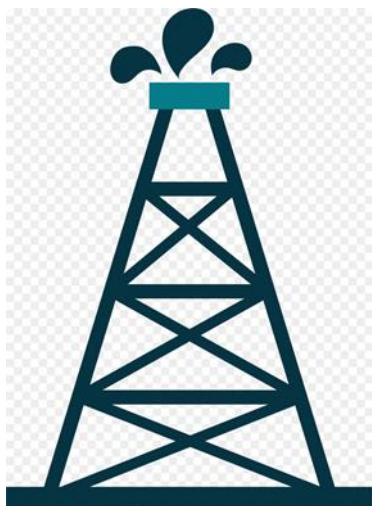


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

**ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**



МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до виконання практичних робіт та самостійної роботи
з навчальної дисципліни

«ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ»

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної
форми навчання зі спеціальності
185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

**Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2025**

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт та самостійної роботи з навчальної дисципліни «Технологія видобування газу і газового конденсату» (для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної форми навчання зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. : В. М. Орловський, О. В. Бобловський. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2025. – 87 с.

Укладачі: канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський,
асист. О. В. Бобловський

Рецензент

В. С. Білецький, доктор технічних наук, професор, професор
кафедри видобування нафти, газу і газоконденсату НТУ «ХПІ»

*Рекомендовано кафедрою нафтогазової інженерії і технологій,
протокол № 1 від 30.08.2024.*

ЗМІСТ

Вступ	4
ПРАКТИЧНІ РОБОТИ	5
Практична робота № 1 Визначення коефіцієнтів нафто-, водо- і газонасичення породи	5
Практична робота № 2 Визначення масового вмісту компонентів у природному газі	8
Практична робота № 3 Визначення густини природного газу	16
Практична робота № 4 Визначення коефіцієнта стисливості газу в пластових умовах.....	21
Практична робота № 5 Визначення вологості газу	25
Практична робота № 6 Визначення тиску на відстані від осі свердловини.....	31
Практична робота № 7 Побудова індикаторної діаграми і визначення графічним методом коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта за результатами дослідження газової свердловини	36
Практична робота № 8 Обробка результатів дослідження газової свердловини на стаціонарному режимі при виконанні закону Дарсі	44
Практична робота № 9 Обробка результатів дослідження газової свердловини на стаціонарному режимі при порушенні закону Дарсі	50
Практична робота № 10 Визначення коефіцієнта проникності і макрошорсткості привибійної зони пласта	57
Практична робота № 11 Визначення вільного дебіту газової свердловини.....	60
Практична робота № 12 Розрахунок фонтанного ліфта для газової свердловини на винесення твердих часток	64
Практична робота № 13 Розрахунок фонтанного ліфта для газової свердловини на винесення рідких крапель	68
Практична робота № 14 Розрахунок діаметра підйомника з умови мінімальних (заданих) втрат тиску у трубах	72
Практична робота № 15 Визначення діаметра викидної лінії газової свердловини	76
Практична робота № 16 Визначення діаметра викидної лінії газової свердловини за наявності рідини в газовій продукції.....	81
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ	86

ВСТУП

«Технологія видобування газу і газового конденсату» – одна з основних дисциплін спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології» (спеціалізація «Видобування нафти і газу»).

У цих методичних рекомендаціях із навчальної дисципліни «Технологія видобування газу і газового конденсату» розглядаються практичні задачі із технології видобування газу і газового конденсату. Методичні рекомендації призначені для викладачів, які проводять практичні заняття, а також для студентів денної форми навчання.

Метою цих методичних рекомендацій є оволодіння студентами теоретичних положень проведення технологічних розрахунків при видобуванні газу і газового конденсату у газовидобувних підприємствах.

Завданням практичних занять є поглиблення знань, отриманих студентами, на лекціях та при проходженні виробничої практики. Паралельно із засвоєнням теоретичних основ технології видобування газу і газового конденсату, що подаються в лекційній частині, студенти, які вивчають дану дисципліну, повинні оволодіти методиками і практичними навиками розрахунків процесів вилучення газу і газового конденсату з надр.

Порядок оформлення практичних робіт такий:

1. Титульний аркуш.
2. Завдання для виконання практичної роботи.
3. Зміст роботи.
4. Список використаних джерел.

ПРАКТИЧНІ РОБОТИ

Практична робота № 1

ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТІВ НАФТО-, ВОДО- І ГАЗОНАСИЧЕННЯ ПОРОДИ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення коефіцієнтів нафто-, водо- і газонасичення породи.

2 Основні теоретичні положення

Газонасиченість гірських порід (г. г. п.) (*англ. gas storage capacity of rocks*) – ступінь заповнення порожнин (пор, каверн і тріщин) в гірських породах природними газами. Чисельно оцінюється коефіцієнтом газонасиченості, що дорівнює відношенню об'єму газу природного, який заповнює породу, до об'єму відкритих пор і порожнин у породі.

Газонасиченість зумовлена сорбційною властивістю мінералів, які складають породу, пористістю і тріщинуватістю гірських порід, тиском газів.

Стосовно до покладів природного газу коефіцієнт г.г.п. характеризує частину об'єму відкритих пор породи, зайнятих вільним газом у термобаричних умовах пласта. Коефіцієнт г. г. п. (k_r) кількісно оцінюють за її нафто- (k_n) і водонасиченістю (k_v) виходячи з балансу флюїдів в порах породи, які не змішуються:

$$k_r = 1 - (k_n + k_v).$$

При просуванні вод в обводнені пласти спостерігається залишкова г. г. п., яка відповідає кількості нерухомого газу (защемленого в порах, відокремленого), k_r у свердловинах визначають:

- за матеріалами промислово-геофізичних досліджень (в основному за даними електричного каротажу) із залученням інформації про петрофізичні властивості порід;
- за даними детальної газометрії у процесі буріння свердловини з урахуванням умов залягання;
- за керном – дослідженням рівноважної і залишкової водонасиченості.

Величини газонасиченості застосовують для оцінки породи як колектора, підрахунку запасів і контролю за розробкою родовищ газу.

Наповненість порового простору нафтою і газом характеризується коефіцієнтами нафто- і газонасиченості. Вони визначаються як експериментально (в лабораторних умовах) так і в процесі промислово-геофізичних досліджень у свердловинах (методи електричного опору, нейтронні методи).

В лабораторних умовах об'єми води і нафти, що містяться у взірцях породи визначаються з допомогою апарата Закса. Використовуючи ці дані обчислюють коефіцієнти нафто-, водо- і газонасичення (в долях одиниці) за такими формулами:

коефіцієнт нафтонасичення

$$k_n = V_n \cdot \rho_n / m \cdot G; \quad (1.1)$$

коефіцієнт водонасичення

$$k_v = V_v \cdot \rho_v / m \cdot G; \quad (1.2)$$

коефіцієнт газонасичення

$$k_g = 1 - (k_n \cdot b_n + k_v \cdot b_v), \quad (1.3)$$

де V_n, V_v – відповідно об'єми нафти і води, що вміщуються у взірці, см^3 ;

ρ_n – густина породи, г/см^3 ;

m – коефіцієнт пористості, долі одиниці;

G – маса рідини, що вміщується у взірці, г;

b_n, b_v – об'ємні коефіцієнти відповідно нафти і води, долі одиниці.

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити коефіцієнти нафто-, водо- і газонасичення взірця породи.

4 Порядок виконання роботи

Використовуючи формули (1.1, 1.2, 1.3) визначаємо нафто-, водо- і газонасичення взірця породи, згідно з вихідними даними.

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити коефіцієнти нафто-, водо- і газонасичення взірця породи який містить $V_n = 4,44 \text{ см}^3$, $V_v = 4,0 \text{ см}^3$:

$G = 92 \text{ г}$;

$\rho_n = 2 \text{ г/см}^3$;

$m = 0,25$;

$b_n = 1,2$;

$b_v = 1,03$.

Розв'язання.

Коефіцієнти нафто-, водо- і газонасичення взірця породи визначаємо за формулами (1.1), (1.2), (1.3):

$$k_n = 4,44 \times 2,0 / 0,25 \times 92 = 0,386 \% \text{ або } 38,6 \%;$$

$$k_v = 4,0 \times 2,0 / 0,25 \times 92 = 0,348 \% \text{ або } 34,8 \%;$$

$$k_g = 1 - (0,386 \times 1,2 + 0,348 \times 1,03) = 179 \% \text{ або } 17,9 \%.$$

Відповідь: нафто-, водо- і газонасичення вірця породи відповідно дорівнюють:

$k_H = 0,386 \%$ або $38,6 \%$; $k_B = 0,348 \%$ або $34,8 \%$; $k_T = 179 \%$ або $17,9 \%$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 1.1 – Вихідні дані

Варіант	V_H , см ³	V_B , см ³	G , г	$\rho_{п}$, г/см ³	m	b_H	b_B
1	4,4	4,3	83	2,58	3,23	1,2	1,03
2	4,3	4,2	82	2,59	3,22	1,2	1,03
3	4,2	4,1	81	2,60	3,21	1,2	1,03
4	4,1	4,0	80	2,61	3,20	1,2	1,03
5	4,0	3,9	79	2,62	3,19	1,2	1,03
6	3,9	3,8	78	2,63	3,18	1,2	1,03
7	3,8	3,7	77	2,64	3,17	1,2	1,03
8	3,7	3,6	76	2,65	3,16	1,2	1,03
9	3,6	3,5	75	2,66	3,15	1,2	1,03
10	3,5	3,4	74	2,67	3,14	1,2	1,03
11	3,4	3,3	73	2,68	3,13	1,2	1,03
12	3,3	3,2	72	2,69	3,12	1,2	1,03
13	3,2	3,1	71	2,70	3,11	1,2	1,03
14	3,1	3,0	70	2,71	3,10	1,2	1,03
15	3,0	2,9	69	2,72	3,9	1,2	1,03
16	2,9	2,8	68	2,73	3,8	1,2	1,03
17	2,8	2,7	67	2,74	3,7	1,2	1,03
18	2,7	2,6	66	2,75	3,6	1,2	1,03
19	2,6	2,5	65	2,76	3,5	1,2	1,03
20	2,5	2,4	64	2,62	3,4	1,2	1,03
21	2,4	2,3	63	2,63	3,3	1,2	1,03
22	2,3	2,2	62	2,64	3,2	1,2	1,03
23	2,2	2,1	61	2,65	3,1	1,2	1,03
24	2,1	2,0	60	2,66	3,0	1,2	1,03
25	2,0	1,9	59	2,67	2,9	1,2	1,03

Контрольні запитання

1. Що розуміють під коефіцієнтом газонасичення гірських порід?
2. Чим оцінюється газонасиченість гірських порід?
3. Для чого застосовують величини газонасиченості?
4. Що характеризує коефіцієнт газонасичення гірських порід?
5. Чим зумовлена газонасиченість гірських порід?

Практична робота № 2

ВИЗНАЧЕННЯ МАСОВОГО ВМІСТУ КОМПОНЕНТІВ У ПРИРОДНОМУ ГАЗІ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення масового вмісту компонентів у природному газі.

2 Основні теоретичні положення.

Фізико-хімічні властивості природних газів.

Склад газу

Природний газ, який видобувають із родовищ газу і нафти, складається із вуглеводнів гомологічного ряду метану, а також може містити неуглеводневі компоненти: азот, діоксид вуглецю, сірководень, меркаптани, рідкоземельні (інертні) гази (гелій, аргон, криптон, ксенон) і деколи пари ртуті. Крім того, природні гази насичені парами води, вміст яких залежить від тиску, температури, складу газу і складу води.

Вміст вуглеводневих компонентів у газі залежить від типу родовища, з якого видобувають газ (газове, газоконденсатне, нафтове). *Природний газ із суто газових родовищ* складається в основному з метану, вміст якого в газі може становити 82–98 %.

Природний газ із газоконденсатних родовищ характеризується підвищеним вмістом пентану і вищих вуглеводнів (фракції $C_5H_{12+в}$). До складу важких вуглеводнів, які об'єднують загальною назвою – газовий (вуглеводневий) конденсат, входять бензинові, лігроїнові і керосинові фракції, а деколи і більш важкі масляні фракції.

Супутний нафтовий газ нафтових родовищ, який виділяється із нафти при зниженні тиску нижче від тиску насичення нафти газом і видобувається із свердловин разом з нафтою, характеризується підвищеним вмістом проміжних вуглеводнів (етану, пропану і бутану).

Газова суміш характеризується молекулярною масою і вмістом окремих компонентів. Склад природного газу виражають в об'ємних (молярних) або масових частках одиниці або у відсотках. Об'ємний склад газової суміші приблизно співпадає з молярним складом, оскільки за законом Авогадро один кмоль будь-якого газу за однакових фізичних умов займає такий самий об'єм: за нормальних умов ($p_0 = 0,101\,325$ МПа, $T_0 = 273,15$ К) – $22,414\,1\,m^3$, за стандартних умов ($p_{cm} = 0,101\,325$ МПа, $T_{cm} = 293,15$ К) – $24,055\,m^3$.

Молекулярну масу газової суміші, яка складається з різних газів, визначають за об'ємним (молярним) або масовим вмістом окремих компонентів у суміші за такими формулами:

$$M_r = \sum_{i=1}^n y_i M_i \text{ або } M_r = \frac{\sum_{i=1}^n y'_i M_i}{100}, \quad (2.1)$$

$$M_r = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{g_i}{M_i}} \text{ або } M_r = \frac{100}{\sum_{i=1}^n \frac{g_i}{M_i}}, \quad (2.2)$$

де y_i, y'_i – об’ємна (молярна) частка i -го компонента в суміші, відповідно, в частках одиниці і у відсотках;

g_i, g'_i – масова частка i -го компонента в суміші відповідно в частках одиниці і у відсотках;

n – кількість компонентів у складі газу;

M_i – молекулярна маса i -ого компонента, яку беруть із таблиць 2.1 і 2.2.

Об’ємний (молярний) склад газу можна перерахувати в масовий для кожного компонента за формулою

$$g_i = \frac{y_i M_i}{\sum_{i=1}^n y_i M_i} \text{ або } g_i = \frac{y_i M_i}{M_r}. \quad (2.3)$$

Якщо склад природного газу задано в масових частках, то для перерахунку його в об’ємні (молярні) частки використовують формулу

$$y_i = \frac{g_i}{M_i \sum_{i=1}^n \frac{g_i}{M_i}} \quad (2.4)$$

Масовий вміст будь-якого компонента в газовій суміші визначають за формулою

$$g_i = 10 \frac{y'_i M_i}{24,055}, \quad (2.5)$$

де g_i – масовий вміст i -ого компонента в газовій суміші, г/м³;

y'_i – об’ємна (молярна) частка i -ого компонента в газовій суміші, %.

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити масовий вміст кожного компонента у природному газі.

4 Порядок виконання роботи

4.1. Беремо молекулярні маси кожного компонента природного газу з таблиць 2.1 і 2.2.

4.2. Визначаємо масовий вміст окремих компонентів у природному газі за формулою (2.3).

5 Приклад

Вихідні дані.

Об’ємний склад газу:

метан (CH₄) – 90,6 %,

етан (C₂H₆) – 4,2 %,

пропан (C₃H₈) – 2,1 %,

бутан (C₄H₁₀) – 1,3 %,

пентан (C₅H₁₂) – 0,5 %,

азот (N_2) – 1,3 %.

Розв'язання:

1. Молекулярні маси кожного компонента беремо з таблиць 2.1 і 2.2:

$$M_{C1} = 16,043 \text{ кг/кмоль};$$

$$M_{C2} = 30,07 \text{ кг/кмоль};$$

$$M_{C3} = 44,097 \text{ кг/кмоль};$$

$$M_{C4} = 58,124 \text{ кг/кмоль};$$

$$M_{C5} = 72,151 \text{ кг/кмоль};$$

$$M_{N2} = 28,016 \text{ кг/кмоль}.$$

2. Масовий вміст окремих компонентів у газі визначаємо за формулою (1.3):

метан

$$(CH_4) = 90,6 \times 16,043 / (90,6 \times 16,043 + 4,2 \times 30,07 + 2,1 \times 44,097 + 1,3 \times 58,124 + 0,5 \times 72,151 + 1,3 \times 28,016) = 0,798 \text{ г/м}^3;$$

етан

$$g(C_2H_6) = 4,2 \times 30,07 / (90,6 \times 16,043 + 4,2 \times 30,07 + 2,1 \times 44,097 + 1,3 \times 58,124 + 0,5 \times 72,151 + 1,3 \times 28,016) = 0,069 \text{ г/м}^3;$$

пропан

$$g(C_3H_8) = 2,1 \times 44,097 / (90,6 \times 16,043 + 4,2 \times 30,07 + 2,1 \times 44,097 + 1,3 \times 58,124 + 0,5 \times 72,151 + 1,3 \times 28,016) = 0,051 \text{ г/м}^3;$$

бутан

$$g(C_4H_{10}) = 1,3 \times 58,124 / (90,6 \times 16,043 + 4,2 \times 30,07 + 2,1 \times 44,097 + 1,3 \times 58,124 + 0,5 \times 72,151 + 1,3 \times 28,016) = 0,042 \text{ г/м}^3;$$

пентан

$$g(C_5H_{12}) = 0,5 \times 72,151 / (90,6 \times 16,043 + 4,2 \times 30,07 + 2,1 \times 44,097 + 1,3 \times 58,124 + 0,5 \times 72,151 + 1,3 \times 28,016) = 0,0198 \text{ г/м}^3;$$

азот

$$g(N_2) = 1,3 \times 28,016 / (90,6 \times 16,043 + 4,2 \times 30,07 + 2,1 \times 44,097 + 1,3 \times 58,124 + 0,5 \times 72,151 + 1,3 \times 28,016) = 0,02 \text{ г/м}^3.$$

Відповідь: масовий вміст компонентів у природному газі:

$$CH_4 = 0,798 \text{ г/м}^3;$$

$$C_2H_6 = 0,069 \text{ г/м}^3;$$

$$C_3H_8 = 0,051 \text{ г/м}^3;$$

$$C_4H_{10} = 0,042 \text{ г/м}^3;$$

$$C_5H_{12} = 0,0198 \text{ г/м}^3;$$

$$N_2 = 0,02 \text{ г/м}^3.$$

Таблиця 2.1 – Основні параметри компонентів природного газу

Показники	Компоненти				
	Метан	Етан	Пропан	Ізобутан	Нормальний бутан
1	2	3	4	5	6
Хімічна формула	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	<i>n</i> -C ₄ H ₁₀
Молекулярна маса	16,043	30,07	44,097	58,124	58,124
Молекулярний об'єм, 10 ⁻³ , м ³	22,36	22,16	21,82	21,75	21,50
Густина при 0 °С і 0,1013 МПа, кг/м ³	0,7168	1,356	2,010	2,668	2,703
Густина при 20 °С і 0,1013 МПа, кг/м ³	0,6679	1,263	1,872	2,4859	2,5185
Густина в рідкому стані при температурі кипіння, кг/м ³	416	546	585	600	582
Об'єм в газовій фазі після випаровування рідини, зведений до температури 0 °С, м ³ /м ³	442,1	311,1	272,9	237,5	229,4
Відносна густина	0,555	1,049	1,562	2,067	2,091
Газова стала м/°С	52,95	28,19	19,23	14,95	14,95
Критичні параметри:					
температура, К	190,7	306,2	369,8	407,2	425,2
абсолютний тиск, МПа	4,7	4,9	4,3	3,7	3,8
густина, кг/м ³	162,0	210,0	225,5	232,5	225,2
питомий об'єм, м ³ /кг	0,0062	0,0047	0,0044	0,0043	0,0044
коефіцієнт стисливості	0,290	0,285	0,277	0,274	0,283
Параметри потенціалів:					
ε/k , К	140	236	206	208	217
σ , А	3,808	4,384	5,420	5,869	5,815
δ	—	—	—	—	—
Теплоємність при 0 °С і 0,1013 МПа, кДж/кг °С					
при постійному тиску C_p	0,5172	0,3934	0,3701	0,3802	0,3802
при постійному об'ємі C_v	0,39361	0,3273	0,3252	0,3466	0,3466
Динамічний коефіцієнт в'язкості при 0 °С і 0,1013 МПа, мПас	0,0103	0,0083	0,0075	0,0069	0,0069
Фактор ацентричності молекул ω	0,0104	0,0986	0,1524	0,1849	0,02010
Теплопровідність при 0 °С, Вт/м·°С	0,026	0,016	0,013	0,010	0,01
Теплота при 0 °С, кДж/кг					
випаровування	570	490	427	394	352
плавлення	60,8	95,2	80,0	75,5	77,5
Температура кипіння, К	111,7	184,6	231,1	261,5	272,7
Температура плавлення, К	90,66	100,66	—	138,16	128,16

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6
Хімічна формула	<i>i</i> -C ⁵ H ¹²	<i>n</i> -C ⁵ H ¹²	C ₆ H ₁₄	C ₇ H ₁₆	C ₈ H ₁₈
Молекулярна маса	72,151	72,151	86,178	100,198	114,22
Молекулярний об'єм, 10 ⁻³ , м ³	20,87	20,87	22,42	22,47	22,71
Густина при 0 °С і 0,1013 МПа, кг/м ³	3,457	3,457	3,845	4,459	5,030
Густина при 20 °С і 0,1013 МПа, кг/м ³	3,221	3,221	3,583	4,155	4,687
Густина в рідкому стані при температурі кипіння, кг/м ³	637	625	664		
Об'єм в газовій фазі після випаровування рідини, зведений до температури 0 °С, м ³ /м ³	206,6	204,6	182	—	—
Відносна густина	2,490	2,674	2,974	3,450	3,820
Газова стала м/°С	11,75	11,75	9,89	8,46	7,42
Критичні параметри:					
температура, К	461,0	470,4	508	540	568,8
абсолютний тиск, МПа	3,3	3,4	3,07	2,9	2,53
густина, кг/м ³	—	232,0	—	—	—
питомий об'єм, м ³ /кг	—	0,0043	—	—	—
коефіцієнт стисливості	5,769	5,769	5,909	8,880	7,541
Параметри потенціалів:					
ε/к, К	269	269	423	288	333
σ, А	6,057	6,099	5,916	7,00	7,407
δ	—	—	—	—	—
Теплоємність при 0 °С і 0,1013 МПа, кДж/кг · °С					
при постійному тиску C _p	0,3805	0,3805	0,3827	0,3846	0,3856
при постійному об'ємі C _v	0,3533	0,3533	0,360	0,3652	0,3686
Динамічний коефіцієнт в'язкості при 0 °С і 0,1013 МПа, мПа·с	0,2223	0,2539	0,3007	0,3498	0,4018
Фактор ацентричності молекул ω	0,0106	0,0106	0,00966	0,0092	0,0084
Теплопровідність при 0 °С, Вт/м · °С					
Теплота при 0 °С, кДж/кг випаровування					
плавлення	309,26	300,96	341,86	371,56	398,86
Температура кипіння, К	143,46	113,26	177,86	182,56	216,36
Температура плавлення, К					

Таблиця 2.2 – Фізико-хімічні властивості неуглеводневих компонентів природних газів

Показники	Компоненти				
	Азот	Повітря	Водяна пара	Кисень	Водень
Хімічна формула	N ₂	–	H ₂ O	O ₂	H ₂
Молекулярна маса	28,016	28,96	18,016	32,0	2,016
Молекулярний об'єм, 10 ⁻³ , м ³	22,404	22,40	23,45	–	22,43
Густина при 0 °С і 0,1013 МПа, кг/м ³	1,250	1,293	0,768	1,429	0,0899
Густина при 20 °С і 0,1013 МПа, кг/м ³	1,165	1,205	0,750	1,331	0,0837
Об'єм в газовій фазі після випаровування рідини, зведений до температури 0 °С, м ³ /м ³	–	–	47,06	26,97	420,63
Відносна густина	0,97	1,00	0,624	1,105	0,069
Газова стала м/°С	30,26	29,27			420,63
Критичні параметри:					
температура, К	3,465	13,24	–	5,18	33,25
абсолютний тиск, МПа	–	–	–	–	1,325
густина, кг/м ³	126,26	132,40	–	154,78	–
питомий об'єм, м ³ /кг	–	–	–	–	–
коефіцієнт стисливості	3,681	–	–	88	33,3
Параметри потенціалів:					
ε/k, К	91,5	78,6	–	3,541	2,968
ω, А	3,681	3,711	–	–	–
δ	–	–	–	–	–
Теплоємність при 0 °С і 0,1013 МПа, кДж/кг·°С					
при постійному тиску C _p	0,24	0,2397	0,4441	0,2185	3,3904
при постійному об'ємі C _v	0,1770	0,1712	0,3469	0,156	2,4045
Динамічний коефіцієнт в'язкості при 0 °С і 0,1013 МПа, мПа·с	–	–	–	–	–
Фактор ацентричності молекул ω	0,040	–	–	0,019	–
Теплопровідність при 0 °С, Вт/м·°С	0,020	0,021	0,015	–	0,148
Теплота при 0 °С, кДж/кг					
випаровування	–	–	–	–	–
плавлення	–	–	–	–	–
Температура кипіння, К	77,36	78,8	100,0	90,16	20
Температура плавлення, К	63,16	–	0	54,36	–

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7
Хімічна формула	H ₂ S	CO ₂	CO	He	Ar	Hg
Молекулярна маса	34,082	44,011	28,011	4,00	39,95	200,59
Молекулярний об'єм, 10 ⁻³ , м ³	22,14	22,26	22,41	–	–	10,019
Густина при 0 °С і 0,1013 МПа, кг/м ³	1,539	1,977	1,250	0,178	1,784	13,595
Густина при 20 °С і 0,1013 МПа, кг/м ³	1,434	1,842	1,165	0,166	1,662	13,546
Об'єм у газовій фазі після випаровування рідини, зведений до температури 0 °С, м ³ /м ³	–	–	–	–	–	–
Відносна густина	1,190	1,529	0,967	1,138	1,380	–
Газова стала, м ³ /°С	24,89	19,27	30,27	211,84	–	–
Критичні параметри:						
температура, К	373,6	304,2	132,93	5,2	150,72	–
абсолютний тиск, МПа	9,185	7,527	3,568	0,234	4,959	–
густина, кг/м ³	–	–	–	–	–	–
питомий об'єм, м ³ /кг	–	–	–	–	–	–
коефіцієнт стисливості	343	190	110	10,8	124,9	–
Параметри потенціалів:						
ε/k, К	3,49	3,996	3,59	2,57	3,423	–
σ, А	0,21	–	–	–	–	–
δ	–	–	–	–	–	–
Теплоємність при 0 °С і 0,1013 МПа, кДж/кг·°С						
при постійному тиску C _p	0,253	0,1946	0,2483	1,260	1,243	0,0335
при постійному об'ємі C _v	0,192	0,1496	0,1774	0,760	–	–
Динамічний коефіцієнт в'язкості при 0 °С і 0,1013 МПа, мПа·с	–	–	–	–	–	–
Фактор ацентричності молекул ω	0,100	0,231	–	0,246	–	–
Теплопровідність при 0 °С, Вт/м·°С	0,011	0,012	–	0,123	–	–
Теплота при 0 °С, кДж/кг						
випаровування	–	–	–	–	–	–
плавлення	–	–	–	–	–	–
Температура кипіння, К	211	194,7	81,7	4,3	87,5	–
Температура плавлення, К	–	–	–	–	–	–

6. Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 2.3 – Вихідні дані

Варіант	метан (CH ₄), %	етан (C ₂ H ₆), %	пропан (C ₃ H ₈), %	бутан (C ₄ H ₁₀), %	пентан (C ₅ H ₁₂), %	азот (N ₂),%
1	2	3	4	5	6	7
1	82,0	11,5	3,0	2,0	1,0	0,5
2	82,5	10,6	3,1	2,1	1,1	0,6
3	83,0	9,7	3,2	2,2	1,2	0,7

Продовження таблиці 2.3

1	2	3	4	5	6	7
4	83,5	8,8	3,3	2,3	1,3	0,8
5	84,0	7,9	3,4	2,4	1,4	0,9
6	84,5	7,0	3,5	2,5	1,5	1,0
7	85,0	6,1	3,6	2,6	1,6	1,1
8	85,5	5,2	3,7	2,7	1,7	1,2
9	86,0	4,3	3,8	2,8	1,8	1,3
10	86,5	4,0	3,7	2,7	1,7	1,4
11	87,0	3,9	3,6	2,6	1,6	1,3
12	87,5	3,8	3,5	2,5	1,5	1,2
13	88,0	3,7	3,4	2,4	1,4	1,1
14	88,5	3,6	3,3	2,3	1,3	1,0
15	89,0	3,5	3,2	2,2	1,2	0,9
16	89,5	3,4	3,1	2,1	1,1	0,8
17	90,0	3,3	3,0	2,0	1,0	0,7
18	90,5	3,2	2,9	1,9	0,9	0,6
19	91,0	3,1	2,8	1,8	0,8	0,5
20	91,5	3,0	2,7	1,7	0,7	0,4
21	92,0	2,9	2,6	1,6	0,6	0,3
22	92,5	2,8	2,5	1,5	0,5	0,2
23	93,0	2,7	2,4	1,4	0,4	0,1
24	93,5	2,6	2,3	1,0	0,3	0,3
25	94,0	2,5	2,2	0,9	0,2	0,2

Контрольні запитання

1. З яких компонентів складається природний газ?
2. Від чого залежить вміст вуглеводневих компонентів у газі?
3. З яких газів складається природний газ суто газових родовищ?
4. З яких газів складається природний газ газоконденсатних родовищ?
5. З яких газів складається супутній нафтовий газ нафтових родовищ?
6. Якими параметрами характеризується газова суміш?

Практична робота № 3

ВИЗНАЧЕННЯ ГУСТИНИ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення густини природного газу.

2 Основні теоретичні положення

Густина – це маса одиниці об'єму газу (відношення маси газу до його об'єму) при певних тиску і температурі.

Густина газу залежить від його складу, тиску і температури. Якщо відома молекулярна маса, то густину газу визначають за формулами:

за нормальних умов ($P = 100$ кПа, $t = 0$ °C):

$$\rho_{г.0} = \frac{M_{г}}{22,4141}, \quad (3.1)$$

за стандартних умов ($P = 100$ кПа, $t = 20$ °C):

$$\rho_{г.ст} = \frac{M_{г}}{22,055}, \quad (3.2)$$

де $\rho_{г.0}$, $\rho_{ст}$ – густина газу відповідно за нормальних і стандартних умов, кг/м³.

У газовій промисловості облік газу проводять за стандартних фізичних умов.

Для газоконденсатних сумішей зі значним вмістом конденсату густину суміші визначають за формулою

$$\rho_{сум} = \frac{\rho_{г}Q_{г} + \rho_{к}Q_{к}}{Q_{г} + b_{к}Q_{к}}, \quad (3.3)$$

де $b_{к} = 24 \frac{\rho_{к}}{M_{к}}$, – уявний об'ємний коефіцієнт конденсату; (3.4)

$\rho_{г}$, $\rho_{к}$ – густина газу і конденсату відповідно після сепаратора при $p_{ст}$ і $T_{ст}$, кг/м³;

$Q_{г}$, $Q_{к}$ – дебіт газу і конденсату відповідно при $p_{ст}$ і $T_{ст}$, м³/добу;

$M_{к}$ – молекулярна маса конденсату, кг/кмоль.

У нафтогазовій справі для практичних розрахунків часто використовують відносну густину газу, під якою розуміють відношення густини газу $\rho_{г}$, до густини повітря за однакових умов (тиску і температури). Відносна густина газу зручна тим, що вона є сталою величиною та не залежить від тиску і температури, якщо знехтувати різницею в коефіцієнтах стисливості газу і повітря.

$$\bar{\rho}_{г} = \frac{\rho_{г.0}}{\rho_{п.0}} \quad \text{або} \quad \bar{\rho}_{г} = \frac{\rho_{г.0}}{1,293}, \quad (3.5)$$

$$\bar{\rho}_{г} = \frac{\rho_{г.ст}}{\rho_{п.ст}} \quad \text{або} \quad \bar{\rho}_{г} = \frac{\rho_{г.ст}}{1,205},$$

де $\rho_{п.0}$, $\rho_{п.ст}$ – густина повітря відповідно за нормальних і стандартних умов, ($\rho_{п.0} = 1,293$ кг/м³; $\rho_{п.ст} = 1,205$ кг/м³).

Якщо відома молекулярна маса газу, то відносну густину знаходять за формулою

$$\bar{\rho}_\Gamma = \frac{M_\Gamma}{M_\Pi} = \frac{M_\Gamma}{28,979}, \quad (3.6)$$

де M_Π – молекулярна маса повітря ($M_\Pi = 28,979$ кг/кмоль).

Густину газу при заданому тиску p і температурі T і відомій густині газу за стандартних умов визначають за формулою

$$\rho_\Gamma(p, T) = \rho_{\Gamma, \text{ст}} \frac{p T_{\text{ст}}}{z p_{\text{ат}} T}, \quad (3.7)$$

де $\rho_{\Gamma, \text{ст}}$ – густина газу за стандартних умов, кг/м³;

p , T – відповідно заданий тиск і температура;

z – коефіцієнт стисливості газу за тиску p і температури T ;

$T_{\text{ст}}$ – температура за стандартних умов, К

$p_{\text{ат}}$ – атмосферний тиск, МПа.

За наявності водяної пари густину газу визначають за формулою

$$\rho_{\Gamma \text{ в.п}} = \rho_{\Gamma, \text{ст}} \left[1 + \frac{p_{\text{ат}} z T W}{p T_{\text{ст}}} (\rho_{\text{в.п}} / \rho_{\text{ст}} - \rho_{\text{в.п}} / p) \right] \quad (3.8)$$

де W – вологовміст газу за тиску p і температури T , кг/м³;

$\rho_{\text{в.п}}$ – густина насиченої водяної пари, кг/м³;

p – тиск насиченої водяної пари, МПа.

Залежність густини і тиску насиченої пари води від температури наведено у таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Залежність густини і тиску насиченої пари води від температури

$T, \text{К}$	$p_{\text{в.п}}, \text{МПа}$	$\rho_{\text{в.п}}, \text{кг/м}^3$	$T, \text{К}$	$p_{\text{в.п}}, \text{МПа}$	$\rho_{\text{в.п}}, \text{кг/м}^3$	$T, \text{К}$	$p_{\text{в.п}}, \text{МПа}$	$\rho_{\text{в.п}}, \text{кг/м}^3$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
273	0,000 611	0,004 85	300	0,003 564	0,025 76	327	0,015 002	0,099 8
274	0,000 656	0,005 19	301	0,003 778	0,027 22	328	0,015 740	0,104 4
275	0,000 706	0,005 56	302	0,004 004	0,028 75	329	0,016 509	0,109 2
276	0,000 757	0,005 94	303	0,004 241	0,030 36	330	0,017 311	0,114 2
277	0,000 804	0,006 36	304	0,004 491	0,032 20	331	0,018 146	0,119 3
278	0,000 882	0,006 79	305	0,004 753	0,033 81	332	0,019 015	0,125 7
279	0,000 934	0,007 26	306	0,005 029	0,035 65	333	0,019 917	0,130 7
280	0,001 001	0,007 75	307	0,005 318	0,037 58	334	0,020 859	0,136 0
281	0,001 072	0,008 26	308	0,005 622	0,039 60	335	0,021 839	0,142 0
282	0,001 147	0,008 82	309	0,005 940	0,041 72	336	0,022 849	0,148 2
283	0,001 227	0,009 40	310	0,006 274	0,043 93	337	0,023 909	0,154 6
284	0,001 312	0,010 01	311	0,006 624	0,046 23	338	0,025 007	0,163 0
285	0,001 401	0,010 66	312	0,006 991	0,048 64	339	0,026 144	0,168 2
286	0,001 496	0,011 34	313	0,007 375	0,051 15	340	0,027 243	0,175 3
287	0,001 597	0,012 06	314	0,007 777	0,053 76	341	0,028 557	0,182 7
288	0,001 704	0,012 82	315	0,008 198	0,056 59	342	0,029 832	0,190 3

Продовження таблиці 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
289	0,001 817	0,013 63	316	0,008 639	0,059 35	343	0,031 156	0,198 2
290	0,001 936	0,014 47	317	0,009 099	0,062 34	344	0,032 529	0,206 4
291	0,002 062	0,015 36	318	0,009 582	0,065 45	345	0,033 960	0,214 8
292	0,002 196	0,016 30	319	0,010 085	0,068 68	346	0,035 431	0,223 6
293	0,002 337	0,017 29	320	0,010 612	0,072 05	347	0,036 961	0,232 6
294	0,002 485	0,018 33	321	0,011 169	0,075 57	348	0,038 550	0,242 0
295	0,002 642	0,019 42	322	0,011 735	0,079 23	349	0,040 187	0,251 6
296	0,002 807	0,020 57	323	0,012 335	0,083 02	350	0,041 894	0,260 5
297	0,002 982	0,021 77	324	0,012 960	0,086 96	351	0,043 649	0,271 8
298	0,003 166	0,023 04	325	0,013 612	0,091 07	352	0,045 473	0,282 4
299	0,003 360	0,024 37	326	0,014 293	0,095 35	353	0,047 356	0,292 3

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити за стандартних умов густину газу Південно-Гвіздецького газоконденсатнонафтового родовища за відомим молярним складом газу.

4 Порядок виконання роботи

4.1. Беремо молекулярні маси окремих компонентів газу з таблиць 2.1 і 2.2 попередньої роботи.

4.2. Визначаємо молекулярну масу газу заданого складу.

4.3. Визначаємо густину газу заданого складу за стандартних умов за формулою (3.2).

5 Приклад

Вихідні дані.

Молярний склад газу:

метан (CH_4) – 88,54 %,

етан (C_2H_6) – 5,45 %,

пропан (C_3H_8) – 2,63 %,

нормальний бутан ($\text{n-C}_4\text{H}_{10}$) – 1,022,

нормальний пентан ($\text{n-C}_5\text{H}_{12}$) – 0,046,

діоксид вуглецю (CO_2) – 0,3 %,

азот (N_2) – 2 %,

гелій (He) – 0,003 %,

аргон (Ar) – 0,009 %.

Розв'язання:

1. Густина газу заданого складу за стандартних умов визначаємо за формулою (3.2).

2. Молекулярні маси окремих компонентів беремо з таблиць 2.1 і 2.2 практичної роботи № 2:

$$M(\text{CH}_4) = 16,043 \text{ кг/кмоль};$$

$$M(\text{C}_2\text{H}_6) = 30,07 \text{ кг/кмоль};$$

$$M(\text{C}_3\text{H}_8) = 44,097 \text{ кг/кмоль};$$

$$M(\text{n-C}_4\text{H}_{10}) = 58,124 \text{ кг/кмоль};$$

$$M(\text{n-C}_5\text{H}_{12}) = 72,151 \text{ кг/кмоль};$$

$$M(\text{CO}_2) = 44,011 \text{ кг/кмоль};$$

$$M(\text{N}_2) = 28,016 \text{ кг/кмоль};$$

$$M(\text{He}) = 4,0 \text{ кг/кмоль};$$

$$M(\text{Ar}) = 39,95 \text{ кг/кмоль}.$$

3. Молекулярна маса газу заданого складу дорівнює:

$$M_r = (16,043 \times 88,54 + 30,07 \times 5,45 + 44,097 \times 2,63 + 58,124 \times 1,022 + 72,151 \times 0,046 + 44,011 \times 0,3 + 28,016 \times 2 + 4,0 \times 0,003 + 39,950,009)/100 = 18,326 \text{ кг/кмоль}.$$

Густина газу заданого складу за стандартних умов становить:

$$\rho_{\text{г.ст}} = \frac{18,326}{24,055} = 0,762 \text{ кг/м}^3.$$

Відповідь: $\rho_{\text{г.ст}} = 0,762 \text{ кг/м}^3$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 3.2 – Вихідні дані

Варіант	метан (CH ₄), %	етан (C ₂ H ₆), %	пропан (C ₃ H ₈), %	бутан (C ₄ H ₁₀), %	пентан (C ₅ H ₁₂), %	азот (N ₂),%
1	2	3	4	5	6	7
1	82,0	11,5	3,0	2,0	1,0	0,5
2	82,5	10,6	3,1	2,1	1,1	0,6
3	83,0	9,7	3,2	2,2	1,2	0,7
4	83,5	8,8	3,3	2,3	1,3	0,8
5	84,0	7,9	3,4	2,4	1,4	0,9
6	84,5	7,0	3,5	2,5	1,5	1,0
7	85,0	6,1	3,6	2,6	1,6	1,1
8	85,5	5,2	3,7	2,7	1,7	1,2
9	86,0	4,3	3,8	2,8	1,8	1,3
10	86,5	4,0	3,7	2,7	1,7	1,4
11	87,0	3,9	3,6	2,6	1,6	1,3
12	87,5	3,8	3,5	2,5	1,5	1,2
13	88,0	3,7	3,4	2,4	1,4	1,1
14	88,5	3,6	3,3	2,3	1,3	1,0
15	89,0	3,5	3,2	2,2	1,2	0,9
16	89,5	3,4	3,1	2,1	1,1	0,8

Продовження таблиці 3.2

1	2	3	4	5	6	7
17	90,0	3,3	3,0	2,0	1,0	0,7
18	90,5	3,2	2,9	1,9	0,9	0,6
19	91,0	3,1	2,8	1,8	0,8	0,5
20	91,5	3,0	2,7	1,7	0,7	0,4
21	92,0	2,9	2,6	1,6	0,6	0,3
22	92,5	2,8	2,5	1,5	0,5	0,2
23	93,0	2,7	2,4	1,4	0,4	0,1
24	93,5	2,6	2,3	1,0	0,3	0,3
25	94,0	2,5	2,2	0,9	0,2	0,2

Контрольні запитання

1. Дайте визначення густини газу?
2. Від яких параметрів залежить густина газу?
3. За якою формулою визначається густина газу за нормальних умов?
4. За якою формулою визначається густина газу за стандартних умов?
5. За яких фізичних умов проводиться облік газу у газовій промисловості?
6. За якою формулою визначається густину суміші для газоконденсатних сумішей зі значним вмістом конденсату?
7. Що розуміють під відносною густиною газу?

Практична робота № 4

ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА СТИСЛИВОСТІ ГАЗУ В ПЛАСТОВИХ УМОВАХ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення коефіцієнта стисливості газу в пластових умовах.

2 Основні теоретичні положення

Нафтові гази підпорядковуються основним фізичним законам стану ідеальних газів, але з деяким відхиленням від них. Для оцінки ступеню цих відхилень використовується *коефіцієнт стисливості газу z* , який показує відношення об'ємів реального та ідеального газів при одних і тих же тисках і температурах. Числове значення цього коефіцієнта для різних умов визначається експериментальним шляхом.

Для суміші вуглецевих газів величина z залежить від приведених середньокритичних тисків і температури:

$$p_{\text{пр}} = p_{\text{роб}}/p_{\text{сер.кр}}, \quad (4.1)$$

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{роб}}/T_{\text{сер.кр}}, \quad (4.2)$$

де $p_{\text{сер.кр}} = \sum(y p_{\text{кр}})$; $T_{\text{сер.кр}} = \sum(y T_{\text{кр}})$.

В наведених формулах y – об'ємний вміст y газі даного вуглеводню в долях одиниці; $p_{\text{кр}}$ і $T_{\text{кр}}$ – відповідно критичний тиск і критична температура в Па і К.

За відсутності даних про склад газу для наближених розрахунків $p_{\text{сер.кр}}$ і $T_{\text{сер.кр}}$ можна користуватись відомими графіками або формулами А. З. Істоміна, які виражають залежність середньокритичних тисків і температур від середньої відносної густини газу:

$$p_{\text{сер.кр}} = (4,937 - 0,464\rho_{\text{Г.відн}})10^6, \text{ МПа}, \quad (4.3)$$

$$T_{\text{сер.кр}} = 171,5\rho_{\text{Г.відн}} + 97, \text{ К} \quad (4.4)$$

Знайшовши $p_{\text{пр}}$ і $T_{\text{пр}}$ за формулами (4.1) і (4.2), можна визначити z за кривими Брауна рисунок 4.1 або за формулою А. З. Істоміна (при зміні $p_{\text{пр}}$ від 0 до 3 і $T_{\text{пр}}$ від 1,3 до 1,9).

$$z = 1 - 10^{-2}(0,76T_{\text{пр}}^3 - 9,36T_{\text{пр}} + 13)(8 - p_{\text{пр}})p_{\text{пр}}. \quad (4.5)$$

Цими формулами зручно користуватись при для розрахунків на комп'ютері.

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити *коефіцієнт стисливості газу z* в пластових умовах.

4 Порядок виконання роботи

4.1. Визначаємо приведені тиск і температуру за формулами (4.1) і (4.2).

4.2. За кривими Брауна визначаємо коефіцієнт стисливості газу z .

4.3. Визначаємо середньокритичний тиск і температуру за формулами (4.3) і (4.4).

4.4. Визначаємо приведені тиск і температуру за формулами (4.1) і (4.2).

4.5. Визначаємо коефіцієнт стисливості газу за формулою (4.5).

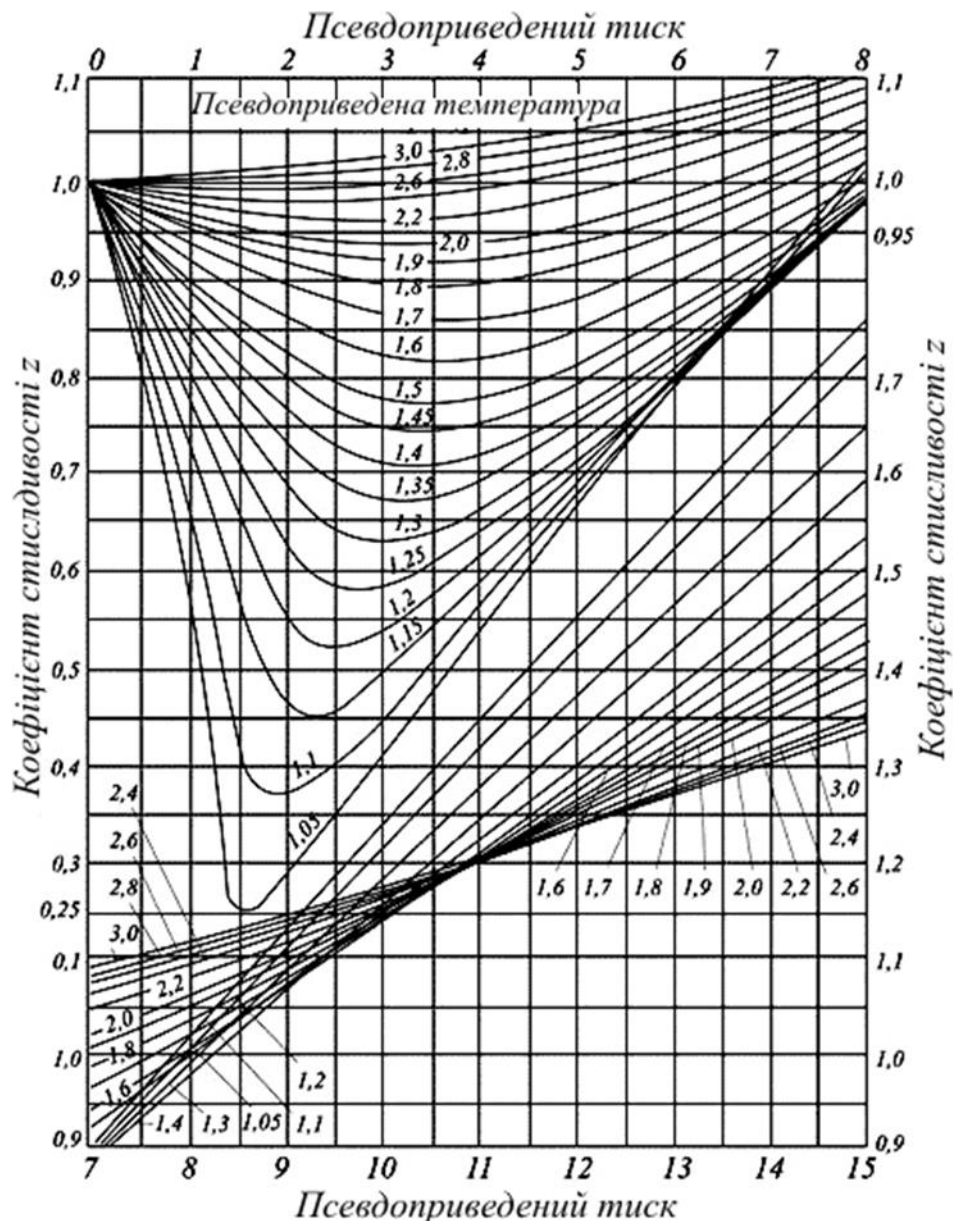


Рисунок 4.1 – Залежність коефіцієнта стисливості вуглеводневого газу z від приведених псевдокритичних тиску $P_{пр}$ і температури $T_{пр}$ (за Р. Брауном)

5 Приклад

Вихідні дані.

Абсолютний пластовий тиск $p_{пл} = 12$ МПа.

Пластова температура $T_{пл} = 328$ К.

Відносна густина газу за повітрям $\rho_{г.відн} = 0,841$.

Склад газу наведено в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Склад газу і середньозважені критичні тиски і температури

Компоненти	Об'ємний вміст, долі одиниці	$p_{кр},$ МПа	$yp_{кр},$ МПа	$T_{кр},$ К	$yT_{кр},$ К
Метан CH_4	0,75	4,73	3,55	190	143,0
Етан C_2H_6	0,08	4,98	0,40	305	24,4
Пропан C_3H_8	0,09	4,34	0,30	370	33,4
Бутан C_4H_{10}	0,04	3,87	0,15	424	17,0
Пентан C_5H_{12}	0,04	3,40	0,14	470	18,8
Σ	1,0	—	4,54	—	236,6

Розв'язання:

1. Приведені тиск і температуру визначаємо за формулами (4.1) і (4.2):

$$p_{пр} = p_{пл} / \Sigma(y p_{кр}) = 12 \cdot 10^6 / 4,54 \cdot 10^6 = 2,65;$$

$$T_{пр} = T_{пл} / \Sigma(y T_{кр}) = 328 / 236,6 = 1,38.$$

2. Для цих значень $p_{пр}$ і $T_{пр}$ за кривими Брауна (рис. 4.1) знайдемо $z = 0,70$.

Одночасно, для порівняння, визначимо коефіцієнт стисливості газу за формулами А. З. Істоміна.

3. Середньокритичний тиск і температуру знаходимо за формулами (4.3), (4.4):

$$p_{сер.кр} = (4,937 - 0,464 \rho_{г.відн}) 10^6 = (4,937 - 0,464 \cdot 0,841) 10^6 = 4,55 \text{ МПа};$$

$$T_{сер.кр} = 171,5 \rho_{г.відн} + 97 = 171,5 \cdot 0,841 + 97 = 241 \text{ К}.$$

4. Приведені тиск і температуру знаходимо за формулами (4.1) і (4.2):

$$p_{пр} = 12 \cdot 10^6 / 4,55 \cdot 10^6 = 2,64;$$

$$T_{пр} = 328 / 241 = 1,36.$$

5. Коефіцієнт стисливості газу визначаємо за формулою (4.5):

$$z = 1 - 10^{-2} (0,76 T_{пр}^3 - 9,36 T_{пр} + 13) (8 - p_{пр}) p_{пр} = 1 - 10^{-2} (0,76 \cdot 1,36^3 - 9,36 \cdot 1,36 + 13) (8 - 2,64) 2,64 = 0,69.$$

Відповідь: результати, одержані за допомогою двох методів практично співпали: $z_1 = 0,70$; $z_2 = 0,69$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 4.2 – Вихідні дані

Варіант	Абсолютний пластовий тиск $p_{пл}$	Пластова температура $T_{пл}$
1	14	310
2	16	315
3	18	318
4	20	323
5	22	328
6	24	333
7	26	338
8	28	343
9	30	348
10	32	353
11	34	358
12	36	363
13	38	368
14	40	373
15	42	378
16	44	383
17	46	388
18	48	393
19	50	398
20	52	403
21	54	408
22	56	413
23	58	418
24	60	423
25	62	428

Контрольні запитання

1. Який газ називають ідеальним газом?
2. Який газ називають реальним газом?
3. Що розуміють під коефіцієнтом стисливості газу z ?
4. Фізична суть коефіцієнта стисливості газу z ?
5. Від чого залежить коефіцієнтом стисливості газу z для суміші вуглецевих газів?
6. Які методи існують для визначення коефіцієнта стисливості газу z в пластових умовах?

Практична робота № 5

ВИЗНАЧЕННЯ ВОЛОГОСТІ ГАЗУ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення вологості газу.

2 Основні теоретичні положення

Вологовміст газу.

Вміст водяних парів у газі характеризується абсолютною чи відносною вологістю.

Абсолютна вологість W характеризує вміст води в одиниці об'єму газу за певного тиску і температури.

Абсолютну вологість вимірюють у г/м³ або в кг/1 000 м³.

Вологоємність – це максимальна кількість води, яка може міститися в одиниці об'єму газу за певного тиску і температури.

Відносна вологість ($\bar{W}$) – це відношення фактичного вмісту парів води в одиниці об'єму газу за заданих тиску і температури до вмісту води, який би був за умови повного насичення газу водяною парою.

Вологість природного газу залежить від тиску, температури, складу газу і мінералізації та складу води.

Вологість природного газу з відносною густиною 0,6 можна з точністю до 10 % визначити за номограмою, яка зображена на рисунку 5.1.

На рисунку 5.2 зображено залежності для визначення поправних коефіцієнтів, які враховують вплив на вологість газу солоності води C_s , температури C_t і густини газу C_p . Вологовміст газу із відносною густиною більшою 0,6, який перебуває в контакті із солоною водою, визначають за формулою

$$W = W_{0,6} C_s C_p C_t , \quad (5.1)$$

де $W_{0,6}$ – вологість газу, визначена з номограми (рис. 5.1).

Поправку на температуру C_t вводять лише за від'ємних температур з урахуванням значення тиску.

Наявність у газі азоту зменшує вологість, а наявність вуглекислого газу і сірководню збільшує вологість природного газу.

Аналітичним способом вологість газу визначають за формулою:

$$W = \frac{A}{p} + B , \quad (5.2)$$

де A – коефіцієнт, який дорівнює вологовмісту ідеального газу;

B – коефіцієнт, який залежить від складу газу;

p – заданий тиск, 0,1 МПа.

Значення коефіцієнтів A і B залежно від температури наведено в таблиці 5.1.

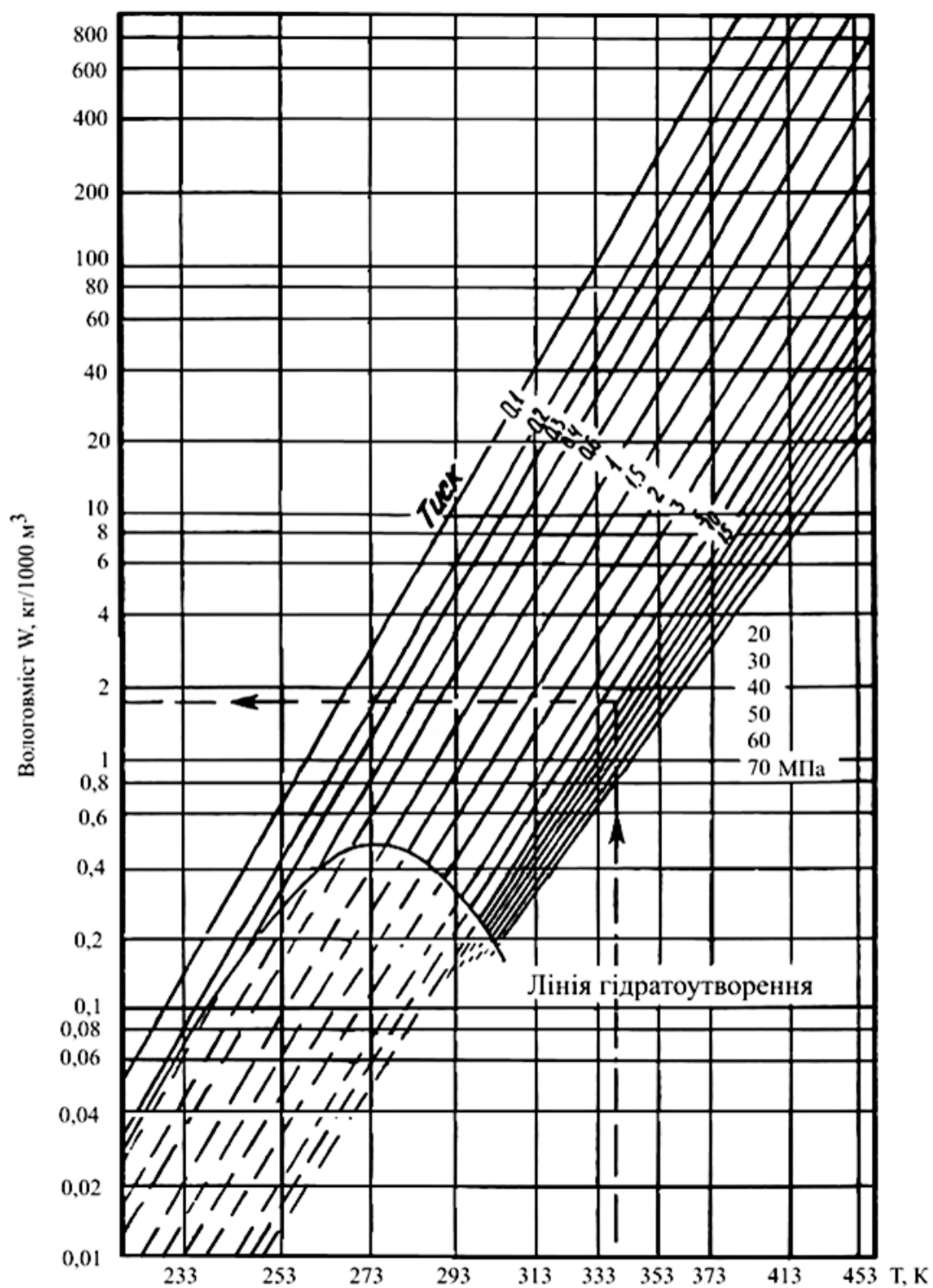


Рисунок 5.1 – Номограма рівноважного вологовмісту природного газу із відносною густиною 0,6

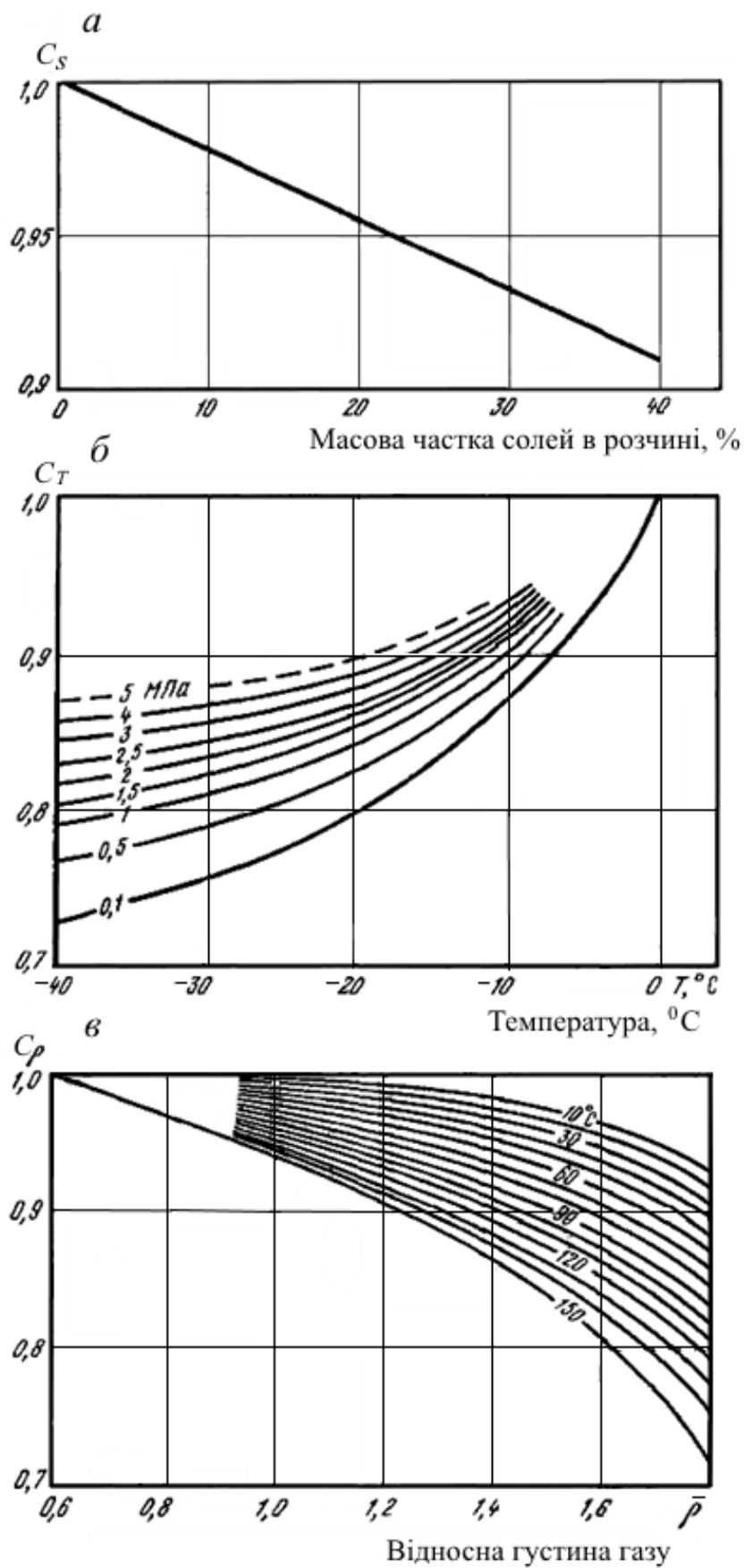


Рисунок 5.2 – Поправні коефіцієнти до вологості:
 а – на вміст солей; б – на температуру; в – на вологість газу

Таблиця 5.1 – Значення коефіцієнтів A і B у рівнянні вологості газу

$t, ^\circ\text{C}$	A	B	$t, ^\circ\text{C}$	A	B	$t, ^\circ\text{C}$	A	B
– 40	0,145 1	0,003 47	8	8,200	0,063 0	56	126,00	0,487
– 38	0,178 0	0,004 02	10	9,390	0,069 6	58	138,0	0,521
– 36	0,218 9	0,004 65	12	10,72	0,076 7	60	152,0	0,562
– 34	0,267 0	0,005 38	14	12,39	0,085 5	62	166,5	0,599
– 32	0,323 5	0,006 23	16	13,94	0,093 0	64	183,3	0,645
– 30	0,393 0	0,007 10	18	15,75	0,092 0	66	200,5	0,691
– 28	0,471 5	0,008 06	20	17,87	0,112 0	68	219,0	0,741
– 26	0,566 0	0,009 21	22	20,15	0,122 7	70	238,5	0,793
– 24	0,677 5	0,010 43	24	22,80	0,134 3	72	260,0	0,841
– 22	0,809 0	0,011 68	26	25,50	0,145 3	74	283,0	0,902
– 20	0,960 0	0,013 40	28	28,70	0,159 5	76	306,0	0,965
– 18	1,144 0	0,015 10	30	32,30	0,174 0	78	335,0	1,023
– 16	1,350	0,017 05	32	36,10	0,189 5	80	363,0	1,083
– 14	1,590	0,019 27	34	40,50	0,207	82	394,0	1,148
– 12	1,868	0,0211 55	36	45,20	0,224	84	427,0	1,205
– 10	2,188	0,022 90	38	50,80	0,242	86	462,0	1,250
– 8	2,550	0,027 1	40	56,25	0,263	88	501,0	1,290
– 6	2,990	0,030 35	42	62,70	0,285	90	537,5	1,327
– 4	3,480	0,033 80	44	69,25	0,310	92	582,5	1,327
– 2	4,030	0,037 7	46	76,70	0,335	94	624,0	1,405
0	4,670	0,041 8	48	85,29	0,363	96	672,0	1,445
2	5,400	0,046 4	50	94,99	0,391	98	725,0	1,487
4	6,225	0,051 5	52	103,00	0,422	100	776,0	1,530
6	7,150	0,057 1	54	114,00	0,454	110	1093,0	2,620

Коефіцієнт A можна визначити за формулою

$$A = \frac{p_{\text{в.п}} M \cdot 1,033 \cdot 10^2}{0,0848 \cdot 293 \cdot z} \quad (5.3)$$

де $p_{\text{в.п}}$ – пружність водяних парів при заданій температурі, МПа;

z – коефіцієнт стисливості, газу при p і T ;

M – молекулярна маса парів води, рівна 18.

Пружність водяних парів залежно від температури наведено в таблиці 5.2.

Таблиця 5.2 – Пружність водяних парів залежно від температури

$t, ^\circ\text{C}$	$p_{\text{в.п}}$	$t, ^\circ\text{C}$	$p_{\text{в.п}}$	$t, ^\circ\text{C}$	$p_{\text{в.п}}$
1	2	3	4	5	6
– 40	0,000 013	10	0,001 25	60	0,020 31
– 35	0,060 023	15	0,001 74	65	0,025 50
– 30	0,000 038	20	0,002 38	70	0,031 78
– 25	0,000 064	25	0,003 23	75	0,039 31
– 20	0,000 105	30	0,004 35	80	0,048 29

Продовження таблиці 5.2

1	2	3	4	5	6
– 15	0,000 168	35	0,005 73	85	0,058 94
– 10	0,000 265	40	0,007 52	90	0,071 49
– 5	0,000 490	45	0,009 77	95	0,086 19
0	0,000 620	50	0,012 58	100	0,103 32
+ 5	0,000 890	55	0,016 05	110	0,146 09

Значення коефіцієнта B у формулі (5.2) можна наближено визначити за формулою

$$B = 10^{-3} \cdot \exp[0,068\,5(0,01T)^4 - 0,379\,8(0,01T)^3 + 1,066\,06(0,01T)^2 - 2,000\,75(0,01T) + 4,22\,16], \quad (5.4)$$

де T , °C.

$W_{0,6}$ можна знайти за формулою, отриманою шляхом обробки даних з A і B :

$$W_{0,6} = 0,473\,6 \times \exp(0,073\,5T - 0,000\,27T^2) + 0,041\,8 \times \exp(0,054T - 0,000\,2T^2), \quad (5.5)$$

$$C_s = 1 - 0,225 \times 10^{-5} \times s, \quad (5.6)$$

$$C_\rho = 10^{-7}T^2 - 1,1 \times 10^{-3} \times T \times \bar{\rho} - 0,079\bar{\rho}^2 + 0,73 \times 10^{-3} \times T + 0,156\bar{\rho} + 0,927, \quad (5.7)$$

де s – солоність води, кг/м³; $\bar{\rho}$ – відносна густина газу; T °C.

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити вологість газу, який перебуває в контакті з водою.

4 Порядок виконання роботи

4.1. Визначаємо вологість газу з відносною густиною 0,6 ($W_{0,6}$) за номограмою (рис. 5.1).

4.2. З таблиці 5.1 визначаємо коефіцієнти A і B за температури 60 °C.

4.3. Для відносної густини газу 0,7 з рис. 5.2 визначаємо C_s і C_ρ .

4.4. За формулою 5.1 визначаємо вологість газу.

5 Приклад

Вихідні дані.

Відносна густина газу $\bar{\rho} = 0,7$.

Вміст солі в газі = 10 %.

Тиск газу $p = 10$ МПа.

Температура газу $t = 60$ °C.

Розв'язання. 1. Визначаємо $W_{0,6}$ з номограми (рис. 5.1) за тиску 10 МПа і температури 60 °C:

$$W_{0,6} = 2,1 \text{ кг/1 000 м}^3.$$

2. З таблиці 5.1 визначаємо коефіцієнти A і B за температури $60\text{ }^{\circ}\text{C}$:
 $A = 152$; $B = 0,562$.

3. Для відносної густини газу $0,7$ з рис. 5.2 визначаємо C_s і C_p :
 $C_s = 0,97$; $C_p = 0,98$.

4. За формулою 5.1 визначаємо вологість газу W :
 $W = 2,1 \times 0,97 \times 0,98 = 1,996\text{ кг/1 000 м}^3$.

Відповідь: Вологість газу $W = 1,996\text{ кг/1 000 м}^3$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 5.3 – Вихідні дані

Варіант	Вміст солі в газі, %	Тиск p , МПа	Температура T , $^{\circ}\text{C}$
1	2	0,1	20
2	4	0,2	22
3	6	0,3	24
4	8	0,4	26
5	10	0,6	28
6	12	1	30
7	14	1,5	32
8	16	2	34
9	2	3	36
10	4	5	38
11	6	5	40
12	8	10	42
13	10	10	44
14	12	15	46
15	14	15	48
16	16	20	50
17	2	20	52
18	4	30	54
19	6	30	56
20	8	40	58
21	10	40	60
22	12	42	62
23	14	44	64
24	16	46	66
25	2	48	68

Контрольні запитання

1. Що розуміють під абсолютною вологістю W газу?
2. У яких одиницях вимірюють абсолютну вологість газу?
3. Що розуміють під вологоємністю газу?
4. Що розуміють під відотною вологістю газу $\bar{W}$?
5. Від чого залежить вологість природного газу?
6. Як можна визначити вологість природного газу?

Практична робота № 6

ВИЗНАЧЕННЯ ТИСКУ НА ВІДСТАНІ ВІД ОСІ СВЕРДЛОВИНИ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення тиску на відстані від осі свердловини.

2. Основні теоретичні положення.

Особливості фільтрації газу в пласті.

Приплив газу до вибою свердловини за законом Дарсі

Згідно із законом Дарсі швидкість фільтрації нестисливої рідини прямопропорційна градієнту тиску:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}, \quad (6.1)$$

де k – коефіцієнт проникності пласта;

μ – динамічний коефіцієнт в'язкості газу.

Газ є стислою речовиною і в напрямі руху до свердловини він розширюється в результаті зменшення тиску від тиску на контурі до вибійного. На відміну від нестисливої рідини при фільтрації газу в напрямі до свердловини безперервно зростає об'ємна витрата газу за постійної масової витрати. Тому для газу закон Дарсі доцільно записувати через масову швидкість фільтрації ($v_m = v\rho(p)$):

$$v_m = -\rho(p) \frac{k}{\mu(p)} \frac{dp}{dr}, \quad (6.2)$$

де v , v_m – відповідно об'ємна і масова швидкості фільтрації газу;

$\rho(p)$, $\mu(p)$ – відповідно густина і динамічний коефіцієнт в'язкості газу при тиску p і температурі T .

Дебіт газової свердловини ($\text{м}^3/\text{с}$) при фільтрації газу за законом Дарсі визначають за формулою

$$q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{\text{ст}} (p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2)}{\mu \cdot z \cdot p_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right)}, \quad (6.3)$$

де k – коефіцієнт проникності пласта, м^2 ;

h – товщина пласта, м ;

$p_{\text{пл}}$ – пластовий тиск (тиск на відстані R_k від свердловини), Па ;

$p_{\text{виб}}$ – вибійний тиск, Па ;

$T_{\text{пл}}$ – пластова температура, К ;

R_k – радіус контуру живлення (радіус зони дренування свердловини), м ;

r_c – радіус свердловини за долотом, м ;

$T_{\text{ст}}$ – стандартна температура, $T_{\text{ст}} = 293 \text{ К}$;

$p_{\text{ат}}$ – атмосферний тиск, $p_{\text{ат}} = 0,1013 \cdot 10^6 \text{ Па}$;

c_1 і c_2 – коефіцієнти, що враховують недосконалість свердловини за ступенем і характером розкриття пластів;

μ – середнє значення динамічного коефіцієнта в'язкості газу, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

z – середнє значення коефіцієнта стисливості газу.

$$\mu = \frac{\mu(p_{пл}) + \mu(p_{виб})}{2} \quad (6.4)$$

$$z = \frac{z(p_{пл}) + z(p_{виб})}{2}$$

де $z(p_{пл})$, $z(p_{виб})$, $\mu(p_{пл})$, $\mu(p_{виб})$ – відповідно коефіцієнт стисливості і динамічний коефіцієнт в'язкості газу при пластовій температурі, пластовому тиску $p_{пл}$ і вибійному тиску $p_{виб}$.

Для отримання значення дебіту газу в тис. м³/добу необхідно значення дебіту, знайдене за формулою (6.3), помножити на 86,4.

При фільтрації газу за законом Дарсі тиск у довільній точці пласта на відстані r від осі свердловини знаходять за формулою

$$p(r) = \sqrt{p_{виб}^2 + \frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \ln \frac{r}{r_c}} \quad (6.5)$$

або

$$p(r) = \sqrt{p_{пл}^2 - \frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \ln \frac{R_k}{r}}, \quad (6.6)$$

де $p_{пл}$, $p_{виб}$, $p(r)$, в МПа; R_k , r_c , r , в м.

Швидкість фільтрації газу на відстані r від осі свердловини визначають за формулою

$$v(r) = \frac{q(p, r)}{F} \quad (6.7)$$

де F – площа фільтрації, м²;

$q(p, r)$ – дебіт газу (м³/с), зведений до тиску і температури на відстані r від осі свердловини.

$$F = 2\pi \cdot r \cdot h, \quad (6.8)$$

$$q(p, r) = \frac{q_{ст} z(p) p_{ат} T_{пл}}{p(r) T_{ст} 86,4}, \quad (6.9)$$

де $q_{ст}$ – дебіт газу за стандартних умов, тис. м³/добу;

$z(p)$ – коефіцієнт стисливості газу при тиску $p(r)$ і пластовій температурі $T_{пл}$;

$p(r)$ – тиск на відстані r від осі свердловини, МПа;

$p_{пл}$, $p(r)$, $p_{ат}$, в МПа; $T_{ст}$, $T_{пл}$, в К.

Швидкість руху газу на відстані r від осі свердловини визначають за формулою

$$w(r) = \frac{v(r)}{\alpha_{поч} m_0}, \quad (6.10)$$

де $\alpha_{поч}$ – коефіцієнт початкової газонасиченості, частка одиниці;

m_0 – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці.

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити тиск на відстані 10 м від осі свердловини, швидкість фільтрації і швидкість руху газу, якщо фільтрація газу відбувається за законом Дарсі.

4 Порядок виконання роботи

- 4.1. Переводимо одиниці в систему СІ.
- 4.2. Визначаємо тиск на відстані $r = 10$ м від осі свердловини при фільтрації газу за законом Дарсі.
- 4.3. Визначаємо площу фільтрації.
- 4.4. Визначаємо коефіцієнт стисливості газу при тиску $p(r)$ і пластовій температурі $T_{пл}$ за залежністю Платонова-Гуревича залежно від значення псевдозведених тиску і температури.
- 4.5. Визначаємо дебіт газу, зведений до тиску і температури на відстані r від осі свердловини.
- 4.6. Визначаємо швидкість фільтрації газу на відстані r від осі свердловини при фільтрації газу за законом Дарсі.
- 4.7. Визначаємо швидкість руху газу на відстані r від осі свердловини при фільтрації газу за законом Дарсі.

5 Приклад

Вихідні дані.

Пластовий тиск $p_{пл} = 18$ МПа.

Тиск на вибої свердловини $p_{виб} = 16$ МПа.

Товщина пласта $h = 20$ м.

Пластова температура $t_{пл} = 60$ °С.

Коефіцієнт початкової газонасиченості $\alpha_{поч} = 0,7$.

Дебіт газу за стандартних умов $q_{ст} = 200$ тис. м³/добу.

Радіус свердловини $r_c = 0,1$ м.

Радіус контуру живлення $R_k = 600$ м.

Коефіцієнт відкритої пористості $m_0 = 0,2$.

Відносна густина газу $\bar{\rho}_г = 0,6$.

Розв'язання:

1. Переводимо одиниці в систему СІ:

$$T_{пл} = 60 + 273 = 333 \text{ К};$$

$$q_{ст} = \frac{200}{86,4} = 2,315 \text{ м}^3/\text{с}.$$

2. Тиск на відстані $r = 10$ м від осі свердловини при фільтрації газу за законом Дарсі визначаємо за формулою (6.5):

$$p(r) = \sqrt{p_{виб}^2 + \frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \ln \frac{r}{r_c}} = \sqrt{16^2 + \frac{18^2 - 16^2}{\ln \frac{600}{0,1}} \ln \frac{10}{0,1}} = 17,088 \text{ МПа}.$$

3. Площа фільтрації:

$$F = 2\pi \cdot r \cdot h = 2 \times 3,14 \times 10 \times 20 = 1\,256 \text{ м}^2.$$

4. Коефіцієнт стисливості газу при тиску $p(r)$ і пластовій температурі $T_{пл}$ визначаємо за залежністю Платонова – Гуревича залежно від значення псевдозведених тиску і температури.

Визначаємо псевдокритичні тиск і температуру за формулами:

$$p_{кр} = 4,892 - 0,4048 \cdot \bar{\rho}_r = 4,892 - 0,4048 \times 0,6 = 4,649 \text{ МПа},$$

$$T_{кр} = 94,717 + 170,8 \cdot \bar{\rho}_r = 94,717 + 170,8 \times 0,6 = 197,197 \text{ К}.$$

Псевдозведені тиск і температура

$$p_{зв} = \frac{p(r)}{p_{кр}} = \frac{17,088}{4,649} = 3,676,$$

$$T_{зв} = \frac{T_{пл}}{T_{кр}} = \frac{333}{197,197} = 1,689;$$

$$z(p_r) = (0,4 \log(T_{зв}) + 0,73)^{p_{зв}} + 0,1 p_{зв} = \\ = (0,4 \log(1,689) + 0,73)^{3,676} + 0,1 \cdot 3,676 = 0,852.$$

5. Дебіт газу, зведений до тиску і температури на відстані r від осі свердловини, визначаємо за формулою (6.9):

$$q(p, r) = \frac{q_{ст} z(p) p_{ат} T_{пл}}{p(r) T_{ст}} = \frac{200 \cdot 0,852 \cdot 0,1013 \cdot 333}{17,088 \cdot 293 \cdot 86,4} = 0,013 \text{ м}^3/\text{с}.$$

6. Швидкість фільтрації газу на відстані r від осі свердловини при фільтрації газу за законом Дарсі визначаємо за формулою (6.7):

$$v(r) = \frac{q(p, r)}{F} = \frac{0,013}{2 \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot 20} = 1,035 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}.$$

7. Швидкість руху газу на відстані r від осі свердловини при фільтрації газу за законом Дарсі визначаємо за формулою (6.10):

$$w(r) = \frac{v(r)}{\alpha_{поч} m_0} = \frac{1,035 \cdot 10^{-5}}{0,2 \cdot 0,7} = 7,393 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}.$$

Відповідь.

Тиск на відстані $r = 10$ м від осі свердловини $p(r) = 17,088$ МПа.

Швидкість фільтрації газу $v(r) = 1,035 \times 10^{-5}$ м/с.

Швидкість руху газу $w(r) = 7,393 \times 10^{-5}$ м/с.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 6.1 – Вихідні дані

Варіант	$p_{пл}$, МПа	$p_{виб}$, МПа	h , м	$t_{пл}$, °С	$q_{ст}$, тис. м ³ /добу	r_c , м	R_k , м
1	2	3	4	5	6	7	8
1	14	12	10	37	50	0,057	200
2	16	14	15	42	60	0,0635	300
3	18	16	20	45	70	0,070	400
4	20	18	25	50	80	0,073	500

Продовження таблиці 6.1

1	2	3	4	5	6	7	8
5	22	20	30	55	90	0,057	600
6	24	22	35	60	100	0,0635	700
7	26	24	40	65	110	0,070	800
8	28	26	10	70	120	0,073	900
9	30	28	15	75	50	0,057	200
10	32	30	20	80	60	0,0635	300
11	34	32	25	85	70	0,070	400
12	36	34	30	90	80	0,073	500
13	38	36	35	95	90	0,057	600
14	40	38	40	100	100	0,0635	700
15	42	40	10	105	110	0,070	800
16	44	42	15	110	120	0,073	900
17	46	44	20	115	50	0,057	200
18	48	46	25	120	60	0,0635	300
19	50	48	30	125	70	0,070	400
20	52	50	35	130	80	0,073	500
21	54	52	40	135	90	0,057	600
22	56	54	10	140	100	0,0635	700
23	58	56	15	145	110	0,070	800
24	60	58	20	150	120	0,073	900
25	62	60	25	155	50	0,057	200

Контрольні запитання

- 1. Який закон застосовується при розрахунках швидкості фільтрації газу до свердловин?*
- 2. Що розуміють під вибійним тиском у свердловині?*
- 3. Який тиск більший у працюючій свердловині пластовий чи вибійний?*
- 4. Що розуміють під коефіцієнтом відкритої пористості?*

Практична робота № 7

ПОБУДОВА ІНДИКАТОРНОЇ ДІАГРАМИ І ВИЗНАЧЕННЯ ГРАФІЧНИМ МЕТОДОМ КОЕФІЦІЄНТІВ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ОПОРІВ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок побудови індикаторної діаграми і визначення графічним методом коефіцієнта фільтраційних опорів приви́бійної зони пласта за результатами дослідження газової свердловини.

2 Основні теоретичні положення.

Задачі дослідження газових свердловин

Газові свердловини досліджують у процесі буріння, безпосередньо після закінчення буріння, періодично в процесі експлуатації, до і після проведення спеціальних робіт у свердловині. *Основна мета дослідження* – одержання інформації про пласт і флюїди, що його насичують, визначення параметрів віддаленої і приви́бійної зон пласта, встановлення оптимального технологічного режиму експлуатації свердловин.

Всі методи отримання інформації про пласт, газ і флюїди, що його насичують, поділяють на прямі і побічні. *Прямі* – це методи, які досліджують безпосередньо породи і флюїди, що їх насичують. *Побічні методи* дозволяють визначити параметри порід і характеристики роботи свердловини шляхом вимірювання значень інших параметрів, які піддаються вимірюванню, а потім через відповідні залежності за значеннями виміряних величин визначають гідродинамічні параметри. Побічні методи включають промислово-геофізичні, акустичні, термометричні, дебітометричні, газогідродинамічні та інші дослідження.

Газогідродинамічні дослідження поділяються так:

- дослідження при стаціонарних режимах фільтрації (метод усталених відборів);

- дослідження при нестаціонарних режимах фільтрації.

Задачі дослідження свердловин при стаціонарних режимах фільтрації:

- визначення видобувних можливостей свердловини на різних режимах роботи;

- встановлення оптимального технологічного режиму роботи свердловини;

- визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів приви́бійної зони пласта;

- визначення коефіцієнтів проникності і макрошорсткості приви́бійної зони пласта;

- визначення абсолютно вільного і вільного дебітів газової свердловини.

Задачею дослідження газових свердловин при нестационарних режимах фільтрації є визначення параметрів і будови віддаленої зони пласта і стану привибійної зони пласта.

Досліджуючи методом усталених відборів газових свердловин, у продукції яких немає рідини, вимірюють дебіт газу, тиск і температуру на гирлі свердловини, а значення пластового і вибійного тисків отримують розрахунковим шляхом.

Обробка результатів дослідження свердловини при усталених режимах фільтрації.

Під час дослідження газової свердловини безпосередньо не вимірюють пластовий і вибійний тиски, а їх значення отримують розрахунковим шляхом.

Побудова індикаторної діаграми газової свердловини

Індикаторна діаграма – це залежність дебіту газу від різниці квадратів пластового і вибійного тисків $q = f(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2) = f(\Delta p^2)$. Індикаторна діаграма має вигляд, зображений на рисунку 7.1.

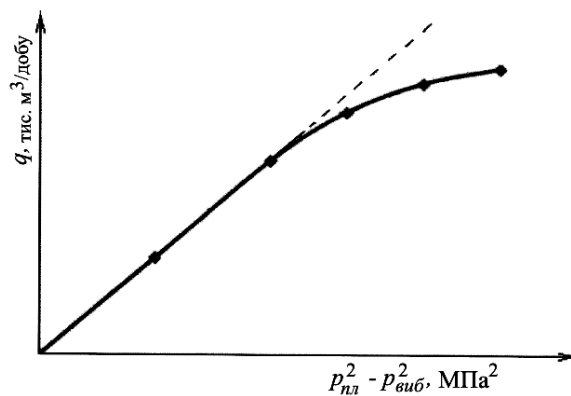


Рисунок 7.1 – Індикаторна діаграма для газової свердловини в координатах

$$q = f(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2)$$

Для вирішення практичних задач індикаторну діаграму для газової свердловини часто перебудовують у координатах $p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2 = f(q)$ (рис. 7.2).

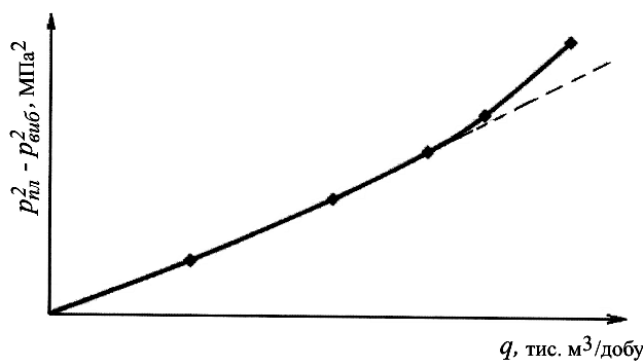


Рисунок 7.2 – Індикаторна діаграма для газової свердловини в координатах

$$p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2 = f(q)$$

Визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів приви́бійної зони пласта. Графічний метод визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B при відомому пластовому тиску

За результатами дослідження свердловини методом усталених відборів для кожного режиму дослідження свердловини обчислюють $\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2}{q}$, а потім будують графік залежності $\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2}{q} = f(q)$ (рис. 7.3).

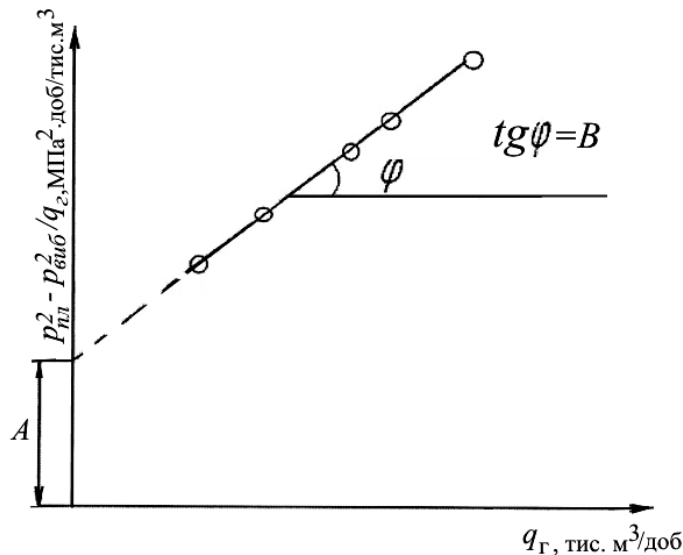


Рисунок 7.3 – Графік залежності $\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2}{q}$ від q

Точки на рисунку відповідають режимам дослідження свердловини. Через точки проводять пряму лінію і екстраполюють її до перетину з віссю ординат. Вона відсікає на осі ординат відрізок, який рівний коефіцієнту фільтраційного опору A , а тангенс кута нахилу прямої до осі абсцис відповідає коефіцієнту B .

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Побудувати індикаторну діаграму і визначити графічним методом коефіцієнти фільтраційних опорів приви́бійної зони пласта за результатами дослідження газової свердловини методом усталених відборів.

4 Порядок виконання роботи

4.1. Для побудови індикаторної діаграми для кожного режиму дослідження свердловини визначаємо різницю квадратів пластового і ви́бійного тисків $(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2)$ і значення $\left(\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2}{q}\right)$.

4.2. За даними таблиці 6.1 будуємо індикаторну діаграму.

4.3. Будуємо індикаторну діаграму в координатах $\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2}{q} = f(q)$ (рис. 6.5) і визначаємо коефіцієнти фільтраційних опорів A і B .

5 Приклад

Вихідні дані.

Пластовий тиск $p_{пл} = 40$ МПа.

Результати досліджень наведені в таблиці 7.1.

Таблиця 7.1 – Результати дослідження газової свердловини методом усталених відборів

Режим дослідження	1	2	3	4	5
Вибійний тиск, МПа	39,24	38,44	37,72	35,4	30,09
Дебіт газу за стандартних умов, тис. м ³ /добу	100	180	240	390	620
$p_{виб}^2$, МПа ²	1539,78	1477,63	1422,79	1253,16	905,41
$p_{пл}^2 - p_{виб}^2$, МПа ²	60,22	122,366	177,2	346,84	694,59
$\frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{q}$, МПа ² ·добу/тис.м ³	0,6022	0,6798	0,7384	0,8893	1,1203

Розв'язання:

1. Для побудови індикаторної діаграми для кожного режиму дослідження свердловини визначаємо різницю квадратів пластового і вибійного тисків ($p_{пл}^2 - p_{виб}^2$) і значення $\left(\frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{q}\right)$. Їх значення заносимо в таблицю 7.1.

2. За даними таблиці 7.1 будуємо індикаторну діаграму рисунок 7.4.

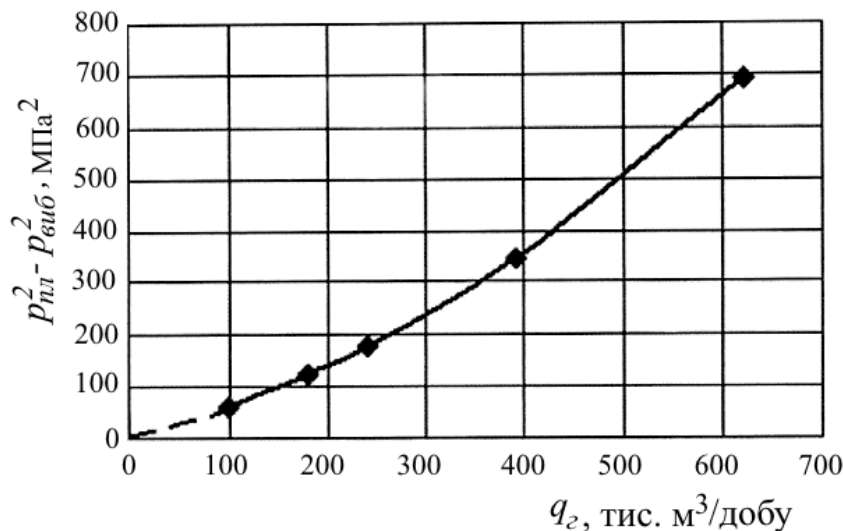


Рисунок 7.4 – Графік залежності різниці квадратів пластового і вибійного тисків від дебіту газу

Індикаторна діаграма не є прямолінійною.

3. Перебудовуємо індикаторну діаграму в координатах $\frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{q} = f(q)$ (рис. 7.5) і визначаємо коефіцієнти фільтраційних опорів A і B .

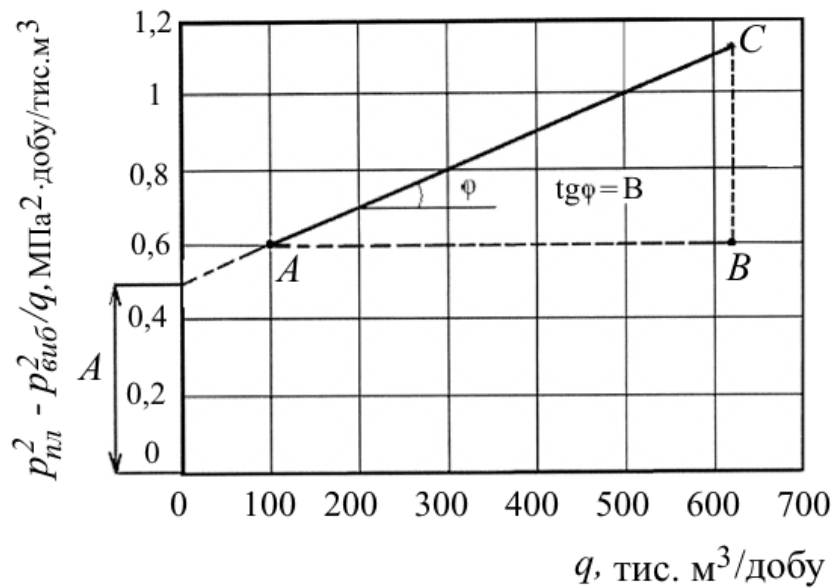


Рисунок 7.5 – Графік залежності $\frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{q}$ від q

Коефіцієнти фільтраційних опорів дорівнюють:

$$A = 0,5 \text{ МПа}^2 \cdot \text{добу} / \text{тис. м}^3;$$

$$B = \operatorname{tg} \varphi = \frac{BC}{AB} = \frac{1,1203 - 0,6022}{620 - 100} = 9,96 \cdot 10^{-4} \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{добу}}{\text{тис. м}^3} \right)^2$$

На практиці залежності $p_{пл}^2 - p_{вид}^2 = f(q)$ (рис. 7.4) $\frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{q} = f(q)$ (рис. 7.5) переважно будують на одному графіку із спільною віссю абсцис і різними значеннями величин на осі ординат, що дозволяє зменшити кількість графічних побудов.

$$\text{Відповідь: } A = 0,5 \text{ МПа}^2 \cdot \text{добу} / \text{тис. м}^3; B = 9,96 \cdot 10^{-4} \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{добу}}{\text{тис. м}^3} \right)^2.$$

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 7.2 – Вихідні дані

Варіант	$p_{пл}$, МПа	Режим дослідження	Вибійний тиск, МПа	Дебіт газу за стандартних умов, тис. м ³ /добу
1	2	3	4	5
1	14	1	13,24	60
		2	12,44	100
		3	11,72	140
		4	10,40	200
		5	9,10	280
2	16	1	15,24	80
		2	14,44	120
		3	13,72	160
		4	12,40	220
		5	11,10	300

Продовження таблиці 7.2

1	2	3	4	5
3	18	1	17,24	100
		2	16,44	140
		3	15,72	180
		4	14,40	240
		5	13,10	320
4	20	1	19,24	120
		2	18,44	160
		3	17,72	200
		4	16,40	260
		5	15,10	340
5	22	1	21,24	140
		2	20,44	180
		3	19,72	220
		4	18,40	280
		5	17,10	360
6	24	1	23,24	160
		2	22,44	200
		3	21,72	240
		4	20,40	300
		5	19,10	380
7	26	1	25,24	60
		2	24,44	100
		3	23,72	140
		4	22,40	200
		5	21,10	280
8	28	1	27,24	80
		2	26,44	120
		3	25,72	160
		4	24,40	220
		5	23,10	300
9	30	1	29,24	100
		2	28,44	140
		3	27,72	180
		4	26,40	240
		5	25,10	320
10	32	1	31,24	120
		2	30,44	160
		3	29,72	200
		4	28,40	260
		5	27,10	340
11	34	1	33,24	140
		2	32,44	180
		3	31,72	220
		4	30,40	280
		5	29,10	360
12	36	1	35,24	160
		2	34,44	200
		3	33,72	240
		4	32,40	300
		5	31,10	380

Продовження таблиці 7.2

1	2	3	4	5
13	38	1	37,24	60
		2	36,44	100
		3	35,72	140
		4	34,40	200
		5	33,10	280
14	40	1	39,24	80
		2	38,44	120
		3	37,72	160
		4	36,40	220
		5	35,10	300
15	42	1	41,24	100
		2	40,44	140
		3	39,72	180
		4	38,40	240
		5	37,10	320
16	44	1	43,24	120
		2	42,44	160
		3	41,72	200
		4	40,40	260
		5	39,10	340
17	46	1	45,24	140
		2	44,44	180
		3	43,72	220
		4	42,40	280
		5	41,10	360
18	48	1	47,24	160
		2	46,44	200
		3	45,72	240
		4	44,40	300
		5	43,10	380
19	50	1	49,24	60
		2	48,44	100
		3	47,72	140
		4	46,40	200
		5	45,10	280
20	52	1	51,24	80
		2	50,44	120
		3	49,72	160
		4	48,40	220
		5	47,10	300
21	54	1	53,24	100
		2	52,44	140
		3	51,72	180
		4	50,40	240
		5	49,10	320
22	56	1	55,24	120
		2	54,44	160
		3	53,72	200
		4	52,40	260
		5	51,10	340

Закінчення таблиці 7.2

1	2	3	4	5
23	58	1	57,24	140
		2	56,44	180
		3	55,72	220
		4	54,40	280
		5	53,10	360
24	60	1	59,24	160
		2	58,44	200
		3	57,72	240
		4	56,40	300
		5	55,10	380
25	62	1	61,24	60
		2	60,44	100
		3	59,72	140
		4	58,40	200
		5	57,10	280

Контрольні запитання

1. Основна мета дослідження газових свердловин?
2. Які методи отримання інформації про пласт, газ і флюїди, що його насичують називають прямими?
3. Які методи отримання інформації про пласт, газ і флюїди, що його насичують називають побічними?
4. На які підгрупи поділяються газогідродинамічні методи дослідження?
5. Які задачі дослідження свердловин при стаціонарних режимах фільтрації?
6. Які задачі дослідження свердловин при нестаціонарних режимах фільтрації?
7. Що являє собою індикаторна діаграма?
8. Який з перелічених тисків більший (пластовий, вибійний, гирловий)?

Практична робота № 8
ОБРОБКА РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОВОЇ
СВЕРДЛОВИНИ НА СТАЦІОНАРНОМУ РЕЖИМІ
ПРИ ВИКОНАННІ ЗАКОНУ ДАРСІ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок обробки результатів дослідження газової свердловини на стаціонарних режимах при виконанні закону Дарсі.

2 Основні теоретичні положення

Газодинамічні дослідження пластів і свердловин (*англ. gashydrodynamic investigations of seams and wells*) – комплекс методів для отримання інформації про термобаричні і фільтраційні характеристики газових і газоконденсатних пластів, умови припливу газу до вибоїв свердловин і їх продуктивності. Газодинамічні дослідження пластів і свердловин проводяться при стаціонарному і нестаціонарному режимах фільтрації. При цьому використовують рівняння збереження маси й імпульсу у фільтраційному русі, які пов'язують досліджувані параметри пласта з безпосередньо вимірюваними у процесі фільтрації газу в пласті – витратою, вибійним і пластовим тисками в часі.

Дослідження газових, газоконденсатних, нафтових і водяних пластів і свердловин ведеться в процесі буріння, розвідки структур, дослідної та промислової експлуатації родовищ і підземних сховищ газу.

Завдання дослідження пластів і свердловин полягає в отриманні вихідних даних для підрахунку запасів газу, проектування дослідної експлуатації, розробки, облаштування промислу, встановлення технологічного, гідродинамічного і термодинамічного режимів роботи свердловин і наземних споруд, оцінки ефективності робіт по інтенсифікації і контролю за розробкою та експлуатацією шляхом встановлення продуктивної характеристики свердловин і параметрів пласта.

При *стаціонарному режимі фільтрації* гідродинамічні дослідження здійснюються *методом усталених відборів*. За результатами дослідження будується індикаторна діаграма.

Індикаторною діаграмою при фільтрації газу називається залежність різниці квадратів абсолютних тисків на контурі живлення та свердловині від дебіту $\Delta p^2 = p_k^2 - p_c^2 = f(Q_{ат})$ для різних усталених режимів роботи свердловини, що характеризує умови припливу газу.

Дослідження свердловини проводяться з випусканням газу на факел (у процесі розвідки родовища, на неосвоєних площах) або в газопровід (на родовищах, що введені в розробку).

Метод дає змогу визначити коефіцієнти фільтраційного опору, які залежать від параметрів привибувальної зони пласта і конструкції вибою свердловини; вивчити умови руйнування привибувальної зони, накопичення і винесення твердих і рідких частинок з вибою свердловини; установлювати

технологічні режими експлуатації свердловини і оцінювати ефективність ремонтно-інтенсифікаційних робіт тощо.

На форму індикаторної лінії впливають неповна стабілізація пластового і вибійного тисків, очищення або накопичення на вибої й у привибійній зоні свердловини рідини і твердих часток, утворення гідратів тощо. При дослідженні низькопродуктивних свердловин з тривалим періодом стабілізації вибійного тиску і дебіту використовують модифіковані варіанти методу усталених відборів (ізохронний, експрес-методи тощо), які дають змогу значно скоротити тривалість випробування.

Дослідження свердловин при стаціонарних режимах фільтрації, які називають *методом сталих відборів*, базується на зв'язку між усталеними вибійними (гирловими) тисками і дебітом газу на різних режимах і дозволяє визначити:

- залежність дебіту газу від депресії на пласт і тиску на гирлі;
- зміну вибійного і гирлового тисків і температур від дебіту свердловин;
- оптимальні робочі дебіти газу і причини їх обмежень;
- рівняння припливу газу до вибою свердловини;
- коефіцієнти фільтраційного опору, що застосовуються для визначення продуктивної характеристики свердловини і привибійної зони пласта, розрахунку технологічного режиму і оцінки ефективності методів інтенсифікації припливу газу;
- абсолютно вільний і вільний дебіти газу, що використовуються для оцінки можливостей пласта і свердловини;
- умови руйнування привибійної зони, скупчення домішок на вибої і їх виносу із свердловини; кількість винесених твердих частинок і рідини (води і конденсату) залежно від депресії на пласт;
- технологічний режим роботи свердловин з урахуванням різних чинників;
- зміну тиску і температури у стовбурі свердловини залежно від дебіту;
- коефіцієнт гідравлічного опору труб;
- ефективність таких ремонтно-профілактичних робіт, як інтенсифікація, кріплення привибійної зони, додаткова перфорація, заміна фонтанних труб тощо.

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Побудувати індикаторну діаграму. Визначити коефіцієнт продуктивності газової свердловини, фільтраційний опір та проникність пласта за результатами дослідження газової свердловини методом усталених відборів.

4 Порядок виконання роботи

4.1. Знаходимо абсолютні тиски у свердловині (p_c) для кожного режиму дослідження (табл. 8.1).

4.2. Для кожного режиму дослідження свердловини визначаємо різницю квадратів пластового і вибійного тисків ($p_{пл}^2 - p_{виб}^2$).

4.3. За даними таблиці 8.2 будуємо індикаторну діаграму.

4.4. На індикаторній діаграмі відкидаємо точки, які при великих дебітах відхиляються в бік осі Δp^2 . Через точки, що залишилися, з початку координат проводимо пряму лінію.

4.5. На одержаній прямій лінії індикаторної діаграми вибираємо точку (*) та знімаємо значення координат цієї точки: $(\Delta p^2)^*$ і $Q_{ат}^*$.

4.6. Знаходимо коефіцієнт продуктивності свердловини K .

4.7. Знаходимо коефіцієнт фільтраційного опору a .

4.8. Знаходимо коефіцієнт гідропровідності і проникності пласта k .

5 Приклад

Вихідні дані.

При дослідженні газової свердловини на стаціонарному режимі отримано такі значення манометричних тисків та витрат:

- тиск на контурі живлення $p_k = 50,0$ МПа;
- радіус контуру живлення $R_k = 100$ м;
- радіус свердловини $r_c = 0,1$ м;
- товщина пласта $h = 10$ м;
- в'язкість газу $\mu = 0,025$ мПа·с.

Результати досліджень наведені в таблиці 8.1.

Таблиця 8.1 – Результати дослідження газової свердловини методом усталених відборів

$Q_{ат}$, тис. м ³ /добу	p_m , МПа	p_c , МПа	Δp^2 , МПа ²
0,0	49,9		
86,4	49,7		
172,8	49,6		
259,2	49,3		
345,6	49,1		
432,0	48,7		

Розв'язання:

1. Знаходимо абсолютний тиск у свердловині для першої строчки таблиці 8.1:

$$p_c = p_m + p_{ат} = 49,9 + 0,1 = 50,0 \text{ МПа},$$

де p_m – манометричний тиск у свердловині, МПа;

$p_{ат}$ – атмосферний тиск, МПа.

Коли свердловина не працює, то тиск у горизонтальному пласті однаковий і дорівнює тиску на контурі, тобто $p_k = p_{c0} = 50,0$ МПа.

2. Різниця квадратів абсолютних тисків дорівнює:

$$\Delta p^2 = p_k^2 - p_c^2 = 50^2 - 50^2 = 0 \text{ МПа}^2.$$

3. Аналогічно розраховуємо інші значення та результати заносимо до таблиці 8.2.

Таблиця 8.2 – Результати обробки даних дослідження газової свердловини методом усталених відборів

$Q_{\text{ат}}$, тис. м ³ /добу	p_m , МПа	p_c , МПа	Δp^2 , МПа ²
0,0	49,9	50,0	0,0
86,4	49,7	49,8	15,3
172,8	49,6	49,7	34,4
259,2	49,3	49,4	57,3
345,6	49,1	49,2	84,1
432,0	48,7	48,8	114,7

4. За отриманими даними будуємо індикаторну діаграму (рис. 8.1).

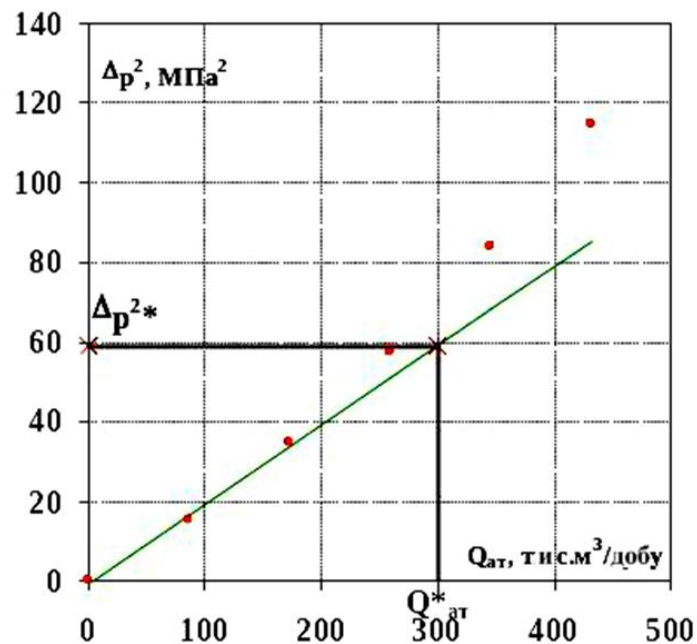


Рисунок 8.1 – Обробка результатів дослідження газової свердловини на стаціонарних режимах при виконанні закону Дарсі

5. При фільтрації згідно із законом Дарсі, індикаторна діаграма є прямою лінією, що виходить з початку координат. При фільтрації газу закон Дарсі часто порушується при великих дебітах, тому відкидаємо точки, які при великих дебітах відхиляються в бік осі Δp^2 . Через точки, що залишилися, з початку координат проводимо пряму лінію. На цій лінії вибираємо точку (*) та знімаємо значення координат цієї точки:

$$\Delta p^{2*} = 59 \text{ МПа}^2,$$

$$Q_{\text{ат}}^* = 300 \text{ тис. м}^3/\text{добу}.$$

6. Знаходимо коефіцієнт продуктивності свердловини K :

$$K = \frac{Q^*}{(\Delta p^2)^*} = \frac{300 \text{ тис.м}^3}{59 \text{ МПа}^2 \cdot \text{доб}} = 5,08 \cdot \frac{10^3 \text{ м}^3}{(10^6 \text{ МПа})^2 \cdot 86400 \text{ с}} = 5,88 \cdot 10^{-14} \frac{\text{м}^3}{\text{Па}^2 \cdot \text{с}}.$$

7. Знаходимо коефіцієнт фільтраційного опору a :

$$a = \frac{(\Delta p^2)^*}{Q^*} = \frac{59 \text{ МПа}^2 \cdot \text{доб}}{300 \text{ тис.м}^3} = 0,197 \cdot \frac{(10^6 \text{ МПа})^2 \cdot 86400 \text{ с}}{10^3 \text{ м}^3} = 1,7 \cdot 10^{13} \frac{\text{Па}^2 \cdot \text{с}}{\text{м}^3}.$$

8. За значенням фільтраційного опору знаходимо коефіцієнт гідропровідності і проникності пласта:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{p_{\text{ат}} \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)}{\pi \cdot a} = \frac{0,1 \cdot 10^6 \cdot \ln\left(\frac{100}{0,1}\right)}{3,14 \cdot 1,70 \cdot 10^{13}} = 1,29 \cdot 10^{-8} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}},$$

$$k = 1,29 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{\mu}{h} = 1,29 \cdot 10^{-8} \cdot \frac{0,025 \cdot 10^{-3}}{10} = 3,23 \cdot 10^{-14} \text{ м}^3.$$

Відповідь: $K = 5,88 \cdot 10^{-14} \text{ м}^3/(\text{Па}^2 \cdot \text{с})$; $a = 1,70 \cdot 10^{13} (\text{Па}^2 \cdot \text{с})/\text{м}^3$;
 $k = 3,23 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 8.2 – Вихідні дані

Варіант	p_k , МПа	p_m , МПа	R_K , м	r_c , м	h , м	μ , мПа·с
1	55,0	54,9 54,7 54,6 54,3 54,1 54,7	150	0,1	8	0,021
1	2	3	4	5	6	7
2	55,0	— . —	160	0,111	10	0,022
3	55,0	— . —	170	0,127	12	0,023
4	55,0	— . —	180	0,131	14	0,024
5	55,0	— . —	190	0,1	16	0,025
6	55,0	— . —	200	0,111	18	0,021
7	55,0	— . —	210	0,127	20	0,022
8	55,0	— . —	220	0,131	22	0,023
9	55,0	— . —	230	0,1	24	0,024
10	55,0	— . —	240	0,111	26	0,025
11	55,0	— . —	250	0,127	28	0,021
12	55,0	— . —	260	0,131	30	0,022
13	55,0	— . —	270	0,1	32	0,023
14	55,0	— . —	280	0,111	34	0,024
15	55,0	— . —	290	0,127	38	0,025
16	55,0	— . —	300	0,131	40	0,021
17	55,0	— . —	310	0,1	42	0,022
18	55,0	— . —	320	0,111	44	0,023
19	55,0	— . —	330	0,127	46	0,024

Продовження таблиці 8.2.

1	2	3	4	5	6	7
20	55,0	— . —	340	0,131	48	0,025
21	55,0	— . —	350	0,1	50	0,021
22	55,0	— . —	360	0,111	52	0,021
23	55,0	— . —	370	0,127	54	0,022
24	55,0	— . —	380	0,131	56	0,023
25	55,0	— . —	390	0,1	58	0,024

Контрольні запитання

- 1. Що розуміють під газодинамічними дослідженнями пластів і свердловин?*
- 2. Коли (на якому етапі) проводиться дослідження газових, газоконденсатних пластів і свердловин?*
- 3. Які завдання стоять при дослідженні пластів і свердловин?*
- 4. Яким методом здійснюються гідродинамічні дослідження при стаціонарному режимі фільтрації?*
- 5. Що називається індикаторною діаграмою при фільтрації газу?*
- 6. Які параметри дає змогу визначити метод сталих відборів?*

Практична робота № 9

ОБРОБКА РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ НА СТАЦІОНАРНОМУ РЕЖИМІ ПРИ ПОРУШЕННІ ЗАКОНУ ДАРСІ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок обробки результатів дослідження газової свердловини на стаціонарних режимах при порушенні закону Дарсі.

2 Основні теоретичні положення

Гідродинамічні дослідження свердловин (ГДДС) – це сукупність різних заходів, спрямованих на вимірювання певних параметрів (тиск, температура, рівень рідини, дебіт тощо) та відбір проб пластових флюїдів (газу, газоконденсату, нафти, води) у працюючих або зупинених свердловинах та їх реєстрацію у часі.

Інтерпретація ГДДС дозволяє оцінити продуктивні та фільтраційні характеристики пластів і свердловин (пластовий тиск, продуктивність або фільтраційні коефіцієнти, обводненість, газовий фактор, гідропровідність, проникність, п'єзопровідність, скін-фактор тощо), а також особливості навколосвердловинної та віддаленої зон пласта. Ці дослідження є прямим методом визначення фільтраційних властивостей гірських порід в умовах залягання (*in situ*), характеру насичення пласта (газ-нафта-вода) та фізичних властивостей пластових флюїдів (густина, в'язкість, об'ємний коефіцієнт, стисливість, тиск насичення тощо).

Аналіз ГДДС заснований на встановленні взаємозв'язків між дебітами свердловин та визначаючими їх перепадами тиску в пласті. Основи сучасної теорії гідродинамічних досліджень свердловин були закладені у працях таких видатних вчених, як Л. С. Лейбензон, В. Н. Щелкачев, М. Маскет, І. А. Чарний та ін.

Різняться ГДДС на режимах фільтрації що встановились (стаціонарних режимах) – *метод зняття індикаторної діаграми (ІД)* і на режимах фільтрації що не встановились (не стаціонарних режимах) – *методи кривої відновлення тиску (КВТ), кривої падіння тиску (КПТ), кривої відновлення рівня (КВР) або кривої притоку (КП)*.

Випробувач пластів на трубах (ВПТ). Випробування пласта – це технологічний комплекс робіт у свердловині, пов'язаний зі спуско-підіймальними операціями інструменту, створенням глибокої депресії на пласт, багатоцикловим виходом притоку пластової рідини та відбором глибинних проб з реєстраційною діаграмою зміни тиску і температури на вибої та в трубах автономними манометрами.

Кожен цикл складається з відкритого періоду з реєстрацією кривої притоку (КП) і закритого періоду з реєстрацією кривої відновлення тиску (КВТ). Тривалість періодів вибирають, виходячи з вирішуваної задачі. Так для визначення початкового пластового тиску використовують КВТ після

короткочасного притоку (перший цикл), для відбору представницької проби пластового флюїду та оцінки фактичної продуктивності потрібна більша тривалість притоку, а також тривала КВТ для визначення гідропровідності віддаленої зони пласта, потенційної продуктивності та скін-фактора (другий) цикл).

ВПТ застосовують для випробувань пластів у відкритому стовбурі в процесі буріння, а також в обсажених і перфорованих свердловинах, при використанні стандартних технологій КВТ і ІД малоінформативне:

- в низько- і середньодобітових експлуатаційних свердловинах;
- при наявності перфорації двох стратиграфічно різних пластів;
- при роботі свердловини в режимі нестійкого фонтанування.

Перевага ВПТ полягає в можливості створення малого підпакерного об'єму, що дозволяє знизити вплив пружної реакції стовбура свердловини і, тим самим, отримати необхідні умови фільтрації в пласті при істотно меншій тривалості досліджень.

Але час знаходження інструменту на вибої обмежений технологічними причинами (декілька годин). Тому радіус дослідження пласта при ВПТ невеликий і отримані параметри пласта лише приблизно характеризують добові можливості свердловини в умовах тривалої експлуатації.

Індикаторні діаграми (ІД). Метод зняття індикаторної діаграми застосовується для визначення оптимального способу експлуатації свердловини, вивчення впливу режиму роботи свердловини на величину дебіту. Індикаторні діаграми будуються за даними відборів і є залежністю дебіту від депресії або вибійного тиску.

Метод встановлених відборів застосовується для свердловин з високими стійкими дебітами і передбачає проведення вимірів на 4 – 5 режимах, що встановилися. Відпрацювання свердловини зазвичай проводиться на штуцерах з різними діаметрами. При кожному режимі вимірюють вибійний тиск, дебіти рідкої та газоподібної фаз пластового флюїду, обводненості та ін.

Основними параметрами є фільтраційно-ємнісні властивості привибійної зони. Для повнішої оцінки фільтраційних характеристик пласта необхідно комплексування з методом КВТ у зупиненій свердловині.

Крива відновлення тиску (КВТ). Метод кривої відновлення тиску застосовується для свердловин, що фонтанують з високими та стійкими дебітами.

Дослідження методом КВТ полягає в реєстрації тиску в зупиненій свердловині (відбір рідини припинено), яка була закрита шляхом герметизації гирла після короткочасної роботи з відомим дебітом (тест Хорнера) або після відбору що встановився (метод дотичної).

Для визначення параметрів віддаленої від свердловини зони пласта тривалість реєстрації КВТ повинна бути достатньою для виключення впливу «післяпритоку» (триваючого припливу рідини в стовбур

свердловини), після чого збільшення тиску відбувається тільки за рахунок стиснення рідини в пласті та її фільтрації з віддаленої в ближню зону пласта (кінцева ділянка КВТ).

Тривалість дослідження експлуатаційної свердловини методом КВТ може становити від кількох десятків годин до кількох тижнів, завдяки чому радіус дослідження охоплює значну зону пласта. Тим не менш, при великій тривалості дослідження кінцеві ділянки КВТ можуть бути спотворені впливом сусідніх свердловин на розподіл тиску у віддаленій зоні пласта.

Визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів привибійної зони пласта

Графічний метод визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів a і b при відомому пластовому тиску.

За результатами дослідження свердловини методом усталених відборів для кожного режиму дослідження свердловини обчислюють $\frac{p_k^2 - p_c^2}{Q_{ат}}$, а потім будують графік залежності $\frac{p_k^2 - p_c^2}{Q_{ат}} = f(Q_{ат})$ (рис. 9.1).

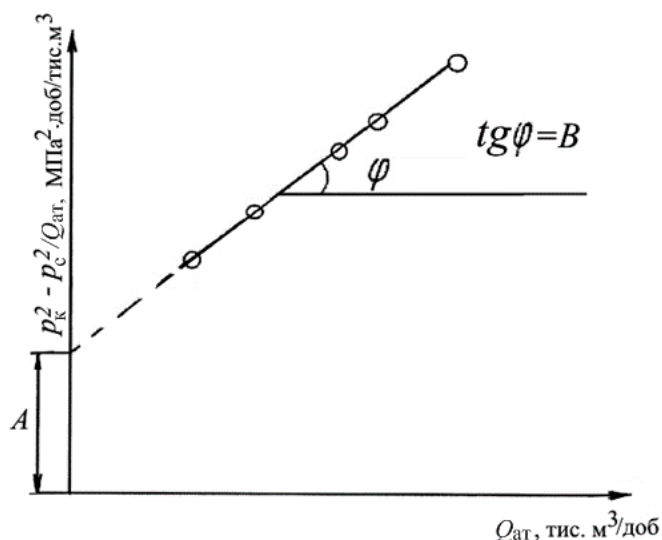


Рисунок 9.1 – Графік залежності $\frac{p_k^2 - p_c^2}{Q_{ат}}$ від $Q_{ат}$

Точки на рисунку 9.1 відповідають режимам дослідження свердловини. Через точки проводять пряму лінію і екстраполюють її до перетину з віссю ординат. Вона відсікає на осі ординат відрізок, який рівний коефіцієнту фільтраційного опору a , а тангенс кута нахилу прямої до осі абсцис відповідає коефіцієнту b .

Обробку результатів дослідження газових свердловин з урахуванням порушення закону Дарсі проводять в координатах $y = (p_k^2 - p_c^2) / Q_{ат}$ та $x = Q_{ат}$. У цих координатах теоретична залежність при фільтрації за двочленним законом фільтрації є прямою лінією $y = a + b x$.

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Обробити результати дослідження з урахуванням порушення закону Дарсі. Знайти фільтраційні опори a і b . Визначити гідропровідність пласта та дебіт свердловини при тиску в свердловині $p_m = 39,9$ МПа.

4 Порядок виконання роботи

4.1. Розраховуємо абсолютний тиск p_c для кожного режиму дослідження свердловини.

4.2. Розраховуємо різницю квадратів абсолютних тисків $\Delta p^2 = p_k^2 - p_c^2$ для кожного режиму дослідження свердловини.

4.3. Розраховуємо відношення різниці квадратів тисків до дебіту свердловини для кожного режиму дослідження свердловини.

4.4. Результати розрахунків заносимо до таблиці 9.2.

4.5. За результатами розрахунку відкладаємо отримані точки на графіку в координатах $\Delta p^2/Q_{ат}$ та $Q_{ат}$. Через отримані точки проводимо пряму лінію (рис. 9.2).

4.6. З графіка знаходимо коефіцієнти a і b .

4.7. Визначимо значення коефіцієнтів a і b у системі СІ.

4.8. Знаходимо абсолютний тиск та різницю квадратів тисків.

4.9. Знаходимо дебіт свердловини при тиску на свердловині $p_m = 39,9$ МПа.

5 Приклад

Вихідні дані.

При дослідженні газової свердловини на стаціонарному режимі отримано наступні значення манометричних тисків та витрат (табл. 9.1).

Заданий тиск у свердловині $p_m = 39,9$ МПа.

Таблиця 9.1 – Результати дослідження газової свердловини методом усталених відборів

$Q_{ат}$, тис. м ³ /добу	p_m , МПа	p_c , МПа	Δp^2 , МПа ²	$\Delta p^2/Q_{ат}$, МПа ² ·діб/тис. м ³
0,0	49,9			
86,4	49,7			
172,8	49,6			
259,2	49,3			
345,6	49,1			
432,0	48,7			

Розв'язання.

Обробку результатів дослідження газових свердловин з урахуванням порушення закону Дарсі проводимо в координатах $y = (p_k^2 - p_c^2)/Q_{ат}$ та $x = Q_{ат}$. У цих координатах теоретична залежність при фільтрації за двочленним законом фільтрації є прямою лінією $y = a + b x$:

1. Розраховуємо абсолютний тиск p_c для кожного режиму дослідження свердловини:

$$p_c = p_m + p_{at} = 49,9 + 0,1 = 50,0 \text{ МПа},$$

де p_m – манометричний тиск у свердловині, МПа;

p_{at} – атмосферний тиск, МПа.

2. Розраховуємо різницю квадратів абсолютних тисків $\Delta p^2 = p_k^2 - p_c^2$ для кожного режиму дослідження свердловини.

3. Розраховуємо відношення різниці квадратів тисків до дебіту свердловини для кожного режиму дослідження свердловини.

При дебіті $Q_{at} = 0$ це відношення неможливо розрахувати, оскільки виникає невизначеність $0/0$, тому в останньому стовпці ставимо прочерк.

4. Усі результати розрахунків заносимо до таблиці 9.2.

Таблиця 9.2 – Результати обробки даних дослідження газової свердловини методом усталених відборів

Q_{at} , тис. м ³ /добу	p_m , МПа	p_c , МПа	Δp^2 , МПа ²	$\Delta p^2/Q_{at}$, МПа ² ·доба/тис. м ³
0,0	49,9	50,0	0,0	—
86,4	49,7	49,8	15,3	0,177
172,8	49,6	49,7	34,4	0,199
259,2	49,3	49,4	57,3	0,221
345,6	49,1	49,2	84,1	0,243
432,0	48,7	48,8	114,7	0,266

5. За результатами розрахунку відкладаємо отримані точки на графіку в координатах $\Delta p^2/Q_{at}$ та Q_{at} . Через отримані точки проводимо пряму лінію (рис. 9.2).

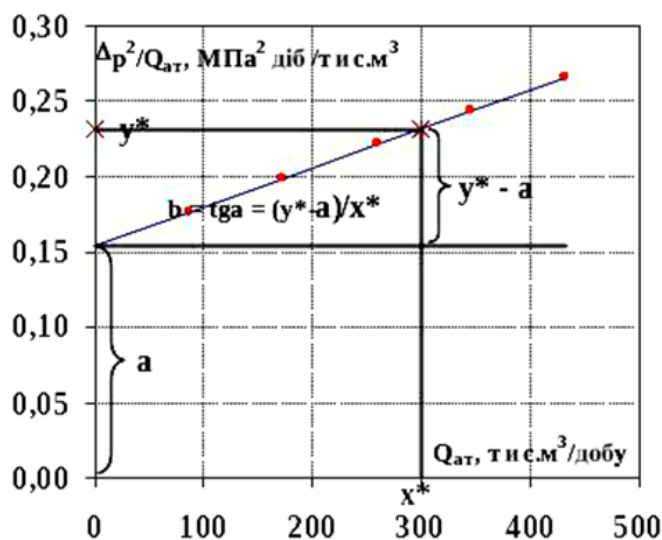


Рисунок 9.2 – Обробка результатів дослідження газової свердловини на стаціонарних режимах при порушенні закону Дарсі

6. Коефіцієнт фільтраційного опору a є відрізок який відсікає лінія при $Q_{at} = 0$. З графіка знаходимо $a = 0,155 \text{ МПа}^2 \cdot \text{доба} / \text{тис. м}^3$.

7. Коефіцієнт фільтраційного опору b є тангенсом кута нахилу лінії до горизонту. Для його знаходження виберемо точку на прямій (*) і знімемо значення координат цієї точки $y^* = 0,23 \text{ МПа}^2 \cdot \text{діб/тис. м}^3$, $x^* = 300 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$. Оскільки точка лежить на прямій, то вона задовольняє цій прямій, тому $y^* = a + b x^*$. Звідки знайдемо:

$$b = \frac{(y^* - a)}{x^*} = \frac{(0,23 - 0,155)}{300} = 2,50 \cdot 10^{-4} \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{діб}^2}{(\text{тис. м}^3)^2}.$$

8. Визначимо значення коефіцієнтів a і b у системі СІ:

$$a = 0,155 \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{доба}}{\text{тис. м}^3} = 0,155 \frac{(10^6 \text{ Па})^2 \cdot 86400 \text{ сек}}{10^3 \text{ м}^3} = 1,34 \cdot 10^{13} \frac{\text{Па}^2 \cdot \text{с}}{\text{м}^3},$$

$$b = 2,50 \cdot 10^4 \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{доба}^2}{(\text{тис. м}^3)^2} = 2,50 \cdot 10^4 \frac{(10^6 \text{ Па})^2 \cdot (86400 \text{ сек})^2}{(10^3 \text{ м}^3)^2} = 1,87 \cdot 10^{12} \frac{\text{Па}^2 \cdot \text{с}^2}{\text{м}^6}.$$

Коефіцієнт a пов'язаний з гідропровідністю пласта співвідношенням:

$$\frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{p_{\text{ат}} \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\pi \cdot a} = \frac{0,1 \cdot 10^6 \cdot \ln\left(\frac{100}{0,1}\right)}{3,14 \cdot 1,34 \cdot 10^{13}} = 1,64 \cdot 10^{-8} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

9. Для знаходження дебіту свердловини при тиску в свердловині $p_m = 39,9 \text{ МПа}$ знайдемо абсолютний тиск:

$$p_c = p_m + p_{\text{ат}} = 39,9 + 0,1 = 40,0 \text{ МПа}$$

та різницю квадратів тисків:

$$p_k^2 - p_c^2 = 50^2 - 40^2 = 900 \text{ МПа}^2.$$

10. Дебіт свердловини при тиску в свердловині $p_m = 39,9 \text{ МПа}$:

$$Q_{\text{ат}} = \frac{2(p_k^2 - p_c^2)}{a + \sqrt{a^2 + 4b(p_k^2 - p_c^2)}} = \frac{2 \cdot 900}{0,155 + \sqrt{0,155^2 + 4 \cdot 2,5 \cdot 10^{-4} \cdot 900}} = 1610 \frac{\text{тис. м}^3}{\text{добу}} =$$

$$1610 \frac{10^3 \text{ м}^3}{86400 \text{ с}} = 18,6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Відповідь: $a = 1,34 \cdot 10^{13} (\text{Па}^2 \cdot \text{с})/\text{м}^3$; $b = 1,87 \cdot 10^{12} \text{ Па}^2 \cdot \text{с}^2/\text{м}^6$;

$$Q_{\text{ат}} = 18,6 \text{ м}^3/\text{с}.$$

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 9.2 – Вихідні дані

Варіант	p_m , МПа
1	2
1	19,0
2	19,5
3	20,0
4	20,5
5	21,0
6	21,5
7	22,0

Продовження таблиці 9.2

1	2
8	22,5
9	23,0
10	23,5
11	24,0
12	24,5
13	25,0
14	25,5
15	26,0
16	26,5
17	27,0
18	27,5
19	28,0
20	28,5
21	29,0
22	29,5
23	30,0
24	30,5
25	31,0

Контрольні запитання

1. Що розуміють під гідродинамічними дослідженнями пластів і свердловин?
2. На чому заснований аналіз гідродинамічних досліджень свердловин?
3. На яких режимах фільтрації можуть проводитись гідродинамічні дослідження свердловин?
4. Поясніть термін «випробування пласта».
5. Для чого застосовується метод зняття індикаторної діаграми?
6. У яких випадках застосовується метод кривої відновлення тиску?

Практична робота № 10

ВИЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТА ПРОНИКНОСТІ І МАКРОШОРСТКОСТІ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення коефіцієнта проникності і макрошорсткості приви́бійної зони пласта.

2 Основні теоретичні положення

Газодинамічні дослідження пластів і свердловин (англ. *gashydrodynamic investigations of seams and wells*) – комплекс методів для отримання інформації про термобаричні і фільтраційні характеристики газових і газоконденсатних пластів, умови припливу газу до вибоїв свердловин і продуктивності останніх. Проводяться при стаціонарному і нестаціонарному режимах фільтрації.

Коефіцієнти проникності k і макрошорсткості l' приви́бійної зони пласта визначають із виразів для коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B (10.1) і (10.2):

$$A = 1,157 \cdot 10^{-14} \frac{\mu z p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{\pi k h T_{\text{ст}}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right), \quad (10.1)$$

$$B = 1,339 \cdot 10^{-16} \frac{\rho_{\text{ст}} z p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{2 \pi^2 h^2 l T_{\text{ст}}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + c_3 + c_4 \right), \quad (10.2)$$

де $\rho_{\text{ст}}$ – густина газу за стандартних умов; c_1, c_2, c_3, c_4 – коефіцієнти, які враховують недосконалість свердловини за ступенем і характером розкриття пласта відповідно лінійної і квадратичної частин у двочленній формулі припливу газу; h – загальна товщина пласта;

$$p_{\text{пл}}, p_{\text{виб}}, p_{\text{ат}}, \text{ МПа; } A, \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{доба}}{\text{тис. м}^3}; B, \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{доба}}{\text{тис. м}^3} \right)^2; \\ T_{\text{ст}}, T_{\text{пл}}, \text{ К; } k, \text{ м}^2; h, R_k, r_c, l, \text{ м; } \mu, \text{ Па} \cdot \text{с.}$$

$$k = \frac{\mu \cdot z \cdot p_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right)}{A \cdot \pi \cdot h \cdot T_{\text{ст}}}, \quad (10.3)$$

$$l' = \frac{\rho_{\text{ст}} \cdot z \cdot p_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + c_3 + c_4 \right)}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot T_{\text{ст}} \cdot B}. \quad (10.4)$$

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити коефіцієнти проникності і макрошорсткості приви́бійної зони пласта.

4 Порядок виконання роботи

4.1. Переводимо вихідні дані задачі в систему СІ.

4.2. Визначаємо коефіцієнт проникності приви́бійної зони пласта за формулою (10.3).

4.3. Визначаємо коефіцієнт макрошорсткості привибійної зони пласта за формулою (10.4).

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити коефіцієнт проникності привибійної зони пласта і коефіцієнт макрошорсткості привибійної зони пласта, якщо:

– динамічний коефіцієнт в'язкості газу при пластовому тиску $\mu = 0,018$ мПа·с;

– коефіцієнт стисливості газу при пластовому тиску $z = 0,9$;

– пластова температура $t_{пл} = 70$ °С;

– товщина пласта $h = 25$ м;

– густина газу за стандартних умов $\rho_{ст} = 0,75$ кг/м³;

– радіус контуру живлення $R_k = 1\,550$ м;

– радіус свердловини $r_c = 0,1$ м;

– коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта

$$A = 5,5 \cdot 10^{-2} \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{доба}}{\text{тис. м}^3}, B = 2 \cdot 10^{-4} \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{доба}}{\text{тис. м}^3} \right)^2;$$

– свердловина гідродинамічно досконала за ступенем і характером розкриття пласта ($c_1 = 0, c_2 = 0, c_3 = 0, c_4 = 0$).

Розв'язання:

1. Переводимо одиниці в систему СІ:

$$T_{пл} = 70 + 273 = 343 \text{ К},$$

$$\mu = 0,018 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 0,018 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с},$$

$$A = 5,5 \cdot 10^{-2} \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{доба}}{\text{тис. м}^3} = \frac{5,5 \cdot 10^{-2} \cdot 10^{12} \cdot 86400}{1000} = 475,2 \cdot 10^{10} \frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3},$$

$$B = 2 \cdot 10^{-4} \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{доба}}{\text{тис. м}^3} \right)^2 = 2 \cdot 10^{-4} \left(\frac{10^6 \cdot 86400}{1000} \right)^2 = 1,49 \cdot 10^{12} \left(\frac{\text{Па} \cdot \text{с}}{\text{м}^3} \right)^2.$$

2. Коефіцієнт проникності привибійної зони пласта визначаємо за формулою (10.3):

$$k = \frac{\mu \cdot z \cdot p_{ат} \cdot T_{пл} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right)}{A \cdot \pi \cdot h \cdot T_{ст}} = \frac{0,018 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 \cdot 0,1013 \cdot 10^6 \cdot 343 \cdot \ln \frac{1550}{0,1}}{475,2 \cdot 10^{10} \cdot \pi \cdot 25 \cdot 293} = 5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2.$$

3. Коефіцієнт макрошорсткості привибійної зони пласта визначаємо за формулою (10.4):

$$l' = \frac{\rho_{ст} \cdot z \cdot p_{ат} \cdot T_{пл} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + c_3 + c_4 \right)}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot T_{ст} \cdot B} = \frac{0,75 \cdot 0,9 \cdot 0,1013 \cdot 10^6 \cdot 343 \left(\frac{1}{0,1} - \frac{1}{1550} \right)}{2 \cdot \pi^2 \cdot 25^2 \cdot 293 \cdot 1,49 \cdot 10^{12}} = 4,4 \cdot 10^{-11} \text{ м}.$$

Відповідь: $k = 5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$; $l' = 4,4 \cdot 10^{-11} \text{ м}$.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 10.2 – Вихідні дані

Варіант	$t_{\text{пл}}, ^\circ\text{C}$	$h, \text{ м}$	$R_k, \text{ м}$	$r_c, \text{ м}$
1	37	10	200	0,057
2	42	15	300	0,0635
3	45	20	400	0,070
4	50	25	500	0,073
5	55	30	600	0,057
6	60	35	700	0,0635
7	65	40	800	0,070
8	70	10	900	0,073
9	75	15	200	0,057
10	80	20	300	0,0635
11	85	25	400	0,070
12	90	30	500	0,073
13	95	35	600	0,057
14	100	40	700	0,0635
15	105	10	800	0,070
16	110	15	900	0,073
17	115	20	200	0,057
18	120	25	300	0,0635
19	125	30	400	0,070
20	130	35	500	0,073
21	135	40	600	0,057
22	140	10	300	0,0635
23	145	15	400	0,070
24	150	20	500	0,073
25	155	25	600	0,057

Решту даних для виконання практичної задачі взяти з прикладу (розділ 5).

Контрольні запитання

1. Основна мета дослідження газових свердловин?
2. З якою метою проводяться газодинамічні дослідження пластів і свердловин?
3. На які методи поділяються газодинамічні дослідження пластів і свердловин?

Практична робота № 11

ВИЗНАЧЕННЯ ВІЛЬНОГО ДЕБІТУ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення вільного дебіту газової свердловини.

2 Основні теоретичні положення

Абсолютно-вільний дебіт – це умовна величина, яка характеризує дебіт газу за тиску на вибої, рівного атмосферному тиску.

$$q_{\text{абс.в}} = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2B}\right)^2 + \frac{p_{\text{пл}}^2}{B}}. \quad (11.1)$$

Вільний дебіт – це дебіт свердловини за тиску на буфері, рівного атмосферному тиску. (*Вільний дебіт* – це дебіт, який давала б досконала свердловина при тиску на гирлі рівному 0,1 МПа. Вільний дебіт характеризує свердловину).

$$q_{\text{вільний}} = -\frac{A}{2(B+\theta)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2(B+\theta)}\right)^2 + \frac{p_{\text{пл}}^2}{B+\theta}}, \quad (11.2)$$

де θ – комплексний параметр; $\theta = 0,0133 \cdot \lambda \frac{z_{\text{ср}}^2 \cdot T_{\text{ср}}^2}{d_{\text{вн}}^5} \cdot (e^{2s} - 1)$;

s – комплексний параметр; $s = 0,03415 \cdot \frac{\bar{\rho}_r \cdot L}{z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}}$;

$\bar{\rho}$ – відносна густина газу;

L – відстань від гирла свердловини до середини інтервалу перфорації, м;

$T_{\text{ср}}$ – середня температура в стовбурі свердловини, К; $T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{пл}} - T_{\text{г}}}{\ln\left(\frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{г}}}\right)}$;

$z_{\text{ср}}$ – коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску $p_{\text{ср}}$ і середньої температури $T_{\text{ср}}$ у стовбурі свердловини;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, см;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору труб.

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити вільний дебіт газової свердловини згідно з наведеними вихідними даними.

4 Порядок виконання роботи

4.1. Переводимо одиниці в систему СІ.

4.2. Визначаємо вільний дебіт газу за формулою (11.2).

4.3. Визначаємо середню температуру газу в стовбурі свердловини.

4.4. Визначаємо комплексний параметр s .

4.5. Визначаємо середній тиск у стовбурі свердловини.

4.6. Визначаємо псевдокритичні тиск і температуру.

4.7. Знаходимо псевдозведені тиск і температуру.

4.8. Визначаємо коефіцієнт стисливості газу.

4.9. Визначаємо комплексні параметри s і θ .

5. Приклад

Вихідні дані.

Визначити вільний дебіт газової свердловини згідно з наведеними вихідними даними:

– пластовий тиск $p = 25,4$ МПа;

– коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта
 $A = 5 \cdot 10^{-2} \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{доба}}{\text{тис.м}^3}$; $B = 2 \cdot 10^{-4} \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{доба}}{\text{тис.м}^3} \right)^2$;

– відстань від гирла свердловини до середини інтервалу перфорації
 $L = 2437$ м;

– температура газу на гирлі свердловини $t_r = 10$ °С;

– температура на вибої свердловини $t_{\text{виб}} = 68$ °С;

– відносна густина газу $\bar{\rho}_r = 0,605$;

– внутрішній діаметр НКТ $d_{\text{вн}} = 0,062$ м;

– коефіцієнт гідравлічного опору труб $\lambda = 0,025$.

Розв'язання:

1. Переводимо одиниці в систему СІ:

$$T_r = 10 + 273 = 283 \text{ К},$$

$$T_{\text{виб}} = 68 + 273 = 341 \text{ К}.$$

2. Визначаємо вільний дебіт газу за формулою (11.2):

$$q_{\text{вільний}} = -\frac{A}{2(B+\theta)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2(B+\theta)}\right)^2 + \frac{p_{\text{пл}}^2}{B+\theta}}.$$

3. Визначаємо середню температуру газу в стовбурі свердловини:

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{пл}} - T_r}{\ln\left(\frac{T_{\text{пл}}}{T_r}\right)} = \frac{341 - 283}{\ln\left(\frac{341}{283}\right)} = 311 \text{ К}.$$

4. Визначаємо комплексний параметр s :

$$s = 0,03415 \cdot \frac{\bar{\rho}_r \cdot L}{z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}}}.$$

5. Визначаємо середній тиск у стовбурі свердловини:

$$p_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(p_{\text{пл}} + \frac{p_r^2}{p_{\text{пл}} + p_r} \right) = \frac{2}{3} \left(25,4 + \frac{0,1013^2}{25,4 + 0,1013} \right) = 16,9 \text{ МПа}.$$

6. Визначаємо псевдокритичні тиск і температуру:

$$p_{\text{кр}} = 4,892 - 0,4048 \cdot \bar{\rho}_r = 4,892 - 0,4048 \cdot 0,605 = 4,647 \text{ МПа},$$

$$T_{\text{кр}} = 94,717 + 170,8 \cdot \bar{\rho}_r = 94,717 + 170,8 \cdot 0,605 = 198,051 \text{ К}.$$

7. Знаходимо псевдозведені тиск і температуру:

$$p_{зв} = \frac{p_{ср}}{p_{кр}} = \frac{16,9}{4,647} = 3,647,$$

$$T_{зв} = \frac{T_{ср}}{T_{кр}} = \frac{311}{198,051} = 1,57.$$

8. Визначаємо коефіцієнт стисливості газу:

$$z_{ср} = (0,41 \cdot \log(T_{зв}) + 0,73)^{p_{зв}} + 0,1 \cdot p_{зв} = (0,41 \cdot \log(1,57) + 0,73)^{3,647} + 0,1 \cdot 3,647 = 0,825.$$

9. Визначаємо комплексні параметри s і θ :

$$s = 0,03415 \cdot \frac{\bar{p}_r \cdot L}{z_{ср} \cdot T_{ср}} = 0,03415 \cdot \frac{0,605 \cdot 2437}{0,825 \cdot 311} = 0,196,$$

$$\theta = 0,0133 \cdot \lambda \cdot \frac{z_{ср}^2 \cdot T_{ср}^2}{d_{вн}^5} \cdot (e^{2s} - 1) = 0,0133 \cdot 0,025 \cdot \frac{0,825^2 \cdot 311^2}{6,2^5} \cdot (e^{2 \cdot 0,196} - 1) = 1,15 \cdot 10^{-3},$$

$$q_{вільний} = -\frac{A}{2(B+\theta)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2(B+\theta)}\right)^2 + \frac{p_{пл}^2}{B+\theta}} = -\frac{5 \cdot 10^{-2}}{2(2 \cdot 10^{-4} + 1,15 \cdot 10^{-3})} + \sqrt{\left(\frac{5 \cdot 10^{-2}}{2(2 \cdot 10^{-4} + 1,15 \cdot 10^{-3})}\right)^2 + \frac{25,4^2}{2 \cdot 10^{-4} + 1,15 \cdot 10^{-3}}} = 673 \frac{\text{тис.м}^3}{\text{доба}}.$$

$$\text{Відповідь: } q_{вільний} = 673 \frac{\text{тис.м}^3}{\text{доба}}.$$

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 11.1 – Вихідні дані

Варіант	$p_{пл}$, МПа	L , м	$t_{виб}$, °C	t_r , °C	$d_{вн}$, м
1	2	3	4	5	6
1	14	1 400	37	10	0,057
2	16	1 600	42	10	0,0635
3	18	1 800	45	10	0,070
4	20	2 000	50	10	0,073
5	22	2 200	55	10	0,057
6	24	2 400	60	11	0,0635
7	26	2 600	65	12	0,070
8	28	2 800	70	14	0,073
9	30	3 000	75	19	0,057
10	32	3 200	80	24	0,0635
11	34	3 400	85	29	0,070
12	36	3 600	90	34	0,073
13	38	3 800	95	39	0,057
14	40	4 000	100	44	0,0635
15	42	4 200	105	49	0,070
16	44	4 400	110	54	0,073
17	46	4 600	115	59	0,057
18	48	4 800	120	64	0,0635
19	50	5 000	125	69	0,070

Продовження таблиці 11.1.

1	2	3	4	5	6
20	52	5 200	130	74	0,073
21	54	5 400	135	79	0,057
22	56	5 600	140	84	0,0635
23	58	5 800	145	89	0,070
24	60	6 000	150	94	0,073
25	62	6 200	155	99	0,057

Контрольні запитання

1. Дати визначення абсолютно-вільного дебіту свердловини?
2. Дати визначення вільного дебіту свердловини?
3. Які коефіцієнти називаються коефіцієнтами фільтраційних опорів привибійної зони пласта?

Практична робота № 12

РОЗРАХУНОК ФОНТАННОГО ЛІФТА ДЛЯ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ НА ВИНЕСЕННЯ ТВЕРДИХ ЧАСТОК

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку фонтанного ліфта для газової свердловини на винесення твердих часток.

2 Основні теоретичні положення

Розрахунок фонтанного ліфта (підйомника) для газової свердловини.

Процес експлуатації газових свердловин характеризується особливостями, що пов'язані із властивостями продукції. Так як експлуатація таких свердловин здійснюється при підвищених тисках на гирлі, до герметичності газових свердловин пред'являються підвищені вимоги.

Зазвичай у видобувну свердловину спускаються фонтанні труби і комплекс свердловинного обладнання, що включає пакери, клапани-відсікачі, циркуляційні та інгібіторні клапани, замки, посадочні ніпелі, телескопічні з'єднання, свердловинні камери, зрівнювальні клапани та ін.

Газові свердловини експлуатують фонтанним способом, тобто за рахунок використання енергії пласта. Розрахунок ліфта зводиться до визначення діаметра фонтанних труб. Його можна визначити з умов винесення з вибою твердих і рідких часток або забезпечення максимального гирлового тиску (мінімальних втрат тиску у стовбурі свердловини при заданому дебіті).

Винесення твердих і рідких часток залежить від швидкості підйому газу. У міру підйому газу в трубах швидкість зростає внаслідок збільшення об'єму газу при зменшенні тиску. Розрахунок виконують для умов підйоми фонтанних труб. Глибину спуску труб у свердловину приймають з урахуванням продуктивної характеристики пласта і технологічного режиму експлуатації свердловини.

Доцільно спускати труби до нижніх отворів перфорації. Якщо труби спущені до верхніх отворів перфорації, швидкість газового потоку в експлуатаційній колоні навпроти перфорованого продуктивного пласта знизу вгору зростає від нуля до деякого значення. Оскільки нижня частина пласта відсікається піщано-глинистим корком або рідиною то дебіт свердловини зменшується. В цьому випадку у нижній частині і до підйоми НКТ не забезпечується винесення твердих і рідких часток.

Одним із критеріїв при розрахунку діаметра підйомника газової свердловини є забезпечення винесення з вибою твердих або рідких часток, що містяться в продукції.

Винесення цих часток залежить від швидкості газового потоку біля підйоми труб підйомника V_r' . Основна умова винесення така:

$$V_r' = 1,2 \cdot V_{кр}, \quad (12.1)$$

де $V_{кр}$ – критична швидкість, при якій тверді або рідкі частки знаходяться у потоці газу у зваженому стані, м/с.

Розрахунок винесення твердих часток

У цьому випадку критична швидкість залежить від режиму течії газу і діаметра часток, що виносяться.

Режим течії визначається параметром Рейнольдса:

$$Re = V_{кр} \cdot d_T \cdot \rho_T / \mu_T \quad (12.2)$$

або параметром Архімеда:

$$Ar = d_T^3 \cdot \rho_T \cdot g(\rho_T - \rho_G) / \mu_T^2, \quad (12.3)$$

де d_T – діаметр твердої частки, м;

ρ_T – густина твердих частинок, кг/м³ (при розрахунках приймають $\rho_T = 2\,400$ кг/м³).

Виділяють три режими течії:

$$- \text{ламінарний } Re \leq 2 \text{ або } Ar \leq 36; \quad (12.4)$$

$$- \text{перехідний } 2 < Re \leq 500 \text{ або } 36 < Ar \leq 83\,000; \quad (12.5)$$

$$- \text{турбулентний } Re > 500 \text{ або } Ar > 83\,000. \quad (12.6)$$

Для кожного з режимів течії критична швидкість розраховується за формулами:

– ламінарний режим

$$V_{кр} = V_T^2 \cdot g(\rho_T - \rho_G) / 18\mu_T; \quad (12.7)$$

– перехідний режим

$$V_{кр} = \frac{0,78 d_T^{0,43} (\rho_T - \rho_G)^{0,715}}{\rho_G^{0,285} \cdot \mu_G^{0,43}}; \quad (12.8)$$

– турбулентний режим

$$V_{кр} = 5,46 \sqrt{\frac{d_T(\rho_T - \rho_G)}{\rho_G}}, \quad (12.9)$$

де ρ_G – густина газу при тиску і температурі біля підшви труб, кг/м³;

μ_T – динамічна в'язкість газу при тиску і температурі біля підшви труб, Па·с.

З рівняння припливу газу за заданим дебітом розраховують вибійний тиск:

$$p_{виб} = \sqrt{p_{пл}^2 - aV_G^2 - bV_G^2} \quad (12.10)$$

або за заданим вибійним тиском обчислюють дебіт.

Внутрішній діаметр підйомника, м:

$$d_{вн} = 0,1108 \sqrt{\frac{V_G \cdot p_0 \cdot T_{виб} \cdot Z_{виб}}{V_G' \cdot p_{виб} \cdot T_{ст}}}, \quad (12.11)$$

де V_G – дебіт газу, тис. м³/добу;

p_0 – атмосферний тиск, $p_0 = 0,1$ МПа.

Довжина підйомника приймається рівною глибині свердловини, тому тиск і температура біля підшви дорівнюють відповідно вибійним.

Одержане значення $d_{вн}$ округлюють до найближчого меншого стандартного значення НКТ (табл.12.1).

3 Завдання

- 3.1. Вивчити текст роботи.
- 3.2. Розрахувати діаметр підйомника, якщо у продукції свердловини містяться тверді частки.

4 Порядок виконання роботи

- 4.1. Розраховуємо параметр Архімеда Ar .
- 4.2. Розраховуємо критичну швидкість $V_{кр}$.
- 4.3. Розраховуємо швидкість газового потоку біля підшови труб підйомника V_r' .
- 4.4. Визначаємо внутрішній діаметр підйомника $d_{вн}$.
- 4.5. Вибираємо труби підйомника округлюючи одержане значення $d_{вн}$ до найближчого меншого стандартного значення НКТ (табл.12.1).

Таблиця 12.1 – Стандартні НКТ зі з'єднувальними муфтами

Умовний діаметр труби, мм	Труба				Муфта		
	Зовнішній діаметр D , мм	Товщина стінки δ , мм	Внутрішній діаметр d , мм	Вага 1 погонного м, кг	Зовнішній діаметр D , мм	Довжина l , м	Вага, кг
33	33,4	3,5	26,4	2,6	42,2	84	0,4
42	42,2	3,5	35,2	3,3	52,2	90	0,6
48	48,3	4,0	40,3	4,4	55,9	96	0,5
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	110	1,3
73	73,0	5,5;	62,0	9,2	88,9	132	2,4
		7,0	59,0	11,4			
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	146	3,6
102	101,6	6,5	83,6	15,2	120,6	150	4,5
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	156	5,1

5 Приклад

Вихідні дані.

Таблиця 12.2 – Вихідні дані:

Параметри	Одиниці виміру	Показники
Глибина свердловини (L_c)	м	2 500
Вибійний тиск ($p_{виб}$)	МПа	39,03
Вибійна температура ($T_{виб}$)	К	337
Дебіт газу (V_r)	м ³ /добу	$1,15 \times 10^3$ тис.
Густина газу при тиску і температурі біля підшови труб (ρ_r)	1,06	кг/м ³
Динамічна в'язкість газу при тиску і температурі біля підшови труб (μ_r)	Па·с	$1,4 \times 10^{-5}$
Коефіцієнт стисливості газу у вибійних умовах ($z_{виб}$)	0,811	
Діаметр твердих часток (d_T)	м	0,002

Розв'язання:

1. Розраховуємо параметр Архімеда за формулою (12.3):

$$Ar = (0,002)^3 \times 1,06 \times 9,81 (2\,400 - 1,06) / (1,4 \times 10^{-5})^2 = 1\,018\,183.$$

2. Оскільки $Ar = 1\,018\,183 > 83\,000$, то режим течії, відповідно до (12.6), турбулентний, а критична швидкість розраховується за (12.9):

$$V_{кр} = 5,46 \sqrt{\frac{0,002 \cdot (2400 - 1,06)}{1,06}} = 11,62 \text{ м/с.}$$

3. За формулою (12.1) розраховуємо:

$$V'_r = 1,2 \cdot 11,62 = 14 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

4. Визначаємо внутрішній діаметр підйомника за формулою (12.11):

$$d_{вн} = 0,1108 \sqrt{\frac{1,15 \cdot 10^3 \cdot 0,1 \cdot 337 \cdot 0,811}{14 \cdot 39,03 \cdot 293}} = 0,05 \text{ м.}$$

5. Вибираємо труби підйомника округлюючи одержане значення $d_{вн}$ до найближчого меншого стандартного значення НКТ (табл.12.1): вибираємо труби з умовним діаметром 60 мм, внутрішній діаметр $d_{вн} = 0,050\,3 \text{ м.}$

Відповідь: НКТ з умовним діаметром 60 мм, внутрішній діаметр $d_{вн} = 0,050\,3 \text{ м.}$

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Вихідні дані для практичної роботи необхідно взяти з «Атласу родовищ нафти і газу України» в шести томах (Львів : УкрДГІ, 1996. USBN 966-7022-04-08) відповідно до завдання на курсову роботу з дисципліни.

Контрольні запитання

1. Яке обладнання спускають у видобувну свердловину при експлуатації?

2. До чого зводиться розрахунок підйомного газового ліфта?

3. Від чого залежить винесення твердих і рідких часток з вибою свердловини?

4. Від чого залежить критична швидкість течії газу у свердловині?

5. Які режими течії газу виділяють у розрахунках?

Практична робота № 13

РОЗРАХУНОК ФОНТАННОГО ЛІФТА ДЛЯ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ НА ВИНЕСЕННЯ РІДКИХ КРАПЕЛЬ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку діаметра підйомника, якщо у продукції свердловини міститься рідка фаза.

2 Основні теоретичні положення.

Розрахунок фонтанного ліфта (підйомника) для газової свердловини

Процес експлуатації газових свердловин характеризується особливостями, що пов'язані із властивостями продукції. Оскільки експлуатація таких свердловин здійснюється при підвищеному тиску на гирлі, до герметичності газових свердловин пред'являються підвищені вимоги.

Зазвичай у видобувну свердловину спускаються фонтанні труби і комплекс свердловинного обладнання, що включає пакери, клапани-відсікачі, циркуляційні та інгібіторні клапани, замки, посадочні ніпелі, телескопічні з'єднання, свердловинні камери, зрівнювальні клапани та ін.

Газові свердловини експлуатують фонтанним способом, тобто за рахунок використання енергії пласта. Розрахунок ліфта зводиться до визначення діаметра фонтанних труб. Його можна визначити з умов винесення з вибою твердих і рідких часток або забезпечення максимального гирлового тиску (мінімальних втрат тиску у стовбурі свердловини при заданому дебіті).

Винесення твердих і рідких часток залежить від швидкості підйому газу. У міру підйому газу в трубах швидкість зростає внаслідок збільшення об'єму газу при зменшенні тиску. Розрахунок виконують для умов підосви фонтанних труб. Глибину спуску труб у свердловину приймають з урахуванням продуктивної характеристики пласта і технологічного режиму експлуатації свердловини.

Доцільно спускати труби до нижніх отворів перфорації. Якщо труби спущені до верхніх отворів перфорації, швидкість газового потоку в експлуатаційній колоні навпроти перфорованого продуктивного пласта знизу вверх зростає від нуля до деякого значення. Оскільки нижня частина пласта відсікається піщано-глинистим корком або рідиною то дебіт свердловини зменшується. В цьому випадку у нижній частині і до підосви НКТ не забезпечується винесення твердих і рідких часток.

Одним із критеріїв при розрахунку діаметра підйомника газової свердловини є забезпечення винесення з вибою твердих або рідких часток, що містяться в продукції.

Винесення цих часток залежить від швидкості газового потоку біля підосви труб підйомника V_r . Основна умова винесення наступна:

$$V'_r = 1,2 \cdot V_{кр}, \quad (13.1)$$

де $V_{кр}$ – критична швидкість, при якій тверді або рідкі частки знаходяться в потоці газу у зваженому стані, м/с.

Розрахування виносу рідких крапель

Критична швидкість виносу рідких крапель із вибою газової свердловини

$$V_{кр.р} = 16,47 \cdot (45 - 0,455 \cdot p_{виб})^{0,25} / \sqrt{p_{виб}}, \quad (13.2)$$

де $p_{виб}$ – вибійний тиск, МПа.

Якщо у продукції свердловини є тверді і рідкі частини, то при розрахунку діаметра підйомника з одержаних двох значень діаметра вибирають найменше.

Інколи при розрахунках діаметра підйомника приймають

$$V'_r = 5 - 10 \text{ м/с.}$$

Внутрішній діаметр підйомника, м

$$d_{вн} = 0,1108 \sqrt{\frac{V_r \cdot p_o \cdot T_{виб} \cdot Z_{виб}}{V'_r \cdot p_{виб} \cdot T_{ст}}}, \quad (13.3)$$

де V_r – дебіт газу, тис. м³/добу;

p_o – атмосферний тиск, $p_o = 0,1$ МПа.

Довжина підйомника приймається рівною глибині свердловини, тому тиск і температура біля підшви дорівнюють відповідно вибійним.

Одержане значення $d_{вн}$ округлюють до найближчого меншого стандартного значення НКТ (табл.13.1).

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Розрахувати діаметр підйомника, якщо у продукції свердловини міститься рідка фаза.

4 Порядок виконання роботи

4.1. Визначаємо критичну швидкість виносу рідких крапель $V_{кр.р}$.

4.2. Розраховуємо швидкість газового потоку біля підшви труб підйомника V'_r .

4.3. Визначаємо внутрішній діаметр підйомника $d_{вн}$.

4.4. Вибираємо труби підйомника округлюючи одержане значення $d_{вн}$ до найближчого меншого стандартного значення НКТ (табл.13.1).

Таблиця 13.1 – Стандартні НКТ зі з'єднувальними муфтами

Умовний діаметр труби, мм	Труба				Муфта		
	Зовнішній діаметр D , мм	Товщина стінки δ , мм	Внутрішній діаметр d , мм	Вага 1 погонного м, кг	Зовнішній діаметр D , мм	Довжина l , м	Вага, кг
1	2	3	4	5	6	7	8
33	33,4	3,5	26,4	2,6	42,2	84	0,4
42	42,2	3,5	35,2	3,3	52,2	90	0,6

Продовження таблиці 13.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
48	48,3	4,0	40,3	4,4	55,9	96	0,5
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	110	1,3
73	73,0	5,5;	62,0	9,2	88,9	132	2,4
		7,0	59,0	11,4			
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	146	3,6
102	101,6	6,5	83,6	15,2	120,6	150	4,5
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	156	5,1

5 Приклад

Вихідні дані.

Таблиця 13.2 – Вихідні дані:

Параметри	Одиниці виміру	Показники
Глибина свердловини (L_c)	м	2500
Вибійний тиск ($p_{\text{вib}}$)	МПа	39,03
Вибійна температура ($T_{\text{вib}}$)	К	337
Дебіт газу (V_g)	м ³ /добу	1,15·10 ³ тис
Коефіцієнт стисливості газу у вибійних умовах ($z_{\text{вib}}$)	0,811	

Розв'язання:

1. Визначаємо критичну швидкість виносу рідких крапель за формулою (13.2):

$$V_{\text{кр.р}} = 16,47(45 - 0,0455 \times 39,03)^{0,25} / \sqrt{39,03} = 6,76 \text{ м/с.}$$

2. За формулою (13.1) розраховуємо:

$$V_g' = 1,2 \times 6,76 = 8,11 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

3. Визначаємо внутрішній діаметр підйомника за формулою (13.3):

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{1,15 \cdot 10^3 \cdot 0,1 \cdot 337 \cdot 0,811}{8,11 \cdot 39,03 \cdot 293}} = 0,0645 \text{ м.}$$

4. Вибираємо труби підйомника округлюючи одержане значення $d_{\text{вн}}$ до найближчого меншого стандартного значення НКТ (табл. 13.1): вибираємо труби з умовним діаметром 73 мм, внутрішній діаметр $d_{\text{вн}} = 0,062 \text{ м.}$

Відповідь: НКТ з умовним діаметром 73 мм, внутрішній діаметр $d_{\text{вн}} = 0,062 \text{ м.}$

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Вихідні дані для практичної роботи необхідно взяти з «Атласу родовищ нафти і газу України» в шести томах (Львів: УкрДГІ, 1996. USBN 966-7022-04-08) відповідно до завдання на курсову роботу з дисципліни.

Контрольні запитання

- 1. Яке обладнання спускають у видобувну свердловину?*
- 2. Яким способом експлуатують газові свердловини?*
- 3. Від чого залежить винесення твердих і рідких часток?*
- 4. Для яких умов виконують розрахунок на винесення твердих і рідких часток?*
- 5. На яку глибину спускають фонтанні труби?*

Практична робота № 14

РОЗРАХУНОК ДІАМЕТРА ПІДЙОМНИКА З УМОВИ МІНІМАЛЬНИХ (ЗАДАНИХ) ВТРАТ ТИСКУ У ТРУБАХ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок розрахунку діаметра підйомника з умови мінімальних (заданих) втрат тиску у трубах.

2 Основні теоретичні положення.

Розрахунок фонтанного ліфта (підйомника) для газової свердловини

Процес експлуатації газових свердловин характеризується особливостями, що пов'язані із властивостями продукції. Оскільки експлуатація таких свердловин здійснюється при підвищених тисках на гирлі, до герметичності газових свердловин пред'являються підвищені вимоги.

Зазвичай у видобувну свердловину спускаються фонтанні труби і комплекс свердловинного обладнання, що включає пакери, клапани-відсікачі, циркуляційні та інгібіторні клапани, замки, посадочні ніпелі, телескопічні з'єднання, свердловинні камери, зрівнювальні клапани та ін.

Газові свердловини експлуатують фонтанним способом, тобто за рахунок використання енергії пласта. Розрахунок ліфта зводиться до визначення діаметра фонтанних труб. Його можна визначити з умов винесення з вибою твердих і рідких часток або забезпечення максимального гирлового тиску (мінімальних втрат тиску у стовбурі свердловини при заданому дебіті).

Винесення твердих і рідких часток залежить від швидкості підйому газу. У міру підйому газу в трубах швидкість зростає внаслідок збільшення об'єму газу при зменшенні тиску. Розрахунок виконують для умов підосви фонтанних труб. Глибину спуску труб у свердловину приймають з урахуванням продуктивної характеристики пласта і технологічного режиму експлуатації свердловини.

Доцільно спускати труби до нижніх отворів перфорації. Якщо труби спущені до верхніх отворів перфорації, швидкість газового потоку в експлуатаційній колоні навпроти перфорованого продуктивного пласта знизу вверх зростає від нуля до деякого значення. Оскільки нижня частина пласта відсікається піщано-глинистим корком або рідиною то дебіт свердловини зменшується. У цьому випадку у нижній частині і до підосви НКТ не забезпечується винесення твердих і рідких часток.

Одним із критеріїв при розрахунку діаметра підйомника газової свердловини є забезпечення винесення з вибою твердих або рідких часток, що містяться в продукції.

Винесення цих часток залежить від швидкості газового потоку біля підосви труб підйомника V_r . Основна умова винесення така:

$$V_r' = 1,2 \cdot V_{кр},$$

де $V_{кр}$ – критична швидкість, при якій тверді або рідкі частки знаходяться в потоці газу у зваженому стані, м/с.

Розрахунок діаметра підйомника з умови мінімальних (заданих) втрат тиску в трубах

Діаметр підйомника можна визначити з умови мінімальних (заданих) втрат тиску у підйомнику. При глибині спуску підйомника до вибою внутрішній діаметр визначаємо за формулою

$$d_{вн} = \sqrt[5]{\frac{1,325 \cdot 10^{-12} \cdot \lambda \cdot z_{ср}^2 \cdot T_{ср}^2 \cdot V_{г}^2 (e^{2s} - 1)}{p_{виб}^2 - p_{гир}^2 \cdot e^{2s}}}, \quad (14.1)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічних опорів;

$z_{ср}$ – середній коефіцієнт стисливості газу (при $p_{ср}$ і $T_{ср}$);

$T_{ср}$ – середня температура у свердловині, К;

$V_{г}$ – дебіт газу, тис. м³/добу;

$p_{гир}$ – тиск на гирлі свердловини, Па;

s – показник ступеня:

$$s = \frac{0,03415 \cdot L_c \cdot \bar{\rho}_г}{z_{ср} \cdot T_{ср}}, \quad (14.2)$$

$\bar{\rho}_г$ – відносну густину газу за повітрям (практична p -та № 3),

$$p_{ср} = (p_{гир} + p_{виб})/2, \quad (14.3)$$

$$T_{ср} = (T_{виб} - T_{гир}) / \ln \frac{T_{виб}}{T_{гир}}. \quad (14.4)$$

Якщо коефіцієнт гідравлічних опорів не відомий, розрахунок (14.1) проводять методом ітерації. Також для визначення коефіцієнта гідравлічного опору можна використати наступну методику (формули 14.5–14.10).

Коефіцієнт гідравлічного опору λ залежить від режиму руху газу у підйомнику і визначається за такими формулами:

а) для ламінарного режиму руху газу:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (14.5)$$

б) для змішаного режиму руху газу:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \varepsilon \right)^{0,2} \quad (14.6)$$

в) для квадратичного режиму руху газу, якщо $158/Re < 2l_k/d_{вн}$ (де l_k , $d_{вн}$ – відповідно абсолютна шорсткість труб і внутрішній діаметр труб, см):

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{2l_k}{d_{вн}} + \varepsilon \right)^{0,2}, \quad (14.7)$$

г) для турбулентного режиму руху газу, якщо $158/Re > 2l_k/d_{вн}$:

$$\lambda = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}. \quad (14.8)$$

Число Рейнольдса і відносну шорсткість труб визначають за такими формулами:

$$Re = 1777 \frac{q \cdot \bar{\rho}_g}{\mu_{cp} \cdot d_{вн}}, \quad (14.9)$$

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot l_k}{10 \cdot d_{вн}}, \quad (14.10)$$

де μ_{cp} – динамічний коефіцієнт в'язкості газу при середньому тиску p_{cp} і середній температурі T_{cp} у стовбурі свердловини, мПа·с;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, см;

q – дебіт газової свердловини, тис. м³/добу;

l_k – абсолютна шорсткість труб, мм.

Фактичний діаметр фонтанних труб вибирають з урахуванням стандартних діаметрів (табл. 14.1).

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Розрахувати діаметра підйомника з умови мінімальних (заданих) втрат тиску у трубах.

4 Порядок виконання роботи

4.1. *Варіант розрахунку 1.* Розрахунок діаметра підйомника проводимо за формулою (14.1) *методом ітерації*, оскільки невідомий коефіцієнт гідравлічних опорів λ .

4.2. *Варіант розрахунку 2.* Для визначення коефіцієнта гідравлічного опору λ можна використати формули (14.5) – (14.10). Режиму руху газу у підйомнику беремо *турбулентний*.

Таблиця 14.1 – Стандартні НКТ зі з'єднувальними муфтами

Умовний діаметр труби, мм	Труба				Муфта		
	Зовнішній діаметр D , мм	Товщина стінки δ , мм	Внутрішній діаметр d , мм	Вага 1 погонного м, кг	Зовнішній діаметр D , мм	Довжина l , м	Вага, кг
33	33,4	3,5	26,4	2,6	42,2	84	0,4
42	42,2	3,5	35,2	3,3	52,2	90	0,6
48	48,3	4,0	40,3	4,4	55,9	96	0,5
60	60,3	5,0	50,3	6,8	73,0	110	1,3
73	73,0	5,5;	62,0	9,2	88,9	132	2,4
		7,0	59,0	11,4			
89	88,9	6,5	75,9	13,2	108,0	146	3,6
102	101,6	6,5	83,6	15,2	120,6	150	4,5
114	114,3	7,0	100,3	18,5	132,1	156	5,1

5 Приклад

Вихідні дані.

Таблиця 14.2 – Вихідні дані:

Параметри	Одиниці виміру	Показники
Глибина свердловини (L_c)	м	2500
Вибійний тиск ($p_{\text{вib}}$)	МПа	39,03
Вибійна температура ($T_{\text{вib}}$)	К	337
Тиск на гирлі свердловини ($p_{\text{гир}}$)	МПа	31,13
Температура на гирлі свердловини ($T_{\text{гир}}$)	К	303
Дебіт газу (V_g)	м ³ /добу	$1,15 \cdot 10^3$ тис
Густина газу при тиску і температурі біля підшви труб (ρ_g)	1,06	кг/м ³
Динамічна в'язкість газу при тиску і температурі біля підшви труб (μ_g)	Па·с	$1,4 \cdot 10^{-5}$
Середній коефіцієнт стисливості газу ($z_{\text{ср}}$)	0,811	

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Вихідні дані для практичної роботи необхідно взяти з «Атласу родовищ нафти і газу України» в шести томах (Львів: УкрДГІ, 1996. ISBN 966-7022-04-08) відповідно із завданням на курсову роботу з дисципліни.

Контрольні запитання

1. Як визначають глибину спуску насосно-компресорних труб у свердловину?
2. Чому дотримуються умов мінімальних втрат тиску в трубах підйомника?
3. Чому виникають гідравлічні опори у трубах підйомника?

ПРАКТИЧНА РОБОТА № 15

ВИЗНАЧЕННЯ ДІАМЕТРА ВИКИДНОЇ ЛІНІЇ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення діаметра викидної лінії газової свердловини.

2 Основні теоретичні положення

Гідравлічний розрахунок трубопроводів

Для розробки родовищ природних газів в основному використовують групову схему збору газу і конденсату.

Трубопроводи підлягають тепловому, гідравлічному і механічному розрахункам.

Пропускна здатність простого лінійного горизонтального відрізка газопроводу визначають за формулою

$$Q = 0,32E \sqrt{\frac{(p_n^2 - p_k^2) \cdot d_{\text{вн}}^5}{\lambda \cdot \bar{\rho}_r \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot L}}, \quad (15.1)$$

де
$$p_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(p_n + \frac{p_k^2}{p_n + p_k} \right), \quad (15.2)$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_n - T_k}{\ln \frac{T_n}{T_k}}, \quad (15.3)$$

де Q – витрата газу, тис. м³/д;

p_n, p_k – тиск відповідно на початку і в кінці газопроводу, МПа;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр труб, см;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору труб;

$\bar{\rho}_r$ – відносна густина газу;

$z_{\text{ср}}$ – середній коефіцієнт стисливості газу по довжині газопроводу (за середнього тиску $p_{\text{ср}}$ і середньої температури $T_{\text{ср}}$ в газопроводі);

$T_{\text{ср}}$ – середня температура в газопроводі, К;

L – довжина газопроводу, м;

E – поправний коефіцієнт, який враховує вплив рідини на зниження пропускної здатності газопроводу.

Поправочний коефіцієнт E визначають за такими формулами:

$$E = 1 - 0,15 \eta_k^{0,25} / W_{\text{ср}}^{0,5}, \quad (15.4)$$

при $0 \leq \eta_k \leq 180 \text{ см}^3/\text{м}^3$ і $2 \leq W_{\text{ср}} \leq 11 \text{ м/с}$

$$E = 1 - 0,1 \eta_k^{0,25} / W_{\text{ср}}^{0,5}; \quad (15.5)$$

при $180 \leq \eta_k \leq 1500 \text{ см}^3/\text{м}^3$ і $1 \leq W_{\text{ср}} \leq 6 \text{ м/с}$

$$\eta_k = \frac{(Q_{\text{в}} + Q_{\text{к}}) 10^6}{Q_{\text{г}}}, \quad (15.6)$$

де η_k – конденсатоводогазове відношення, см³/м³;

Q_k, Q_r – витрати рідини (стабільного конденсату і води) і сухого газу, м³/д;

W_{cp} – середня швидкість руху газу в газопроводі, м/с.

Під час проектуванні газопроводу тиск в його кінці p_k визначається з умови, що втрати тиску на 1 км довжини газопроводу становлять 0,05–0,1 МПа ($p_k = p_n - (0,05 - 0,1)L$, де L , км).

Коефіцієнт стисливості газу визначають з графічних залежностей або розраховують за емпіричними формулами.

Коефіцієнт гідравлічного опору λ залежить від режиму руху газу в трубопроводі і визначається за формулами:

а) для ламінарного режиму руху газу:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (15.7)$$

б) для змішаного режиму руху газу:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \varepsilon \right)^{0,2}, \quad (15.8)$$

в) для квадратичного режиму руху газу, якщо $158/Re < 2l_k/d_{BH}$ (де l_k , d_{BH} – відповідно абсолютна шорсткість труб і внутрішній діаметр трубопроводу, см):

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{2l_k}{d_{BH}} + \varepsilon \right)^{0,2}, \quad (15.9)$$

г) для турбулентного режиму руху газу, якщо $158/Re > 2l_k/d_{BH}$:

$$\lambda = \frac{0,1844}{Re^{0,2}}. \quad (15.10)$$

Число Рейнольдса і відносну шорсткість труб визначають за формулами:

$$Re = 1777 \frac{q \cdot \bar{\rho}_r}{\mu_{cp} \cdot d_{BH}}, \quad (15.11)$$

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot l_k}{10 \cdot d_{BH}}, \quad (15.12)$$

де μ_{cp} – динамічний коефіцієнт в'язкості газу при середньому тиску p_{cp} і середній температурі T_{cp} в стовбурі свердловини, мПа·с;

d_{BH} – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, см;

q – дебіт газової свердловини, тис. м³/д;

l_k – абсолютна шорсткість труб, мм.

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити діаметр викидної лінії газової свердловини.

4 Порядок виконання роботи

4.1. Переводимо одиниці в систему СІ.

4.2. Визначаємо діаметр викидної лінії свердловини.

4.3. Визначаємо середню температуру по довжині викидної лінії.

4.4. З таблиці 15.1 вибираємо найближчий стандартний діаметр трубопроводу.

Таблиця 15.1 – Сортамент труб сталевих електрозварних прямошовних ДСТУ 10704-91

Зовнішній діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм											
	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
102	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
108	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
114	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
127	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
133	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
140	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
152	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
159	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	
168	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	
177,8	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	
180	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	
193,7	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	
219	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
244,5	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
273					4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
325					4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
335,6					4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
377					4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
406,4					4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
426					4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
478							5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
530							5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
630										7,0	8,0	9,0

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити діаметр викидної лінії газової свердловини, якщо:

- робочий тиск на буфері $p_n = 18$ МПа;
- тиск в кінці газопроводу $p_k = 16$ МПа;
- температура газу на буфері $T_n = 21$ °С;
- температура газу на вході в УКПГ $T_k = 9$ °С;
- витрата газу за стандартних умов $Q = 660$ тис. м³/д;
- довжина викидної лінії $L = 3200$ м;
- коефіцієнт гідравлічного опору трубопроводу $\lambda = 0,022$;
- відносна густина газу $\bar{\rho}_r = 0,647$;
- коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску і середньої температури у викиданій лінії $z_{cp} = 0,9$.

Розв'язання:

1. Переводимо одиниці в систему СІ:

$$T_n = 21 + 273 = 294 \text{ К},$$

$$T_k = 9 + 273 = 282 \text{ К}.$$

2. Діаметр викидної лінії свердловини визначаємо за формулою, отриманою з (14.1):

$$d_{\text{вн}} = \sqrt[5]{\frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \bar{\rho}_r \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}{0,32^2 \cdot (p_n^2 - p_k^2)}}.$$

3. Визначаємо середню температуру по довжині викидної лінії за формулою (14.3):

$$T_{cp} = \frac{T_n - T_k}{\ln \frac{T_n}{T_k}} = \frac{294 - 282}{\ln \frac{294}{282}} = 288 \text{ К},$$

$$\text{тоді } d_{\text{вн}} = \sqrt[5]{\frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \bar{\rho}_r \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}{0,32^2 \cdot (p_n^2 - p_k^2)}} = \sqrt[5]{\frac{660^2 \cdot 0,022 \cdot 0,647 \cdot 0,9 \cdot 288 \cdot 3200}{0,32^2 \cdot (18^2 - 16^2)}} = 59,39 \text{ см}.$$

4. З таблиці 15.1 вибираємо найближчий стандартний діаметр трубопроводу $d_{\text{вн}} = 61,2$ см.

Відповідь: $d_{\text{вн}} = 61,2$ см.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 15.2 – Вихідні дані

Варіант	p_n , МПа	p_k , МПа	T_n , °С	T_k , °С	Q , тис. м ³ /д	L , м
1	2	3	4	5	6	7
1	8	6	18	6	100	2 600
2	9	7	18	6	120	2 700
3	10	8	18	6	140	2 800
4	11	9	19	7	160	2 900
5	12	10	19	7	180	3 000

Продовження таблиці 15.2

1	2	3	4	5	6	7
6	13	11	19	7	200	3 100
7	14	12	20	8	220	3 200
8	15	13	20	8	240	3 300
9	16	14	20	8	260	3 400
10	18	15	21	9	280	3 500
11	18	16	21	9	300	3 600
12	19	17	21	9	320	2 600
13	20	18	22	10	340	2 700
14	21	19	22	10	360	2 800
15	22	20	22	10	380	2 900
16	8	6	23	11	400	3 000
17	9	7	23	11	420	3 100
18	10	8	23	11	440	3 200
19	11	9	24	12	460	3 300
20	12	10	24	12	480	3 400
21	13	11	24	12	500	3 500
22	14	12	25	13	520	3 600
23	15	13	25	13	540	3 700
24	16	14	25	13	560	3 800
25	18	15	26	14	580	3 900

Решту даних для виконання практичної задачі необхідно взяти з прикладу (розділ 5).

Контрольні запитання

1. Яким розрахункам підлягають трубопроводи на газових промислах?
2. Від чого залежить коефіцієнт гідравлічного опору λ в трубопроводі?
3. Які бувають режими руху газу в трубопроводі?

Практична робота № 16

ВИЗНАЧЕННЯ ДІАМЕТРА ВИКИДНОЇ ЛІНІЇ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ ЗА НАЯВНОСТІ РІДИНИ В ГАЗОВІЙ ПРОДУКЦІЇ

1 Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення діаметра викидної лінії газової свердловини за наявності рідини в газовій продукції.

2 Основні теоретичні положення

Гідравлічний розрахунок трубопроводів

Для розробки родовищ природних газів в основному використовують групову схему збору газу і конденсату.

Трубопроводи підлягають тепловому, гідравлічному і механічному розрахункам.

Пропускна здатність простого лінійного горизонтального відрізка газопроводу визначають за формулою

$$Q = 0,32E \sqrt{\frac{(p_{\text{п}}^2 - p_{\text{к}}^2) \cdot d_{\text{вн}}^5}{\lambda \cdot \bar{\rho}_{\text{г}} z_{\text{ср}} T_{\text{ср}} L}}, \quad (16.1)$$

де
$$p_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(p_{\text{п}} + \frac{p_{\text{к}}^2}{p_{\text{п}} + p_{\text{к}}} \right), \quad (16.2)$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_{\text{п}} - T_{\text{к}}}{\ln \frac{T_{\text{п}}}{T_{\text{к}}}} \quad (16.3)$$

де Q – витрата газу, тис. м³/д;

$p_{\text{п}}, p_{\text{к}}$ – тиск відповідно на початку і в кінці газопроводу, МПа;

$d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр труб, см;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору труб;

$\bar{\rho}_{\text{г}}$ – відносна густина газу;

$z_{\text{ср}}$ – середній коефіцієнт стисливості газу по довжині газопроводу (за середнього тиску $p_{\text{ср}}$ і середньої температури $T_{\text{ср}}$ в газопроводі);

$T_{\text{ср}}$ – середня температура в газопроводі, К;

L – довжина газопроводу, м;

E – поправний коефіцієнт, який враховує вплив рідини на зниження пропускної здатності газопроводу.

Поправочний коефіцієнт E визначають за формулами:

$$E = 1 - 0,15 \eta_{\text{к}}^{0,25} / W_{\text{ср}}^{0,5}, \quad (16.4)$$

при $0 \leq \eta_{\text{к}} \leq 180 \text{ см}^3/\text{м}^3$ і $2 \leq W_{\text{ср}} \leq 11 \text{ м/с}$

$$E = 1 - 0,1 \eta_{\text{к}}^{0,25} / W_{\text{ср}}^{0,5} \quad (16.5)$$

при $180 \leq \eta_{\text{к}} \leq 1500 \text{ см}^3/\text{м}^3$ і $1 \leq W_{\text{ср}} \leq 6 \text{ м/с}$

$$\eta_{\text{к}} = \frac{(Q_{\text{в}} + Q_{\text{к}}) 10^6}{Q_{\text{г}}} \quad (16.6)$$

де $\eta_{\text{к}}$ – конденсатоводогазове відношення, см³/м³;

Q_k, Q_r – витрати рідини (стабільного конденсату і води) і сухого газу, м³/д;

W_{cp} – середня швидкість руху газу в газопроводі, м/с.

Під час проєктування газопроводу тиск в його кінці p_k визначається з умови, що втрати тиску на 1 км довжини газопроводу становлять 0,05 – 0,1 МПа ($p_k = p_{п} - (0,05 - 0,1)L$, де L , км).

Коефіцієнт стисливості газу визначають з графічних залежностей або розраховують за емпіричними формулами.

Коефіцієнт гідравлічного опору λ залежить від режиму руху газу в трубопроводі і визначається за формулами:

а) для ламінарного режиму руху газу:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (16.7)$$

б) для змішаного режиму руху газу:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \varepsilon \right)^{0,2} \quad (16.8)$$

в) для квадратичного режиму руху газу, якщо $158/Re < 2l_k/d_{вн}$ (де l_k , $d_{вн}$ – відповідно абсолютна шорсткість труб і внутрішній діаметр трубопроводу, см):

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{2l_k}{d_{вн}} + \varepsilon \right)^{0,2}, \quad (16.9)$$

г) для турбулентного режиму руху газу, якщо $158/Re > 2l_k/d_{вн}$:

$$\lambda = \frac{0,1844}{Re^{0,2}} \quad (16.10)$$

Число Рейнольдса і відносну шорсткість труб визначають за формулами:

$$Re = 1777 \frac{q \cdot \bar{\rho}_r}{\mu_{cp} \cdot d_{вн}}, \quad (16.11)$$

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot l_k}{10 \cdot d_{вн}}, \quad (16.12)$$

де μ_{cp} – динамічний коефіцієнт в'язкості газу при середньому тиску p_{cp} і середній температурі T_{cp} в стовбурі свердловини, мПа·с;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, см;

q – дебіт газової свердловини, тис. м³/д;

l_k – абсолютна шорсткість труб, мм.

Таблиця 16.1 – Сортамент труб сталевих електрозварних прямошовних ДСТУ 10704-91

Зовнішній діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм											
1	2											
102	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				

Продовження таблиці 16.1

1	2											
108	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
114	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
127	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
133	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
140	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
152	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5				
159	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	
168	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	
177,8	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	
180	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	
193,7	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	
219	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
244,5	3	3,2	3,5	3,8	4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
273					4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
325					4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
335,6					4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
377					4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
406,4					4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
426					4	4,5	5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
478							5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
530							5,0	5,5	6,0	7,0	8,0	9,0
630										7,0	8,0	9,0

3 Завдання

3.1. Вивчити текст роботи.

3.2. Визначити діаметр викидної лінії газової свердловини за наявності рідини в пластовій продукції.

4 Порядок виконання роботи

4.1. Переводимо одиниці в систему СІ.

4.2. Визначаємо діаметр викидної лінії свердловини.

4.3. Визначаємо середню температуру по довжині викидної лінії.

4.4. Визначаємо конденсатоводогазове відношення.

4.5. Визначаємо поправочний коефіцієнт E .

4.6. З таблиці 16.1 вибираємо найближчий стандартний діаметр трубопроводу.

5 Приклад

Вихідні дані.

Визначити діаметр викидної лінії газової свердловини за наявності рідини у пластовій продукції, якщо:

- робочий тиск на буфері $p_n = 16$ МПа;
- тиск у кінці газопроводу $p_k = 14$ МПа;
- температура газу на буфері $T_n = 20$ °С;
- температура газу на вході в УКПГ $T_k = 9$ °С;
- витрата газу за стандартних умов $Q_r = 600$ тис. м³/д;
- витрата води $Q_v = 9$ м³/д;
- витрата стабільного конденсату $Q_k = 12$ м³/д;
- довжина викидної лінії $L = 3\,400$ м;
- середня швидкість руху газу в газопроводі $W_{cp} = 7$ м/с;
- коефіцієнт гідравлічного опору трубопроводу $\lambda = 0,022$;
- відносна густина газу $\bar{\rho}_r = 0,62$;
- коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску і середньої температури у викидній лінії $z_{cp} = 0,91$.

Розв'язання:

1. Переводимо одиниці в систему СІ:

$$T = 20 + 273 = 293 \text{ К},$$

$$T = 9 + 273 = 282 \text{ К}.$$

2. Діаметр викидної лінії свердловини визначаємо за формулою, отриманою з (15.1):

$$d_{BH} = \sqrt[5]{\frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \bar{\rho}_r \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}{0,32^2 \cdot E^2 (p_n^2 - p_k^2)}}.$$

3. Визначаємо середню температуру по довжині викидної лінії за формулою:

$$T_{cp} = \frac{T_n - T_k}{\ln \frac{T_n}{T_k}} = \frac{293 - 282}{\ln \frac{293}{282}} = 287,5 \text{ К},$$

4. Визначаємо конденсатоводогазове відношення за формулою (15.6):

$$\eta_k = \frac{(Q_v + Q_k) \cdot 10^6}{Q_r} = \frac{(9 + 12) \cdot 10^6}{600 \cdot 10^3} = 35 \text{ см}^3/\text{м}^3.$$

5. Поправочний коефіцієнт E визначаємо за формулою (16.4):

$$E = 1 - 0,15 \cdot \eta_k^{0,25} / W_{cp}^{0,5} = 1 - 0,15 \cdot 35^{0,25} / 7^{0,5} = 0,86,$$

$$d_{BH} = \sqrt[5]{\frac{600^2 \cdot 0,022 \cdot 0,62 \cdot 0,91 \cdot 287,5 \cdot 3400}{0,32^2 \cdot 0,86^2 (16^2 - 14^2)}} = 62,6 \text{ см}$$

6. З таблиці 16.1 вибираємо найближчий стандартний діаметр трубопроводу $d_{\text{вн}} = 70$ см.

Відповідь: $d_{\text{вн}} = 70$ см.

6 Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 16.2 – Вихідні дані

Варіант	$p_{\text{п}},$ МПа	$p_{\text{к}},$ МПа	$T_{\text{п}},$ °С	$T_{\text{к}},$ °С	$Q_{\text{г}},$ тис. м ³ /д	$L,$ м	$W_{\text{ср}},$ м/с
1	10,0	8,0	17,0	6,0	150	2 500	6,0
2	10,2	8,2	17,5	6,5	160	2 550	6,2
3	10,4	8,4	18,0	7,0	170	2 600	6,4
4	10,6	8,6	18,5	7,5	180	2 650	6,6
5	10,8	8,8	19,0	8,0	190	2 700	6,8
6	11,0	9,0	19,5	8,5	200	2 750	7,0
7	11,2	9,2	20,0	9,0	210	2 800	7,2
8	11,4	9,4	20,5	9,5	220	2 850	7,4
9	11,6	9,6	21,0	10,0	230	2 900	7,6
10	11,8	9,8	21,5	10,5	240	2 950	7,8
11	12,0	10,0	22,0	11,0	250	3 000	8,0
12	12,2	10,2	22,5	11,5	260	2 500	8,2
13	12,4	10,4	23,0	12,0	270	2 550	8,4
14	12,6	10,6	23,5	12,5	280	2 600	8,6
15	12,8	10,8	24,0	13,0	290	2 650	8,8
16	13,0	11,0	24,5	13,5	300	2 700	9,0
17	13,2	11,2	25,0	14,0	220	2 750	6,0
18	13,4	11,4	25,5	14,5	230	2 800	6,2
19	13,6	11,6	26,0	15,0	240	2 850	6,4
20	13,8	11,8	26,5	15,5	250	2 900	6,6
21	14,0	12,0	27,0	16,0	260	2 950	6,8
22	14,2	12,2	27,5	16,5	270	3 000	7,0
23	14,4	12,4	28,0	17,0	280	2 500	7,2
24	14,6	12,6	28,5	17,5	290	2 550	7,4
25	14,8	12,8	29,0	18,0	300	2 600	7,6

Решту даних для виконання практичної задачі необхідно взяти з прикладу (розділ 5).

Контрольні запитання

1. Що розуміють під викидною лінією газової свердловини?
2. Яка рідина може знаходитись в газовій продукції свердловин?
3. На які навантаження розраховують трубопроводи на газових промислах?
4. Від чого залежить величина коефіцієнта гідравлічного опору λ ?

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. – Київ : Львів, 1996. – 620 с.
2. Кондрат Р. М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : навч. посіб. / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2013. – 282 с.
3. Орловський В. М. Технологія видобування газу і газового конденсату [Електрон. ресурс] / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко. – Електрон. текст. дані. – Львів – Харків : Новий Світ-2000, 2023. – 359 с. – Режим доступу: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/6626d032-8760-4cdf-a0d7-2e6b51ba171f/>, вільний (дата звернення 25.04.2025). – Назва з екрана.
4. Орловський В. М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ [Електрон. ресурс] / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик, В. І. Сіренко. – Електрон. текст. дані. – Львів – Харків : Новий Світ-2000, 2020. – 311 с. – Режим доступу: <http://repository.kpi.kharkov.ua/bitstream/KhPI-Press/48993/>, вільний (дата звернення 25.04.2025). – Назва з екрана.
5. Суярко В. Г. Прогнозування, пошук та розвідка родовищ вуглеводнів [Електрон. ресурс] : підручник / В. Г. Суярко. – Електрон. текст. дані. – Харків : Фоліо, 2015. – 413 с. – Режим доступу: <http://dspace.univer.kharkov.ua/bitstream/123456789/14280/2/Суярко%20В.Г.%20Прогнозування%20пошук%20та%20розвідка%20родовищ%20вуглеводнів.pdf/>, вільний (дата звернення 25.04.2025). – Назва з екрана.
6. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу [Електрон. ресурс] : навч. посіб. / О. І. Акульшин, О. О. Акульшин, В. С. Бойко [et al.]. – Електрон. текст. дані. – Івано-Франківськ : Факел, 2003. – 434 с. – Режим доступу: http://194.44.112.14:8080/lib2web/DocDescription?doc_id=73519/, вільний (дата звернення 25.04.2025). – Назва з екрана.

Електронне навчальне видання

Методичні рекомендації
до виконання практичних робіт та самостійної роботи
з навчальної дисципліни

**«ТЕХНОЛОГІЯ ВИДОБУВАННЯ ГАЗУ
І ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТУ»**

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти денної
форми навчання зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та
технології)*

Укладачі: **ОРЛОВСЬКИЙ** Віталій Миколайович,
БОБЛОВСЬКИЙ Олександр Володимирович

Відповідальний за випуск *О. В. Ромашко*

Редактор *О. А. Норик*

Комп'ютерне верстання *В. М. Орловський*

План 2025, поз. 270М

Підп. до друку 09.05.2025. Формат 60 × 84/16.
Ум. друк. арк. 5,0.

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Чорноглазівська (Маршала Бажанова), 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: office@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 5328 від 11.04.2017.