3	0,77
10	93,0	3,1	0,7	0,6	-	0,1	-	2,5	0,77
11	93,2	2,1	1,2	1,0	1,2	0,8	-	0,5	0,81
12	85,0	4,6	1,6	0,75	0,55	0,6	1,3	5,0	0,85
13	89,4	6,0	2,0	0,7	0,4	1,0	-	0,5	0,82
14	89,6	2,42	0,7	0,27	1,16	1,68	0,25	3,93	0,63
15	80,2	2,64	1,15	0,7	0,71	0,73	-	13,8	0,69
16	93,1	2,0	0,4	0,2	0,3	-	-	4,0	0,60
17	95,2	0,04	0,006	0,001	0,1	0,3	-	4,5	0,58
18	87,2	3,98	1,34	0,75	0,23	1,73	-	4,77	0,58
19	78,9	4,53	2,34	1,02	0,27	1,02	-	11,84	0,68
20	98,5	0,2	0,05	0,012	0,001	0,5	-	0,7	0,72
21	97,6	0,1	0,01	-	-	0,3	0,1	1,95	0,73

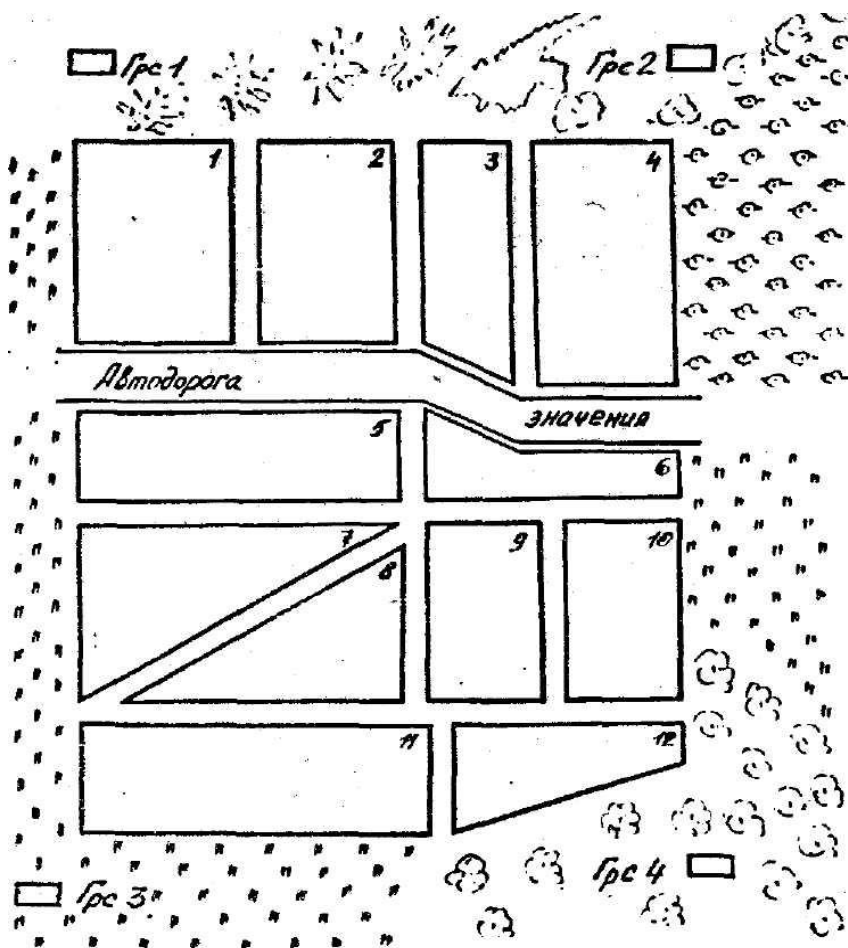
Приложение 2

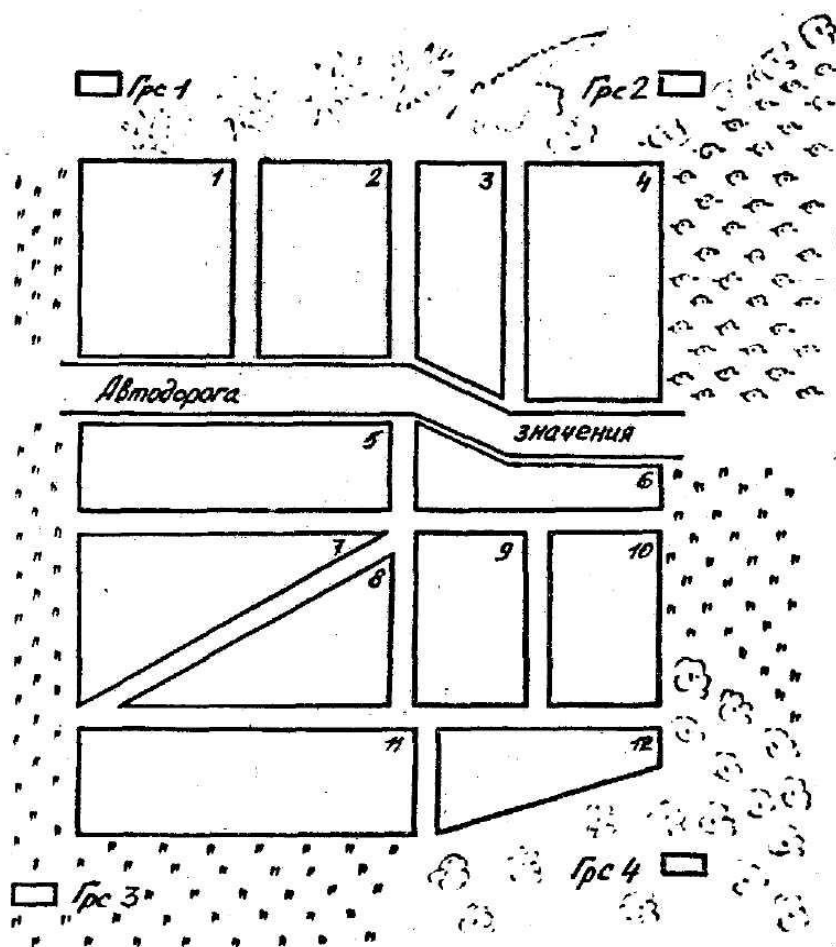


Генплан № 1
М: 1:10000

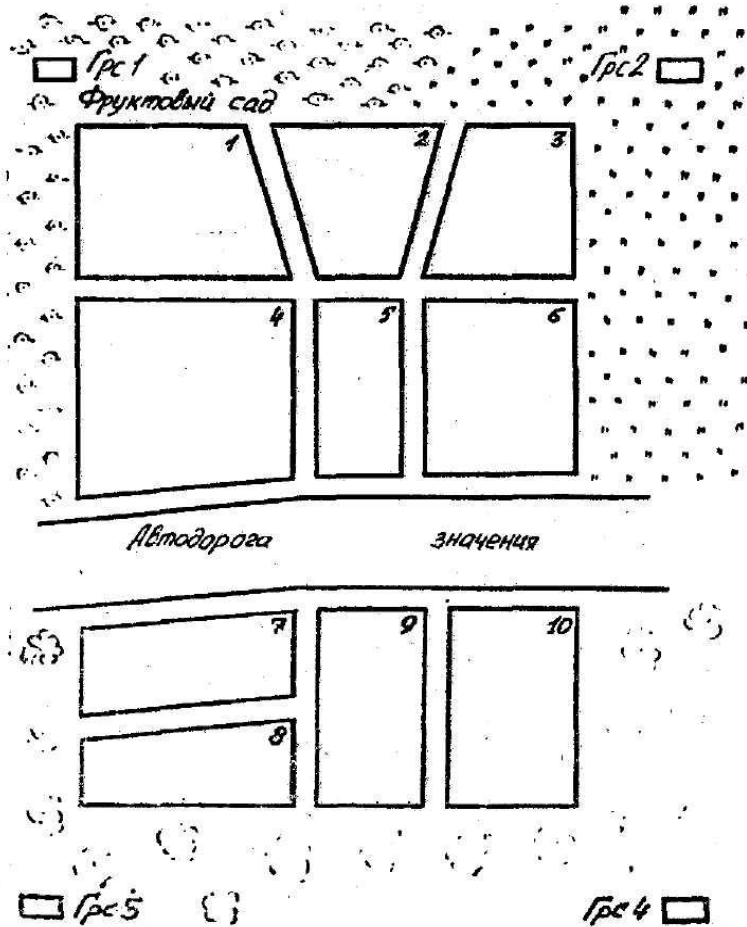


Генплан № 2
М 1:10000

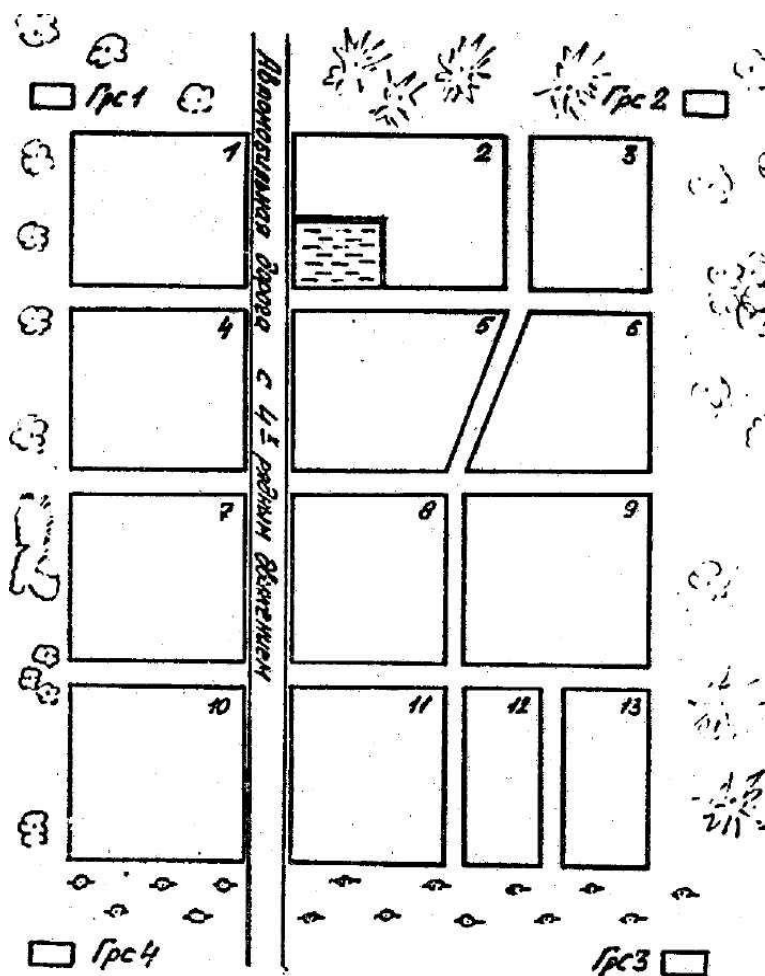




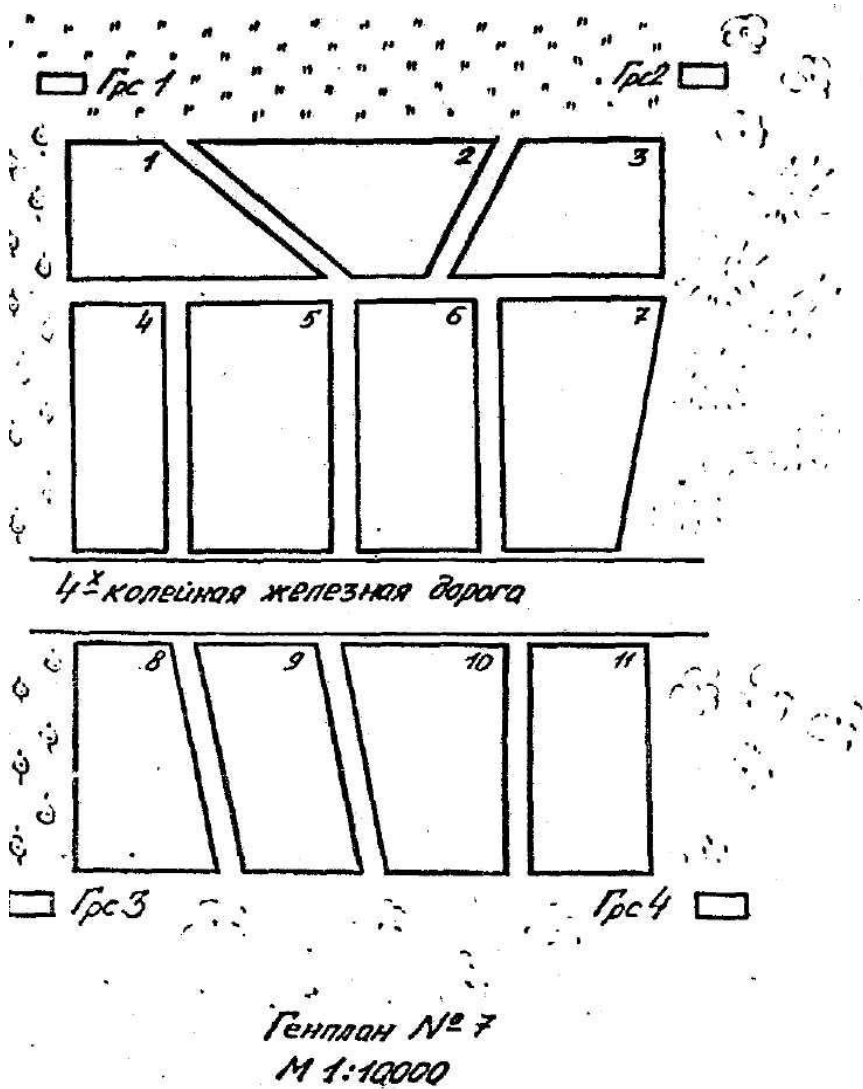
Генплан № 4
М: 1:10000

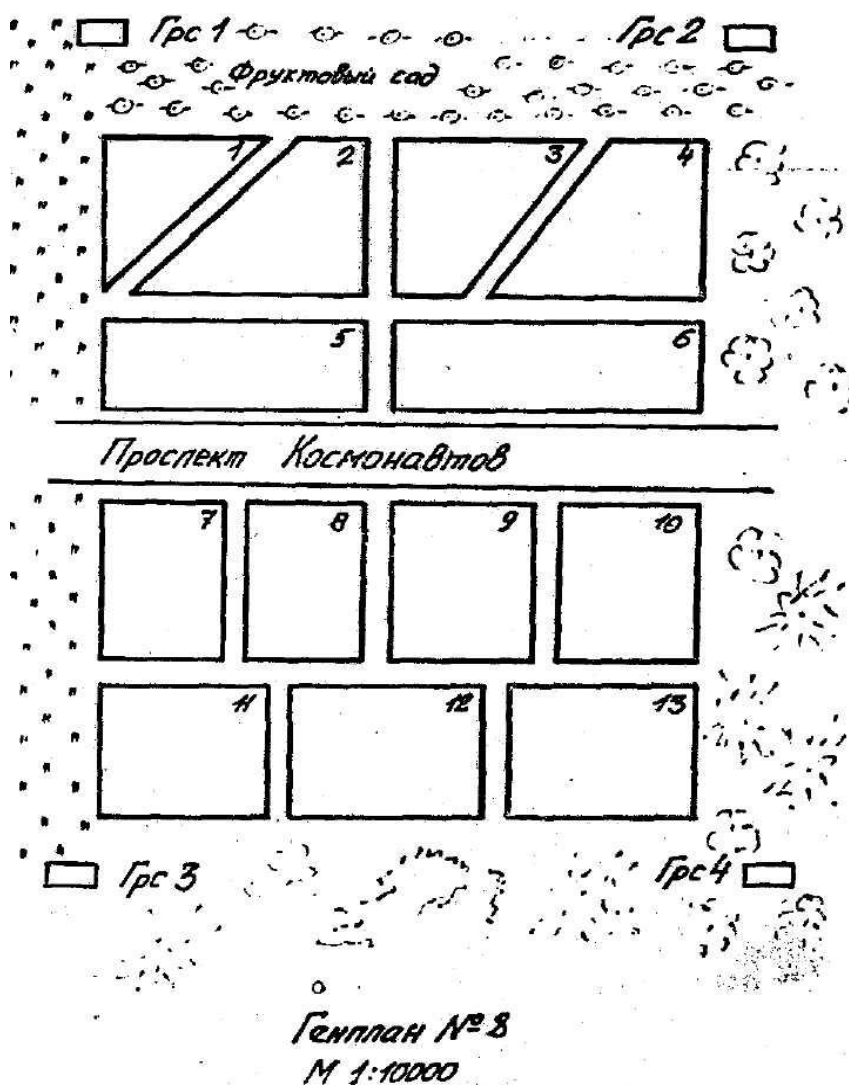


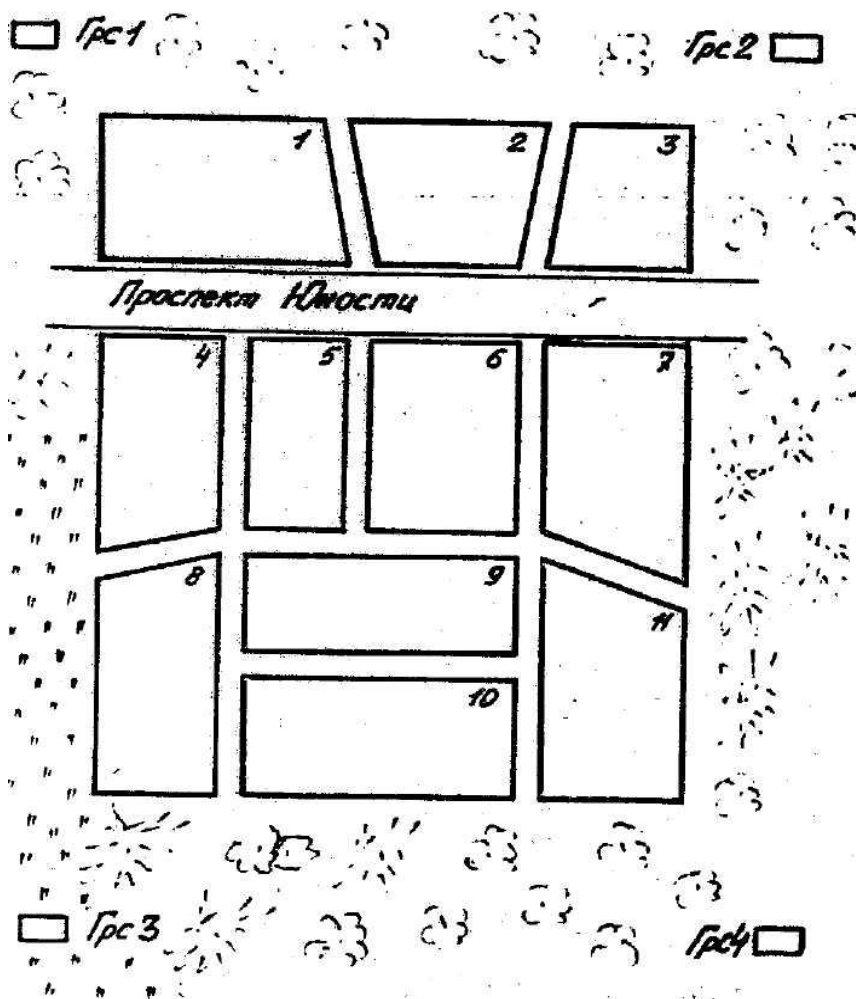
Генплан №5
М 1:10000



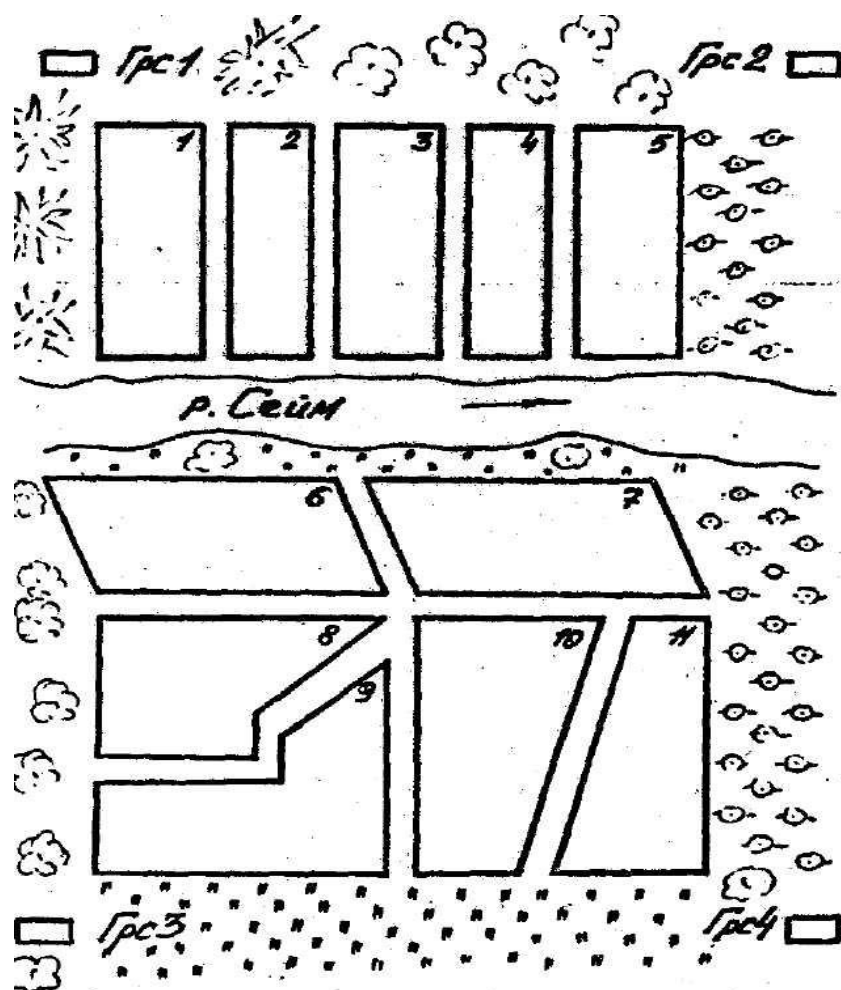
Генплан № 6
М 1:10000







Генплан № 9
М 1:10000



Генплан № 10

М 1:10000

Приложение 3

Таблица П 3.1

Нормы расхода теплоты на предприятиях общественного питания
(по СНиП 2.04.08 – 87)

Потребители газа	Показатель потребления	Норма расхода теплоты, МДж
Столовые, рестораны, кафе: на приготовление обедов (вне зависимости от пропускной способности предприятия)	на 1 обед	4,2
на приготовление завтраков или ужинов	на 1 завтрак или ужин	2,1

Таблица П 3.2

Нормы расхода теплоты на предприятиях
по производству хлеба и кондитерских изделий
(по СНиП 2.04.08 – 87)

Потребители газа	Нормы расхода теплоты, МДж
Хлебозаводы, комбинаты, пекарни: на выпечку хлеба формового,	2500
на выпечку хлеба подового, батонов, булок, сдобы,	5450
на выпечку кондитерских изделий (тортов, пироженых, печенья и т. п.)	7750

Таблица П 3.3

Тепловые нагрузки g , принимаемые в
лабораториях на 1 м² общей площади

Основные помещения в здании	Тепловая нагрузка, кДж / ч
Химические и биологические лаборатории	210
Физические лаборатории	50
Экспериментальные мастерские	120

Таблица П 3.4

**Нормы расхода теплоты на производственные
нужды сельских населенных пунктов
(по СНиП 2.04.08 – 87)**

Назначение расходуемого газа	Единица потребления	Норма расхода теплоты, МДж
Приготовление кормов и подогрев воды для животных	1 корова	840
Приготовление кормов с учетом запаривания грубых кормов и корнеплодов	1 лошадь	1700
	1 корова	8400
	1 овца или коза	400
Подогрев воды для питья и санитарных целей	на 1 животное	420

Таблица П 3.5

**Нормы расхода теплоты на жилые дома
(по СНиП 2.04.08 – 87)**

Назначение расходуемого газа	Единица потребления	Норма расхода теплоты, МДж
При наличии в квартире газовой плиты и централизованного горячего водоснабжения при газоснабжении природным газом	на 1 чел. в год	2800
При наличии в квартире газовой плиты и газового водонагревателя (при отсутствии централизованного горячего водоснабжения) при газоснабжении природным газом	на 1 чел. в год	8000
При наличии в квартире газовой плиты и отсутствии централизованного горячего водоснабжения и газового водонагревателя при газоснабжении природным газом	на 1 чел. в год	4600

Таблица П 3.6

Нормы расхода теплоты на учреждения здравоохранения
(по СНиП 2.04.08 – 87)

Назначение расходуемого газа	Единица потребления	Норма расхода газа, МДж
Больницы, родильные дома: на приготовление пищи	на 1 койку в год	3200
на приготовление горячей воды для хозяйственно бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	на 1 койку в год	9200

Таблица П 3.7

Нормы расхода теплоты на предприятиях
бытового обслуживания населения
(по СНиП 2.04.08 – 87)

Назначение расходуемого газа	Единица потребления	Норма расхода теплоты, МДж
Фабрики – прачечные: на стирку белья в механизированных прачечных, на стирку белья в немеханизированных прачечных с сушильными шкафами, на стирку белья в механизированных прачечных, включая сушку и глажение	на 1 т сухого белья	8800
	на 1 т сухого белья	12600
	на 1 т сухого белья	18800
Дезкамеры: на дезинфекцию белья и одежды в паровых камерах, на дезинфекцию белья и одежды в горячевоздушных камерах	на 1 т сухого белья	2240
	на 1 т сухого белья	1260
Бани: мытье без ванн, мытье в ваннах	на 1 помывку	40
	на 1 помывку	50

Таблица П 3.8

Нормы расхода теплоты на учреждения здравоохранения
(по СНиП 2.04.08 – 87)

Назначение расходуемого газа	Единица потребления	Норма расхода газа, МДж
Больницы, родильные дома: на приготовление пищи	на 1 койку в год	3200
на приготовление горячей воды для хозяйственно бытовых нужд и лечебных процедур (без стирки белья)	на 1 койку в год	9200

Приложение 4

Таблица П 4.1

Удельные теплопотери жилых и общественных зданий для районов с $t_n = -30^\circ\text{C}$ в зависимости от этажности

Удельные теплопотери	Этажность застройки			
	1	2 – 3	4 – 5	6 и более
Вт/(м $^\circ\text{C}$)	0,7 – 0,83	0,47 – 0,58	0,42 – 0,47	0,35 – 0,47
кДж/(м ч $^\circ\text{C}$)	2,5 – 3,0	1,7 – 2,1	1,5 – 1,7	1,25 – 1,7
ккал/(м ч $^\circ\text{C}$)	0,6 – 0,7	0,4 – 0,50	0,36 – 0,40	0,3 – 0,4

Для определения расчетного расхода тепла на отопление по укрупненным показателям в таблице П 4.1 приведены значения удельных теплопотерь жилых и общественных зданий нового строительства для климатических районов с расчетной наружной температурой для отопления $t_n = -30^\circ\text{C}$.

Для районов с другой расчетной температурой для отопления к значениям q приведенным в таблице П 4.1 вводятся поправочные коэффициенты при $t_n > -10^\circ\text{C}$, $\beta = 1,2$; при $t_n = -20^\circ\text{C}$, $\beta = 1,1$; при $t_n < -40^\circ\text{C}$, $\beta = 0,9$.

Приложение 5

Таблица П 5.1

Нормы пропускной способности некоторых предприятий

Наименование предприятий (учреждений)	Расчетные показатели
Детские ясли	Число детей ясельного возраста – 8 – 10 % от всего населения, обслуживание – 25 – 40%
Детские сады	Число детей в возрасте от 4 до 7 лет - 10% от всего населения, обслуживание – 60%
Больницы	Общая вместимость из расчета 3 – 9 коек на 1000 жителей
Родильные дома	Из расчета 1 – 1,5 койки на 1000 жителей
Поликлиники	Из расчета 10 – 12 посещений на одного жителя в год
Школы	Число школьников – 20% от всего населения
Гостиницы	Из расчета 5 мест на 1000 жителей
Механические прачечные	Обслуживание – 50% населения; норма – 100 кг сухого белья на 1 жителя в год
Бани	Обслуживание – 100% всего населения с учетом душевых и ванных устройств в жилых домах, детских учреждениях, больницах и др.
Столовые и рестораны	Обслуживание – 25 – 30% всего населения
Хлебозаводы и пекарни	Производительность завода из расчета 0,6 – 0,8 т суточной выпечки на 100 жителей

Приложение 6

Таблица П 6.1

Значения коэффициента часового максимума расхода
газа k для коммунально-бытовых потребителей
(по СНиП 2.04.08 – 87)

Коммунально-бытовые потребители	Коэффициент часового максимума $k = 1/m$ (с учетом отопления и вентиляции)
Бани	1/2700
Прачечные	1/2900
Предприятия общественного питания	1/2000
Предприятия по производству хлеба и кондитерских изделий	1/6000

Таблица П 6.2

Зависимость коэффициента часового максимума расхода газа k
на хозяйственно-бытовые нужды от численности населения
снабжаемого газом (без отопления)

Число жителей, тыс. чел.	$k = 1/m$	Число жителей, тыс. чел.	$k = 1/m$
1	1/1800	40	1/2500
2	1/2000	50	1/2600
3	1/2050	100	1/2800
5	1/2100	300	1/3000
10	1/2200	500	1/3300
20	1/2300	750	1/3500
30	1/2400	1000	1/3700
		2000 и более	1/4700

Таблица П 6.3

Значения коэффициента часового максимума k расхода
газа для различных отраслей промышленности

Отрасль промышленности	Коэффициент часового максимума, $k = 1/m$
Черная металлургия	1/6100
Цветная металлургия	1/3800
Станкостроительная	1/2700
Электротехническая	1/3800
Химическая	1/5900
Строительных материалов	1/5900
Деревообрабатывающая	1/5400
Текстильная	1/4500
Швейная	1/4900
Пищевая	1/5700
Табачная	1/3800
Обувная	1/3500

Приложение 7

Таблица П 7.1

Усредненные расходы условного топлива
для некоторых печей и сушил

Назначение печи или сушила	Тип печи или сушила	Температура в рабочей камере, t°С	Удельный расход условного топлива, т / 1 т продукции
Плавильные печи			
Плавка углеродистой стали при завалке холодной шихты	Мартеновская	1500 – 1600	0,20 – 0,30
Плавка чугуна	Вагранка	1300 – 1400	0,08 – 0,12
Плавка бронзы и латуни	Камерная	1300 – 1400	0,11 – 0,13
Термические печи			
Нормализация	Методическая	950 – 1100	0,13 – 0,22
Закалка	Методическая	800 – 925	0,06
Отпуск	Методическая	550	0,03
Нагревательные печи			
Ковка мягкой стали	Камерная	1150 – 1250	0,16 – 0,25
Ковка мягкой стали	Методическая	1150 – 1250	0,10 – 0,15
Обжигательные печи			
Обжиг извести	Шахтная пересыпного типа	1000 – 1100	0,17
Обжиг цемента	Вращающаяся	1300 – 1400	0,20 – 0,22
Обжиг кирпича	Кольцевая	900 – 1000	0,14 – 0,15 (т / 1000 шт.)
Сушила			
Сушка форм	Камерное	240 – 280	0,07 – 0,10
Сушка песка	Барабанное	800 – 850	0,018 – 0,020

Приложение 8

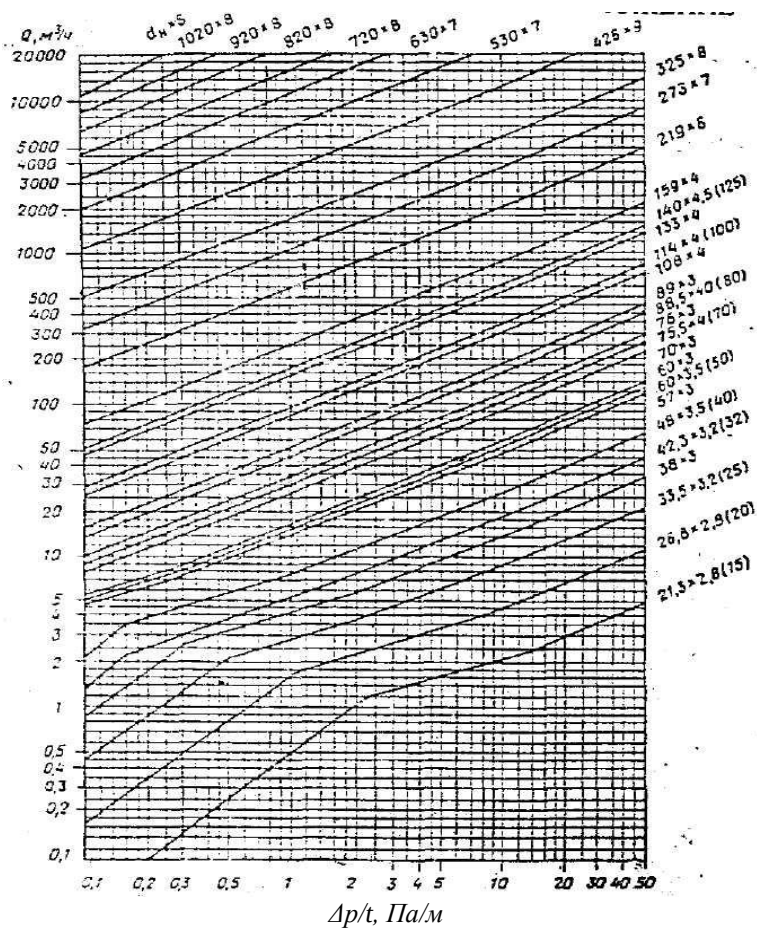


Рис. 6. Номограмма для определения потерь давления в газопроводах низкого давления (до 5 кПа). Природный газ: $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$

Приложение 9

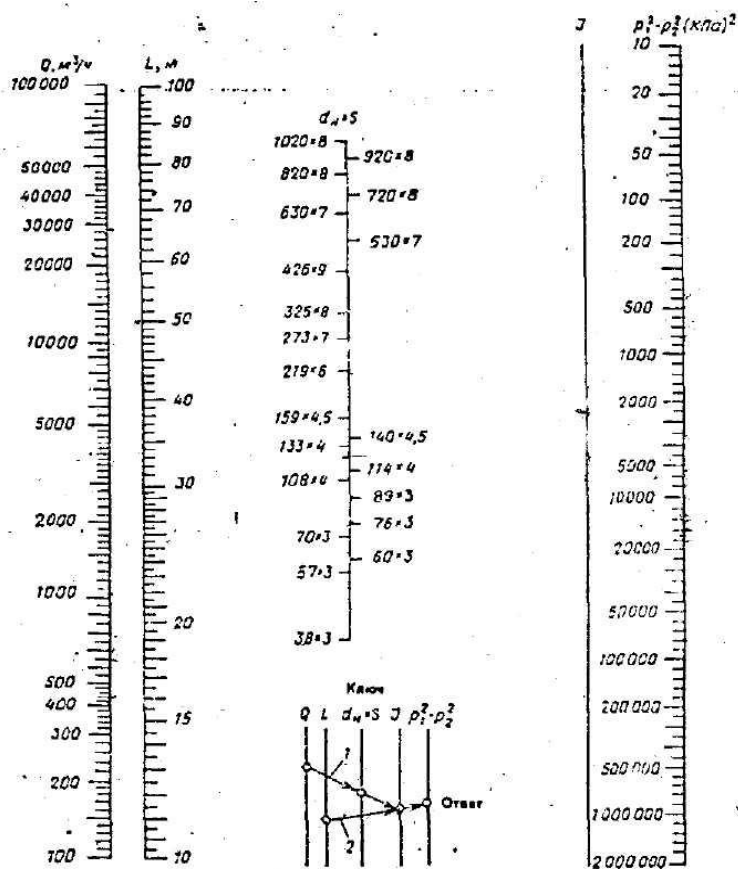


Рис. 7. Номограмма для определения потерь давления в газопроводах среднего и высокого давления (до 1,2 МПа). Природный газ: $\rho = 0,73 \text{ кг/м}^3$

Приложение 10

Таблица П 10.1

Значение коэффициентов одновременности
 K_o для жилых зданий

Число квартир	Тип и количество установленных приборов			
	четырёх конфорочная плита	двух конфорочная плита	четырёх кон- форочная плита и проточный водонаг- реватель	двух конфо- рочная плита и проточный водо- нагреватель
1	1	1	0,72	0,75
2	0,65	0,84	0,46	0,48
3	0,45	0,73	0,35	0,37
4	0,35	0,59	0,31	0,33
5	0,29	0,48	0,28	0,29
6	0,28	0,41	0,26	0,27
7	0,27	0,36	0,25	0,26
8	0,27	0,32	0,24	0,25
9	0,26	0,29	0,23	0,24
10	0,25	0,26	0,22	0,23
11	0,25	0,26	0,21	0,22
12	0,25	0,25	0,21	0,22
13	0,24	0,25	0,20	0,21
14	0,24	0,25	0,20	0,21
15	0,24	0,24	0,19	0,20
20	0,24	0,23	0,18	0,19
25	0,23	0,22	0,18	0,19
30	0,23	0,22	0,18	0,18
35	0,23	0,22	0,17	0,18
40	0,23	0,21	0,17	0,18

Таблица П 10.2

Давление газа перед приборами и
расчетные перепады давления, кПа

Вид газа	Давление на выходе из ГРП	Давление газа перед бытовыми приборами			Расчетный перепад давления в сетях			
		номи- нальное	макси- маль- ное	мини- мальное	сум- мар- ный	в рас- преде- литель- ной	в квар- таль- ной и дворо- вой	в до- мовой
Все виды природных газов при номинальном давлении перед бытовыми приборами 2 кПа	3	2	2,8	1	1,8	1,2	0,6	0,35 0,25
То же, при номинальном давлении газа перед приборами 1,3 кПа	2	1,3	1,8	0,65	1,15	0,8	0,35	0,25 0,15
То же, при давлении на выходе из ГРП 5 кПа	5	2	2,8	1	3	2,4	0,6	0,35 0,25

В числителе приведены расчетные перепады давления при
многоэтажной застройке, в знаменателе – при одноэтажной застройке.
В системе с давлением 5 кПа необходимо учитывать перепад давления
в регуляторах стабилизаторах по месту их установки.

Таблица П 10.3

Потери давления ΔP (Па) и эквивалентные
длины $L_{\text{ЭКВ}}$ (м) для природного газа, ($\Delta P/L_{\text{ЭКВ}}$)

Q, м ³ /ч	d _н ×S(d), мм				
	21,3×2,8 (15,7)	26,8×3,2 (21,2)	33,5×3,2 (27,1)	42,3×3,2 (35,9)	48,0×3,5 (41,0)
1,0	1,95/0,38	0,59/0,38	0,22/0,38		
1,2	2,35/0,46	0,70/0,46	0,27/0,46		
1,4	3,06/0,48	0,82/0,54	0,31/0,54	0,10/0,54	
1,6	4,18/0,46	0,94/0,62	0,35/0,62	0,11/0,62	
1,8	5,50/0,45	1,11/0,66	0,40/0,69	0,13/0,69	
2,0	7,62/0,43	1,42/0,64	0,45/0,77	0,14/0,77	
2,2	10,24/0,42	1,78/0,62	0,49/0,86	0,16/0,85	
2,4	12,00/0,41	2,18/0,60	0,60/0,83	0,17/0,92	0,10/0,92
2,6	13,88/0,37	2,63/0,59	0,73/0,81	0,19/1,00	0,11/1,00
2,8	15,88/0,37	3,12/0,57	0,87/0,79	0,20/1,08	0,11/1,08
3,0	18,01/0,38	3,67/0,56	1,02/0,77	0,22/1,12	0,12/1,15
3,2	20,27/0,38	4,26/0,55	1,19/0,76	0,26/1,10	0,13/1,23
3,4	22,65/0,39	4,91/0,54	1,37/0,74	0,30/1,07	0,14/1,29
3,6	25,15/0,39	5,81/0,51	1,56/0,73	0,34/1,05	0,16/1,27
3,8	27,78/0,39	6,41/0,51	1,77/0,71	0,39/1,03	0,19/1,24
4,0	30,53/0,40	7,03/0,52	2,00/0,70	0,44/1,02	0,21/1,22
4,2	33,41/0,40	7,68/0,51	2,24/0,69	0,49/1,00	0,24/1,20
4,4	36,41/0,40	8,36/0,52	2,61/0,65	0,54/0,98	0,27/1,19
4,6	39,52/0,40	9,06/0,53	2,82/0,65	0,60/0,97	0,29/1,17
4,8	42,77/0,41	9,79/0,54	3,05/0,66	0,67/0,96	0,33/1,15
5,0	46,13/0,41	10,54/0,54	3,28/0,67	0,74/0,94	0,36/1,14
5,5		12,55/0,55	3,90/0,68	0,92/0,91	0,45/1,10
6,0		14,71/0,56	4,56/0,69	1,14/0,87	0,55/1,07
6,5		17,04/0,56	5,27/0,70	1,32/0,89	0,67/1,04
7,0		19,53/0,57	6,03/0,71	1,51/0,90	0,79/1,01
7,5		22,17/0,58	6,84/0,72	1,71/0,91	0,90/1,03
8,0		24,98/0,58	7,69/0,83	1,92/0,93	1,01/1,04
8,5		27,94/0,59	8,59/0,74	2,14/0,94	1,12/1,05
9,0		31,07/0,59	9,53/0,74	2,37/0,95	1,24/1,07
10,0		37,79/0,60	11,56/0,76	2,87/0,97	1,50/1,09
11,0		45,10/0,61	13,77/0,77	3,41/0,99	1,79/1,11
12,0		53,11/0,62	16,17/0,78	3,99/1,00	2,09/1,13
13,0			18,74/0,79	4,62/1,02	2,42/1,15

Таблица П 10.4

Средние значения коэффициентов местных сопротивлений, ξ

Вид местного сопротивления	ξ
Внезапное сужение в пределах перехода на следующий диаметр	0,35
Внезапное расширение в пределах перехода на следующий диаметр	0,3
Гройник проходной	1,0
Гройник поворотный (ответвления)	1,5
Отвод гнутый 90°	0,3
Угольник 3 / 4"	2,1
Угольник 1"	2,0
Пробочный кран 1 / 2"	4,0
Пробочный кран 3 / 4" и более	2,0
Задвижка $d_y = 50 - 100$ мм	0,5
Гидрозатвор $d_y = 50 - 150$ мм	2,0
Компенсатор линзовый $d_y = 100 - 200$ мм	1,6

Приложение 11

Таблица П 11.1

Характеристика регуляторов РД – 32М и РД – 50М

Технические данные	РД – 32М			РД – 50М				
Диаметр клапанного отверстия, мм	4	6	10	8	11	15	20	25
Давление на входе, МПа	1–1,6	0,3–1	0,005–0,3	1,2 – 1,6	0,6 – 1,2	0,3 – 0,6	0,1 – 0,3	0,01 – 0,1
Давление на выходе, Па при пружине низкого давления	9-20			9-15				
при пружине повышенного давления	20-35			15-25				
Пропускная способность при $P=100$ Па, $\rho=1$ кг/м ³ , $P_{к\text{ а б с}}=0,1$ МПа, м ³ /ч	4	7.8	12	16	30	51	78	100
Масса, кг.	8			20				

Таблица П 11.2

Площадь седла клапана и коэффициент расхода регуляторов РДУК

Параметры	Диаметр клапана, мм				
	РДУК2-50	РДУК2-100		РДУК2-200	
	35	50	70	105	140
Площадь седла клапана (с учетом площади штока) f , см ²	9,6	19,6	38,4	86,5	154,0
Коэффициент расхода c	0,60	0,42	0,40	0,49	0,40

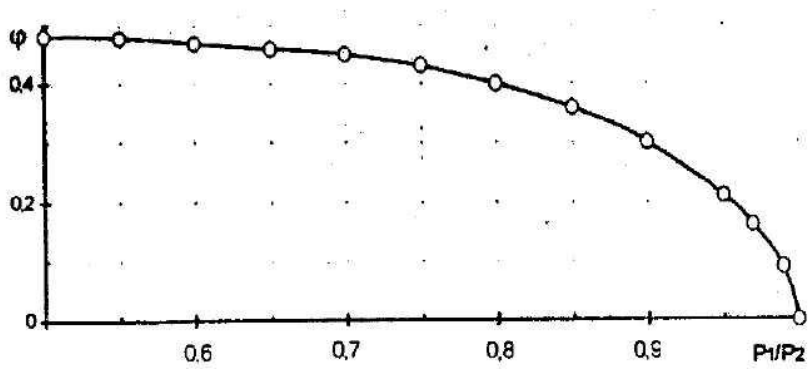


Рис П 11.3 График зависимости ϕ от P_1/P_2 для природного газа