

1

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГАЗА

Природные газы газовых, газоконденсатных и нефтегазовых месторождений представляют собой смесь предельных углеводородов, химическая формула которых имеет вид C_nH_{2n+2} . В природных газах основным компонентом является метан CH_4 , содержание которого достигает 98 % объема. Кроме этого, в природные газы входят более тяжелые углеводороды: этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , изобутан C_4H_10 , пентаны C_5H_{12} и др.

Природные газы газоконденсатных месторождений, а также нефтяные газы более богаты тяжелыми углеводородами. Кроме того, в состав природных газов часто входят азот N_2 , углекислый газ CO_2 , сероводород H_2S и другие редкие газы.

Основные параметры газа

Основными параметрами газа, определяющими состояние его при движении по пласту, скважине и газопроводу, являются давление, температура и вязкость (зависящая от первых двух).

Давление – это сила, действующая на единицу поверхности, оно передается во все стороны одинаково. Давление измеряют манометрами, и оно выражается в МПа.

Плотностью газа называется вес единицы его объема. Если V – объем некоторого количества газа весом g , то плотность будет

$$\rho = g/V.$$

Плотность выражается в kg/m^3 .

Температурой газа называют степень его нагретости. Температура t природного газа на практике измеряется градусами Цельсия ($^{\circ}C$). В расчетах удобнее пользоваться абсолютной температурой и обозначают ее T . Абсолютная температура на $273,15^{\circ}$ больше температуры по Цельсию, т.е. $T = 273,15 + t$.

Температура в газовых месторождениях зависит в основном от глубины залегания месторождения. Ориентировочно температуру газа в пласте можно подсчитать по геотермическому градиенту. В среднем его величина равна 33 м/°С, т.е. на каждые 33 м углубления температура увеличивается на 1 °С. Отсюда температура газа в пласте равна глубине скважины, деленной на геотермический градиент. Для более точного измерения (так как на пластовую температуру влияет и география залегания пласта) применяется глубинный термометр.

Для определения коэффициента сверхсжимаемости газа вводится понятие критических параметров, т.е. *критическое давление и критическая температура*.

Критической температурой называют такую температуру, при которой газ ни под каким давлением не может быть обращен в жидкость.

Для природных газов, представляющих собой смесь углеводородов, критические параметры определяют как среднекритические p_{kp} и T_{kp} . В расчетах вместо истинной плотности газа берут *относительную плотность* газа $\bar{\rho}$ по воздуху, равную отношению плотности газа ρ к плотности воздуха ρ_b , взятой при тех же давлении и температуре:

$$\bar{\rho} = \frac{\rho}{\rho_b}; \quad \rho = \frac{p\bar{\rho}}{29,27 \cdot zT},$$

где $\rho_b = 1,293 \text{ кг/м}^3$ — плотность воздуха при 0 °С и 760 мм рт. ст.; p — давление, МПа; T — температура, К ($T_{cr} = 293 \text{ К}$); z — коэффициент сверхсжимаемости при p и T .

Зная относительную плотность газа, по графику на рис. 1.1 определяют среднекритическое давление p_{kp} и среднекритическую температуру газа T_{kp} по графику на рис. 1.2. Если в газе содержится сероводород H_2S , азот N_2 , углекислый газ CO_2 , в средние критические давления и температуры, определенные по графикам, вводят поправки по номограммам на рис. 1.1 и рис. 1.2. Например, для получения среднекритического параметра природного газа — графы 5 и 6 в табл. 1.1, значение критического параметра каждого компонента, входящего в состав газа (графы 3 и 4), умножают на величину содержания этого компонента в газе (графа 2), полученные результаты складывают. Как видно из табл. 1.1, для данного газа $p_{cr,kp} = 4,661 \text{ МПа}$ и $T_{cr,kp} = 218,53 \text{ К}$.

Часто в расчетах пользуются так называемыми *приведенными параметрами*: *приведенным давлением* p_{pr} и *приведенной температурой* T_{pr} .

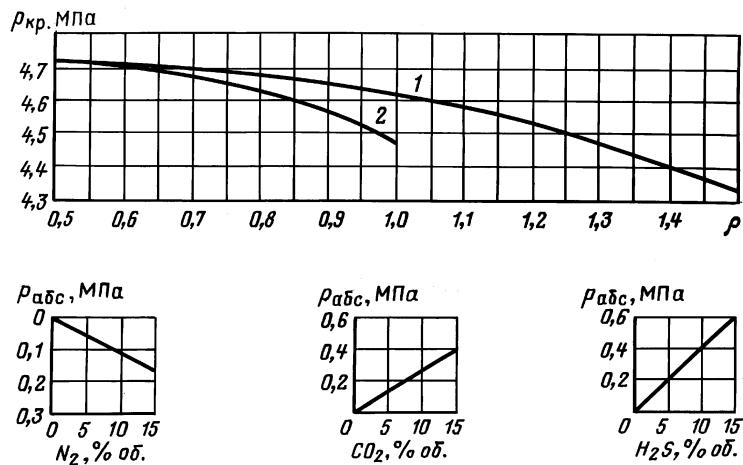


Рис. 1.1. Зависимость среднекритического давления от относительной плотности газа:
1 – обычные газовые месторождения; 2 – газоконденсатные месторождения

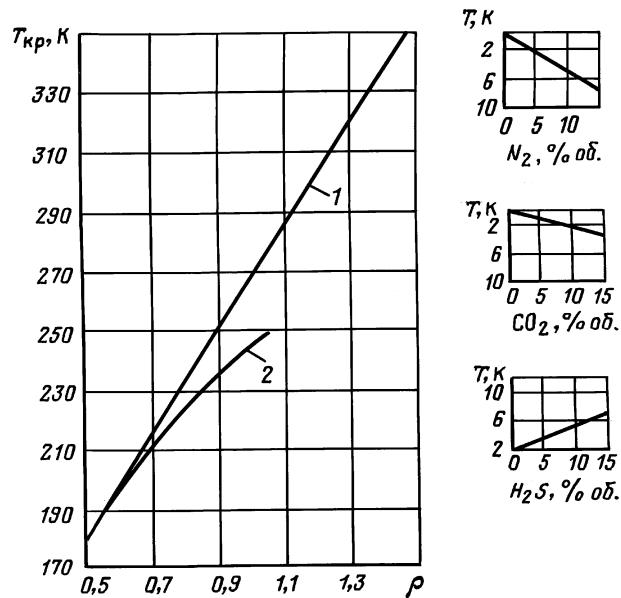


Рис. 1.2. Зависимость среднекритической температуры от относительной плотности газа:
1 – обычные газовые месторождения; 2 – газоконденсатные месторождения

Таблица 1.1

Определение критических давлений и температуры

Состав газа	Содер- жание, % об.	Критические па- раметры компо- нентов		Среднекритиче- ские параметры	
		Давле- ние $p_{\text{абс}^*}$, МПа	Темпе- ратура T^* , К	$P_{\text{кр}^*}$, МПа	$T_{\text{кр}^*}$, К
1	2	3	4	5	6
Метан CH_4	74,1	4,58	191	3,4	141,5
Этан C_2H_6	4,48	4,86	305	0,364	22,8
Пропан C_3H_8	3,37	4,34	370	0,146	12,45
Изобутан C_4H_{10}	0,76	3,82	407	0,029	3,09
Н-бутан C_4H_{10}	1,68	3,57	425	0,06	7,14
Изо-пентан C_5H_{12}	0,57	3,28	461	0,019	2,63
Н-пентан C_5H_{12}	0,32	3,3	470	0,011	1,53
Гексан C_6H_{14}	0,63	2,96	508	0,019	3,20
Азот N_2	6,09	3,46	124,9	0,21	7,6
Сероводород H_2S	2	8,89	373,4	0,178	7,47
Углекислота CO_2	3	7,5	304,1	0,225	9,12
	100	—	—	$p_{\text{ср.кр}} = 4,661$	$T_{\text{ср.кр}} = 218,53$

Приведенное давление — это отношение давления газа к его критическому значению $p_{\text{кр}}$:

$$p_{\text{пр}} = p/p_{\text{кр}}.$$

Приведенная температура — это отношение абсолютной температуры газа T к его критической температуре $T_{\text{кр}}$:

$$T_{\text{кр}} = T/T_{\text{кр}}.$$

Законы газового состояния

К середине 19 века были установлены основные опытные закономерности, которым подчиняются газы. К ним относятся:

1. Закон Бойля–Мариотта — для данной массы газа при постоянной температуре t объем его V обратно пропорционален давлению p :

$$pV = \text{const.}$$

2. Закон Гей-Люссака — давление данной массы газа при постоянном объеме меняется линейно с температурой:

$$p_t = p_0(1 + \alpha_p t);$$

объем данной массы газа при постоянном давлении меняется линейно с температурой:

$$V_t = V_0(1 + \alpha_v t).$$

Первый из этих законов был экспериментально установлен французским физиком Ж. Шарлем в 1787 г. и иногда называется законом Шарля. Коэффициент α_p называется *термическим коэффициентом давления*, α_v – *термическим коэффициентом объемного расширения*. Для всех газов приближенно $\alpha_p \approx \alpha_v \approx 1/273$ град $^{-1}$. Поэтому закон Гей-Люссака (например, для объема) можно записать в форме

$$V = V_0 \frac{t + 273}{273}$$

или, вводя абсолютную температуру $T = t + 273$, выраженную в градусах Кельвина,

$$V = V_0 T / 273.$$

По закону Авогадро при $T = 273$ К, или 0°C , и $p = 0,1$ МПа 1 моль любого газа занимает объем, равный 22,41 л. Число молекул в таком объеме равно числу Авогадро $N = 6,02 \cdot 10^{23}$. Газы, строго подчиняющиеся законам Бойля – Мариотта и Гей-Люссака, называются *идеальными*. Практически все газы ведут себя как идеальные при не слишком высоких давлениях и не слишком низких температурах.

3. Для 1 моля идеального газа правая часть уравнения Бойля – Мариотта равна RT , если температура выражена в градусах Кельвина. Уравнение $pV = RT$ называют уравнением состояния идеального газа. Оно было получено в 1834 г. французским физиком и инженером Б. Клапейроном и обобщено в 1874 г. Д.И. Менделеевым для любой массы газа. Входящая в это уравнение постоянная R называется *газовой постоянной*:

$$R = 8,31445 \text{ Дж} \cdot \text{моль}^{-1} \cdot \text{К}^{-1}.$$

Состояние прорвавшегося в скважину при бурении или ремонте газа определяется законами Бойля – Мариотта и характеризуется следующим уравнением:

$$\frac{p_1 V_1}{T_1 K_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2 K_2}.$$

Для реального газа суммарное влияние изменения температуры газа и коэффициента сжатия газа не является столь существенным по сравнению с влиянием давления и объема.

Таким образом, в упрощенном виде уравнение закона газового состояния определяется как

$$p_1 V_1 = p_2 V_2.$$

Сверхсжимаемость природных газов. Определение пластового давления

Поведение природных газов в условиях высоких давлений не подчиняется уравнению газового состояния для идеальных газов. Для реальных газов уравнение состояния имеет вид

$$pV = zRT,$$

где z – коэффициент сверхсжимаемости газа, являющийся функцией давления, температуры и состава газа.

Коэффициент сверхсжимаемости газа находят по известным $p_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$ по графикам на рис. 1.3 и 1.4. Для природных газов с относительной плотностью $\rho = 0,6 \div 0,8$ и содержанием метана меньше 90 % коэффициент сверхсжимаемости z определяют по приведенному графику на рис. 1.3 и для $\rho = 0,56 \div 0,65$ по таблицам приложения. Для природных газов, содержащих более 90 % метана, коэффициент сверхсжимаемости определяют по рис. 1.4. Если необходимая точность при определении z не превышает 2 %, то z можно найти по тем же таблицам для всех углеводородных газов независимо от содержания CH_4 . Зная все эти параметры, можно приступить к определению пластового давления, так как, зная его, рассчитывают плотность требуемого раствора для глушения скважины.

Пластовое давление, т.е. давление на забое закрытой скважины, определяют не только глубинными манометрами, но и вычисляют по статическому давлению на устье. Если перед измерением скважина работала или "продувалась" в атмосферу, то в качестве пластового и статического берут величину, полученную при полной стабилизации давления после закрытия скважины.

Все методы расчета пластового давления основаны на общем уравнении, которое в данном случае имеет вид

$$\int_{p_y}^{p_z} \frac{RTz}{p} dp = \int_0^L \rho g dx, \quad (1.1)$$

где p_z и p_y – давление на забое и на устье соответственно; z и R в общем случае функции p , T , x и состава газа.

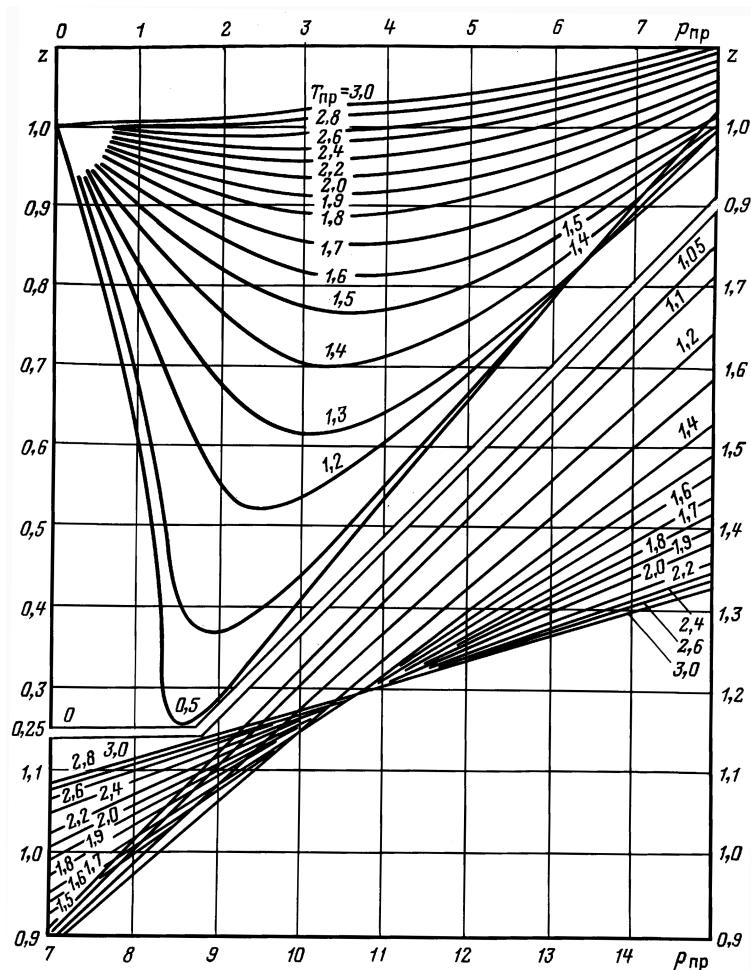


Рис. 1.3. Зависимость коэффициента сверхсжимаемости для природного газа от приведенного давления и температуры

Для решения этого уравнения нужно знать состав газа в скважине, ее глубину, давление на устье и температуру в стволе. Зная состав газа, можно определить его псевдокритические (среднекритические) свойства, а затем и коэффициент сверхсжимаемости. Коэффициент сверхсжимаемости z не является величиной постоянной. Он зависит от состава газа, температуры и давления. Если состав газа не известен, псев-

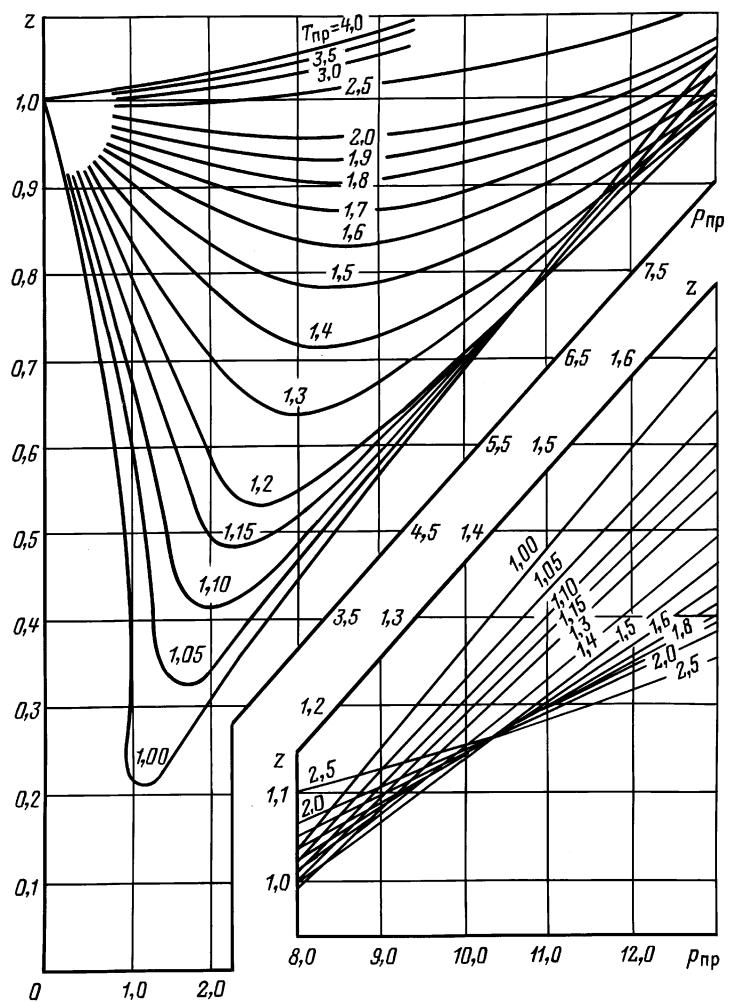


Рис. 1.4. Зависимость коэффициента сверхжимаемости для метана от приведенных давления и температуры

докритические параметры определяются по его плотности. Для газовых скважин $R = \text{const}$ при постоянном составе газа. Выражая зависимость температуры от глубины скважины уравнением прямой, получим следующее значение средней температуры в стволе скважины:

$$T_{cp} = \frac{T_3 - T_y}{\ln \frac{T_3}{T_y}},$$

где T_3 и T_y – температура на забое и на устье соответственно.

Если $\frac{T_3}{T_y} < 3$, с точностью до 10 % можно принять

$$T_{cp} = \frac{T_y - T_3}{2}.$$

Вводя в уравнение (1.1) среднюю температуру T_{cp} газа в стволе скважины, получим:

$$\int_{0,2}^{p_{pr,z}} \frac{z}{p_{pr}} dp_{pr} = 0,03415 \frac{\rho L}{T_{cp}} + \int_{0,2}^{p_{pr,y}} \frac{z}{p_{pr}} dp_{pr}. \quad (1.2)$$

Величину, соответствующую давлению на устье скважины

$$\int_{0,2}^{p_{pr,y}} \frac{z}{p_{pr}} dp_{pr},$$

находят непосредственно по прил. III по известным приведенным температуре и давлению на устье скважины. Затем вычисляют значение $0,03415\rho L/T_{cp}$.

Из суммы обоих членов получают величину

$$\int_{0,2}^{p_{pr,z}} \frac{z}{p_{pr}} dp_{pr},$$

соответствующую забойному давлению.

Пример. Определить пластовое давление в газовой скважине глубиной 1000 м. Средняя глубина перфорации эксплуатационной колонны 990 м. Относительная плотность газа 0,61 кг/м³, абсолютное давление на устье 8,64 МПа, средняя температура в стволе 25 °С, температура пласта 87 °С.

Решение. Определим p_{pr} и T_{pr} ,

$$p_{pr} = \frac{p_3}{p_{kp}} = \frac{86,4}{47} = 1,83 \text{ кгс/см}^2 (0,183 \text{ МПа});$$

p_{kp} находим по табл. 1.1. Для данного газа $p_{kp} = 4,7$ МПа,

$$T_{pr} = \frac{T_{cp,kp}}{T_{kp}};$$

$$T_{\text{cp.kp}} = \frac{T_{\text{пн}} + T_y}{2} + 273 = \frac{87 + 25}{2} + 273 = 329 \text{ K};$$

$$T_{\text{пп}} = \frac{329}{198} = 1,66 \text{ K};$$

$T_{\text{kp}} = 198 \text{ K}$ находим по графику на рис. 1.2.

По графику (рис. 1.3) находим коэффициент сверхсжимаемости z . В нашем примере он равен 0,887.

Далее находим значение

$$\mathbf{e}^S = \frac{\rho_{\text{от.г}} L}{z T_{\text{cp.kp}}} = \frac{0,61 \cdot 990}{0,887 \cdot 329} = \frac{603,9}{291,8} = 2,1.$$

По прил. 1 $\mathbf{e}^S = 1,0743$;

$$p_{\text{пн}} = (p_3 - 1)\mathbf{e}^S = 87,4 \cdot 1,0743 = 93,9 \text{ кгс/см}^2 (9,39 \text{ МПа}).$$