

ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ МАТЕРИАЛ

Введение

Газораспределение

- I. Горючие газы, используемые для газоснабжения городов.
 - I.1. Основные свойства и состав газообразного топлива.
 - I.2. Классификация газообразного топлива.
 - I.3. Искусственные газы.
- II. Добыча углеводородов.
 - II.1. Основные положения образования углеводородов. Процесс бурения.
 - II.2. Устройство газовой скважины.
 - II.3. Подготовка газа к транспортировке.
 - II.4. Схема магистральных газопроводов.
- III. Городские системы газораспределения.
 - III.1. Классификация газопроводов.
 - III.2. Системы газораспределения городов и населенных пунктов промышленных предприятий.
 - III.3. Допустимые расстояния между подземными газопроводами и другими инженерными сооружениями.
 - III.4. Переходы газопроводов через препятствия.
 - III.5. Трубы для газопроводов.
 - III.6. Защита газопроводов от коррозии.
- IV. Потребление газа.
 - IV.1. Режим потребления газа по месяцам года.
 - IV.2. Режим потребления газа по дням недели.
 - IV.3. Режим потребления газа по часам суток.
 - IV.4. Определение расчетных расходов газа.
- V. Гидравлический расчет газовых сетей.
 - V.1. Определение потерь давления в газопроводах.
 - V.2. Определение дополнительного избыточного давления.
 - V.3. Постановка задачи расчета тупиковых газовых сетей.
 - V.4. Постановка задачи расчета кольцевых газовых сетей.
 - V.5. Определение расчетного перепада для газовых сетей низкого давления.
 - V.6. Гидравлическая увязка кольцевых газовых сетей.
 - V.7. Методика гидравлического расчета кольцевых газовых сетей высокого (среднего) давления.
 - V.8. Пример гидравлического расчета кольцевого газопровода низкого давления.
 - V.9. Пример гидравлического расчета внутридомового газопровода.
- VI. Регуляторы давления.
 - VI.1. Принципиальные схемы редуцирования газа.
 - VI.2. Газорегуляторные пункты и установки.
 - VI.3. Газораспределительные станции.
 - VI.4. Регуляторы давления газа.
 - VI.5. Расчет пропускной способности регуляторов давления газа.

- VII. Сжиженные углеводородные газы.
 - VII.1. Основные характеристики сжиженных углеводородных газов.
 - VII.2. Установки сжиженных углеводородных газов у потребителей.
 - VII.2.1. Газобаллонные установки.
 - VII.2.2. Резервуарные установки.
 - VII.2.3. Использование смеси паров сжиженных газов с воздухом.
- VIII. Эксплуатация систем газораспределения.
 - VIII.1. Организация определения технического состояния подземных газопроводов.
 - VIII.2. Технология выполнения работ по ремонту газопроводов.
 - VIII.3. Технология проведения изоляционных работ на газопроводах.
 - VIII.4. Присоединение ответвлений к действующим газопроводам.
 - VIII.5. Работы по предотвращению образования и ликвидации конденсатных и гидратных пробок.
 - VIII.6. Организация работ по пуску газа.
 - VIII.7. Обслуживание и ремонт газорегуляторных пунктов.
 - VIII.8. Газоопасные работы при организации ремонта газопроводов.
- IX. Техника безопасности при эксплуатации газовых сетей.

Введение.

Россия – ведущая газовая держава мира. Это касается всех основных показателей – обеспеченность геологическими ресурсами и разведанными запасами природного газа, объемов его добычи, транспорта и экспорта. И только по потреблению газа Россия стоит на втором месте в мире после США, хотя и потребляет газа больше, чем все 15 стран Европейского Союза вместе взятые.

Ресурс потенциала России может не только полностью обеспечить свои потребности в газе но многие десятилетия, но и выступать гарантом энергетической безопасности тех стран, которые сотрудничают с нами в этой области – заключили межправительственные соглашения на поставку российского газа.

Начальные суммарные ресурсы природного газа России (суша и шельф) оцениваются в 236 трлн. м³. Из них, по состоянию на 01.01.2006г. накопленная добыча составляет свыше 14 трлн. м³, разведанные запасы – 47,7 трлн. м³, что составляет 26,7 % от всех мировых разведанных запасов. Перспективные и прогнозные ресурсы составляют более 170 трлн. м³. разведанные запасы газа в основном сосредоточены в Западной Сибири (77,4%). Основные прогнозные ресурсы приходятся на Западную и Восточную Сибирь, Дальний Восток, шельф Карского, Баренцева и Охотского морей.

Основными факторами, определяющими развитие газовой промышленности, в «Энергетической стратегии» являются ценовая, налоговая политика государства, формирование конкурентного рынка газа и система недропользования.

Основа газовой отрасли – Единая Система Газоснабжения (ЕСГ) страны. ЕСГ целенаправленно формировалось как единый технологический комплекс, включающий все этапы доведения газа от пласта до конечного потребителя – добычи, транспорт, переработку, распределение с централизованным и одновременно многоуровневым управлением, и обеспечивающий непрерывный цикл подачи топлива от газовой скважины до конечного потребителя.

Природный газ является наиболее эффективным и экологически чистым видом топлива. Эксперты международной топливно - энергетической ассоциации (МТЭА) провозгласили XXI век – «Эпохой метана». Это означает, что природный газ должен стать в ближайшем будущем основой перестройки на новых принципах всего энергетического хозяйства мира. Доля природного газа в топливно – энергетическом балансе будет возрастать во всех странах мира. Разведанные запасы природного газа в России создают прочную основу для дальнейшего развития газоснабжения. Природный газ будет иметь первостепенное значение в промышленности, энергетике и коммунально – бытовом секторе России.

Доля природного газа в мировой структуре теплового баланса к 2025г. превысит 25%. Природный газ вытеснит на третье место уголь. Нефть составит около 38% в топливном мировом балансе.

Использование возобновляемых видов энергии будет увеличиваться достаточно высокими темпами, близкими к природному газу, но по абсолютным объемам они будут уступать ископаемым видам топлива.

В нашей стране сосредоточено 30% доказанных и свыше 40% прогнозных мировых запасов газа. Однако по уровню газификации мы отстаем от западных стран.

Уровень газификации в среднем в России находится в пределах 74%. Это с учетом сжиженного газа. По природному газу уровень газификации составляет 54% (в городах 61%, а в селах лишь 36%). Программа газификации предполагает улучшить качество жизни более 11 млн. россиян.

Россия – ведущая мировая энергетическая держава. Ей принадлежит 27% мировых запасов энергетических ресурсов.

Структура потребления энергоресурсов в мире и в России различаются. Основа нашей энергетики – газ (52%), тогда как в мировой системе этот сектор более чем вдвое меньше за счет использования нефти, угля и ядерной энергии.

Структура потребления энергоресурсов



Поставка газа ОАО «ГАЗПРОМ»



В ближайшее десятилетие душевое энергопотребление не будет возрастать, а приблизиться к показателю 2,5 тонны условного топлива на человека. Потребление энергии различается между развитыми и развивающимися странами примерно в семь раз. Но эта разница постепенно сокращается. Развитые государства будут снижать потребление энергии, а развивающиеся – увеличивать.

До 2020 года цена на нефть будет расти. Возможно до 100-120 долларов США за баррель. К 2020 году мировая нефтяная промышленность перейдет в качественное иное состояние – её рост сменится системным падением. Произойдет смена энергетического уклада. Как в свое время нефтяной уклад пришел на смену угольному, произойдет смена нефтяного уклада на газовый. А ещё через какой-то период мир перейдет к неуглеводородному укладу. История показывает, что протяженность энергетического уклада равна 80 годам. Это означает, что практически до конца XXI столетия на энергетическом рынке будет доминировать газ.

Россия в период зимних холодов сталкивается с реальной угрозой нехватки газа для внутреннего потребления. С другой стороны подписан контракт с Китаем, предусматривающий поставки значительного количества газа из Западной Сибири. В российском газе нуждаются страны Западной Европы.

Наращивание экспорта газа в Европу стимулирует поддержание высоких цен на газ, которые в пять раз превышают внутрироссийские.

Главная причина нехватки газа связана с ограниченными возможностями для роста добычи сырья. Большинство эксплуатируемых месторождений переходят в стадию подающей добычи. При этом те месторождения, которые могли бы компенсировать

сокращение добычи, расположены в районах с трудными природно- климатическими условиями – Арктический шельф, Ямал, Восточная Сибирь – и с почти полным отсутствием транспортной инфраструктуры.

Решением проблемы является сокращение потребления газа электроэнергетикой и ЖКХ, так как они являются наиболее крупными потребителями природного газа в России. Оптимизация внутреннего потребления газа может решить проблему газового дефицита и обеспечит выполнение международных обязательств по российским экспортным контрактам, успешной реализации национальной программы газификации регионов России.

В прошлом рост газовой промышленности был достигнут за счет перехода на газопроводы из труб диаметром 1420 мм на давлении 7,5 МПа вместо труб диаметром 1220мм на давление 5,5 МПа. Благодаря этому производительность газопроводов увеличилась в 2,5 раза.

В настоящее время в России все предпосылки для перехода на строительство газопроводов из труб повышенной прочности, рассчитанных на давление 12,0 МПа для подземных газотрубопроводов и 15,0-20,0 МПа для морских. Новое поколение газопроводов позволит существенно уменьшить удельные капиталовложения и снизить стоимость транспортировки газа.

Для природного газа в топливном балансе России составляет 60%, и в Европейской части – 80%.

Применение природного газа улучшает условия труда и быта населения, снижает загрязнение окружающей среды. Природный газ высокоэффективный энергоноситель.

Природный газ имеет ряд преимуществ по сравнению с другими видами топлива:

- стоимость добычи природного газа значительно ниже, а производительность труда значительно выше, чем при добыче угля и нефти;
- высокая теплота сгорания делает целесообразным транспортировку газа по магистральным газопроводам на значительные расстояния;
- обеспечивается полнота сгорания и облегчаются условия труда обслуживающего персонала;
- отсутствие в природных газах оксида углерода предотвращает возможность отравления при утечках газа, что особенно важно при газоснабжении коммунальных и бытовых потребителей;
- обеспечивается возможность автоматизации процессов горения, достижение высоких КПД;

- природный газ является ценным сырьем для химической промышленности;
- высокая жаропроизводительность (более 2000°C) позволяет эффективно применять в качестве энергетического и технологического топлива;
- использование газового топлива позволяет внедрять эффективные методы передачи теплоты от факела и продуктов сгорания к изделиям, создавать экономичные и высокопроизводительные тепловые агрегаты, имеющие меньшие габариты, стоимость, высокий КПД, повышать качество продукции;
- применение газового топлива позволяет избежать потерь теплоты с 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 ступенчатое использование продуктов сгорания.

Основными задачами использования природного газа является его рациональное и экономное потребление, снижение удельного расхода, внедрение технологических процессов, при которых наиболее полно реализуются положительные свойства газа.

I. Горючие газы, используемые для газоснабжения городов.

I.1. Основные свойства и состав газообразного топлива.

Газообразное топливо представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащие некоторое количество примесей. К горючим газам относят углеводороды, водород и оксид углерода. Негорючие компоненты - это азот, диоксид углерода и кислород. Они составляют балласт газообразного топлива. К примесям относят водяные пары, сероводород, пыль.

Физико-химические и теплотехнические характеристики газового топлива обусловлены различием в составе горючих компонентов и наличием в газе негорючих газообразных компонентов и примесей.

Содержание метана в природных газах достигает 98%, поэтому его свойства практически полностью определяют свойства природных газов. Метан бесцветный

нетоксичный газ без запаха и вкуса. Высшая теплота сгорания метана $Q_v = 39820 \text{ кДж/м}^3$, низшая $Q_n = 35880 \text{ кДж/м}^3$.

Оксид углерода бесцветный газ без запаха и вкуса. Теплота сгорания 13250 кДж/м^3 . Оксид углерода оказывает на организм человека токсическое воздействие, так как легко вступает в соединение с гемоглобином крови. Предельная допустимая концентрация СО в воздухе помещения при использовании газа для коммунально-бытовых нужд составляет 2 мг/м^3 . Водород бесцветный нетоксичный газ без запаха и вкуса. Высшая теплота сгорания $Q_v = 12750 \text{ кДж/м}^3$, низшая теплота сгорания 10790 кДж/м^3 . Водород отличается высокой реакционной способностью, водородно-воздушные смеси имеют широкие пределы воспламенения.

Азот двухатомный бесцветный газ без запаха и вкуса. Азот не реагирует с кислородом.

Диоксид углерода бесцветный газ, тяжелый, мало-реакционный. Имеет слегка кисловатый запах и вкус. Концентрация CO_2 в воздухе в пределах 4-5% приводит к сильному раздражению органов дыхания; 10%-ная концентрация CO_2 в воздухе вызывает сильное отравление.

Кислород газ без запаха, цвета и вкуса. Содержание кислорода в газе понижает его теплотворную способность и делает газ взрывоопасным. Поэтому содержание кислорода в газе не должно быть более 1% по объему.

Сероводород тяжелый газ с сильным и неприятным запахом. Сероводород обладает высокой токсичностью. Сероводород является газообразной кислотой и, воздействуя на металлы, образует сульфиды. Поэтому сероводород сильно коррозивирует газопроводы. При сжигании газа сероводорода сгорает и образует сернистый газ, вредный для здоровья. Содержание сероводорода не должно превышать $2 \text{ г на } 100 \text{ м}^3 \text{ газа}$.

Все природные газы бесцветны и не имеют запаха. Поэтому в случае утечки их из газопровода в помещениях может образоваться газозадушенная смесь. Для своевременного обнаружения утечки горючие газы одорируют, то есть придают им резкий специфический запах, по которому их легко обнаружить при незначительных концентрациях в воздухе помещений. При этом запах природных газов для коммунально-бытовых потребителей должен ощущаться при содержании 1% в воздухе.

В качестве одоранта применяют этил меркаптан.

Нормальная работа газовых приборов зависит от постоянства состава газа и числа вредных примесей, содержащихся в нем. Приведем физико-химические показатели природных топливных газов, используемых для коммунально-бытовых целей:

Число	Воббе,	39400...520
-------	--------	-------------

кДж/м ³	00
Допустимые отклонения числа Воббе	
от номинального значения, %, не более.....	±5
Масса меркаптановой серы в 1 м ³ , г, не более.....	0,02
Масса механических примесей в 1 м ³ , г, не более.....	0,001
Объемная доля кислорода, %, не более.....	1
Интенсивность запаха при объемной доле 1% газов	
В воздухе, баллы, не менее.....	3

Согласно ГОСТ 5542-87* горючие свойства природных газов характеризуются числом Воббе, которое представляет собой отношение теплоты сгорания к корню квадратному из относительной (по воздуху) плотности газа:

$$W_0 = \frac{Q}{\sqrt{\beta}}.$$

Так как пределы колебания числа Воббе широки, ГОСТ 5542-87* требует устанавливать для газораспределительных систем его номинальное значение с отклонением не более ±5 %.

Природные газы, особенно получаемые при разработке нефтяных месторождений, содержат не только легкие и тяжелые углеводороды, но и инертные газы, неучет концентрации которых приводит к нарушению устойчивости пламени газовых горелок, уменьшению диапазона их регулирования, снижению полноты сгорания газового топлива и повышению содержания вредных компонентов в продуктах сгорания.

Характеристики компонентов сухого природного газа приведены в табл. 1.1 (ГОСТ 22667-82*).

Таблица 1.1.

*Теплота сгорания и относительная плотность компонентов сухого
природного газа (при 0°С и 101,325 кПа)*

Компонент	Теплота сгорания, МДж/м ³		Относительная плотность β
	высшая	низшая	
Метан CH ₄	39,82	35,88	0,5548
Этан C ₂ H ₆	70,31	64,36	1,048
Пропан C ₃ H ₈	101,21	93,18	1,554
Н-бутан C ₄ H ₁₀	133,80	123,57	2,090
Изобутан C ₄ H ₁₀	132,96	122,78	2,081
Пентан C ₅ H ₁₂	169,27	156,63	2,671
Бензол C ₆ H ₆	162,615	155,67	2,967
Толуол C ₇ H ₈	176,26	168,18	3,18
Водород H ₂	12,75	10,79	0,0698
Оксид углерода CO	12,64	12,64	0,9671
Диоксид углерода CO ₂	-	-	1,529
Азот N ₂	-	-	0,967
Кислород O ₂	-	-	1,05
Гелий He	-	-	0,138

Теплоту сгорания газообразного топлива, которое представляет собой смесь горючих газов определяют как сумму произведений величин теплоты сгорания горючих компонентов на объемные доли.

$$Q_n^c = \sum r_i \cdot Q_{ni}^c, \text{ кДж/м}^3$$

где r_i - объемные доли горючих компонентов;

Q_{ni}^c - теплота сгорания горючих компонентов.

I.2. Классификация газообразного топлива.

Для газоснабжения городов применяют природные и искусственные газы. Природные газы подразделяются на три группы:

- газы, добываемые из чисто газовых месторождений;
- газы, добываемые из скважин нефтяных месторождений совместно с нефтью, часто называют попутными;
- газы, добываемые из конденсатных месторождений.

Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, состоят в основном из метана и являются тощими или сухими. Тяжелых углеводородов сухие газы содержат менее 50г/м^3 . Сухие газы легче воздуха. Низшая теплота сгорания сухих газов $31000\text{--}38000\text{ кДж/м}^3$.

Попутные газы помимо метана содержат значительное количество тяжелых углеводородов, поэтому их называют жирными газами. Жирные газы представляют собой смесь сухого газа, пропан – бутановой фракции и газового бензина. Теплота сгорания попутных газов колеблется в диапазоне $38000\text{--}63000\text{ кДж/м}^3$. На газобензиновых заводах из попутных газов выделяют газовый бензин, пропан и бутан, последние используют для газоснабжения населенных мест в виде сжиженного газа.

Специфика добычи попутного нефтяного газа заключается в том, что он, как следует из названия, является побочным продуктом нефтедобычи. Потери попутного нефтяного газа связаны с неподготовленностью инфраструктуры для его сбора, подготовки, транспортировки и переработки, а также отсутствием потребителя. Поэтому попутный нефтяной газ часто сжигают в факелах. Средний уровень утилизации попутного газа в России составляет около 70%. Проблема утилизации попутного нефтяного газа имеет не только экономический, но и экологический аспект. Сжигание газа в факелах наносит ущерб окружающей природной среде продуктами сгорания.

Газы конденсатных месторождений состоят из смеси сухого газа и паров конденсата, который выпадает при снижении давления (процесс обратной конденсации).

Пары конденсата представляют смесь паров тяжелых углеводородов, содержащих C_5 и выше (бензина, лигроина, керосина). Сжиженные газы получают также из газов конденсатных месторождений.

Газы конденсатных месторождений представляют собой смесь предельных углеводородов, основной составляющей которых является метан (80...90%). Содержание пентана и более тяжелых углеводородов составляет 2...5% однако ввиду того, что конденсат состоит из высокомолекулярных соединений, его массовая доля достигает 25%. Наличие в газе тяжелых углеводородов является отличительной особенностью газов конденсатных месторождений. Газоконденсатные месторождения образовались в результате процесса, обратного испарения конденсата, протекающего при высоких давлениях и температурах (в надкритической области), поэтому они располагаются на больших глубинах, где господствуют высокие давления.

1.3. Искусственные газы.

В соответствии с методами получения искусственные горючие газы подразделяются на три группы:

- газы, получаемые методом сухой перегонки, то есть в результате разложения твердого или жидкого топлива под действием высоких температур без доступа воздуха;
- газы, получаемые путем воздействия пара на твердое или жидкое топливо при высокой температуре;
- газы, получаемые путем неполного сжигания твердого или жидкого топлива.

Представителем первой группы являются коксовый и каменноугольный газы, получаемые в коксовых печах. Сюда же следует отнести, и нефтяные газы, получаемые в процессе деструктивной переработки нефти (крекинг, перолиз, синтез из газов).

При сухой перегонке топливо проходит ряд стадий физико-химических преобразований, в результате которых оно разлагается на газ, смолу и коксовый остаток. Характер преобразований, претерпеваемых топливом, определяется его природой и температурой процесса. Сухую перегонку топлива, происходящую при высоких температурах (900-1100°C), называют коксованием, в результате которого получают кокс и коксовый газ с $Q_n^p = 16000 \div 18000 \frac{\text{кДж}}{\text{м}^3}$ и $\rho = 0,45 - 0,5 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Примерный состав коксового газа в %:

H_2 - 59

CH_4 - 24

C_nH_n	- 2
CO	- 8
CO ₂	- 2,4
O ₂	- 0,6
N ₂	- 4,0

В результате реакции углерода топлива с кислородом и водяным паром. Образуются горючие газы: оксид углерода и водород. Одновременно с процессом газификации протекает частичная сухая перегонка топлива. Продуктами газификации топлива являются горючий газ, зола и шлаки.

При подачи в газогенератор паровоздушной смеси получают генераторный газ, называемый смешанным, примерный состав которого в % следующий:

H ₂	- 14
CH ₄	- 1
CO	- 28
CO ₂	- 6
O ₂	- 0,2
H ₂ S	- 0,2
N ₂	- 50,6

Низшая теплота сгорания смешанного газа $Q_n = 5,5 \frac{МДж}{м^3}$; плотность $\rho = 1,15 \frac{кг}{м^3}$.

Водяной газ получают путем периодической продувки газогенератора воздухом и паром. При подаче воздуха слой топлива аккумулирует тепло, выделяющееся при частичном его сгорании, а при поступлении водяного пара последний взаимодействует с углеводородом, используя аккумулированное тепло и образуя водяной газ. Горючими компонентами будут являться водород и окись углерода.

Под термином «газификация топлива» понимается метод получения горючих газов при неполном горении топлива. В отличие от процесса сухой перегонки, при которой в результате химического разложения топлива около 30% его переходит в газ и другие продукты, а около 70% остается в виде твердого остатка – кокса, газификация твердого топлива является термохимическим процессом, при котором углерод коксового остатка, реагируя с кислородом, находящимся в свободном состоянии (воздух) или связанном (CO₂, H₂O), дает горючие газы. Твердыми остатками после процесса газификации являются зола и шлак.

Практически во время процесса газификации в определенном слое топлива происходит также и процесс сухой перегонки, поэтому горючие газы газификации смешиваются с газами сухой перегонки и дают генераторный газ.

Аппараты, в которых получается генераторный газ, называются газогенераторами. Конструкция генератора представлена на рис. 26. Генератор представляет собой вертикальную шахту из листовой стали, обмурованную изнутри огнеупорным кирпичом. Вверху газогенератора имеется загрузочный люк с размещенным над ним устройством для топлива. Топливо загружается на колоснике 4. Необходимые для газификации воздух и пар подаются под колосниковую решетку.

Горючие газы отводятся через штуцер 6, а выгрузка шлака производится через люк 7.

Процесс образования генераторного газа протекает по зонам, наличие которых обусловлено встречным движением топлива (сверху вниз) и нагретых газов (снизу вверх).

Между кислородом воздуха и углеродом раскаленного топлива в генераторе возможны следующие реакции:



Воздух, подводимый под колосники, проходя шлаковую подушку, которая образуется на колосниках в результате сжигания части топлива, подогревается за счет тепла шлаков и попадает в слой горящего топлива. В слое топлива небольшой высоты, непосредственно примыкающим к шлаковой подушке, кислород воздуха соединяется с углеродом топлива, образуя главным образом углекислоту по реакции (1) и частично окись углерода по реакции (3). Необходимая высота этого слоя объясняется быстротой реакции (1). Проходя выше, углекислота в раскаленном слое топлива восстанавливается в окись углерода по реакции (2). Здесь же происходит разложение водяного пара с образованием водорода. Высота этой зоны значительно больше первой. Зоны горения (получение CO_2) и восстановления (получение CO и H_2) объединяются общим названием «зона газификации», так как именно в этих зонах происходит образование собственно генераторного газа.

Выше зоны восстановления нагретые до высокой температуры газы отдают тепло слою топлива, который находится в условиях сухой перегонки (без доступа воздуха или с малым доступом воздуха). В этой зоне сухой перегонки топливо обращается в полукоксы, а затем в кокс, а газы сухой перегонки смешиваются с генераторным газом.

Смесь газов с ещё довольно высокой температурой, поднимаясь, подсушивает верхний слой топлива. Эта зона называется зоной подсушки. Зону сухой перегонки и зону подсушки объединяют названием зоны подготовки топлива.

В генераторах при процессе газификации применяют дутье, используя для этой цели воздух, водяной пар, смесь воздуха с паром, технический кислород в смеси с паром, воздух, обогащенный кислородом. В зависимости от вида дутья получают газы: воздушный, водяной, смешанный, паро-кислородный.

Уголь можно газифицировать под землей. В этом случае получается газ подземной газификации.

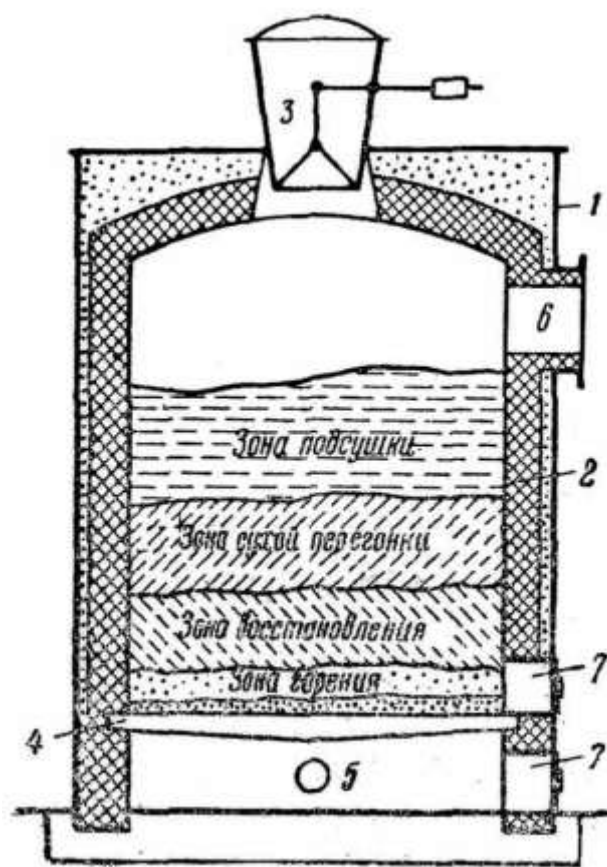


Рис. 26. Схема газогенератора и газогенераторного процесса

II.1. Основные положения образования углеводородов.

В настоящее время существуют две теории образования углеводородов: органическая и неорганическая.

Автором биогенной (органической) гипотезы является Ломоносов. По органической теории после гибели животного или растительного организма начинается процесс его разложения. Если он происходит при свободном доступе кислорода, то подавляющая часть углерода растительных и животных организмов возвращается в атмосферу в виде углекислого газа. В этом случае лишь небольшая часть органических остатков попадает в благоприятные для их сохранения условия.

Если кислород отсутствует, разложение происходит за счет жизнедеятельности бактерий – микроорганизмов. Роль этих бактерий сводится к извлечению и образованию устойчивых соединений органического характера (исходного материала для образования углеводов). Наиболее благоприятными участками для накопления исходного для углеводов органического материала являются бухты, лагуны (озера, соединяющиеся с морем узким проливом), эстуарии (воронкообразные глубокие устья рек, впадающих в море).

Суть неорганической (минеральной) гипотезы связано с взаимодействием воды с карбидными металлами, в результате чего образуются углеводородные газы, а затем и нефть, которая через трещины выдавливается ближе к поверхности. В этом случае углеводороды являются продуктом химической реакции. Эту версию отстаивал Менделеев.

По теории неорганического происхождения углеводороды поступают из мантии Земли, куда они попали вместе с другими компонентами при формировании планеты из облака газопылевой и облачной материи. Выделение и первоначальное накопление углеводородов связано с процессами в верхней части мантии Земли, являющимися причиной тектонических движений.

Если нефть произошла из биоостатков, то на это ушло миллионы лет. А если в результате химических реакций – то в течение нескольких веков. Стало быть, запасы возобновляются быстрее.

Перемещение углеводородов из зон накопления в подкорковой области в ловушки – месторождения, размещенные в верхних горизонтах земной коры, происходит по полостям верхних частей глубинных разломов.

Существующие теории происхождения углеводородов основаны на предположении, что углеводороды из материнской толщи вследствие увеличения горного давления мигрирует (выжимается) в расположенные вблизи горных пород с более высокой проницаемостью и заполненные водой. При этом нефть и газ оттесняют воду и собираются в наиболее повышенной части структуры или на участках, закрытых непроницаемыми

отложениями, которые и останавливают дальнейшее продвижение углеводородов, образуя залежь.

Залежь представляет собой пласт, сложенный породами с достаточной проницаемостью и заполненный углеводородами. Нефть, газ, вода находятся в пластах под большим давлением. Породы, лежащие выше продуктивного горизонта, своей массой давят на этот пласт. До вскрытия продуктивного горизонта давление в нем по всей площади одинаково, в момент его вскрытия это равновесие нарушается и, если давление на пласт от вышележащих пластов превосходит давление от столба жидкости, заполняющей скважину, начинается фонтанирование.

Уровни жидкости в скважинах могут быть статические и динамические. Статистический уровень характеризует собой пластовое давление. Динамическим является уровень жидкости, который устанавливается в скважине при подливе жидкости в нее или откачке. Этот уровень характеризует забойное давление в скважине в процессе ее работы.

Мощность продуктивной толщи месторождений может изменяться от нескольких десятков до сотен и тысяч метров.

Процесс подъема нефти или газа от забоя скважины на поверхность может происходить как за счёт природной энергии жидкости и газа, поступающих к забою, так и за счёт энергии, вводимой в скважину с поверхности. Если нефть и газ на поверхность подаются за счёт природной энергии или заводнения, то эксплуатация называется фонтанной. Если же скважина не фонтанирует или дебит ее недостаточный, применяют механическую откачку нефти из скважины. Это осуществляется компрессорным или насосным способом эксплуатации.

Процесс бурения

Скважина создается последовательным разрушением горных пород и извлечением их на поверхность. Начало скважины называется устьем, дно скважины - забоем. При бурении нефтяных и газовых скважин в России применяют исключительно вращательный способ бурения. При этом способе бурения скважина высверливается непрерывно вращающимся долотом. Разбуренные частицы породы в процессе бурения выносятся на поверхность непрерывно циркулирующей струёй бурового раствора. В зависимости от местонахождения двигателя вращательное бурение разделяют на роторное - двигатель находится на поверхности и приводит во вращение долото на забое при помощи колонны буровых труб и бурение с забойным двигателем - двигатель перенесен к забою скважины и устанавливается над долотом.

Процесс бурения состоит из следующих операций: спуско-подъёмных работ (опускание бурильных труб с долотом в скважину до забоя и подъёма бурильных труб с отработанным долотом из скважины) и работы долота на забое (разрушение породы долотом). Эти операции периодически прерываются для спуска обсадных труб в скважину, чтобы предохранить стенки скважины от обвалов. Для бурения скважины применяют буровую вышку (рис.2.1). Самая верхняя труба в колонне бурильных труб квадратная. Она называется ведущей бурильной трубой. Ведущая труба проходит через отверстие круглого стола - ротора и при бурении скважины по мере углубления забоя опускается вниз.

Ротор помещается в центре буровой вышки. Бурильные трубы и ведущая труба внутри полые. Ведущая труба верхним концом соединяется с вертлюгом. Нижняя часть вертлюга, соединенная с ведущей трубой, может вращаться вместе с колонной бурильных труб, а его верхняя часть всегда неподвижна.

К отверстию (горловине) неподвижной части вертлюга присоединяется гибкий шланг, через который в процессе бурения закачивается в скважину промывочная жидкость. Пройдя ведущую трубу и колонну бурильных труб промывочная жидкость попадает в долото и через отверстия в нем устремляется на забой скважины. Жидкость промывает забой. Подхватывает частицы разбуренной породы и вместе с ними через кольцевое пространство между стенками скважины и бурильными трубами поднимается вверх.

К верхней неподвижной части вертлюга шарнирно прикреплен штроп, при помощи которого вертлюг подвешивается на подъёмном крюке, связанном с подвижным талевым блоком.

Во время бурения колонна труб висит на крюке и опускается по мере углубления. Как только долото срабатывается, всю колонну труб поднимают на поверхность для его замены.

Пробуриив с поверхности Земли скважину на глубину 30...600м, в нее спускают кондуктор, служащий для перекрытия слабых пород и для создания вертикального направления ствола скважины при дальнейшем бурении. После спуска кондуктора производят цементирование, то есть закачивают цементный раствор через обсадные трубы в кольцевое пространство между ними и стенками скважины.

В строении нефтяных и газовых месторождений принимают участие только осадочные горные породы. При бурении нефтяных и газовых скважин основным инструментом, при помощи которого происходит разрушение горной породы на забое и образуется скважина, является долото.

В России для бурения нефтяных и газовых скважин в основном используют шарошечные долота с коническими шарошками. Шарошечные долота изготавливаются трёх видов: одношарошечные - I, двухшарошечные - II и трёхшарошечные - III. Трёхшарошечные долота получили наибольшее распространение (рис.3.4).

В Российской Федерации получили распространение три способа бурения нефтяных и газовых скважин: роторный, гидравлическими забойными двигателями и бурение электробурами. Основные объёмы бурения осуществляются турбобурами (80...85%). Бурение винтовыми забойными двигателями (6%), роторным способом (7...12%) и электробурами (2%) производится в значительно меньших объёмах.

Турбобур - это забойный гидравлический двигатель, предназначенный для бурения скважин. В рабочих колесах турбобура гидравлическая энергия бурового раствора, движущегося под давлением, превращается в механическую энергию вращающегося вала, связанного с долотом.

Основная часть турбобура - турбина, состоящая из большого числа(более сотни) совершенно одинаковых ступеней. Каждая ступень состоит из двух частей: вращающейся, соединённой с валом турбобура, называемой ротором и неподвижной, закреплённой в корпусе турбобура, называемой статором (рис.7.3). Статор 1 представляет собой гладкое стальное кольцо, на внутренней поверхности которого имеются изогнутые лопатки 3. Концы лопаток соединяются внутренним ободом 4. Ротор состоит из кольца 6 и лопаток 2, подобных лопаткам статора, но обращённых выпуклостью в другую сторону. Наружные концы лопаток ротора соединены ободом 5. Между статором и ротором имеется зазор, обеспечивающий свободное вращение ротора в статоре.

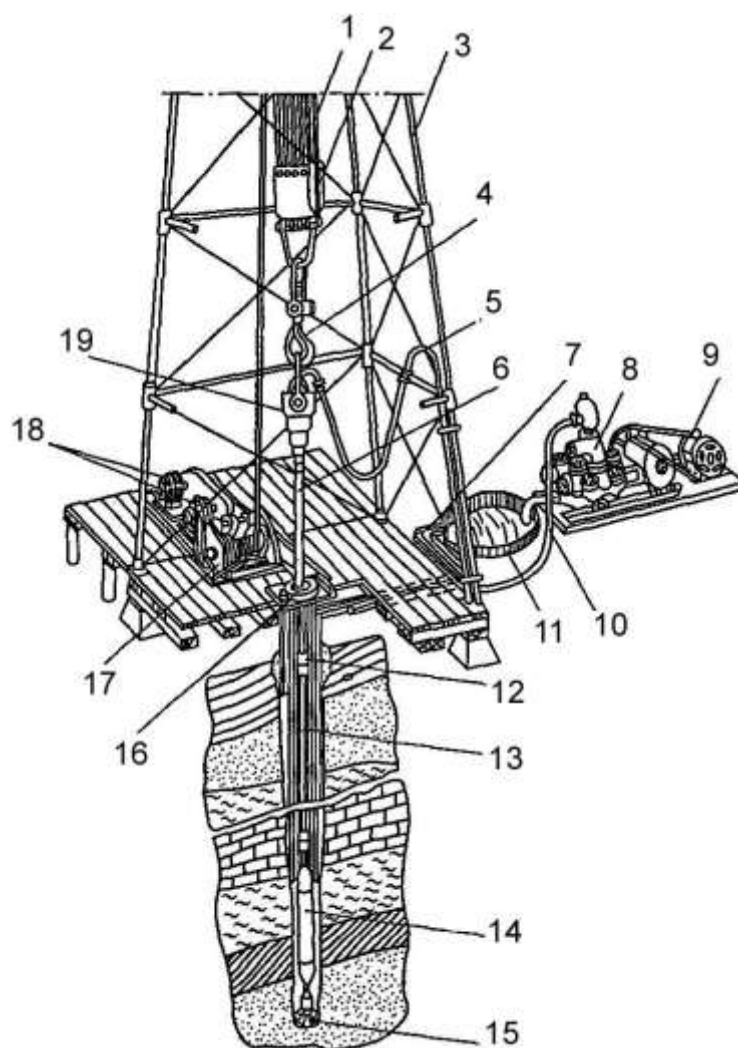


Рис. 2.1. Схема буровой установки для глубокого вращательного бурения:

1 – талевый канат; 2 – талевый блок; 3 – вышка; 4 – крюк; 5 – буровой шланг; 6 – ведущая труба; 7 – жалоба; 8 – буровой насос; 9 – двигатель насоса; 10 – обвязка насоса; 11 – приемный резервуар (емкость); 12 – бурильный замок; 13 – бурильная труба; 14 – гидравлический забойный двигатель (при роторном бурении не устанавливается); 15 – долото; 16 – ротор; 17 – лебедка; 18 – двигатели лебедки и ротора; 19 – вертлюг.

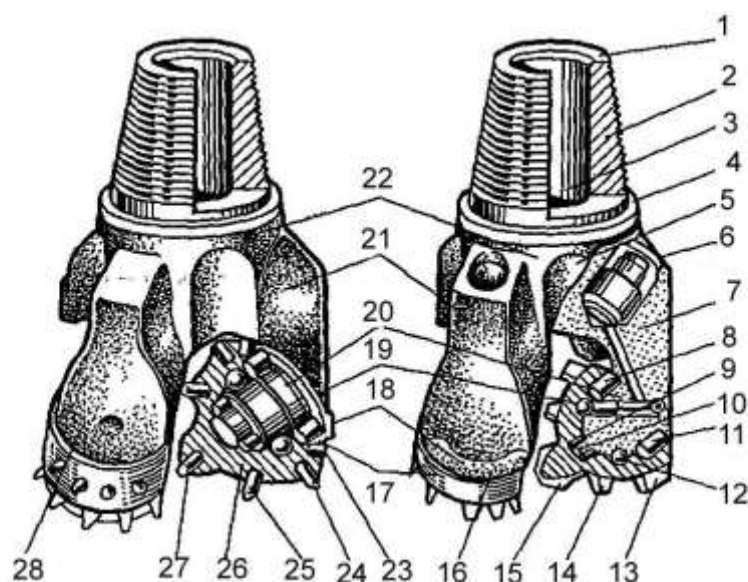


Рис.3.4. Устройство трехшарошечных долот:

1 – торец присоединительного ниппеля; 2 – присоединительный ниппель с замковой резьбой; 3 – внутренняя полость присоединительного ниппеля; 4 – упорный уступ долота; 5 – резервуар для размещения смазки; 6 – система компенсации давления смазочного материала; 7 – лапа; 8 – периферийный роликовый радиальный подшипник качения; 9 – концевой радиальный подшипник скольжения; 10 – концевой упорный подшипник скольжения; 11 – герметизирующий элемент; 12 – средний шариковый радиально – упорный подшипник качения; 13 – фрезерованный зуб периферийного венца; 14 – фрезерованный зуб среднего венца; 15 – фрезерованный зуб вершины шарошки; 16 – наплавка зерновым твердым сплавом; 17 – шарошка; 18 – козырек лапы; 19 – замковый палец; 20 – цапфа лапы; 21 – спинка лапы; 22 корпус долота; 23 – твердосплавный зубок, запрессованный в тыльный корпус шарошки; 24 – твердосплавный зубок периферийного венца шарошки; 25 – твердосплавный зубок среднего венца шарошки; 26 – концевой роликовый подшипник скольжения; 27 – твердосплавный зубок вершины шарошки; 28 – твердосплавный зубок, запрессованный в козырек лапы.

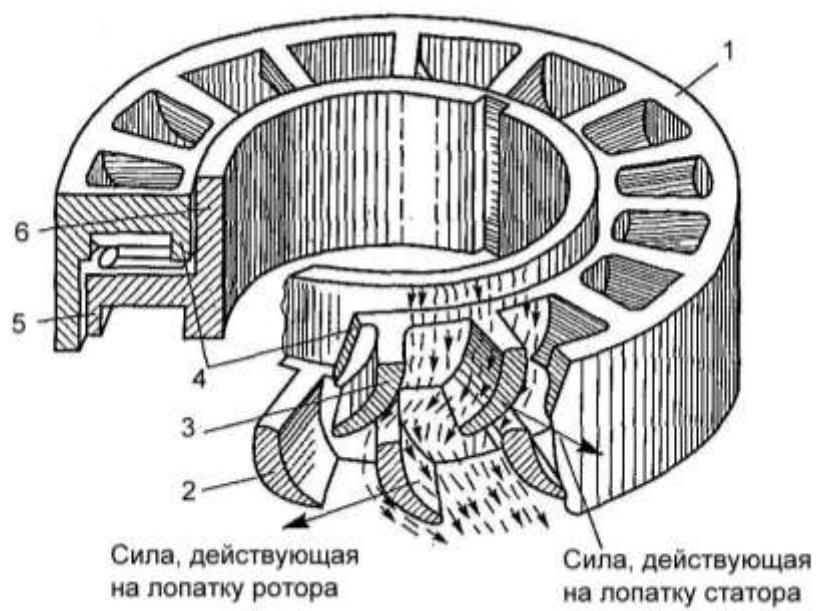


Рис. 7.3. Действие турбины:
 1 – статор; 2 – лопатки ротора; 3 – лопатки статора; 4 – обод статора; 5 – обод ротора; 6 – кольцо ротора.

II.2. Устройство газовой скважины.

Природный газ добывают на газовых промыслах, которые состоят из эксплуатационных скважин, промысловых газосборных сетей и головных сооружений подготовки к дальнейшему транспортированию.

На рис.5.1 показана схема газовой скважины. Оборудование скважины состоит из надземной и подземной части. Подземная часть состоит из забоя, колонн обсадных и фонтанных труб. Надземная часть представляет собой обвязку устья скважины комплектом запорной арматуры. Колонна обсадных труб (3) предохраняет ствол скважины от обвалов породы и проникновения пластовых вод. Зазор между наружными стенками обсадных труб и породой пласта уплотняется цементным раствором. Нижняя часть обсадной колонны опирается на цементный башмак.

Устройство забоя скважины зависит от характера пород, из которых сложен продуктивный пласт. Если продуктивный пласт состоит из крепких пород, то нижнюю часть колонн обсадных труб размещают над кровлей продуктивного пласта, и газ поступает в скважину через открытый забой. Если продуктивный пласт состоит из рыхлых пород, то обсадную колонну пропускают через весь продуктивный пласт, а нижнюю часть колонны перфорируют – в ней устраивают отверстия для доступа газа в скважину.

При подаче газа на поверхность по стволу скважины возникают большие потери давления. Чтобы уменьшить эти потери, увеличивают диаметры фонтанных труб или ведут добычу газа по обсадной колонне: колонну фонтанных труб с фильтром опускают до забоя таким образом, чтобы отверстия фильтра находились напротив продуктивного пласта.

После окончания бурения газовая скважина заполняется глинистым раствором. Перед отбором газа глинистый раствор заменяют водой, вследствие понижения давления столба жидкости происходит приток газа из пласта в забой скважины.

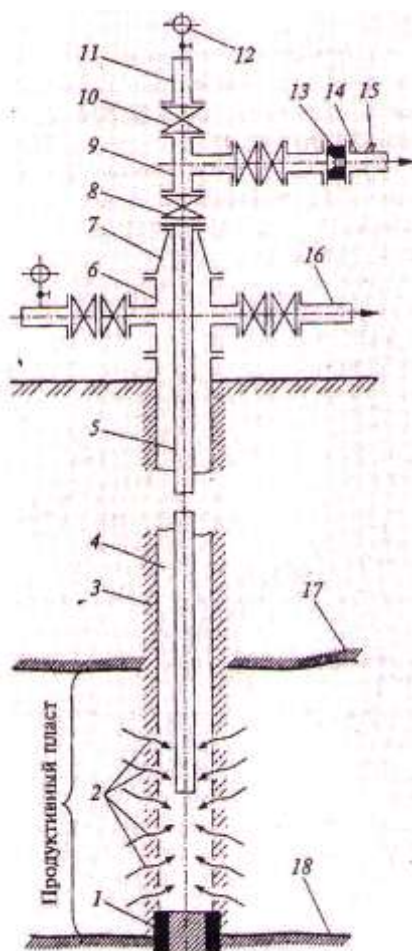


Рис.5.1. Схема газовой скважины:

- 1 – башмак;
- 2 – перфорация;
- 3 – колонна обсадных труб;
- 4 – межтрубное пространство;
- 5 – колонна фонтанных труб;
- 6 – крестовина;
- 7 – переходная катушка;
- 8 – коренная задвижка;
- 9 – тройник;
- 10 – буферная задвижка;
- 11 – буфер;
- 12 – манометр;
- 13 – регулирующий штуцер;
- 14 – рабочая выкидная струна фонтанных труб;
- 15 – термометр;
- 16 – рабочая выкидная струна из межтрубья;
- 17 – кровля;
- 18 – подошва

II.3. Подготовка газа к транспортировке.

Газ, подаваемый в магистральный газопровод, должен быть очищен от механических и агрессивных химических примесей и осушен.

Механические примеси - твердые, жидкие и газообразные вещества, входящие в состав газа и снижающие его теплоту сгорания. Твердые вещества - различные сложные химические вещества (окись алюминия, соединения кремния, железа, кальция, магния, серы и др.) жидкие и газообразные - вода, ее пары солей, образовавшихся при высоком давлении. К механическим примесям также относят конденсат (углеводороды от гексана до керосина) с более высокой теплотой сгорания, чем природный газ.

Для очистки природного газа от механических примесей на пути движения его от месторождения до потребителя устанавливают сепараторы, фильтры. Выбор технологии очистки газа от примесей зависит от размеров частиц и требуемой степени очистки. Наиболее широко используют гравитационный и инерционный принципы отделения газа от капельной жидкости и твердых механических примесей. Сепараторы устанавливают у скважин. В гравитационных сепараторах механические примеси выпадают под действием силы тяжести при малых скоростях движения газа. Недостатки таких сепараторов - большая металлоемкость и невысокая эффективность очистки.

В инерционных сепараторах механические примеси выпадают под действием силы тяжести и центробежных сил, возникающих при криволинейном движении газа

С учетом центробежного эффекта разделения газожидкостных смесей работает сепаратор с прямоточными центробежными элементами (рис. 4)

Газ через входной штуцер 1 поступает в прямоточные центробежные патрубки 2 сепаратора, которые имеют индивидуальное крепление к разделительной перегородке 3. Далее газ направляется в промысловый коллектор, а отсепарированная жидкость стекает по сливным трубам 4 в нижнюю часть сепаратора, откуда удаляется через сливной патрубок 5. Прямоточный центробежный патрубок (рис. 5) представляет собой заглушённую снизу цилиндрическую трубу 2, на поверхности которой имеются тангенциально прорезанные для входа неочищенного газа. Поток газа, поступает через тангенциальные щели 1, закручивается. Практически все капли, образуемые в входящем потоке газа, отбрасываются в поле центробежных сил к внутренней поверхности трубы 2. Полученная жидкостная пленка под влиянием закрученного потока газа поднимается вверх и через кольцевой зазор 4, образованный трубой 2 и вставленный в нее коротким патрубком 3, направляется вниз. Ширина кольцевого зазора должна несколько больше максимально возможной толщины пленки жидкости.

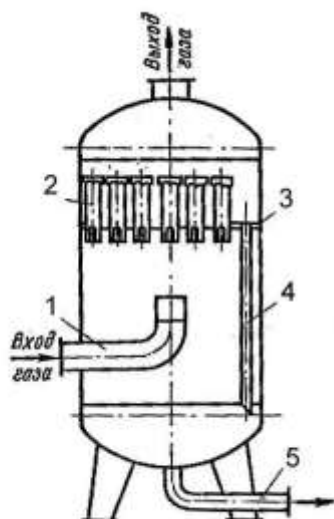


Рис.4 Схема сепаратора с прямоточными центробежными элементами.

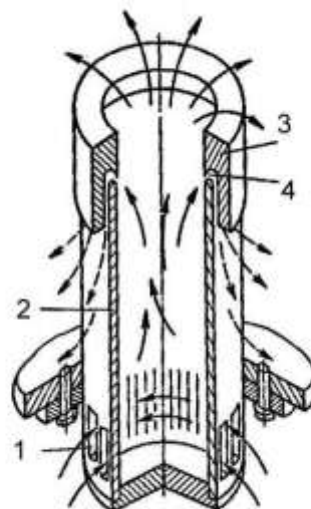


Рис.5 Прямоточный центробежный патрубок.

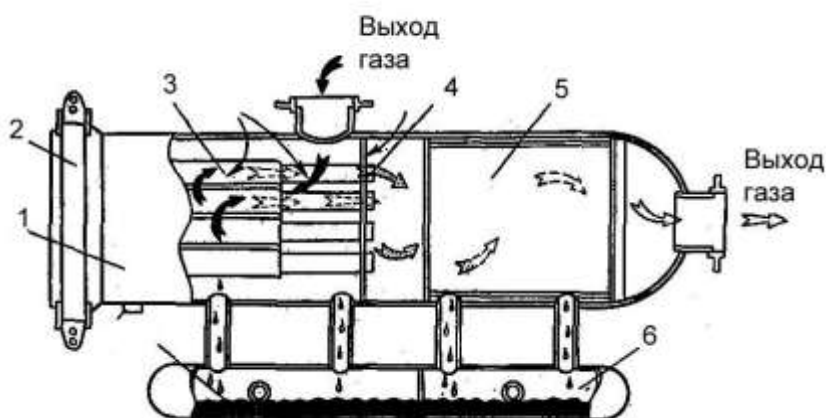


Рис.6 Схема горизонтального пористого фильтра «Пико» (США)

На завершающей стадии эксплуатации газоконденсатных месторождений, когда содержание конденсата в газе резко снижается, а влага увеличивается, применение сепараторов не обеспечивает достаточно эффективную очистку газа. Для повышения эффективности сепарации применяют пористые фильтры или фильтры-сепараторы.

Конструкция фильтра может быть как вертикальная, так и горизонтальная. Фильтры изготавливают для удаления твердой взвеси, а также одновременно твердой взвеси и жидкости. Конструктивно фильтры отличаются от сепараторов только тем, что для отделения жидкости в конце пылеуловителя предусматривается влагоуловитель.

Горизонтальный пористый фильтр фирмы «Пико» (США) (рис. 6) для очистки природного газа от твердых и жидких веществ состоит из корпуса 1 и открывающимся днищем 2, которое служит для монтажа и демонтажа фильтрующих элементов 3, а так же для осмотра внутренних стенок и конструкций фильтра. Фильтрующие элементы вмонтированы в трубную доску 4, которая разделяет внутреннюю полость фильтра на две секции: неочищенного и очищенного газа. Для создания большой поверхности фильтрации применяют большое число фильтрующих элементов.

Неочищенный газ входит в фильтр через верхний патрубок и омывает фильтрующие элементы. При этом крупные частицы пыли, ударяясь о наружную поверхность элементов, падают вниз в грязевик 7 или оседают на элементах, а пыль мелких фракций проникает вглубь фильтрующих элементов 3 и в полые пространства, где и задерживается. В качестве фильтрующих элементов применяют различные материалы, имеющие пористую среду.

Отделение жидкости от газа в пористых фильтрующих элементах достигается за счет инерционных сил. Кроме того, фильтрующие элементы обрабатывают так, что частицы жидкости не смачивают волокна, а задерживаются на них в виде капель. По мере отделения влаги от газа эти капли увеличиваются. Затем они срываются потоком газа внутрь фильтрующей трубки и уносятся во влагоотделитель 5. Так как капли влаги имеют размер уже в 100 - 200 раз больше первоначального, то они сепарируются влагоотделителем, скапливаясь в влагоуловителе 6.

Степень очистки газа от твердых частиц диаметром 1 мкм и выше составляет 100%, для частиц жидкости размером от 1 мкм и более 99,9%.

Фильтр-сепаратор наиболее эффективно работает в конструктивном сочетании центробежного эффекта с фильтрацией. Поэтому принципу осуществляется работа фильтрующего пакета (рис. 7). Газ через направляющее устройство 1 поступает в кольцевую полость, образованную кожухом 2 и фильтрующим элементом 3, которые насажены на очень часто перфорированную трубу 4. При этом газ закручивается и основная часть дисперсной фазы под действием центробежных сил отбрасывается на стенки кожуха и стекает в сборник отсепарированной жидкости. Крупные капли воды, конденсаты и тяжелые твердые частицы под действием собственной массы падают вниз в сборник жидкости. Закрученный поток уже частично отсепарированного газа через фильтр

поступает в центральную трубу и удаляется из аппарата. Пленка жидкости, образовавшаяся на фильтрующей поверхности, в виде отдельных струек стекает вниз в сборник.

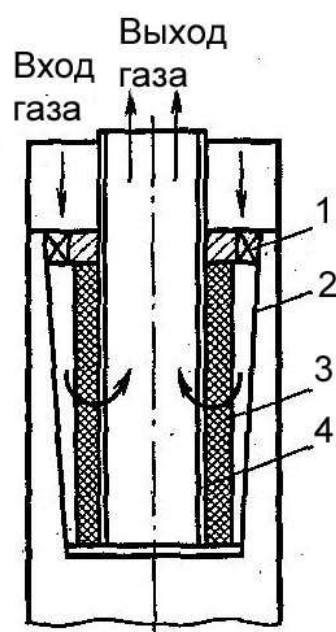


Рис.7 Принципиальная схема фильтрующего пакета.

Осушка природного газа - процесс удаления из газов паров воды. Существуют различные методы осушки газа: адсорбционный, абсорбционный.

Адсорбция - поглощение веществ из газов по поверхности твердого тела, называемого адсорбентом. В качестве адсорбентов применяют активированную окись алюминия, флорит, боксит, силикагель, цеолиты. В отличие от адсорбции абсорбция происходит во всем объеме поглотителя (абсорбента).

В качестве абсорбентов применяют диэтиленгликоль, триэтиленгликоль. Они хорошо смешиваются с водой, неагрессивны, недороги.

Осушку и извлечение конденсата из газа совмещают в одном процессе - низкотемпературной сепарации. Газ охлаждают в установках низкотемпературной сепарации за счет дросселирования, установок искусственного холода или трубодетандеров и при этом одновременно отделяются углеводороды и влага. Для предотвращения образования гидратов в установках НТС в поток сырого газа впрыскивают гликоли.

В установках низкотемпературной сепарации (рис. 8) газ высокого давления (16-30 МПа) из скважин поступает в сепаратор 1, затем обратными потоками он охлаждается в теплообменниках 3 и 4 (либо в 4 холодильным агентом и газом низкого давления) и через регулятор 5, в котором его давления снижается до 7,6 - 8 МПа, подается в сепаратор 6. В сепараторах 1 и 2 выделяется тяжелый конденсат, а в сепараторе 6 - легкий. Легкий конденсат используют для орошения стабилизационной колонны 7, оборудованной ребойлером 8 и насосом 9. Перед теплообменниками 3 и 4 в поток газа высокого давления для предотвращения гидратообразования насосом 13 впрыскивают диэтиленгликоль 90 - 92%-ной концентрации в количестве 2-2,5 кг на 1 тыс. м³ газа. В сепараторе 6 выпадает углеводородный конденсат и вода с ингибитором, которые расслаиваются на углеводородный и водно-гликолевый конденсат.

Конденсат из сепаратора 6 направляется на орошение колонны 7, а водно-гликолевый раствор из 6 - на регенерацию в установку 12, где происходит отделение воды от гликоля, после чего гликоль снова возвращается в цикл.

Холодный газ из верхней части сепаратора 6 через теплообменники 3 и 10, в которых он подогревается, направляется в газопровод высокого давления. Конденсат из колонны 7 через теплообменник 10, в котором он охлаждается, направляется в емкости стабилизированного конденсата. Нагретый углеводородный конденсат из сепаратора 2 через дроссель 11 направляется на стабилизационную колонну 7. Нижнюю часть этой колонны подогревают в огневом подогревателе - рибойлере стабилизатора 8 до температуры 80 – 120.

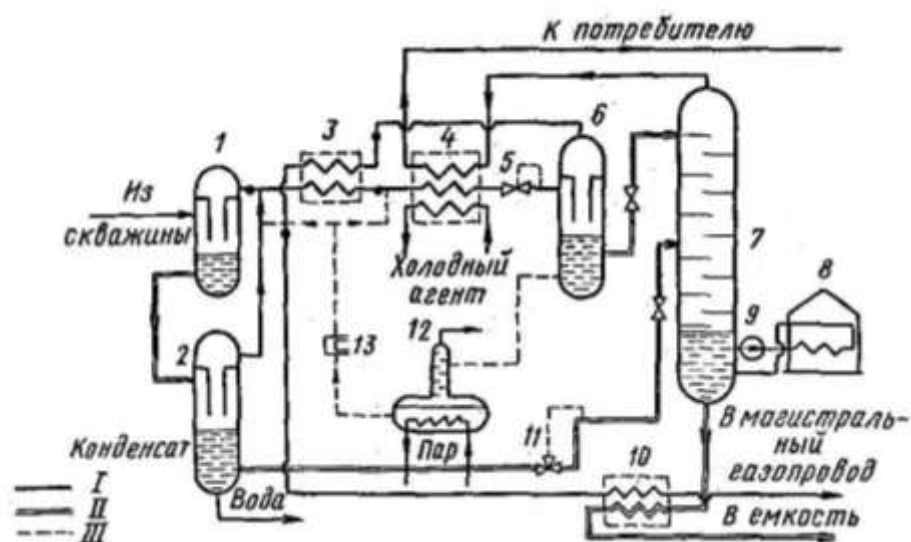


Рис.8 Схема установки низкотемпературной сепарации газа:

I – газ; II – конденсат; III – гликоль.

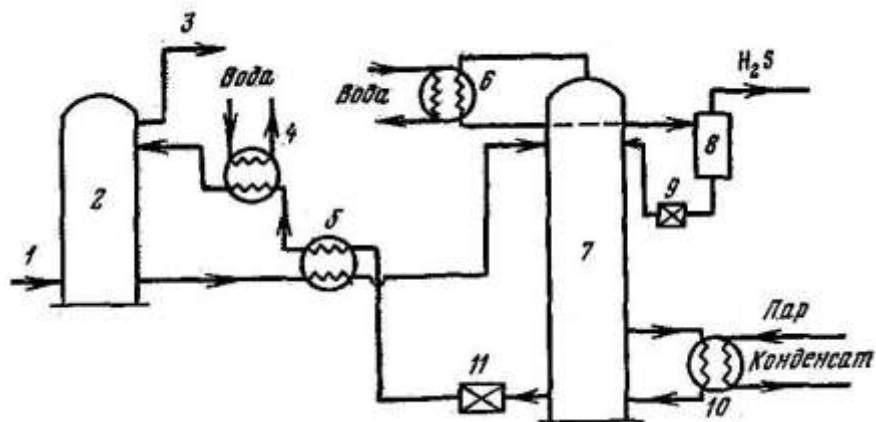


Рис. 9 Схема очистки газа от сероводорода.

Очистка газа от сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2) осуществляют на головных сооружениях. Наиболее распространен этаноламиновый способ, основанный на использовании в качестве поглотителей водных растворов этаноламинов: моноэтаноламина, диэтаноламина и триэтаноламина. Все они тяжелее воды. Чаще всего используют моноэтаноламин, который обладает высокой реакционной способностью, стабильностью, легкостью регенерации от загрязненных растворов, низкой стоимостью.

Очистка газа этаноламиновым способом проводят следующим образом (рис. 9). Неочищенный газ по газопроводу поступает в нижнюю часть абсорбера 2, проходит через несколько рядов тарелок и выходит в верхней части абсорбера в газопровод 3. В абсорбере навстречу газу подается регенерированный раствор этаноламина, который, контактируя с газом, поглощает H_2S и CO_2 . Продукты химического соединения этаноламинов с H_2S и CO_2 проходят через теплообменник 5 и поступают в выпарную колонну 7, где подогревается. Кроме того, дополнительный подогрев, проводится в кипятильнике 10. Здесь при температуре около 100°C реакция протекает в обратном направлении с регенерацией этаноламинов и выделением H_2S и CO_2 , которые содержат в себе пары этаноламинов. В холодильнике 6 эти пары смеси охлаждаются и в сепараторе 8 разделяются на газы и конденсат. Конденсат забирается насосом 9 и направляется в выпарную колонну 7, а газы идут на дальнейшую переработку для получения серы, серной

кислоты или обезвреживаются (сжижаются), если экономически целесообразно их утилизировать. Регенерированный раствор этаноламинов из нижней части выпарной колонны 7 насосом 11 подается снова в абсорбер 2. При этом раствор охлаждается в теплообменнике 5 и холодильнике 4. Степень очистки при этом достигает 99% и выше.

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

Одоризация газа. Очищенный от вредных примесей природный газ не имеет ни запаха, ни цвета. Поэтому для своевременного обнаружения утечек газа ему искусственно придают специфический запах (одоризируют) путем ввода в него специальных компонентов. Вещества, применяемые в качестве компонентов для искусственной одоризации газа, называют одорантами, а установки с помощью которых проводят одоризацию - одоризационными (одоризаторами).

Используемые для одоризации газа реагенты должны отвечать следующим требованиям:

- иметь резкий и специфический запах, отличающийся от других запахов жилых и производственных помещений;
- обладать физиологической безвредностью при применяемых концентрациях;
- не должен агрессивно действовать на металл и материалы газовых сетей аппаратов, приборов с которыми приходит в соприкосновение одорированный газ;
- обладать достаточно высоким давлением насыщенных паров;
- не должны поглощаться почвой и создавать в помещениях стойкий, медленно исчезающий запах;
- продукты сгорания одоранта не должны ухудшать санитарно-гигиенические условия бытовых и производственных помещений;

Указанным требованиям в большей степени удовлетворяют некоторые сернистые соединения: этил меркаптан, сульфид, метил меркаптан, пропил меркаптан, калодорант, пенталарм, каптан. Наибольшее распространение в качестве одоранта этил меркаптан - прозрачная бесцветная жидкость (иногда имеющая зеленоватый оттенок) с резким скунсоподобным запахом и относительной плотностью равной 0,83 кг/м³.

Удельный расход одоранта зависит от его качества, состава и свойства одорируемого газа, климатических условий. Содержание одоранта в газе должно быть

таким, чтобы человек с нормальным обонянием ощущал запах одоранта при объемном содержании газа в воздухе помещения, равным $1/5$ его нижнего предела взрываемости (сигнальная норма содержания газа в воздухе помещения). Из этих условий и рассчитывается удельная норма расхода одоранта. Для этил-меркаптана она составляет 16 г., или $19,1 \text{ см}^3$ на 1 тыс. м^3 газа. Удельная норма расхода одоранта изменяется по сезонам года, так как с повышением температуры восприимчивость запаха человеком повышается. В связи с этим расход одоранта в летнее время меньше, чем в зимнее. Отклонение от средней нормы расхода определяется конкретными режимами работы магистральных газопроводов и климатическими условиями.

В газопровод одорант вводят с помощью одоризированных установок, которые обеспечивают подачу одоранта пропорционально расходу газа в строгом соответствии с установленной нормой одоризации. Установка работает в полуавтоматическом и автоматическом режимах. В основном используют установки двух типов: капельные (дозирующие) и барботажные.

С помощью полуавтоматической одоризационной установки капельного типа (рис 7.7) одорант подают в газопровод в виде капель или тонкой струи. На пути движения газового потока в газопроводе устанавливают диафрагму 9, на которой в зависимости от расхода газа создается определенный перепад давления. Одорант со склада насосами закачивают в промежуточную емкость 8, из которой он под давлением газа перелавливается в одоризатор 3. При этом необходимое давление газа в емкости 8 поддерживают регулятором давления 7 и контролируют манометром 6. Предохранительный клапан 5 предохраняет емкость от чрезмерного повышения давления. Одоризатор 3 снабжен мерным стеклом 4, по которому контролируют уровень одоранта. Из одоризатора одорант по трубопроводу через фильтр 2 и калиброванное сопло выпускают в газопровод за диафрагмой 9 с давлением P_2 .

Давление, при котором одорант выходит из сопла будет равно $h\rho q + \Delta\rho, h\rho q$ - давление столба жидкости для данной конструкции установки всегда величина постоянная.

где: h - превышение нижнего уровня одоранта в банке над калиброванными отверстием, м;

ρ - плотность одоранта, кг/м^3 ; q - $9,8 \text{ м/сек}^2$ ускорение свободного падения.

Перепад давления $\Delta\rho$ изменяется в зависимости от проходящего через диафрагму количества газа, следовательно и количество впрыскиваемого одоранта будет изменяться пропорционально расходу газа.

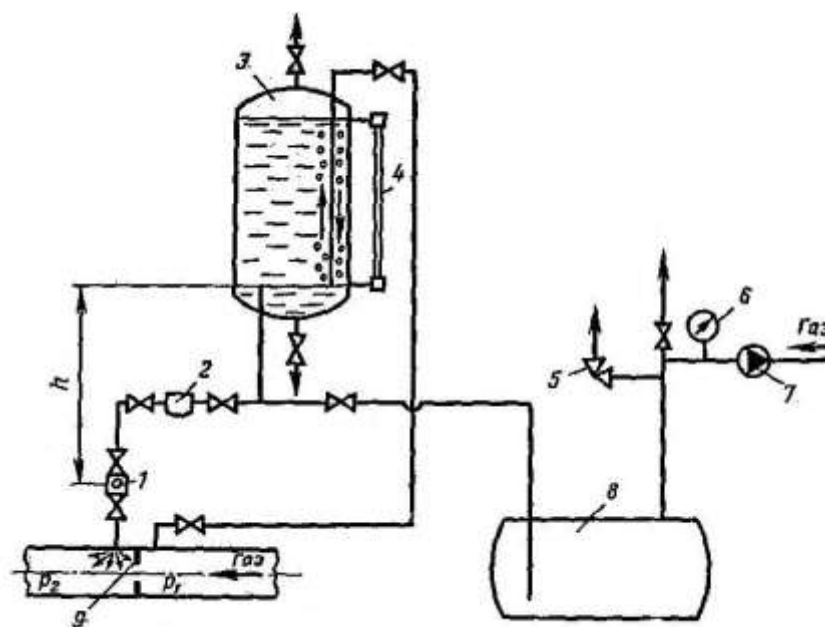


Рис. 10 Схема полуавтоматической одоризационной установки.

Для визуального контроля за подачей одоранта через калиброванное сопло 1 и настройки работы одоризатора имеется смотровое окно. Первоначальную настройку работы одоризатора проводят по строго фиксированному расходу газа. Далее в зависимости от количества протекающего газа будет меняться перепад давления на диафрагме, что обеспечит пропорциональность расхода одоранта расходу газа.

Барботажные одоризационные установки работают по принципу насыщения отведенного потока газа парами одоранта в барботажной камере и затем смещения его с основным потоком в газопроводе.

Газ одоризируют на головных сооружениях. При протяженных магистральных газопроводах насыщенность газа одорантом уменьшается по длине трубопровода вследствие реакции одоранта с окислителем металла на внутренней поверхности трубы.

Поэтому целесообразно проводить дополнительную одоризацию газа на промежуточных пунктах магистральных газопроводов перед подачей его на газораспределительные станции.

II.4. Магистральные газопроводы.

Природный газ от газовых скважин до мест потребления поступает по магистральным газопроводам. Магистральные газопроводы представляют собой сложное сооружение, состоящее из газопроводов, установок по очистке и осушке газа, компрессорных и газораспределительных станций и одоризационных установок.

На рис.5.2. показана схема транспортирования газа от газовых скважин до потребителей. Газ из скважин (1) поступает в сепараторы (2), где от него отделяют различные механические и жидкие примеси. Далее по промысловым газопроводам (3) газ поступает в коллекторы и промысловые газораспределительные станции (4). Здесь газ снова очищается в масляных пылеуловителях, осушается и одорируется.

После такой подготовки газ направляют в магистральный газопровод (5).

Основные элементы магистрального трубопровода – сваренные в непрерывную нитку трубы. Их заглубляют в грунт на глубину 0,8 м от верха трубы. Для магистральных трубопроводов применяют цельнотянутые или сварные трубы диаметром 300÷1420 мм.

Магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления делятся на два класса: первый – при рабочем давлении от 2,5 до 10 МПа; второй – при рабочем давлении от 1,2 до 2,5 МПа.

Для сбора и удаления конденсата из газопровода в наиболее низких его местах предусматривается установка конденсатосборников.

При пересечении крупных рек газопроводы утяжеляют грузами или сплошными бетонными покрытиями и заглубляют ниже дна реки. Кроме основной укладывают резервную нитку перехода того же диаметра. На пересечении железных и крупных шоссейных дорог трубопровод проходит в патроне из труб, диаметр которых на 200 мм меньше диаметра основного. Для удовлетворения потребностей в газе населенных пунктов, находящихся вблизи трасс газопроводов, от них прокладывают отводы или ответвления из труб малого диаметра.

С интервалом $10\div 30$ км в зависимости от рельефа трассы на трубопроводе устанавливают линейные краны или задвижки для перекрытия участков в случае аварии и ремонта. С обеих сторон линейного крана на газопроводе имеются свечи для выпуска газа в атмосферу при авариях.

Для преодоления трения и местных сопротивлений в газопроводе и поддержания в нем давления на заданном уровне на трассе газопровода сооружают компрессорные станции (6). Для проведения ремонтных работ на магистральных газопроводах устанавливают запорную арматуру.

Для транспортирования больших количеств газа по магистральным газопроводам используют трубы диаметром 1220 и 1420 мм, повышают рабочее давление до 7,5 МПа, прокладывают газопроводы в две нити и более.

Режим работы магистрального газопровода предусматривает равномерную подачу газа от газовых промыслов до потребителей газа. Однако потребность в газовом топливе для потребителей неравномерна. Для выравнивания сезонной неравномерности потребления газа строят подземные хранилища газа или подключают к газопроводу потребителей, которым в летнее время можно подавать излишки газа, например электростанции, таких потребителей, называют буферными.

На подходе к городу сооружают газораспределительные станции, из которых газ после замера его количества и снижения давления подается в распределительные сети города. Газораспределительная станция - конечный участок магистрального газопровода и является границей между городскими и магистральными газопроводами.

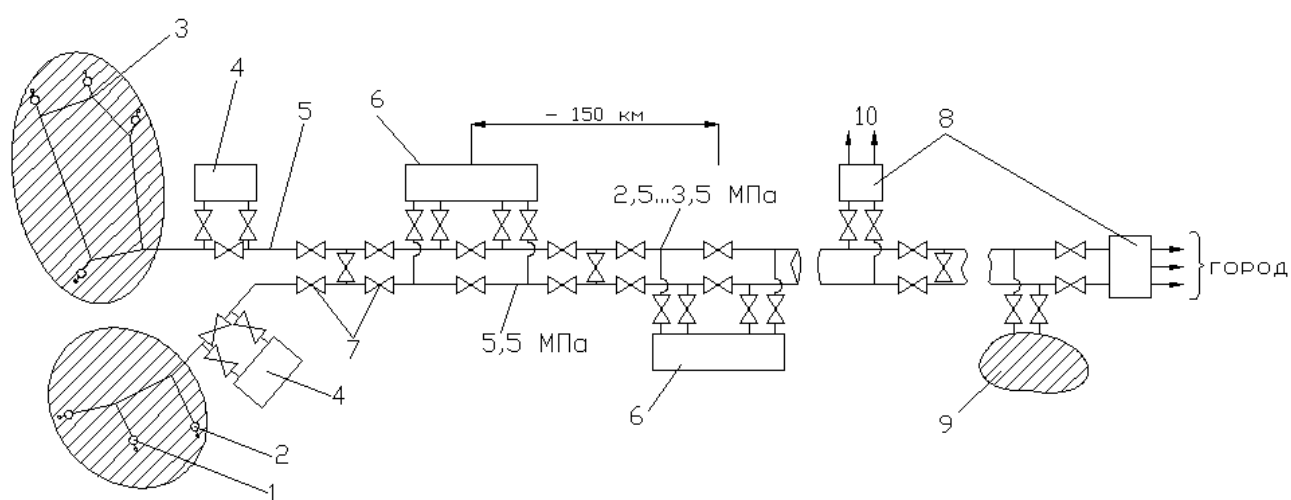


Рис.5.2. Принципиальная схема транспортирования газа от скважин до городских потребителей: 1-скважины; 2-сепараторы; 3-промысловые газопроводы; 4-промысловые газораспределительные станции; 5-магистральный газопровод; 6-промежуточные

компрессорные станции; 7 - линейная запорная арматура; 8 - газораспределительные станции;
9 - подземное хранилище газа; 10 - промежуточный потребитель.

III.3. Защита газопроводов от коррозии.

Разрушение металла от воздействия на него окружающей среды называется коррозией. Процесс коррозии может протекать двумя путями: прямым химическим взаимодействием и в результате электрохимической реакций, сопровождающихся прохождением электрического тока между участками поверхности металла.

Процесс коррозии начинается с поверхности и при развитии распространяется вглубь. В случае, когда продуктами коррозии покрыта вся поверхность, говорят о сплошной коррозии, которая может быть равномерной и неравномерной. При неравномерной коррозии поверхность приобретает чешуйчатый характер.

Различают следующие виды коррозии:

- язвенная коррозия- диаметр поражения примерно равен глубине проникновения;
- точечная (питтинговая) коррозия- диаметр поражения меньше глубины проникновения.

Скорость равномерной коррозии оценивается массовым показателем коррозии – потерей массы с единицы его поверхности за единицу времени.

Механизм возникновения и действия коррозионных процессов в основном зависит от вида электролитов и значений электронных потенциалов. Разность потенциалов между металлом и электролитом называется электрохимическим или электродным потенциалом металла. Металлы, расположенные по возрастанию их нормальных потенциалов, образуют ряд активностей (Таблица 4).

Потенциалы являются отрицательными, если сами металлы заряжены отрицательно по отношению к раствору, и положительными, если металлы заряжены положительно. Чем более отрицателен потенциал металла, тем больше склонность его к коррозии, если нет других причин, препятствующих переходу катионов в раствор.

Нормальным потенциалом металла называется разность потенциалов между металлом, погруженным в раствор его соли, содержащей 1 г – ион металла в 1 л, и нормальным водородным электродом. Стационарным называется потенциал, при котором устанавливается баланс между числом зарядом, потерянных металлом, и число зарядов, вновь им приобретенных.

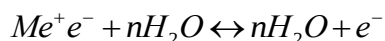
Различают следующие основные виды коррозии подземных газопроводов:

- почвенную (электрохимическую);
- блуждающими токами.

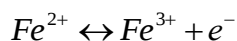
Электрохимическая коррозия возникает при контакте металла с электролитом. Поверхность любого металла неоднородна и состоит из множества короткозамкнутых микроэлектродных элементов.

При развитии электрохимической коррозии одновременно протекают два электродных процесса.

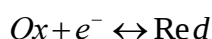
Анодный – переход ионов металла в раствор с оставлением соответствующего числа электронов на поверхности металла:



Происходит реакция окисления железа:



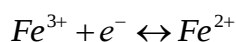
Катодный – ассимиляция избыточных электронов атомами или молекулами электролита, которые при этом восстанавливаются:



Где Ox – окислитель, присутствующий в растворе электролита;

Red – его восстановленная форма.

Примером катодного процесса является реакция восстановления:



Анодный и катодный процессы протекают сопряжено и замедление одного из них тормозит другой. Разрушение металлов происходит на аноде. Принципиальная схема электрохимического разрушения металла приведена на (Рис.2).

В случае, если на поверхности металлического сооружения возникают участки с различными потенциалами, появляется уравнивающий ток, который будет протекать через грунт от участков сооружения, обладающих более отрицательным потенциалом, к участкам с более положительным потенциалом, а в самом сооружении ток будет протекать в обратном направлении. Участки, на которых растворяется металл, называются анодными. На анодных участках коррозионный ток стекает с сооружения в окружающий грунт, а на катодных – ток входит в грунт. Электрохимические процессы на аноде и на катоде различны, но взаимосвязаны, т.е. не могут, как правило, протекать самостоятельно. Такая система называется коррозионным элементом.

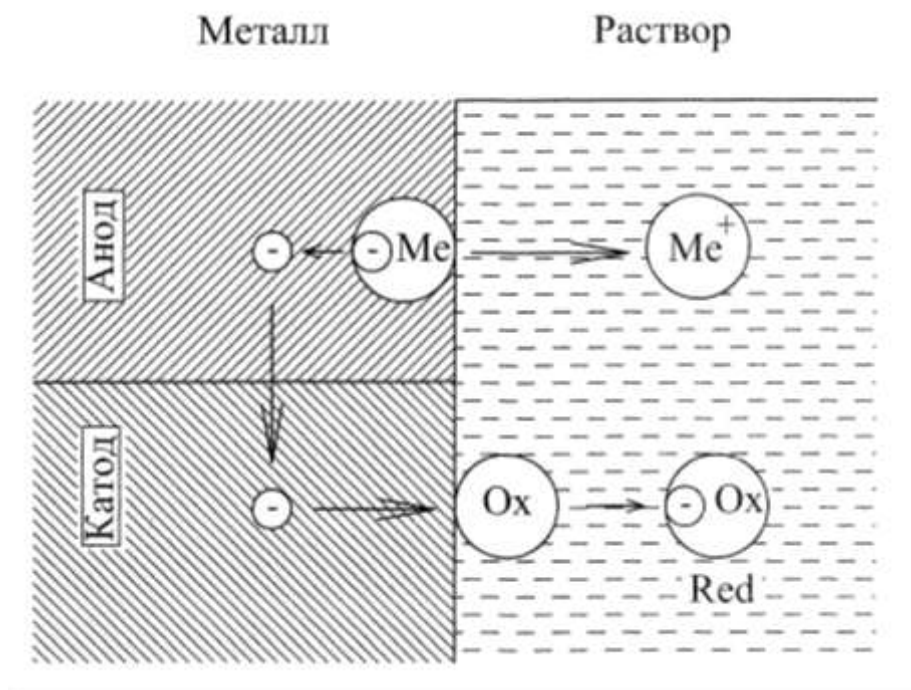


Рис. 2 Принципиальная схема электрохимической коррозии металла.

Опасность коррозии зависит от насыщения грунта водой.

Считается, что наиболее сильная коррозия подземных сооружений происходит в грунте, имеющем влажность $W=30\%$. Это обусловлено более быстрой диффузией кислорода в грунтах, не насыщенных водой, т.е. в рыхлых и пористых, тогда как при $W>30\%$ кислород быстро растворяется и скорость диффузии его замедляется.

Процесс коррозии в грунте развивается быстро при проникновении воздуха в грунт, так как кислород воздуха способствует микробиологическим процессам. В результате

неравномерного проникновения воздуха к подземному сооружению по его длине возникают гальванические пары. Катодными участками этих пар, как правило, будут хорошо аэрируемые участки, а анодными – мало аэрируемые.

Гранулометрический состав и структура грунта определяют целый ряд физических и физико-химических свойств, важных в коррозионном отношении. К этим свойствам в первую очередь относятся пористость, воздухопроницаемость, способность удерживать влагу и водорастворимые соли, характер контакта с поверхностью подземного сооружения.

Микроорганизмы изменяют химический состав среды, окружающей подземное сооружение, и активизируют электрохимические реакции, ускоряющие развитие коррозии. В грунтовых условиях наблюдается аэробная коррозия, вызванная деятельностью аэробных бактерий, живущих и размножающихся при отсутствии свободного кислорода за счет энергии расщепления различных химических соединений.

На скорость коррозии подземных сооружений оказывает влияние температура грунта. В результате суточного и годового нагрева и охлаждения грунта возникает различие в температуре отдельных частей подземного сооружения, это ведет к некоторой разности потенциалов между его смежными участками и к протеканию между ними коррозионного тока.

Удельное сопротивление грунта обуславливается содержанием в нем влаги и солей. Кроме того, оно зависит от величины и состава частиц грунта. Определенную роль удельное сопротивление грунта играет в случае возникновения макрокоррозионных пар.

Основные факторы, определяющие интенсивность почвенной коррозии: тип грунта; характер проникновения воздуха в грунт; структура грунта; наличие в грунте бактерий, активизирующих развитие процессов коррозии, температура и удельное сопротивление грунта.

Состав и концентрация веществ, растворимых в грунте, определяют свойства почвенного электролита. В значительной мере степень коррозионной активности грунта определяется величиной pH, от которой зависит стойкость пленок, возникающих на поверхности металла.

Одним из показателей коррозионной стойкости грунта по отношению к стали является концентрация ионов Cl^- и SO_4^{2-} . Суммарное содержание их в грунте более 0,1% указывает на его повышенную коррозионную активность, при этом содержание иона Cl^- более определенно характеризует коррозионную активность грунта, чем содержание SO_4^{2-} . Это

объясняется тем, что при большем содержании хлоридов затрудняется образование защитных пленок.

Для смещения потенциала металла в отрицательную сторону необходим источник электрической энергии. В зависимости от типа этого источника различают: катодную с внешним источником постоянного тока, протекторную, электродренажную.

Катодная защита с внешним источником тока получила наибольшее распространение вследствие простоты монтажа и эксплуатации. Применяют сетевые источники питания, представляющие собой специальные выпрямители (катодные станции). Катодная защита осуществляется установкой, включающей: катодную станцию, дренажную линию, анодное заземление и контрольно – измерительные пункты (Рис. 3). Отрицательная клемма катодной станции соединяется катодной дренажной линией с защищаемым сооружением. Место соединения дренажной линии с сооружением называется точкой дренажа. Положительная клемма катодной станции соединяется анодной дренажной линией с заземлением, называемым анодным. Ток, стекающий с анодного заземления в землю, вызывает растворение анодных заземлителей. Поэтому с целью обеспечения долговечности анодного заземления используют малорастворимые анодные материалы.

Контрольно – измерительные пункты служат для контроля защитного потенциала на сооружении.

Принцип защиты катодной поляризацией с помощью протекторов состоит в образовании гальванической пары, катодом в которой служит защищаемое сооружение, а анодом – протектор (Рис. 32). Металл протектора имеет электродный потенциал, более отрицательный, чем электродный потенциал защищаемого металла. При протекторной защите разрушается протектор.

При наличии блуждающих токов применяется электродренажная защита. Блуждающие токи возникают при работе электрифицированного транспорта (железная дорога, трамвай, метро) и линий электропередачи постоянного тока по системе провод- земля. Особую опасность представляют блуждающие токи от источников постоянного тока, один ампер тока уносит около 10кг железа в год.

На Рис.33 приведена схема возникновения блуждающих токов. Ток от тяговой подстанции 4 приводит в движение электродвигатель электровоза 5 и возвращается к подстанции по рельсам 1. Однако по рельсам протекает лишь часть тока, другая часть, достигающая 20% от общего тягового тока, возвращается к тяговой подстанции через землю, так как изоляция рельсов от земли несовершенна, причем чем больше расстояние между тяговыми подстанциями, чем меньше сечение рельса и хуже он изолирован от земли, тем больше утечка токов в землю. Эти токи, распространяясь по земле, попадают в

подземный газопровод 3 (в месте входа токов образуется катодная зона – потенциал сооружения смещается в отрицательную сторону). На участках газопровода, проходящих около тяговой подстанции, ток из газопровода стекает в землю, здесь на трубопроводе возникает анодная зона – потенциал газопровода смещается в положительную сторону. В анодной зоне происходит интенсивный процесс коррозионного разрушения металла.

Так как электрифицированный транспорт перемещается, нагрузка изменяется, то катодная зона перемещается по газопроводу, а амплитуда потенциала изменяется. Поэтому на газопровode кроме устойчивой анодной зоны в районе подстанции и катодной зоны, между тяговыми подстанциями имеются знакопеременные зоны. (рис.)

В знакопеременной зоне смещение потенциала изменяется от положительных до отрицательных значений.

Принцип электродренажной защиты заключается в смещении потенциала газопровода в отрицательную сторону при отводе блуждающих токов к их источнику, что осуществляется с помощью устройств, называемых дренажами. Различают дренажи поляризованные и усиленные. Поляризованный дренаж (Рис. 34) представляет собой кабель, который соединяет защищаемый газопровод с токоведущим рельсом и поляризованный элемент, обеспечивающий протекание тока только в одном направлении от газопровода к рельсам.

Усиленная дренажная установка отличается от поляризованного дренажа наличием источника выпрямленного напряжения, позволяющего увеличить дренажный ток.

Для борьбы с блуждающими токами применяют электрическое секционирование защищаемых сооружений. Принцип действия электрического секционирования состоит в том, что при установке изолирующих муфт или фланцев нарушается электрическая непрерывность сооружения, тем самым увеличивается сопротивление на пути распространения блуждающих токов.

Применяемые обозначения для установок защиты газопроводов от коррозии представлены в Таблице 6.

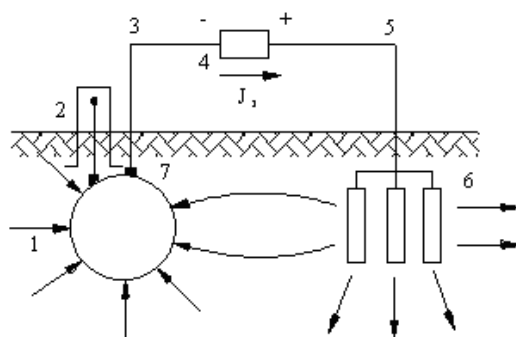


Рис. 31 Схема катодной защиты с внешним источником постоянного тока

- 1 -защищаемое сооружение;
- 2 -контрольно-измерительный пункт;
- 3 -катодная дренажная линия;
- 4 -источник постоянного тока;
- 5 -анодная дренажная линия;
- 6 -анодное заземление;
- 7 -точка дренажа;
- J_z -защитная сила тока

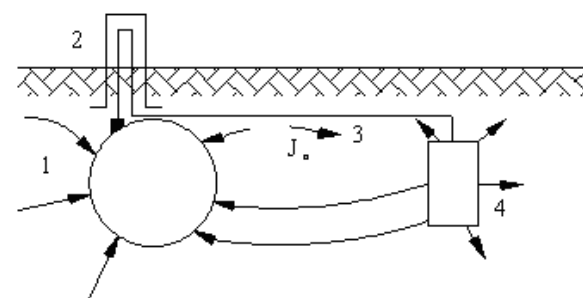


Рис.32 Принципиальная схема протекторной защиты:

- 1 -защищаемое сооружение;
- 2 -контрольно-измерительный пункт;
- 3 -дренажный провод;
- 4 -протектор;
- J_p сила тока протектора.

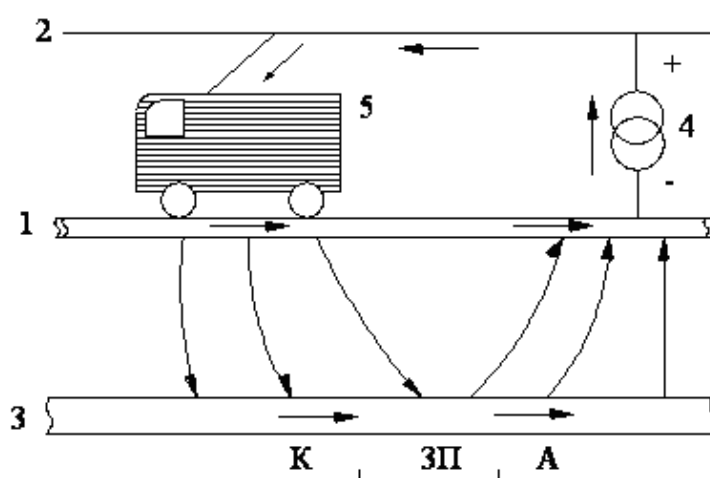


Рис.33 Схема, поясняющая образование блуждающих токов:

- 1 -рельсовый путь;
- 2 -контрольная сеть;
- 3 -трубопровод;
- 4 -тяговая подстанция;
- 5 -электропоезд;
- К -катодная зона;
- ЗП -знакопеременная зона;
- А -анодная зона.

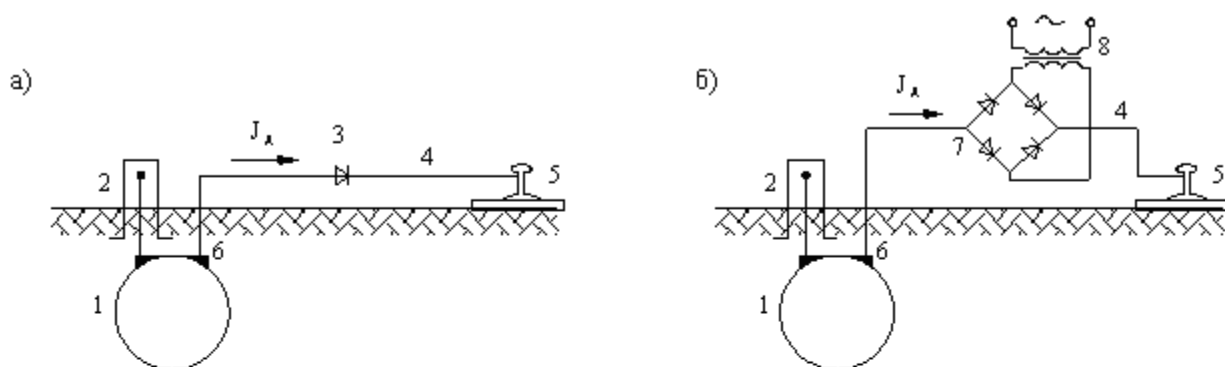


Рис.34 Принципиальные схемы электродренажной защиты:

- а -защита поляризованным дренажом;
б -защита усиленным дренажом;
1 -защищаемое сооружение;
2 -контрольно-измерительный пункт;
3 -полупроводниковый диод;
4 -дренажный кабель;
5 -рельсовая сеть;
6 -точка дренажа;
7 -выпрямительный блок;
8 - трансформатор;
 J_d -сила дренажного тока.

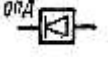
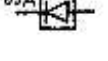
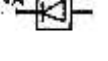
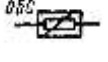
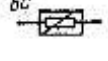
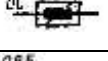
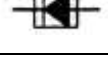
Таблица 4

Нормальные потенциалы металлов.

Металл	Потенциал, В	Металл	Потенциал, В
Калий	-2,925	Кобальт	-0,277
Натрий	-2,714	Никель	-0,250
Магний	-2,370	Молибден	-0,200
Бериллий	-1,850	Германий	-0,150
Алюминий	-1,660	Олово	-0,136
Титан	-1,630	Свинец	-0,126
Цирконий	-1,530	Медь	+0,377
Ванадий	-1,180	Ртуть	+0,789
Хром	-0,910	Серебро	+0,9799
Цинк	-0,712	Платина	+1,190
Железо	-0,440	Золото	+1,500
Кадмий	-0,402		

Таблица 6

Обозначения графические условные.

Обозначение	Наименование
	Опытная станция катодной защиты
	Станция катодной защиты, проектируемая
	Станция катодной защиты, существующая
	Автоматическая станция катодной защиты, проектируемая
	Автоматическая станция катодной защиты, существующая
	Опытный поляризованный дренаж
	Поляризованный дренаж, проектируемый
	Поляризованный дренаж, существующий
	Опытный усиленный электродренаж
	Усиленный электродренаж, проектируемый
	Усиленный электродренаж, существующий
	Автоматический усиленный электродренаж, проектируемый
	Автоматический усиленный электродренаж, существующий
	Опытный блок сопротивления
	Блок сопротивления, проектируемый
	Блок сопротивления, существующий
	Опытный вентильный блок

Подземные газопроводы имеют противокоррозионные защитные покрытия. Они должны противостоять продолжительному и периодическому смачиванию и высушиванию. Обладать низким водопоглощением. Быть химически стойкими. Обладать высоким переходным сопротивлением. Обладать значительной адгезией к металлу. Иметь механическую прочность, обеспечивающую их сохранность в процессе транспортировки и эксплуатации.

На подземных газопроводах применяют полимерные, битумные, битумно- резиновые, битумно- полимерные защитные покрытия, которые в зависимости от защитной способности делятся на нормальные, усиленные и весьма усиленные.

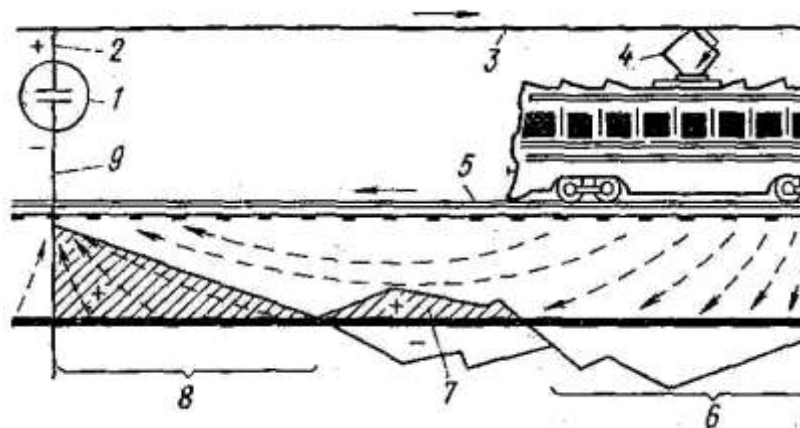


Рис. 3.1. Схема рельсового транспорта, работающего на постоянном токе
 1 - тяговая подстанция; 2 - питающая линия; 3 - контактный провод; 4 - токоприемник; 5 - рельсы; 6 - катодная зона; 7- знакопеременная зона; 8- анодная зона; 9 - отсасывающая линия (пунктирными стрелками показаны блуждающие токи, сплошными - тяговый ток)

Изолирующие фланцевые соединения не являются самостоятельным средством защиты газопроводов от коррозии. Они используются совместно с устройствами электрохимической защиты в целях повышения их эффективности.

Защита газопроводов с помощью изолирующих фланцевых соединений и вставок заключается в том, что газопровод разбивают на отдельные участки, за счет чего уменьшается проводимость сооружения, а в месте с этим уменьшается и сила тока, протекающего по газопроводу. Обычно изолирующие фланцевые соединения (прокладки между фланцами из резины или эбонита) и вставки (из полиэтиленовых труб) применяют для отсечения различных подземных сооружений друг от друга.

Установка изолирующих фланцевых соединений предусматривается на стояках вводных газопроводов к потребителям, где возможен электрический контакт газопровода с заземленными конструкциями, на вводах газопроводов в ГРС, ГРП, ГРУ.

Конструкция изолирующего фланцевого соединения представлена на рис. 10.1.

Изолирующие прокладки и втулки на газопроводах изготавливают из винипласта, фторопласта, текстолита, паронита, капрона, полиэтилена. Лучшими материалами являются фторопласт и винипласт. Текстолит, капрон и полиэтилен имеют относительно малую механическую прочность.

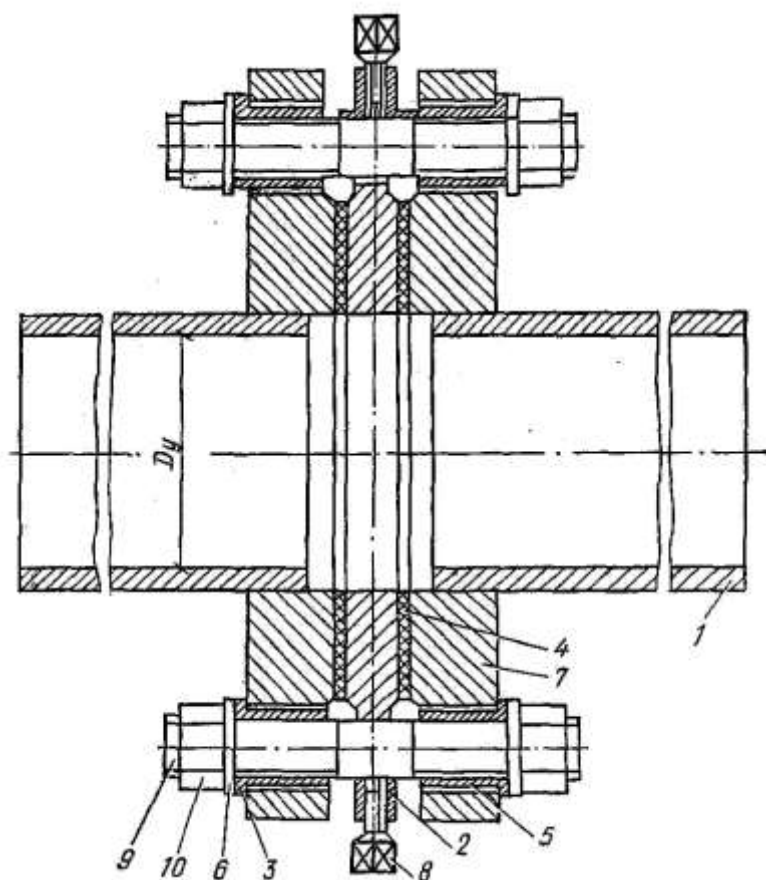


Рис. 10.1. Изолирующее фланцевое соединение

1 – патрубок; 2, 7 – фланец; 3, 4 – прокладка; 5 – втулка; 6 – шайба;

8 – винт; 9 – шпилька; 10 – гайка.

III. Газовые сети городов и населенных пунктов.

III.1. Классификация газопроводов.

Газопроводы систем газоснабжения в зависимости от давления транспортируемого газа подразделяются на:

- газопроводы высокого давления I категории - при рабочем давлении газа свыше 0,6 МПа до 1,2 МПа;
- газопроводы высокого давления II категории - при рабочем давлении газа свыше 0,3 МПа до 0,6 МПа;
- газопроводы среднего давления - при рабочем давлении газа свыше 0,005 МПа до 0,3 МПа;
- газопроводы низкого давления - при рабочем давлении газа до 0,005 МПа включительно.

Газопроводы являются важным элементом системы газоснабжения, так как на сооружение их затрачивается 70-80 % всех капитальных вложений. При этом из общей протяженности газопроводов 80 % составляют газопроводы низкого давления и 20% - газопроводы среднего и высокого давления.

Газопроводы низкого давления предназначены для подачи газа к жилым домам, общественным зданиям и коммунально-бытовым предприятиям. Газопроводы среднего давления через ГРП снабжают газом газопроводы низкого давления, а также газопроводы промышленных и коммунально-бытовых предприятий. По газопроводам высокого давления газ поступает в ГРП промышленных предприятий, а через ГРП в газопроводы среднего давления. Связь между газопроводами различных давлений осуществляется через ГРП и ГРУ.

В зависимости от местоположения относительно планировки поселений газопроводы делятся на наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений). С учетом местоположения относительно поверхности газопроводы могут быть подземными (подводными) и надземными (надводными).

В зависимости от назначения в системе газоснабжения газопроводы подразделяются на распределительные, газопроводы-вводы, вводные, продувочные, сбросные и межпоселковые.

Распределительными газопроводами следует считать наружные газопроводы, обеспечивающие подачу газа от источников газоснабжения до газопроводов-вводов, а также газопроводы высокого и среднего давления, предназначенные для подачи газа к одному объекту.

Под газопроводом-вводом понимают газопровод от места присоединения к распределительному газопроводу до отключающего устройства на вводе.

Вводным газопроводом считают участок газопровода от отключающего устройства на вводе в здание до внутреннего газопровода.

Межпоселковыми газопроводами являются распределительные газопроводы, прокладываемые вне территории населенных пунктов.

Под внутренним газопроводом понимают участок газопровода газопровода-ввода или от вводного газопровода до места подключения газового прибора, теплового агрегата.

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

По виду транспортируемого газа газопроводы классифицируют на трубопроводы с природным, попутным и сжиженным углеводородным газом.

По принципу построения системы газопроводов делятся на кольцевые, тупиковые и смешанные.

У тупиковых газовых сетей газ поступает потребителю по одному направлению. Потребители имеют одностороннее питание.

Отличие кольцевых сетей от тупиковых заключается в том, что они 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 отключаются только часть потребителей, которые присоединяются к данному участку.

III.2. Городские системы газораспределения.

Современные городские системы газораспределения представляют собой сложный комплекс сооружений, состоящий из газовых сетей низкого, среднего и высокого давления, газораспределительных станций, газорегуляторных пунктов и установок.

Проекты газораспределения областей, городов, поселков разрабатывается на основе схем развития и размещения отраслей народного хозяйства и проектов районных планировок, генеральных планов городов с учетом их развития на перспективу. Система газораспределения должна обеспечивать бесперебойную подачу газа потребителям, быть

безопасной в эксплуатации, простой и удобной в обслуживании. Должна предусматривать возможность отключения отдельных её элементов или участков газопроводов для производства ремонтных и аварийных работ. Принятый вариант газораспределения должен иметь максимальную экономическую эффективность и предусматривать строительство и ввод в эксплуатацию системы газораспределения по частям.

Для существующих систем газораспределения стоит проблема их реконструкции. При решении этой задачи необходимо выявить нагрузку на перспективу в зависимости от схемы реконструкции городской застройки, принятых решений по их теплоснабжению, горячему водоснабжению и степени бытового обслуживания. После расчета новых нагрузок выявляются участки газопроводов, которые сохраняются в новой сети, проектируется новая сеть и определяются диаметры газопроводов.

Современные системы газораспределения имеют ярко выраженную иерархичность в построении, которая увязывается классификацией газопроводов по давлению. Верхний иерархический уровень составляют газопроводы высокого давления. Сеть высокого давления должна быть резервированная. Резервируют сети кольцеванием или дублированием с обязательной проверкой пропускной способности при наиболее напряженных гидравлических режимах. Сеть высокого давления гидравлически соединяется с остальной частью системы через регуляторы давления, оснащенные предохранительными устройствами, предотвращающими повышение давления после регуляторов. Таким образом, вся система разделяется на несколько иерархических уровней, на каждом уровне автоматически поддерживается максимально допустимое давление газа. С переходом на более низкий иерархический уровень давление газа снижается на клапанах регуляторов, которые поддерживают давление после себя постоянным.

По числу степеней давления, применяемых в газовых сетях, системы газораспределения подразделяются на:

1. Двухступенчатые, состоящие из сетей низкого и среднего или низкого и высокого (до 0,6 МПа) давления;
2. Трехступенчатые, включающие газопроводы низкого, среднего и высокого (до 0,6 МПа) давления;
3. Многоступенчатые, в которых газ подается по газопроводам низкого, среднего и высокого (до 0,6 и 1,2 МПа) давления.

На выбор системы газораспределения города оказывает влияние следующие факторы: размеры города, особенности его планировки и застройки, плотность населения; число и характер промышленных потребителей; наличие больших естественных и

искусственных препятствий для прокладки газопроводов; перспективный план развития города.

При проектировании системы газораспределения разрабатывают ряд вариантов и производят их технико-экономические сравнения. Для строительства применяют оптимальный вариант.

Для средних и небольших городов применяют двухступенчатую систему с газопроводами высокого (до 0,6 МПа) и низкого давления.

Многоступенчатые системы газораспределения с газопроводами давлением более 0,6 МПа применяют только в крупных городах. Для крупных и средних городов сети проектируют кольцевыми, а для мелких городов как высокая ступень давления, так и низкая проектируют тупиковой.

В зависимости от характера планировки жилых массивов и плотности населения сети низкого давления выполняют из газопроводов, прокладываемых по проездам и улицам в виде сплошных кольцевых сетей, или из газопроводов, прокладываемых преимущественно внутри кварталов с закольцованными только основными линиями. Первая схема характерна для районов со старой планировкой, когда кварталы имеют сплошную застройку по периметру и состоят из отдельных замкнутых владений. В этом случае газопроводы прокладывают на каждой улице, переулку и проезду; пересекаясь между собой они образуют кольца. От уличных газопроводов в каждое владение идут вводы.

Вторая схема свойственна городским районам с новой планировкой. Жилые здания располагают равномерно по всей площади микрорайонов с соблюдением необходимых разрывов. При такой планировке газопроводы прокладывают внутри микрорайонов. В большинстве случаев их проектируют тупиковыми, разветвленными. Закольцовывают только основные линии так, чтобы получить единую сеть с несколькими точками питания, число которых равно числу ГРП.

Для возможности отключения сетей низкого давления отдельных микрорайонов при производстве ремонтных работ на газопроводах устанавливают отключающие устройства. На газопроводах среднего и высокого давления, отключающие устройства устанавливают так, чтобы можно было выключить из работы отдельные участки.

/НАДО ДОБАВИТЬ ИЗ ЭНЦИКЛОПЕДИИ!!!!!!!!!!/

Промышленные системы газоснабжения.

Схемы газоснабжения предприятий разнообразны. Выбор схемы зависит от технологических и экономических требований. Кроме того надо учитывать требования надежности и безопасности : обеспечение необходимых параметров горючего газа (давление и расход) перед газовыми горелками.

В зависимости от расхода, давления газа, режима работы агрегатов, расположения потребителей газа на предприятии, различают несколько типичных схем. На предприятиях предпочтение отдается надземной прокладке газопроводов.

Мелкие предприятия с небольшим расходом газа присоединяются к газопроводам низкого давления (рис. 13.1). Схема газоснабжения состоит из ввода газопровода на территорию предприятия с общим отключающим устройством, междолевых газопроводов с отключающими устройствами перед каждым цехом, продувочных газопроводов, конденсатосборников, компенсаторов.

Общее отключающее устройство устанавливают на вводе газопровода. Оно предназначено для отключения подачи газа при ремонте или аварии системы газоснабжения. Размещается оно на городской территории.

Продувочные газопроводы предназначены для удаления воздуха и газовоздушной смеси при заполнения системы газом во время первоначального и последующих (после ремонтов межцеховых газопроводов или длительном отключении системы) пусков. Для определения качества продувки на продувочном газопроводе устанавливают штуцер с краном для отбора пробы среды, состав которой может быть определен на газоанализаторе.

Средние и крупные промышленные предприятия присоединяются к городским распределительным газопроводам среднего или высокого давления (рис. 13.2). В цехах 2 и 3 теплоагрегаты работают на газе среднего давления, а в цехах 1 и 4 – на газе низкого давления.

После общего отключающего устройства на межцеховом газопроводе установлен газорегуляторный пункт, предназначенный для снижения давления газа с высокого и среднего до среднего давления, необходимого для работы агрегатов цехов 2 и 3 с учетом потерь давления. В здании ГРП смонтирован центральный пункт измерения расхода газа. В цехах 1 и 4 для понижения давления до низкого установлены газорегуляторные установки (ГРУ).

Для межцеховых газопроводов принята смешанная схема прокладки-подземная и надземная. Надземные газопроводы могут прокладываться по наружным стенам и несгораемым покрытиям промышленных зданий с производственными, отнесенными по пожарной опасности к категориям В, Г и Д, а также по отдельно стоящим колоннам и эстакадам из несгораемых материалов.

Газопроводы высокого давления могут прокладываться по стенам производственных зданий только над окнами верхних этажей или по глухим стенам.

Все подземные стальные газопроводы защищаются от коррозии, вызываемый грунтом и блуждающими электрическими токами. Применяют пассивную и активную защиту газопроводов от коррозии.

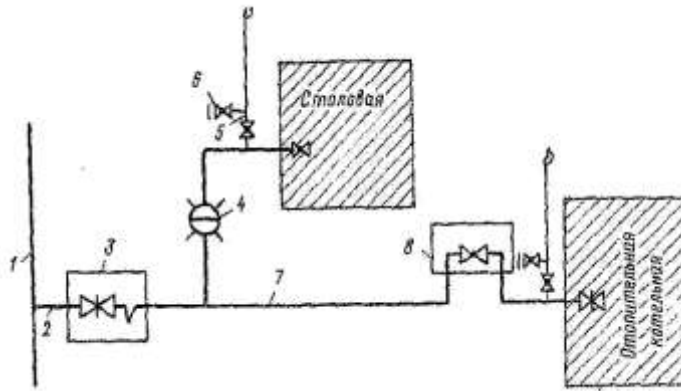


Рис. 13.1. Схема газоснабжения предприятия от городского газопровода низкого давления.

1- городской распределительный газопровод низкого давления; 2 - ввод газопроводу; 3 - задвижка с компенсатором в глубоком колодце; 4 - гидравлический затвор; 5 - продувочный газопровод; 6 - штуцер с краном и пробкой для взятия пробы; 7- подземные междолевые (дворовые) газопроводы низкого давления; 8 - кран о мелком колодце.

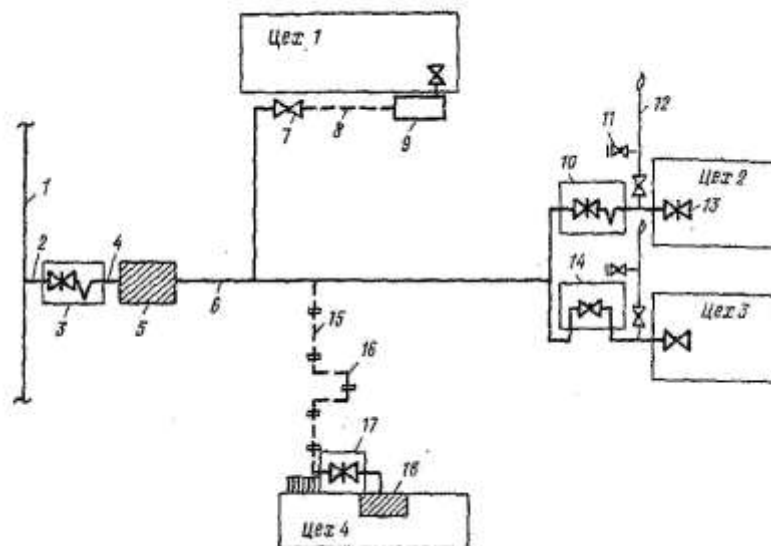


Рис. 13.2. Схема газоснабжения промышленного предприятия от городских газопроводов среднего или высокого давления.

1 - городской распределительный газопровод среднего или высокого давления; 2 - ввод газопровода; 3 - задвижка с компенсатором в глубоком колодце; 4 - подземные междолевые газопроводы среднего или высокого давления; 5 - ГРП в центральный пункт измерения расхода газа; 6 - подземные междолевые газопроводы среднего давления; 7 - кран; 8 - надземные газопроводы, прокладываемые по стене здания; 9 - шкафная ГРУ (ШРУ); 10 - задвижка с компенсатором в глубоком колодце отключающее устройство цеха); 11 - штуцер с краном и пробкой для взятия пробы; 12 - продувочный газопровод; 13 - отключающее устройство (задвижка) на вводе в цех; 14 - кран в мелком колодце; 15 - надземные междолевые газопроводы, прокладываемые по колоннам; 16 - П-образный компенсатор; 17 - задвижка на надземном газопроводе с площадкой и лестницей для его обслуживания; 18 - внутрицеховая ГРУ.

III.3. Допустимые расстояния между подземными газопроводами и другими инженерными сооружениями.

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

Минимальная глубина заложения газопроводов должна быть не менее 0,8 м. В местах, где не предусматривается движение транспорта, глубину заложения газопровода уменьшают до 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 достаточно для монтажа и ремонта трубопроводов.

Расстояние по вертикали при пересечении подземными газопроводами всех давлений других подземных сооружений и коммуникаций должно быть не менее, м:

водопровод, канализация, водосток, каналы телефонные и теплосети - 0,2; электрокабели, телефонные бронированные кабели - 0,5; электрокабели маслонаполненные (110-220 кВ) - 1,0.

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

При пересечении подземными газопроводами каналов теплосети, коллекторов, туннелей, каналов с переходом над или под пересекаемым сооружением 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 по 5 м в сторону от наружных стенок пересекаемых сооружений.

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

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

Надземные газопроводы прокладывают на отдельно стоящих опорах, эстакадах и колоннах, по стенам производственных зданий с помещениями категории В-Д (газопроводы давлением до 0,6 МПа), общественных зданий и жилых домов не ниже III-IIIa степени огнестойкости (газопроводы давлением до 0,3 МПа), общественных зданий и жилых домов IV-V степени огнестойкости (газопроводы низкого давления).

Надземные газопроводы проектируют с учетом компенсации продольных деформаций по фактически возможным температурным условиям работы, а в случае, когда не обеспечивается самокомпенсация - с учетом установки компенсатора.

Высоту прокладки принимают с учетом возможности его осмотра и ремонта.

Под оконными проемами и балконами жилых и общественных зданий нельзя предусматривать на газопроводах разъемные соединения.

Минимальные расстояния по горизонтали от газопроводов, проложенных на опорах, до зданий и сооружений приведены в таблице № , а расстояния между надземными газопроводами и трубопроводами другого назначения при их совместной прокладке и пересечении принимают следующими:

- при диаметре газопровода до 300 мм - не менее диаметра газопровода, но не менее 100 мм;
- при диаметре более 300 мм - не менее 300 мм.

При пересечении газопроводов с воздушными линиями электропередачи наземные газопроводы размещают ниже этих линий. Минимальные расстояния по вертикали до воздушных линий электропередачи зависят от напряжения:

Напряжение ЛЭП, кВ	Расстояние, м
до 1	1
20	3
35 – 110	4
150	4,5
220	5
330	6
500	6,5

Прокладка газопроводов по железнодорожным и автомобильным мостам осуществляется таким образом, чтобы исключить возможность скопления газа в случае его утечки в конструкциях моста. Газопроводы, подвешиваемые к мостам, должны выполняться из стальных бесшовных или прямошовных труб, изготовленных электродуговой сваркой, и иметь компенсирующие устройства.

Газопроводы, проложенные по металлическим и железобетонным мостам, плотинам и другим гидротехническим сооружениям изолируют электрически от металлических частей.

Расстояние между опорами надземных газопроводов определяют расчетом. Узлы и детали крепления газопроводов выполняют по рабочим чертежам типовых конструкций.

III.4. Переходы газопроводов через препятствия.

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;
- прокладкой газопроводов под водой (дюкеров).

Наиболее простой и экономичной является подвеска газопроводов к конструкциям существующих автостранных или пешеходных металлических и железобетонных мостов. Этот способ применяют редко из-за отсутствия мостов в необходимых для переходов местах. Кроме того, данный способ не обеспечивает условий безопасности, особенно при прокладке газопроводов высоких давлений.

Подвеска газопроводов к конструкциям существующих мостов обеспечивает свободный доступ к осмотру и ремонту, компенсацию, возникающую за счет резкого суточного и сезонного колебания температур наружного воздуха и безопасное рассеивание в атмосфере возможных утечек газа (*рис. 2.3*).

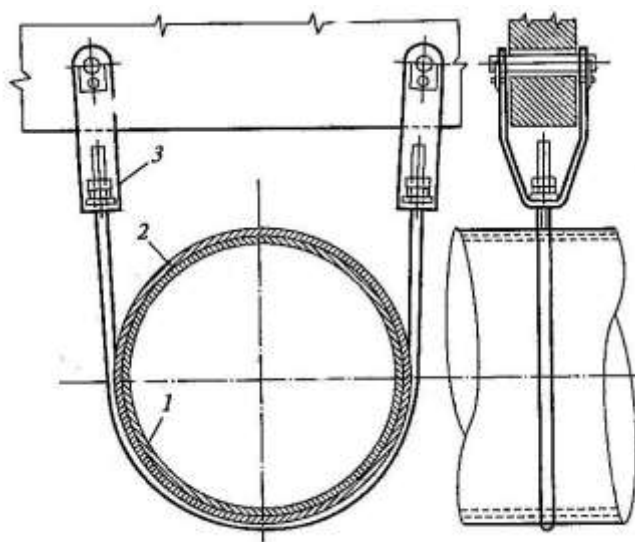


Рис. 2.3. Подвеска газопровода под железобетонным мостом:

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

Сооружать специальные мосты для прокладки газопроводов целесообразно через реки с большими скоростями течения, с частыми и бурными паводками, неустойчивыми руслами и берегами и одновременном использовании этих мостов для пешеходного и автомобильного транспорта. Наиболее экономичны арочные переходы, выполненные из самих газопроводных труб, с опорными системами, заделанными в береговые бетонные устои (рис. 2,4).



Рис. 2.4. Схема трубчатой арки.

В городах наибольшее распространение получила прокладка газопроводов под водой- дюкеров (рис. 2,5). Выбор трассы для подводных переходов согласуется со схемой газоснабжения города и с необходимостью обеспечивать удобство и безопасность эксплуатации сооружений. Трассу дюкера необходимо располагать на прямолинейном участке реки и пересекать реку под углом 90° к прямолинейному участку. Число ниток перехода зависит от степени ответственности перехода. Если переходы входят в систему основных газопроводов, то число ниток должно быть не менее двух. Пропускная способность каждой нитки — не менее 70 % от пропускной способности подводящих газопроводов. К двухниточным переходам прибегают в том случае, когда через дюкеры получают газ отдельные промышленные предприятия, для которых перерывы в подаче газа грозят остановкой предприятия.

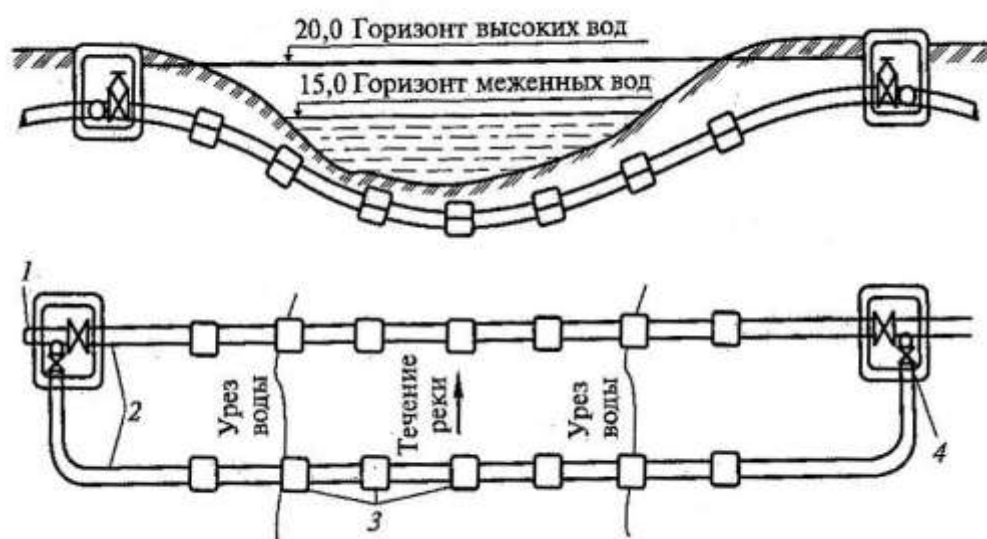


Рис. 2.5. Схема подводного перехода – дюкера:

1 – основной газопровод; 2 – дюкер; 3 – балластировочные грузы; 4 – колодцы с отключающими задвижками.

Однониточные переходы применяются при кольцевых системах газоснабжения в том случае, если при ремонте дюкера 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 не размываемых участках для судоходных рек принимают не менее 1 м, а на не судоходных - не менее 0,3 м. Для обеспечения устойчивого положения дюкеров на дне водоема их снабжают грузами, придающими газопроводам отрицательную плавучесть.

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

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

Пересечения газопроводов с железнодорожными и трамвайными путями, а также с автомобильными дорогами предусматривают под углом 90° .

Подземные переходы газопроводов всех давлений в местах пересечения с железнодорожными и трамвайными путями, автомобильными дорогами прокладывают в стальных футлярах, концы которых должны быть уплотнены. На одном конце футляра устанавливают контрольную трубку, выходящую под защитное устройство.

При вынужденном пересечении газопроводами низкого и среднего давления стенок канализационных и других коллекторов или туннелей (рис.2.6) газопроводы прокладывают в изолированных футлярах, не имеющих соединений внутри пересекаемых сооружений. Концы футляров выводятся не менее чем на 0,5 м за пределы крайних стенок сооружений. Пересечение газопроводами высоких давлений коллекторов различного назначения недопустимо.

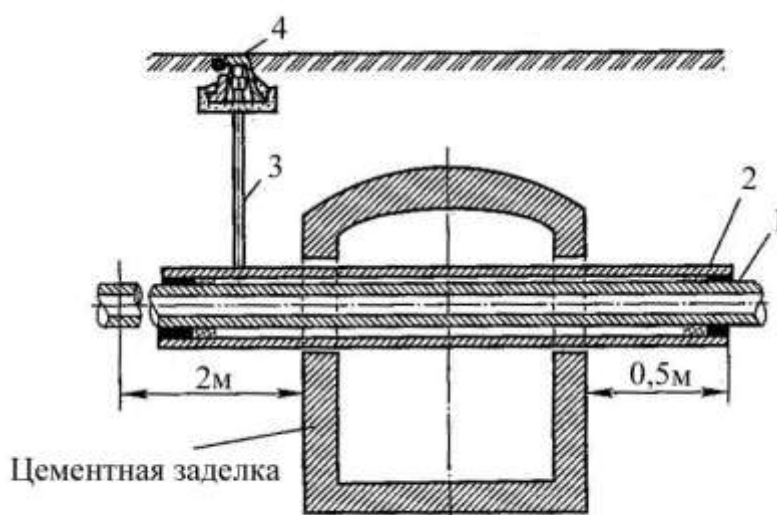


Рис. 2.6. Схема пересечения газопроводом коллектора или колодца:

1 – газопровод; 2 – футляр с сальником; 3 – контрольная трубка; 4 – ковер.

II.5. Трубы для газопроводов. Сортамент и условное обозначение труб.
Сравнительные характеристики труб из стали, полиэтилена и винипласта.

При строительстве газопроводов применяют, как правило, стальные трубы. В последнее время для подземных газопроводов используют полиэтиленовые, винипластовые и асбестоцементные трубы.

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

Для строительства систем газоснабжения применяют 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 толщину стенки труб принимают 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 с *таблицей 2.2.*

Таблица 2.2.

Стальные трубы для строительства наружных надземных газопроводов, прокладываемых в районах с расчетной температурой наружного воздуха не ниже -40°C , а также подземных и внутренних газопроводов, которые не охлаждаются ниже -40°C .

Тип труб (стандарт)	Марка стали (стандарт)	Наружный диаметр трубы, мм
1. Электросварные прямошовные (ГОСТ 10705-80 группа В и ГОСТ 10704-91)	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории (ГОСТ 380-88); Ст10, Ст15, Ст20 (ГОСТ 1050-88)	10...530
2. Электросварные (ТУ 14-3-942-80)	ВСт3сп не менее 2-й категории (ГОСТ 380-88); Ст10 (ГОСТ 1050-88)	219...530
3. Электросварные прямошовные и спиральношовные для магистральных	ВСт3сп не менее 2-й категории (ГОСТ 380-88);	По ГОСТ 20295-85

газонефтепроводов (ГОСТ 20295-85)	Ст10, 15, 20 (ГОСТ 1050-88)	
4. Электросварные прямошовные (ГОСТ 10706-76 группа В и ГОСТ 10704-91)	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории и (ГОСТ 380-88);	630...1220
5. Электросварные спиральношовные (ГОСТ 8696-74 группа В)	ВСт2сп, ВСт3сп не менее 2-й категории и (ГОСТ 380-88);	159...1220
6. Бесшовные горячедеформированные (ГОСТ 8731-87 группы В и Г и ГОСТ 8732-78)	Ст10, Ст20 (ГОСТ 1050-88)	45...325
7. Бесшовные холоднодеформированные и теплодеформированные (ГОСТ 8733-87 группы В и Г и ГОСТ 8734-75)	Ст10, Ст20 (ГОСТ 1050-88)	10...45
8. Электросварные спиральношовные (ТУ 14-3-808-78)	ТУ 14-3-808-78	530...820; 1020; 1220
9. Бесшовные горячедеформированные (ТУ 14-3-190-82 – только для тепловых электростанций)	Ст10, Ст20 (ГОСТ 1050-88)	57...426

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

Соединение стальных труб производится сваркой. Сварочное соединение должно быть равнопрочно основному металлу труб.

Импульсные газопроводы для присоединения контрольно-измерительных приборов и приборов автоматики изготавливаются из стальных труб для газопроводов соответствующего давления. Однако для их подключения допускается применять медные, круглые, тянутые, холоднокатаные трубы общего назначения.

При эксплуатации установок, использующих газовое топливо, применяют гибкие газопроводы: в основном на газонаполнительных станциях (ГНС), при сливе газа из железнодорожных цистерн, наполнении газом автоцистерн, сливе газа в групповые резервуарные установки, при замене баллонов. В отличие от стальных газопроводов, резиновые и резинотканевые рукава обеспечивают безаварийную работу в более короткий срок, так как с течением времени физические и механические свойства резины и ткани меняются, причем главное свойство резины - эластичность - может быть полностью утрачено.

Резиновые и резинотканевые рукава должны иметь на обоих концах специальные приспособления различной конструкции для присоединения к трубопроводам и штуцерам сосудов и аппаратов. На (рис.) показан способ заделки рукавов со штуцерами при помощи зажимной обоймы 3 и ниппеля 2, на котором находится накидная гайка 1.

Хвостовик ниппеля 2 выполнен в виде конуса и резьбовой части, при помощи которой он соединяется с обоймой 3.

При монтаже шланг 4 ввинчивается в наконечник обоймы 3 до упора, после чего ввинчивается ниппель 2, который своим коническим хвостовиком вминает шланг в канаву резьбы наконечника и уплотняет соединение.

III.7. Полиэтиленовые трубы.

Опыт эксплуатации стальных газопроводов показал, что в большинстве случаев нормативный срок служит в 40 лет не выдерживает.

Альтернативой стальным трубам стали трубы из полимерных материалов.

Наиболее широкое применение в строительстве подземных газопроводов из неметаллических труб получили полиэтиленовые. Полиэтиленовые трубы обладают рядом положительных свойств по сравнению со стальными:

- высокой коррозионной стойкостью почти во всех кислотах (кроме органических) и щелочах, и как следствие этого, отсутствием надобности в изоляции и электрохимической защите газопроводов;
- незначительным весом, который способствует экономии транспортных расходов и удобств обращения с этими трубами (снижение трудозатрат при монтажных и сварочных работах);
- повышенной пропускной способностью (приблизительно на 20%) благодаря гладкой поверхности (эквивалентная шероховатость стенки стальной трубы $p=0,01$ см, полиэтиленовой $p=0,002$);
- достаточно высокой прочностью при эластичности и гибкости.

К недостаткам полиэтиленовых труб следует отнести:

- горючесть;
- повышенная окисляемость при нагревании;
- деструкция материала при температурах выше 30°C ;
- изменение своих свойств под воздействием прямых солнечных лучей;
- высокий коэффициент линейного расширения (в интервале температур $20 - 30^{\circ}\text{C}$ $k=0,00022 \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$);
- усталостные процессы (релаксационное разуплотнение).

Полиэтиленовые трубы хорошо соединяются посредством сварки и полевых условиях и поставляются на стройку длинномерными плетями, намотанными в бухты или на специальные катушки до наружного диаметра 110 мм, 160мм.

В настоящее время наблюдается устойчивая тенденция к перераспределению объемов стоящих газопроводов в пользу полиэтиленовых труб.

Наиболее применяемыми полиэтиленовые трубы диаметром 110 и 160 мм.

Запроектированные и построенные в соответствии с новыми требованиями полиэтиленовые газопроводы показали свою надежность при эксплуатации. За период

строительства с 1980 по 1997г. зарегистрировано только 72 аварийные ситуации на полиэтиленовых газопроводах, что на порядок меньше, чем на аналогичных стальных газораспределительных сетях.

Анализ причин, вызвавших разрушение полиэтиленовых труб, показывает, что все аварии вызваны не по причине потери трубами своих качеств, а из-за несоблюдения соответствующих норм при проведении стоительно- монтажных работ.

При анализе стоимости строительства газопроводов из стальных и полиэтиленовых труб за счет отсутствия изоляционных работ и контроля их качества, сокращение объемов сварочных работ, снижение объемов трубоукладочных работ, отсутствия необходимости защиты газопроводов от электрохимической коррозии стоимость строительно-монтажных работ по строительству полиэтиленовых газопроводов меньше по сравнению со стальными в среднем 15-20%.

Полиэтилен - легкоперерабатываемый и легкосвариваемый материал, имеющий на 50-85% кристаллическую структуру. Температура эксплуатации от -20 до +30 С. Высокая пластичность трубопроводов обосновывает их прокладку в пучинистых, просадочных, набухающих и слабых грунтах, высокосismicных районах, на подрабатываемых территориях.

Полиэтилен производится методом полимеризации углеводородного газа этилена.

В зависимости от плотности различают полиэтилен низкой, средней и высокой плотности.

Таблица №1

Значения плотности полиэтиленового сырья.

Градация полиэтилена по плотности	Международное обозначение	Значение плотности исходного сырья, г/см ³
Низкая плотность	PELD	0,910 – 0,925
Средняя плотность	PEMD	0,926 – 0,940
Высокая плотность	PEHD	0,941 – 0,965

Для газопроводов используются полиэтилены средней плотности (PEMD) и высокой плотности (PEHD).

В России полиэтилен для газопроводов классифицируется по значению минимальной длительной прочности (MRS): ПЭ 63, ПЭ 80 и ПЭ 100.

В настоящее время полиэтилен является оптимальным материалом для систем газраспределения давлением до 1,2 МПа, в наилучшей степени сочетающем все свойства:

- низкая газопроницаемость;
- коррозионная стойкость к внешней среде и транспортируемому газу;
- высокая эластичность и ударопрочность;
- простота и надежность соединения;
- легкость монтажа.

Классификация трубных марок полимеров осуществляется в соответствии с Международными стандартами ISO 12162 и ISO 9080 и определяет минимальную длительную прочность полиэтиленовых труб MRS (Minimum Required Strength). MRS определяют по зависимости стойкости к внутреннему давлению от времени его воздействия на основе стандартного метода экстраполяции на требуемый срок службы трубопровода. В соответствии с этим методом испытания проводятся на трубных обрезках, нагружаемых внутренним давлением, которое создает в стенке трубы напряжение заданного уровня.

Специфической особенностью полимеров является их способность к деформации со временем под действием приложенных нагрузок. Чем меньше скорость нарастания деформаций, тем дольше срок службы трубопроводов, и наоборот. Скорость нарастания деформаций зависит от структуры материала, величины напряженного состояния и температуры эксплуатации. Этот процесс называют усталостной или детальной прочностью.

Таким образом, под долговечностью понимают способность материала труб сохранять необходимый запас прочности к концу планируемого эксплуатационного периода при заданных давлении и температуре эксплуатации.

При испытании на определение MRS образцы труб доводятся до разрушения. Зависимость напряжения от времени и температуры до разрушения позволяют оценить прочностные свойства полимера и экстраполировать их на заданный период времени.

По полученным испытаниям рассчитывают зависимость длительной гидростатической прочности и на ее основе с использованием методов математической статистики рассчитывают нижний доверительный предел предсказанной гидростатической прочности. Полученная величина является значением минимальной длительной прочности (MRS).

Таким образом, например, марка полиэтилена может быть отнесена к типу ПЭ 100 только в том случае, если величина MRS превышает значение 10 МПа (табл. 4).

Таблица №4

Длительная прочность полиэтилена по классификации MRS

Классификация полиэтилена	MRS МПа	Длительная прочность, МПа	Максимальное давление (MOP) в трубах SDR 11 при коэффициенте запаса прочности $c=2,0$
ПЭ 63	6,3	6,3 – 7,99	0,63
ПЭ 80	8,0	8,0 – 9,99	0,80
ПЭ 100	10,0	10,0 – 11,19	1,00

Значение MRS используется для определения максимального рабочего давления MOP (Maximum Allowable Operating Presser):

Полиэтиленовый трубы рассчитывают на прочность по формуле:

$$MOP = \frac{20 \cdot MRS}{c \cdot (SDR - 1) \cdot D_x}$$

где MOP – максимальное рабочее давление для полиэтиленового трубопровода;

MRS – минимальная длительность прочности, МПа;

c - коэффициент запаса прочности, зависящий от назначения трубопровода и условий эксплуатации;

D – температурный коэффициент;

SDR – отношение диаметра трубы к толщине стенки.

Данная зависимость получена на основе формулы определения давления в газопроводе.

$$P = \frac{\sigma \cdot 2S}{D - S} = \frac{2\sigma}{\frac{D}{S} - 1} = \frac{2\sigma}{SDR - 1}$$

Где P – давление газа в газопроводе;

D – диаметр газопровода;

S – толщина стенки газопровода;

σ – напряжения в стенке газопровода.

Трубы для газопроводов классифицируются по значению минимальной длительной прочности (MRS) и стандартному размерному соотношению (SDR).

Рабочее давление определяется исходя из длительной прочности материалов и геометрических размеров, то есть отношения наружного диаметра к толщине стенки. Существуют два показателя:

- длительная прочность;

- критическое давление, вызывающее быстрое распространение трещин.

Для газовых труб стандарт ИСО 4437 разрешает применять только ПЭ 80 и ПЭ 100.

Типоразмеры труб, применяемые для строительства газопроводов приведены в Таблице 10 (размеры приведены в мм). Расчетная масса труб приведена в Таблице 11. Трубы больших диаметров (250, 280, 315, 355, 400 мм и т.д.) и других значений SDR могут использоваться только при наличии специального разрешения Госгортехнадзора России.

Таблица №10

Размеры труб по ГОСТ Р 50838-95

Наружный диаметр De, мм		Толщина стенки трубы, s, мм				Овальность труб, не более, мм		
		SDR 17,6		SDR 11		В отрезках	В бухтах, катушках для SDR	
							17,6	11
20	+0,3	-	-	3,0	+0,4	0,5	-	1,2
25	+0,3	-	-	3,0	+0,4	0,6	-	1,5
32	+0,3	-	-	3,0	+0,4	0,8	-	2,0
40	+0,4	-	-	3,7	+0,5	1,0	-	2,4
50	+0,4	-	-	4,6	+0,6	1,2	-	3,0
63	+0,4	-	-	5,8	+0,7	1,6	-	3,8
75	+0,5	4,3	+0,6	6,8	+0,8	1,6	11,3	4,5

90	+0,6	5,2	+0,7	8,2	+1,0	1,8	13,5	5,4
110	+0,7	6,3	+0,8	10,0	+1,1	2,2	16,5	6,6
125	+0,8	7,1	+0,9	11,4	+1,3	2,5	18,8	7,5
140	+0,9	8,0	+0,9	12,7	+1,4	2,8	21,0	8,4
160	+1,0	9,1	+1,1	14,6	+1,6	3,2	24,0	9,6
180	+1,1	10,3	+1,2	16,4	+1,8	3,6	27,0	10,8
200	+1,2	11,4	+1,3	18,2	+2,0	4,0	-	-
225	+1,4	12,8	+1,4	20,5	+2,2	4,5	-	-
Примечание. Номинальный наружный диаметр соответствует минимальному среднему наружному диаметру.								

Таблица №11

Расчетная масса 1 м труб по ГОСТ Р 50838-95

Номинальный наружный диаметр, мм	Расчетная масса 1 м труб, кг	
	SDR 17,6	SDR 11
20	-	0,162
25	-	0,209
32	-	0,276
40	-	0,427
50	-	0,663
63	-	1,05
75	0,97	1,46

90	1,40	2,12
110	2,07	3,14
125	2,66	4,08
140	3,33	5,08
160	4,34	6,70
180	5,52	8,43
200	6,78	10,04
225	8,55	13,2
Примечание. Расчетная масса 1 м труб высчитана при плотности полиэтилена 950 кг/м ³ с учетом половинных допусков на толщину стенки и средний наружный диаметр.		

Наиболее распространенными диаметрами труб, освоенными заводами являются 32, 63, 110, 160 и 225 мм, имеющие значения SDR 11.

За овальность принимают разность между максимальным и минимальным наружными диаметрами, измеренными в одном сечении трубы.

Трубы изготавливаются из полиэтилена с минимальной длительной прочностью MRS 8,0 МПа (ПЭ 80) и MRS 10,0 МПа (ПЭ 100). Трубы ПЭ 63 для строительства новых газопроводов не применяются. Выпуск труб ПЭ 100 отечественными заводами крайне ограничен и в основном поставки ведутся из-за рубежа, поэтому для газификации в основном применяют трубы из ПЭ 80, выпуск которых освоен заводами из отечественного сырья.

Трубы из ПЭ 100 экономически целесообразно предусматривать для прокладки газопроводов высокого давления на городских территориях, проектирования экспериментальных газопроводов давлением свыше 0,6 МПа, реконструкции стальных газопроводов методом протяжки полиэтиленовых труб. Использование труб с MRS 10,0 дает возможность уменьшить толщину стенки труб по сравнению с более распространенным материалом ПЭ 80 и соответственно, увеличить пропускную способность труб, или позволяет запроектировать газопровод давлением 0,6 МПа в городских условиях с $\geq 2,8$, поскольку более распространенные трубы с MRS 8,0 не могут быть применены из-за малого коэффициента запаса прочности.

Трубы изготавливаются и поставляются на объект строительства в прямых отрезках, бухтах и на транспортных катушках. Трубы диаметром 200, 225 мм выпускаются только в прямых отрезках. Длина труб прямых отрезков может составлять от 5 до 24 м с

кратностью 0,5м (в основном изготавливаются трубы длиной 6,5 или 12 м), в бухтах от 50 до 200 м, на катушках от 250 до 2500 м (для труб De до 63 мм).

Детали для газопроводов разделяются по назначению (тройники, отводы, краны и т.д.) и способом присоединения к трубам (с гладкими концами для сварки или оснащенными встроенными закладными нагревателями).

Соединительные детали используют как для сварки полиэтиленовых между собой, так и для изменения диаметра газопровода, выполнение поворотов газопроводов и ответвлений от них, соединения полиэтиленового газопровода со стальным.

Полиэтиленовые трубы соединяются между собой при помощи муфт с закладным нагревателем.

Седловые трубы могут быть использованы как на строящихся газопроводах (т.е. еще не подключенным к системе газораспределения), так и при подключении новых потребителей к уже действующему газопроводу. Это достигается тем, что отвод оснащен встроенной металлической фрезой, которая может прорезать отверстие в стенке находящихся под давлением труб при сохранении герметичности полости вращения фрезы.

Для присоединения полиэтиленовых участков газопроводов к стальным используют неразъемные соединения «полиэтилен-сталь».

На газопроводах применяется специальная полиэтиленовая запорная арматура, к которой в первую очередь относятся шаровые краны.

Детали по ТУ 6-19-359-97 для сварки нагретым инструментом встык.

Таблица №17

Размер переходов по ТУ 6-19-359-97

De x de	SDR	L	L ₁	L ₂	Масса, кг
110 x 63	11	69	18	9	0,20
160 x 110	11 и 17,6	64	15	5	0,45 и 0,30
225 x 160	11 и 17,6	87	20	10	1,3 и 1,0

Таблица №18

Размер втулок под фланцы по ТУ 6-19-359-97

De	SDR	L	L ₁	D _H	D	R	Масса, кг
63	11	50	12	102	73	3,0	0,14
110	11 и 17,6	80	15	158	122	3,5	0,55 и 0,47
160	11 и 17,6	80	28	212	174	3,5	1,10 и 0,82
225	11 и 17,6	80	40	268	233	4,5	1,88 и 1,37

Рис. 14. Детали по ТУ 2248-032-00203536-96 для сварки встык или муфтой с 3Н.

Таблица №19

Размер равнопроходных тройников по ТУ 2248-032-00203536-96

De	s	L	L ₁	L ₂	Масса, кг
32	3,0	164	82	5	0,08
63	5,8	230	115	65	0,38
110	10,0	316	158	88	1,60
160	14,6	442	221	122	4,30
225	20,5	600	300	160	11,00

Таблица №24

Размер заглушек по ТУ 2248-032-00203536-96

De	s	l	L	Масса, кг
32	3,0	50	58	0,02
63	5,0	65	80	0,09
110	10,0	88	106	0,37
160	14,6	122	149	1,20
225	20,5	160	203	3,10

Рис. 15. Муфта с 3Н по ТУ 2248-032-00203536-96

Таблица №25

Размер муфт с закладным нагревателем, размеры даны в мм

De	Допускаемое отклонение от De	L	L ₁	L ₂	Овальность раструба, не более	Масса, кг
20	20 ^{+0,3} _{+0,1}	47	5	10	0,3	0,021
25	25 ^{+0,3} _{+0,1}	55	5	10	0,4	0,038
32	32 ^{+0,3} _{+0,1}	64	5	15	0,4	0,075
63	63 ^{+0,4} _{+0,2}	95	5	20	0,7	0,195
110	110 ^{-0,7} _{+0,3}	140	6	35	1,4	0,790
160	160 ^{-0,8} _{+0,4}	160	6	40	2,0	1,850
225	225 ^{-1,8} _{+1,1}	200	6	5	3,0	4,420

Таблица №20

Размер неравнопроходных тройников по ТУ 2248-032-00203536-96

De	S / s	L	L ₁	L ₂	L ₃	Масса, кг
110 x 63	10,0 / 5,8	316	130	88	65	1,40
160 x 110	14,6 / 10	442	190	122	88	4,10

Таблица №21

Размер угольников 90° по ТУ 2248-032-00203536-96

De	s	l	L	Масса, кг
32	3,0	50	82	0,06
63	5,0	65	115	0,28
110	10,0	88	158	1,20
160	14,6	122	221	3,20

225	20,5	160	300	7,30
-----	------	-----	-----	------

Таблица №22

Размер угольников 45° по ТУ 2248-032-00203536-96

De	s	l	L	Масса, кг
32	3,0	50	61	0,05
63	5,0	65	91	0,25
110	10,0	88	127	1,00
160	14,6	122	172	2,60
225	20,5	160	240	6,80

Таблица №23

Размер переходов по ТУ 2248-032-00203536-96

De	S / s	L	L ₁	L ₂	Масса, кг
63 x 32	5,8 / 3,0	133	65	50	0,10
110 x 63	10,0 / 5,8	190	88	65	0,45
160 x 110	14,6 / 10	215	122	88	1,10
225 x 160	20,5 / 14,6	320	160	122	3,70

Таблица №13

Присоединительные размеры соединительных деталей

Номинальн ый наружный диаметр, De	Придель ное отклонение среднего наружного диаметра	SDR 17,6		SDR 11		Овальн ость не более
		Толщина стенки, s				
		Ном. значение	Пред. отклонен.	Ном. значение	Пред. отклонен.	
63	+0,4	-	-	5,8	+0,8	1,6 / 0,9*
110	+0,7	6,3	+0,8	10,0	+1,2	2,7 / 1,7*
160	+1,1	9,1	+1,1	14,6	+1,7	3,9 / 2,4*
225	+1,4	12,8	+1,4	20,5	+2,3	5,4 / 3,4*

Примечание. Значение овальности в знаменателе приведены для соединительных деталей по ТУ 2248-032-00203536-96.

Таблица №14

Размер отводов 90° по ТУ 6-19-359-97

De	SDR	R ₁	Масса, кг	R ₂	Z	Масса, кг
63	11	63	0,11	63	65	0,13
110	11 и 17,6	110	0,57 и 0,45	108	110	0,57 и 0,45
160	11 и 17,6	160	1,70 и 1,15	155	158	1,67 и 1,12
225	11 и 17,6	225	4,83 и 3,61	-	-	-

Таблица №15

Размер неравнопроходных тройников по ТУ 6-19-359-97

De x de	SDR	L	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	Масса, кг
110 x 63	11	230	115	65	10	105	1,07
160 x 110	11	320	160	75	40	145	3,14

Таблица №16

Размер равнопроходных тройников по ТУ 6-19-359-97

De	SDR	L	L ₁	L ₂	Масса, кг
63	11	12	60	10	0,26
110	11 и 17,6	225	112	10	1,5 и 0,94
160	11 и 17,6	330	165	14	4,0 и 2,6
225	11 и	480	240	14	10,3 и 6,6

	17,6				
--	------	--	--	--	--

Таблица №25

Размеры седловых отводов, размеры даны в мм

Типо-размер, De x de	Присоед. диаметр, D		Диаметр хвостовика, d			L	L ₁	Масса, кг
	Ном ин.	Пре д. откл	Ном ин.	Пре д. откл	Овально сть не более			
63 x 32	63	+0,8	32	+0,3	0,5	115	150/105	0,45/0,30
110 x 32	110	+1,4	32	+0,3	0,5	167	173/167	1,00/0,99
110 x 63	110	+1,4	63	+0,4	0,9	167	173/167	1,15/1,05
Примечание. В числителе даны значения для отводов по ТУ 2248-031-00203536-96, в знаменателе – по ТУ 2248-037-00203536-96.								

Рис. 17. Отводы седловые с закладным нагревателем.

Таблица №26

Размеры соединений «полиэтилен - сталь» по ТУ 2248-025-00203536-96

Внешний вид	Условное обозначение	De, мм	D _m , мм	L*, мм	L ₁ , мм	L ₂ , мм	Масса, кг
	ПЭ80 32x3/Ст32	32	64	470	200	220	0,8
	ПЭ80 63x5,8/Ст57	63	85	630	270	280	2,3
	ПЭ80 110x10/Ст108	110	170	650	220	280	7,2
	ПЭ80 160x14,6/Ст159	160	230	650	210	230	12,9
	ПЭ80 225x20,5/Ст219	225	310	650	160	230	29,0
Примечание. Размер для справок.							

Рис.18. Шаровой кран (а) и схема его установки с телескопической управляющей штангой (б).

Общие виды соединительных деталей приведены на рис 13 и 14.

Основные присоединительные размеры соединительных деталей даны в табл. 13-24.

Полиэтиленовые трубы соединяются между собой при помощи муфт с закладным нагревателем приведен на рис. 15, а основные размеры - в табл. 25.

Седловые отводы могут быть использованы как на строящихся газопроводах (т.е. еще не подключенным к системе газораспределения), так и при подключении новых потребителей к уже действующему газопроводу. Это достигается тем, что отвод оснащен встроенной металлической фрезой, которая может прорезать отверстие в стенке находящихся под давлением труб при сохранении герметичности полости вращения фрезы.

Основные размеры седелок крановых и седловых отводов приведены в табл. 25, общие виды на рис. 17а и 17б.

Для присоединения полиэтиленовых участков газопроводов к стальным используют неразъемные соединения «полиэтилен-сталь». Внешний вид и основные размеры представлены в табл. 26 и рис. 3,5; 3,6; 3,7; 3,8.

На газопроводах применяется специальная полиэтиленовая запорная арматура, к которой в первую очередь относятся шаровые краны.

Таблица №27

Размеры полиэтиленовых шаровых кранов, размеры даны в мм

De, мм	L	L ₁	H	H _{шт} (со штангой)	Масса, кг
32	284	95	120	600 – 1100, или 1100 – 1500, или 1500 - 2000	0,798
40	284	95	120		0,829
50	254	86	120		0,916
63	385	110	180		2,379
90	365	90	240		4,850
110	395	105	240		5,100
125	395	105	240		5,550
160	540	170	350		13,400
180	540	170	350		15,100

200	540	170	350		16,750
-----	-----	-----	-----	--	--------

Полиэтиленовые краны не требуют обслуживания в течение всего срока службы и защиты от коррозии и поэтому могут устанавливаться непосредственно в грунте без колодца. Управление кранами осуществляется при помощи телескопической управляющей штанги, свободный конец которой выводится под крышку наземного защитного устройства (кровля) (рис. 62, табл. 27).

Соединение полиэтиленовых труб и деталей между собой происходит при помощи сварки. Полиэтилен относится к хорошо свариваемым материалам, поскольку имеет температурный интервал вязкотекучего состояния ΔT более 70°C . Целью сварки полиэтиленовых труб является получение неразъемных соединений, равнопрочных основному материалу. В основу механизма образования сварного соединения полиэтиленовых труб лежит процесс активизации макромолекулярных слоев на соединяемых поверхностях и создание контакта между ними. Активация происходит за счет нагрева свариваемых поверхностей с переходом полиэтилена в вязкотекучее состояние (получение расплава), контакт за счет соединения разогретых поверхностей с приложением избыточного давления.

Существуют два вида сварки полиэтиленовых труб:

- сварка нагретым инструментом;
- сварка деталями с закладными нагревателями.

Сварка нагретым инструментом встык - способ получения неразъемных соединений полиэтиленовых труб, при котором трубы соединяются между собой оплавленными торцами. Оплавление торцов происходит в результате их предварительного контакта с нагревательным инструментом, удаляемым затем из зоны сварки.

Сварка деталями с закладными электронагревателями (ЗН) - способ получения неразъемных соединений полиэтиленовых труб, при котором трубы соединяются между собой при помощи специальных соединительных деталей (муфт, седловых отводов, тройников, переходов), имеющих на внутренней поверхности встроенную электрическую спираль из металлической проволоки. Получение сварного соединения происходит в результате расплавления полиэтилена на соединяемых поверхностях труб и деталей за счет тепла, выделяемого при протекании электрического тока по проволоке спирали.

Этот метод сварки применяют для соединения труб диаметром от 20 до 225 мм.

Конструкция деталей представляет собой корпус, отлитый из полиэтилена, с навитой на внутренней поверхности электрической спиралью. С краев и посередине

детали имеются зоны свободные от спирали (холодные зоны), препятствующие вытеканию расплава из зоны сварки (рис. 26).

Рис. 26. Разрез муфты с закладным нагревателем фирмы «Friatesc»

Процесс образования сварного соединения можно разделить на три этапа. На первом этапе, в начале процесса нагрева свариваемых деталей, происходит увеличение диаметра трубы в зоне спирали и частичное вытеснение воздушной прослойки из зоны контакта. На втором этапе, при переходе полиэтилена в вязкотекучее состояние, происходит перемещение расплава и заполнение им имеющихся пустот с одновременным полным вытеснением оставшейся воздушной прослойки. На этом этапе происходит формирование сварного соединения за счет сдвиговых деформаций расплава и диффузии молекулярных сегментов из одной поверхности в другую через границу раздела. На третьем этапе (после отключения питания спирали соединительной детали) происходит постепенное остывание расплава с формированием надмолекулярных структур. Продолжительность первого и второго этапов называют «временем сварки».

При сварке технологическими параметрами являются:

напряжение электрического тока, подаваемого на спираль детали;

- время сварки, в течение которого происходит разогрев спирали и образование сварного соединения;
- время охлаждения полученного соединения.



Рис.3. Диаграмма распределения газопроводов по давлениям за 1998г.



Рис.2. Соотношение долей полиэтиленовых и стальных газопроводов по итогам 1998г.

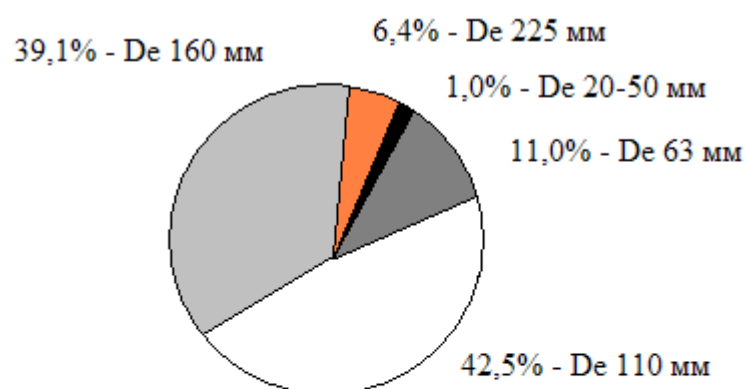
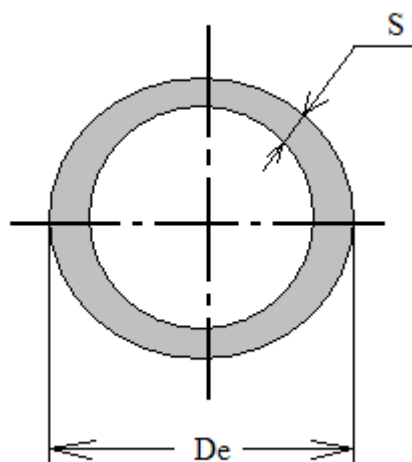


Рис. 4. Распределение полиэтиленовых газопроводов по диаметрам



ВРПАВРП

Рис. 13. Детали по ТУ 6-19359-97 для сварки нагретым инструментом встык.

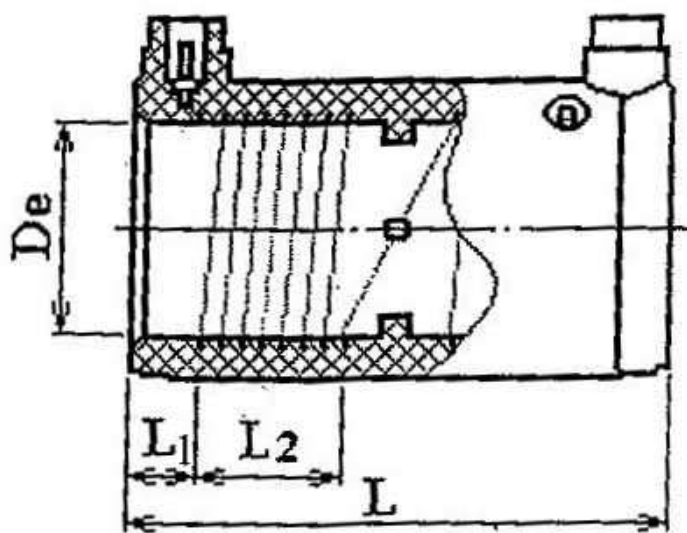


Рис.15. Муфта с 3Н по ТУ 2248-033-00203536-96

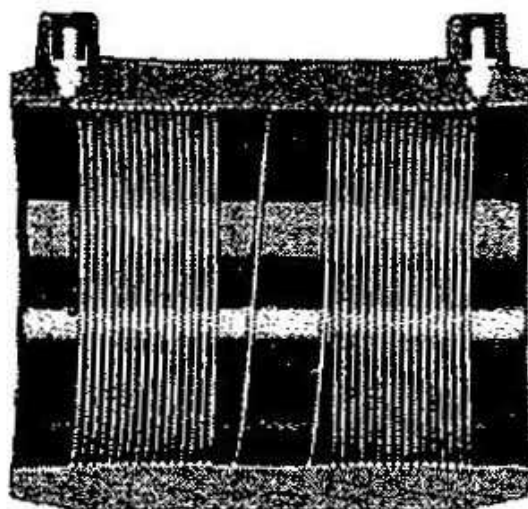


Рис. 26. Разрез муфты с закладным нагревателем фирмы «Friates»

Таблица №26

Размеры соединений «полиэтилен - сталь» по ТУ 2248-025-00203536-96

Внешний вид	Условное обозначение	De,мм	D _н ,мм	L*,мм	L ₁ ,мм	L ₂ ,мм	Масса, кг
	ПЭ80 32x3/СТ32	32	64	470	200	220	0,8
	ПЭ80 63x5,8/СТ57	63	85	630	270	280	2,3
	ПЭ80 110x10/СТ108	110	170	650	220	280	7,2
	ПЭ80 160x14,6/СТ159	160	230	650	210	230	12,9

	ПЭ80 225х20,5/Ст219	225	310	650	160	230	29,0
Примечание. Размер для справок.							

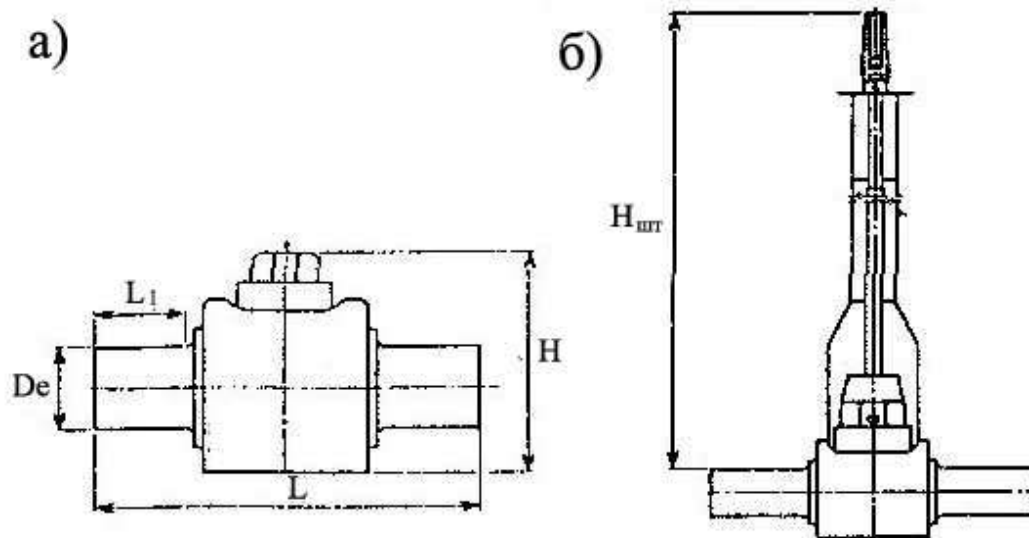
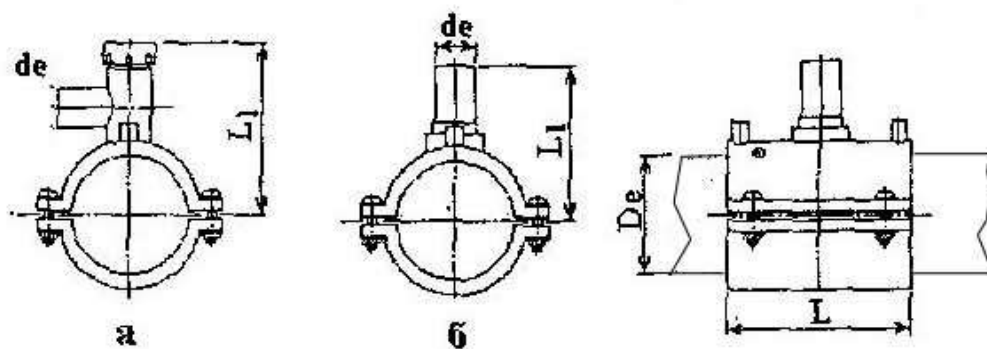


Рис.18. Шаровой кран (а) и схема его установки с телескопической управляющей штангой (б).



а – седелка крановая по ТУ 2248-031-00203536-96

б – отвод седловой по ТУ 2248-037-00203536-96

Рис. 17. Отводы седловые с закладным нагревателем.

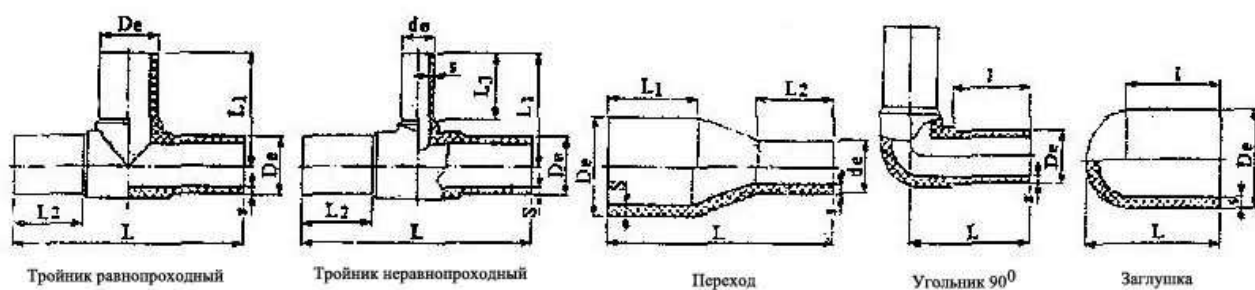


Рис.14. Детали по ТУ 2248-032-00203536-96 для сварки встык или муфтой с ЗН.

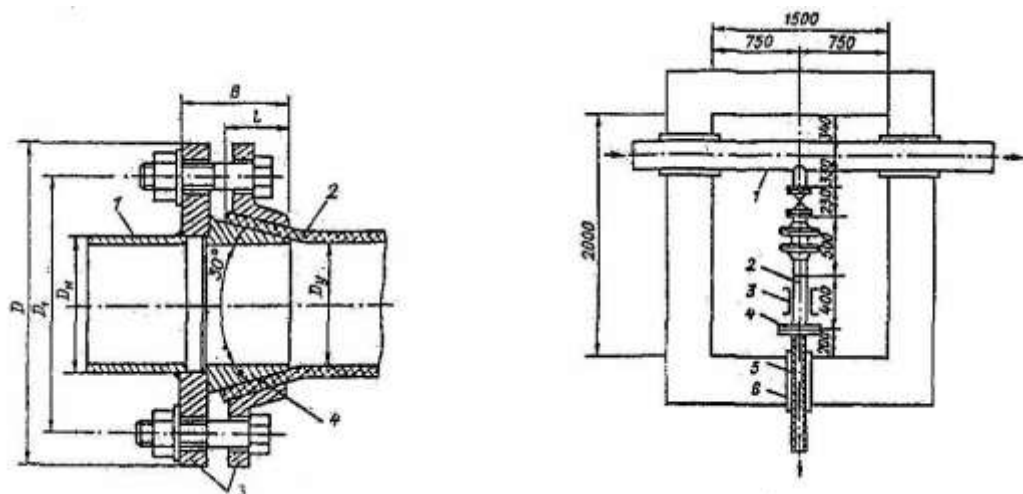


Рис. 3.5. Разъемное соединение полиэтиленовой трубы с помощью фланцев и металлической распорной втулки.

1 – стальная труба; 2 – полиэтиленовая труба; 3 – фланцы; 4 – распорная футулка.

Рис. 3.6. Присоединение полиэтиленового газопровода к стальному с отключающим устройством и конденсатором.

1 – стальной газопровод; 2 – стальная вставка; 3 – металлическая опора; 4 – фланцевое соединение на распорной втулке; 5 – полиэтиленовый газопровод; 6 – футляр.

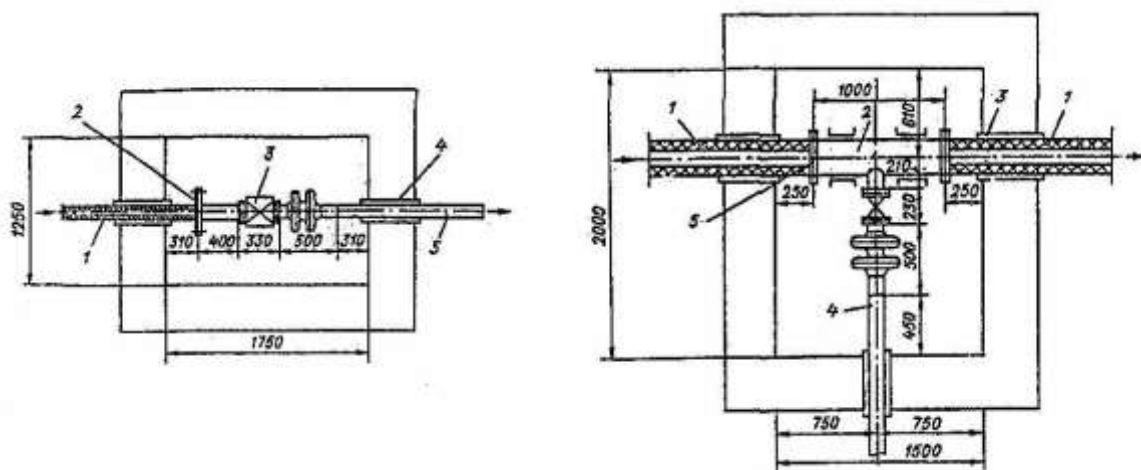


Рис. 3.7. Присоединение полиэтиленового газопровода к стальному с установкой отключающего устройства.

1 – полиэтиленовый газопровод; 2 – фланцевое соединение на распорной втулке; 3 – отключающее устройство на опоре; 4 – футляр; 5 – стальной газопровод.

Рис. 3.8. Ответвление от полиэтиленового газопровода.

1 – полиэтиленовый газопровод; 2 – металлическая вставка; 3 – футляр; 4 – стальной газопровод ответвления; 5 – фланцевое соединение на распорной втулке.

IV. Режим потребления газа.

Все городские потребители используют природный газ неравномерно. Потребление газа изменяется по месяцам года, дням недели, и часами суток. В зависимости от периода, в течение которого потребление принимают постоянным, различают:

- сезонную неравномерность, или неравномерность по месяцам по месяцам года;
- суточную неравномерность, или неравномерность по дням недели;
- часовую неравномерность, или неравномерность по часам суток.

Режим расхода газа городом зависит от режима отдельных категорий потребителей и их удельного веса в общем потреблении.

Неравномерность расходования газа зависит от климатических условий, уклада жизни населения, режима работы предприятий, характера газооборудования.

IV.1. Режим потребления по месяцам года.

На рис. 5.3 показан годовой график потребления газа городом. Из графика видно, что различные категории потребителей характеризуются различной неравномерностью потребления газа. Наибольшей сезонной неравномерностью характеризуется отопительная нагрузка, которая изменяется соответственно температуре наружного воздуха.

Наиболее равномерно потребляют газ промышленные потребители. Режим потребления газа промышленными предприятиями зависит от характера технологического процесса.

Неравномерность потребления газа характеризуется двумя показателями:

- количеством газа в долях от годового потребления, которое является избыточным по отношению к средней равномерной подаче газа или которого недостает в периоды превышения потребления над средней подачей $\alpha_{\text{год}}$ (объемный показатель);
- максимальным значением коэффициента сезонной неравномерности потребления газа $K_{\text{м}}^{\text{макс}}$ (мощностной показатель).

Коэффициент сезонной (месячной) неравномерности потребления газа $K_{\text{м}}$ определяют как отношение расхода газа за данный месяц к среднему месячному расходу за год. Так как число дней в месяце колеблется, то для большей точности коэффициент сезонной неравномерности потребления газа определяется как отношение среднесуточного расхода за данный месяц к среднесуточному расходу за год.

На рис.5.4. построен годовой график потребления, на котором ординаты представлены в виде месячных коэффициентов неравномерности. Равномерная подача газа, при которой удовлетворено годовое потребление, соответствует $K_{\text{м}} = 1$. Неравномерность потребления соответствует площади (заштрихованный) над средней линией подачи газа или равной ей площади (недостаток газа) над линией ее подачи.

Заштрихованная площадь равна:

$$\sum_{k \geq 1} K_i n_i - \sum_{k \geq 1} n_i ,$$

где K_i, n_i - соответственно коэффициент неравномерности и число дней в месяце i .

Расчете учитываются только месяцы, для которых $k > 1$.

Общая площадь графика, соответствующая годовому потреблению газа:

$$\sum_1^{12} K_i n_i = \sum_1^{12} \frac{Q_{\text{сп.сут}}^{Mi}}{Q_{\text{сп.сут}}^{\text{год}}} \times n_i = 365 ,$$

где $Q_{ср.сут}^{Mi}$, $Q_{ср.сут}^{год}$ - соответственно среднесуточные расходы за i-тый месяц и за год.

Сезонную неравномерность потребления $\alpha_{год}$ рассчитывают по формуле:

$$\alpha_{год} = \frac{\sum_{k \geq 1} K_i n_i - \sum_{k \geq 1} n_i}{\sum_{i=1}^{12} K_i n_i} \cdot 100\%.$$

Если не учитывать разное количество дней в месяцах, тогда расчетная формула примет следующий вид:

$$\alpha_{год} = \frac{\sum_{k \geq 1} K_i - N}{12} \cdot 100\%$$

где N – число месяцев в год, для которых $k > 1$.

IV.2. Режим потребления газа по дням недели.

Колебания потребления газа по отдельным дням недели зависят от уклада жизни населения, режима работы предприятий, изменения температуры наружного воздуха.

Потребление газа в квартирах в течение первых четырех дней недели равномерно. В пятницу расход газа возрастает и достигает максимального значения в субботу. В воскресенье потребление газа снижается.

Наибольшим потреблением газа характеризуются предпраздничные дни. Максимальный суточный расход газа в квартирах приходится на 31 декабря.

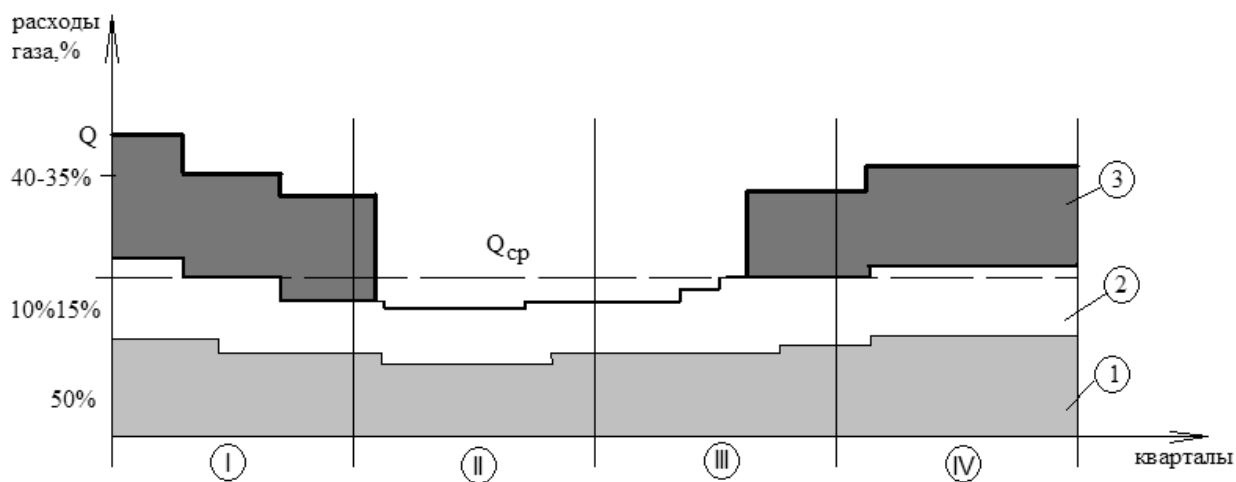


Рис.5.3. Годовой график потребления газа.

- 1- потребление газа промышленными предприятиями;
- 2 - потребление газа бытовыми и коммунально- бытовыми потребителями;
- 3- расход газа на отопление и вентиляцию.

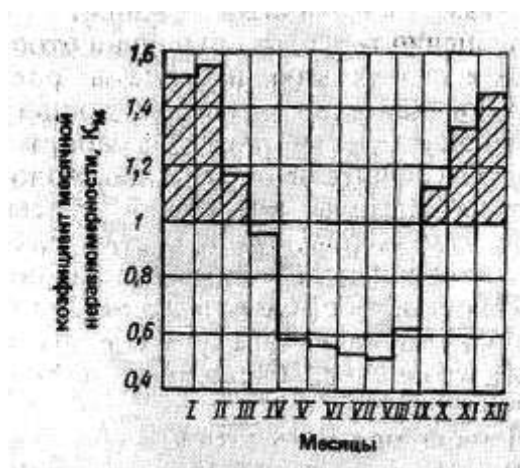


Рис.5.4. Неравномерность потребления газа по годовому графику.

IV.3. Режим потребителя газа по часам суток.

Городские газовые сети рассчитывают на максимальные часовые расходы газа. Поэтому необходимо знать сведения о часовых колебаниях потребления газа. Наибольшая часовая неравномерность наблюдается у бытовых и коммунальных потребителей. Расход газа на отопление и вентиляцию мало меняется в течение суток (за исключением периодов резких похолоданий и потеплений).

Режим потребления газа промышленными предприятиями в основном определяется числом рабочих смен. При трехсменной работе газ потребляют почти равномерно. С увеличением числа объектов, обслуживаемых газоснабжением, часовая неравномерность уменьшается.

Суточный режим потребления газа квартирами зависит от уклада жизни населения, дня недели, календарного дня (праздничный, предпраздничный и рядовой день).

Суточный график потребления газа характеризуется двумя пиками – утренним и вечерним. Рис. 5.5. Суточные графики для рядовых дней недели близки по своему характеру, а графики субботних, воскресных, предпраздничных дней отличаются от них. Суточные графики характеризуются неравномерностью $\alpha_{сут}$ (объемный показатель) и максимальным значением коэффициента неравномерности $K_{ч.с}^{max}$.

Максимальное значение коэффициента неравномерности потребления газа $K_{ч.с}^{max}$ определяют как отношение максимального часового расхода за данный час к среднему часовому за сутки.

$$K_{ч.с}^{max} = \frac{Q_{час}^{max}}{Q_{час}^{cp}},$$

Суточную неравномерность потребления $\alpha_{сут}$ (объемный показатель) рассчитывают по формуле:

$$\alpha_{сут} = \frac{\sum_{k>1} K_i - N}{24} \cdot 100\%,$$

где N – число часов в сутки, для которых $k>1$;

Неравномерность потребления равна такому количеству газа, которое находясь в запасе, способно обеспечить нормальный режим использования газа потребителями при равномерной его подаче. Это количество газа равно необходимой аккумулирующей емкости, которая способна выравнивать график потребления. Неравномерность, или аккумулирующую емкость, определяют в долях от суточного потребления. Коэффициенты

неравномерности определяют как отношение часового расхода газа к среднему часовому за сутки.

Аккумулирующая емкость, необходимая для выравнивания суточного графика потребления, определяется как доля суточного расхода. Средне часовая подача, а также средне часовой расход составляют $100/24 = 4,17\%$ суточного. Предполагая подачу равномерной и сравнивая ее с потреблением, можно рассчитать необходимую аккумулирующую емкость. Основанием для определения аккумулирующей емкости являются данные суточного графика.

Все расчеты сводят в Таблицу 5.10. В графе 2 дано количество газа, поданного в город с начала счета, а в графе 4 – количество газа, израсходованного городом также с начала отсчета. Разность этих величин, приведенная в графе 5, дает количество газа, подлежащего хранению.

Объем хранилища, обеспечивающего выравнивание суточного графика или неравномерность потребления, определяем из графы 5; $10,07 - (-1,73) \approx 12\%$ суточного потребления. Таким образом, величина $\alpha_{\text{сут}} = 0,12$.

На рис.5.5. построены график потребления газа по часам суток и кривая, характеризующая количество газа, которое должно находиться в хранилищах. Подача газа равномерная и изображена горизонтальной линией (4,17%). В периоды, когда подача больше потребления количество газа в хранилище увеличивается. Максимум приходится на тот час, когда подача равна потреблению.

В периоды, когда потребление больше подачи, количество газа в хранилище уменьшается. Минимум совпадает с часами равенства подачи и потребления. Объем хранилища по графику определяется путем суммирования абсолютных величин максимального значения положительных и отрицательных значений.

Объем хранилища можно определить из интегрального графика (рис. 5.6.). Кривая 1 отражает режим потребления газа. Прямая 2 характеризует подачу газа потребителям. Максимальное значение ординаты между линиями подачи и потребления газа равно необходимой аккумулирующей емкости, которая сбалансирует подачу и потребления.

Таблица 5.10.

Определение аккумулирующей емкости, необходимой для выравнивания суточного графика потребления газа.

Часы суток, ч	Поступление газа с начала счета, %	Расход газа, % от суточного потребления		Избыток или недостаток газа, %
		за данный час	с начала счета	
0-1	4,17	3,1	3,1	1,07
1-2	8,34	2,6	5,7	2,64
2-3	12,5	2,5	8,2	4,3
3-4	16,67	2,2	10,4	6,27
4-5	20,84	2,5	12,9	7,94
5-6	25	2,7	15,6	9,4
6-7	29,17	3,5	19,1	10,07
7-8	33,34	5	24,1	9,24
8-9	37,5	5,2	29,3	8,2
9-10	41,67	5,2	34,5	7,17
10-11	45,84	5,4	39,9	5,94
11-12	50	5,2	45,1	4,9
12-13	54,17	4,9	50	4,17
13-14	58,34	5	55	3,34
14-15	62,5	4	59	3,5
15-16	66,67	5,2	64,2	4,47
16-17	70,84	4,7	68,9	1,94
17-18	75	5	73,9	1,1
18-19	79,17	5,2	79,1	0,07
19-20	83,34	5,4	84,5	-1,16
20-21	87,5	4,7	89,2	-1,7
21-22	91,67	5,2	93,4	-1,73
22-23	95,84	3,5	96,9	-1,06
23-24	100	3,1	100	0
-	-	100	-	-

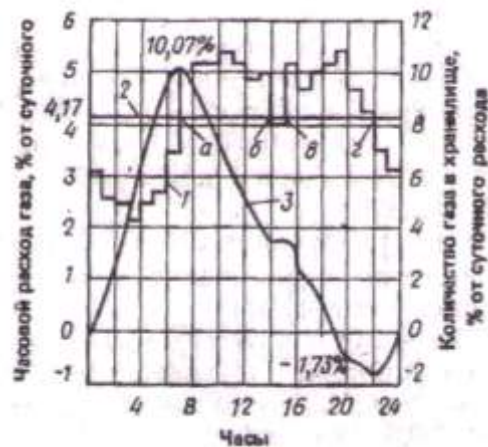


Рис. 5.5. График потребления газа и работы газохранилища.

а, б, в, г – момент времени, когда подача газа равна потреблению; 1 – суточный график потребления газа; 2 – график подачи газа; 3 – количество газа, которое должно находиться в хранилище.

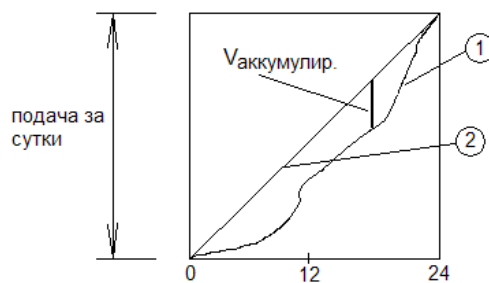


Рис. 5.6. Интегральный график подачи и потребления газа в течение суток.

IV.4. Определение расчетных расходов газа.

Городские системы газоснабжения не имеют аккумулирующих емкостей, а емкость самих газовых сетей очень мала. Поэтому существует жесткая связь между подачей газа в город и расходом его потребителями. Если потребление окажется меньше подачи, сети не примет лишний газ. Если же потребление будет больше подачи, тогда начнет падать давление газа в сетях и будет нарушено нормальное газоснабжение.

Поэтому пропускную способность газовых сетей необходимо рассчитывать на пиковые, максимально – часовые расходы газа. Поскольку системы газоснабжения имеют высокую стоимость и большую металлоемкость максимально часовые расходы должны быть обоснованы.

Максимально часовые расходы для газопроводов определяются по годовым расходам и коэффициентам неравномерности потребления:

$$Q_q^{\max} = K_{q, \Gamma}^{\max} \times \frac{Q_{\Gamma}}{8760} = \frac{Q_{\Gamma}}{m},$$

где $Q_q^{\max}$ - максимальный часовой расчетный расход газа, м³/час;

Q_{Γ} - годовое потребление газа, м³/год;

$K_{q, \Gamma}^{\max}$ - максимальный коэффициент часовой неравномерности потребления за год;

m – число часов использования максимума

$$m = \frac{8760}{K_{q, \Gamma}^{\max}}.$$

Если бы потребление в течение года было равномерным и равным максимальному часовому расходу, тогда весь годовой расход потребил бы в m часов, которое равно числу часов использования максимума. Величину, обратную m , называют коэффициентом часового максимума.

$$K_m = \frac{1}{m}.$$

Чем больше потребителей присоединено к газопроводу, тем меньше число часов использования максимума (m) и больше расчетный расход. Для бытовых потребителей значения числа часов использования максимума зависят от числа жителей $m = f(N)$. Число часов использования максимума для коммунальных предприятий приводится в нормативных данных.

Число часов использования максимума промышленных предприятий зависит от вида технологического процесса и числа рабочих смен в сутки.

Число часов использования максимума для отопительных котельных определяют по формуле:

$$m = 24 \cdot n_{OT} \frac{t_g - t_n^{cp.om}}{t_g - t_{n,o}},$$

где $t_{n,o}$ – расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °C.

Число часов использования максимума m связано с максимальным часовым коэффициентом неравномерности потребления газа за год.

Максимальный коэффициент часовой неравномерности за год определяется на основе сезонной, суточной и часовой неравномерности, каждая из которых оценивается своим коэффициентом.

Среднесуточный расход газа за год равен:

$$Q_{cp.сут}^{год} = \frac{Q_{год}}{365},$$

где $Q_{год}$ – годовое потребление газа.

Среднесуточный расход газа за месяц максимального потребления $Q_{мес.макс}^{cp.сут}$ определяется с использованием максимального коэффициента месячной неравномерности за год:

$$K_{MG}^{\max} = \frac{Q_{\text{мес. макс}}^{\text{ср. сут}}}{Q_{\text{год}}^{\text{ср. сут}}} = \frac{Q_{\text{мес. макс}}^{\text{ср. сут}}}{Q_{\text{год}} / 365}$$

$$Q_{\text{мес. макс}}^{\text{ср. сут}} = K_{MG}^{\max} \frac{Q_{\text{год}}}{365}$$

С учетом суточной неравномерности в пределах месяца максимальный суточный расход за месяц максимального потребления $Q_{\text{мес. макс}}^{\text{макс. сут}}$ определяется через максимальный коэффициент суточной неравномерности за месяц $K_{с.м}^{\max}$.

$$K_{с.м}^{\max} = \frac{Q_{\text{мес. макс}}^{\text{макс. сут}}}{Q_{\text{мес. макс}}^{\text{ср. сут}}}$$

$$Q_{\text{макс. сут. год}} = Q_{\text{мес. макс}}^{\text{макс. сут}} = K_{с.м}^{\max} K_{MG}^{\max} \frac{Q_{\text{год}}}{365} = K_{с.м}^{\max} \frac{Q_{\text{год}}}{365}$$

Среднечасовой расход за сутки максимального потребления $Q_{\text{макс. сут. год}}^{\text{ср. час}}$ равен:

$$Q_{\text{макс. сут. год}}^{\text{ср. час}} = \frac{Q_{\text{макс. сут. год}}}{24}.$$

С учетом часовой неравномерности за сутки максимально- часовой расход в сутки максимального потребления $Q_{\text{макс. сут. год}}^{\text{макс. час}}$ определяется через максимальный коэффициент часовой неравномерности за сутки.

$$K_{ч.с}^{\max} = \frac{Q_{\text{макс. сут. год}}^{\text{макс. час}}}{Q_{\text{макс. сут. год}}^{\text{ср. час}}}$$

$$Q_{\text{макс. час. год}} = Q_{\text{макс. сут. год}}^{\text{макс. час}} = K_{ч.с}^{\max} \cdot K_{с.м}^{\max} \cdot K_{MG}^{\max} \cdot \frac{Q_{\text{год}}}{365 \cdot 24}$$

Так как пика часовой и суточной неравномерности совпадают, поэтому:

$$Q_{ч.г}^{\max} = K_{ч.с}^{\max} \cdot K_{с.м}^{\max} \cdot K_{MG}^{\max} \cdot \frac{Q_{\text{год}}}{8760} = K_{ч.с}^{\max} \cdot \frac{Q_{\text{год}}}{8760}.$$

При выводе формул предполагалось, что пика потребления по месяцам года, дням недели и часам суток совпадают. Это приводит к запасу в пропускной способности газопроводов.

**Реконструкция изношенных стальных подземных газопроводов с
использованием полиэтиленовых труб.**

Для городов с плотной застройкой и развитой инженерной инфраструктурой большое значение приобретает проблема восстановления стальных газопроводов,

имеющих значительную степень износа.

Замена их традиционными методами строительства, то есть раскапывания траншей, извлечение изношенных труб и укладывание новых, защита от коррозии, связана с большими материальными затратами, разрытием городской территории и нарушением движения транспорта, длительным сроком строительства.

В настоящее время применяют технологии восстановления малонадежных подземных стальных газопроводов путем размещения в них полиэтиленовых труб меньшего диаметра. Старая металлическая труба выполняет роль футляра, защищая полиэтиленовый газопровод от механических воздействий, повышая тем самым надежность сети. В связи с тем, что внутренний диаметр нового полиэтиленового газопровода становится меньше, чем внутренний диаметр заменяемого металлического трубопровода, поэтому возникает вопрос о повышении давления в газовой сети. (Рис.1.)

Одним из основных преимуществ этой технологии ремонтно-восстановительных работ является малый объем земляных работ, так как котлованы для монтажа отрываются в начале и конце восстанавливаемого участка трубопровода. Длина участка может достигать 200 метров. При использовании этого метода возможен полный или частичный отказ от электрохимической защиты, увеличивается срок службы газопровода, повышается ремонтпригодность и удобство обслуживания.

Существуют методы реконструкции газопроводов с использованием полиэтиленовых труб большего наружного диаметра, чем внутренний диаметр стального газопровода, с предварительным обжатием полиэтиленового трубопровода термическим, термомеханическим способами. В первом случае внутри реконструированного стального газопровода протягивается длинномерная полиэтиленовая труба, диаметр которой несколько превышает диаметр стальной трубы. Технология предусматривает предварительный нагрев полиэтиленовой трубы до определенной температуры перед протяжкой через специальное калибровочное устройство, которым полиэтиленовая труба сжимается до диаметра меньшего, чем восстанавливаемый газопровод. После ввода полиэтиленовая труба остывает, принимает первоначальную форму и плотно прилегает к внутренним стенкам стального газопровода. (Рис. 2)

Во втором случае полиэтиленовой трубе термомеханическим способом придают форму буквы «У» сильно сокращающую ее поперечное сечение и наматывают на барабан для транспортировки. Протягивают ее с помощью лебедки в старой трубе. После протяжки в восстанавливаемый участок газопровода полиэтиленовая труба обрезаются и с обеих сторон закрываются специальными задвижками. После этого в трубопровод подается сжатая паровоздушная смесь и полиэтиленовая труба расширяется и расправляется до

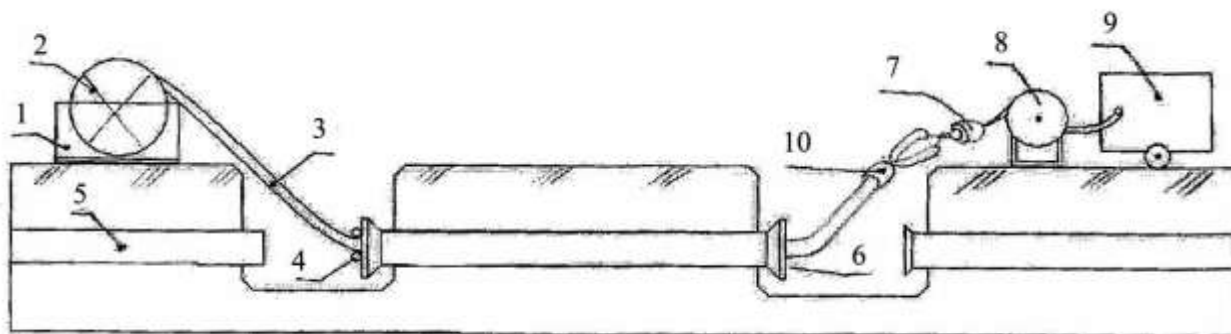
своей первоначальной формы, таким образом, что происходит ее плотное прилегание к стенкам газопровода.

Преимущество этого метода по сравнению со свободной протяжкой полиэтиленовых труб в металлических газопроводах является то, что внутренний диаметр газопровода уменьшается незначительно, и за счет меньшего коэффициента шероховатости стенки трубы пропускная способность газопроводов практически не изменяется.

Для восстановления работоспособности старых стальных газопроводов применяют технологию «Феникс». В предварительно отключенный и очищенный участок газопровода вводят тканевый шланг, сплетенный из нейлоновых и полиэфирных нитей, наружная поверхность которого покрыта специальным клеем. Свойства полиэфирных и нейлоновых нитей и специальная технология изготовления обеспечивает способность шланга растягиваться в радиальном направлении. Эта способность обеспечивает плотное прилегание наружной поверхности шланга, покрытой клеем, к внутренней поверхности трубы под воздействием паровоздушной смеси.

Применение этого вида ремонта, особенно при пересечении ремонтируемым газопроводом важных автомагистралей, железных дорог, пересечений водных преград

дает значительный экономический эффект, сокращает сроки строительства, повышает надежность и безопасность эксплуатации восстановленных участков газопроводов.



1 – платформа; 2 – барабан; 3 – полиэтиленовая труба; 4 – приспособление (ролики); 5 – стальная труба; 6 – раструб; 7 – трос «Кобра»; 8 – лебедка; 9 – генератор; 10 – захват.

Рис.1. Протягивание через существующий металлический газопровод полиэтиленовой трубы.

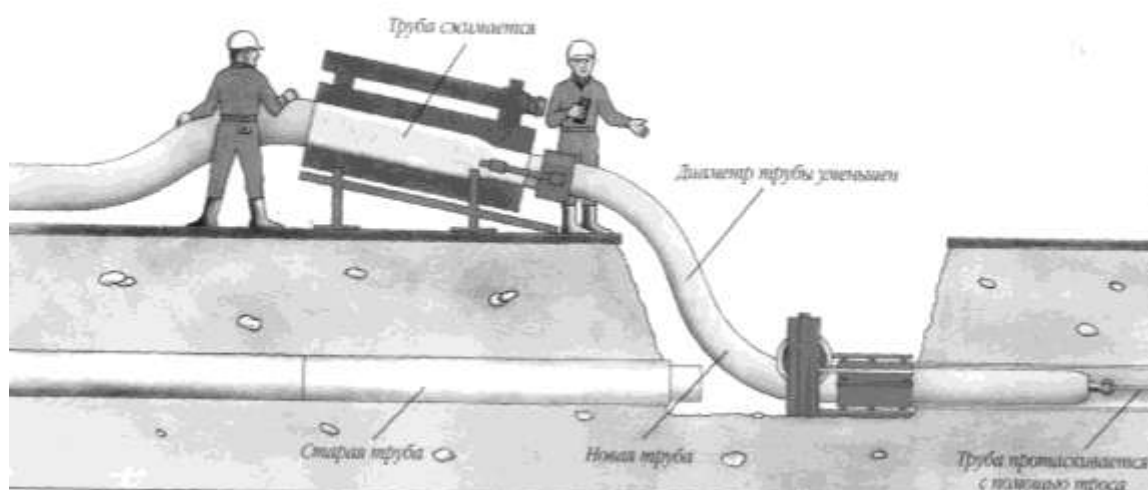


Рис.2 Протяжка полиэтиленовой трубы с предварительным сжатием.

IV. Использование установок пропан- бутановой смесей для регулирования не равномерности потребления газа.

Технологический процесс установки должен обеспечивать постоянный состав и теплоту сгорания пропан- бутановоздушного газа. Это надежно выполняется при использовании газоструйных эжекционных смесителей. В данном случае рабочим веществом являются перегретые пары пропан- бутана, которые эжектируют воздух из окружающей атмосферы.

Автоматическая эжекционная установка пропан-бутановоздушного газа состоит из регазификационной установки сжиженного газа и эжекционной установки смешения парообразного пропан- бутана с воздухом (рис). Регазификационная установка состоит из расходных резервуаров, испарителей и перегревателей.

Процесс регазификации сжиженного газа в регазификаторе осуществляется непрерывно, и перегретые пары пропан- бутана, выходящие из перегревателя, будут поступать в четыре параллельно установленных эжектора разной производительности.

Эжекторы состоят из сопла, приемной камеры, камеры смешения и диффузора. Парообразная пропан- бутановая смесь поступает в сопло и выходит из него в приемную камеру, которая патрубком сообщается с атмосферой. Потенциальная энергия газовой смеси при выходе из сопла превращается в кинетическую энергию расширившейся газообразной струи, которая с большой скоростью попадает из приемной в смесительную. Струя газообразного вещества захватывает из приемной камеры находящийся там воздух. В смесительную камеру входит газоздушная смесь.

Состав пропан- бутановоздушной смеси, поступающей из приемной камеры в смесительную, будет постоянным при постоянстве давления парообразного пропан- бутана перед соплом и давления пропан- бутановоздушного газа на выходе из эжектора.

Пропан- бутановоздушная смесь из камеры смешения выходит в диффузор. В диффузоре эжектора кинетическая энергия расширяющейся газовой струи переходит в потенциальную энергию, в результате чего давление пропан- бутановоздушного газа увеличивается.

Диффузоры четырех эжекторов установки сблокированной попарно: диффузоры каждых двух эжекторов объединены одним газовым коллектором, которые в свою очередь подключены к общему газовому коллектору, питающему газовую сеть коммунально-бытовых потребителей. Эжекторы установки пропан-бутановоздушного газа обеспечивают автоматическое включение отдельных эжекторов в работу и выключение их из работы в зависимости от изменения давления в общем газовом коллекторе.

При увеличении расхода газа потребителями давление в общем газовом коллекторе падает и в работу автоматически включаются поочередно эжекторы. Уменьшение расхода газа потребителями вызывает увеличение давления в общем газовом коллекторе и соответствующее автоматическое отключение отдельных эжекторов.

Все четыре эжектора установки имеют разную производительность, которая в свою очередь может регулироваться с помощью игольчатых клапанов, меняющих свободное сечение сопел эжекторов. Вследствие этого при увеличении давления в общем газовом коллекторе сначала с помощью игольчатого клапана автоматически уменьшается производительность самого большого эжектора, а затем осуществляется выключение эжектора. Прекращение расхода газа потребителями вызывает выключение из работы всех эжекторов установки; возобновление расхода - их поочередное автоматическое включение, начиная с эжектора самой малой производительности.

Расчетная максимальная производительность эжекторной установки, м³ /ч 25, 75, 320 и 1580; минимальная производительность, м³/ч 5, 12, 60 и 275. Производительность установки может меняться от 5 до 2000 м³ /ч пропано-бутановоздушного газа за счет изменения количества работающих эжекторов и производительности каждого из них, что позволяет обеспечить бесперебойное газоснабжение коммунально-бытовых потребителей.

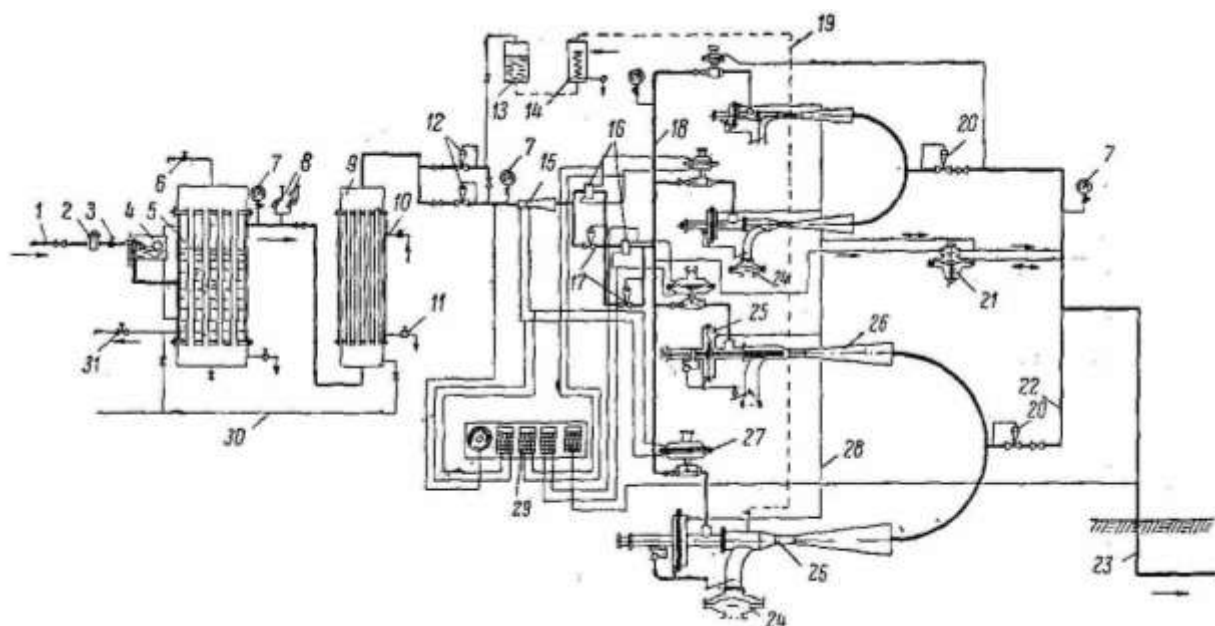


Рис.59. Схема технологического процесса автоматической инжекторной установки пропано- воздушного газа.

- 1 - трубопровод жидкостный от расходного резервуара базы хранения испарителю;
- 2 - фильтр;
- 3 - регулировочный вентиль;
- 4 - поплавковый регулятор предельного уровня жидкой фазы в испарителе;
- 5 - вертикальный кожухотрубчатый испаритель;
- 6 - трубопровод водяного пара к испарителю;
- 7 - манометр технический;
- 8 - предохранительные выпускные клапаны;
- 9 - вертикальный кожухотрубчатый перегреватель насыщенных паров пропана;
- 10 - трубопровод водяного пара к перегревателю;
- 11 - конденсатоотводчик;
- 12 - регуляторы давления на пропановом газопроводе к инжекторам (рабочий и резервный);

- 13 - бак с соляровым маслом;
- 14 - подогреватель солярового масла;
- 15 - расходомерная трубка Вентури;
- 16 - дроссельные диафрагмы с импульсными газопроводами к запорным мембранным клапанам и щиту КИП;
- 17 - вспомогательные регуляторы давления;
- 18 - газовый коллектор инжекторов;
- 19 - масляный трубопровод в камере всасывания четвертого инжектора;
- 20 - регуляторы давления пропано- воздушного газа на коллекторах спаренных инжекторов;
- 21 - регулятор, управляющий работой мембранных приводов игольчатых клапанов;
- 22 - общий коллектор пропано- воздушного газа;
- 23 - транзитный подъемный газопровод к потребителям;
- 24 - мембранный обратный клапан на воздушных патрубках 2-го и 4-го инжекторов;
- 25 - мембранный привод игольчатого клапана;
- 26 - инжекторы пропановоздушного газа;
- 27 - запорные клапаны с мембранными приводами на пропановых газопроводах к инжекторам;
- 28 - газопровод к мембранным приводам игольчатых клапанов;
- 29 - щит КИП;
- 30 - сливной и продувочный трубопровод испарителя и перегревателя;
- 31 - предохранительный перепускной клапан на переточном трубопроводе из испарителя в резервуары базы хранения.

V. Гидравлический расчет газовых сетей.

V.1. Определение потерь давления в газопроводах.

Давление по длине трубопровода падает, что приводит к уменьшению плотности газа; так как значение плотности меняется, то изменяется скорость при постоянном диаметре. Только газопроводы низкого давления можно рассчитывать, считая, что по ним движется несжимаемая жидкость.

Движение газа по трубопроводам принимается изотермическим, а его температура – равной температуре грунта, в который уложен газопровод.

Параметрами, определяющими потоки газа, будут: абсолютное давление P , плотность ρ и скорость w . Для определения P , ρ и w система должна состоять из трех уравнений.

Уравнение Дарси, которое определяет потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений на участке газопровода длиной dx :

$$dP = -\lambda \frac{dx}{d} \cdot \rho \frac{w^2}{2}, \quad (1)$$

где λ - коэффициент трения, зависит от режима движения газа;

d – внутренний диаметр;

w – скорость движения газа;

ρ - плотность газа.

Сила касательного напряжения на внутренние поверхности трубы направлены в стороны, противоположные направлению изменения давления. Так как плотность газа ρ величина переменная, поэтому и скорость движения газа при постоянном диаметре будет переменной величиной.

Для учета изменения плотности газа в зависимости от давления используют уравнение состояния:

$$P = \rho RT, P_0 = \rho_0 RT_0, R - \text{газовая постоянная} \quad (2)$$

В качестве третьего уравнения используют уравнение неразрывности.

$$M = \rho wF = \rho_0 w_0 F = \rho_0 Q_0, \quad (3)$$

где M – массовый расход;

Q_0 – объемный расход, приведенный к нормальным условиям.

Из уравнения (3) получим:

$$\rho w = \frac{\rho_0 Q_0}{F}; \quad w = \frac{\rho_0 Q_0}{F \cdot \rho}; \quad (4)$$

$$\text{отсюда} \quad \rho w^2 = \frac{\rho_0 Q_0^2}{F^2} \cdot \frac{\rho_0}{\rho}; \quad (5)$$

Отношение плотности выразим через отношение давлений, используя уравнение состояния:

$$\frac{\rho_0}{\rho} = \frac{P_0 T}{T_0 P};$$

Подставим уравнения (4), (5) в уравнение (1) учтём, что $F^2 = \frac{\pi^2 d^4}{16\lambda\rho_0}$ и разделим переменные:

$$-P \cdot dP = \frac{16}{2\pi^2} \cdot \lambda \frac{Q_0^2}{d^5} \cdot \rho_0 P_0 \cdot \frac{T}{T_0} dx, \quad (6)$$

Проинтегрируем уравнение (6), считая λ и T постоянными, в пределах от P_n до P_k и от $x_1=0$ до $x_2=l$ (l - длина газопровода):

$$\begin{aligned}
-\int_0^l 2P_{(x)} \cdot dP_{(x)} &= \lambda \frac{16}{\pi^2} \cdot \frac{Q^2}{d^5} \cdot \rho_o P_o \cdot \frac{T}{T_o} \cdot l, \\
-P^2 \Big|_{P_K}^{P_H} &= \lambda \cdot 1,62 \cdot \frac{Q^2}{d^5} \cdot \rho_o P_o \cdot \frac{T}{T_o} \cdot l, \\
-(P_K^2 - P_H^2) &= \lambda \cdot 1,62 \cdot \frac{Q^2}{d^5} \cdot \rho_o P_o \cdot \frac{T}{T_o} \cdot l, \\
P_H^2 - P_K^2 &= 1,62 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_o^2}{d^5} \cdot \rho_o P_o \cdot \frac{T}{T_o} \cdot l.
\end{aligned} \tag{7}$$

Уравнение (7) является основным для расчета газопроводов как высокого, так и низкого давления.

Для городских газопроводов температура газа при расчетных нагрузках равна 0°C, поэтому отношение $T/T_0 = 1$. При этих условиях расчетная формула примет вид:

$$P_H^2 - P_K^2 = 1,62 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_o^2}{d^5} \cdot \rho_o P_o \cdot l, \tag{8}$$

Уравнение (8) используют при расчете распределительных газопроводов среднего и высокого давления. Из уравнения (8) получаем расчетную зависимость и для газопроводов низкого давления. Для получения зависимости разложим разность квадратов давлений на сомножители:

$$P_H^2 - P_K^2 = (P_H - P_K) \cdot 2 \cdot P_{cp.ap}, \tag{9}$$

где $P_{cp.ap} = \frac{(P_H + P_K)}{2}$ - среднее арифметическое значение начального и конечного давления.

Для газопроводов низкого давления $P_{cp.ap} \approx P_o$, тогда из уравнения (9) получим:

$$P_H - P_K = \frac{1}{2} \cdot 1,62 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_o^2}{d^5} \cdot \rho_o \cdot l \cdot \frac{P_o}{P_{cp.ap}} = 0,81 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_o^2}{d^5} \cdot \rho_o \cdot l. \tag{10}$$

Уравнение (10) является основным для расчета газопроводов низкого давления.

Значения коэффициента трения зависит от режима движения газа, материал газопровода, способа изготовления труб и их соединения.

Величина λ зависит от числа Рейнольдса.

$$Re = \frac{wd}{\gamma} = \frac{\rho w \cdot \frac{\pi d^2}{4}}{\mu d \cdot \frac{\pi}{4}} = \frac{4}{\pi} \cdot \frac{M}{\mu D}$$

Где γ и μ – кинематическая и динамическая вязкость.

С изменением давления массовый расход M не изменяется, поэтому число Re будет зависеть от значения μ .

В области ламинарного режима при величинах $Re < 2000$, коэффициент трения определяется по формуле: $\lambda = 64 / Re$.

При критическом режиме при $2000 < Re < 4000$, коэффициент трения определяется по формуле: $\lambda = 0,025 \cdot \sqrt[3]{Re}$.

При турбулентном режиме при величинах $Re > 4000$, коэффициент трения определяют по формуле: $\lambda = 0,11 \left(\frac{K_{\text{э}}}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}$

При расчете распределительных газовых сетей потери на местные сопротивления принимают как долю от потерь на трение, равной 5-10%.

При расчете распределительных газопроводов небольшой протяженности и сложной конфигурации, а также при расчете внутридомовых и внутрицеховых газопроводов, потери давления на местные сопротивления определяются с учетом эквивалентной длины.

V.2. Определение дополнительного избыточного давления.

Если отдельные участки газопроводов имеют разные геометрические отметки по высоте, то в газопроводах низкого давления возникает дополнительное избыточное давление.

В сечении I (рис.6.7) газопровода абсолютное давление будет P_{Γ}^I , барометрическое давление - $P_{бар}^I$. С увеличением высоты давление в газопроводе и барометрическое давление уменьшается.

$$\left. \begin{aligned} P_{\Gamma}^{II} &= P_{\Gamma}^I - g\rho_{\Gamma}H \\ P_{бар}^{II} &= P_{бар}^I - g\rho_B H \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

При использовании газа необходимо знать избыточное давление, так как они определяют производительность газовых приборов. Избыточное давление в сечениях I-I и II-II равны:

$$\begin{aligned} P_{изб}^I &= P_{\Gamma}^I - P_{бар}^I \\ P_{изб}^{II} &= P_{\Gamma}^{II} - P_{бар}^{II} \end{aligned} \quad (2)$$

Сравнивая уравнения (1) и (2) получим:

$$P_{изб}^{II} = P_{\Gamma}^{II} - P_{бар}^{II} = (P_{\Gamma}^I - g\rho_{\Gamma}H) - (P_{бар}^I - g\rho_B H) = P_{изб}^I + gH(\rho_B - \rho_{\Gamma}), \quad (3)$$

Из формулы (3) следует, что избыточное давление газа увеличилось на:

$$\Delta p = gH(\rho_B - \rho_{\Gamma}), \quad (4)$$

Дополнительное давление газа с увеличением высоты возникает из-за того, что абсолютное давление в газопроводе падает в меньшей степени, чем барометрическое давление.

В формуле (4) величина Н(м) означает разность геометрических отметок в конце и в начале газопровода. При подъеме газопровода значение Н будет положительным, а при опускании – отрицательным. Если газ тяжелее воздуха (например, пропан, бутан), то дополнительное давление будет отрицательным (избыточное давление в газопроводе уменьшается).

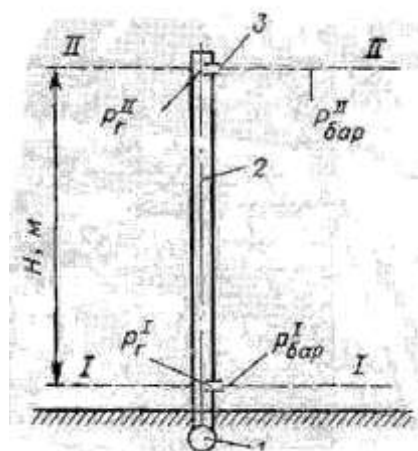


Рис.6.7 Изменение избыточного давления в газопроводе в зависимости от высоты.

1- подземный газопровод; 2 – стояк; 3 – сопла горелок приборов (условно).

V.3. Постановка задачи расчета тупиковой газовой сети

Каждый участок характеризуется тремя неизвестными: расходом газа $Q_{p,i}$, диаметром d_i и потерей давления Δp_i . Таким образом, принимая количество участков P , получаем $3P$ неизвестных.

Транзитные расходы для тупиковой сети определяют однозначно, следовательно, расчетные расходы для всех участков известны. Получаем $2P$ неизвестных.

Для каждого участка можно написать уравнение гидравлических потерь:

$$\Delta p_i = k \cdot \frac{Q_i^\alpha}{d_i^\beta} \cdot l_i;$$

где Δp_i - потери давления на участке;

k - коэффициент, зависящий от свойств газа;

d_i, l_i - диаметр и длина участка;

α и β - показатели степени, которые в общем случае зависят от режима движения газа и шероховатости труб.

Таких уравнений можно написать P . Следовательно, оставшееся число неизвестных будет P . Распределительные газовые сети рассчитывают на постоянный расчетный перепад давлений Δp_p .

$$\sum_1^k \Delta p_i - \Delta p_p = 0$$

По каждому направлению от точки питания до концевой точки сумма потерь давления должна быть равна Δp_p . Число таких уравнений равно числу конечных точек K .

Оставшееся количество лишних неизвестных равно:

$$f = P - K \quad (1)$$

Для тупиковой газовой сети существует соотношение между узлами и сторонами:

$$P = m - 1;$$

где P - число сторон, m - число узлов.

Подставив значение P в формулу (1) получим количество лишних неизвестных:

$$f = P - K = m - 1 - K = m - (1 + K);$$

Число узлов с заданным давлением равно $(1 + K)$, то есть первый и все концевые.

Таким образом, число лишних неизвестных равно числу узлов с незадавленными давлениями. Для определения лишних неизвестных надо задать дополнительное условие. Таким условием является минимализация стоимости газопроводов или расход металла на сеть.

Распределение потерь давления между последовательно расположенными участками должно обеспечивать минимальную стоимость сети. На (рис.) показаны различные пьезометры тупиковой сети. При расчете по постоянному падению давления $(\Delta p/l) = \text{const}$ получаем линию 1. Линия 3 соответствует условиям, когда удельные потери давления на головных участках приняты большими, чем на конечных. При таком пьезометре уменьшается стоимость головных участков и увеличивается стоимость конечных. Для пьезометра 2 уменьшается стоимость конечных участков по сравнению с головными.

Технико-экономический расчет дает возможность найти оптимальную форму пьезометра, при которой стоимость газовой сети будет минимальной. Давление в узлах с незадавленным давлением можно выбрать в диапазоне $p_n > p_i > p_k$.

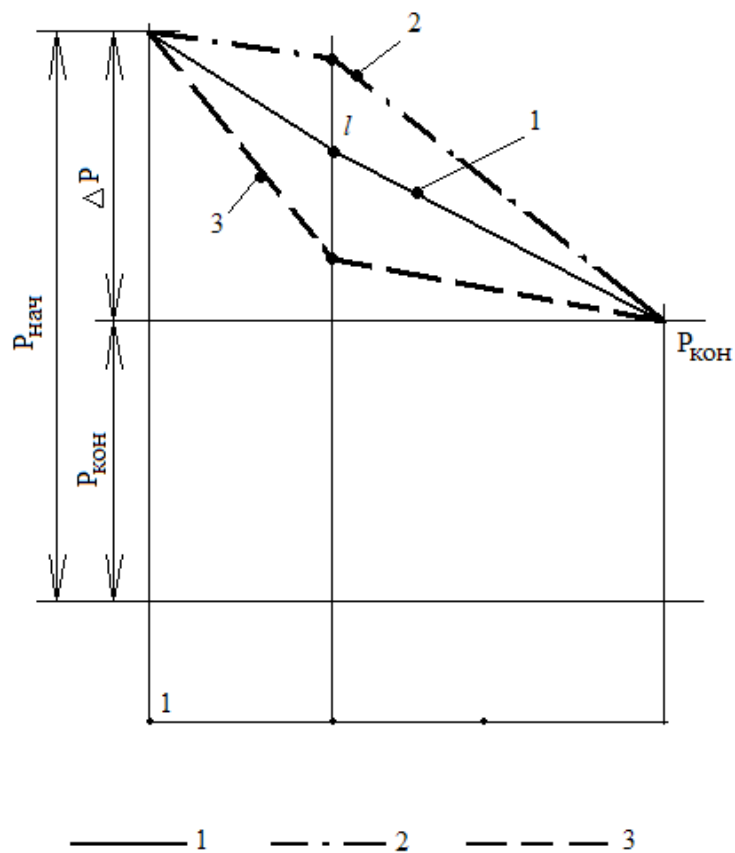


Рис.6.9 Выбор оптимальной формы пьезометра.

1- пьезометр при $(\Delta p/l) = const$; 2 – пьезометр при меньших потерях давления на головных участках; 3 – пьезометр при больших потерях давления на головных участках.

Гидравлические расчеты весьма трудоемки и требуют большой вычислительной работы, поэтому следует составлять специальные программы на ЭВМ. Сокращение

времени счета позволяет проанализировать большее число вариантов и выбрать наиболее экономичный.

Составлен алгоритм расчета тупиковой разветвленной газовой сети. Газ подается в тупиковую газовую сеть из ГРП давлением 3 кПа. С этим давлением газ поступает в распределительную сеть поселка.

Расчетный перепад давлений для распределительных газопроводов принят равным 1000 Па, номинальное давление газа перед бытовыми приборами принято равным 2000 Па.

Составим описание алгоритма расчета тупиковой газовой сети:

1. Общая протяженность распределительной газовой сети:

- $\sum l$, м;
- общий расход газа Q м³/ч;
- расчетный перепад давления ΔP_p , Па;
- суммарные длины расчетных направлений $\sum l_p$, м;
- количество расчетных участков NR

2. Определяем удельный часовой расход газа q м³/ч м, отнесенный к 1 м распределительной сети.

3. Путевой расход каждого участка разделяем на два сосредоточенных расхода. В начальный узел участка помещаем 0,45 путевого расхода, а в конечный – 0,55.

4. По известным расчетным расходам газа по участкам сети и заданному расчетному перепаду давления распечатываем диаметры участков:

$$d_i = 16,81 \times \frac{Q^{0,381}}{\left(\frac{\Delta p}{l_i}\right)^{0,191}}, \text{ мм}$$

5. Подбираем стандартный диаметр d_i . Стандартный диаметр выбирают из принципа наименьшей разницы в потерях давления между стандартным и полученным диаметром. Для этого рассчитывают потери давления для всех трех диаметров по формулам:

$$\Delta p = 2,76 \times 10^6 \times \frac{Q_0^2}{d^{5,25}} \times l, \text{ Па}$$

Q_0 в м³/ч; d в мм; L в м.

Приоритетный диаметр можно определить проще по формуле, если:

$$\left(\frac{d}{D_{\text{н}}}\right)^{5,25} \leq 2 - \left(\frac{d}{D_{\text{д}}}\right)^{5,25}$$

Тогда принимают $D_{\text{мин}}$. Это выражение получено из соотношения:

$$\frac{\Delta p_{\text{н}} - \Delta \delta}{\Delta \delta - \Delta \delta_{\text{н}}} \leq 1$$

по которому приоритетным будет меньший диаметр. Здесь: $D_{\text{мин}}$ и $D_{\text{макс}}$ – меньший и больший ближайшие гостовские диаметры.

После подбора диаметров определяют степень использования расчетного периода по формуле:

$$\frac{\Delta p_p - \sum \Delta \delta_i}{\Delta \delta_p} \leq 0,1$$

Если ошибка больше 0,1, тогда выбирают диаметр с наибольшими потерями или уменьшают его. Эту процедуру повторяют несколько раз, с тем чтобы добиться требуемой точности. Однако для коротких направлений это условие может быть не выполнено. Если ошибка отрицательная, то увеличивают соответствующий диаметр и также добиваются необходимой точности.

Затем определяют узловые давления путем последовательного вычитания из давления в первой точке P_1 потери давления на участках.

В результате расчета программа выдает следующие основные показатели тупиковой газовой сети:

- номер расчетного участка N ;
- длина расчетного участка l_1 ;
- расход газа на участке Q_i ;
- диаметр расчетного участка d_i ;
- потери давления на участке Δp_i .

V.4. Постановка задачи расчета кольцевой газовой сети

Каждый участок кольцевой сети характеризуется тремя неизвестными: диаметром, перепадом давления и расчетным расходом. Если число участков обозначить P , то число неизвестных будет равно $3P$.

Для каждого участка можно написать P уравнений гидравлических потерь давления:

$$\Delta p_i = a_i \cdot \frac{Q^\alpha}{d^\beta} \cdot l; \quad -(P)$$

α и β - показатели степени, зависящие от режима движения и шероховатости труб;

a - постоянный коэффициент, зависящий от свойств газа.

Для кольцевой сети алгебраическая сумма потоков газа, сходящихся в узле равна нулю (I закон Кирхгофа), число таких уравнений для кольцевой сети равно числу узлов без одного, так как последний узел при заданном количестве газа, подаваемого в сеть, дает тождество. Если число узлов обозначить t , то первый закон Кирхгофа дает $(m-1)$ уравнений.

По второму закону Кирхгофа алгебраическая сумма перепадов в замкнутом контуре равна нулю:

$$\sum p_i = 0; \quad -(n)$$

Число уравнений по второму закону равно числу колец. Обозначим через " n " число колец в сети, тогда получаем " n " уравнений. Два закона дают $m + n - 1$ уравнений.

Следствие теоремы Эйлера о соотношении числа граней, вершин и ребер выпуклых многогранников позволяет получить уравнение:

$$P = m + n - 1;$$

Городские газовые сети рассчитываются на заданный перепад давлений. Это условие дает уравнение типа:

$$\sum_1^k \Delta p_i - \Delta p = 0; \quad -(K)$$

Число таких уравнений K равно числу узлов сети с заданными давлениями, то есть числу конечных точек. Таким образом, общее число уравнений равно $2P + K$, а число

неизвестных - $3P$. Количество лишних неизвестных равно $P-K$. Следовательно, задача расчета кольцевой сети является неопределенной» Для того чтобы она имела решение, нужно добавить дополнительные условия или задаться лишними неизвестными.

Для решения задачи добавим уравнения экономичности.

В кольцевых сетях обеспечивается двустороннее или многостороннее питание узлов. Следовательно, можно найти оптимальное распределение потока по двум параллельным линиям, при котором их суммарная материальная характеристика будет иметь минимальное значение.

Материальной характеристикой сети называют величину, пропорциональную расходу металла на сеть:

$$M = \sum_1^P d_i l_i$$

где d_i и l_i - диаметры и длины участков сети; P - общее число участков.

Расход металла на сеть рассчитывают по формуле:

$$m \approx \sum_1^P \pi \cdot d_i \cdot \delta_i \cdot l_i \cdot \rho_M;$$

где δ_i - толщина стенки трубы, ρ_M - плотность металла.

Приняв для распределительных газопроводов толщину стенок труб δ_{cp} , получим следующую зависимость:

$$m \approx \pi \cdot \delta_{cp} \cdot \rho_M \sum_1^P d_i \cdot l_i = \pi \cdot \delta_{cp} \cdot \rho_M \cdot M;$$

то есть материальная характеристика M пропорциональна массе израсходованного металла на сеть m . На (рис. 6.10) показаны две равные по длине параллельные линии, которые питают узел II. Поток газа между этими параллельными линиями xQ и $(1 - xQ)$ распределяются так, чтобы сумма $d_1 l_1 + d_2 l_2$ имела минимальное значение. Для простоты примем $l_1 = l_2 = l$. Диаметры участков определим по формуле:

$$d_i = K^{\frac{1}{\beta}} \times \left(\frac{l_i}{\Delta p_i} \right)^{\frac{1}{\beta}} \times Q^{\frac{\alpha}{\beta}} = A \times Q_i^{\frac{\alpha}{\beta}};$$

или

$$d_1 = A \times Q^{\frac{\alpha}{\beta}} x^{\frac{\alpha}{\beta}};$$

$$d_2 = A \times Q^{\frac{\alpha}{\beta}} (1-x)^{\frac{\alpha}{\beta}};$$

Материальную характеристику M можно определить из следующего уравнения:

$$M = \sum_1^2 d_i l_i = A Q_i^{\frac{\alpha}{\beta}} \times l x^{\frac{\alpha}{\beta}} + A Q_i^{\frac{\alpha}{\beta}} \times l \times (1-x)^{\frac{\alpha}{\beta}} = B \left[x^{\frac{\alpha}{\beta}} + (1-x)^{\frac{\alpha}{\beta}} \right]; \quad (6.37)$$

Продифференцируем уравнение (6.37) и отыщем экстремальное значение:

$$\frac{dM}{dx} = B \left[\frac{\alpha}{\beta} x^{\frac{\alpha}{\beta}-1} + \frac{\alpha}{\beta} (1-x)^{\frac{\alpha}{\beta}-1} (-1) \right] = 0;$$

При $x = 0,5$ материальная характеристика будет равна $M = 1,5B$.

Зависимость $M = f(x)$ показана на рис. 6.10. В точке $x = 0,5$ материальная характеристика M имеет максимальное значение. Минимальные значения материальная характеристика имеет при $x = 0$ и $x = 1$. $M_{\min} = B$.

Оптимальному распределению потоков соответствует случай, когда весь поток идет только по одному трубопроводу. Всякое дробление потока повышает стоимость сети.

Добавление Р-К уравнений экономичности для определения лишних неизвестных желаемого результата не дает, так как экономически оптимальный вариант распределения расходов приводит к вырождению кольцевой сети в тупиковую. Следовательно экономически оптимального решения для кольцевой сети не существует.

Для решения вопроса распределения газа по участкам сети, то есть для определения расчетных расходов, должен быть использован принцип гидравлической надежности сети.

Исходя из этого принципа, распределяют транзитные расходы, после этого вычисляют все расчетные расходы, число неизвестных становится равным $2P$.

Количество неизвестных f составляет:

$$f = 2P - (P+n+K) = P - (n+K);$$

но

$$P = n+m-1$$

следовательно

$$f = (m-1) - K;$$

Таким образом, количество лишних неизвестных равно числу узлов с незадаанным давлением.

При расчете газопроводов диаметры подбирают по среднему удельному падению давления газа $\Delta p/l$. Этот принцип применяется при расчете как тупиковых, так и кольцевых сетей.

В практике проектирования применяется следующая методика расчета кольцевых сетей:

- На основании известных количеств потребляемого газа и заданной схемы газопроводов вычисляют сосредоточенные и удельные путевые расходы газа для всех питающих контуров;
- Определяют путевые расходы для всех участков сети;
- Задаются направлением движения газа; при этом необходимо выполнить следующие условия:
 - назначить точки встречи газа в узлах, расположенных в противоположных местах от точки питания;
 - направлять потоки газа от точки питания к потребителям кратчайшим путем;
- Распределяют транзитные потоки газа, исходя из принципа гидравлической надежности сети;
- Определяют расчетные расходы газа для всех участков сети;
- Исходя из заданного перепада давлений в сети и ее протяженности, определяют среднее значение $\Delta p/l$;
- По значениям расчетного расхода и среднего значения $\Delta p/l$ определяют диаметры для всех участков;
- Потери давления на местные сопротивления принимают равными 10% от линейных потерь.

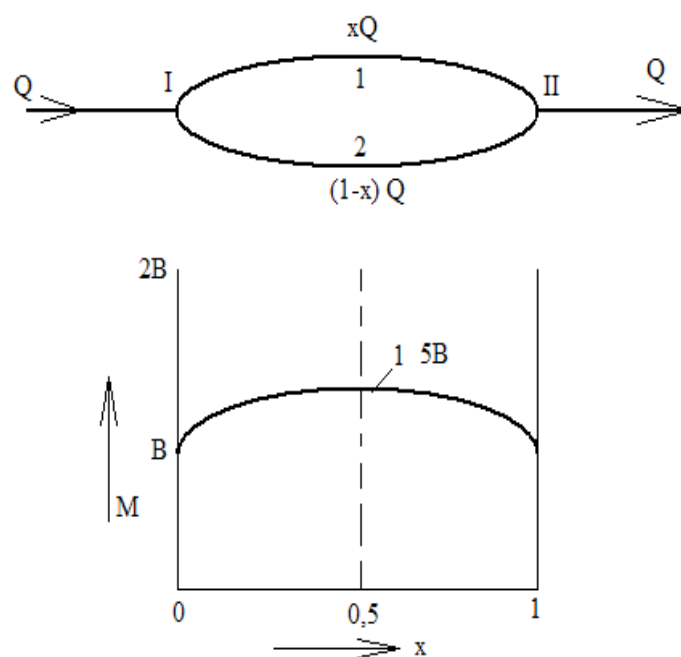
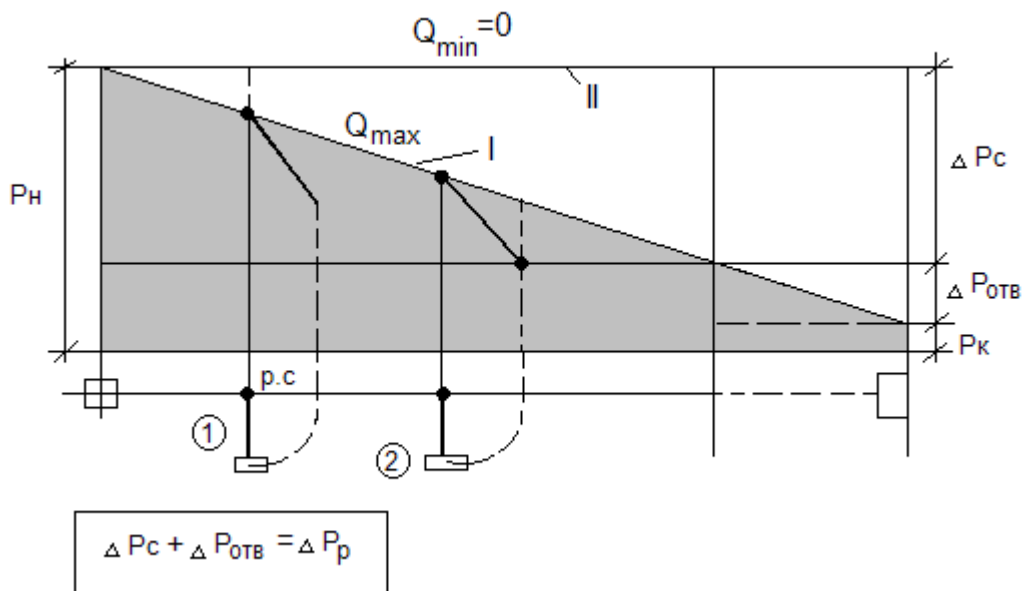


рис. 6.10 Зависимость материальной характеристики (M) сети от распределения потока газа по параллельным газопроводам (x).

V.4. Определение расчетного перепада для распределительных газопроводов низкого давления при непосредственном присоединении потребителей к газовым сетям.

График изменения давления в распределительной сети низкого давления:



ΔP_p – расчетный перепад давления для сети;

ΔP_C – перепад в распределительной сети;

 $\Delta P_{\text{отв}}$ – перепад на ответвление;

Р.с. - распределительная сеть НД рассчитывается на полный перепад давлений ΔP_C .

Колебания давления газа у потребителей зависит от:

1. величины расчетного перепада давления и степени его использования;
2. режима работы горелок;
3. метода регулирования давления газа в точке питания.

Все абонентские ответвления – на одинаковый перепад $\Delta P_{аб.}$

В связи с этим у потребителей в пределе может колебаться давление, равное расчетному перепаду, но в эксплуатационном режиме расчетный расход бывает кратковременным. Начальное давление при эксплуатации поддерживается постоянным, поэтому давление у потребителя меняется в зависимости от нагрузки сети. При нулевой нагрузке давление у потребителя растет до P_n , все пьезометры сольются в 1 линию по уровню $P_{нач}$ (А'' – III'') (см.рис.).

У потребителя (1) не пользуется полностью расчетный перепад, потребитель (2) его использует полностью.

С учетом переменных режимов площадь охватываемые все значения P у потребителей будет А'-А''- III'-III''.

При максимальной нагрузке всеми потребителями, пьезометр выражается линией I. При сокращении расхода газа, пьезометр пойдет по линии II.

Заштрихованная зона – возможные давления газа у потребителей в расчетном режиме

$$P_n > P_{п} > P_k.$$

Расчетный перепад используется при гидравлическом расчете газовых сетей. Значение расчетного перепада задаются СНиПом. Чем больше ΔP_p тем меньше стоимость сети, но в то же время при увеличении значения ΔP_p , снижается гидравлическая устойчивость.

$$\Delta P_p = P_n - P_k = P_{MAX} - P_{MIN}$$

Значения P_{MAX} и P_{MIN} определяются в зависимости от номинального давления у потребителей.

Номинальное давление – это давление, при котором газовые приборы обеспечивают лучшие теплотехнические показатели (полнота сгорания газа, КПД, термическое напряжение).

$$\Delta P_p = K_1 P_{НОМ} - K_2 P_{НОМ}$$

K_1 – коэффициент перегрузки прибора;

K_2 – коэффициент недогрузки прибора.

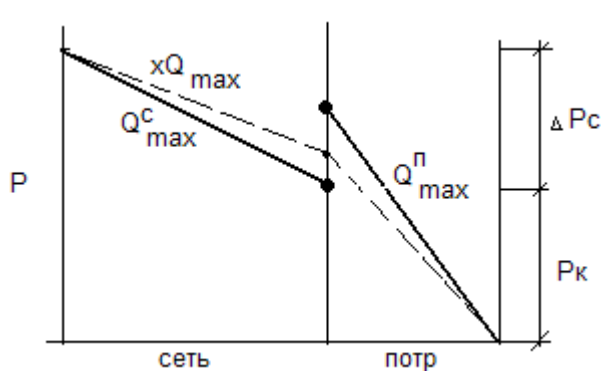
При увеличении давления газа перед приборами сверх номинального снижается КПД, увеличивается неполнота сгорания газа, возникают температурные напряжения, сокращается срок службы прибора.

Поэтому допускается превышение тепловой нагрузки на прибор только на 20%, а принимая квадратичный закон сопротивления для прибора $P = aQ^2$, коэффициент K , принимаем равным $K_1 = 1,5$ расходу потребителя меньше чем расход в системе.

В расчетной схеме расходы в сети и у потребителя различные, чего не может быть. Фактический режим устанавливается следующий: Q будет уменьшаться, потери падают, давление у потребителя возрастает и расход у потребителя возрастает. В итоге устанавливается режим одинакового расхода $xQ_{\max}$, где $x = 0,89 \div 0,94$ в соответствии с K_2 .

K_2 – определяется устойчивостью системы, т.к. при снижении нагрузки мало меняется КПД, полнота сгорания газа и термическое напряжение.

K_2 –определяет снижение потребительских качеств системы $0,6 \div 0,8$.



$K_2 = 0,8$, т.к $Q = 0,9$

$$Q_P = \epsilon \sqrt{P_{НОМ}};$$

$$Q = \epsilon \sqrt{K_2 \cdot P_{НОМ}} = Q_P \sqrt{K_2} \rightarrow$$

- расход в расчетном режиме;

где $\sqrt{K_2} = 0,77 \div 0,89$.

Расход в пике при выборе $K_2 = 0,6$ составит $\sqrt{K_2} = 0,77$; 77%.

K_2 фактически будет ещё больше при уменьшении нагрузки.

$$\Delta P_P = (K_1 - K_2) \cdot P_{НОМ} = (1,5 - 0,8) \cdot P_{НОМ} = 0,7 P_{НОМ}$$

Чтобы увеличить ΔP_P необходимо увеличить $P_{НОМ}$, т.к. коэффициенты не меняются.

Распределение ΔP_P :

- для многоэтажной застройки:

$$\Delta P_C = 0,6 \cdot \Delta P_P$$

$$\Delta P_{ОТВ} + \Delta P_{ЗД} = 0,4 \cdot \Delta P_P$$

- для малоэтажной застройки:

$$\Delta P_C = 0,7 \cdot \Delta P_P$$

$$\Delta P_{ОТВ} + \Delta P_{ЗД} = 0,3 \cdot \Delta P_P$$

Давление на выходе из ГРП:

$$P_{\text{НОМ}} = 200 \text{ мм в ст} = 2000 \text{ Па}$$

$$P_{\text{НАЧ}} = 1,5 P_{\text{НОМ}} = 3000 \text{ Па},$$

тогда значение расчетного перепада для сети низкого давления:

$$\Delta P_p = 0,7 \cdot 2000 \text{ Па} = 1400 \text{ Па}.$$

V.6. Гидравлическая увязка кольцевых газовых сетей.

В виду того, что ближайшие диаметры труб значительно отличаются друг от друга, при предварительном расчете не удастся удовлетворить второму закону Кирхгофа. Поэтому возникает необходимость гидравлической увязки сети.

Для примера рассмотрим кольцевой газопровод (рис.). В процессе предварительного расчета были определены диаметры для всех участков сети, однако алгебраические суммы потерь давления для колец не оказались равны нулю. Кольца имеют гидравлическую невязку Δp_I и Δp_{II} . Участки работают в области гидравлически гладких труб и потери давления в них определяются уравнением:

$$\Delta p = a \cdot Q^{1,75}$$

где Δp – перепад давления на участке;

a – сопротивление трубы;

Q – расход газа.

Значения гидравлических невязок для колец можно записать следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} (\Delta p_1 + \Delta p_2) - (\Delta p_3 + \Delta p_4) &= \sum_I \Delta p = \Delta p_I \\ (\Delta p_3 + \Delta p_5) - (\Delta p_6 + \Delta p_7) &= \sum_{II} \Delta p = \Delta p_{II} \end{aligned} \right\}$$

Раскрывая значения потерь давления на участках получим систему уравнений.

$$\left. \begin{aligned} a_1 Q_1^{1,75} + a_2 Q_2^{1,75} - a_3 Q_3^{1,75} - a_4 Q_4^{1,75} &= \Delta p_I \\ a_3 Q_3^{1,75} + a_5 Q_5^{1,75} - a_6 Q_6^{1,75} - a_7 Q_7^{1,75} &= \Delta p_{II} \end{aligned} \right\} (1)$$

Для того, чтобы сеть с принятыми диаметрами удовлетворяла второму закону, нужно перераспределить транзитные расходы, то есть вводят круговые поправочные расходы в кольца.

Предположим, что в кольца I и II введены поправочные расходы ΔQ_I и ΔQ_{II} , в результате чего невязка в кольцах превратилась в нуль, тогда система уравнений примет следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} a_1 \cdot (Q_1 + \Delta Q_I)^{1,75} + a_2 \cdot (Q_2 + \Delta Q_I)^{1,75} - a_3 \cdot (Q_3 - \Delta Q_I + \Delta Q_{II})^{1,75} - a_4 \cdot (Q_4 - \Delta Q_I)^{1,75} &= 0 \\ a_3 \cdot (Q_3 + \Delta Q_{II} - \Delta Q_I)^{1,75} + a_5 \cdot (Q_5 + \Delta Q_{II})^{1,75} - a_6 \cdot (Q_6 - \Delta Q_{II})^{1,75} - a_7 \cdot (Q_7 - \Delta Q_{II})^{1,75} &= 0 \end{aligned} \right\} (2)$$

Выражение типа $(Q \pm \Delta Q)^{1,75}$ раскладываем в ряд Маклорена и ввиду малости ΔQ по соотношению к Q ограничиваемся только первыми двумя членами.

$$\left. \begin{aligned} (Q \pm \Delta Q)^{1,75} &= Q^{1,75} \pm 1,75 Q^{0,75} \cdot \Delta Q \\ (Q \pm \Delta Q_I \pm \Delta Q_{II})^{1,75} &= Q^{1,75} \pm 1,75 Q^{0,75} \cdot \Delta Q_I \mp 1,75 Q^{0,75} \cdot \Delta Q_{II} \end{aligned} \right\} (3)$$

Подставив уравнение (3) в уравнения (2) и произведя группировку отдельных членов, получим следующие выражения:

$$\begin{aligned}
& (a_1 \cdot Q_1^{1,75} + a_2 \cdot Q_2^{1,75} - a_3 \cdot Q_3^{1,75} - a_4 \cdot Q_4^{1,75}) + 1,75(a_1 \cdot Q_1^{0,75} + a_2 \cdot Q_2^{0,75} + a_3 \cdot Q_3^{0,75} + a_4 \cdot Q_4^{0,75}) \cdot \Delta Q_I - \\
& - 1,75 \cdot a_3 \cdot Q_3^{0,75} \cdot \Delta Q_{II} = 0 \\
& (a_3 \cdot Q_3^{1,75} + a_5 \cdot Q_5^{1,75} - a_6 \cdot Q_6^{1,75} - a_7 \cdot Q_7^{1,75}) + 1,75(a_3 \cdot Q_3^{0,75} + a_5 \cdot Q_5^{0,75} + a_6 \cdot Q_6^{0,75} + a_7 \cdot Q_7^{0,75}) \cdot \Delta Q_{II} - \\
& - 1,75 \cdot a_3 \cdot Q_3^{0,75} \cdot \Delta Q_I = 0
\end{aligned}$$

Выражения в первых скобках представляют собой невязки в кольцах и соответственно равны $\sum_I \Delta p$ и $\sum_{II} \Delta p$.

Выражения во вторых скобках могут быть представлены следующим образом:

$$\sum \dot{a} \cdot Q^{0,75} = \sum \frac{a \cdot Q^{1,75} \cdot Q}{Q} = \sum \frac{\Delta p}{Q}$$

Учитывая изложенное, получаем следующую систему уравнений:

$$\left. \begin{aligned}
\sum_I \Delta p + 1,75 \cdot \sum_I \frac{\Delta p}{Q} \cdot \Delta Q_I - 1,75 \cdot \frac{\Delta p_3}{Q_3} \cdot \Delta Q_{II} &= 0 \\
\sum_{II} \Delta p + 1,75 \cdot \sum_{II} \frac{\Delta p}{Q} \cdot \Delta Q_{II} - 1,75 \cdot \frac{\Delta p_3}{Q_3} \cdot \Delta Q_I &= 0
\end{aligned} \right\} (4)$$

Уравнения (4) представляют собой систему уравнений первой степени, решив которую, можно определить поправочные расходы.

$$\begin{aligned}
\Delta Q_I &= -\frac{\sum_I \Delta p}{1,75 \cdot \sum_I \frac{\Delta p}{Q}} + \frac{\frac{\Delta p_3}{Q_3}}{\sum_I \frac{\Delta p}{Q}} \cdot \Delta Q_{II}; \\
\Delta Q_{II} &= -\frac{\sum_{II} \Delta p}{1,75 \cdot \sum_{II} \frac{\Delta p}{Q}} + \frac{\frac{\Delta p_3}{Q_3}}{\sum_{II} \frac{\Delta p}{Q}} \cdot \Delta Q_I;
\end{aligned}$$

Первый член уравнений представляет собой часть поправки, полученную без учета влияния поправочных расходов соседних колец, а второй член учитывает влияние поправочных расходов в соседних кольцах.

Если кольцо имеет несколько общих участков с соседними кольцами, то второй член представляют следующим образом:

$$\Delta Q'' = \frac{\sum \Delta Q'_{ck} \cdot \left(\frac{\Delta p}{Q} \right)_{yck}}{\sum \frac{\Delta p}{Q}}$$

В уравнении $\left(\frac{\Delta p}{Q}\right)_{\text{уск}}$ вычисляем для участков, имеющих соседние кольца, а $\Delta Q'_{\text{ск}}$

является первым приближенным значением поправочных расходов в этих соединительных кольцах.

Поправочный расход для расчетного участка определяют по формуле:

$$\Delta Q = \Delta Q' + \Delta Q''$$

где $\Delta Q'$ - учитывает невязку в своем кольце;

$\Delta Q''$ - невязка в соседних кольцах.

После расчета круговых поправочных расходов для всех колец определяют поправочные расходы для всех участков. Для участков, не имеющих соседних колец, поправочные расходы равны $\Delta Q_{\text{уч}} = \Delta Q_{\text{к}}$, а новые расчетные расходы:

$$Q_{\text{нов.расч.}} = Q + \Delta Q_{\text{уч.}}$$

Для участков, имеющих соседние кольца, поправочные расходы будут равны:

$$\Delta Q_{\text{уч}} = \Delta Q_{\text{к}} - \Delta Q_{\text{ск}}$$

а новые расчетные расходы:

$$Q_{\text{нов.расч.}} = Q + \Delta Q_{\text{уч}} = Q + \Delta Q_{\text{к}} - \Delta Q_{\text{ск}}$$

где $\Delta Q_{\text{ск}}$ - поправочный расход в соседнем кольце, который прибавляется к расходу на участке с обратным знаком.

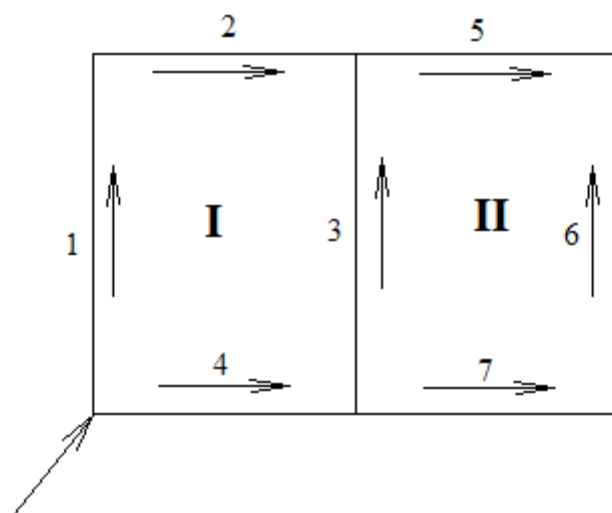


Рис. Расчетная схема кольцевой сети.
 1÷7- номер участков;
 I и II - номера контуров.

V.7. Гидравлический расчет газовых сетей высокого (среднего) давления.

Газовые сети высокого (среднего) давления являются верхним уровнем городской системы газоснабжения. Для средних и больших городов проектируются кольцевые сети. А для малых городов - тупиковые.

Все городские сети рассчитывают на заданный перепад давления. Величина расчетного перепада (Рис.) складывается из:

- максимального давления газа перед горелками;
- перепада давления в абонентском ответвлении;
- перепада в газорегуляторном пункте.

Перед ГРП поддерживается избыточное давление равное $0,15-M, 2$ МПа.

Для тупиковых газовых сетей потокораспределение однозначно определяется заданной схемой и диаметры рассчитывают при полном использовании перепада давления.

При расчете кольцевых сетей оставляют резерв давления для увеличения пропускной способности при аварийных гидравлических режимах. Принятый резерв проверяют расчетом при возникновении наиболее неблагоприятных аварийных ситуациях. Такие режимы возникают при выключении головных участков сети.

Снижение качества оценивается коэффициентом обеспеченности $K_{об}$, который зависит от категории потребителей. Количество газа, подаваемого потребителям в аварийном режиме равно $Q = K_{об} \times Q_{расч}$.

Для коммунально-бытовых потребителей $K_{об}$ можно принять равным 0,8-0,85. Учитывая кратковременность аварийных ситуаций и теплоаккумулирующую

способность зданий, можно сократить подачу газа на отопительные цели. Коэффициент обеспеченности для отопительных котельных принимают равным $K_{об} = 0,7-0,85$.

Если предприятие имеет резервное топливо, то $K_{об} = 0$. Для промышленных предприятий, которым нельзя прекращать подачу газа, что связано с значительным ущербом, коэффициент обеспеченности принимают равным $K_{об} = 1$.

Зная значения коэффициентов обеспеченности для потребителей, определяют необходимый резерв пропускной способности сети.

Для однокольцевого газопровода рассматривают два аварийных режима: при выключении головных участков слева и справа от точки питания.

Так как при выключении головных участков однокольцевой сети газопровод превращается в тупиковый, то диаметр кольца определяется по формулам:

$$Q_{\delta} = 0,59 \cdot \sum_{i=1}^n K_{\delta i} \times Q_i \quad (1)$$

$$\frac{P_H^2 - P_K^2}{1,1 \times L_K} \quad (2)$$

где: Q_p - расчетный расход газа для сети;

Q_i - расчетные расходы потребителями;

$K_{об i}$ - коэффициент обеспеченности потребителей в аварийном режиме;

P_H, P_K - абсолютное давление газа в начале и конце сети;

L_K - протяженность кольца;

1,1 - постоянный коэффициент учитывает потери давления на местные сопротивления;

0,59 - коэффициент, учитывающий значения величины расчетной нагрузки.

Целесообразно принимать постоянный диаметр кольца. Если такой диаметр подобрать не удастся, то участки газопроводов, расположенные диаметрально противоположно точке питания, следует прокладывать меньшего диаметра, но не менее чем 0,75 диаметра головного участка.

Далее производятся два варианта гидравлического расчета аварийных режимов при выключенных головных участках слева и справа от точки питания. Диаметры участков корректируем так, чтобы давление газа у последнего потребителя не понижалось ниже минимального допустимого значения.

Диаметры ответвлений рассчитывают на полное использование перепада давления с подачей газа потребителям ($K_{об}$).

В заключении рассчитываем распределение потоков при нормальном режиме и определяем давление газа во всех узловых точках.

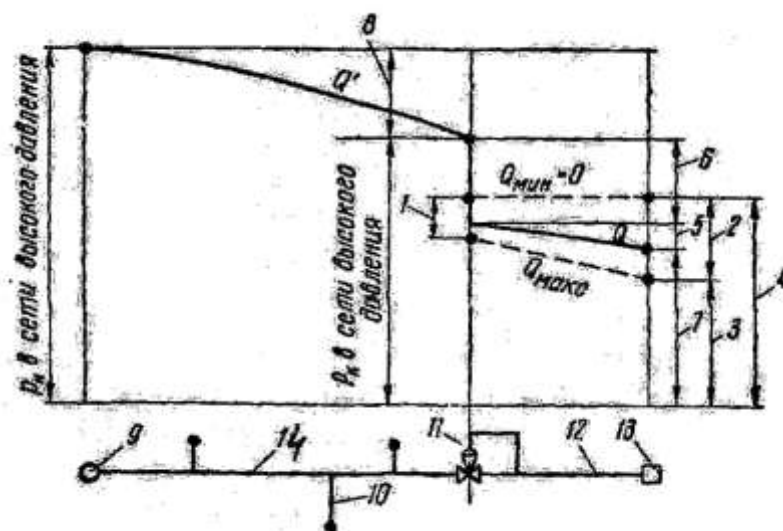


Рис. 8.9. График давлений при присоединении потребителей через регуляторы.
1 - неравномерность регулятора;

- 2 - максимальный диапазон колебания давления газа перед установкой;
- 3 – $p_{\min}$ перед установкой;
- 4 - $p_{\max}$ перед установкой;
- 5 - перепад в газопроводе при нагрузке Q
- 6 - перепад в регуляторе при нагрузке Q;
- 7 - давление перед установкой при нагрузке Q;
- 8 - перепад в сети высокого давления;
- 9 - точка питания сети высокого давления;
- 10- ответвления к газоиспользующим установкам;
- 11 - регулятор давления;
- 12- газопровод от регулятора до газоиспользующей установки (абонентское ответвление);
- 13- газоиспользующая установка;
- 14- сеть высокого давления.

VI. Регуляторы давления.

Принципиальные схемы регулирования газа.

VI.1. Газорегуляторные пункты и установки.

Перепад давлений на регуляторе меняется в широком диапазоне. При большем перепаде давлений газа на дросселирующем органе регулятора возможно возникновение вибрации и шума, а также обмерзание регулятора. В связи с этим на пунктах редуцирования с большими перепадами давления применяют редуцирование в две и три ступени, чтобы перепад давления на одном дросселирующем органе не превышал 0,25 МПа.

Принципиальные схемы редуцирования газа на ГРП приведены на рис. 3. на рис. 3а показана схема подключения регулятора в трубопроводе при одноступенчатом редуцировании. Регулятор 2 устанавливается между двумя отключающими кранами или

задвижками 1 и 3. Условное проходное сечение крана или задвижки перед регулятором выбирается равным или несколько меньшим диаметра подводящего трубопровода, а сечение крана, устанавливаемого за регулятором, равным или несколько большим диаметра выходного трубопровода.

Расстояние l_1 от входного крана до регулятора выбирают равным или большим $5 D_{вх}$ (где $D_{вх}$ – диаметр входного патрубка регулятора), а расстояние l_2 от выходного патрубка до выходного крана равным $5 D_{вых}$ (где $D_{вых}$ – диаметр выходного патрубка регулятора).

На рис 3б показана схема двухступенчатого редуцирования с помощью двух регуляторов, на рис 3в приведена схема одноступенчатого редуцирования с рабочим регулятором 2 и дополнительно устанавливаемым контрольным регулятором 4, предохраняющим выходную линию от повышения давления при возможных отказах рабочего регулятора 2. При нормальной работе регулятора 2 контрольный регулятор 4 полностью открыт.

На рис 3г показана схема одноступенчатого редуцирования с помощью регулятора 2 и двух контрольных регуляторов 5 и 6. Регулятор 5 служит для защиты выходного газопровода от понижения давления, а регулятор 6 от повышения давления. При нормальной работе регулятора 2 регулятор 5 полностью закрыт, а регулятор 6 полностью открыт.

Для ГРС и ГРП, производительность которых меняется несущественно вместо регулятора второй ступени последовательно с регулятором 2 устанавливают постоянные дроссели 7 (рис.3д).

В качестве второй ступени редуцирования ГРП с небольшими колебаниями расхода газа применяют дроссельные расширительные камеры 8, устанавливаемые последовательно с регулятором первой ступени 2 (рис. 3е). Дроссельные камеры, устанавливаемые последовательно с регулятором, обеспечивают разгрузку дросселирующего органа регулятора от высокого перепада давления. При установке дроссельной камеры после регулятора точка отбора газа с регулируемым давлением должна находиться после дроссельной камеры 2. Установка дроссельной камеры 8 параллельно регулятору 2 (рис. 3ж) обеспечивает разгрузку регулятора 2 по расходу.

Применение постоянных дросселей и расширительных камер для редуцирования обеспечивает упрощение обвязки узла редуцирования, снижение шума, повышения допустимой скорости в трубопроводе, уменьшения диаметров выходных трубопроводов.

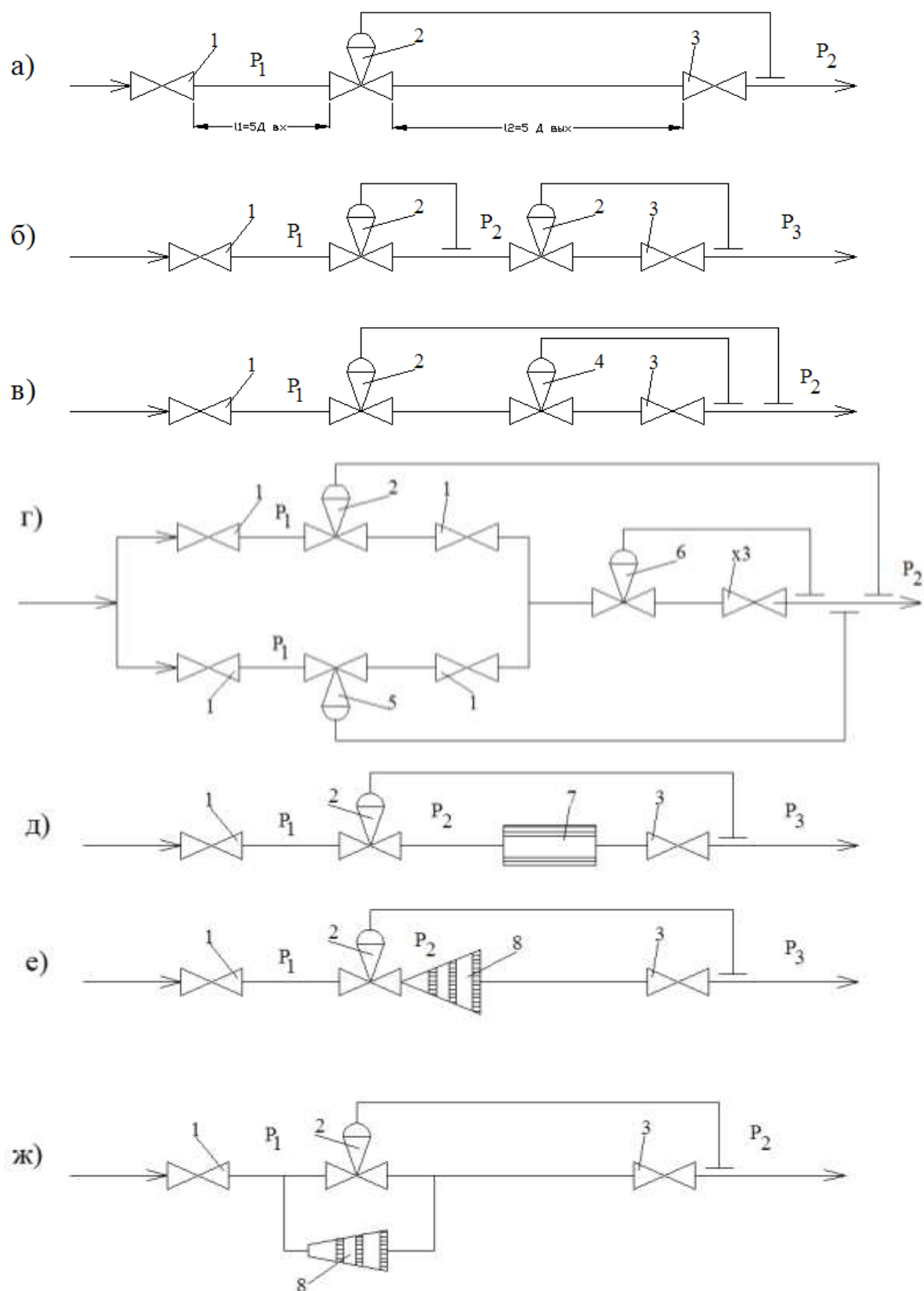


Рис.3 Принципиальные схемы редуцирования газа на газорегуляторных пунктах:

- а - схема одноступенчатого редуцирования;
- б - схема двух ступенчатого редуцирования;
- в - схема одноступенчатого редуцирования с дополнительным контрольным редуктором;
- г - схема одноступенчатого редуцирования и двух контрольных регуляторов; д -

- схема двухступенчатого редуцирования с постоянным дросселем;
- е - схема двухступенчатого редуцирования с последовательно устанавливаемой расширительной дроссельной камерой;
- ж - схема двухступенчатого редуцирования с параллельно устанавливаемой расширительной дроссельной камерой.

Условные обозначения:

- 1,3 – кран или задвижка;
- 2 – регулирующий клапан;
- 4 – контрольный регулирующий клапан;
- 5 – клапан защиты от понижения давления;
- 6 – клапан защиты от повышения давления;
- 7 – дроссель;
- 8 – дроссельная камера.

VI.5. Расчет пропускной способности регуляторов давления.

Поток газа при движении через дроссельный клапан преодолевает гидравлическое сопротивление, поэтому уменьшается статическое давление. Потери давления возникают в результате трения, неоднократного изменения направления движения и в следствие сужения потока при проходе через седло клапана (рис.2.6.).

При небольшом перепаде давления на клапане изменением плотности газа можно пренебречь и рассматривать его как несжимаемую жидкость. Если перепад давления значительный, то следует учитывать изменение плотности газа. С уменьшением давления объем газа будет увеличиваться. С изменением давления изменится также и температура газа. Таким образом, движение газа через дроссельный орган представляет сложный физический процесс, поэтому при расчете пропускной способности клапанов приходится исходить из упрощенной физической модели.

При расчете пропускной способности регулирующего клапана принимают за основу процесс истечения из отверстия.

При малых перепадах давления на регуляторах $\left(\frac{\Delta P}{P_1} \leq 0,08 \right)$ пренебрегают сжимаемостью газа. При $\frac{\Delta P}{P_1} > 0,08$ учитывают сжимаемость газа.

ΔP – перепад давления газа на регуляторе;

P_1 – давление газа до регулятора.

Пропускная способность регулятора с помощью коэффициента гидравлического сопротивления определяется по формуле:

$$\Delta p = \zeta \cdot \frac{w^2}{2} \cdot \rho \quad (1)$$

w – скорость движения газа в присоединительном патрубке;

ρ – плотность газа.

Выражая скорость через расход получим уравнение:

$$Q = \frac{F_y}{\sqrt{\zeta}} \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot \Delta p}{\rho}} \quad (2)$$

F_y – площадь условного прохода;

Z – коэффициент гидравлического сопротивления регулирующего органа.

Если принять размерности величин в системе СИ, то получим рабочую формулу:

$$Q = 509 \cdot \frac{F}{\sqrt{\zeta}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta p}{\rho}} \quad (3)$$

Q – расход газа, м³/ч;

F_y – площадь условного прохода, см²;

Δp – перепад давления на регуляторе, МПа;

ρ – плотность газа, кг/м³.

При расчете регулирующих клапанов используют понятие коэффициента пропускной способности K_v , понимая под ним количество воды в м³, при $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$, которое проходит за 1 ч через клапан при перепаде давления на нем 0,0981 МПа. Подставив эти значения в формулу (3) получим соотношение:

$$Q = K_v = 5,04 \cdot \frac{F}{\sqrt{\zeta}} \quad (4)$$

Коэффициент пропускной способности регулирующего дроссельного органа учитывается его проходное сечение и коэффициент местного сопротивления. Если на клапане срабатывается большой перепад давления $\frac{\Delta P}{P_1} > 0,08$ и входное давление высокое, то при расчете пропускной способности дроссельного органа необходимо учитывать изменение плотности газа.

Расход газа определяют из выражения.

$$Q_0 = W \cdot f \cdot \left(\frac{\rho_2}{\rho_0} \right) \quad (5)$$

Q_0 – объемный расход газа при нормальных условиях;

W – скорость истечения;

ρ_2 и ρ_0 – плотности газа при условиях истечения газа после клапана и при нормальных условиях.

Подставив в уравнение (5) значения и применив формулу (4) получим расчетную зависимость.

$$Q_0 = 1,46 \cdot 10^{-6} \cdot K_v \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{P_1 \cdot \Delta p}{\rho_0 \cdot T_1 \cdot Z}} \quad (6)$$

Коэффициент ε учитывает изменение плотности газа при движении через дроссельный орган. Если принять размерности Q в м³/ч, а p_1 и Δp в МПа, то получим формулу для расчета пропускной способности регулятора:

$$Q_0 = 5260 \cdot K_v \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{p_1 \cdot \Delta p}{\rho_0 \cdot T_1 \cdot Z}} \quad (7)$$

На 7.15 приведены значения коэффициента ε для газов с различными значениями K .

При критическом или большем перепаде давлений, то есть когда соблюдается неравенство:

$$\frac{p_2}{p_1} \leq \left(\frac{p_2}{p_1} \right)_{KP} \quad (8)$$

Пропускную способность регулятора определяют по формуле (6) при подстановке в нее критического отношения давления. Коэффициент ε определяется при $\left(\frac{p_2}{p_1} \right)_{KP}$ по рис.7.15. Расчетная зависимость будет иметь следующий вид :

$$Q_0 = 5260 \cdot K_v \cdot \varepsilon_{KP} \cdot p_1 \cdot \sqrt{\frac{\left(\frac{\Delta p}{p_1} \right)}{\rho_0 \cdot T_1 \cdot Z}} \quad (9)$$

$$\text{где } \left(\frac{\Delta p}{p_1} \right)_{KP} = 1 - \left(\frac{p_2}{p_1} \right)_{KP}; \text{ для газа } \left(\frac{p_2}{p_1} \right)_{KP} = 0,5.$$

Дроссельные органы регуляторов рассчитывают исходя из максимальной производительности и минимально возможного перепада давлений. Проходное сечение затвора регулятора рекомендуется выбирать так, чтобы максимальная производительность была обеспечена при перемещении затвора не более чем на 0,9 полного хода.

Для этого дроссельный орган рассчитывают на производительность, которая превышает максимальную на 15÷20%. Таким образом регулятор следует подбирать на расчетную пропускную способность:

$$Q_p = (1,15 \div 1,2) \cdot Q^{MAX} \quad (10)$$

Q^{MAX} – максимальная пропускная способность.

При определении расчетного перепада давлений учитывают потери энергии на трение в трубопроводах газорегуляторного пункта, на запорной и предохранительной арматуре, в фильтре и устройствах, измеряющих расход газа.

$$\Delta p = p_1^{\min} - p_2 - \Delta p_{nom} \quad (11)$$

$p_1^{\min}$ - минимальное давление перед регулятором давления;

p_2 - регулируемое давление газа после регулятора;

$\Delta p_{\text{пот}}$ - суммарные потери давления.

Если известна пропускная способность регулятора давления при работе на газе определенного состава и при известных начальном и конечном давлениях (табличные данные), то можно определить его производительность при использовании другого газа и работе на другом режиме.

Преобразовав предыдущее уравнение, можно получить следующую формулу пересчета.

$$Q_0 = 5260 \cdot K_v \cdot \varepsilon \cdot \sqrt{\frac{p_1}{p_2}} \cdot \frac{1}{\sqrt{T \cdot Z_1}} \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_0}} = A, \text{ тогда} \quad (12)$$

$$Q_0 = A \cdot \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_0}}$$

Коэффициент А изменяется мало и приближенно его можно считать постоянным, тогда формула пересчета примет вид:

$$Q = Q^T \cdot \sqrt{\frac{\rho_0^T \cdot \Delta p \cdot p_2}{\Delta p^T \cdot p_2^T \cdot \rho_0}} \quad (13)$$

Параметры с индексом Т относятся к табличным данным. табл.(9.1.)

Если при новых условиях работы перепад давления на регуляторе будет равен или больше критического, то есть $\frac{p_2}{p_1} \leq \left(\frac{p_2}{p_1} \right)_{\text{кр}}$, то в формуле (13) отношения $\frac{\Delta p}{p_1}$ и $\frac{p_2}{p_1}$ заменяют критическими отношениями.

Если применять $\left(\frac{p_2}{p_1} \right)_k = 0,5$, то формула пересчета будет иметь вид :

$$Q = 0,5 \cdot Q^T \cdot p_1 \cdot \sqrt{\frac{\rho_0^T}{\Delta p^T \cdot p_2^T \cdot \rho_0}} \cdot$$

Таблица 9.1

Пропускная способность регуляторов давления газа

	Рабочее давление		Расход, м ³ /час
	Вход, МПа	Выход, кПа	
РДГБ-6	0,6	1,6±0,16	10
РДГК-10	0,6	1,5-2	15
РДГК-10М	0,6	1,5-2	80
РДГД-20М	1,2	2,2	20
РДНК-32	1,2	2	100-150
РДНК-50	0,6	2-3,5	до 800
РДНК-50П	0,6	3,5-5	до 800
РД 32 м/с -10	1,2	0,9-2	100
РД 32 м/с-6	1,2	0,9-2	190
РДУ- 32/с – 10- 1,2	1,2	1,2-3	360
РДУ- 32/с – 6- 1,2	1,2	1,2-3	320
РДБК 1-50/25	1,2	1-50	2000
РДБК 1п-50/25	1,2	30-600	2000

РДБК 1-50/35	1,2	1-60	4000
РДБК 1п-50/35	1,2	30-600	4000
РДБК 1-100	1,2	1-60	18000
РДБК 1п-100	1,2	30-600	18000
РДБК 1-200	1,2	0,5-17	38000
РДНК -400	0,6	2-5	300
РДНК -400М	0,6	2-5	600
РДНК -1000	0,6	2-5	900
РДНК -У	1,2	2-5	1000
РДСК -50Б	0,6	300	750
РДСК -50М	1,2	10-100	1000
РДСК -50БМ	1,2	270-300	1200
РДГБ -50М/35	1,2	1-60	4000
РДГБ -50В/35	1,2	30-600	4000
РДГБ -100Н	1,2	1-60	18000
РДГБ -100В	1,2	30-60	18000
РДГ-50Н	1,2	0,15-60	7100
РДГ-50В	1,2	60-600	7100
РДГ-80В	1,2	60-600	14600
РДГ-80Н	1,2	0,15-60	14600
РДГ-150Н	1,2	0,15-60	32000
РДГ-150В	1,2	60-600	32000

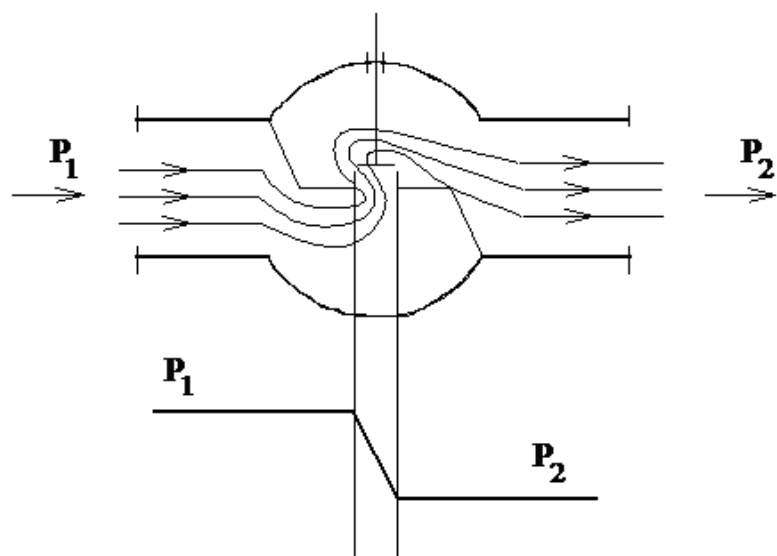
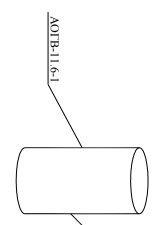
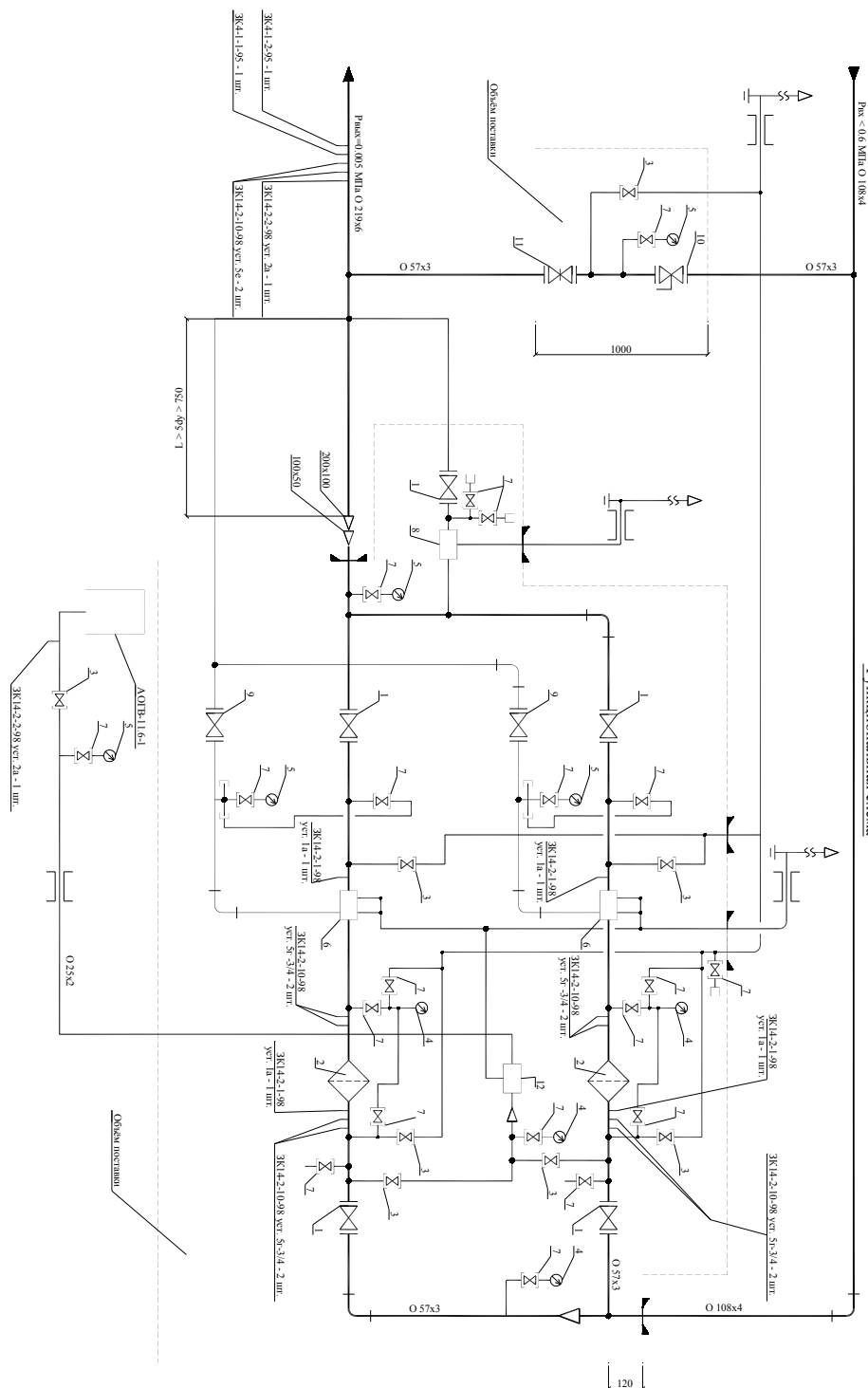


Рис.....



Наименование	Буквенно-цифровое обозначение
Трубопровод газа в ПП $P \leq 0,6$ МПа (0,05 мвс/см)	Г3
Трубопровод газа в ПП $P = 0,005$ МПа (0,05 мвс/см)	Г1
Трубопровод газа получивший из ПП	Г5, Г5.1
Трубопровод газа от ПСК и к ПСК	Г5.2
Правила проектирования	Г5.3



Экспликация оборудования и арматуры ГРУ-3-2Н-У1(МК-Г-5)

№ п/п	Наименование	Кон.	№ п/п	Наименование	Кон.
1	Кран шаровый КШ-50	5	7	Кран шаровый КШ-15	20
2	Фланец	2	8	Сборной клапан ПСК-50С/50	1
3	Кран шаровый КШ-20	8	9	Кран шаровый КШ-25	2
4	Воздушный манометр	4	10	Кран шаровый МА 390(0-01) ДУ 50	1
5	Воздушный манометр	5	11	Заглушка 30с-41изв. ДУ50	1
6	Регулятор давления газа РДУ-50 Н с седлом клапана 45 мм	2	12	Регулятор давления РДУК-10	1

Примечание:
Соединения на всех газопроводах Ду 25 и менее выполнять цапковыми.

Характеристики ПП 0-6 МПа				
Объемное	Тип	Наружный	Внутренний, мм	
			Втр.васс.	Втр.мол.
ПП-50Н	2	500 мм. н. ст.		
ПП-С-50С/50	1	575 мм. н. ст.	1200	240
КО-50Н	2	625 мм. н. ст.		
ПП-К-10	1	130 мм. н. ст.	1.77	1.77

V.П. Сжиженные углеводородные газы

VII.1. Основные характеристики сжиженных углеводородных газов.

При расположении населенных мест вдали от магистральных газопроводов экономически целесообразно применять сжиженные углеводородные газы.

Под сжиженными углеводородными газами понимают углеводороды и их смеси, которые при температуре окружающего воздуха и атмосферном давлении находятся в газообразном состоянии, а при относительно небольшом повышении давления переходят в жидкость.

Основными компонентами сжиженных газов являются пропан и бутан, которые относятся к насыщенным углеводородам /предельным/ открытого строения – алканам.

Алканы – бесцветные вещества со слабым запахом нефти, практически нерастворимые в воде. Их формула $C_n H_{2n+2}$. Они малоактивны и трудно вступают в соединения с другими веществами. Алканы являются сильными наркотиками. Основная их опасность – удушающее действие, так как при большом содержании их в воздухе помещения резко уменьшается необходимая концентрация кислорода.

Метан – CH_4 и *этан* – C_2H_6 являются газами. Метан можно сконденсировать при температуре ниже $-82,6^{\circ}C$, а этан ниже $+32,3^{\circ}C$.

Пропан - C_3H_8 / $CH_3 - CH_2 - CH_3$ /, нормальный бутан C_4H_{10} / $CH_3 - CH_2 - CH_2 - CH_3$ / и изобутан C_4H_{10} / $CH_3 - CH_2 - CH_3$ / при нормальных условиях находятся в газообразном состоянии, но при незначительном повышении давления до 0,47 МПа – пропан, 0,115 МПа – н – бутан и 0,16 МПа – изобутан при $0^{\circ}C$ конденсируются в жидкость.

Поэтому при транспортировании и хранении используют преимущества жидкой фазы, а при сжигании – газообразной.

Основными источниками получения сжиженных газов являются попутные нефтяные газы и газы конденсатных месторождений, которые на газобензиновых заводах разделяют на этан, пропан, бутан и газовый бензин. Технические пропан и бутан, а также их смеси используют для газоснабжения потребителей.

Технические газы отличаются от чистых содержанием небольших количеств углеводородов легче пропана и тяжелее бутана, а также наличием примесей.

В промышленности сжиженный газ используется для сварки и резки металлов, для высоко температурных процессов расплавов цветных металлов, для получения особо чистых стекол.

В сельском хозяйстве сжиженный газ используют как моторное топливо для сельхозмашин, для процессов сушки продукции, для отопления животноводческих помещений горелками инфракрасного излучения, для огневой культивации полей /выжигание сорняков/.

Сжиженный газ также используют в качестве аварийного резерва для покрытия пиковых нагрузок в системах газоснабжения.

Использование сжиженного газа в качестве моторного топлива обеспечивает снижение вредных выбросов, повышение удельной мощности двигателя за счет высоко значения октанового числа.

Состав сжиженных углеводородных газов, используемых для коммунально- бытового и промышленного газоснабжения, лимитируется ГОСТ. Требования предъявляемые к составу газа, приведены в таблице.

Как следует из таблицы, в технических газах допускают содержание ближнего легкого гомолога до 4%. Так технический пропан может содержать не более 4% этана, а технический бутан не более 4% пропана. Количество легкого компонента в смеси определяет верхний предел для упругости паров, который установлен при 45% для пропана в 1,6 МПа, а для бутана в 0,42 – 0,65 МПа.

Содержание ближнего тяжелого гомолога должно быть не более 3%; технический пропан содержит не более 3% бутана, а технический бутан – не более 3% пентана.

Количество тяжелых компонентов определяет нижний предел упругости паров. При температуре - 20⁰С избыточное давление насыщенных паров пропана должно быть не менее 0,16 МПа.

Жидких углеводородов технические газы должны содержать не более : пропан 2% при - 20⁰С, а бутан 2% при +20⁰С.

Сжиженные углеводородные газы должны содержать сероводорода не более 5г на 100м³, а их запах должен ощущаться при содержании паров в воздухе в 0,5% объема, так как большая концентрация паров в воздухе взрывоопасна.

Характеристики смесей технического пропана и бутана можно изменять в границах, установленных как для пропана, так и для бутана. Смесь пропана – бутана техническая зимняя (СПБТЗ) содержат не менее 75% пропана, а смесь пропан – бутана техническая летняя (СПБТЛ) – не менее 34% пропана.

Наиболее благоприятными свойствами с точки зрения газоснабжения обладает технический пропан, так как в диапазоне температур от -35°C до $+45^{\circ}\text{C}$ он имеет высокую упругость паров и поэтому пригоден для использования в установках с отбором паровой фазы при естественном испарении.

Это позволяет баллоны и резервуары с сжиженным пропаном устанавливать в жилых помещениях, снаружи, а также в грунте.

Технический бутан имеет меньшую упругость паров по сравнению с пропаном, поэтому в установках с отбором паровой фазы его можно применять только для положительных температур. Это относится и к пропан-бутановым смесям, содержащим значительное количество бутана.

Некоторые физико-химические свойства углеводородов, входящих в состав технических сжиженных газов, приведены в таблице 1.3.

Молекулярная масса – это масса молекул, измеряемая 1/12 частью массы углерода.

Критические параметры. Газы могут быть переведены в жидкое состояние только при условии, что их температура будет меньше некоторой, называемой критической, характерной для данного газа. Остальные параметры состояния, отвечающие этой температуре, называются критическими.

Плотность – это отношение массы вещества к его объему. При определенных условиях, например при нормальных 0°C ; 101,3 кПа /, различают плотность насыщенного пара и плотность жидкой фазы. Зависимость объема жидкой фазы от температуры определяется выражением:

$$V'_{ж} = V_{ж} [1 + k(t' - t)],$$

где $V'_{ж}, V_{ж}$ – текущий и начальный объемы сжиженного газа для соответствующих температур t' и t ;

k – коэффициент объемного расширения, который для углеводородных газов равен: $k_{\text{пропан}} = 0,003$; $k_{\text{изобутан}} = 0,0021$; $k_{\text{н-бутан}} = 0,0024$.

Коэффициент объемного расширения для пропан-бутановой смеси почти в 15 раз больше, чем для воды, так как $k_{\text{воды}} = 0,00019$. Поэтому резервуар заполняют не полностью, а оставляют паровую подушку, давление в которой будет соответствовать давлению насыщенных паров при данной температуре. Степень предельного заполнения резервуара:

$$\frac{V_{ж}}{V'_{ж}} = \frac{1}{1 + k(t' - t)} = \frac{1}{1 + 0,003(30 + 30)} = 0,85.$$

Температура воздуха колеблется от -30°C до $+30^{\circ}\text{C}$. Поэтому все резервуары должны заполняться сжиженным углеводородным газом только на 85% размера емкости.

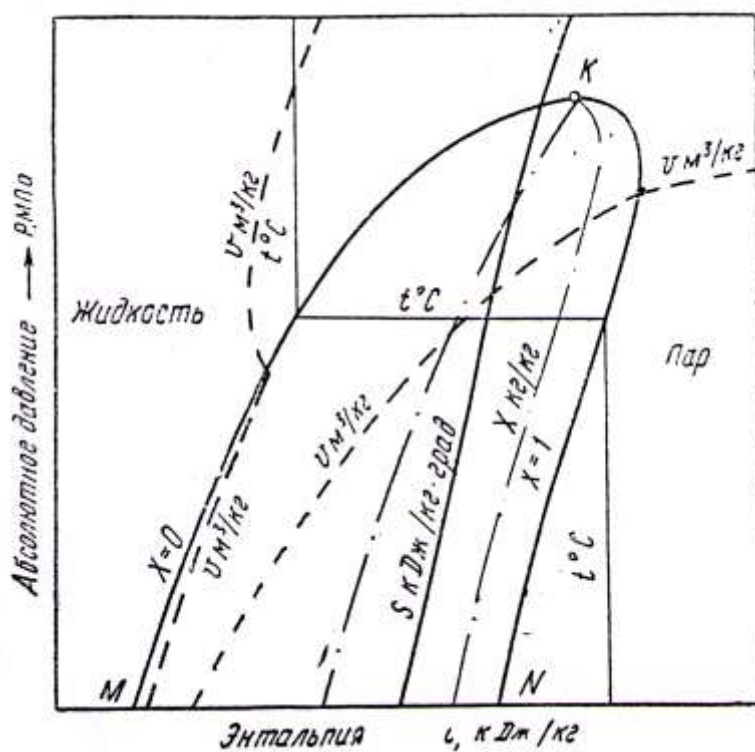


Рис. 1.1. Построение p - i диаграммы.

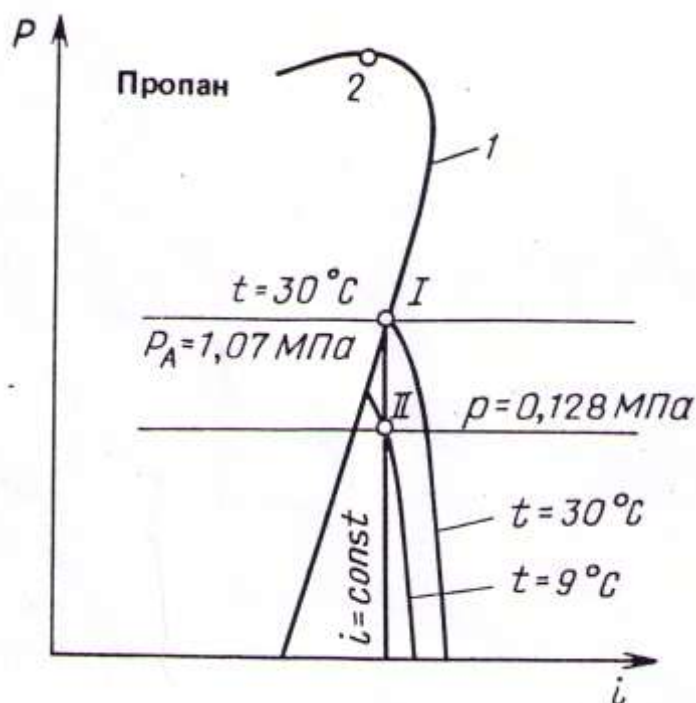


Рис. 1.4.

Газовоздушная смесь горит только в определенных пределах объемного содержания газов в смеси: от нижнего до верхнего. Пределы воспламенения для некоторых углеводородных газов приведены в Таблице 2.

При использовании сжиженных углеводородных газов происходят фазовые превращения, которые необходимо учитывать при снабжении потребителей газом.

Принципиальная схема диаграмм состояния пропана и бутана в p - i координатах показана на 1.1, 1.2, 1.3. По оси абсцисс отложена энтальпия /теплосодержание/, а по оси ординат- абсолютное давление P . Нижняя пограничная кривая МК соответствует началу кипения жидкости, а верхняя пограничная – KN – сухому насыщенному пару /началу его конденсации/. Критическое состояние обозначено точкой К.

Слева от нижней пограничной кривой расположена однофазная система жидкость. Правее верхней пограничной кривой находится пар. В области между пограничными кривыми находится двухфазная система жидкость – пар. Пар находится в насыщенном

состоянии. Соотношение между количеством пара и жидкости отражают линии постоянной сухости x , которые показывают долю пара в системе. На диаграмме нанесены изотермы, линии постоянных удельных объемов и линии постоянной энтропии.

В области двухфазного насыщенного состояния каждому значению температуры соответствует определенное давление.

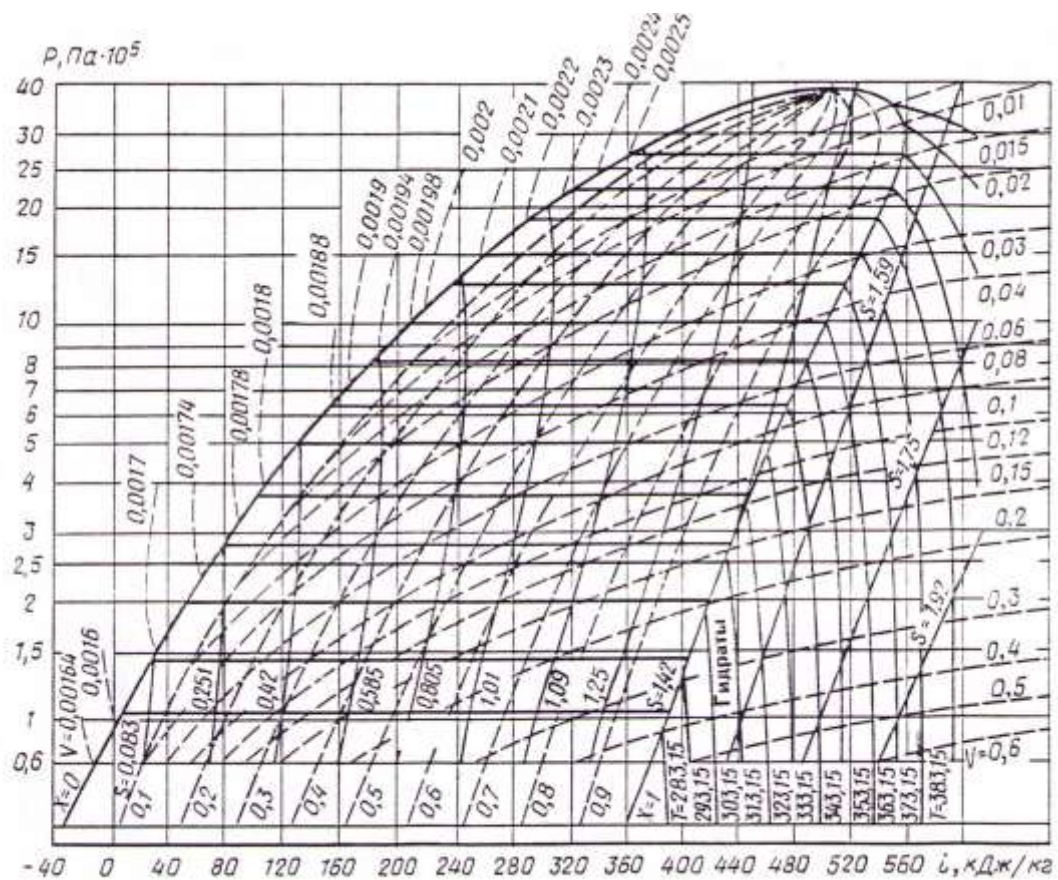


Рис. 1.2.

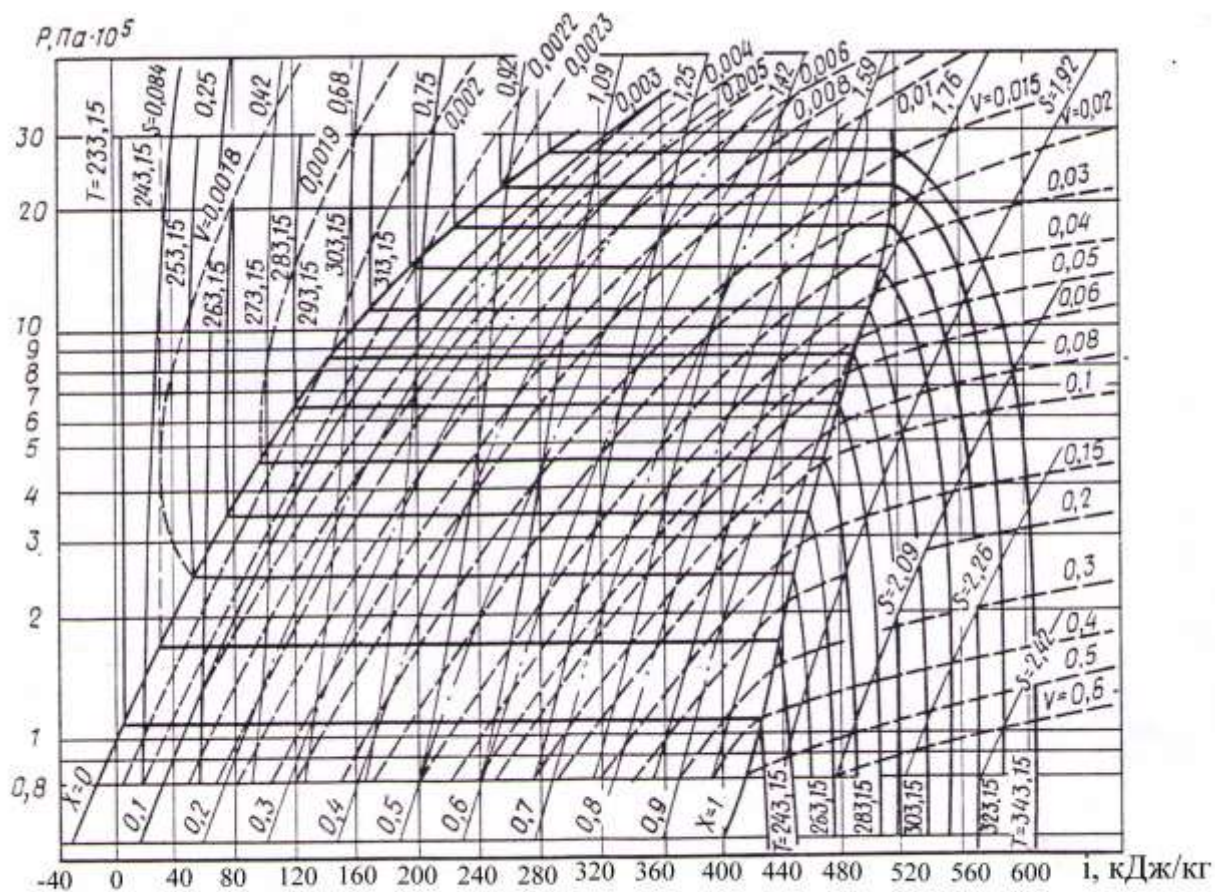


Рис.1.3.

Таблиц 1.3

Это давление представляет собой упругость насыщенных паров. С ростом температуры упругость насыщенных паров увеличивается, так для пропана при -40°C , $p = 0,11 \text{ МПа}$, а при $+40^{\circ}\text{C}$, $p = 1,37 \text{ МПа}$. Из приведенных значений следует, что в области температур атмосферного воздуха пары пропана имеют достаточное давление для использования их в качестве газообразного топлива.

Кривая зависимости упругости пара от температуры заканчивается критической точкой. Для пропана $T_{\text{кр}} = 95,7^{\circ}\text{C}$, $P_{\text{кр}} = 4,0 \text{ МПа}$. Зависимость давления насыщенных паров от температуры для пропана и бутана показана в Таблице 1.3.

Примеры решения задач.

Пример №1.

Определить упругость паров пропана и плотность жидкой и паровой фаз. Пропан находится в баллоне при температуре -25°C и $+16^{\circ}\text{C}$.

Решение:

Определим параметры пропана при -25°C . По диаграмме находим $P_{\text{нас}} = 0,2 \text{ МПа}$, $V_{\text{ж}} = 0,00178 \text{ м}^3/\text{кг} = 1,78 \text{ л/кг}$, тогда $\rho_{\text{ж}} = 1/V_{\text{ж}} = 1/1,78 = 0,562 \text{ кг/л}$ - по нижней пограничной кривой жидкости.

$V_{\text{п}} = 0,22 \text{ м}^3/\text{кг}$; $\rho = 1/V_{\text{п}} = 1/0,22 = 4,55 \text{ кг/м}^3$ - по верхней пограничной кривой пара.

Пример №2.

После заполнения баллона пропаном объем жидкой фазы составил 90% объема баллона. Температура $t = 10^{\circ}\text{C}$. С повышением температуры объем паровой подушки будет уменьшаться. Определить при какой температуре баллон полностью будет заполнен жидкостью.

Решение:

1. Находим плотность жидкости при $t = 10^{\circ}\text{C}$, $\rho_{\text{ж}} = 0,514 \text{ кг/л}$. Тогда количество жидкого пропана в баллоне будет $M_{\text{ж}} = 0,514 \times 0,9V \text{ кг}$; где V – объем баллона в л.

2. Плотность пара при $t = 10^0\text{C}$ равна $\rho_{\text{п}} = 13,6 \text{ кг/м}^3$. Количество парообразного пропана в баллоне будет: $M_{\text{п}} = 13,6 \times 0,1V/1000 \text{ кг}$.

3. Общая масса пропана в баллоне будет:

$$M_0 = M_{\text{ж}} + M_{\text{п}} = 0,514 \times 0,9V + 13,6 \times 0,0001V = 0,46396V \text{ кг}.$$

4. Оценим долю массы паровой фазы в общей массе:

$$\frac{M_{\text{п}}}{M_0} = \frac{0,00136}{0,46396} = 0,29\%.$$

5. Определим плотность жидкости, когда она полностью заполнит баллон.

$$\rho_{\text{ж}} = 0,46396 \frac{V}{V} = 0,464 \text{ кг/л}$$

Этой плотности соответствует температура /на линии насыщения/ пропана, равная 40^0C .

Пример №3

Баллон заполнен жидким пропаном, температура которого 10^0C . С повышением температуры объем паровой подушки будет уменьшаться. На сколько можно заполнить баллон, если температура окружающего воздуха равна $t_{\text{о.в.}} = 30^0\text{C}$.

Решение:

1. Определим плотность жидкой и паровой фаз при температурах $t = 30^0\text{C}$, 10^0C .

$$t = 30^0\text{C}, \rho_{\text{ж}} = 0,483 \text{ кг/л},$$

$$t = 10^0\text{C}, \rho_{\text{ж}} = 0,514 \text{ кг/л}, \rho_{\text{п}} = 13,6 \text{ кг/м}^3 = 0,0136 \text{ кг/л}.$$

2. Из условия равенства массы пропана находим величину предельного заполнения баллона.

$$0,514\alpha + 0,0136(1-\alpha) = 0,483,$$

где $\alpha = V/V_0$ – степень заполнения баллона.

Решение уравнения дает значение $\alpha = 93,8\%$. При температуре воздуха $t = 30^0\text{C}$ баллон заполняется больше допустимой нормы (85%).

Пример №4

В баллон емкостью 50л под давление насоса заливают 20кг пропана. После установления термодинамического равновесия температура пропана в баллоне становится равной 15^0C . Определить давление, которое установилось в баллоне, количество жидкой и паровой фаз, а также величину заполнения баллона.

Решение:

1. В баллоне образуется паровая подушка. Давление в паровой подушке будет равно давлению насыщенных паров для пропана при 15⁰С. Определяем давление насыщения $P = 0,73$ МПа.
2. Определим плотность жидкой и паровой фаз при давлении насыщения, по диаграмме или по таблице: $\rho_{ж} = 0,507$ кг/л; $\rho_{п} = 15,51$ кг/м³.
3. Определим объем паровой подушки и жидкости, учитывая что их суммарная масса равна 20кг:

$$V_{п} + V_{ж} = 50$$

$$V_{п} \times \frac{15,51}{1000} + (50 - V_{п}) \times 0,507 = 20$$

Решая уравнения, получим $V_{п} = 10,9$ л и $V_{ж} = 39,1$ л.
4. Определим массы пара и жидкости:

$$M_{п} = 10,9 \times \frac{15,51}{1000} = 0,17 \text{ кг};$$

$$M_{ж} = 39,1 \times 0,507 = 19,83 \text{ кг}$$

Пример №5

Температура пропана в баллоне равна 30⁰С. Пары проходят через регулятор давления. Где их давление снижается до 0,128 МПа. Определить температуру пропана после регулятора и величину перегрева паров.

Решение:

Из баллона выходит насыщенный пар, поэтому его состояние будет соответствовать точке пересечения изотермы $T = 30^0\text{С}$ и пограничной кривой пара. Давление в баллоне $P_{п} = 1,07$ МПа.

Графическая иллюстрация решение задачи показана на рисунке 1.4. Процесс дросселирования на клапане протекает при постоянной энтальпии, поэтому через точку II (пересечение прямой $P = 0,128$ МПа с вертикалью из точки I) проходит изотерма $T = 9^0\text{С}$. Температура пропана при этом снижается на $30 - 9 = 21^0\text{С}$.

Несмотря на снижение температуры пропана пар перегревается, т.к. давлению $P_{п} = 0,128$ МПа соответствует температура насыщения $T = -37^0\text{С}$. Следовательно перегрев пара составит $9 - (-37) = 46^0\text{С}$. При этом при повышении температуры после редуктора не произойдет конденсация пара вследствие его перегрева.

Таблица 2

Газы	Пределы воспламенения в %	
	нижний	верхний

Метан	5,3	15
Пропан	2,3	9,5
Н-бутан	1,5	8,4
Изобутан	1,8	8,4
Бутилен	1,7	9,0

Таблица 1.2.

Некоторые физико- химические свойства углеводородных газов, входящих в состав технических сжиженных газов.

газ	Химическая формула	Молекулярная масса в кг	Газовая постоянная в Дж/(кг.град)	Критические параметры			Молекулярный объем в м ³ /кмоль		Плотность в кг/м ³	Упругость насыщенных паров при 0 ⁰ С в МПа (абс.)	Температура кипения при 101,3 кПа в 0 ⁰ С	Теплота испарения при температуре соответствующей давлению 101,3 кПа в кДж/кг
				Температура в 0 ⁰ С	Давление в МПа (абс.)	Плотность в кг/м ³	При 101,3 кПа и 0 ⁰ С					
Метан	CH ₄	16,04	518,25	- 82,6	4,64	1,62	2,36	0,7168	-	-	162,6	509,3
Этан	C ₂ H ₅	30	276	32	4,8	2	2	1,3	2,	-	-	485,7

		,07	,74	,3	73	10	2,16	56	39	88,5	
Пропан	C_3H_8	44,09	188,65	95,7	4	226	22	2,0037	0,47	-42,1	427,1
н-Бутан	$n-C_4H_{10}$	58,12	140,25	15,28	3,56	225	21,5	2,703	0,12	-0,5	385,6
изо-Бутан	$iso-C_4H_{10}$	58,12	140,25	13,4	3,45	-	21,78	2,668	0,16	-10,2	366,4
н-Пентан	C_5H_{12}	72,14	115,27	19,7,2	3,24	232	20,87	3,457	-	36,2	357,6
Этилен	C_2H_4	28,05	296,56	9,8	4,81	220	22,24	1,2605	4,21	-103,7	481,5
Пропилен	C_3H_6	42,08	194,24	91,6	4,32	-	24,95	1,915	0,6	-47	439

Таблица 1.1.

Характеристики сжиженных углеводородных газов
(технический пропан и бутан) и их смеси.

Показатель	Норма по маркам		
	пропан	бутан	Пропан-бутановая смесь
Компонентный состав в объемных %:			
- этан- этилен	Не более 4	Отсутствует	Не более 4
-пропан- пропилен	Не менее 93	Не более 4	-
- бутан- бутилен	Не менее 3	Не менее 93	-
- пентан- амилен	Отсутствует		Не более 3
Жидкий остаток в объемных % при температуре в $^{\circ}C$:			
-20	Не более 2	Не нормируется	-
+20	Отсутствует		Не более 2
Давление насыщенных паров в МПа (изб.)			
-при температуре $-20^{\circ}C$	Не менее 0,16	Не нормируется	Не более 1,6
-при температуре $+45^{\circ}C$	Не более 1,6	0,42 – 0,5	-
Содержание сероводорода в г на 100 м^3 :	Не более 5		
Запах	Должен ощущаться при содержании в воздухе 0,5 объемных % газа		

VII.2. Установки сжиженных углеводородных газов у потребителей.

VII.2.1. Газобаллонные установки.

Для снабжения сжиженным газом отдельных потребителей широко используются газобаллонные установки, состоящие из одного или нескольких баллонов, наполненных

сжиженным газом, регулятора, снижающего давление паров сжиженного газа до $3\div 4$ кПа, предохранительных клапанов, запорных вентилей и соединительных трубопроводов.

Баллоны должны быть транспортабельными, компактными, легкими и прочными. Баллоны рассчитывают на максимальное рабочее давление 1,6 МПа, что соответствует температуре окружающего воздуха около 50°C .

Баллоны имеют вместимость 0,9, 5, 12, 27 и 50 литров. В качестве запорного устройства у баллонов от 0,9 до 27 литров используют самозапирающиеся клапаны, которые ввертывают в горловину баллона. Горловины баллонов вместимостью 50 л оборудуют угловыми вентилями. Баллоны вместимостью 5, 12 и 27 л выпускают с защитными воротниками, а баллоны в 50 л – с защитными колпаками. Портативные баллоны вместимостью более 5 л присоединяют к газовой плите через регулятор давления и устанавливают рядом с плитой.

Все баллоны для сжиженного газа красят в красный цвет и снабжают табличками, где указано: тип баллона, его номер, даты изготовления, испытания и следующего испытания, рабочее давление, $\text{кг}/\text{см}^2$, вместимость, л, масса пустого и полного баллона.

Газобаллонные установки размещают внутри здания и вне его. Установки с одним баллоном располагают в помещении, где потребляется газ, на расстоянии не менее одного метра от плиты, радиаторов отопления или печи. Их размещают в помещениях, где по правилам безопасности допускают установку газовых плит. Достоинством газовых установок, располагаемых в помещении, является их простота и высокая производительность. Баллон в любое время года имеет температуру около 20°C , обеспечивающую интенсивное испарение сжиженного газа. Установлено, что баллон в 50 л обеспечивает одновременную работу четырехконфорочной плиты и емкостного водонагревателя или разновременную работу той же плиты и проточного водонагревателя. Недостатком такой установки является наличие в здании сосудов с горючим веществом и неудобство эксплуатации, заключающееся в переносе и присоединении баллонов.

Баллоны перевозят в грузовых автомобилях, оборудованных специальными приспособлениями.

Газобаллонные установки, располагаемые вне здания, состоят из двух баллонов, помещенных в металлический шкаф /рис.3.1/. Их применяют для газоснабжения многоквартирных домов. При эксплуатации газ отбирают из одного баллона, а второй находится в резерве. В шкафу устанавливают один регулятор давления на два баллона с вмонтированным предохранительным клапаном. Регулятор присоединяют к вентилю баллона медными или латунными трубками и накидными гайками. Газ поступает из регулятора к приборам по стальным трубам, обычно вводимым через наружную стену

непосредственно в помещение, где используют газ. Шкаф с баллонами устанавливают у стен здания, желательно с северной стороны. Наружные газопроводы прокладывают на высоте 2,5 м от поверхности земли и выше. Они не должны пересекать оконных и дверных проемов и быть надежно закреплены. Внутриквартирные газопроводы прокладывают в соответствии с общими правилами.

Достоинством установки баллона вне здания является большая безопасность, недостатками – малая интенсивность испарения сжиженного газа в зимние дни и более высокая стоимость. Для сокращения металлозатрат шкаф можно заменить специальным защитным кожухом, закрывающим вентили баллонов и регулятор давления. Такую установку допускают на огражденных территориях. По опытным данным один баллон с техническим пропаном в 50 л при установке вне здания в средней полосе России в зимнее время обеспечивает работу одной четырехконфорочной плиты или водонагревателя с тепловой нагрузкой до 12 кВт.

Групповые установки, показанные на рис.3.2, состоящие из нескольких баллонов, размещают в металлическом шкафу и применяют для газоснабжения отдельных жилых зданий. Суммарная вместимость баллонов не должна превышать 600 л при расположении их у глухих несгораемых стен и 1000 л при размещении баллонов вне здания на расстояниях. Которые в зависимости от степени огнестойкости зданий изменяются от 8 до 25 м. Каждую групповую установку оборудуют регулятором давления, предохранительным клапаном, манометром и запорной арматурой.

Требуемое количество баллонов определяют исходя из расчетного часового расхода газа и расчетной производительности по газу одного баллона:

$$N = \frac{ng \times K_0}{(Q_H V)}$$

где n – количество снабжаемых газом квартир;

g – номинальная тепловая нагрузка газовых приборов, установленных в одной квартире, ккал/час;

K_0 – коэффициент одновременности;

Q_H – низшая теплота сгорания газа, кДж/м³;

V – расчетная производительность по газу одного баллона, м³/час.

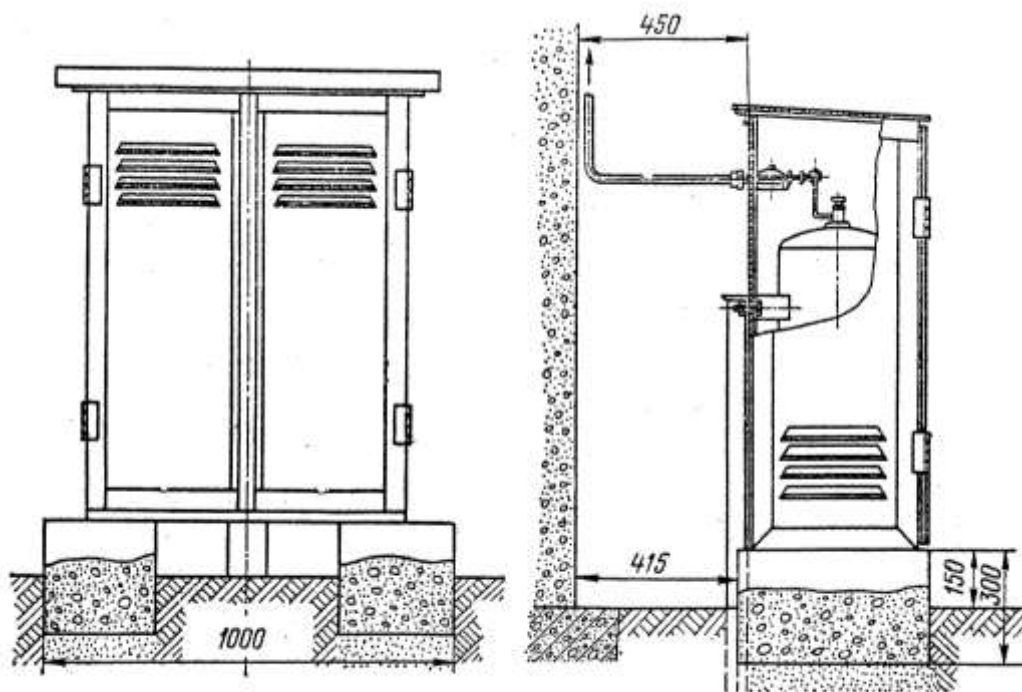


Рис.3.1 Установка шкафа для двух баллонов у панельной стены.

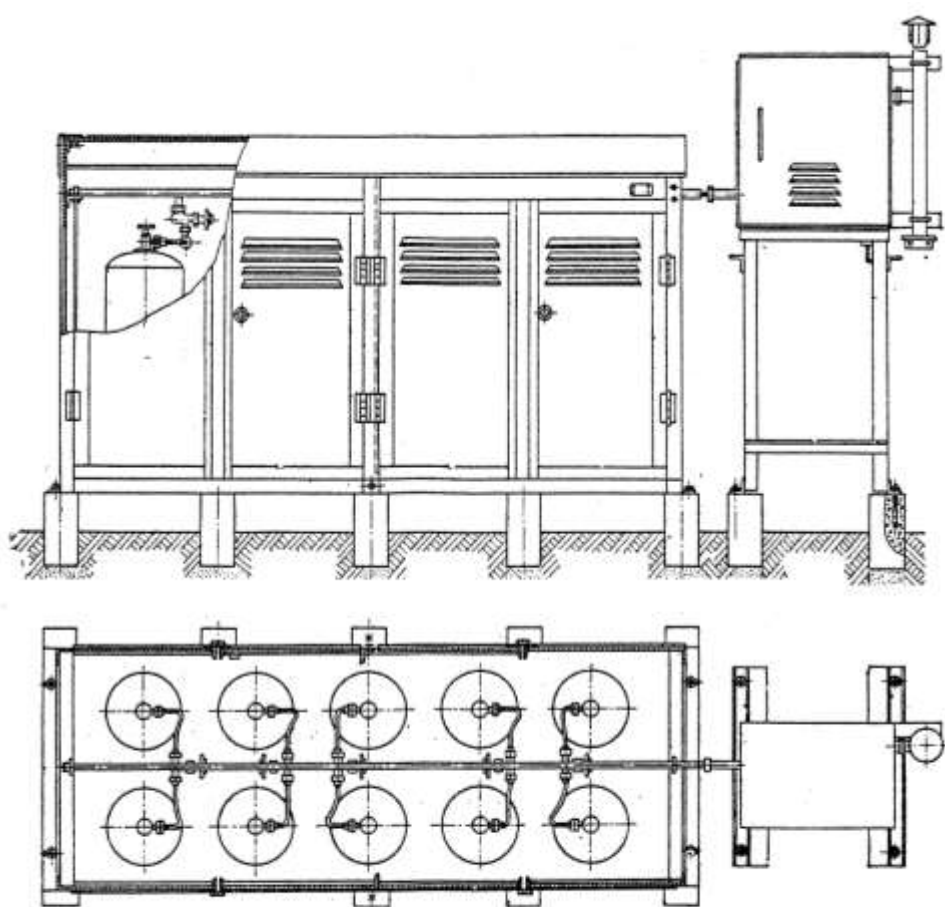


Рис. 3.2. Групповая установка с 10 баллонами.

Расчетную испаряемость газа из баллона вместимостью 50 л при использовании его для газоснабжения жилого дома принимают равной $0,25 \text{ м}^3/\text{час}$ при нормальных условиях. Эта величина учитывает периодичность работы газовых приборов.

VII.2.2. Резервуарные установки.

Для снабжения сжиженным газом многоэтажных жилых домов применяют групповые установки, состоящие из двух или более подземных резервуаров. Подземный резервуар вместимостью $2,1 \text{ м}^3$ (его геометрическая емкость равна $2,5 \text{ м}^3$), рассчитанный на рабочее давление 1 МПа, показан на рисунке 3.3.

Резервуар оборудован головкой 4 для работы без испарителя. Пары сжиженного газа выходят из резервуара, проходят через регулятор, который снижает давление до низкого, и по подземным газопроводам поступают во внутридомовые газопроводы. Теплота, необходимая для испарения жидкости, поступает от грунта через стенки резервуара. Недостаточный подвод тепла обуславливает низкие производительности групповых установок. При интенсивном отборе газа температура в резервуаре понизится, давление в нем уменьшится и может наступить перебой в газоснабжении.

При двух резервуарах, каждый из них оборудуется головкой 4. соединяются резервуары только по паровой фазе и могут подавать газ в сеть как совместно, так и раздельно. При трех резервуарах – одна головка на два резервуара и они соединены по паровой и жидкой фазам. Третий соединен с ними только по паровой фазе, следовательно может работать индивидуально, что облегчает профилактику резервуаров.

При накоплении в резервуаре более тяжелых углеводородов, они сливаются по трубке 9.

Трубопроводы, транспортирующие газ от групповых установок к зданиям, прокладываются в грунте на глубине 0,8 м от поверхности. Газопроводы рекомендуется прокладывать с уклоном. Следует устанавливать в низших точках сборники конденсата. Это целесообразно в том случае, когда сжиженный газ содержит значительное количество высококипящих тяжелых углеводородов, которые в холодное время года могут частично конденсироваться. Минимальный диаметр подземных газопроводов равен 25 мм, а минимальная толщина стенки газопровода – 3 мм. Требования к прокладке газопровода те же, что и в случае использования природных или искусственных газов.

На рисунке 3.4 показана схема газоснабжения жилого дома от резервуарной установки с естественным испарением.

Для газоснабжения квартир используют обычные газовые приборы с установкой сопел у горелок, диаметр которых соответствует теплоте сгорания применяемого газа. Номинальное давление газа перед приборами принимают 1,3-2,0 кПа. Исходя из принятого давления газа и тепловой производительности прибора, определяют диаметр сопла горелки.

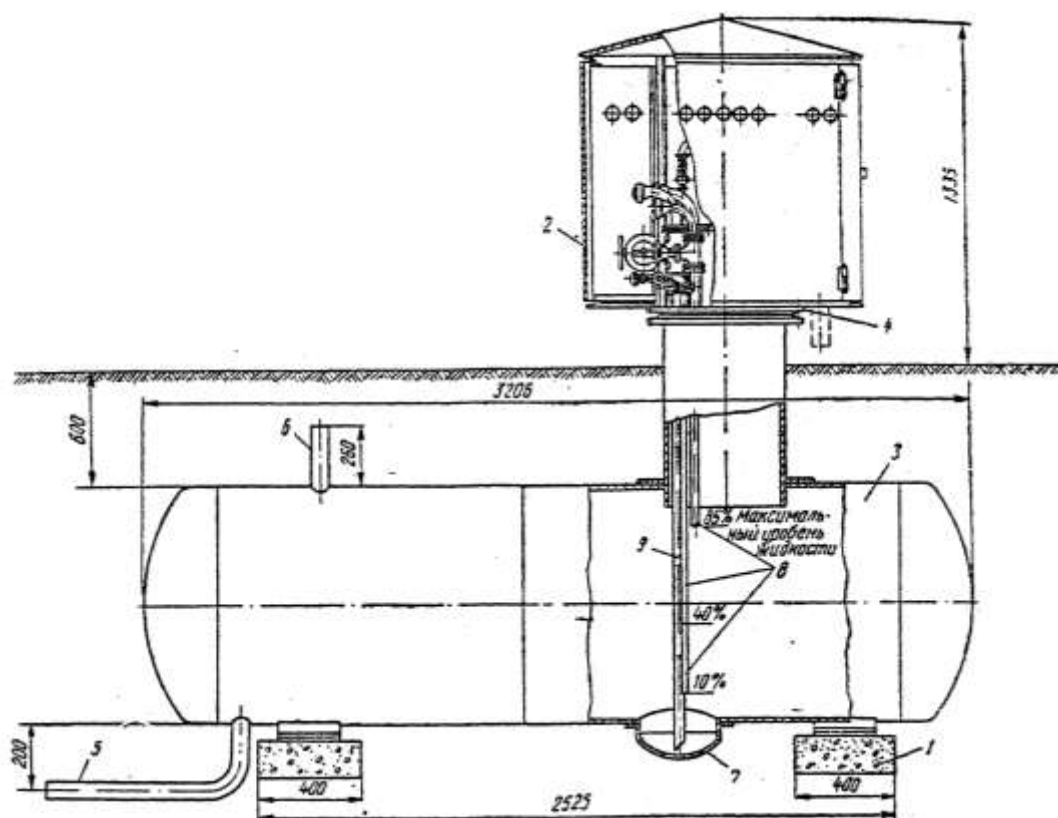


Рис.3.3. Подземный резервуар емкостью 2,1 м³ с головкой для работы без испарителя.

1 - фундамент; 2 - защитный кожух; 3 - подземный резервуар с рабочей емкостью 2,1 м³; 4 - головка подземного резервуара для работы без испарителя; 5 - труба для объединения жидких фаз резервуаров; 6 - труба для объединения паровых фаз резервуаров; 7 - днище-карман; 8 - уровнемерные трубки; 9 - трубка для опорожнения резервуара.



Рис.3.4. Схема газоснабжения сжиженным газом от резервуарной установки.

Конструкция аппарата для регазификации сжиженных газов представляет баллон, резервуар, частично заполненный жидкой фазой. Тепло передается через стенку испарителя, т.е. аппарата для регазификации, посредством воздуха внутренней и внешней атмосферы, а также грунта верхнего слоя земли.

Кроме температурного режима, который значительно влияет на естественное испарение сжиженного газа в баллоне, имеют место и другие факторы: термическое сопротивление грунта, защитной изоляции, стенок, накипи; степень заполнения резервуара; цикличность отбора паровой фазы из него; тепловое воздействие резервуаров друг на друга; скорость движения и влажность воздуха и т.п.

При отборе паровой фазы из баллона состояние равновесия между жидкостью и паром нарушается. При этом непрерывно меняется соотношение компонентов: более легких углеводородов будет уменьшаться, а тяжелых – увеличится. При интенсивном отборе газа температура сжиженного газа будет снижаться вследствие недостатка подвода тепла извне, нарушится или вовсе прекратится весь процесс испарения, произойдет обмерзание сосуда. Испарительная способность зависит также от степени заполнения резервуара и его расположения (вертикальное или горизонтальное). Чем больше смоченная поверхность, тем больше испарительная способность.

Очень важное значение имеет циклический отбор газа, что имеет место у коммунально - бытовых потребителей. При этом работу следует считать периодической с периодом в

сутки. Ночью происходит восстановление теплосодержания жидкой фазы (ее температура повышается). Днем при малом отборе газа испарение идет за счет поступления тепла из окружающей среды, а при увеличении расхода - за счет тепла, аккумулированного жидкой фазой, температура которой снижается, и падает производительность установки.

Рассмотрим практические задачи, связанные с эксплуатацией газобаллонных установок сжиженного газа.

Пример 3.1

Баллон с пропаном установлен в помещении, в котором температура воздуха равна 18°C и постоянна. Вместимость баллона 50 л (диаметр равен 300 мм, а его высота – 826мм). Заполнен он на половину $H=600\text{мм}$. Пары пропана поступают к горелкам плиты. Нагрузка плиты $Q_{\text{пл}}=10,8\text{ кВт}$ (две горелки по 1,9 кВт, две по 2,8 и 0,7 Вт соответственно и духовой шкаф 3,5 кВт). Определить количество испаряющегося пропана, упругость его паров и температуру газа в баллоне. Коэффициент теплопередачи от воздуха к жидкому пропану принимаем равным $9,3\text{ Вт/м}^2\text{ град}$.

Решение:

Рассмотрим процесс трансформации теплоты и фазовых превращений, которые наблюдаются при стабильном режиме работы установки. Тепловой поток поступает из помещения через стенки баллона к жидкому пропану и расходуется на его испарение. Необходимое количество испарившегося пропана определяется нагрузкой плиты. Отсюда с увеличением нагрузки увеличивается тепловой поток, поступающий в баллон в результате изменения температурного напора между воздухом помещения и пропаном в баллоне. В результате этого с увеличением нагрузки температура в баллоне будет снижаться.

Значение температуры можно определить из следующих равенств: поток теплоты из окружающей среды в баллон равен расходу теплоты на испарение пропана; часовое количество испаряющегося пропана, умноженное на его теплоту сгорания, равно тепловой нагрузке плиты. Из этих равенств находят все тепловые потоки и параметры жидкой и паровой фаз пропана.

1. Количество пропана $M_{\text{пр}}$, необходимого для работы плиты, определяем, исходя из нагрузки плиты $Q_{\text{пл}}=10,8\text{ кВт}$ и теплоты сгорания пропана $Q_{\text{н}}=46390\text{ кДж/кг}$.

$$M_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{пл}}}{Q_{\text{н}}} = \frac{10,8}{46390} = 2,33 \times 10^{-4} \text{ кг/с}.$$

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

$$M_{\text{пр}} \cdot r = kF(T_{\text{oc}} - T_{\text{ж}}),$$

где r – скрытая теплота испарения пропана. кДж/кг, зависящая от $T_{ж}$;

k – коэффициент теплопередачи от окружающей среды к пропану, Вт/м² град;

F – поверхность нагрева жидкого пропана (смоченная поверхность), м²;

T_{oc} и $T_{ж}$ – температура окружающей среды и жидкого пропана, °С.

Здесь пренебрегаем тепловым потоком, поступающим к жидкости через стенки, омываемые воздухом и парами пропана, т.к. r зависит от $T_{ж}$, решаем уравнение методом итераций:

$$T_{ж}^i = T_{oc} - \frac{M_{пп}}{kF} \cdot r \cdot (T_{ж}^{i-1}), \quad i=1, 2, \dots - \text{номер итерации};$$

Рассчитаем смоченную поверхность:

$$F = \pi dH + \frac{\pi d^2}{4} = 3,14 \times 0,3 / 0,6 + \frac{3,14 \cdot 0,3^2}{4} = 0,636 \text{ м}^2.$$

Пусть нулевое приближение $T_{ж}^0 = 6^\circ \text{C}$, по таблице $r = 369$ кДж/кг:

$$\dot{Q}_{\text{е}}^1 = 18 - \frac{2,33 \times 10^{-4} \times 369 \times 10^3}{9,3 \times 0,636} = 3,5^\circ,$$

r где $T = 35^\circ \text{C}$, по таблице 374 кДж/кг

$$\dot{Q}_{\text{е}}^2 = 18 - \frac{2,33 \times 10^{-4} \times 374 \times 10^3}{9,3 \times 0,636} = 3,3^\circ$$

Итак получено $T_{ж} = 3,3^\circ \text{C}$.

3. Этой температуре соответствует упругость паров пропана, равная 500 кПа.

Пример 3.2

Баллон с пропаном находится вне помещения, где температура воздуха равна -26°C . Степень заполнения баллона (H/H_0) равна 20%. Работают все горелки и духовой шкаф с общей тепловой нагрузкой $Q_{пл} = 10,8$ кВт. Определить упругость паров пропана и температуру $T_{ж}$ в баллоне. Коэффициент теплопередачи $k = 20$ Вт/м²град.

Решение:

Это случай существенным образом отличается от предыдущего, т.к. здесь встает вопрос о достаточности давления паров сжиженного газа для газоснабжения потребителя. Предельно допустимое давление газа перед плитой положим 3 кПа и падение давления на местных сопротивлениях и редукторе 2 кПа. Следовательно минимальное давление в баллоне не должно быть меньше 5 кПа, предельная упругость паров газа в баллоне $p_{нас} = 0,05 + 0,101 = 0,106$ МПа.

1. $M_{пл} = Q_{пл} / Q_{н}$

2. Уравнение теплового баланса: $M_{пп} \cdot r(T_{ж}) = kF_{см} \cdot (T_{oc} - T_{ж})$

$$3. \quad F_{cm} = \frac{\pi d^2}{4} \left(1 + \alpha \frac{4H_0}{d} \right), \text{ где } \alpha - \text{степень заполнения баллона.}$$

Решая эти уравнения относительно $T_{ж}$, получим:

$$T_{ж}^i = T_{oc} - \frac{M_{nl} \times r(T_{ж}^{i-1})}{kF_{cm}} \quad i=1, 2, \dots$$

Нулевое приближение $T_{ж}^0 = -45^\circ\text{C}$; $r = 425 \times 10^3$; $T_{ж}^1 = -47,8^\circ$,

Первое приближение $T_{ж}^1 = -47,8^\circ\text{C}$; $r = 426,2 \times 10^3$; $T_{ж}^2 = -47,9^\circ$.

В результате итерационного расчета получим $T_{ж} = -48^\circ\text{C}$.

При этой температуре упругость паров пропана равна 0,072 МПа, что меньше предельного давления $p_{нас}$, поэтому при такой степени заполнения баллона газовые приборы работать не будут.

Пример 3.3

Для условия предыдущего примера определить минимальную степень заполнения баллона, при которой будут работать газовые приборы.

Решение:

1. Определяем допустимую $T_{ж}$ для пропана при $p_{нас} = 0,106$ МПа, $T_{ж} = -41^\circ\text{C}$.

2. Из уравнения, приведенного в примере 3.2 определяем искомую степень заполнения баллона:

$$\alpha = \frac{d}{4H_0} \left[\frac{4M_{nl} \times r(T_{ж})}{\pi d^2 k (T_{oc} - T_{ж})} - 1 \right] = \frac{0,3}{4 \cdot 0,826} \left[\frac{4 \cdot 10,8 \cdot 42,06 \cdot 10^4}{0,09 \cdot 3,14 \cdot 4,639 \cdot 10^4 \cdot 20(-26 + 41)} - 1 \right] = 0,33$$

Следовательно, баллон нужно заполнить не менее, чем на 33%.

При эксплуатации установок сжиженного газа у коммунально- бытовых потребителей возникает ряд практически важных задач:

- оценка времени эксплуатации баллона,
- оценка необходимой емкости резервуарного парка для сжиженного газа при газоснабжении многоквартирных домов,
- периодичность дозаправки резервуаров для бесперебойной работы газовых установок.

Процессы происходящие в системе резервуар – газогорелочные устройства, являются сложными, нестационарными, точное решение которых математически затруднено. Параметры, обуславливающие эти процессы, как правило, являются тоже неизвестными переменными. Такие, как температура окружающей среды двухфазной системы в баллоне, коэффициенты теплопередачи, внутренняя теплота испарения жидкой фазы газа и т.п. Кроме того, основной фактор, влияющий на работу системы газоснабжения. Потребление

газа, является величиной случайной. Все перечисленные факторы делают неэффективным усложнением математических моделей, описывающих процесс газоснабжения. Поэтому следует иметь дело с усредненными величинами перечисленных переменных и проводить только оценочные расчеты поставленных задач.

Пример 3.4

Оценить время эксплуатации баллона емкостью 5 л, обеспечивающий работу плиты для приготовления пищи летом. Баллон заполнен на 85% пропан-бутановой смесью при 10⁰С. Средняя температура окружающего воздуха во время эксплуатации баллона составляет 20⁰С.

Решение:

1. Оценим массу газа в баллоне, пренебрегая весом паровой фазы, при 10⁰С:

$$\rho_{\text{пр}}=0,514 \text{ кг/л}, \rho_{\text{бут}}=0,591 \text{ кг/л},$$

$$M = (0,75 \times \rho_{\text{пр}} + 0,25 \times \rho_{\text{бут}}) \times 0,85 \times 5 = 2,27 \text{ кг}$$

Если учесть, что допускается 3% содержание тяжелых углеводородов, то полезная масса составит $M_{\text{п}} = 0,97M = 2,2 \text{ кг}$.

2. По нормам определяем количество тепловой энергии на приготовление пищи в сутки, считая, что один человек употребляет завтрак, обед и ужин:

$$Q_{\text{п}} = 2,1 + 4,2 + 2,1 = 8,4 \text{ мДж/сут.чел}$$

Нижняя теплотворная способность смеси равна:

$$Q_{\text{н}} = 0,75 \times 43,39 + 0,25 \times 45,76 = 44,00 \text{ мДж/кг}$$

Один человек в сутки использует сжиженного газа в среднем

$$M_{\text{сг}} = \frac{8,4}{44,0} = 0,19 \text{ кг}$$

3. Время эксплуатации баллона одним человеком составит

$$T_{\text{ч}} = \frac{M_{\text{п}}}{M_{\text{ч}}} = \frac{2,2}{0,19} = 11,58 \text{ сут}$$

Семье, состоящей из трех человек баллона хватит на четверо суток.

Задача оценки необходимой емкости резервуарного парка для сжиженного газа при газоснабжении многоквартирных домов заключается в определении параметров резервуаров, расположенных в подземном хранилище, поскольку такая схема газоснабжения обычно используется при эксплуатации многоквартирных зданий. Сначала определяют величину расчетного суточного потребления газа для заданного количества квартир по общей методике газоснабжения зданий. Далее определяют среднюю производительность (испарительную способность) используемого подземного резервуара

и заключающуюся в тепловом расчете заглубленного в грунт резервуара. Сравнивая полученную производительность резервуара с расчетной величиной потребления газа, определяют искомое количество резервуаров, т.е. общую емкость резервуарного парка.

Задача оценки периодичности заправки резервуаров решается следующим образом. Известно, что максимальный уровень заполнения резервуаров составляет 85%, а его минимальное значение – 35%. Следовательно для бесперебойного газоснабжения потребителей, возможно использование $85 - 35 = 50\%$ объема резервуара.

Разделив количество сжиженного газа, соответствующее половине его объема при температуре газа в нем, на расчетное количество потребляемого газа в здании, получим искомую величину периодичности заправки резервуаров.

Как было отмечено, установки естественной регазификации обладают следующими недостатками:

- малая интенсивность отбора газа, поэтому повышение производительности может быть достигнуто за счет увеличения ее вместимости, что неэкономично;
- в паровом пространстве содержится больше летучих компонентов, поэтому теплота сгорания паровой фазы ниже, чем у жидкой фазы, притом ее значение непрерывно изменяется;
- в емкости происходит накопление более тяжелых углеводородов;
- в связи с изменением состава газа ухудшается работа газовых горелок.

Отмеченные недостатки устранены в установках сжиженного газа, работающих с испарением жидкости в специальных теплообменниках, обогреваемых горячей водой или паром. В этом случае из резервуара отбирается жидкая фаза, которая поступает в испаритель. В результате нагрева жидкость испаряется, и образовавшийся пар подается потребителям.

Сжиженный газ из подземного резервуара под давлением собственных паров по трубопроводу поступает в испаритель. Соприкасается с поверхностью змеевика, в который подается горячая вода с температурой 80°C , и испаряется. Пары сжиженного газа выходят сверху из испарителя и по паропроводу высокого давления поступают в ресивер. После ресивера газ проходит через узел регулирования, где его давление снижается до низкого. На трубопроводе горячей воды установлен предохранительный запорный клапан, который берет импульс от давления паров в испарителе. Если давление паров в испарителе повышается и достигает предельного значения, то срабатывает этот клапан и отсекает подачу горячей воды в испаритель.

В летний период испарительная способность подземного резервуара увеличивается, и потребители могут быть обеспечены газом без работы испарителя. В этом случае, а также

при проведении ремонтных работ из подземного резервуара подается паровая фаза по газопроводу в ресивер и далее в узел регулирования давления газа.

Испаритель, показанный на рисунке 3.5, представляет собой цилиндрический резервуар, в котором расположен змеевик. Производительность испарителя 50 м³/час при нормальных условиях. Уровень жидкости в испарителе зависит от потребления газа. При увеличении потребления газа давление в испарителе уменьшается, в результате чего уровень жидкости повышается и поверхность змеевика, соприкасающаяся с жидкой фазой, увеличивается, что приводит к повышению производительности испарителя. При уменьшении отбора газа давление в испарителе увеличивается, уровень жидкости снижается и производительность испарителя уменьшается. Таким образом, производительность испарителя автоматически устанавливается в соответствии с потреблением газа. При прекращении потребления газа давление в испарителе повышается, превышает давление в подземном резервуаре, и жидкость стечет в резервуар.

Подземный резервуар, предназначенный для работы с испарителем, оборудован головкой со следующей арматурой:

- узлами соединения паровых фаз при наполнении и сливе жидкого газа;
- уровнемерными трубками, контролирующими 10,40 и 85% заполнение резервуара;
- пружинным предохранительным клапаном высокого давления и манометром;
- узлами для подачи жидкой и паровой фаз в испарительное отделение;
- запорной арматурой.

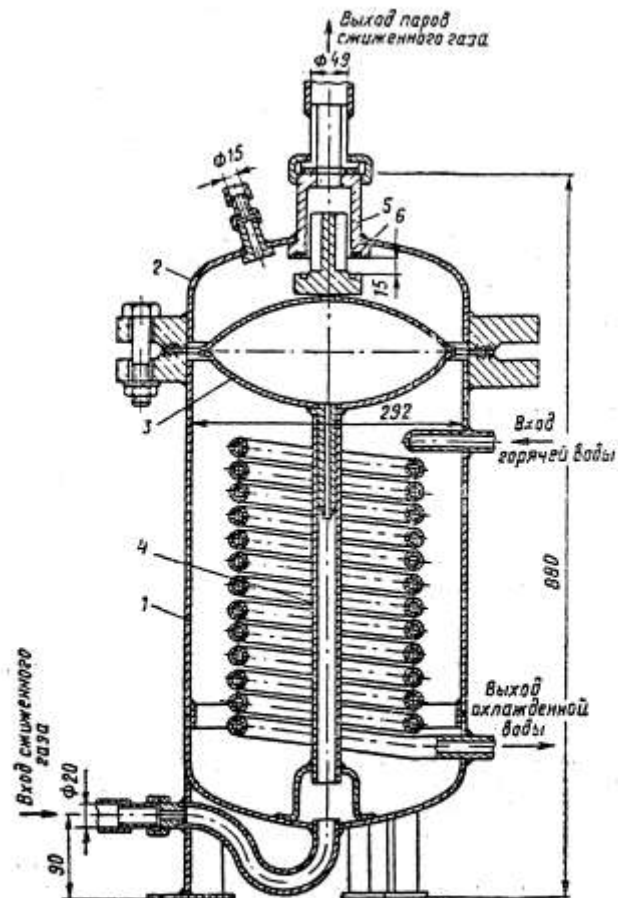


Рис. 3.5. Испаритель сжиженного газа.
 1 - корпус испарителя; 2 - крышка; 3 - поплавок;
 4 - направляющая трубка; 5 - клапан; 6 - уплот-
 нительное кольцо из бензомаслостоккой резины.

Групповая газобаллонная установка из трех резервуаров вместимостью 4,2 м³ каждый комплектуется с одним испарителем. Два резервуара из трех соединены по паровой и жидкой фазам в блок и оборудованы одной арматурой головкой. Испарительное отделение размещается в отдельном здании на расстоянии 10 м и более от групповой установки подземных резервуаров.

VII.2.3. Использование смеси паров сжиженных газов с воздухом.

Интенсивное потребление пропана химической промышленностью вызвало определенные осложнения в эксплуатации существующих и проектировании новых систем газоснабжения на базе сжиженных газов. Они связаны с увеличением доли бутана в сжиженном газе, поставляемом коммунально – бытовым потребителям. Увеличение содержания бутановой фракции снижает упругость паров смеси и может привести к выпадению конденсата из паров фазы. Учитывая это, при проектировании следует предусмотреть такую установку использования сжиженного газа, которая была бы работоспособна при изменяемых составах сжиженного газа, в том числе в холодных районах страны.

При температуре грунта в зоне прокладки газопровода, равной 0⁰С, упругость насыщенных паров н-бутана практически равна 0,1 МПа, т.е. избыточное давление равно нулю. Бесперебойное транспортирование паров сжиженного газа с повышенным содержанием бутана обеспечивается созданием смеси паров сжиженного газа с каким-либо нерастворимым в пропан- бутане и неконденсирующимся газом. Для этой цели в наибольшей мере подходит воздух.

Минимальное содержание воздуха в смеси будет определяться заданным давлением смеси – из условий обеспечения парциального давления бутана, исключающего конденсацию паров при температуре окружающей среды. Максимальное содержание воздуха в смеси будет ограничено условием безопасности – содержание газа в газовоздушной смеси должно в два раза превышать верхний предел взрываемости газа. Для пропан – бутановой смеси верхний предел взрываемости считают равным 10% (объема).

Использование газовоздушной смеси расширяет географическую зону надежного газоснабжения сжиженным газом, т.к. температура конденсации паров бутана в газовоздушной смеси значительно ниже температуры конденсации бутана в пропан –

бутановой смеси. Так при 80% содержании бутана в сжиженном газе выпадение конденсата происходит при давлении $P_{см}=0,1043$ МПа при -4°C , а для газовоздушной смеси при том же давлении в составе 50% воздуха и 50% паров углеводородов – при -21°C .

Весьма эффективным является использование установок получения газовоздушной смеси (УГВС) для покрытия пиковых и аварийных нагрузок, а также как временного источника газоснабжения городов и поселков, которые впоследствии будут присоединены к сетям природного газа. УГВС как аварийный резерв имеет следующие основные преимущества перед другими резервными хозяйствами, например, мазутными:

- приготовляемая газовоздушная смесь эквивалентна по своим теплотехническим свойствам заменяемому газу, и поэтому переход с одного вида топлива на другой не требует переналадки газогорелочных устройств и мало сказывается на режимах работы тепловых агрегатов;

- быстрота перехода с одного вида газа на другой.

Последнее особенно важно для промышленных потребителей.

Основное требование, которое необходимо выполнить в УГВС, - это создание надежной и в то же время простой в эксплуатации системы автоматического регулирования производительностью установки при переменных режимах ее работ и поддержание постоянного состава и давления газовоздушной смеси. Наиболее сложно решается этот вопрос, когда УГВС используются как основной источник газоснабжения коммунально- бытовых потребителей. Эти потребители используют газ с наибольшей неравномерностью, и нагрузка сети меняется практически от нуля (в ночное время) до максимума.

VIII. Эксплуатация систем газораспределения.

VIII.1. Определение технического состояния подземных газопроводов.

В настоящее время большинство подземных газопроводов имеет срок эксплуатации более 25 лет, поэтому с каждым годом возрастает объем работ по ремонту и замене морально устаревших газопроводов.

В этих условиях организация и проведение перекладки и ремонта является актуальной задачей. Правильное решение этой задачи обеспечит рациональное использование материальных средств и повысит безопасность эксплуатации систем газоснабжения.

Для оптимизации проведения ремонтных работ необходимо располагать объективными данными о техническом состоянии подземных газопроводов.

Основными критериями, определяющими техническое состояние подземных газопроводов, являются: герметичность; состояние изоляционных покрытий и металла трубы; качества сварных соединений; коррозионная активность грунта; наличие блуждающих токов.

Проверка газопроводов на герметичность осуществляется с помощью высокочувствительных приборов марки ГИВ -0,5 и импортными газоиндикатором «Вариотек» и др.

Для проверки прочности и герметичности ветхих газопроводов применяется метод опрессовки газопроводов воздухом. Газопровод при этом отключают от общей сети, продувают воздухом, после чего в газопровод закачивают воздух под давлением.

В случае отрицательного результата испытаний газопровод разделяют условно на две половины, каждую из которых в отдельности вновь подвергают испытаниям. Если какая-либо половина газопровода не выдержала испытаний, ее вновь делят пополам, проводят испытания каждой половины в отдельности.

Указанный метод, хотя и дает 100%-ные результаты, очень трудоемок. Он требует дополнительных мероприятий по безопасному выполнению работ по продувке газопроводов и последующему пуску газа потребителям.

Метод опрессовки применяют только для тупиковых газопроводов и резервуарных установок, где его применение не связано с отключением большого числа потребителей и где нет предприятий с непрерывным технологическим циклом работы. Обычно цель проверки прочности и плотности действующих подземных газопроводов этим методом – определить возможность их дальнейшей эксплуатации.

Проверку технического состояния изоляционных покрытий подземных газопроводов осуществляют с помощью аппаратуры нахождения повреждений изоляции (АНПИ). Эта аппаратура позволяет без вскрытия грунта находить не только место повреждения изоляционных покрытий, но и место расположения и глубину заложения газопровода.

Определение мест повреждения изоляционных покрытий подземных газопроводов с помощью АНПИ основано на принципе улавливания характера изменений потенциалов, возникающих на поверхности земли над местом повреждения изоляционного покрытия, при подключении генератора к газопроводу, а место нахождения газопровода и глубины его заложения – на принципе фиксации магнитного поля, индуцируемого вокруг газопровода, при подключении к нему генератора.

Обследование газопроводов с помощью АНПИ производят после отключения электрозащиты. Для нахождения мест повреждения изоляции генератор аппаратуры подключают к газопроводу и заземляют. Обследование изоляции газопровода выполняют два оператора. Один идет с токосъемной пластиной, соединенной проводником с приемником, второй - с приемником.

При определении мест повреждений изоляционных покрытий с помощью АНПИ принимают перпендикулярное и параллельное расположение электродов (операторов) по отношению к подземному газопроводу. В городских условиях предпочтение отдают параллельному расположению электродов, при котором повреждение обнаруживают по минимальному значению сигнала. Согласно графику (рис. 1.2.а) уровень сигнала, улавливаемого приемником при движении операторов от места подключения генератора вдоль газопровода, медленно понижается. При приближении первого оператора к месту повреждения изоляционного покрытия сигнал резко усиливается. Величина сигнала

определяется по разности потенциалов на поверхности земли, которая образуется при прохождении переменного тока по цепи «генератор – труба – изоляционное покрытие – заземлитель - генератор». В месте повреждения изоляции переходное сопротивление «труба - земля» уменьшается, в результате на поверхности земли потенциал будет иметь повышенное значение (рис. 1.2.б). Увеличение потенциала тем значительнее, чем больше повреждение.

В местах обнаружения повреждения изоляционных покрытий проверяется глубина заложения газопровода, что позволяет определить объем земляных работ, сроки их выполнения при вскрытии газопровода и ремонте поврежденных мест.

Для того, чтобы узнать глубину заложения газопровода, необходимо уточнить его местоположение. С этой целью ставят ось катушки поискового контура в плоскость, перпендикулярную к направлению трассы, и перемещают ее в этой плоскости, следя за изменением сигнала в телефоне и за стрелкой индикаторной головки приемника. Получив сигнал максимальной интенсивности, помечают на трассе это место. Здесь и находится газопровод (рис. 1.3.а).

Затем надевают на поисковый контур уголок – насадок и устанавливают этот контур в плоскости, перпендикулярной к оси трассы газопровода, при этом направляющая уголка – насадки должна быть параллельна поверхности грунта и находится в плоскости, перпендикулярной к оси трассы (рис.1.3.б). Перемещая контур от газопровода в этой плоскости до границы зоны, где сигнал будет отсутствовать, помечают это место. Расстояние от данного места до оси трассы соответствуют глубине заложения газопровода.

Аппаратура АНПИ позволяет получать достоверные данные о техническом состоянии изоляционных покрытий подземных газопроводов, достаточно точно определить объем земляных работ и необходимый вид ремонта.

Весь комплекс ремонтов систем газоснабжения включает в себя систему планово-предупредительных и текущих ремонтов.

При эксплуатации распределительных газопроводов принята система планово-предупредительного ремонта, которая представляет собой совокупность организационно – технических мероприятий по надзору и уходу за сооружениями и всем видам ремонта, осуществляемых по заранее составленному плану с целью предупреждения износа и предотвращения аварий, а также обеспечения бесперебойной подачи газа потребителям.

Системой планово – предупредительных работ газопроводов и сооружений предусматривается выполнение технического обслуживания и плановые ремонты.

Техническое обслуживание включает следующие виды работ:

- наблюдение за состоянием наружных газопроводов, резервуарных и баллонных установок, газорегуляторных пунктов, средств электрозащиты, а также устранение мелких неисправностей;

- периодическое обследование газопроводов, резервуарных установок сжиженного газа;

- измерение давления газа в газопроводах и электропотенциалов на подземных газопроводах.

К плановым ремонтам относятся текущий и капитальный. Ремонт газопровода сооружений на них является основным мероприятием, направленным на поддержание и восстановление первоначальных эксплуатационных качеств газопроводов и сооружений на них.

Текущий ремонт предназначен для поддержания постоянной работоспособности газопроводов и сооружений на них. Он направлен на предохранение газопроводов и сооружений от преждевременного износа и на предотвращение аварий, текущий ремонт включает в себя устранение неисправностей и поломок, возникающих в процессе эксплуатации, а также ревизию отдельных узлов и деталей.

Все работы по текущему ремонту разделяют на две группы:

- профилактический ремонт, необходимость в котором выявляется в процессе эксплуатации, планируемый заранее по объему и времени его выполнения;

- непредвиденный ремонт, выполняемый в срочном порядке.

План текущего профилактического ремонта составляют на основании перечня необходимых работ, составляемого при обходе трассы и периодических осмотрах.

Непредвиденный текущий ремонт заключается в ликвидации повреждений, которые не могли быть заранее обнаружены и устранены при профилактическом ремонте или возникли после его выполнения, и задержка с устранением этих недостатков может привести к серьезным авариям или значительному ухудшению условий эксплуатации.

VIII.2. Технология выполнения основных работ по ремонту газопроводов.

Перед началом работ по ремонту газопроводов необходимо:

- обозначать на местности положения ремонтируемого газопровода;

- отключить ремонтируемый газопровод от действующих;

- отключить станции катодной и дренажной защиты;

- освободить отключений газопровод от газа;

- отрезать ремонтируемый участок газопровода от действующих;

- наварить на концы действующих участков газопровода глухие заглушки и установить на концы отрезанного газопровода временные заглушки.

Вскрытие дорожных покрытий производится после разбавки трассы, выявления пересекаемых подземных коммуникаций и ограждения места работ. Места пересечений отрывают вручную и принимают меры по защите вскрытых коммуникаций.

Вскрытые электрические кабели защищают от механических повреждений и провисания с помощью футляров из полиэтиленовых или металлических труб, подвешиваемых к деревянному брусу (рис. 3.2).

В местах пересечения газопровода с водопроводом, тепловым в целях защиты трубопроводов от повреждений и провисания их подвешивают к деревянному или металлическому брусу (рис. 3.3).

В соответствии с требованиями «Правил безопасности в газовом хозяйстве» Госгортехнадзор РФ вскрытие траншей действующих газопроводов механизированным способом разрешается только до отметки, расположенной на верхней образующей трубы на расстоянии не менее 200 – 300 мм. Остающийся при этом грунт должен удаляться вручную с применением всех мер предосторожности. Городские газопроводы прокладывают на глубине 0,8 – 1,0 м, поэтому примерно 40% всех работ по вскрытию грунта выполняют вручную.

При вскрытии газопровода предусматривается временное крепление вертикальных стенок. Необходимость крепления определяется глубиной заложения газопровода, видом и состоянием грунта, притоком грунтовых вод, шириной проездов для транспорта. Наиболее часто для крепления траншей применяют горизонтально – рамные крепления.

При ремонте газопроводов, особенно при высоком уровне грунтовых вод, обращают особое внимание на водослив. В первую очередь должны предусматриваться мероприятия по предотвращению попадания дождевых вод во вскрываемую траншею. При разработке траншей водослив осуществляют из специальных приемных колодцев (рис. 3.5).

При ремонте газопроводов применяют два вида сварки: ручную электродугую и газовую.

Ручная электродугая сварка выполняется на постоянном токе. Источники постоянного тока позволяют вести сварку при прямой и обратной полярности.

При прямой полярности тока электрод присоединяется к отрицательному полюсу источника питания, при обратной полярности – к положительному.

Перед сборкой труб под сварку необходимо очистить их внутреннюю поверхность, зачистить до металлического блеска кромки.

Сборка труб должна осуществляться с помощью центратеров. Сцентрированные трубы фиксируются прихватками. Технология выполнения сварных соединений при ручной дуговой сварке обуславливается капельным переносом в электрической дуге расплавленного металла электрода.

При выполнении сварных соединений в различных пространственных положениях выработаны особые приемы, заключающиеся в наиболее рациональных перемещениях электрода вдоль и поперек свариваемого шва (рис.3.10).

Сварка труб в звенья и плети имеет свои особенности. Перед сваркой поворотных стыков окружность труб размечается на четыре равные части (рис.3.11). Первый слой сварного шва выполняется следующим образом: вначале сваривают участок АВ снизу вверх, затем сварщик должен перейти на другую сторону трубы и заварить участок ГВ и так далее, пока не будут сварены эти два участка первого слоя на всех стыках. После этого плеть поворачивают на 90°. Сварщик, двигаясь от последнего стыка к первому, должен последовательно заварить участки ГА и ВБ на всех стыках плети (рис. 3.11.а).

Второй и последующий слои шва накладываются сразу по всей окружности трубы (рис. 3.11. б, в) при постепенном поворачивании плети, но в противоположных направлениях, что позволяет снизить напряжения в сварных стыках.

Сварка неповоротных стыков газопроводов выполняется следующим образом: наложение всех слоев шва производится участками, равными половине окружности трубы: сначала сваривается снизу вверх участок 1 (рис. 3.12), затем навстречу ему участок 1' с перекрытием начала и конца первого участка на 20 – 30 мм; второй и последующие слои сваривают аналогично первому (участки 2 – 2', 3 – 3') с обязательной зачисткой предыдущих слоев шлака, смещением начала слоев относительно друг друга, перекрытием замков каждого слоя.

Наваривание заплат, накладок и муфт – одна из наиболее ответственных операций при ремонтных работах. В том случае, когда она выполняется на газопроводе при снижении в нем давления до низкого, утечку газа через завариваемый зазор уменьшают путем установки асбестовой прокладки. При давлении 0,4 – 1,0 кПа (40 – 100 мм. вод. ст) пропускаемый прокладкой газ не препятствует наложению сварного шва. При более высоких давлениях расплавленный металл шва выдувается газом и качество шва не отвечает предъявляемым к нему требованиям прочности и герметичности.

В настоящее время газовая сварка широко применяется при ремонте газопроводов. Ее основное преимущество – простота оборудования, необходимого для ведения сварочных работ, и отсутствие потребности в специальных источниках электроэнергии. К недостаткам газовой сварки следует отнести высокую температуру и концентрацию

теплоты в месте сварки, что при недостаточном соблюдении технологического режима приводит к пережогу металла сварного шва. Поэтому ограничивают применение газовой сварки для газопроводов с диаметром труб не более 150 мм.

При газовой сварке пользуются кислородно – ацетиленовым пламенем. Сварка стальных газопроводов выполняется нормальным (восстановительным) пламенем, возникающим при отношении кислорода к ацетилену в пределах от 1,1 до 1,3:1. газовая сварка выполняется левым и правым способами. Левый способ применяется для сварки металла толщиной до 5мм. при этом способе присадочная проволока должна находиться впереди горелки, а горелка перемещается справа налево; пламя направляется от шва и не препятствует наблюдению за его формированием, что позволяет обеспечить равномерную ширину и высоту шва. Сварка выполняется встречно – пересекающим зигзагообразным движением горелки и проволоки (рис. 3.14, а).

Правый способ применяется для сварки металла с толщиной более 5 мм. при этом способе горелка перемещается слева направо, а присадочная проволока вслед за горелкой. Пламя направляется на шов, благодаря чему обеспечивается медленное остывание шва, что приводит к получению шва более высокого качества. Сварка выполняется при прямолинейном движении горелки и спиральном движении присадочной проволоки или зигзагообразном движении горелки и проволоки (рис.3.14, б). Сварка швов в нижней части трубы осуществляется левым способом. При этом пламя горелки направляется с таким расчетом, чтобы кромки свариваемого металла находились в восстановительной зоне пламени. Сварка горизонтальных швов выполняется правым способом, при котором давление газов пламени препятствует стеканию расплавленного металла из сварочной ванны. Сварка вертикальных швов производится сверху вниз левым способом. При этом горелка располагается под углом $45\div 60^\circ$ к шву, а проволока – под углом 90° к пламени. Сварка потолочных швов выполняется правым способом, при этом конец присадочной проволоки и давление газа препятствует стеканию расплавленного металла вниз. Сварочную проволоку держат полого. При ремонте газопроводов применяют ацетиленовые генераторы. По способу взаимодействия карбида кальция с водой генераторы бывают следующих систем: КВ – карбид в воду; ВК – вода на карбид с вариантами мокрого и сухого процессов; ВВ – вытеснение воды. В одном генераторе возможно сочетание двух систем, например ВК и ВВ.

Все передвижные генераторы оснащают водяными затворами низкого или среднего давления для предотвращения взрыва ацетилена в генераторе при обратных ударах.

Стационарные генераторы оснащены регулятором давления газа, обратными газовыми клапанами и обратными водяными затворами.

На рис. 3.15 представлена схема передвижного ацетиленового генератора АНВ– 1,25, работающего по системе ВК в сочетании с системой ВВ. в корпусе генератора имеется перегородка 2, которая разделяет его на две части: нижнюю и верхнюю. Нижняя часть служит газосборником, верхняя – водосборником. В нижней части генератора смонтирована загрузочная корзина 4. газообразование в генераторе начинается при взаимодействии карбида кальция с водой. При работе генератора уровень воды в нем непрерывно изменяется. При избытке ацетилена давление в генераторе повышается, вода отходит от карбида кальция и газообразование прекращается. При недостатке ацетилена давление снижается, вода подходит к карбиду кальция и газообразование возобновляется.

VIII.3. Изоляционные работы.

Большинство действующих распределительных газопроводов имеет защитные изоляционные покрытия, изготовленные на битумной основе. Битумные покрытия в зависимости от наполнителя битумной мастики подразделяются на битумно – атактические, битумно – минеральные, битумно – тальковые, битумно - асбополимерные и битумно – резиновые. Наибольшее применение нашли битумно – резиновые покрытия.

Для изоляционных покрытий на битумной основе применяются битумные грунтовки, приготовленные путем растворения битума в бензине в соотношении 1:3 по объему. В зависимости от сезона битумные грунтовки приготавливают двух типов: для летнего и зимнего времени.

В настоящее время для ремонта изоляции газопроводов применяют полимерные ленты. Для нанесения изоляции из липких лент применяют битумные грунтовки.

Для изоляции полимерными лентами используют грунтовки на основе битумно – каучуковой композиции, обладающие хорошими адгезионными качествами и не требующими полного высыхания.

В качестве армирующего материала для изготовления битумных изоляционных покрытий подземных газопроводов применяют в основном стекловолокнистые холсты.

При изоляции сварных стыков труб, фасонных частей разрешается в качестве армирующей обмотки вместо стекло- холста применять бризол и пленки.

Для битумных покрытий весьма усиленного типа в качестве материалов для наружной обертки применяют мешочную, оберточную бумагу и пленку.

Для защиты покрытия из полимерных лент от механических повреждений при укладке и засыпке газопроводов в грунте используются обертки из рулонных материалов.

VIII.4. Ремонт газорегуляторных пунктов.

Системой планово – предупредительного ремонта газорегуляторных пунктов (ГРП) и газорегуляторных установок (ГРУ) предусматривается выполнение технического обслуживания и плановых ремонтов. К техническому обслуживанию относят следующие работы: наблюдение за состоянием ГРП и ГРУ, плановая проверка состояния и работы оборудования, а также устранение мелких неисправностей, возникающих в процессе его эксплуатации. К плановым ремонтам относят текущий и капитальный.

Перед началом ремонта оборудование ГРП отключают, при необходимости переводят его на работу по обводной (байпасной) линии, для чего перекрывают входную и выходную задвижки, а также все отключающие устройства на импульсных линиях, за исключением кранов к приборам КИП.

После отключения оборудования ГРП производят полную разборку регуляторов давления, очистку от коррозии и загрязнений внутренней поверхности корпуса и всех деталей. При разборке регуляторов проверяют состояние поверхности седла и клапана. Плотность прилегания клапана к седлу контролируют путем внешнего осмотра уплотнения клапана или же с помощью листа чистой бумаги, вкладываемого между клапаном и седлом.

При ремонте регуляторов давления промывают керосином и протирают трущиеся поверхности, а также смазывают узлы и детали. Делается проверка свободного перемещения всех подвижных узлов и деталей, состояние мембран, крепления конструктивных узлов.

При ремонте предохранительно - запорных клапанов типа ПКН и ПКВ выворачивают регулировочную втулку, извлекают пружину, снимают крышку с головки клапана, производят осмотр мембраны, пружины, рычагов. Очищают внутреннюю полость клапана и все детали от коррозии и загрязнений. Клапан и седло проверяют на плотность прилегания.

При ремонте предохранительно – запорного клапана снимают крышку, промежуточное кольцо и клапан. Очищают седло и клапан от пыли и окалин. После этого проверяют состояние поверхности седла и клапана, пружины основного клапана, герметичность клапанов и пробки.

Задвижки в ГРП (ГРУ), не обеспечивающие необходимой плотности, разбирают, полость ее очищают от пыли и окалина, проверяют состояние запорных поверхностей клина, дисков и колец, очищают и промывают их керосином.

При ремонте производят продувку импульсных линий, проверяют чистоту отверстий дросселей. После окончания ремонтных работ включают в работу оборудование ГРП (ГРУ) или переводят его на работу с байпаса через регулятор. Проверяют устойчивость

работы регулятора по давлению на выходе ГРП (ГРУ). Открывают кран на импульсной линии предохранительно – запорного клапана, и вводят молоток в рабочее положение. Осуществляют проверку и настройку предохранительно – запорного и предохранительно – сбросного клапанов. Путем обмыливания всех соединений обнаруживают места утечек, которые необходимо устранить. По окончании ремонта, оборудование проверяют и настраивают на режим, предусмотренный графиком.

При ремонте оборудования ГРП (ГРУ) проводится государственная проверка манометров.

При ремонте оборудования ГРП (ГРУ) проверяют работу отопительных установок.

В объеме работ по ремонту ГРП входит приведенное в надлежащее техническое состояние устройств молниезащиты и заземления.

При капитальном ремонте ГРП выполняются те же виды работ, что и при текущем ремонте.

Наиболее часто встречающимся видом неисправностей ГРП является утечка газа через большое количество фланцевых и резьбовых соединений. Для уменьшения количества утечек следует по возможности сокращать количество резьбовых соединений.

Характерными неисправностями газовых фильтров является утечки газа и засорение их различными механическими примесями. Признакам засорения фильтров служат большие перепады давления, что может привести к разрыву металлических сеток обоймы. Для предупреждения этого следует периодически контролировать перепад давления на фильтре и при необходимости очищать его от загрязнений.

Для задвижек наиболее характерны неисправности, требующие замены узлов деталей. Это срабатывание уплотнительных поверхностей на дисках и корпусе, отрыв дисков от шпинделя и его искривление, поломка маховика. Утечка газа через сальник задвижки устраняют подтягиванием нажимной буксы сальника или перенабивкой сальника при перекрытой задвижке.

Наиболее распространенная неисправность предохранительно – запорных клапанов состоит в том, что он не перекрывает подачу газа. Причиной этого является засорение клапана или дефект седла, что обнаруживается и устраняется при разборке клапана.

Возможны случаи, когда клапан перекрывает подачу газа без повышения давления газа регулятором. Причиной этого могут быть разрыв мембраны головки клапана или засорение импульсных линий, в этом случае мембрана под действием груза опускается и клапан срабатывает.

Неисправности регуляторов давления типа РД, связанные с увеличением выходного давления, могут быть вызваны нарушениями целостности мембраны, герметичности

уплотнения клапана, несоответствие силы упругости пружины заданному режиму давления.

Сброс газа в атмосферу может происходить через предохранительное устройство регулятора. Это связано с неправильной настройкой предохранительного устройства, засорением клапана или дефектом его седла, вызывающим пропуск газа.

Если давление газа после регулятора резко или постепенно падает, то возможными причинами могут быть поломка пружины и вследствие этого уменьшение нагрузки на мембрану сверху; засорение или обледенение клапана регулятора; засорение фильтра перед регулятором, вызывающее уменьшение давления до регулятора. Явление пульсации давления газа происходит по следующим причинам: расход газа мал по сравнению с пропускной способностью регулятора; неправильно выбрано место присоединения импульсной линии к газопроводу; засорена импульсная трубка, что приводит к искажению импульсов, передаваемых под мембрану регулятора.

Неисправность регуляторов давления РДУК, когда они не пропускают газ, обусловлена разрывом мембраны или наличием в ней отверстия. При этом давление газа над мембраной и под ней выравнивается, клапан под давлением груза закрывается, подача газа прекращается. Возможной причиной этой неисправности может быть выход из строя пружины. В этом случае прекращается нагрузка на мембрану регулятора управления (пилота), клапан его закрывается. При засорении импульсных линий регулятор также не пропустит газ.

Регулятор повышает давление газа из – за неплотно закрытого клапана. При разрыве мембраны регулятора управления (пилота), давление газа перестает противодействовать пружине и клапан пилота и регулятора давления полностью открываются, что приводит к повышению давления. Причиной повышения давления может служить засоренность импульсной линии, подающей газ к регулятору.

Причинами неисправности регуляторов давления РДБК являются попадание посторонних предметов или крупных частиц пыли под клапаны стабилизатора, регулятора управления или регулирующего клапана; износ уплотняющей прокладки клапанов; деформация кромок седел клапанов. Эти неисправности устраняются извлечением посторонних предметов, заменой уплотнений клапанов и заменой седла.

Когда при нагруженной пружине регулятора управления и малом давлении газа перед регулятором клапан регулятора не открывается, то заменяют мембрану регулирующего клапана. Если при понижении начального давления одновременно уменьшается и конечное давление, то следует уменьшить проход газа через сбросной дроссель.

VIII.5. Газоопасные работы при ремонте газопроводов.

Отключение участков действующих газопроводов при их ремонте является распространенным видом работ. Имеющиеся запорные устройства на газопроводах не всегда позволяют отключать для ремонта требуемые участки сети без примыкающих к ним соседних газопроводов. Отключение больших зон газовой сети связано с нарушением бесперебойности газоснабжения потребителей и необходимостью последующего пуска газа.

Поэтому отключение газопроводов для ремонтов делается с использованием специальных устройств, позволяющих производить отключение только в пределах участков, подлежащих ремонту.

Для временного перекрытия газопровода низкого давления используют тряпичные кляпы, резиновые надувные камеры, тампоны из глины, кирпичные стенки и деревянные диски. Схема устройства перекрытия газопроводов с применением этих средств показана на рис. 5.1. Использование их разрешается только при снижении давления в газопроводе до 0,4 – 1,5 кПа (40 – 150 мм. вод.ст).

Газопроводы малого диаметра (до 100 мм) временно перекрывают тряпичным кляпом, промазанным глиной. Резиновые камеры устанавливают в газопроводах с диаметрами 150 – 225 мм.

Тампоны из мешков с мокрой мятой глиной чаще применяют на газопроводах диаметром 100÷250 мм. Кирпичные стенки устанавливают в газопроводах с диаметром 200÷300 мм и более.

Используют на практике метод временного перекрытия газопроводов деревянными дисками. После ввода диска в газопровод и установки поперек трубы его закрепляют деревянным клином, а кольцевой зазор между трубой и диском уплотняют глиной.

Несмотря на простоту и доступность перечисленных методов, они обладают рядом технических недостатков и малой надежностью при больших диаметрах газопроводов. Поэтому при ремонте и замене участков газопроводов с сохранением бесперебойного снабжения газом потребителей в ряде стран (США, ФРГ, Англия и др.) используют метод, схема которого показана на рис. 5.2 и 5.3. Вначале прокладывается временный обводной газопровод. После этого на основной газопровод приваривают тройники, состоящие из двух половин, которые свариваются между собой продольным швом. На фланцы четырех тройников устанавливаются задвижки, через которые специальным механизмом с помощью фрезы вырезается отверстие в газопроводе. После удаления вырезанной части стенки трубы газопровода, задвижка закрывается и механизм отсоединяется. На

освободившиеся место устанавливаются стопорные устройства и присоединяются концы обводного газопровода. После того как открываются задвижки на обводном газопроводе, открывают задвижки на тройниках со стопорными устройствами, которые вводятся внутрь основного газопровода и перекрывают его сечение. Вслед за этим приваривают штуцера для выпуска газа через свечу и штуцера для подачи азота и другого инертного газа с целью последующей продувки отключенного участка. Затем в этих патрубках и тройниках высверливают отверстия для ввода надувных камер. После установки и накачки камер воздухом отключаемый участок газопровода продувается и отрезается. После замены вырезанного участка, выполняют следующие операции: извлекают надувные камеры, закрывают пробками штуцера; выводят из газопровода стопорное устройство, закрывают все задвижки, демонтируют временный обводной газопровод. Задвижки снимают после того, через них при помощи специального приспособления введены в горловины тройников уплотняющие заглушки со стопорами (рис. 5.3, а). Фланцы тройников закрывают заглушками. Новую секцию трубы вместе с тройниками покрывают защитной изоляцией.

Вместо стопорного устройства, показанного на (рис. 5.2), может быть использована конструкция представленная на (рис. 5.3, б). В этом случае нижняя часть тройника, приваренного к газопроводу, имеет выпуклую цилиндрическую полость с внутренним диаметром, несколько большим внутреннего диаметра газопровода. Ввод пробки, перекрывающей поток газа, осуществляют через сверлильный механизм. Уплотняющие заглушки устанавливают внутри механизма для сверления отверстия в газопроводе. Через открываемую задвижку 5 (рис. 5.3, а) заглушка 8 штангой 6 вручную вводится в патрубок тройника, в кольцевом пазе которого размещаются сегментные упорные пластины 4. При совмещении кольцевых пазов патрубка и заглушки упорные пластины перемещаются толкателем 3 и входят в кольцевой паз заглушки. Отверстия, где размещены толкатели, плотно закрывают пробками на резьбе 11. Уплотнение заглушки достигается за счет уплотнительного кольца 9. После установки заглушки держатель 7 снимается.

Недостатками данного метода является сложность вырезания отверстия с диаметром, равным внутреннему диаметру трубы; большое число сварных соединений; необходимость оставлять на подземном газопроводе фланцевые соединения и необходимость изготовления отдельных стопорных устройств на каждый диаметр газопровода.

Для перекрытия сечения газопровода при проведении ремонтных работ и аварийно – восстановительных работ применяется устройство, обладающие большой технологичностью и устойчивостью против сдвига, меньшей газопроницаемостью, чем

при использовании резиновых шаров и камер, глиняных и кирпичных перемычек. Это устройство (рис. 5.5) состоит из круглой кольцевой эластичной камеры 3 со шлангом для ее наполнения, с плоской перегородкой 4 и жестким каркасом 5. Каркас и камера снабжены проушинами 6, через которые пропущен трос 7. Камера и перегородка выполняются из эластичного газонепроницаемого и бензостойкого материала. Жесткий каркас используется для размещения устройства перпендикулярно к оси трубопровода и создания дополнительного сопротивления сдвигу путем установки его враспор. Устройство вставляет внутрь газопровода через специальное вырезанное отверстие. Для демонтажа устройства достаточно стравить газ из камеры и стянуть два конца троса. При этом эластичная часть притягивается к каркасу, уменьшаются габаритные размеры устройства и оно легко вынимается из газопровода. После извлечения устройства отверстие в стенке трубы заваривается.

Устойчивость устройства против сдвига в газопроводе под давлением газа достигается за счет силы трения между стенкой трубы, соприкасающимися с ней камерой и опорными штырями 8 каркаса.

Устройство оригинальной конструкции для перекрытия поперечного сечения газопровода показано на (рис. 5.6). Повышение надежности перекрытия достигается за счет того, что запорный орган устройства выполнен в виде катушки с гибкой лентой, ось вращения которой совмещена с осью перекрываемого газопровода. К перекрываемому газопроводу 8 приваривается патрубок 9, на котором смонтированы запорное устройство 11 и корпус 12 колонны 7. В нижней части колонны 7 выполнен вырез, который ограничен по бокам щеками 5 и 6, а в верхней части – перегородкой 10. Длина выреза равна внутреннему диаметру газопровода 8. По середине выреза проходит ось нижнего барабана 3, который смонтирован на валу 4. Намотанная на нижний барабан 3 стальная лента 30 образует запорный орган в виде катушки 2, которая перекрывает проходное сечение газопровода. Уплотнение между катушкой и стенкой газопровода достигается за счет эластичного резинового кольца 1. Кольцо 1 концами закреплено на перегородке 10.

Ролик 28 служит для уменьшения сил трения при намотке. На перегородке 10 смонтировано сальниковое устройство 24 ленты 30, которое одновременно играет роль натяжного приспособления, и сальниковое устройство 25 вертикального вала 26. Вал 26 через нижнюю зубчатую коническую пару 27 и верхнюю зубчатую коническую пару 18 связывает нижний барабан 3 с валом 19 верхнего барабана 16 и валом электропривода 21. С помощью реверсивной муфты 20, которая имеет рукоятку переключения 17, производят распределение крутящего момента: на верхний 16 или на нижний 3 барабаны. Привод

смонтирован на раме 22. Через окна 23, которые закрывают крышками 29 и 31, осуществляется доступ к сальниковым устройствам ленты и вала.

С помощью уплотнения 32 достигается герметичность между колонной 7 и газопроводом 8. уплотнение 15, регулируемое крышкой 14, служит для обеспечения герметичности между корпусом 12 и колонной 7 до ввода всего устройства в газопровод после открытия запорного устройства 11. Направляющий ролик 13 обеспечивает требуемое направление движения ленты.

Верхний барабан 16 закрыт кожухом. Слой эластичного материала на поверхности стальной ленты обеспечивает уплотнение между витками катушки 2. Лента в начальном положении намотана на верхний барабан 16, а нижний конец закреплен на нижнем барабане 3.

Высота корпуса 12 такова, что верхний край выреза колонны 7 находится ниже уплотнения 15, что обеспечивает полную наружную герметичность устройства. Спуск колонны 7 в полость газопровода 8 возможен разными способами. После того, как колонна 7 опущена в газопровод 8 до упора в стенку трубы, присоединяют привод 21. Реверсивную муфту переключают так, чтобы крутящий момент с привода 21 передавался через верхнюю зубчатую пару 18, вертикальный вал 26 и нижнюю зубчатую пару 27 на вал 4 нижнего барабана 3.

Верхний барабан 16 свободен вращается в опорах под действием тягового усилия ленты 30. Лента сматывается с верхнего барабана и наматывается на нижний, образуя запорный орган в виде катушки 2, перекрывающий проходное сечение газопровода. Для перемотки ленты 30 на верхний барабан производят переключение реверсивной муфты 20. Крутящий момент от провода 21 передается на вал 19 верхнего барабана 16, а нижний барабан 3 свободно вращается в опорах. Когда вся лента намотана на верхний барабан 16, колонну 7 поднимают, запорное устройство 11 закрывают, а всю установку демонтируют.

VIII.6. Присоединение ответвлений к действующим газопроводам.

При проведении ремонтных работ, реконструкции газовой сети или новом строительстве возникает необходимость в присоединении ответвлений к действующим газопроводам. Эта операция может производиться с выключением и без выключения участка действующего газопровода.

Выключение участков газопроводов высокого и среднего давления, питающих значительное количество потребителей, влечет за собой или сокращение подачи потребителям или полное его прекращение. Следует также учитывать, что возобновление подачи газа потребителям после перерыва требует больших затрат на пусковые работы.

Для подключения ответвлений к действующим газопроводам высокого и среднего давления применяется метод с использованием задвижки (рис. 5.7, а). Этим методом присоединяются ответвления с диаметром условного прохода 50 мм и более. К действующему газопроводу 10 приваривается патрубок 9 с фланцем, на котором устанавливается задвижка 8. В котлован на подготовленное основание опускается установка, состоящая из закрепленных на одной раме 13 электрического двигателя 3 и редуктора 4.

Рама имеет продольное перемещение по направляющим 14 с помощью рычага 2. На конце вала внутри крышки 7 крепится фреза 12; по оси фрезы устанавливается сверло для ее центровки и удержания фрезой вырезанной части трубы. Крышка своим фланцем соединена с фланцем задвижки. Герметичность места входа вала в крышку обеспечивается сальником 6. Для предотвращения отдачи установки назад при резании отверстия, подсыпки грунта 16 у задней стенки котлована 1 делается в виде упора. Важным условием правильного монтажа установки является строгое совмещение ее оси с осью патрубка 9. Проверяется герметичность участка от крышки 7 до газопровода 10 с открытой задвижкой 8 путем закачивания воздуха через штуцер в крышке 7. В случае падения давления воздуха контролируют герметичность сальников крышки и задвижки, фланцевых соединений и сварного шва.

Установка по направляющим 14 с помощью рычага 2 подается вперед к газопроводу 10, при этом фреза проходит через открытую задвижку до соприкосновения с

действующим газопроводом. В момент упора фрезы в стенку газопровода 10 записывают отмеченное с помощью метрической линейки, прикрепленной к направляющим 14, расстояние. После окончания операции установка возвращается назад в исходное положение. Закрывается задвижка 8 и отсоединяется от задвижки крышка 7. Установка извлекается из котлована. Подсоединяется участок ответвления к задвижке. Присоединение ответвлений с последующим снятием задвижки приведена на (рис 5.7, б), а вид заглушки для перекрытия патрубка дан на (рис. 5.7, в). Заглушка состоит из фланца патрубка 9 особой конструкции, снабженного кольцевой канавкой 27, дисков 18 и 20, имеющих одностороннюю конусообразную, обращенную друг к другу поверхность, расположенной между дисками эластичной прокладки 19 и гайки 24, стягивающей диски. Диск 20 имеет по окружности бурты, заводимые в кольцевые канавки 27 фланца через выточки 25. Диски 18 и 20 с эластичной прокладкой 19 и гайкой 24 при установке в патрубке 9 навинчиваются на шток 22 и подаются в задвижку 8 через сальник 6 в крышке 7.

Бурты диска 20 заводят в выточки 25 фланца поворотом нижней рукоятки 21, прикрепленной к штоку 22, до упора в штифт 26. Затем торцевым ключом 23, расположенным в пустотелом штоке 22, завинчивают гайку 24, при этом эластичная прокладка 19 сжимается дисками 18 и 20 и создает уплотнение. После этого отсоединяют шток 22, демонтируют крышку 7 и задвижку 8, на патрубок 9 сверху приваривают диск.

Для присоединения ответвлений небольшого диаметра используют простые приспособления (рис. 5.8) к трубе приваривают муфту 14 и фланцевый патрубок 2. На фланцевом патрубке устанавливают задвижку 3. Задвижку открывают и через нее вворачивают штангу 12. На штангу надевают полый шпindel 11 с закрепленной на нем чашечной фрезой 13 и камерой 4 с сальником 10. Вращением полой штанги за рукоятку 5 с досылкой нажимным винтом 6 за рукоятку 8 вырезают отверстие в действующем газопроводе фрезой 13. По окончании вырезки отверстия штангу закрепляют в шпинделе стопорным болтом 9. Нажимной винт 6 выворачивают. Под давлением газа шпindel вместе со штангой, ввернутой в муфту, поступает в камеру 4. Задвижку закрывают.

Для присоединения к газопроводам высокого и среднего давления ответвлений с диаметром 50 мм и более применяют более простой механизм с ручным приводом (рис.5.9, а). Отверстия делают сверлом с диаметром 40 мм и менее. Направляющая 10 шпинделя выполнена в виде поршня, который вращается и имеет возвратно – поступательное движение внутри цилиндрической стойки 6. Гладкие поверхности внутренней полости стойки 6 и направляющей 10, имеющие минимальный зазор, препятствуют выходу газа в атмосферу при высверливании отверстия в газопроводе. Подача сверла при работе

механизма осуществляется вручную поворотом рукоятки 9 одновременно с вращением рычага 8.

После просверливания отверстия в газопроводе освобождается крепление узла рукоятки 9 к валу приспособления. Слегка вращая и вытягивая вверх рычаг 8, поднимают вал, шпиндель и сверло в верхнее положение, перекрывают кран и выворачивают стойку 6. Вместо сверла устанавливают упор 15, и стойка 6 крепится на прежнее место. Упор 15 вворачивают в муфту 4, приспособление снимают и в муфту 4 ввинчивают пробку 13 с прокладкой 14, и узел соединения принимает вид, представленный на (рис. 5.9, б).

Представляет интерес способ присоединения ответвлений к действующим газопроводам низкого давления с помощью специального «кляпа» (рис. 5.12) представляет собой плотно свернутую спираль из плоской ленты, изготовленной из несгораемого материала.

Вначале срезается заглушка с присоединяемого ответвления 6. Затем вырезается и подготавливается к действующему газопроводу 1 и к концу ответвления 6 патрубок 7. В верхней части патрубка вырезается отверстие, над которым приваривается гайка 3 болта 4.

Вырезают отверстие, в которое вставляют «кляп». В отверстие патрубка 7 через гайку пропускают конец стального поводка 5, патрубок устанавливают на место и приваривают к действующему газопроводу и ответвлению. После окончания сварки за конец поводка вытягивают ленту «кляпа». В гайку вворачивают болт, головку которого приваривают к гайке.

В настоящее время при присоединении ответвлений и действующим газопроводам низкого давления распространен способ с использованием соединительного патрубка с заранее вырезанным на его конце отверстием (окном) (рис. 5.13). Перед проведением работ давление газа в действующем газопроводе понижается до 0,4 – 1,5 кПа (40÷150 мм.вод.ст). При более низком давлении, учитывая его возможные колебания, может произойти поступление воздуха в газопровод и образование газозвдушной смеси взрывоопасной концентрации. При более высоком давлении происходит выдувание газом расплавленного металла сварного шва в стыковых соединениях.

Этим способом можно присоединять ответвления к газопроводам среднего и высокого давления при условии отключения потребителей и снижения давления. Вначале готовят соединительный патрубок 3 с плотным прилеганием конца к действующему газопроводу. Отверстие (окно) 4 вырезают в верхней части патрубка. Сбоку к ответвлению 2 прикладывают соединительный патрубок 3. Затем намечают линию стыка на ответвлении 2, по которой отрезают конец присоединяемого ответвления. Соединительный патрубок 3 прихватывают и приваривают к действующему газопроводу 1

и к ответвлению 2. Через «окно» 4 вводят резак и прорезают щель 8 в стенке действующего газопровода 1. В верхней части линии выреза оставляют перемычку 5 – 6 мм. К стенке вырезаемого в газопроводе отверстия 8 приваривают отрезок проволоки для удобства извлечения вырезанной части трубы. Зубилом перебивают перемычку и удаляют вырезанную стенку из газопровода через «окно» 4. После этого на «окно» 4 накладывают козырек 5, и заваривают его к патрубку 3.

При другом способе щель 8 в действующем газопроводе 1 вырезают и заделывают глиной до приваривания присоединительного патрубка 3. Через «окно» 4, находящееся на конце патрубка 3, перерубают зубилом только перемычку щели и извлекают вырезанную стенку (окно). При этом способе выполнять работу более удобно и безопасно.

Присоединение вновь смонтированных газопроводов низкого давления к действующим осуществляется различными способами, но во всех случаях через соединительный патрубок. Основное принципиальное различие используемых в настоящее время способов присоединения заключается в следующем: в одном случае отверстие в действующем газопроводе вырезают после приваривания к ним соединительного патрубка через имеющееся в этом патрубке «окно», а в другом – до приваривания патрубка. Технологическая последовательность выполнения операций приведена на (рис. 5.15).

Существует также телескопический способ присоединения ответвлений к действующим газопроводам. При этом способе (рис. 5.17) на присоединяемый газопровод надвигают соединительный патрубок и конец его подгибают внутрь. После срезания заглушки свободный конец присоединяемого газопровода развальцовывают наружу. На действующем газопроводе напротив торца присоединяемого газопровода приваривают короткий патрубок. Внутри горловины газовым резак прорезают кольцевую щель, гасят пламя, перерубают перемычку вырезаемого диска, диск извлекают и соединительный патрубок вдвигают в горловину.

VIII.7. Работы по предотвращению образования и по ликвидации конденсатных и гидратных пробок.

Гидратные и конденсатные пробки образуются на газопроводах, транспортирующих влажный природный газ и на газопроводах сжиженного газа.

Химический состав гидратов: метан $CH_4 \cdot 6H_2O$ или $CH_4 \cdot 7H_2O$; этан $C_2H_6 \cdot 7H_2O$; пропан $C_3H_8 \cdot 17H_2O$; изобутан $C_4H_{10} \cdot 17H_2O$.

В связи с тем, что природные и сжиженные газы состоят из нескольких углеводородов, то образуются смешанные гидраты при полном насыщении газа парами воды и определенных соотношениях между давлением газа и его температурой.

На (рис. 5.28) представлены кривые образования гидратов природного газа в зависимости от температуры, давления и плотности газа. В зоне, расположенной левее и выше кривых, соответствующих той или иной плотности природного газа, имеются условия для образования гидратов, а в зоне правее и ниже кривых таких условий нет. Например, природный газ с плотностью $0,7 \text{ кг/м}^3$, давлением $0,8 \text{ МПа}$ и температурой -2°C (точка А) в присутствии свободной влаги образуется гидрат. Если температура газа при тех же условиях повысить до $+1^\circ\text{C}$, то гидрат будет разлагаться.

В газовые хозяйства сжиженный газ поступает с повышенным содержанием бутана. При его использовании происходит закупорка газопроводов газоконденсатными и гидратными пробками, как следствие, пониженная производительность резервуарных и баллонных установок с естественным испарением или полное прекращение подачи газа. Газоконденсатные пробки образуются при низкой температуре окружающей среды.

Конденсатообразование пропан – бутановой смесей определяется температурой конденсации их паров, зависящей от процентного содержания компонентов. Проходя по газопроводам, температура которых ниже температуры конденсации, приведенной в табл. 5.7., паровая фаза пропан – бутановой смеси охлаждается и при достижении температуры конденсации в газе появляются взвешенные капельки жидкости, число которых непрерывно растет и приводит к образованию конденсата. Наличие в газопроводах контр уклонов способствует образованию гидравлических пробок и прекращению газоснабжения.

Гидратные пробки возникают и при наличии в составе сжиженного газа определенного количества воды, которая, испаряясь, вместе со сжиженным газом попадает в газопровод. При низком давлении процесс гидратообразования наступает при охлаждении газа до температуры -10°C .

Дальнейшее понижение температуры интенсифицирует этот процесс.

Наиболее вероятными местами появления гидратных пробок являются вводы газопроводов на участке выхода их из земли около запорного устройства, а также регуляторы давления, установленные на резервуарных установках. Наиболее эффективными мероприятиями по предотвращению образования конденсатных пробок является замена надземных газопроводов подземными и устройство цокольных утепленных вводов.

Мероприятия, направленные на предотвращение образования газоконденсатных пробок, не исключают возможности образования гидратов при понижении температуры ниже -10°C . Чтобы исключить процесс гидратообразования, необходимо применить специальные методы и средства. К ним относятся применение тепловых спутников для поддержания положительных температур транспортируемого газа. Для предупреждения образования гидратов в регулирующей аппаратуре, устанавливаемой на резервуарных установках сжиженного газа, рекомендуется в сжиженный газ добавлять метанол.

Ликвидация гидратной пробки в регуляторе производится путем его обогрева с помощью средств, исключающих применение открытого огня. Об устранении гидратной пробки в регуляторе свидетельствует появление давления в газопроводе низкого давления. Наличие пробок на участке газопровода низкого давления, проверяется измерение давления перед краном с помощью U-образного манометра.

При отсутствии давления на вводе необходимо при закрытом общем кране освободить конденсатосборник от конденсата с помощью вакуумных установок или ручных насосов. По окончании работ по удалению конденсата закрывают кран на стояке конденсатосборника, отсоединяют шланг и заворачивают глухую пробку. Если после удаления конденсата из конденсатосборника, давление газа перед общим краном на вводе в здание отсутствует, это свидетельствует о наличии гидратной пробки, которая удаляется путем отогрева газопровода.

Таблица 5.7

Зависимость температуры конденсации от содержания, пропана
и бутана в смеси

Содержание пропана в пропан- бутановой смеси, %	Температура конденсации, °С	Содержание пропана в пропан- бутановой смеси, %	Температура конденсации, °С
100	-42	40	-17
90	-38	30	-13
80	-34	20	-8
70	-30	10	-4
60	-25	0	+0,5
50	-21		

VIII.8. Организация работы по пуску газа.

Перед пуском газа производят контрольную опрессовку подключаемых газопроводов воздухом давлением 20 кПа (200 мм.вод.ст.) независимо от рабочего давления в газопроводе. Падение давления при контрольной опрессовке не должно превышать 0,1 кПа (10 мм.вод.ст.) за 1 час.

Оборудование и газопроводы в ГРП подвергают контрольной опрессовке давлением воздуха, равным 10 кПа (100 мм.вод.ст.). Падение давления при этом не должно превышать 0,6 кПа (60 мм.вод.ст.) за 1 час.

После контрольной опрессовки проводят продувку газом подключаемых газопроводов, оборудования и газопровод в ГРП через продувочные свечи, установленные в ГРП, на конденсатосборниках и в конечных точках газопроводов. Продувочные свечи на подземных газопроводах должны быть высотой не менее 3м от поверхности земли. В свечи ввариваются патрубки с кранами и штуцерами на высоте 1,5 м от поверхности земли для отбора проб газа. В ГРП продувки осуществляют последовательно: до ГРП, в ГРП, после ГРП. Каждая операция проводится самостоятельно.

Продувку подземных газопроводов среднего и высокого давлений осуществляют давлением газа не более 0,1 Мпа (1 кг/м³), газопроводов низкого давления – давлением газа, не превышающим рабочее. Продувка газом осуществляют до полного вытеснения воздуха из газопровода. Окончание продувки определяют путем анализа на содержание кислорода в газе, которое не должно превышать 1%. После окончания продувки давление в газопроводе снижают до 0,4÷1,5 кПа (40÷50 мм.вод.ст.) и демонтируют продувочные свечи.

Пуск газа в газопроводы и внутридомовое газовое оборудование является газоопасной работой. Контрольную опрессовку газопровода с подключенными газовыми приборами производят воздухом давлением 5 кПа (500 мм.вод.ст.). продувку газопровода газом производят только при получении положительных результатов опрессовки.

Закрывают краны на стояках и опусках к газовым приборам. Открывают запорное устройство на вводе и проверяют на герметичность места соединения внутреннего газопровода с вводом. При положительных результатах этой проверки начинают продувку газопроводов.

Сначала продувают наиболее удаленный стояк от ввода. Выпуск газозвдушной смеси осуществляют с помощью резинового шланга, присоединяемого к соплу горелки

газового прибора, наиболее удаленного от ввода. Резиновый шланг через окно выводят на улицу.

Окончание продувки определяют путем анализа на наличие кислорода, содержание которого в газе не должно превышать 1%, или путем сжигания отбираемых проб, сгорание которых при пропуске через мыльную эмульсию должно происходить спокойно, без хлопков. Продувка остальных стояков выполняется в такой же последовательности.

По окончании продувки проверяют манометром давление газа на газовых приборах, которое должно соответствовать допустимому для их нормальной работы. Затем поочередно разжигают горелки газовых приборов и регулируют горение газа на всех горелках, проверяют и регулируют работу автоматики безопасности, контролируют герметичность всех соединений мыльной эмульсией или приборами.

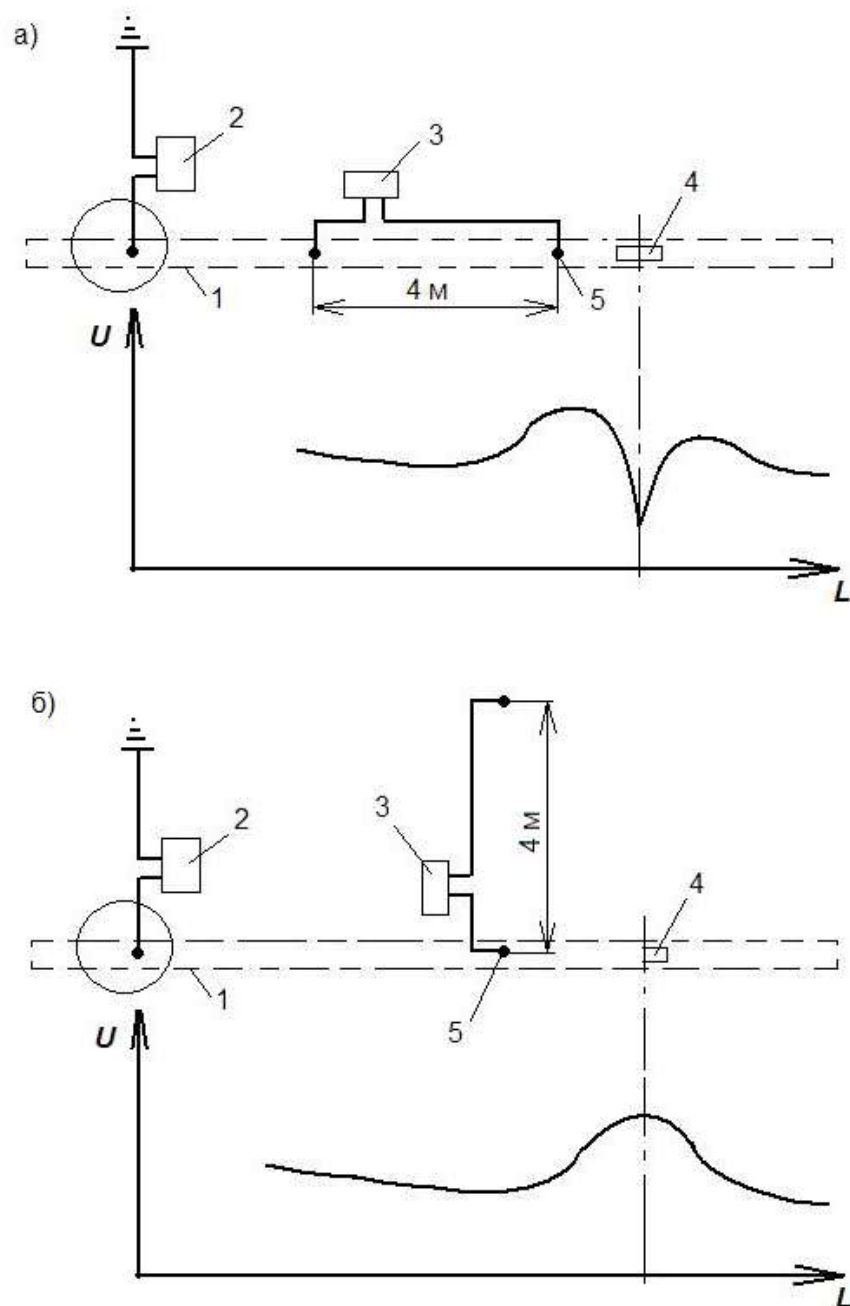


Рис.1.2. Определение мест повреждений изоляции при параллельном (а) и перпендикулярном (б) расположении электродов. 1 – газопровод; 2 – генератор; 3 – приемник; 4 – место повреждения изоляции; 5 – электрод (операторы).

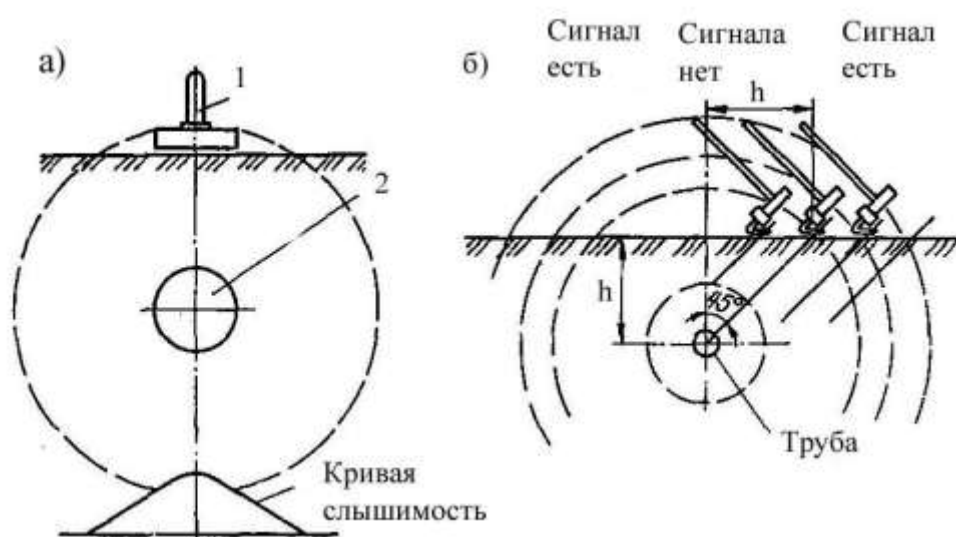


Рис. 1.3. Определение местонахождения (а) и глубины заложения (б) газопровода с помощью аппаратуры АНПИ.
1 – катушка поискового контура; 2 – газопровод.

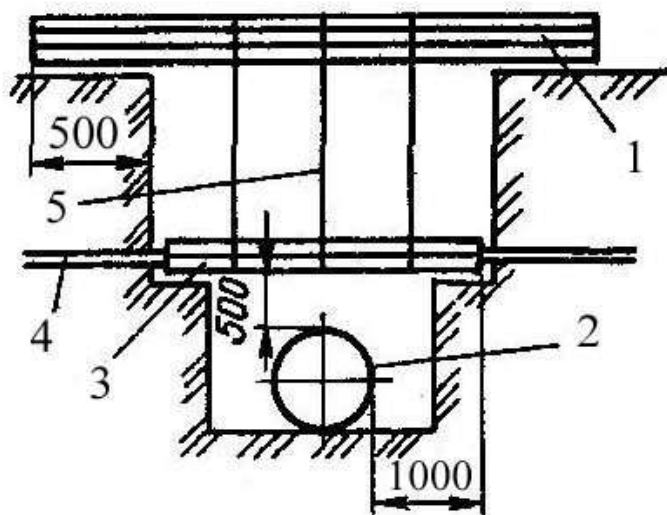


Рис.3.2. Защита пересекаемого кабеля.
 1- деревянный брус; 2 – прокладываемый газопровод;
 3 – футляр; 4 – кабель; 5 – подвеска.

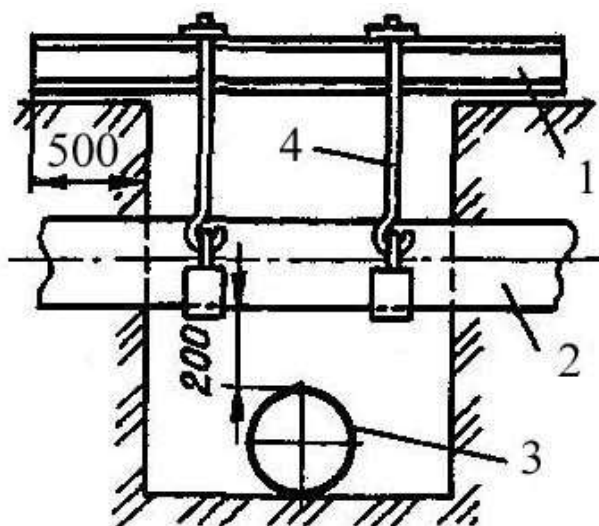


Рис.3.3. Защита пересекаемых трубопроводов.

1- деревянный или металлический брус; 2 – трубопровод; 3 -
прокладываемый газопровод; 4 – стальные подвески.

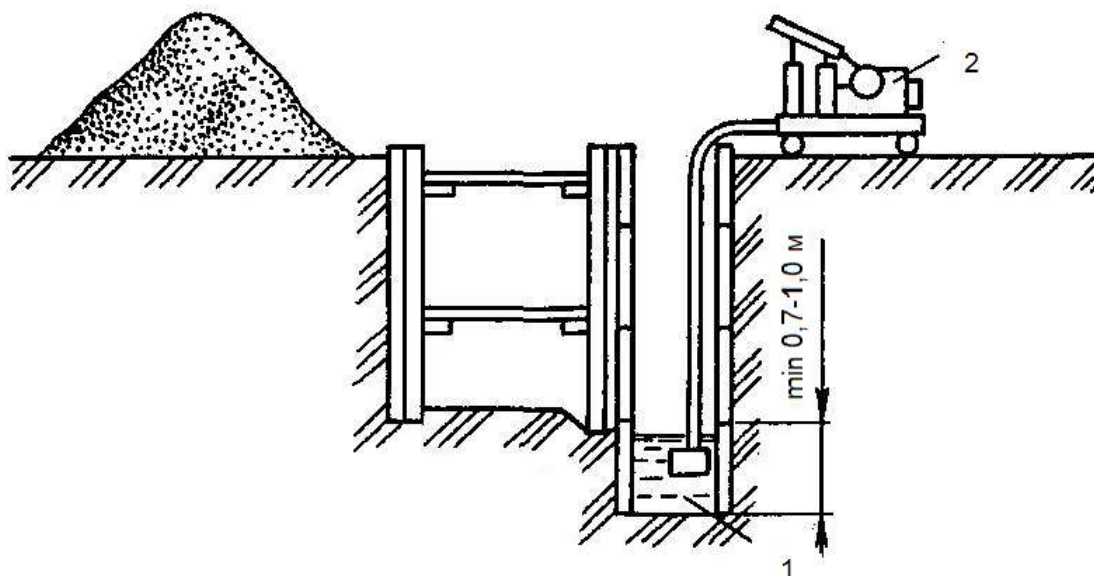


Рис.3.5. Схема организации работ по открытому водоотливу.
1 – насос; 2 – приемный колодец.

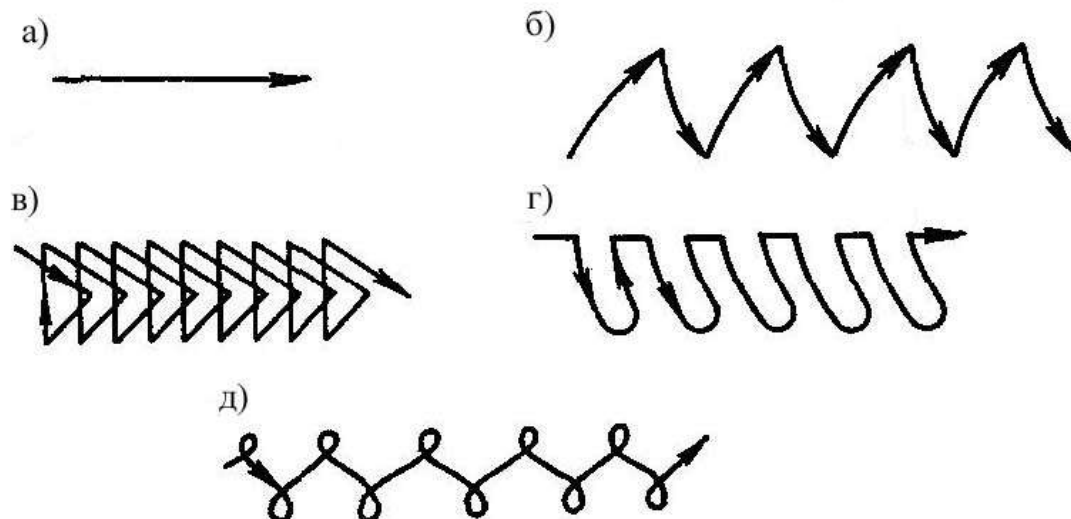


Рис. 3.10. Способы электродуговой сварки.

- а – прямоугольное движение электрода без поперечных колебаний;
 б – движения электрода, используемые для увеличения ширины шва;
 в – движения электрода, способствующие усиленному прогреву кромок и
 корня шва; г – движения электрода, обеспечивающие усиленный прогрев
 обеих кромок;
 д – петлеобразные движения, способствующие хорошему прогреву
 кромок.

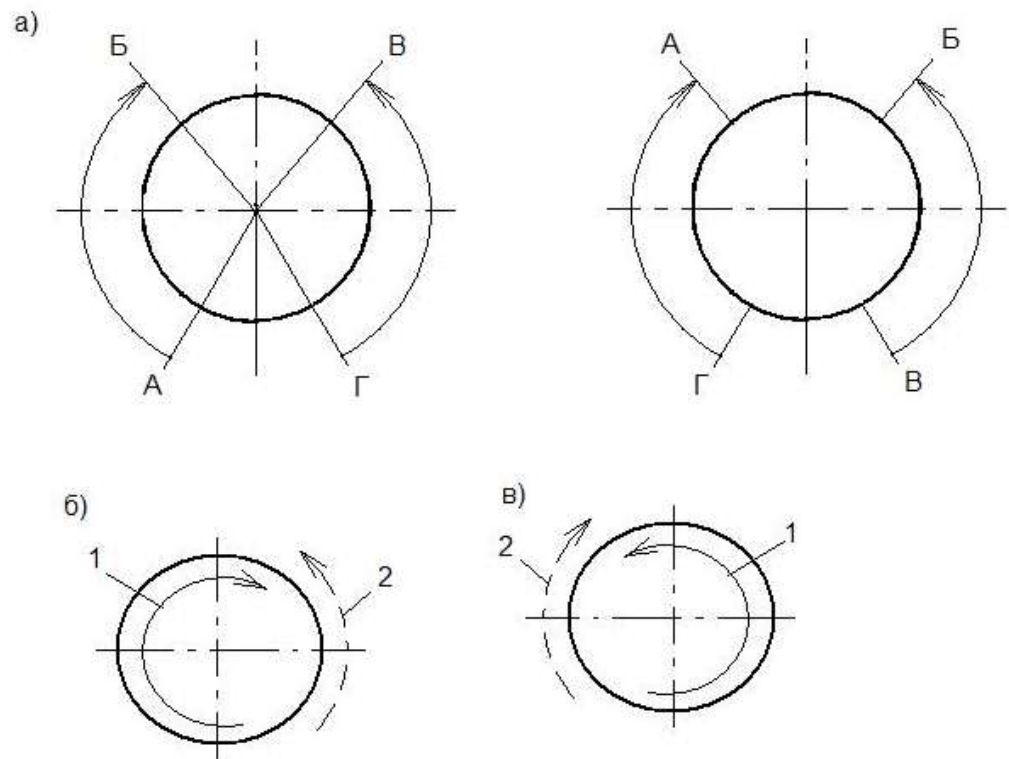


Рис. 3.11. Сварка поворотных стыков газопроводов.
1 – направление сварки; 2 – направление вращения свариваемой плети.

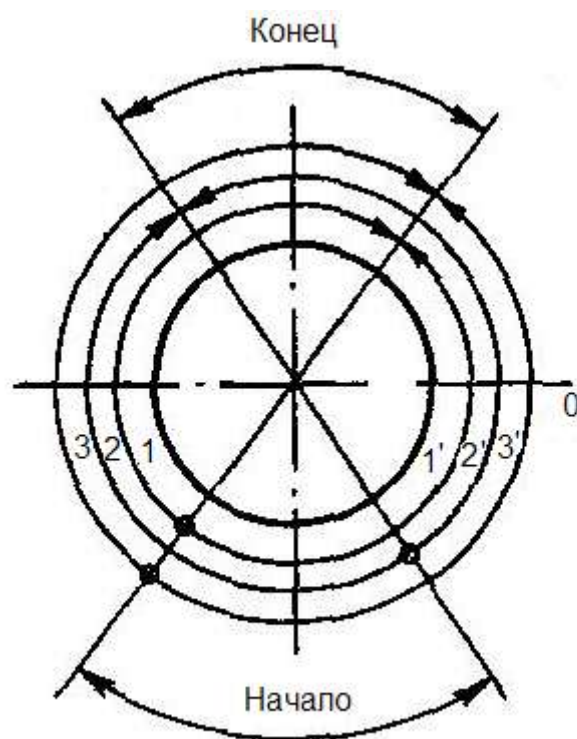


Рис. 3.12. Сварка неповоротных стыков газопроводов.

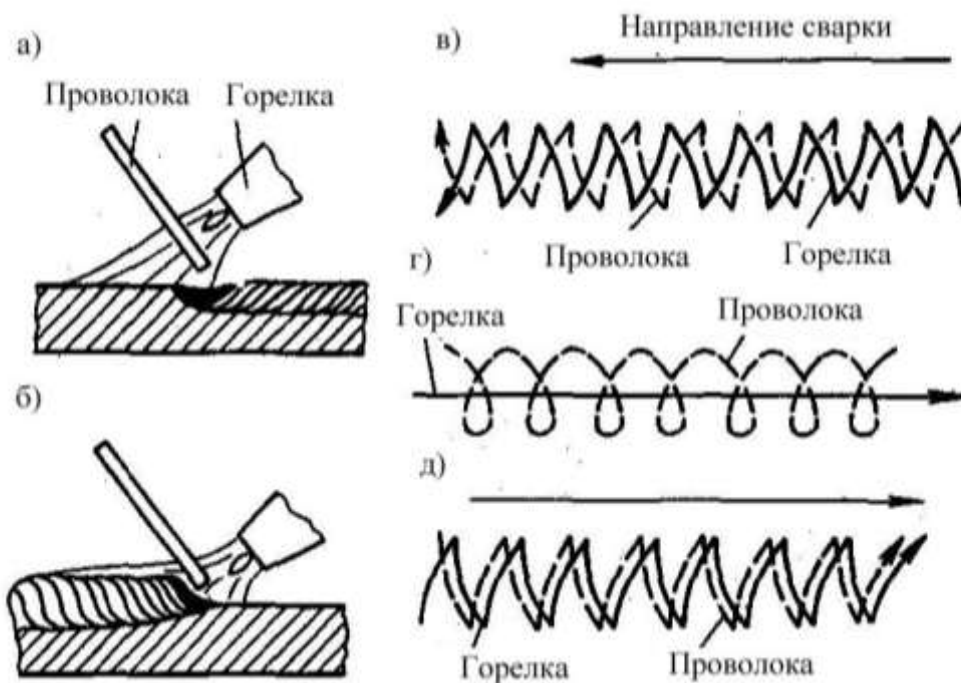


Рис. 3.14. Способы газовой сварки.
а – левый; б – правый; в – траектории движения сварочной проволоки и горелки при левом способе; г и д – то же, при правом способе.

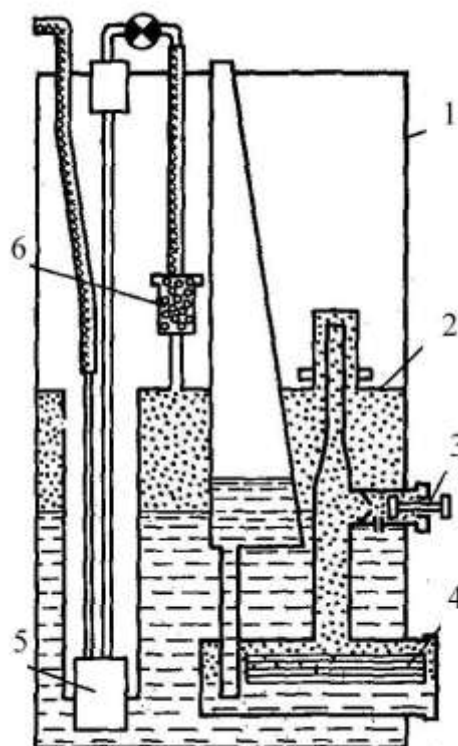


Рис. 3.15. Схема передвижного ацетиленового генератора АНВ – 1,25.

1 – корпус; 2 – перегородка; 3 – кран; 4 – загрузочная корзина; 5 – водяной предохранительный затвор; 6 – осушитель.

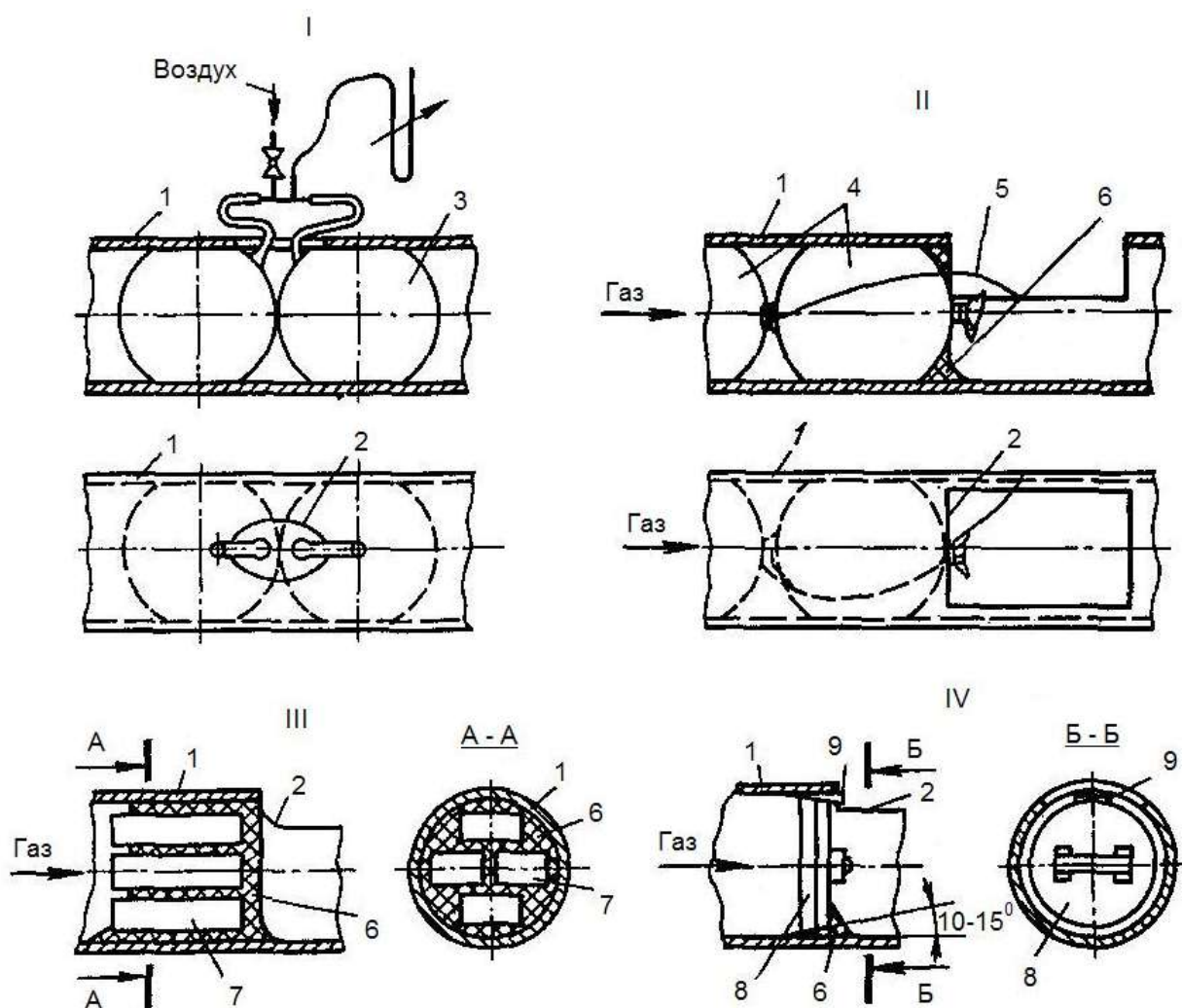


Рис. 5.1. Устройство для временного перекрытия газопровода.

I – схема установки резиновых камер; II – глиняная перемычка; III – кирпичная стенка; IV – установка деревянного диска. 1 – газопровод; 2 – окно в газопроводе; 3 – камеры резиновые; 4 – мешки с мятой мокрой глиной; 5 – шнур; 6 – обмазка глиняная; 7 – кирпичи; 8 – диск деревянный; 9 – клин деревянный.

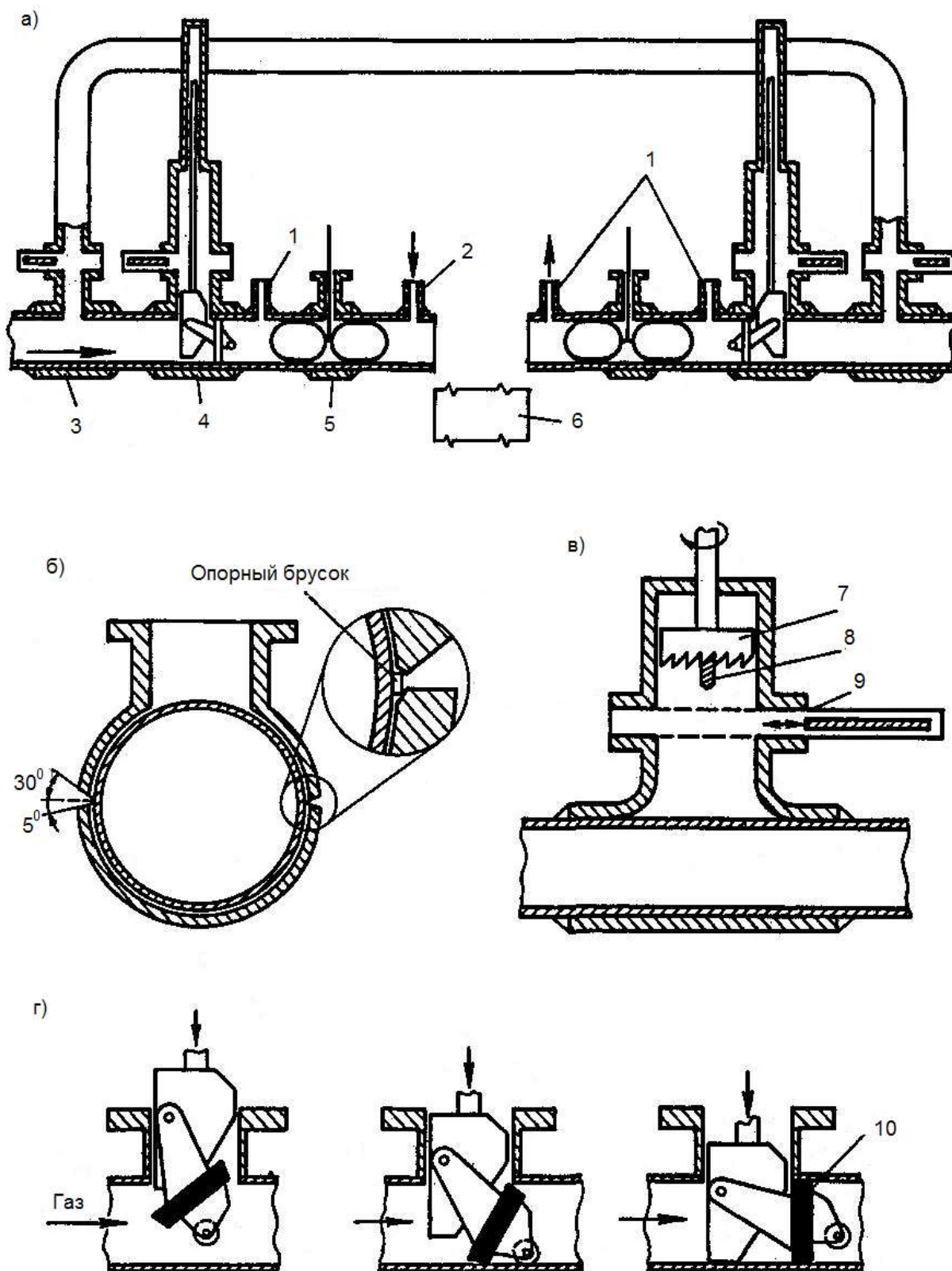


Рис. 5.2. Отключение участка газопровода.

а – схема операции; б – сварка тройника; в – устройство для вырезания отверстия; г – действие стопорного устройства. 1 – «свеча»; 2 – патрубок для продувки воздухом; 3-5 – тройники для перепускной линии стопорного устройства и надувных камер; 6 – участок ремонтируемого газопровода; 7 – фреза; 8 – направляющее сверло; 9 – задвижка; 10 – уплотнение.

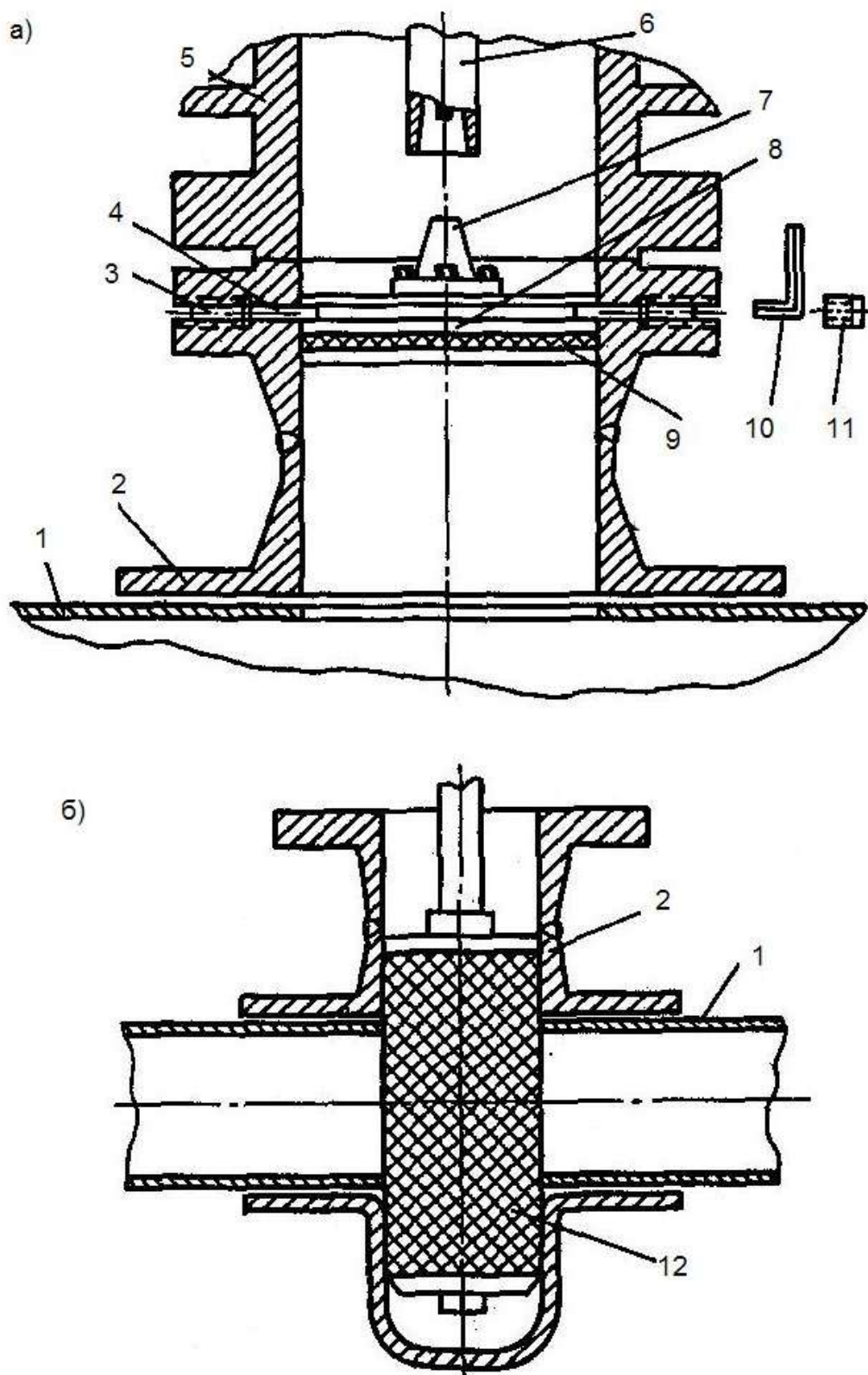


Рис. 5.3. Устройство для перекрытия сечения труб.

а – заглушка фланцевая; б – пробка цилиндрическая вертикальная. 1 – газопровод;
 2 – тройник, верхняя часть; 3 – толкатель; 4 – пластины упорные сегментные;
 5 – задвижка; 6 – штанга; 7 – держатель заглушки съемный; 8, 11 – заглушки;
 9 – кольцо уплотнительное; 10 – ключ для вворачивания упоров; 12 – пробка.

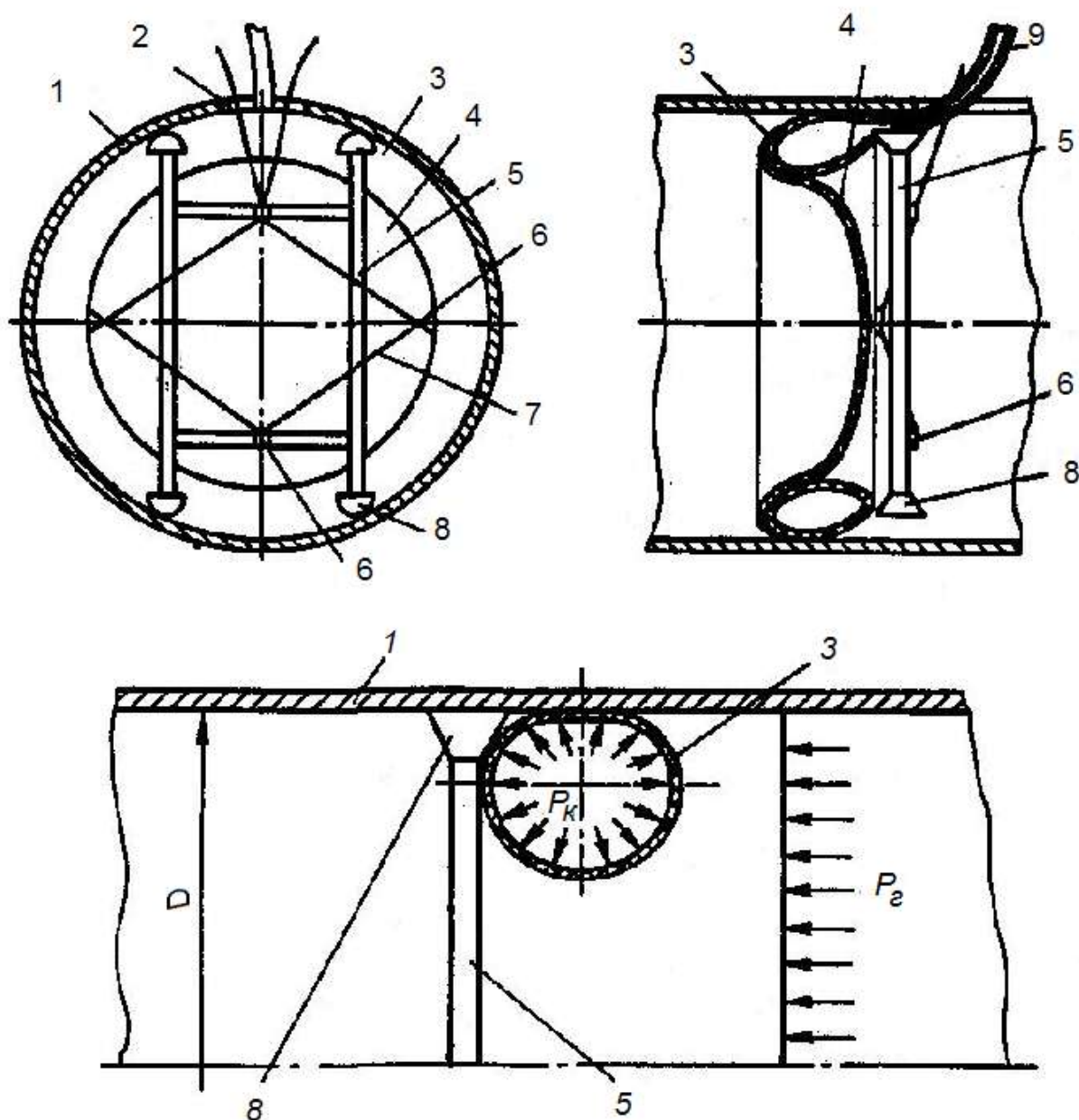


Рис. 5.5. Устройство для перекрытия газопровода.

1 – газопровод; 2 – отверстие в газопроводе для ввода устройства; 3 – камера кольцевая эластичная; 4 – перегородка; 5 – каркас; 6 – проушины; 7 – трос;

8 – штыри опорные; 9 – шланг для наполнения камеры.

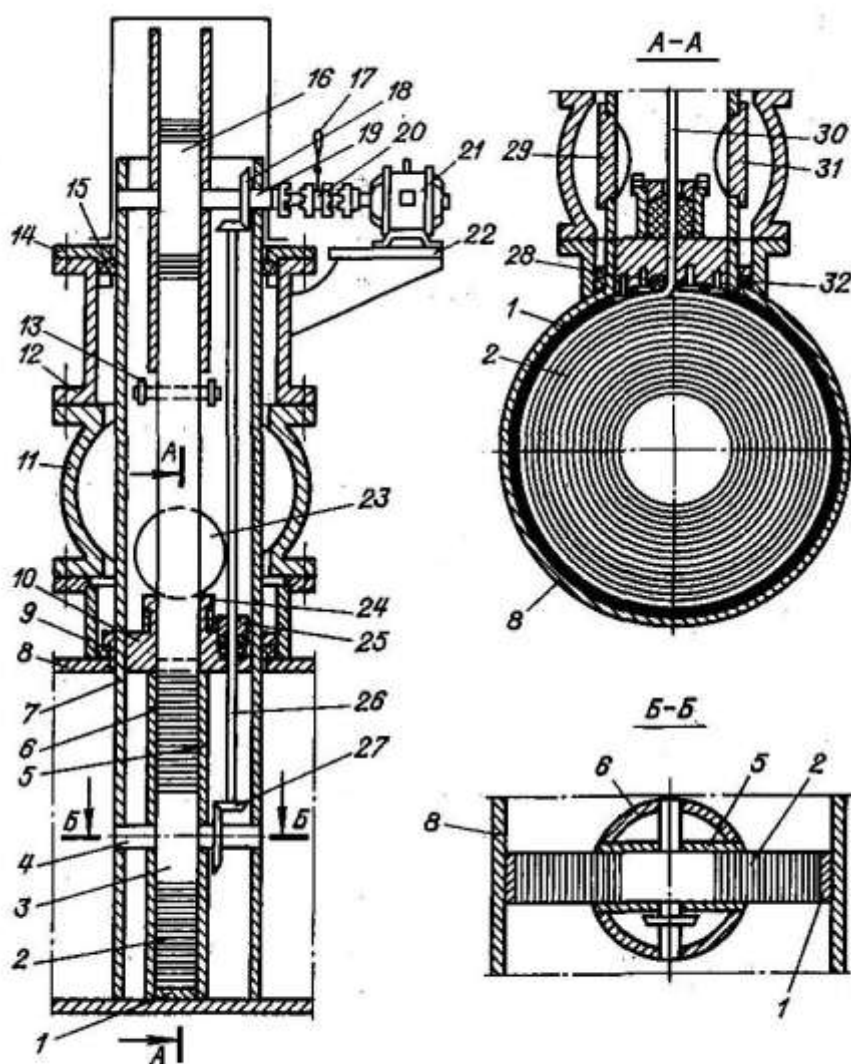


Рис. 5.6. Устройство для аварийной отсечки газопровода.

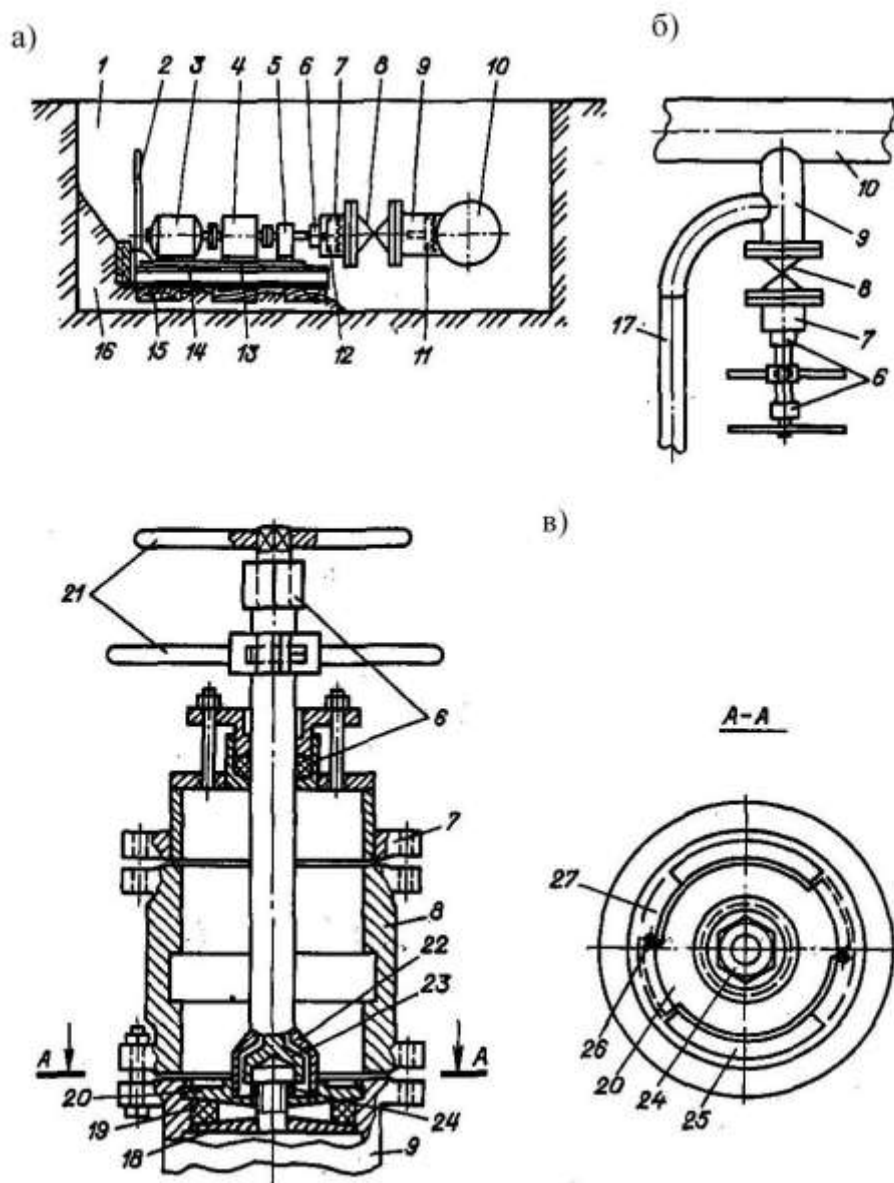


Рис. 5.7. Присоединение ответвления к действующему газопроводу с использованием задвижки.

а – общий вид установки; б – присоединение с последующим снятием задвижки; в – заглушки для перекрытия патрубка. 1 – котлован; 2 – рычаг подачи; 3 – электрический двигатель; 4 – редуктор; 5 – опора вала; 6 – сальник; 7 – крышка; 8 – задвижка; 9 – патрубок; 10 – газопровод действующий; 11-12 – положение фрезы рабочее, начальное и конечное; 13 – рама; 14 – направляющие; 15 – бруски деревянные; 16 – подсыпка; 17 – ответвление, присоединяемое к действующему газопроводу; 18, 20 – диски; 19 – прокладка эластичная; 21 – рукоятка; 22 – шток; 23 – торцевой ключ; 24 – гайка; 25 – выточка; 26 – штифт; 27 – канавка кольцевая.

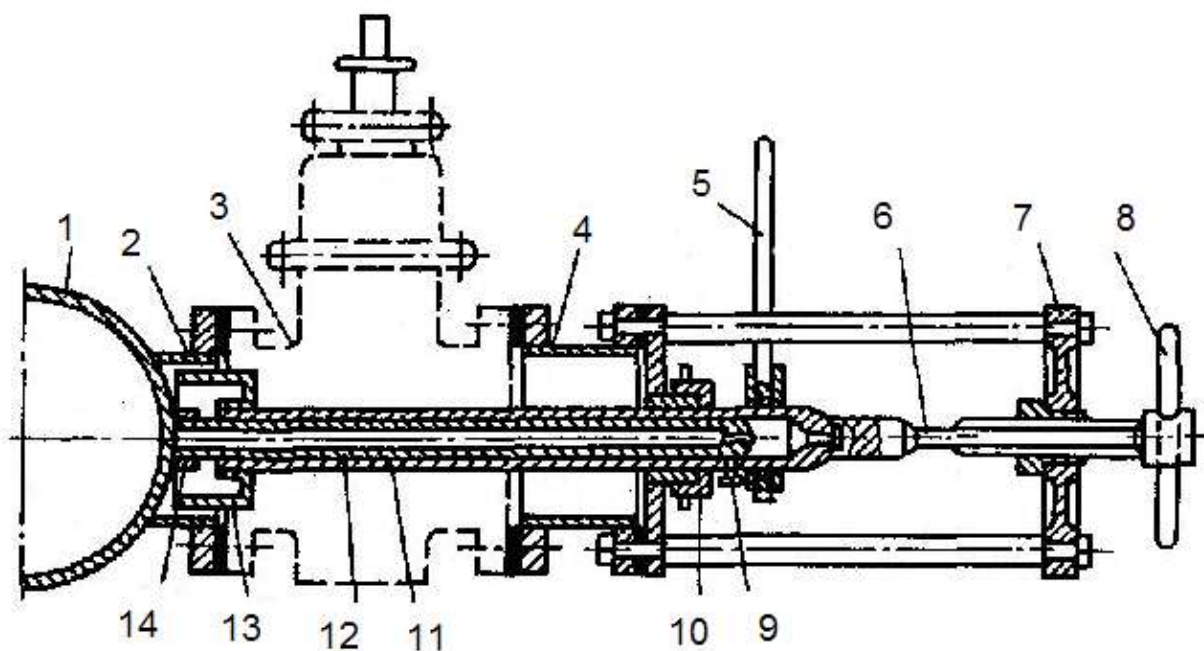


Рис. 5.8. Приспособление с ручным приводом для подключения ответвлений к действующим газопроводам высокого и низкого давления.

1 – газопровод действующий; 2 – патрубок соединительный; 3 – задвижка;
 4 – камера; 5, 8 – рукоятки; 6 – винт нажимной; 7 – упор; 9 – болт стопорный;
 10 – сальник; 11 – шпindelь полый; 12 – штанга; 13 – фреза; 14 – муфта.

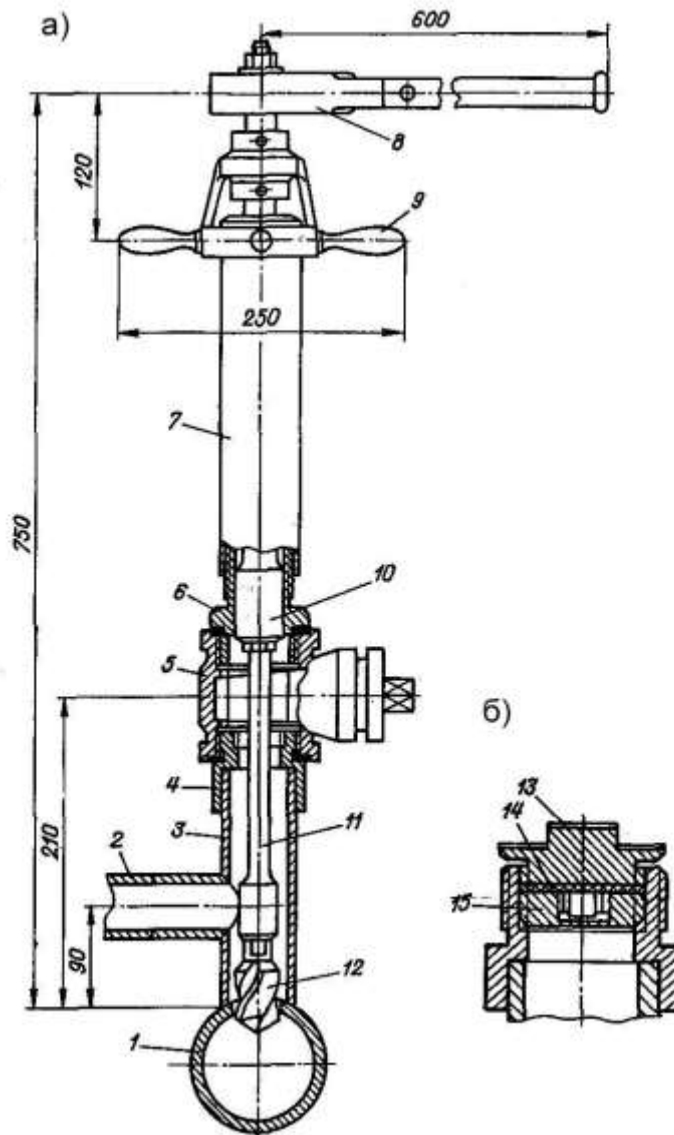


Рис. 5.9. Механизм для присоединения ответвлений малых диаметров к действующим газопроводам высокого давления.

1 – газопровод; 2 – ответвление; 3 – патрубок соединений; 4 – муфта; 5 – кран; 6 – стойка цилиндрическая; 7 – стакан; 8 – рычаг; 9 – рукоятка; 10 – направляющая; 11 – шпindel; 12 – сверло; 13 – пробка; 14 – прокладка; 15 – упор.

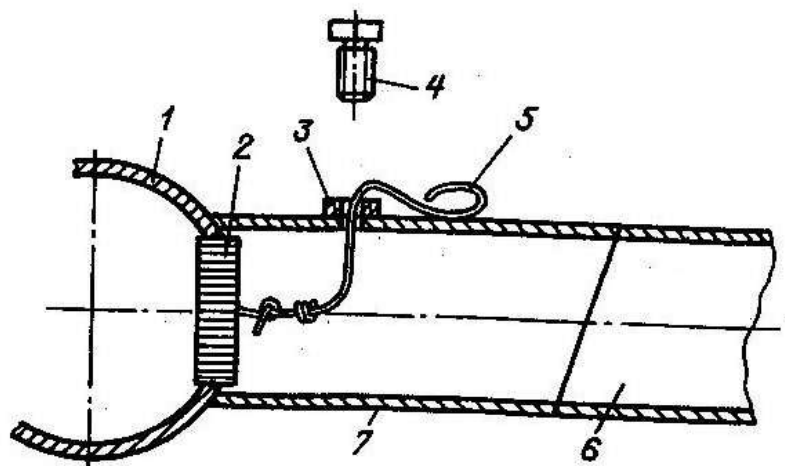


Рис. 5.12. Присоединение ответвлений с использованием специального «кляпа».

1 – газопровод низкого давления действующий; 2 – «кляп»; 3 – гайка; 4 – болт; 5 – поводок стальной; 6 – ответвление газопровода; 7 – патрубок присоединительный.

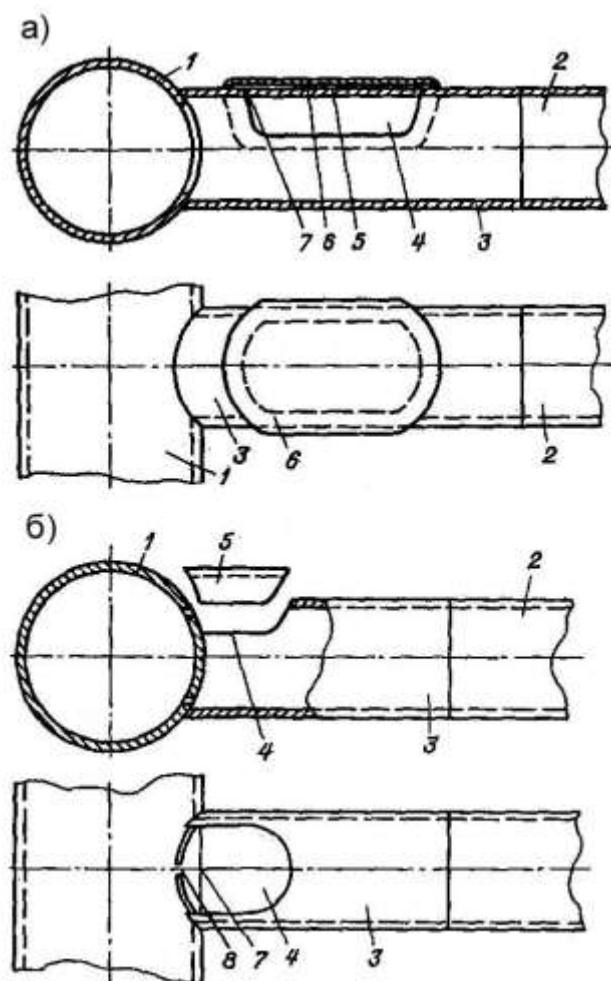


Рис. 5.13. Схемы узлов присоединения ответвлений.

а – «окно» в сторону от конца соединительного патрубка; б – «окно» на конце соединительного патрубка. 1 – газопровод действующий; 2 – ответвление; 3 – патрубок соединительный; 4 – «окно» в патрубке; 5 – козырек; 6 – накладка; 7 – прокладка асбестовая; 8 – щель.

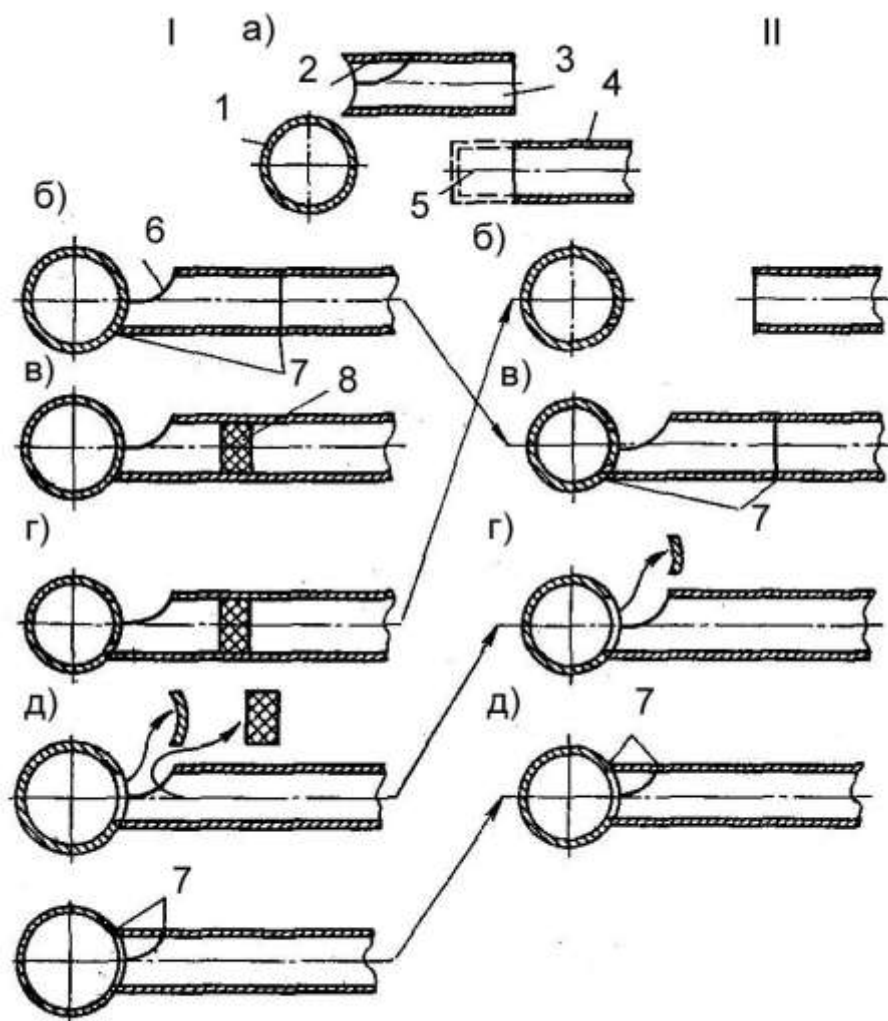


Рис. 5.15. Техническая последовательность операций присоединения ответвлений к действующему газопроводу низкого давления.

- I – при вырезке отверстия через окно приваренного соединительного патрубка: а – отрезка конца присоединяемого ответвления, подгонка соединительного патрубка, вырезка козырька; б – приваривание соединительного патрубка; в – установка перемычки; г – вырезка кольцевого отверстия в действующем газопроводе; д – удаление перемычки вырезанного диска; е – заваривание окна в соединительном патрубке;
- II – то же, до приваривания соединительного патрубка: а – то же, что и в I; б – вырезка кольцевого отверстия в действующем газопроводе; в – приваривание соединительного патрубка; г – удаление вырезанного диска; д – заваривание окна в соединительном патрубке.
- 1 – действующий газопровод; 2 – козырек; 3 – соединительный патрубок; 4 – присоединяемое ответвление; 5 – отрезаемый конец присоединяемого ответвления; 6 – окна в соединительном патрубке; 7 – сварные швы; 8 – перемычка.

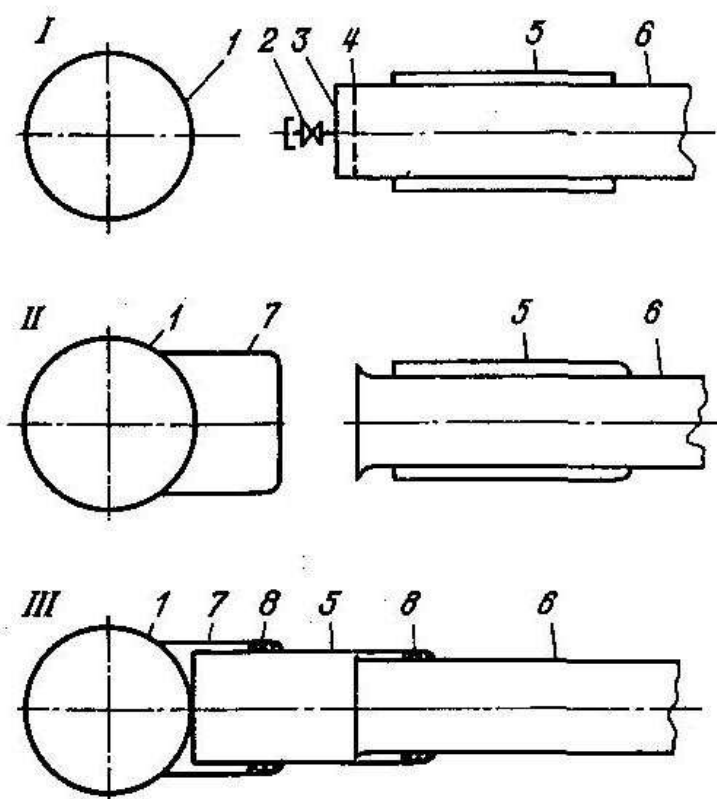


Рис. 5.17. Телескопический способ присоединения ответвлений к действующим газопроводам низкого давления.

I – исходное положение деталей узла присоединения; II – промежуточное положение (установка подвижной муфты и приварка соединительного патрубка);

III – окончательное положение. 1 – действующий газопровод; 2 – штуцер для закачивания воздуха и измерения его давления при испытаниях газопровода; 3 – заглушка; 4 – линия среза заглушки газопровода; 5 – подвижная муфта; 6 – присоединяемый газопровод; 7 – присоединяемый патрубок; 8 – набивка из асбестового шнура.

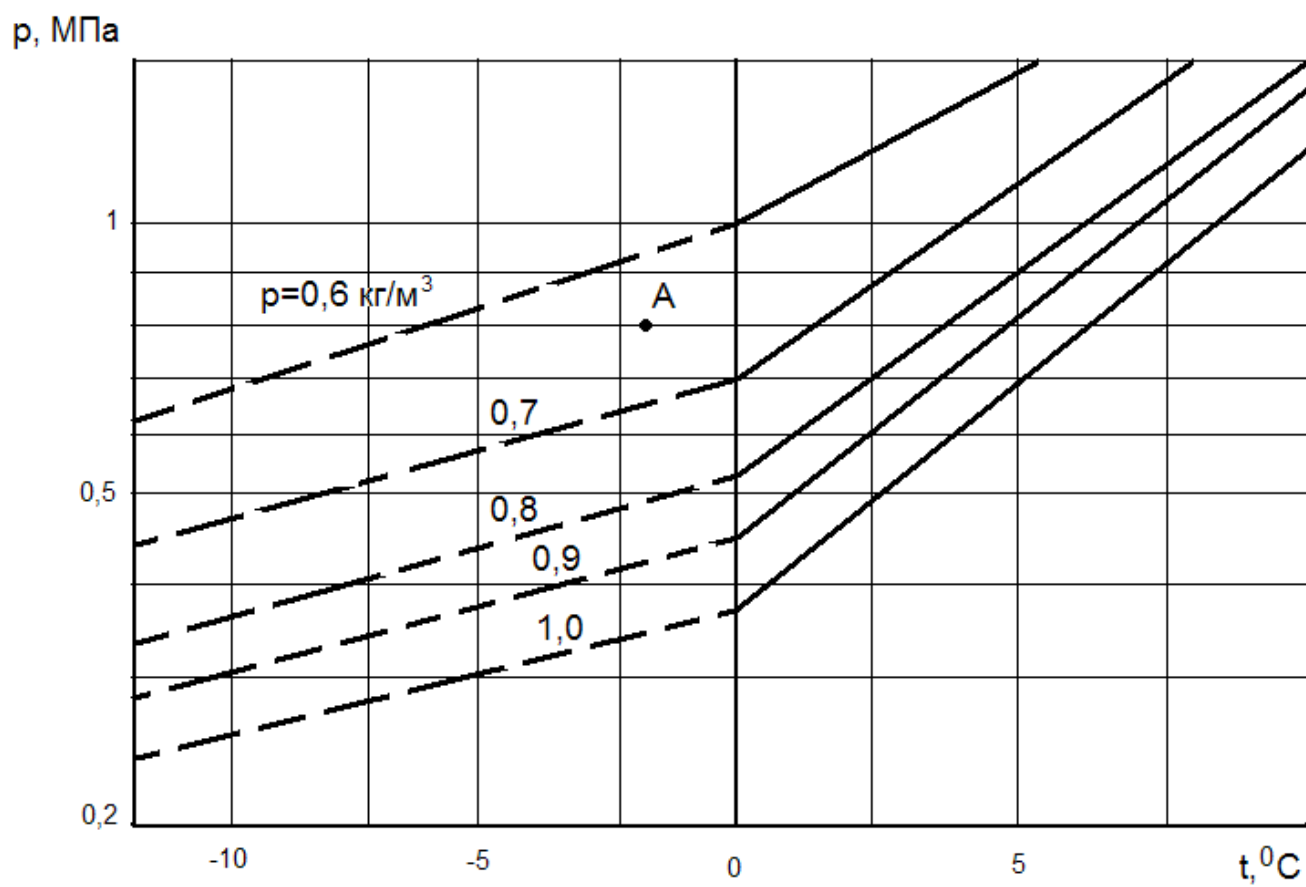


Рис. 5.28. График образования гидратов природного газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Баясанов Д.Б., Ионии А. А. Распределительные системы газоснабжения. - М.: Стройиздат, 1997г.
2. Берхман Е.И. Экономика систем газоснабжения. - М.: Недра, 1975г.
3. Борисов С.Я., Даточный В. В. Гидравлический расчет газопроводов. -
М.: Недра, 1972г.
4. Борщов Д. Я. Эксплуатация отопительной котельной на газообразном топливе. - М.: Стройиздат, 1988г.
5. Газовое оборудование, приборы и арматура / Под ред. Н. И. Рябцева. - М.: Недра, 1985г.
6. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. Учебник для начального профессионального образования. - М.: Издательский центр Академия, 2003г.
7. Газорегуляторные пункты и установки / Под ред. В. А. Жилы, И. В. Мещанинова, О. В. Платонова. - М.: ЗАО «Полимергаз», 2000г.
8. Гордюхин А. И. Газовые сети и установки. - М.: Стройиздат, 1978г.
9. Дятлов В.А. Обслуживание и эксплуатация линейной части магистральных газопроводов. Учебник для профтехобразования. - М.: Недра, 1984г.
10. ГОСТ 11.032-90. Аппараты водонагревательные емкостные газовые бытовые. Технические условия.
11. ГОСТ 9.544-93. Арматура трубопроводная запорная. Нормы герметичности затворов.
12. ГОСТ 21.204-97. Горелки газовые и промышленные. Общие

технические условия.

13. ГОСТ 10.194-91. Задвижки клиновые с выдвижным шпигелем стальные на $P_y = 1,6$ до 4,0 МПа. Технические условия.
14. ГОСТ 9.701 - 90. Клапаны регулирующие диафрагмовые и шланговые. Основные параметры.
15. ГОСТ 10.798 - 95. Плиты газовые бытовые. Общие технические условия.
16. ГОСТ 21.805 - 90. Регуляторы давления для сжиженных углеводородных газов на P_y до 1,6 МПа. Технические условия.
17. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям. - М.: Госэнергоиздат, 1960г.
18. Иония А. А, Газоснабжение. - М.: Стройиздат, 1989г.
19. Ионин А.А. Основы расчета эжекционных газовых горелок. - М.: Гостоптехиздат, 1963г.
20. Яссерлик А С. Основы сжигания газового топлива. - Л.: Недра, 1980г.
21. Кряшев Б. Г., Дудин И. В., Мерлин А. Е. Справочник для работников газовых служб в сельском хозяйстве. - М.: Недра, 1986г.
22. Кязимов К. Г. Справочник газовика. - М.: Высш. шк.: Изд. центр «Академия», 2000 г.
23. Левин А. М. Принципы рационального сжигания. -Л.: Недра, 1977г.
22., Михеев В. П., Медников Ю. П. Сжигание природного газа. - Л.: Недра, 1975г.
24. Пешехонов Н. И. Проектирование газоснабжения. - Киев: Будивельник, 1970г.
25. Порядок выбора и расчет регуляторов давления газа, предохранительных устройств, фильтров для ГРП, ГРУ, РД-3-8-90. - Саратов: ГипроНИИГАЗ, 1990г.
26. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. - М.: Госгортехнадзор, 1989г.

27. Преображенский Н.И. Сжиженные углеводородные газы. - Л.: Недра, 1975г.
28. Равич М.Б. Газ и его применение в народном хозяйстве. - М.: Наука, 1974г.
29. РД 50-213-80. Правила измерения расхода газов и жидкостей стандартными сужающими устройствами. — М.: Изд-во стандартов, 1982г.
30. Рогозин А. С. Справочное руководство по бытовой газовой аппаратуре. - Л.: Недра, 1995г.
31. Рябцев Я. И., Кряжев Б. Г. Сжиженные углеводородные газы. - М.: Недра, 1977г.
32. Сборник руководящих материалов по защите городских подземных трубопроводов от коррозии. - Л.: Недра, 1987г.
33. Скафтымов Н. А. Основы газоснабжения. - Л.: Недра, 1975г.
34. Спейшер В. А., Горбаченко А. Д. Повышение эффективности использования газа и мазута в энергетических установках. - М.: Энергия, 1974г.
35. Справочник эксплуатационника газифицированных котельных / Под ред. Е.Б.Столпера. - Л.: Недра, 1988г.
36. Соколов Б.А., Котельные установки и эксплуатация. Учебник для начального проф.образования. – М.: Издательский центр Академия, 2005г.
37. Соколов Б.А., Устройство и эксплуатация оборудования газомазутных котельных. Учебник пособие для начального проф.образования. – М.: Издательский центр Академия, 2007г.
38. Старое В.Ю. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию для студентов специальности 2907 «Теплогазоснабжение и вентиляция». Расчет на ЭВМ годовых и часовых расходов газа в городе. - М., 1990г.

39. Стаскевич Я.Л., Вигдорчик Д. Я. Справочник по сжиженным углеводородным газам. - Л.: Недра, 1986г.
40. Стаскевич Я.Л., Вигдорчик Д. Я., Северинец Г.Я. Справочник по газоснабжению и использованию газа. - Л.: Недра, 1990г.
41. Чепель В.М., Щур И. А. Сжигание газов в топках котлов и печей и обслуживание газового хозяйства предприятий. - 7-е изд., перераб. и доп. - Л.: Недра, 1980г.
42. Щукин А.А. Промышленные печи и газовое хозяйство заводов. - М.: Энергия, 1975г.
43. Щур И. А. Газорегуляторные пункты и установки. — Л.: Недра, 1985г.
44. Щур И. А. Средства повышения безопасности работы газифицированных котельных. - Л.: Недра, 1978г.
45. Фастов Л.М., Ширяев В.В. «Ремонтные работы на городских газопроводах». — Л.: Недра, 1989г. (Библиотека мастера газового хозяйства).
46. Эстеркин Р. И. Промышленные парогенерирующие установки. -Л.: Энергия, 1980г.