

1. Основна література

1. Кондрат Р.М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навч. посіб. / Р.М.Кондрат, О.Р.Кондрат, Н.С.Дремлюх. - Івано-Франківськ: - «Нова Зоря», 2015.- 288 с.
2. Вяхирев Р.И., Коротаев Ю.П., Кабанов Н.И. Теория и опыт добычи газа.- М.: ОАО „Издательство „Недра”, 1998.- 479с.: ил. – ISBN 5-247-03801-0
3. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. Учебное пособие.-М.:Недра, 1987.- 487 с.
4. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений .Учебное пособие.-М.:Недра, 1987.- 309 с.
5. 160855. Comparisons and Contrasts of Shale Gas and Tight Gas Developments, North American Experience and Trends. Society of Petroleum Engineers , 2012.
6. Shale gas: <http://en.wikipedia.org>; Перспективы освоения...
7. Shale gas primer. U.S. Department of Energy Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory, 2009

2 Додаткова література

8. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука.-К.:Львів, 1996.-с.620.
9. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное. Том I /Под ред. Коротаева Ю.П. и Моргулова Р.Д.-И.:Недра, 1984.-360 с.
10. Коротаев Ю.П., Гвоздев Б.П., Гриценко А.И. Подготовка газа к транспорту.-М.:Недра, 1973.- 240 с.
11. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений.-М.: Недра, 1975.-415 с.
12. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазового состояния и свойств газоконденсатных систем.-М.:Недра, 1984.- 264 с.
13. Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений.Справочное пособие.-М.:Недра, 1988.-575с.
14. Нефтепромысловое оборудование. Справочник / Под ред. Бухаленко Е.И.-М.:Недра, 1990.- 559 с.
15. Зарницкий Г.Э. Теоретические основы использования энергии давления природного газа.- М.:Недра, 1968.-297 с.
16. Кондрат Р.М. Газоконденсатотдача пластов.-М.:Недра, 1992.-255 с.
17. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи. Учебное пособие/ И.Т.Мищенко, В.А. Сахаров и др.-М.:Недра, 1984.- 276 с.

3 Література та методичне забезпечення практичних занять

- 1п Кондрат О. Р., Гедзик Н. М. Технологія видобування газу. Практикум. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. – 101 с.

1. Література та методичне забезпечення курсового проектування

- 1к Кондрат О.Р. Технологія експлуатації газових та газоконденсатних свердловин. Курсове проектування. Для студентів спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології» - освітньо-кваліфікаційний рівень – бакалавр. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. 2018.- 69 с.

1. Література та методичне забезпечення самостійної роботи

- 1с Кондрат О.Р. Методичні вказівки для самостійної роботи студентів при вивченні дисципліни «Технологія експлуатації гащових та газоконденсатних свердловин». Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2018. – 28 с.

З М І С Т

Лекція 1. Фізико-хімічні властивості природних газів....	8
1.1 Склад і класифікація природних газів.....	8
1.2 Критичні і приведені тиски і температури.....	11
1.3 В'язкість природного газу.....	12
1.4 Теплоємність газу.....	14
1.5 Ентальпія природних газів.....	15
1.6 Небезпечні властивості природного газу.....	17
1.7 Стисливість природного газу. Коефіцієнт стисливості.....	19
1.8 Пружність насичених парів.....	26
1.9 Вологість природного газу.....	30
1.10 Гідрати природних газів.....	33
1.11 Дроселювання природних газів.....	37
1.12 Фазові перетворення газоконденсатних систем.....	41

ЛЕКЦІЯ 1

Фізико-хімічні властивості природних газів

1.1 Склад і класифікація природних газів.

Всі горючі гази поділяють на дві групи: гази, що зустрічаються в природі і гази отримані штучним шляхом.

Природні гази можна поділити на наступні категорії:

- природний газ, що добувається з природних його сполучень з газових і газоконденсатних родовищ;

- нафтовий газ, який зустрічається у вільному стані у вигляді скупчень над нафтовим покладом («газова шапка») або в розчиненому стані в нафті, видобувається з нафтою і виділяється при її розгазуванні. Так званий нафтовий або попутний газ;

- газ, розчинений з в пластових водах в надрах земної кори;

- газогідратні поклади, які представляють собою фізико-хімічні з'єднання, що складаються з вуглеводів та води і утворюються в умовах надлишку вологи при певному тиску і температурі.

Природні гази газових і газоконденсатних родовищ представляють собою суміш вуглеводнів метанового ряду $C_n H_{2n+2}$.

CH_4 - метан C_2H_6 – етан C_3H_8 – пропан C_4H_{10} – бутан	} при $P = 0,1013 \text{ МПа}$ і $t = 20^\circ\text{C}$ знаходяться в газоподібному стані.
---	---

C_5H_{12} – пентан + вищі за тих же умов знаходяться в рідкому стані і носять назву вуглеводневого конденсату.

Вміст метану часто перевищує 85-90%, етану, пропану, бутану і пентану коливається від 1 до 20% і більше.

Крім того до складу природних газів можуть входити азот N_2 , вуглекислий газ CO_2 , сірководень H_2S , інертні газ (He – гелій, Ar – аргон, Kr – криптон, Xe – ксенон).

Присутність H_2S в природному газі є, як правило, невеликою, однак в деяких випадках, відсоток H_2S є значним – родовище Лак (Франція) 15%, Еліорі – 42,4%.

Вміст інших не вуглеводневих компонентів може змінюватися в широких межах (родовище Вест-Брук – 95% азоту, родовище Зальведен – пари ртуті).

Густина газу – це маса газу, яка знаходиться в спокійному стані в одиниці його об'єму.

$$\rho = \frac{m}{V}, [\text{кг/м}^3]. \quad (1.1)$$

Так як природний газ – це суміш газів, то визначити густину газу можна, якщо відомий склад газу і густина окремих компонентів, які входять до його складу.

Об'ємний склад газової суміші приблизно збігається з молярним, оскільки об'єм 1 кмоля ідеальних газів при однакових фізичних умовах за законом Авогадро має одно і те ж чисельне значення, зокрема в нормальних фізичних умовах (при 273 К і 0,1013 МПа) він становить 22,41 м³, то густину будь-якого газу можна визначити:

$$\rho_{см} = \frac{M_{см}}{22,41}, \quad (1.2)$$

де $M_{см}$ – середня молекулярна маса.

Так, наприклад для метану (CH₄):

$$\rho_{CH_4} = \frac{16}{22,4141} = 0,716 \text{ кг/м}^3. \quad (1.3)$$

Густина суміші газів:

$$\rho_{см} = \rho_1 \cdot x_1 + \rho_2 \cdot x_2 + \dots + \rho_n \cdot x_n, \quad (1.4)$$

де $\rho_1, \rho_2, \dots, \rho_n$ – густина окремих компонентів, які входять до складу газу;

$x_1, x_2, \dots, x_n$ – об'ємний вміст кожного компонента.

Густина природного газу залежить від складу газу, тиску і температури:

$$\rho_{см} = f(C, P, T), \quad (1.5)$$

де C – склад газу;

P – тиск;

T – температура.

В усіх газогідродинамічних розрахунках для характеристики газу застосовують параметр відносної густини газу, яку отримують розділивши густину газу або суміші газу на густину повітря:

$$\bar{\rho} = \frac{\rho_{см}}{\rho_{пов}}, \quad (1.6)$$

де $\rho_{пов} = 1,293 \text{ кг/м}^3$ при 273 К і 0,1013 МПа.

Густину природного газу для заданих P і T при відомих її значеннях при P_0 і T_0 можна визначити за наступною формулою:

$$\rho(P, T) = \rho_0 \cdot \frac{PT_0}{zP_0T}, \quad (1.7)$$

де z – коефіцієнт стисливості газу.

1.2 Критичні і приведені тиски і температури.

Критична температура – це максимальна температура, при якій рідка і парові фази можуть співіснувати в стані рівноваги, або це та температура, при якій середня молекулярна кінетична енергія стає рівною потенціальній енергії притягання молекул. При більш високій температурі існування рідкої фази неможливо.

Тиск парів речовини при критичній температурі називається **критичним тиском**, а об'єм речовини віднесений до одного моля або іншої одиниці маси речовини, називають **критичним питомим об'ємом**.

Діаграма залежності тиску (пружності насичених парів) від температури для чистої речовини наведена на рисунку 1.1.

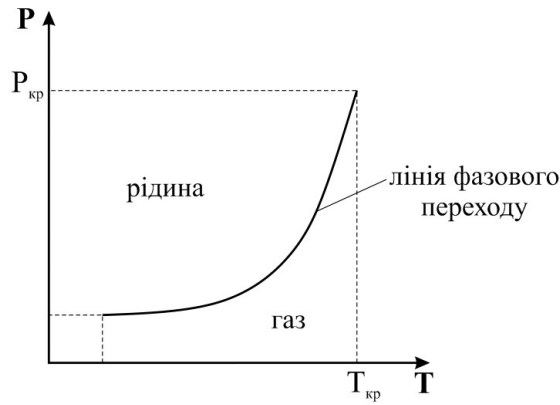


Рисунок 1.1 – Залежність пружності насичених парів чистих речовин від температури

Для природних газів критичний тиск і температура можуть бути визначені за наступними залежностями:

$$T_{кр} = T_{кр1} \cdot x_1 + T_{кр2} \cdot x_2 + \dots + T_{крn} \cdot x_n \quad (1.8)$$

$$P_{кр} = P_{кр1} \cdot x_1 + P_{кр2} \cdot x_2 + \dots + P_{крn} \cdot x_n \quad (1.9)$$

де $x_1, x_2, \dots, x_n$ – об'ємний вміст окремих компонентів.

$P_{кр}$ і $T_{кр}$ – критичний тиск і температура окремих компонентів.

Якщо невідомий склад газу, але відома густина, то користуються наступними наближеними аналітичними залежностями:

$$\begin{aligned} P_{кр} &= 4,892 - 0,4048 \cdot \bar{\rho}; \quad [\text{МПа}] \\ T_{кр} &= 94,717 + 170,8 \cdot \bar{\rho}. \quad [K] \end{aligned} \quad (1.10)$$

1.3 В'язкість природного газу.

В'язкістью називають властивість газів чинити опір ковзанню або зсуву однієї частини відносно іншої. Кількісно в'язкість характеризують *коефіцієнтом динамічної в'язкості*. В'язкість вуглеводневих газів залежить від температури та тиску.

За законом Ньютона: сила внутрішнього тертя, яка виникає при переміщенні одного шару рідини або газу відносно іншого, прямо пропорційна градієнту відносної швидкості переміщення і площі дотикання цих шарів. Закон Ньютона математично записують:

$$F = \mu S \frac{dw}{dx}, \quad (1.11)$$

де μ – коефіцієнт динамічної в'язкості, Па·с;

S – площа паралельних шарів, м²;

$\frac{dw}{dx}$ – градієнт швидкості в напрямку перпендикулярному площині дотикання шарів w

– м/с; x – м.

При розрахунках досить часто використовують *кінематичну в'язкість*:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}, \quad [\text{м}^2/\text{с}]. \quad (1.12)$$

В'язкість природних газів залежить від тиску і температури. Коефіцієнт динамічної в'язкості газу при різних тисках і температурах необхідно знати для різних розрахунків при русі газу в пласті, в стовбурі свердловини, поверхневих газопроводах і обладнанні, в процесах теплопередачі, сепарації газу і нафти, очищення від твердих домішок і т.д.

За формулою **Сатерленда** визначають в'язкість газу в залежності від температури:

$$\mu = \mu_0 \cdot \frac{T_0 + C}{T + C} \cdot \left(\frac{T}{T_0} \right)^{\frac{3}{2}}; \quad (1.13)$$

де μ_0 – в'язкість газу при $T_0=273\text{K}$;

T – температура газу;

C – константа, що залежить від властивостей газу;

для метану (CH_4) – $C = 170$;
 для етану (C_2H_6) – $C = 280$;
 для пропану (C_3H_8) – $C = 318$;
 для азоту (N_2) – $C = 110$;
 для повітря – $C = 124$.

Для наближених розрахунків в'язкості величину константи C можна знайти за формулою:

$$C = 1,22 \cdot T_{\text{кип}} \approx 0,7 \cdot T_{\text{кр}}.$$

Знаючи компонентний склад газової суміші та в'язкість індивідуальних компонентів можна визначити її абсолютну в'язкість за формулою:

$$\mu_{\text{см}} = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i \cdot X_i \sqrt{M_i}}{\sum_{i=1}^n X_i \sqrt{M_i}}, \quad (1.14)$$

де $\mu_{\text{см}}$ – абсолютна в'язкість суміші;

μ_i – в'язкість i -го компоненту;

X_i – молярна частка i -го компоненту в суміші;

M_i – молекулярна маса i -того компонента;

n – число компонентів.

В'язкість природних газів при атмосферному тиску може бути визначена в залежності від молекулярної маси за графічними залежностями. При збільшенні температури в'язкість збільшується. При наявності в природному газі сірководню H_2S , вуглекислого газу CO_2 і азоту N_2 в'язкість його дещо збільшується. Чим більший тиск, при якому знаходиться газ, тим вища його в'язкість і навпаки. Причому із збільшенням тиску в'язкість збільшується тим більше, чим більша степінь відхилення реального газу від ідеального. Слід також відмітити, що збільшення молекулярної маси газу приводить до зменшення в'язкості. В'язкість рідких вуглеводнів з ростом температури зменшується, а з підвищенням температури збільшується.

1.4 Теплоємність газу.

Теплоємністю газу (Дж/К) називають відношення кількості теплоти dQ , поглинутої ним в певному термодинамічному процесі, до приросту температури dt (кількість тепла, якого необхідно для нагрівання одиниці об'єму газу на 1°C)

$$C = \frac{dQ}{dt}. \quad (1.15)$$

Відношення теплоємності C однорідного тіла до його маси m називають питомою масовою теплоємністю (Дж/кг·К).

$$c = \frac{C}{m}. \quad (1.16)$$

Розрізняють для газів ізобарну теплоємність C_p при $P = \text{const}$ і ізохорну теплоємність C_v при $V = \text{const}$.

В *першому* випадку енергія, тобто тепло, витрачається як на збільшення температури, тобто на збільшення внутрішньої енергії газу, так і на виконання деякої роботи, яка має місце при розширенні газу.

В *другому* випадку все тепло витрачається на збільшення внутрішньої енергії газу.

Теплоємність суміші:

$$C_{\text{см}} = C_1 \cdot x_1 + C_2 \cdot x_2 + \dots + C_n \cdot x_n \quad (1.17)$$

де $x_1, x_2, \dots, x_n$ – вміст кожного компоненту газу в суміші;

$C_1, C_2, \dots, C_n$ – теплоємність окремих компонентів суміші.

Теплоємність реальних газів залежить від складу газу, температури і тиску.

При врахуванні тиску і температури *ізобарну теплоємність реальних газів* визначають:

$$C_p = C_{p_0}(t) + \Delta C_p(P, t) \quad (1.18)$$

$\Delta C_p(P, t)$ – ізотермічна поправка теплоємності на тиск.

1.5 Ентальпія природних газів.

Однією із важливих термодинамічних характеристик природних газів є ентальпія. Підведення до термодинамічної системи (до певної кількості газу) певної кількості тепла δQ приведе до збільшення внутрішньої енергії на dU і до здійснення роботи розширення δA .

Якщо газ розширюється по ізобарному процесу ($P=\text{const}$), то по першому закону термодинаміки

$$\delta Q = dU + p \, dV = d(U + pV) \quad (1.19)$$

Величина $U + pV$ називається ентальпією і позначається H .

$$H = U + pV \quad (1.20)$$

про інтегрувавши рівняння (1.19) від початкового стану 1 до кінцевого стану 2, отримаємо:

$$\Delta Q = U_2 - U_1 + pV = H_2 - H_1 \quad (1.21)$$

Відповідно, зміна ентальпії при рівноважному ізобарному процесі рівна кількості тепла ΔQ , переданій системі.

Взявши від (1.21) похідну по T при $p = \text{const}$, отримаємо:

$$C_p = \left(\frac{\partial H}{\partial T} \right)_p = \left(\frac{\partial U}{\partial T} \right)_v + \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p, \quad (1.22)$$

де C_p – теплоємність при постійному тиску, рівна похідній ентальпії по температурі при ізобарному процесі.

Для однофазного стану речовини зміна ентальпії в залежності від зміни температури T і тиску p визначають за рівнянням:

$$H_2 - H_1 = \int_1^2 C_p dT + \int_1^2 \left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)_T dP. \quad (1.23)$$

Вплив на ентальпію тільки температури виражається питомою теплоємністю при постійному тиску C_p :

$$C_p = \left(\frac{\partial H}{\partial T} \right)_p \quad (1.24)$$

Вплив тільки тиску виражається рівнянням

$$\left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)_T = V - T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p, \quad (1.25)$$

де V – об'єм, що займає система.

Для ідеальних газів $\left(\frac{\partial H}{\partial T} \right)_p = 0$. Для реальних газів зміна ентальпії при зміні тиску виражається через коефіцієнт стисливості z .

Якщо $\left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p$ додатне (що буває при зведеному тиску до 8-10 або при абсолютних тисках приблизно до 35 МПа (350 кгс/см²)), то ентальпія газу зменшується при стисненні газу, і, навпаки, збільшується при його розширенні.

Відповідно, додатні значення величини $\Delta H/T$ є ентальпією, що поглинається при розширенні газу, так як $\Delta H = H_2 - H_1$. Якщо $\left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p$ від'ємне для газів при високих тисках, то при розширенні газу температура збільшується.

1.6 Небезпечні властивості природного газу.

Небезпечними властивостями природного газу є його токсичність (отруйність), яка залежить від складу газу та здатність до утворення вибухонебезпечних сумішей з повітрям.

Із збільшенням молекулярної маси граничних вуглеводнів їх токсичні властивості зростають. Гранично допустимими концентраціями для метану 10 мг/л, а для гептану тільки 2 мг/л.

Санітарними нормами проектування промислових підприємств передбачена в робочій зоні виробничих приміщень гранично допустима концентрація вуглеводнів (парів бензину) 0,3 мг/л.

З газових компонентів природних і попутних газів особливо токсичним є сірководень. Сірководень – безколірний газ. Густина його по повітрю 1,19. Людина відчуває сірководень (запах тухлих яєць) навіть при вмісті його в повітрі 0,0014-0,0023 мг/л. Однак навіть при нетривалому перебуванні людини в сірководневому середовищі відбувається звикання і притуплення органів відчуття. Сірководень є отрутою, яка викликає параліч органів дихання і серця.

Концентрація сірководню 0,006 мг/л при чотирьохгодинному диханні викликає головну біль, сльозотечу, нежить. При концентрації біля 0,2-0,28 мг/л спостерігається печіння в очах, сльозотеча, подразнення в носі і гортані, металічний присмак в роті, тошнота. Концентрація сірководню 1 мг/л і вище приводить до острого отруєння (судоми, втрати свідомості і швидкої смерті). Гранично допустима концентрація сірководню в робочій зоні виробничих приміщень – 0,01 мг/л.

Вуглекислий газ – безколірний, практично без запаху. Загальний характер дії на організм – наркотичний та подразнюючий шкіру і слизові оболонки. В високих концентраціях викликає швидку задуху внаслідок нестачі кисню.

При вмісті 4-5% вуглекислого газу в повітрі у людини подразнюється слизова оболонка дихальних шляхів і очей, появляється кашель і запаморочення, підвищується кров'яний тиск. При вдиханні досить високих концентрацій вуглекислого газу настає смерть від зупинки дихання (при 20 % газу в повітрі – через декілька секунд).

Вибуховість. Природні гази в суміші з киснем (з повітрям) утворюють горючу суміш, яка може вибухати з великою силою, причому сила вибуху збільшується прямо пропорційно збільшенню тиску суміші.

Природні гази можуть вибухати тільки при певних граничних концентраціях газу в газоповітряній суміші від деякого мінімуму (нижня границя вибуховості) до деякого максимуму (верхня границя вибуховості).

Нижня границя вибуховості характеризується кількістю газу, якого недостатньо для нормального процесу горіння.

Верхня границя вибуховості характеризує кількість повітря (кисню), якого недостатньо для нормального процесу горіння.

Границя вибуховості розраховується наступним чином:

$$L_H = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{\frac{x_1}{L_{H_1}} + \frac{x_2}{L_{H_2}} + \dots + \frac{x_n}{L_{H_n}}} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{\sum_{i=1}^n \frac{x_i}{L_{H_i}}} \quad (1.26)$$

$$L_B = \frac{x_1 + x_2 + \dots + x_n}{\frac{x_1}{L_{B_1}} + \frac{x_2}{L_{B_2}} + \dots + \frac{x_n}{L_{B_n}}} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{\sum_{i=1}^n \frac{x_i}{L_{B_i}}}$$

де x_1, x_2, x_n – вміст кожного компоненту газу в суміші;

L_H, L_B – відповідно нижня і верхня границі вибуховості і-го компоненту суміші.

Концентраційні границі вибуховості газів, % (по об'єму):

для метану:

$$CH_4 - \frac{\text{нижня} \rightarrow 5}{\text{верхня} \rightarrow 15,2}$$

для етану:

$$\text{C}_2\text{H}_6 - \frac{\text{нижня} \rightarrow 2,5}{\text{верхня} \rightarrow 15}$$

1.7 Стисливість природного газу. Коефіцієнт стисливості.

Рівнянням стану газу називається рівняння, що пов'язує між собою основні параметри, характеризуючі стан газу: тиск P , температуру T і об'єм V . Рівняння стану ідеального газу – це рівняння Клапейрона-Менделєєва, яке для одного моля газу має наступний вигляд:

$$PV = RT \quad (1.27)$$

Якщо ж розглядати довільну кількість газу, наприклад, m і його молекулярну масу M , то число молей рівне $\frac{m}{M}$ і рівняння Клапейрона-Менделєєва записують у наступному вигляді:

$$PV = \frac{m}{M} RT \quad (1.28)$$

Універсальна газова стала R – це робота по розширенню одного моля газу при нагріванні його на 1°C при постійному тиску.

$$R = \frac{P_0 V_0}{T_0} = \frac{101325 \cdot 22.41}{273} = 8341 \frac{\text{Дж}}{\text{кмоль} \cdot \text{K}} \quad (1.29)$$

Ідеальний газ – це такий газ, в якому нехтують розмірами молекул і силами взаємодії між молекулами.

Рівняння Клапейрона-Менделєєва широко використовується при рішенні практичних задач для газів при не дуже низьких температурах, далеких від конденсації даного газу і при тисках, що не значно перевищують атмосферний тиск.

Експериментальна перевірка рівняння Клапейрона-Менделєєва показала, що зміну властивостей реальних газів при високих тисках не можна описати цією залежністю.

Голландський вчений-фізик Ван-дер-Ваальс в 1879 р. запропонував вирахувати власний об'єм молекул газу і сили їх взаємного притягання внаслідок введення додаткових членів у рівняння Клапейрона-Менделєєва:

$$\left(P + \frac{a}{V^2} \right) \cdot (V - b) = RT \quad (1.30)$$

де $a = 3P_{кр} V_{кр}^2$; $b = V_{кр}/3$; $P_{кр}$ і $V_{кр}$ – відповідно критичний тиск (в кгс/см²) і об'єм газу (в л), $R = 0,08205$.

Критичним називається тиск, необхідний для зрідження індивідуального газу при критичній температурі, а критичний об'єм – це об'єм одного моля газу при критичних тиску і температурі. Відношення $\frac{a}{V^2}$ – виражає внутрішній тиск, який є рівнодіючою сил притягання всіх молекул в об'ємі V . Константа b – поправка на власний об'єм молекул.

Складність при використанні рівняння (1.20) в практичних розрахунках полягає в тому, що частіше зустрічаються суміші газів, для яких рівняння Ван-дер-Ваальса не застосовується.

Для газів, густина яких не перевищує $2/3$ густини газу при критичних умовах, добре узгодження з експериментальними даними отримують по рівнянню Бітті-Бріджмена:

$$P = \frac{RT}{V^2} \left(1 - \frac{c}{VT^3} \right) \left[V + B_0 \left(1 - \frac{b}{V} \right) \right] - \frac{A_0 \left(1 - \frac{a}{V} \right)}{V^2} \quad (1.31)$$

де R – молярна газова стала; T – термодинамічна температура; a, b, c, A_0 і B_0 – постійні для даних компонентів природного газу, розраховані на основі експериментальних даних.

Рівняння Клапейрона-Менделєєва для реальних газів можна записати в наступному вигляді:

$$PV = zRT \quad (1.32)$$

де z – коефіцієнт стисливості газу;

z – це відношення об'єму реального газу до об'єму ідеального газу при однакових умовах.

$$z = \frac{V_{\text{реальн}}}{V_{\text{ідеальн}}} \quad (1.33)$$

z – універсальний коефіцієнт, який використовується в усіх розрахунках, пов'язаних з рухом газу в пласті, в стовбурі свердловини, в промислових та магістральних трубопроводах.

Вчені Д. Браун і Д. Катц на основі вивчення результатів експериментальних вимірювань коефіцієнту стисливості встановили, що якщо приведені параметри різних природних газів однакові ($P_{\text{пр}}$ і $T_{\text{пр}}$), то вони знаходяться у відносних станах, при яких їх фізичні властивості однакові, тобто $z = z(P_{\text{пр}}, T_{\text{пр}})$.

Приведеними параметрами називають безрозмірні величини, які показують у скільки разів дійсні параметри стану газу (тиск, температура, об'єм, густина, коефіцієнт стисливості) більші або менші від середньо критичних параметрів:

$$P_{\text{пр}} = \frac{P}{P_{\text{ср.кр}}}; \quad T_{\text{пр}} = \frac{T}{T_{\text{ср.кр}}}; \quad V_{\text{пр}} = \frac{V}{V_{\text{ср.кр}}}; \quad z_{\text{пр}} = \frac{z}{z_{\text{ср.кр}}};$$
$$\rho_{\text{пр}} = \frac{\rho}{\rho_{\text{ср.кр}}}. \quad (1.34)$$

Залежність коефіцієнту стисливості від тиску і температури має наведено на рисунках 1.2 і 1.3.

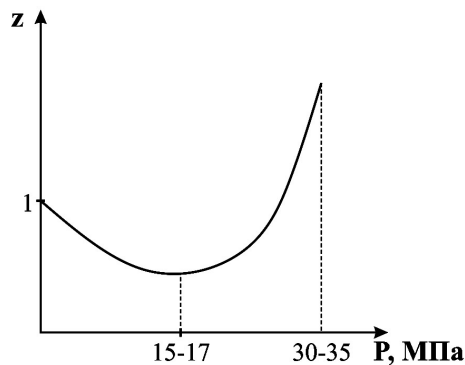


Рисунок 1.2. – Залежність коефіцієнту стисливості від тиску

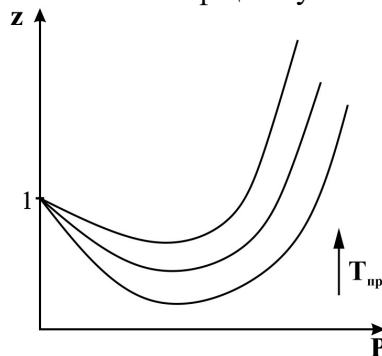


Рисунок 1.3 – Залежність коефіцієнту стисливості від тиску і температури

Коефіцієнт стисливості z залежить від тиску, температури і складу газу $z = f(C, P, T)$. Тобто для кожного газу буде своя залежність. Тоді для кожного родовища потрібно відбирати проби газу і проводити лабораторні дослідження по визначенню коефіцієнта стисливості, а потім ці дані використовувати в розрахунках, що є дуже трудомістким. Тому запропоновані універсальні залежності коефіцієнта z від параметрів, які придатні для газу будь-якого складу.

Коефіцієнт стисливості z розраховують за наступними методами:

- за графіками Брауна і Катца;
- за алгоритмом Сейрима;
- за залежністю Редліха-Квонга;
- за таблицями Катца.

Згідно алгоритму Сейрима коефіцієнт стисливості z визначають наступним чином:

$$z = \sum_{i=1}^6 \sum_{j=1}^6 A_{ij} P_i(x) P_j(y), \quad (1.35)$$

де A_{ij} – 36 числових коефіцієнтів;

$P_{i(x)}, P_{j(y)}$ – поліноми від аргументів.

$$x = \frac{2P_{np} - 15}{14,8}; \quad y = \frac{2T_{np} - 4}{1,9}. \quad (1.36)$$

По алгоритму Сейрима коефіцієнт z можна визначити з похибкою не більше 5%, якщо:

$$0.01 \leq P_{np} \leq 20$$

$$1.05 \leq T_{np} \leq 3.$$

Порівняння розрахованих значень коефіцієнтів стисливості z газоконденсатних сумішей, які вміщують вуглеводні різної будови (парафінові, нафтені і ароматичні), з даними експериментальних замірів показало, що присутність нафтових і ароматичних вуглеводнів (до 10% від об'єму суміші) практично не впливає на зміну коефіцієнту стисливості z .

При наявності в складі газу неуглеводневих компонентів (N_2 , CO_2 , H_2S) потрібно вводити поправку в розраховане значення коефіцієнта стисливості газу z_{cm} за правилом адитивності:

$$z_{cm} = z_a \cdot y_a + (1 - y_a) \cdot z_b, \quad (1.37)$$

де y_a – молярна частка азоту в суміші газів;

z_a і z_b – коефіцієнти стисливості азоту і вуглеводневої частини суміші газів відповідно.

При розв'язку задач пов'язаних з видобутком, транспортом, зберіганням і переробкою природних газів, найбільш вживані різні модифікації двохконстантного рівняння стану Редліха-Квонга і восьмиконстантного рівняння Бенедикта-Вебба-Рубіна. Рівняння стану Редліха-Квонга, запропоноване в 1948 р., записують наступним чином:

$$\left(P + \frac{a}{T^{0,5} V(V+b)} \right) (V-b) = RT. \quad (1.38)$$

Для визначення коефіцієнту стисливості z компоненту природного газу з рівняння Редліха-Квонга його перетворюють до наступного вигляду:

$$z^3 - z^2 + z(a^2 + b^2 p - b) \cdot p - a^2 b p^2 = 0, \quad (1.38)$$

$$\text{де } a = 0,4278 \frac{T_{кр}^{2,5}}{P_{кр} T^{2,5}}; \quad (1.39)$$

$$b = 0,0867 \frac{T_{кр}}{P_{кр} T}. \quad (1.40)$$

Порівняння результатів розрахунків коефіцієнту стисливості z по рівнянню (1.38) з даними експериментальних вимірювань показало, що похибка розрахунків не перевищує 2% при $0,01 \leq P_{np} \leq 12$ і $1,05 \leq T_{np} \leq 1,6$.

Рівняння стану Пенга-Робінсона, запропоноване в 1975 р. широко використовується для розрахунків. Воно дозволяє найбільш точно визначити об'єм, склад і густину рідкої фази, а також калорійні і термодинамічні властивості газоконденсатних сумішей:

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b)+b(V-b)}, \quad (1.41)$$

або

$$z^3 - (1-B)z^2 + (A-3B^2-2B)z - (AB-B^2-B^3) = 0, \quad (1.42)$$

де

$$A = a(T)P/(R^2 T^2); \quad B = bP/(RT) \quad (1.43)$$

Мартін в 1979 р. показав, що всі модифікації двохконстантного, або кубічного відносного об'єму газу, рівняння можна виразити в одній узагальненій формі:

$$z^3 + [(m_1 + m_2 - 1)B - 1]z^2 + [A + m_1 m_2 B^2 - (m_1 + m_2)(B + 1)]z - [AB + m_1 m_2 B^2(B - 1)] = 0, \quad (1.44)$$

$$\text{де } A = \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^n x_j x_i A_{ij}; \quad B = \sum_{i=1}^n x_i B_i;$$

$$A_{ij} = (1 - \delta_{ji}) (A_i A_j)^{0,5}; \quad B_j = \Omega_{\sigma i} P_{npj} / T_{npj}$$

$$A_j = \Omega_{\sigma i} P_{npj} / T_{npj},$$

де δ_{ji} - коефіцієнт парної (або бінарної) взаємодії; для рівняння Редліха-Квонга $m_1 = 0$, $m_2 = 1$, для рівняння Пенга-Робінсона

$$m_1 = 1 + \sqrt{2}, \quad m_2 = 1 - \sqrt{2}.$$

Значення коефіцієнтів $\Omega_{\sigma i}(T)$ і $\Omega_{\sigma i}(T)$ визначають по формулах:

для рівняння Редліха-Квонга

$$\Omega_{\sigma i} = \Omega_{\sigma b}; \quad \Omega_{\sigma i} = \Omega_{\sigma a} / T_{npj}^{0,5}$$

для рівняння Пенга-Робінсона

$$\Omega_{\sigma i} = \Omega_{\sigma b}, \quad \Omega_{\sigma i} = \Omega_{\sigma a} \left[\frac{1 + (0,37464 + 1,54226\omega_i - 0,26992\omega_i^2) \times}{1 - T_{npj}^{0,5}} \right]^2$$

Коефіцієнти $\Omega_{\sigma \sigma}$ і $\Omega_{\sigma a}$ визначають для критичних умов з рівняння (1.38) і (1.41). Для рівняння Редліха-Квонга $\Omega_{\sigma a} = 0,42748$, $\Omega_{\sigma \sigma} = 0,08664$; для рівняння Пенга-Робінсона $\Omega_{\sigma a} = 0,45723$, $\Omega_{\sigma \sigma} = 0,077796$.

1.8 Пружність насичених парів.

Якщо над парою, що знаходиться в ємності підвищувати тиск, то вона спочатку стискується і через деякий час стає насиченою.

При подальшому підвищенні тиску буде проходити конденсація пари і внаслідок цього зменшується її об'єм. Коли вся пара перейде в рідину, то при подальшому підвищенні тиску ця рідина буде стискатись на таку малу величину, що нею можна знехтувати. При підвищенні тиску буде проходити конденсація пари, а при зниженні – випаровування рідини. Це – прямі процеси.

Насичена пара представляє собою двохфазну систему – суміш рідини і пари з граничними умовами $x = 0$ і $x = 1$.

Стан насиченої пари повністю визначається тиском (температурою) і вмістом пари.

Залежність об'єму рідкого і пароподібного пропану від тиску при заданій температурі наведено на рисунку 1.4.

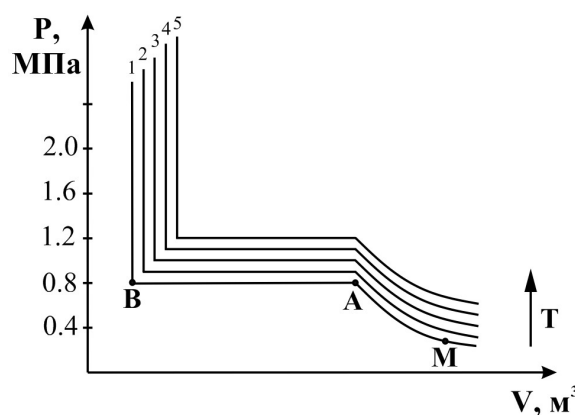


Рисунок 1.4 - Залежність об'єму рідкого і пароподібного пропану від тиску при заданій температурі

При стисненні від точки **М** до точки **А** маємо перегріту (насичену) пару. Крива в цьому інтервалі має гіперболічну форму. В точці **А** пара стає насиченою, а при подальшій зміні об'єму (ділянка **AB**) вона поступово переходить в рідину при незмінному тиску. В точці **В** закінчується перехід пари в рідину, при подальшому стискуванні буде різко підвищуватися тиск при практично незмінному об'ємі. Горизонтальна ділянка **AB** відповідає незмінному тиску в процесі конденсації парової фази в рідину. Значення цього тиску називають *пружністю насичених парів* природного газу при температурі дослідів і позначається Q . На основі отриманих даних будують криву пружності парів, що представляє собою залежність тиску від температури випаровування даної ділянки (рис. 1.5).

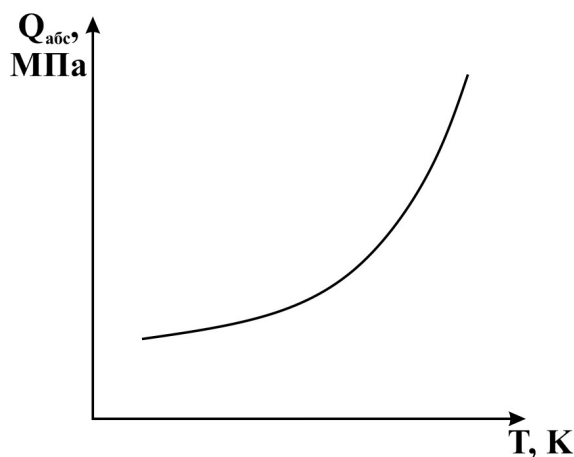


Рисунок 1.5 – Крива пружності насичених парів

Якщо вуглеводні знаходяться в суміші, то загальний тиск суміші впливає на пружність парів кожного компоненту. У суміші вуглеводнів пружність парів є функцією від температури і тиску суміші, тобто $Q = f(t, P_{см})$.

Так як для суміші газів введено три змінні – тиск суміші, що визначається її складом, температура і пружність парів, то введено так звану *константу рівноваги* (коефіцієнт розподілу), яка представляє собою відношення пружності парів індивідуального вуглеводню Q до тиску суміші $P_{см}$, тобто

$$K = \frac{Q}{P_{см}} \quad (1.45)$$

де K – константа рівноваги.

На рисунку 1.6 наведено залежність константи рівноваги н-бутану від тиску при 290 К в логарифмічних координатах. При низьких тисках залежність константи рівноваги від тиску майже прямолінійна, так як пружність парів Q мало змінюється. При високих тисках збільшення пружності парів Q з підвищення $P_{см}$ стає значним. Прямолінійна залежність переходить в криволінійну. З підвищенням загального тиску константа рівноваги зменшується повільніше, тому що позначається пружність парів. Чим вищий тиск, тим швидше зростає пружність парів з підвищенням загального тиску. Це виражається більш крутим направленням кривої, яка наближається в деякій точці до вертикалі. Ця точка відповідає такому тиску, при якому збільшення пружності парів пропорційне підвищенню загального тиску, тобто коли чисельник і знаменник дробу (1.45) змінюється з однаковою інтенсивністю.

Залежність константи рівноваги н-бутану від тиску в логарифмічних координатах має наступний вигляд:

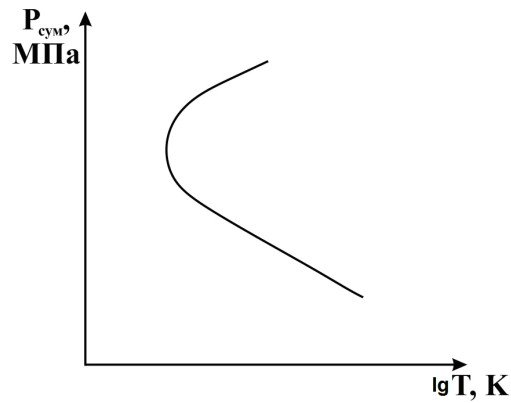


Рисунок 1.6 – Залежність константи рівноваги н-бутану при 289 К від загального тиску

При дуже високих тисках пружність парів збільшується інтенсивніше, ніж загальний тиск, тобто в області високих тисків константа рівноваги з ростом тиску зростає, тобто рідина стає більш легкою.

Пружність парів рідкої суміші по закону Рауля залежить від пружності парів окремих компонентів при даній температурі і від молярних концентрацій. Парціальний тиск кожного компоненту визначається як добуток його молярної концентрації на пружність парів в чистому вигляді:

$$P_i = x_i \cdot Q_i \quad (1.46)$$

Сума парціальних тисків всіх компонентів рівна загальному тиску над сумішшю або пружності парів рідкої суміші:

$$P_{см} = P_1 + P_2 + \dots + P_n = x_1 Q_1 + x_2 Q_2 + \dots + x_n Q_n \quad (1.47)$$

1.9 Вологість природного газу.

Природний газ в умовах пластових тисків і температур насичений парами води, так як газonosні породи завжди вміщують у великій кількості зв'язану, підошовну або крайову воду. Наявність вологи в газі є небажаною, так як пари води при русі газу можуть конденсуватись, накопичуватись в газопроводах і апаратах, порушуючи при цьому технологічний режим їх експлуатації. Пластова і конденсаційна вода з'єднуючись з кислими газами, сприяє інтенсивній корозії обладнання. Крім цього, при певних термобаричних умовах вода може утворювати тверді з'єднання з газом – гідрати, які перекривають трубопровід і знижують його пропускну здатність. Кількість вологи в газі залежить від тиску, температури, складу газу і складу води. Для характеристики вологості газу вводяться наступні параметри:

Абсолютна вологість – кількість парів води, яка може бути в газі при даних тиску і температурі. Вимірюється W [г/м³] або [кг/тис.м³].

Вологоємність – максимальна кількість парів води, яка може бути в газі при певному тиску P і температурі T .

Відносна вологість – відношення абсолютної вологості до вологоємності.

Точка роси газу по воді – характеризує температуру при зменшенні до якої з газу починає випадати волога.

Графічна залежність вологості газу від тиску і температури має наступний вигляд (рис. 1.7).

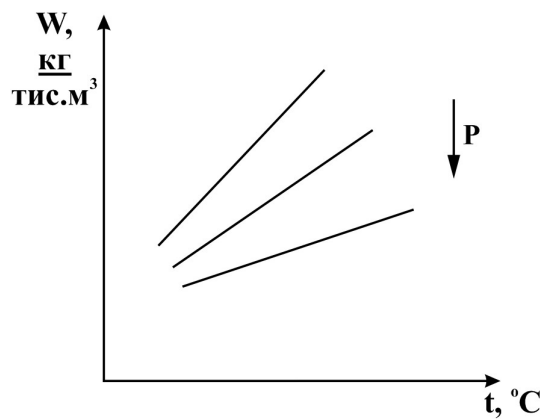


Рисунок 1.7 – Залежність вологовмісту газу від тиску і температури за відносної густини газу 0,6

З графічної залежності на рисунку 1.7 видно, що вологість газу зростає із збільшенням температури і зменшенням тиску. Ці графіки побудовані для прісної води і відносної густини газу 0,6. Для природних газів у значення абсолютної вологості, яке отримане за графіком необхідно внести поправки на густину газу і мінералізацію води.

Наявність вуглекислого газу CO_2 і сірководню H_2S в газах збільшує їх абсолютну вологість. Наявність азоту N_2 в газі призводить до зменшення вологості.

Із збільшенням густини (тобто молекулярної маси газу) вологовміст газу зменшується. Наявність в пластовій воді розчинених солей зменшує вологовміст газу, так як при розчиненні в воді солей знижується парціальний тиск парів води.

Якщо вміст солей в пластовій воді перевищує 5%, а густина газу значно відрізняється від 0,6, то вводяться відповідні поправки на вологість газу, отриману із графічної залежності:

$$W = W_{0.6} \cdot C_p \cdot C_s \quad (1.48)$$

де $W_{0.6}$ – вологість газу густиною 0,6 г/см³;

C_s – поправка на мінералізацію води;

C_p – поправка на густину газу.

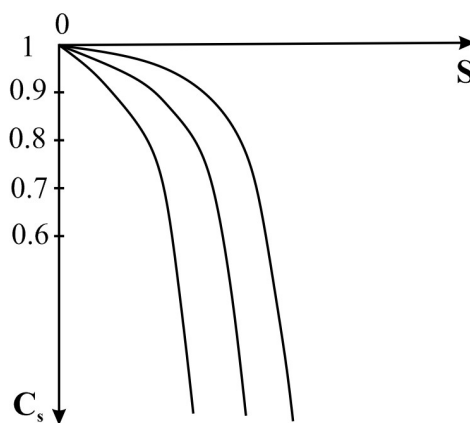


Рисунок 1.8 – Залежність поправки на мінералізацію пластової води від її мінералізації

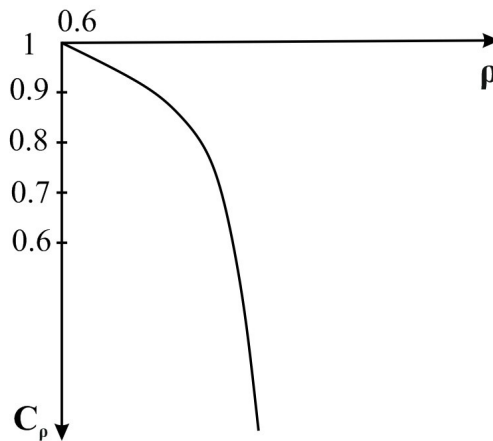


Рисунок 1.9 – Залежність поправки на густину газу від густини газу

Наявність в газі парів води в цілому негативно впливає на процес видобутку газу. Вона випадає з газу у стовбурі та викидних лініях свердловин, в промислових і магістральних газопроводах в результаті зменшення температури і зміни тиску. Накопичуючись в газопроводах, вода може призводити до самоглушіння свердловини, а у газопроводах – до зниження їх пропускної здатності. Тому на промислах перед подачею газу в магістральний трубопровід газ осушують на спеціальних промислових установках до точки роси, яка повинна бути нижчою мінімально можливої температури на шляху руху газу з промислу до споживача.

1.10. Гідрати природних газів.

Природний газ, насичений парами води при високому тиску і при певній додатній температурі здатний утворювати тверді з'єднання з водою – *гідрати*.

Гідрати – це кристалічні тверді тіла подібні на мокрий спресований сніг, які утворюються молекулами газу і молекулами води при певних тисках і температурах. Молекули води утворюють кристалічну решітку, у внутрішніх порожнинах якої розміщені молекули газу гідратоутворювача. З вуглеводневих газів гідрати утворюють метан, етан, пропан та ізобутан. Нормальний бутан і вищі гідратів не утворюють, так як розмір їх молекул перевищує розмір порожнини між молекулами води. Максимальний розмір порожнини між молекулами води складає 6,9 А (1 Ангстрем = 10^{-8} см = 10^{-10} м). З неуглеводневих газів гідрати утворюють всі гази за виключенням гелію, неону і водню.

Для утворення гідратів необхідні наступні умови:

- відповідні тиск і температура;
- відповідний склад газу;
- відповідний склад води;
- наявність вільної води (якщо вода у вигляді пари, то гідрати не утворюються);
- гідратоутворення прискорює турбулізація (інтенсивне перемішування води і газу).

Умови гідратоутворення можна охарактеризувати рівноважною кривою гідратоутворення.

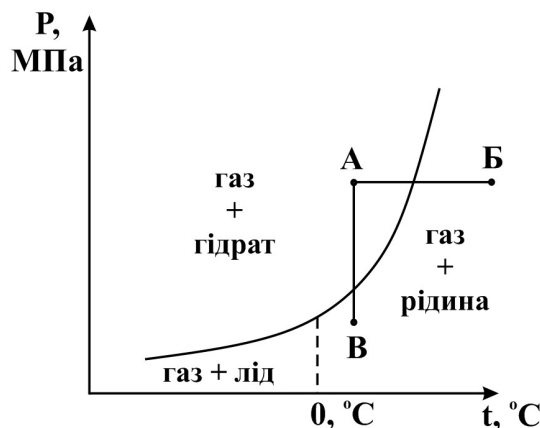


Рисунок 1.10 – Рівноважна крива гідратоутворення

Гідрати утворюються вище і лівіше наведеної кривої.

Вплив густини на умови гідратоутворення видно із наступного графічної залежності (рис. 1.11).

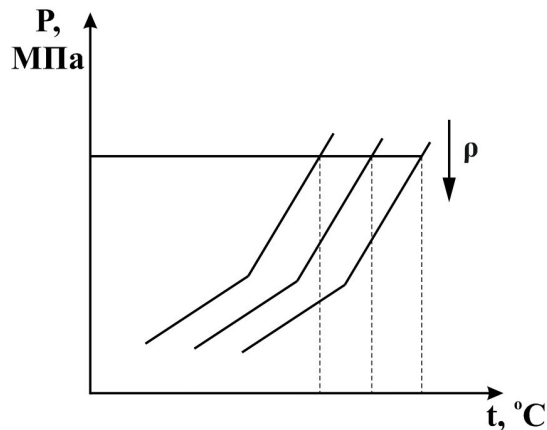


Рисунок 1.11 – Залежність рівноважної кривої гідратоутворення від густини природного газу

Чим вища густина газу, тим гідрати будуть утворюватись при більш високих температурах:

$$\bar{\rho}_g = 0,6 - t = +15^{\circ}\text{C};$$

$$\bar{\rho}_g = 1 - t = +19^{\circ}\text{C}.$$

Наявність в складі газу сірководню H_2S і вуглекислого газу CO_2 підвищують температуру гідратоутворення, а наявність азоту N_2 навпаки зменшує її. Якщо в складі газу більше 50% азоту, то гідрати взагалі не утворюються.

Підвищення мінералізації пластової води зменшує температуру гідратоутворення.

Гідрати негативно впливають на процеси видобування газу, тому що можуть повністю перекрити поперечний переріз труб і тоді подача газу взагалі припиняється.

Можливі наступні напрямки боротьби з гідратоутворенням:

1. Підвищення температури до значень від точки **А** до точки **Б**. Цей метод є дорогим і на виробництві застосовується тільки для ліквідації гідратів на окремих апаратах чи вузлах обладнання. Наприклад, якщо гідрати утворились на засувці, то використовують ППУ (паропересувна установка) і прогрівають її паром ззовні.

2. Зменшення тиску по лінії **АВ**. Застосовують тільки в тих випадках, коли гідрат утворився в газопроводі. Якщо наприклад в газопроводі утворився гідрат, то закривають засувки 1 і 2 тоді через свічки з обох сторін утворення гідрату 3 і 4 стравлюють газ і гідрат розкладається.

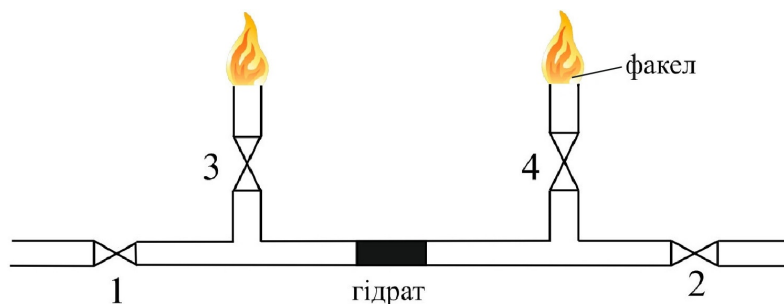


Рисунок 1.12 – Ліквідація гідратів в газопроводі

Не можна стравлювати газ тільки через одну свічку, наприклад 4. Тому що під дією тиску газу з другої сторони гідрат буде рухатись і тоді в місці під'єднання свічки 4 можливий розрив газопроводу.

3. Осушування газу.

Газ на промислах осушують на установках осушення газу.

4. Для боротьби з гідратоутворенням у привибійній зоні, пласті, стовбурі свердловин, викидних лініях і на промислових установках, тобто на шляху руху газу з пласта до входу в магістральний трубопровід застосовують *інгібітори гідратоутворення* – це речовини, які змішуючись з водою зменшують тиск насичених парів води і тоді гідрати утворюються при нижчих температурах. Це речовини на основі високомолекулярних спиртів і гліколів (метанол (метиловий спирт)), діетиленгліколь (ДЕГ), розчин різних солей, наприклад, CaCl_2 . Інгібітор гідратоутворення можна подавати на вибій свердловин у викидній лінії чи на установки промислової підготовки газу за допомогою спеціальних дозуючих насосів чи самопливом за допомогою спеціальних метанольних бачків.

1.11. Дроселювання природних газів.

Коефіцієнт Джоуля-Томсона.

Дроселювання – розширення газу при проходженні його через дросель – місцевий гідравлічний опір (вентиль, кран, звуження трубопровода і т.д.), яке супроводжується зміною температури. В процесі дроселювання реального природного газу при його русі через штуцер, засувку, регулятор тиску, клапан-відсікач, колони труб в свердловині, звуження мають місце втрати тиску, але при цьому також знижується температура газу.

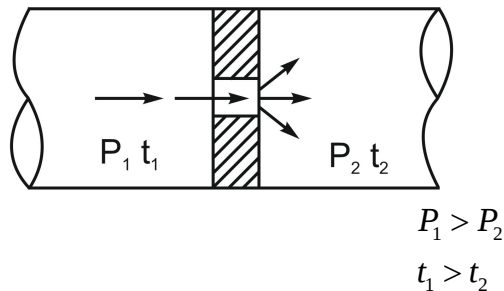


Рисунок 1.13 – Зміна тиску і температури при проходженні його через місцеве звуження

Зниження температури природного газу відбувається тому, що після штуцера газ розширюється. На розширення газу потрібна енергія для подолання сил взаємного притягання молекул, але так як енергія ззовні не підводиться, то на це витрачається внутрішня енергія газу, мірою якої є температура, тому після штуцера відбувається зниження температури газу.

Явище зниження температури газу при його адіабатному розширенні носить назву *дросель-ефекту* або *ефекту Джоуля-Томсона*. Розрізняють інтегральний і диференціальний ефекти дроселювання. Інтегральний ефект спостерігається при значному зниженні тиску газу, диференціальний представляє собою зміну температури при нескінченно малій зміні тиску.

Зміна температури газів і рідин при ізоентальпійному розширенні називають ефектом Джоуля-Томсона, а ϵ_i часто називають коефіцієнтом Джоуля-Томсона.

$$\epsilon_i = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_i = \left[T \left(\frac{\partial V}{\partial T} \right)_p - V \right] / C_p. \quad (1.48)$$

Залишковий об'єм газу V_o є різницею між об'ємами ідеального (RT/P) і реального газів:

$$V_o = RT/P - V, \quad (1.49)$$

де $V_o = f(P, T)$.

Диференціюючи (1.49) по T при $P = \text{const}$ і підставляючи результат диференціювання і V з (1.49), отримаємо (в К/МПа):

$$\epsilon_i = \left[V_o - T \left(\frac{\partial V_o}{\partial T} \right)_p \right] / C_p, \quad (1.50)$$

або

$$E_i = \frac{T_{кр} \cdot f(P_{np}, T_{np})}{C_p \cdot P_{кр}}, \quad (1.51)$$

де

$$f(P_{np}, T_{np}) = 1,44 \left[V_{онр} - T_{np} \left(\frac{\partial V_{онр}}{\partial T_{np}} \right)_{P_{np}} \right], \quad V_{онр} = V_o / V_{окр}. \quad (1.52)$$

Значення функції $f(P_{np}, T_{np})$ можна визначити по графічній залежності (рисунок 1.14) або розрахувати з похибкою менше 7% по кореляційній залежності Л.М. Гухмана і Т.В. Нагаревої (1.53):

$$f(P_{np}, T_{np}) = 2,343 \cdot T_{np}^{-2,04} - 0,071 \cdot (P_{np} - 0,8) \quad (1.53)$$

при $1,6 \leq T_{np} \leq 2,1$ і $0,8 \leq P_{np} \leq 3,5$

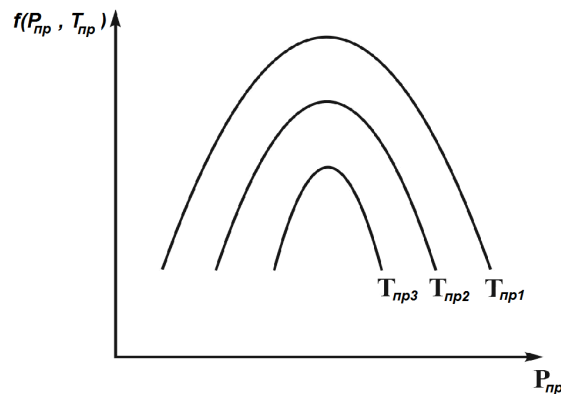


Рисунок 1.14 – Залежність $f(P_{np}, T_{np})$ від приведених абсолютних тисків P_{np} і температури T_{np}

Для реальних природних газів коефіцієнт Джоуля-Томсона можна виразити через коефіцієнт стисливості газу z :

$$E_i = \frac{A_m \cdot R \cdot T^2}{C_p \cdot P} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_p \quad (1.54)$$

де A_m – емпіричний коефіцієнт.

$(\partial z / \partial T)_p$ можна визначити з рівняння стану реальних природних газів, наприклад з рівняння стану Пенга-Робінсона.

Якщо $\left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_p > 0$ і $\varepsilon_i > 0$, то газ в процесі дроселювання охолоджується. При $\left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_p < 0$

і $\varepsilon_i < 0$ газ в процесі дроселювання нагрівається. У випадку $\left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_p = 0$ і $\varepsilon_i = 0$ маємо точку інверсії (газ не нагрівається і не охолоджується).

В більшості випадків газ в процесі дроселювання охолоджується, а рідина нагрівається.

Зміна температури газу (рідини) в процесі ізоентальпійного розширення при значному перепаді тиску на дроселі називається інтегральним дросель-ефектом. Його можна розрахувати за наступною залежністю:

$$T_1 - T_2 = \int_{P_2}^{P_1} \varepsilon_i dP, \quad (1.55)$$

або визначається по ентальпійних номограмах.

Наближено кінцеву температуру газу в процесі дроселювання можна визначити по наступній залежності:

$$\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} = \frac{3,57 P_{np}^{1/4}}{C_p T_{np1}} \left[0,005 \cdot 10^{-3} \ln \frac{P_1}{P_2} + 0,29 \cdot 10^{-7} (P_1^2 - P_2^2) - \right. \\ \left. - 209 \cdot 10^{-7} (P_1 - P_2) \right], \quad (1.56)$$

$$\text{де } \tilde{P}_{np} = (P_1 + P_2) / 2 P_{кр}; \quad T_{np1} = T_1 / T_{кр}; \quad \bar{C}_p = \bar{C}_p(\bar{P}_{np}; T_{np1}).$$

Для наближених розрахунків середнє значення коефіцієнту Джоуля-Томсона для природного газу приймають в межах від 2 до 4 [К (°C)/МПа]. Так як при дроселюванні рідина нагрівається (для рідин $E_1 < 0$), то для більшого ефекту зниження температури газу на дроселі необхідно повністю видалити рідину з потоку газу до його поступлення на дросель.

Середнє значення коефіцієнта Джоуля-Томсона для нафти змінюється від 0,4 до 0,6 К/МПа, для води воно складає 0,235 К/МПа.

1.12 Фазові перетворення газоконденсатних систем.

Ці перетворення проходять в газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищах до складу газу яких входить вуглеводневий конденсат C_5H_{12} і вищі вуглеводні.

В зоні високих тисків і при інших визначених умовах в газоконденсатних родовищах проходять зворотні процеси, тобто при підвищенні тиску проходить випаровування, а при зниженні тиску – конденсація. Такі процеси називають *зворотними*.

Родовища, утворені в результаті таких зворотних процесів називаються *газоконденсатними*. Існування газоконденсатних родовищ пояснюється тим, що вуглеводневі суміші при тиску, починаючи з 3,0÷4,0 МПа перестають підпорядковуватись законам пружності парів і рівноважних співвідношень.

При пониженні тиску і незмінній температурі або пониженні температури і постійному тиску проходять зворотні процеси конденсації або випаровування рідини.

Розглянемо фазову діаграму газоконденсатної системи (рисунк 1.15).

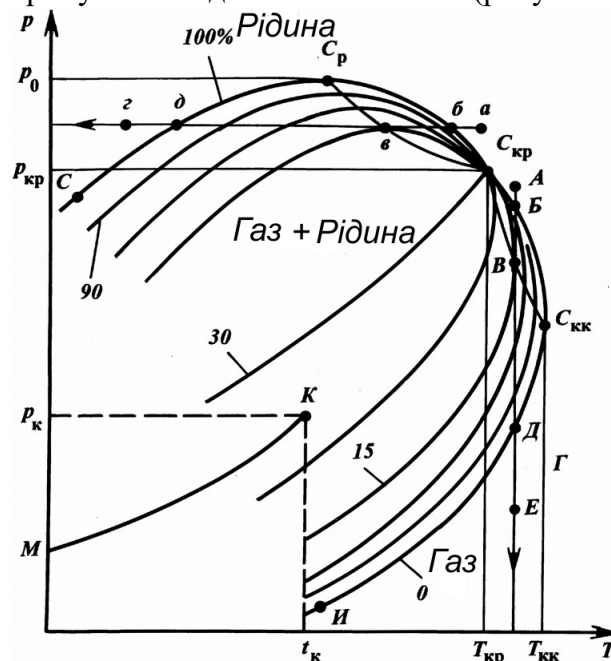


Рисунок 1.15- Діаграма стану P-T багатокомпонентної системи

Крива $CC_{кр}$ – лінія кипіння, вище якої існує рідка фаза, крива $C_{кр}B$ $C_{кр}DI$ – лінія конденсації, правіше і нижче якої розташована газова фаза. Крива $CC_{кр}I$ обмежує двохфазну область (область парової і рідкої фази). Цифри на лініях означають об'ємні частки рідкої фази в суміші у %.

Точка $C_{кр}$ – критична точка, якій відповідає значення критичного тиску і критичної температури; при максимальній температурі вище критичної $T_{кр}$ рідка і газова фази можуть знаходитись в стані рівноваги, тобто в цій точці знаходиться границя розділу фаз газ-рідина.

Точка $C_{\text{кк}}$ – точка, в якій рідка і газова фази можуть знаходитись в рівновазі, тобто в цій точці буде знаходитись границя розділу газ і рідина – *точка критичної конденсації*.

Розглянемо ізотермічний процес зменшення тиску від точки **A**, коли вуглеводнева суміш знаходиться в рівновазі в області газової фази. Зі зниженням тиску і збільшенням об'єму посудини високого тиску при незмінному складі суміші до точки **B** фазові перетворення не проходять. В точці **B** при зменшенні тиску утворюється перша крапля рідини, тобто проходить зворотна конденсація (утворення рідкої фази при зменшенні тиску). При подальшому зменшенні тиску об'єм утвореної рідини збільшується і в точці **B** досягає максимального значення. Область $C_{\text{кр}}B C_{\text{кк}}$ називається областю зворотної конденсації, а крива $C_{\text{кр}}B C_{\text{кк}}$ – лінією тиску максимальної конденсації. При подальшому зниженні тиску від точки **B** до точки **D** раніше утворена рідка фаза буде зменшуватись в об'ємі, випаровуватись і в точці **D** випарується остання її крапля.

При зниженні тиску від точки **B** до точки **D** проходить процес випаровування рідини із зменшенням тиску. В результаті подальшого зменшення тиску від точки **D** до точки **E** фазові перетворення не відбуваються, в цьому випадку суміш знаходиться в газовому стані. Процес зворотної конденсації спостерігається в інтервалі температур $T_{\text{кр}} - T_{\text{кк}}$.

Розглянемо процес ізобарного (при постійному тиску) зниженні температури від точки **a**, в якій газоконденсатна суміш знаходиться в рідкій фазі. При її охолодженні (до точки **б**) фазових переходів не відбувається. В точці **б** утворюється перша бульбашка газу. Утворення газової фази в процесі зниження температури при постійному тиску називається процесом зворотного випаровування. Зі зниженням температури від точки **б** до точки **в** об'єм парової фази збільшується і в точці **в** досягає максимуму.

Область $C_{\text{кр}}б C_{\text{кр}}$ називається областю зворотного випаровування, а крива $C_{\text{рв}} C_{\text{кр}}$ – лінією температур максимального випаровування.

При зниженні температури від точки **в** до точки **д** об'єм утвореної парової фази зменшується, парова фаза конденсується і в точці **д** сконденсовується остання бульбашка газу. Зі зменшенням температури від точки **в** до точки **д** проходить процес нормальної конденсації. При подальшому зниженні температури від точки **д** до точки **г** відсутні фазові переходи і вуглеводнева суміш знаходиться в рідкій фазі. Явище зворотного випаровування спостерігається тільки в інтервалі зміни тиску від $P_{\text{кр}}$ до P_0 .

Утворення рідкої фази в пористому середовищі за рахунок зниження пластового тиску призводить до втрат рідини. При розробці газоконденсатного покладу без підтримання пластового тиску в умовах газового режиму втрати рідкого конденсату в пласті можуть складати 30÷60% початкового (потенційного) вмісту конденсату ($C_{\text{s+}}$) в пластовому газі.

Процес конденсації в пористому середовищі з її великою питомою поверхнею проходить інакше, ніж в бомбі PVT, при незначній плоскій границі розділу фаз газ-рідина. У зв'язку з проявами капілярних сил в пористому середовищі тиск початку утворення рідкої фази, об'єм утвореної рідини і об'єм рідкої фази, що залишилась в пористому середовищі при однаковому тиску будуть більші, ніж в бомбі PVT. Капілярні сили в щільних низькопроникних колекторах можуть досягати великих значень. Крім них, слід враховувати вплив поверхневого натягу. Випадання конденсату в ПЗП і стовбурі свердловини призводить до явищ, подібних початковому градієнту тиску, який має місце при фільтрації в'язкопластичних неньютонівських рідин.

Контрольні запитання

1. Які основні категорії природних газів?
2. Який склад природного газу?
3. Що розуміють під густиною природного газу і які чинники на неї впливають?
4. Що розуміють під критичним тиском і температурою?

5. Охарактеризуйте в'язкість природного газу.
6. Що розуміють під теплоємністю природного газу?
7. Охарактеризуйте поняття ентальпії природного газу.
8. Охарактеризуйте небезпечні властивості природного газу.
9. Охарактеризуйте стисливість природного газу та коефіцієнт стисливості.
10. Дайте характеристику пружності насичених парів.
11. Охарактеризуйте вологість природного газу.
12. Дайте характеристику гідратам природних газів та методів боротьби з ними.
13. В чому полягає дроселювання природних газів?
14. Дайте характеристику фазовим перетворенням газоконденсатних систем.