

# ГАЗОВЫЕ СЕТИ И УСТАНОВКИ

Лекция №1



# ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ. СВОЙСТВА ГАЗОВ

Газовые сети и установки.

Лекция №1

# ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ И ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА

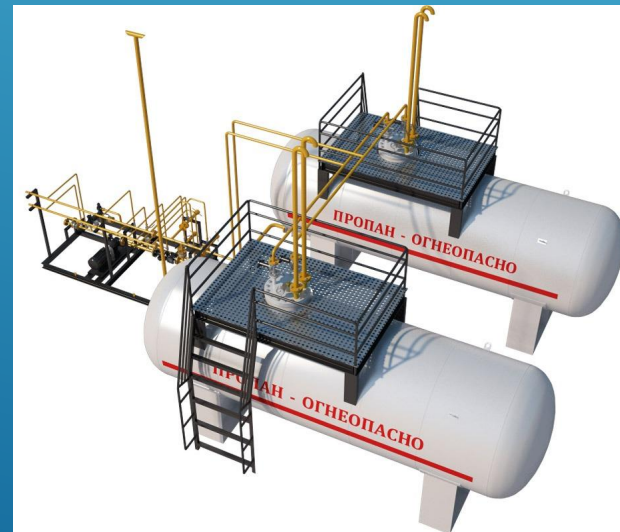


Система газоснабжения городов и населенных пунктов состоит из источников газоснабжения, газораспределительной сети и внутреннего оборудования.

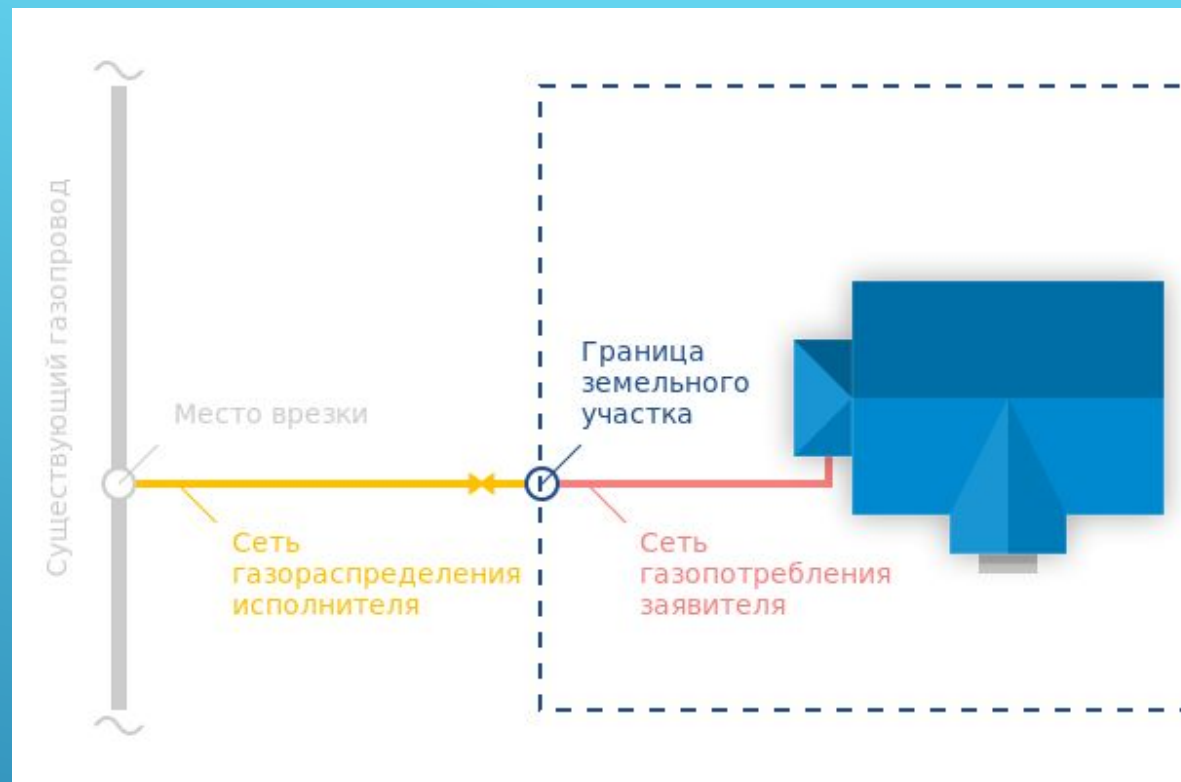
**Газораспределительная система** (ГОСТ Р 53865-2010 «Системы газораспределительные. Термины и определения») - имущественный производственный комплекс, состоящий из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно потребителям.

**Источник газа** (ГОСТ Р 53865-2010) – элемент системы газоснабжения, предназначенный для подачи газа в сеть газораспределения.

К источникам газа относят: газораспределительные станции, пункты замера расхода газа, пункты редуцирования газа, контрольно-распределительные пункты, резервуарные установки сжиженных углеводородных газов, групповые баллонные установки сжиженных углеводородных газов и т.п.



**Сеть газораспределения (газораспределительная сеть)** - технологический комплекс, состоящий из распределительных газопроводов, газопроводов-вводов, сооружений, технических устройств.

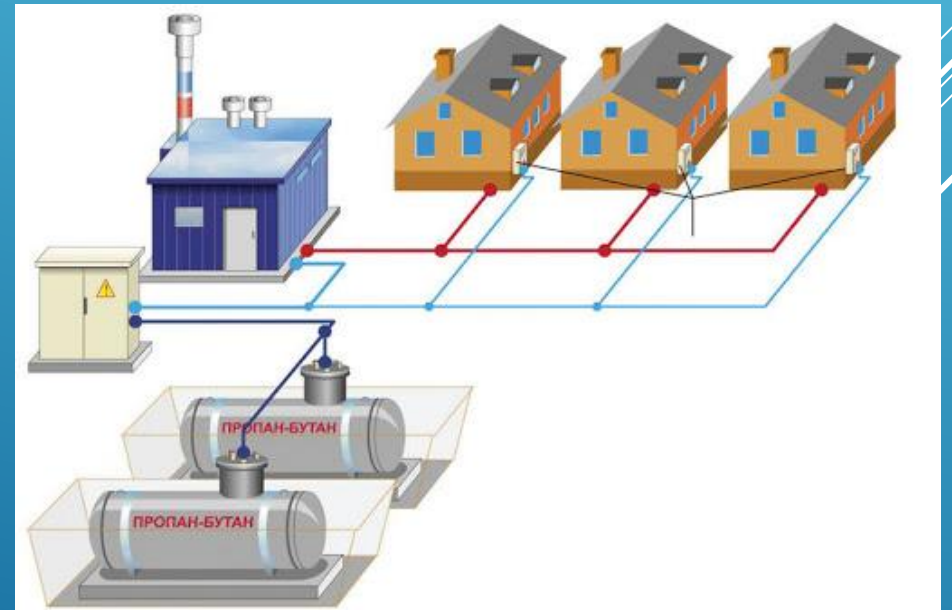


**Распределительный газопровод** – газопровод, проложенный от источника газа до места присоединения газопровода-ввода.


**Газопровод-ввод** – газопровод, проложенный от места присоединения к распределительному газопроводу до сети газопотребления.

Современные распределительные системы газоснабжения представляют собой (в зависимости от объекта) сложный комплекс сооружений, состоящий из следующих основных элементов:

- ▶ газовых сетей высокого, среднего и низкого давлений;
- ▶ газораспределительных станций (ГРС);
- ▶ газорегуляторных пунктов (ГРП) и установок (ГРУ).



## Классификация газопроводов по виду транспортируемого газа:


- ▶ Природного газа
  - ▶ Попутного нефтяного газа
  - ▶ СУГ (С3 и С4)
  - ▶ Искусственного газа
  - ▶ Сжиженного газа
  - ▶ Синтез-газа
  - ▶ Биогаза
  - ▶ Газовоздушной смеси
- 



## Классификация газопроводов по давлению:

- ▶ Низкого давления (до 0,005 МПа)
- ▶ Среднего давления (0,005 – 0,3 МПа)
- ▶ Высокого давления второй категории (0,3 – 0,6 МПа)
- ▶ Высокого давления первой категории (0,6 – 1,2 МПа для природного газа; 0,6 – 1,6 МПа для СУГ)

Классификация газопроводов по местоположению относительно точки земли:

- ▶ Подземные (подводные)
  - ▶ Надземные (Надводные)
- 
- A decorative graphic consisting of several parallel white lines of varying lengths, slanted diagonally from the bottom right towards the top right, set against a blue gradient background.


Классификация газопроводов по расположению в системе планирования городов и населенных пунктов:

- ▶ Наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые)
- ▶ Внутренние (внутрицеховые)

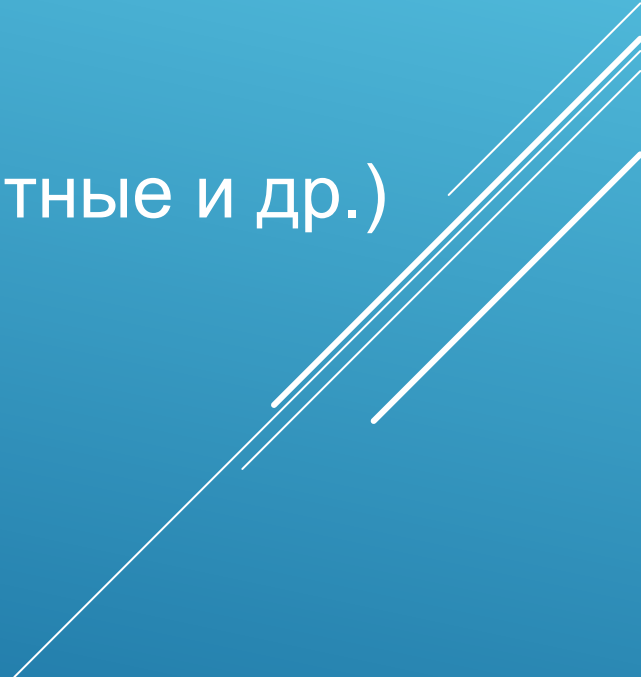
## Классификация газопроводов по назначению в системе газоснабжения:

- ▶ Городские магистральные
- ▶ Распределительные
- ▶ Вводы
- ▶ Вводные
- ▶ Импульсные
- ▶ Продувочные

## Классификация газопроводов по принципу построения:

- ▶ Кольцевые
  - ▶ Тупиковые
  - ▶ Смешанные
- 

Классификация газопроводов по материалу труб:

- ▶ Металлические (стальные, медные);
  - ▶ Неметаллические (пластмассовые, асбестоцементные и др.)
- 
- A decorative graphic consisting of several parallel white lines of varying thicknesses, slanted diagonally from the bottom right towards the top right, located in the lower right quadrant of the slide.

Основные термины и определения приведены в:

- ▶ СП 62.13330.2011\* «Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002 (с Изменениями N 1, 2, 3)»
- ▶ ГОСТ Р 53865-2019 «Системы газораспределительные. Термины и определения»
- ▶ ГОСТ 24856-2014 «Арматура трубопроводная. Термины и определения»

В соответствии с СП 62.13330 давление в газопроводах не должно превышать значений, указанных в таблице

Потребители газа, размещенные в зданиях	Давление газа, МПа
1 Исключена	
2 Производственные здания, в которых величина давления газа обусловлена требованиями производства	До 1,2 включ. (для природного газа) До 1,6 включ. (для СУГ)
3 Прочие производственные здания	До 0,6 (включ.)
4 Бытовые здания производственного назначения отдельно стоящие, пристроенные к производственным зданиям и встроенные в эти здания. Отдельно стоящие общественные здания производственного назначения	До 0,3 (включ.)
5 Административные и бытовые здания, не вошедшие в пункт 4 таблицы	До 0,005 (включ.)
6 Котельные:	
отдельно стоящие	До 0,6 (включ.)
пристроенные, встроенные и крышные производственных зданий	До 0,6 (включ.)
пристроенные, встроенные и крышные общественных, административных и бытовых зданий	До 0,005 (включ.)
пристроенные и крышные жилых зданий	До 0,005 (включ.)
7 Общественные здания (кроме зданий, установка газоиспользующего оборудования в которых не допускается) и складские помещения	до 0,005 (включ.)
8 Жилые здания	До 0,005 (включ.)



Газопроводы низкого давления служат для подачи газа в жилые и общественные здания, а также на предприятия бытового обслуживания.

Газопроводы среднего и высокого (II категории) давления служат для питания городских распределительных сетей низкого и среднего давления через ПРГ, а также для подачи газа в газопроводы промышленных и коммунальных предприятий.

Городские газопроводы высокого (I категории) давления являются основными для газоснабжения крупных городов. По ним газ подают через ПРГ в сети среднего и высокого давления, а также промышленным предприятиям, нуждающимся в газе высокого давления.

Связь между газопроводами различного давления осуществляется через ГРС и ГРП.

Современная схема городской системы газоснабжения имеет ярко выраженную иерархичность в построении, связанную с классификацией газопроводов по давлению. Верхний уровень составляют газопроводы высокого давления – главный стержень городской газовой сети. Сеть высокого давления должна быть (при определенных условиях) резервированная, т.е. закольцованная. Сеть высокого давления гидравлически соединяется с остальной частью системы через регуляторы давления, оснащенные предохранительными устройствами, предотвращающими повышение давления после регуляторов.

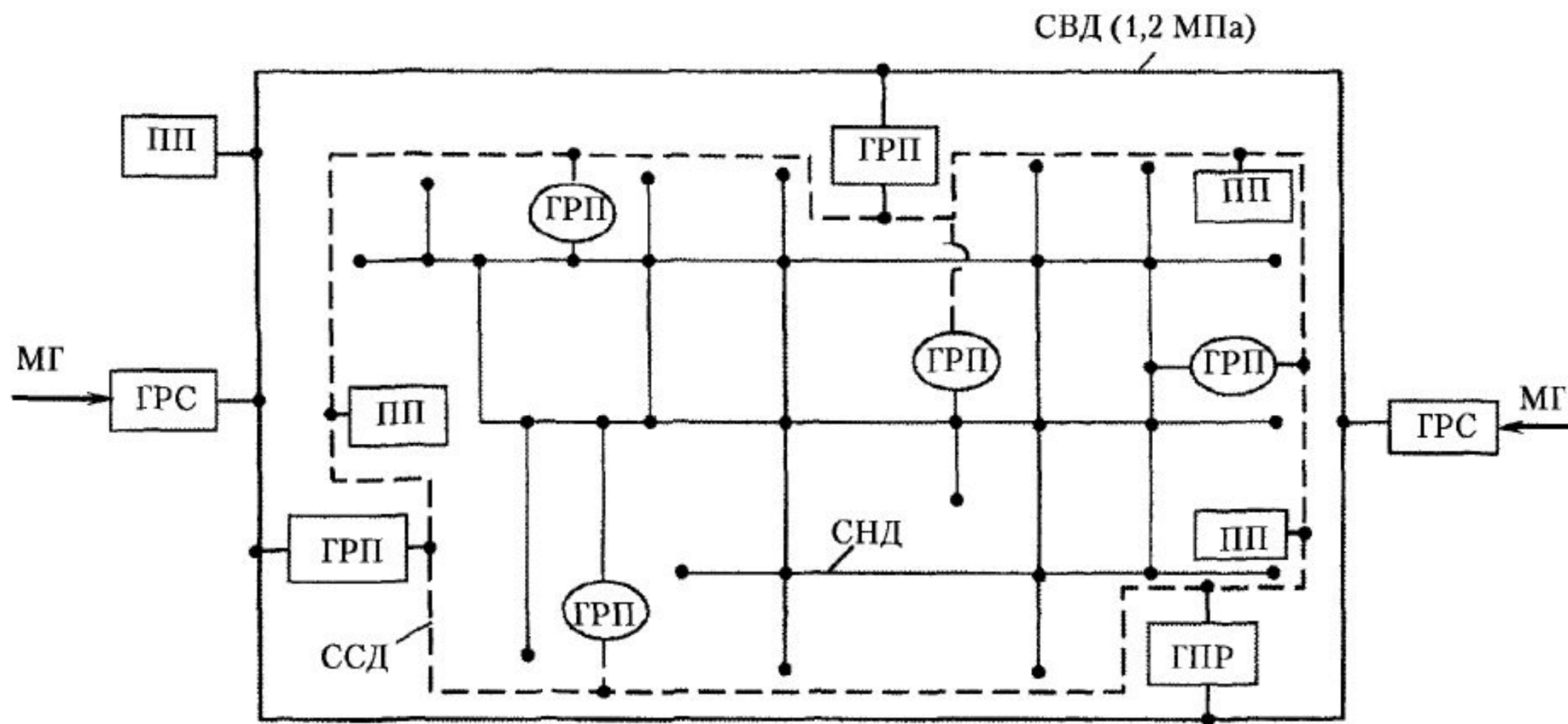
Газопроводы крупных населенных пунктов (в том числе и городские) можно разделить на три группы:

- ▶ Распределительные – для подачи газа к промышленным потребителям, коммунальным предприятиям и в районы жилых домов. Эти газопроводы могут быть высокого, среднего и низкого давления, кольцевые и тупиковые;
- ▶ Абонентские ответвления, подающие газ от распределительных сетей к отдельным потребителям;
- ▶ Внутридомовые газопроводы.

Для поселков и небольших городов рекомендуется одноступенчатая система газоснабжения.

Для средних городов принимают двухступенчатую (или более) систему газоснабжения. Газ от ГРС по сети среднего или высокого давления подают к крупным потребителям и к пунктам редуцирования газа, а от последних – в распределительную сеть города.

Для крупных городов рекомендуется трехступенчатая система газоснабжения. Для крупных и средних городов газовые сети необходимо проектировать кольцевыми, а для мелких городов и поселков, как высокая степень давления, так и низкая может быть запроектирована тупиковой. Окончательный вариант применяется после технико-экономического обоснования.



**Рис. 1.1. Многоступенчатая система газоснабжения крупного города:**

СВД — сеть высокого давления; ССД — сеть среднего давления; СНД — сеть низкого давления; ПП — промышленное предприятие; МГ — магистральный газопровод

Природный газ подают в города по магистральным газопроводам, которые целесообразно эксплуатировать при максимальной проектной пропускной способности. Фактической потреблением газа характеризуется резкой неравномерностью в течение суток, недели и различных периодов года. Неравномерность связана с изменением погоды, специфическими особенностями некоторых производств, укладом жизни населения и др.

Сезонная неравномерность потребления газа требует аккумуляции больших количеств газа в летний период и отпущения его потребителям в холодный зимний период года. Единственным приемлемым способом создания таких запасов газа является его хранение в подземных хранилищах, которые могут быть созданы в истощенных нефтяных и газовых месторождениях, а также в водяных пластах.

Для хранения относительно небольших количеств газа на заводах и в газораспределительной сети применяют газгольдеры низкого и высокого давлений. В газовой сети газгольдеры служат для покрытия часовой неравномерности потребления газа в течение суток.

Для приема, хранения и поставок потребителям сжиженных углеводородных газов строят раздаточные станции и кустовые базы. Для хранения больших объемов сжиженных газов сооружают подземные хранилища в искусственных или естественных выработках в плотных непроницаемых породах.

# ГОРЮЧИЕ ГАЗЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ





Для газоснабжения используются природные и искусственные газы.

По ГОСТ 5542-2014 содержание вредных примесей в граммах на 100 м<sup>3</sup> газа не должно превышать:

- ▶ сероводорода – 2;
- ▶ аммиака – 2;
- ▶ цианистых соединений в пересчете на синильную кислоту (HCN) – 5;
- ▶ смолы и пыли – 0,1;
- ▶ нафталина – 10 (летом) и 5 (зимой).

Содержание влаги не должно превышать количеств, насыщающих газ при температуре 20°С (зимой) и 35°С (летом). Если газ транспортируют на большие расстояния, то его осушают.

**Природные газы** представляют собой смесь углеводородов метанового ряда.

Природные газы можно разделить на три группы.

- ▶ Газы, добываемые из чисто газовых месторождений, на 82...98% состоящие из метана, являются сухими или тощими;
- ▶ Газы газоконденсатных месторождений, содержащие 80...95% метана. Это смесь сухого газа и конденсата. Пары конденсата представляют собой смесь паров тяжелых углеводородов, содержащих  $C_5$  и выше (бензин, лигроин, керосин);
- ▶ Газы нефтяных месторождений (попутные нефтяные газы), содержащие 30...70 % метана и значительное количество тяжелых углеводородов.

Сухие газы легче воздуха, а жирные – обычно тяжелее.

Теплотворная способность (1) – 31000 – 38000 кДж/м<sup>3</sup>, а (3) – 38000 – 63000 кДж/м<sup>3</sup>.

Таблица 1.2

## Характеристики природных газов некоторых северных месторождений России

Месторождение	Состав газа (по объему), %								Плотность (при 0 °С и 0,1013 МПа), кг/м <sup>3</sup>	Низшая теплота сгорания, кДж/ (кг · К)
	Метан CH <sub>4</sub>	Этан C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	Пропан C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	Бутан C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	Пентан C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	Диоксид углерода CO <sub>2</sub>	Азот N <sub>2</sub>	Серово- дород H <sub>2</sub> S		
Уренгойское	98,8	0,70	—	—	0,010	0,290	0,980	Отс.	0,729	35509
Ямбургское	98,6	0,60	—	—	0,010	0,190	1,120	То же	0,714	35430
Медвежье	99,2	0,120	—	—	0,010	0,010	0,600	»	0,722	35685
Бованенковское	99,0	0,028	0,007	0,003	—	0,063	0,855	Следы	0,723	35534
Заполярье	98,4	0,070	0,010	—	0,010	0,200	1,500	Отс.	0,728	35375
Тазовское	98,6	0,100	0,030	0,020	0,010	0,200	1,000	То же	0,727	35509
Губкинское	98,7	0,130	0,010	0,005	0,010	0,150	1,300	»	0,730	35521
Комсомольское	97,2	0,120	0,010	—	0,010	0,100	2,560	»	0,735	35004
Вынгапуровское	95,1	0,320	—	—	—	0,190	4,300	»	0,745	31328
Юбилейное	98,4	0,070	0,010	—	—	0,100	1,100	»	0,729	35360
Мессояхское	97,6	0,100	0,030	0,010	0,010	0,060	1,600	»	0,724	35138
Березовское	94,1	1,200	0,300	0,100	0,060	0,500	3,000	»	0,755	35277
Вуктыльское	81,8	8,800	2,600	0,940	0,300	0,300	5,100	»	0,859	38828

**Искусственные газы.** При термической обработке твердых топлив в зависимости от способа переработки получают газы сухой перегонки и генераторные газы.

Сухая перегонка – процесс разложения твердого топлива без доступа воздуха. Получают газ, смолу и коксовый остаток (температура процесса 900 – 1100 °С).

Примерный состав коксового газа

Наименование	Обозначение	Содержание, %
Водород	H <sub>2</sub>	50 - 60
Метан	CH <sub>4</sub>	20 - 30
Гомологи метана	C <sub>n</sub> H <sub>m</sub>	2
Моноксид углерода	CO	5 - 7
Диоксид углерода	CO <sub>2</sub>	2 - 3
Кислород	O <sub>2</sub>	0,6
Азот	N <sub>2</sub>	2 - 3,5

Газификация – процесс термохимической переработки топлива. 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.

Продукты газификации топлива: горючий газ, зола и шлаки (в газогенераторах). При подаче в газогенератор паровоздушной смеси получают генераторный газ, называемый смешанным, примерный состав которого:

Наименование	Обозначение	Содержание, %
Водород	$H_2$	14,0
Метан	$CH_4$	1,0
Сероводород	$H_2S$	0,2
Моноксид углерода	$CO$	28,0
Диоксид углерода	$CO_2$	6,0
Кислород	$O_2$	0,2
Азот	$N_2$	50,6

Теплотворность –  $5500 \text{ кДж/м}^3$ , плотность –  $1,15 \text{ кг/м}^3$ .

# ОСНОВНЫЕ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА



При расчете некоторых свойств газов, а также производительности и пропускной способности газопроводов различают следующие условия состояния газа:

- Нормальные условия: температура -  $0^{\circ}\text{C}$ , давление –  $0,101325$  МПа (760 мм. рт. ст.);
- Стандартные условия  $20^{\circ}\text{C}$ : температура -  $20^{\circ}\text{C}$ , давление –  $0,101325$  МПа (760 мм. рт. ст.);
- Стандартные условия  $15^{\circ}\text{C}$ : температура -  $15^{\circ}\text{C}$ , давление –  $0,101325$  МПа (760 мм. рт. ст.);

Плотность воздуха при различных условиях равна:

$$\rho_{\text{в}0} = 1,293 \text{ кг/м}^3 \text{ (0}^\circ\text{C, 760 мм. рт. ст.);}$$

$$\rho_{\text{в}15} = 1,225 \text{ кг/м}^3 \text{ (15}^\circ\text{C, 760 мм. рт. ст.);}$$

$$\rho_{\text{в}20} = 1,206 \text{ кг/м}^3 \text{ (20}^\circ\text{C, 760 мм. рт. ст.).}$$



В расчетах часто пользуются величиной *относительной плотности газа*, численно равной отношению плотности газа  $\rho_{\Gamma}$  к плотности воздуха  $\rho_{\text{возд}}$  при одних и тех же условиях

$$\Delta = \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{возд}}}. \quad (4.4)$$

Удобство использования относительной плотности заключается в том, что величина не зависит от давления и температуры.

При нормальных условиях плотность газа можно определить по его молярной массе

$$\rho_{н.у.} = \frac{M_{\Gamma}}{22,41},$$

где  $M_{\Gamma}$  — молярная масса природного газа, кг/кмоль,

$$M_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot M_{\Gamma i}; \quad (4.2)$$

$a_i$ ,  $M_{\Gamma i}$  — соответственно объемная доля и молярная масса  $i$ -го компонента; 22,41 — объем одного киломоля газа при нормальных условиях, м<sup>3</sup>/кмоль.

**Плотность газа** (газовой смеси) определяется по правилу аддитивности (пропорционального сложения)

$$\rho_{\Gamma} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot \rho_{\Gamma i}, \quad (4.1)$$

где  $a_i$  — объемная (мольная) доля  $i$ -го компонента смеси, имеющего плотность  $\rho_{\Gamma i}$ ;  $n$  — число компонентов смеси.

Согласно уравнению Менделеева - Клапейрона (состояния)

$$\rho_{\Gamma} = \frac{P}{Z \cdot R \cdot T},$$

где  $P, T$  — давление и температура в системе;  $Z, R$  — соответственно коэффициент сжимаемости и газовая постоянная смеси.

Т.е. плотность газа (газовой смеси) зависит от термодинамических условий, и поэтому данные о ней должны сопровождаться указанием давления и температуры (условий), для которых она найдена.

## УСЛОВИЯ

```
graph TD; A[УСЛОВИЯ] --- B[Нормальные]; A --- C[Стандартные];
```

Нормальные

$$T = 273,15 \text{ К}$$

$$P = 0,1013 \text{ МПа}$$

Стандартные

$$T = 293,15 \text{ К}$$

$$P = 0,1013 \text{ МПа}$$

Пересчет плотности газа с одних параметров состояния ( $P^*$ ,  $T^*$ ,  $Z^*$ ) на другие ( $P$ ,  $T$ ,  $Z$ ) можно осуществить по формуле

$$\rho_{\Gamma} = \rho_{\Gamma}^* \cdot \frac{P \cdot T^* \cdot Z^*}{P^* \cdot T \cdot Z}, \quad (4.3)$$

где  $P^*$ ,  $T^*$ ,  $Z^*$  – соответственно абсолютное давление, абсолютная температура и коэффициент сжимаемости, при которых известна плотность газа  $\rho_{\Gamma}^*$ ;  $P$ ,  $T$ ,  $Z$  – аналогичные параметры, при которых надо определить плотность газа  $\rho_{\Gamma}^*$ .

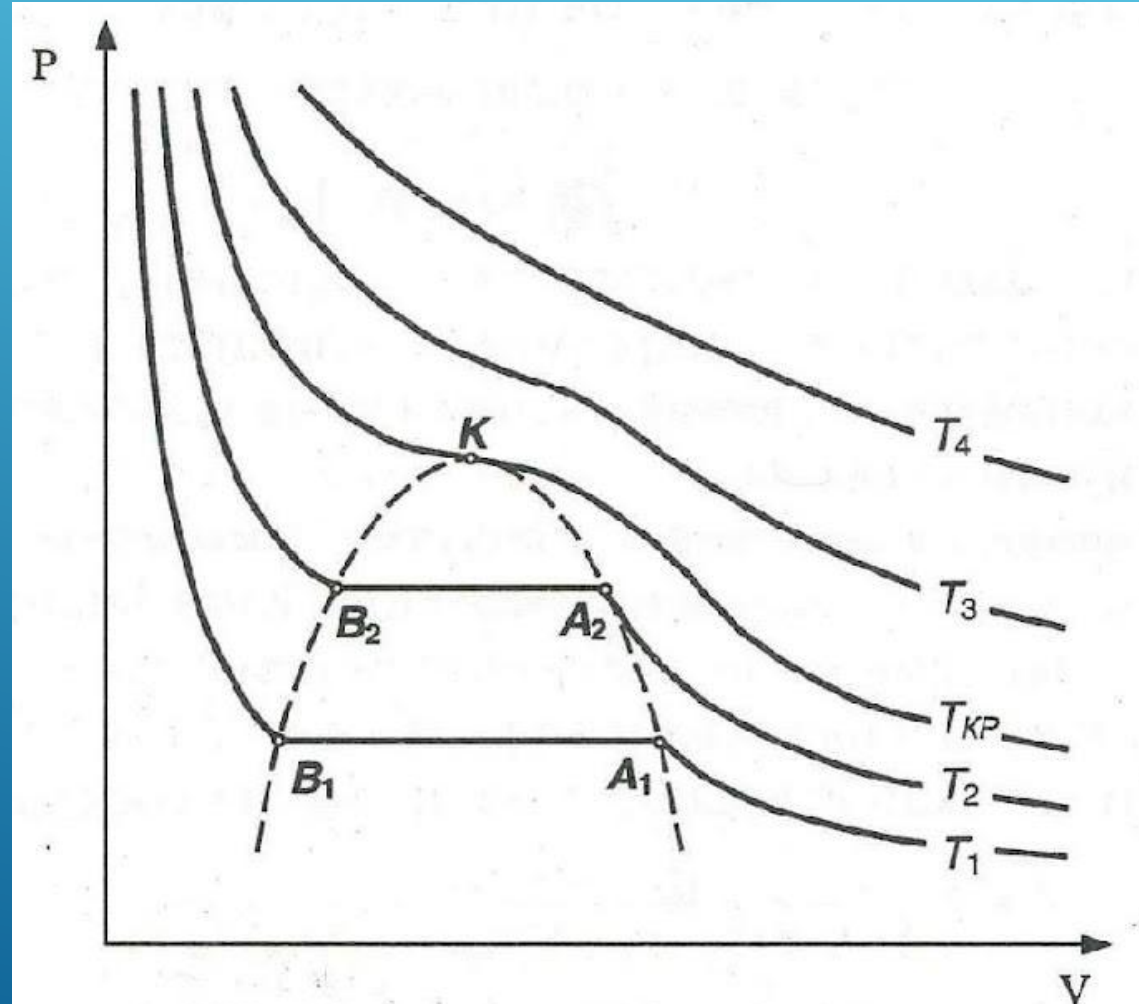
**Газовая постоянная** природного газа (Дж/(кг·К)) зависит от состава газовой смеси и вычисляется по формуле

$$R = \frac{\bar{R}}{M_r}, \quad (4.5)$$

где  $\bar{R}$  — универсальная газовая постоянная,

$$\bar{R} = 8314,3 \text{ Дж}/(\text{кмоль} \cdot \text{К}).$$

**Критические параметры индивидуальных газов.** Состояние индивидуального (однокомпонентного) газа определяется зависимостью между давлением  $P$ , объемом  $V$  и температурой  $T$ .



Геометрическое место точек  $A_i$ ,  $B_i$  ограничивает область двухфазного состояния газа. Наивысшая из этих точек (К) соответствует давлению  $P_{кр}$ , объему  $V_{кр}$  и температуре  $T_{кр}$ , которые называются **критическими**. При температуре выше критической газ не переходит в жидкость ни при каких давлениях. И наоборот, при давлении выше критического конденсат не станет газом ни при какой температуре.



Псевдокритические температура и давление газовой смеси определяются по формулам

$$T_{ПК} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot T_{КРi}, \quad (4.6)$$

$$P_{ПК} = \sum_{i=1}^n a_i \cdot P_{КРi}, \quad (4.7)$$

где  $T_{КРi}$ ,  $P_{КРi}$  – соответственно абсолютные критические температура и давление  $i$ -го компонента газовой смеси.

Псевдокритические параметры природного газа в соответствии с нормами технологического проектирования магистральных газопроводов могут быть также найдены по известной плотности газовой смеси  $\rho_{СТ}$  при стандартных условиях

$$T_{ПК} = 155,24 \cdot (0,564 + \rho_{СТ}); \quad (4.8)$$

$$P_{ПК} = 0,1737 \cdot (26,831 - \rho_{СТ}). \quad (4.9)$$

Согласно закону соответственных состояний, различные газы, имеющие равные приведенные температуру и давление, обладают одинаковыми термодинамическими условиями, в том числе и сжимаемостью.

Коэффициент сжимаемости учитывает отклонение свойств природного газа от законов идеального газа. Коэффициент сжимаемости  $Z$  определяется по специальным номограммам в зависимости от приведенных температуры и давления, либо по формуле, рекомендованной отраслевыми нормами проектирования

$$Z = 1 - \frac{0,241 \cdot P_{\text{пр}}}{1 - 1,68 \cdot T_{\text{пр}} + 0,78 \cdot T_{\text{пр}}^2 + 0,0107 \cdot T_{\text{пр}}^3}, \quad (4.10)$$

где  $P_{\text{пр}}$ ,  $T_{\text{пр}}$  – соответственно приведенные к псевдокритическим условиям значения давления и температуры газа, которые вычисляются по формулам

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{ПК}}}; \quad T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{ПК}}}. \quad (4.11)$$

Вязкость газа является мерой внутреннего трения и определяет величину сопротивления при его движении в газопроводе. Величина вязкости газа, как правило, значительно меньше, чем вязкость жидкости, а характер ее изменения в зависимости от температуры и давления является сложным. При низких давлениях с повышением температуры вязкость газа увеличивается, так как возрастает частота столкновения его молекул. При высоких давлениях газ настолько уплотнен, что определяющее влияние на его вязкость, как и у жидкостей, оказывают силы межмолекулярного притяжения, которые с ростом температуры ослабляются, и соответственно, вязкость газа уменьшается.

Различают динамическую и кинематическую вязкости газа.

**Динамическая вязкость** газа (Па·с) определяется по формуле

$$\mu_{\Gamma} = 5,1 \cdot 10^{-6} \left[ 1 + \rho_{CT} \cdot (1,1 - 0,25 \cdot \rho_{CT}) \right] \times \dots$$
$$\dots \times \left[ 0,037 + T_{\Pi P} \cdot (1 - 0,104 \cdot T_{\Pi P}) \right] \cdot \left[ 1 + \frac{P_{\Pi P}^2}{30 \cdot (T_{\Pi P} - 1)} \right]. \quad (4.12)$$

**Кинематическая вязкость** газа определяется как отношение динамической вязкости к плотности газа при одних и тех же значениях температуры и давления

$$\nu_{\Gamma} = \frac{\mu_{\Gamma}}{\rho_{\Gamma}}. \quad (4.13)$$

**Теплоемкость** газа зависит от его состава, давления и температуры. Изобарная теплоемкость (кДж/(кг·К)) природного газа с содержанием метана 85 % и более согласно отраслевым нормам проектирования газопроводов определяется по формуле

$$c_p = 1,695 + 1,838 \cdot 10^{-3} \cdot T + 1,96 \cdot 10^6 \frac{(P - 0,1)}{T^3}. \quad (4.14)$$

Понижение давления по длине газопровода и дросселирование газа на ГРС сопровождается охлаждением газа. Это явление связано с эффектом Джоуля - Томсона. Количественное изменение температуры при уменьшении его давления характеризуется **коэффициентом Джоуля - Томсона** (К/МПа). Для природных газов с содержанием метана 85 % и более отраслевыми нормами рекомендуется зависимость

$$Di = \frac{1}{c_p} \left( \frac{0,98 \cdot 10^6}{T^2} - 1,5 \right), \quad (4.15)$$

где  $c_p$  — средняя изобарная теплоемкость газа, определяемая для средних значений температуры и давления в процессе дросселирования.

Теплотворная способность (теплота сгорания) – тепло, выделяемое при сгорании единицы объема или массы газа при определенных условиях. Различают высшую и низшую теплотворную способность топлива.

Теплота сгорания природных газов определяется по правилу аддитивности с учетом теплоты сгорания индивидуальных компонентов и их молярной (объемной доли) в составе природного газа:

$$Q_H^c = \sum_{i=1}^n Q_{Hi} a_i^c, \quad (1.19)$$

где  $a_i^c$  – молярная доля  $i$ -го компонента в составе сухого (индекс  $c$ ) газа;

**ВСЕ!**

