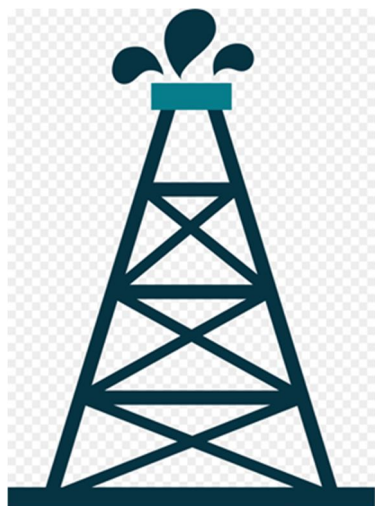


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

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



МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

до виконання практичних робіт та самостійної роботи
з навчальної дисципліни

«ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ»

*(для студентів 4 курсу денної і заочної форм навчання спеціальності
185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

**Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2021**

Методичні рекомендації до виконання практичних робіт та самостійної роботи з навчальної дисципліни «Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ» (для студентів 4 курсу денної і заочної форм навчання спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології) / Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова ; уклад. В. М. Орловський. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2021. – 81 с.

Укладач канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський

Рецензент

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

Рекомендовано кафедрою експлуатації газових і теплових систем, протокол № 8 від 29.08.2019.

ЗМІСТ

Вступ	4
ПРАКТИЧНІ РОБОТИ	5
1 Визначення масового вмісту компонентів у природному газі	5
2 Визначення густини природного газу	13
3 Визначення коефіцієнта стисливості газу в пластових умовах	18
4 Визначення вологості газу	22
5 Визначення тиску на відстані від осі свердловини.....	28
6 Побудова індикаторної діаграми і визначення графічним методом коефіцієнта фільтраційних опорів привибійної зони пласта за результатами дослідження газової свердловини	33
7 Визначення коефіцієнта проникності і макрошорсткості привибійної зони пласта	41
8 Визначення вільного дебіту газової свердловини	44
9 Визначення режиму розробки родовища за промисловими даними	47
10 Визначення дебіту середньої свердловини і темпу відбору газу з родовища	53
11 Визначення поточного пластового тиску в газонасиченій зоні	57
12 Визначення показників розробки газового родовища в умовах водонапірного режиму	61
13 Визначення річного товарного видобутку конденсату із газоконденсатного родовища	66
14 Визначення діаметра викидної лінії газової свердловини	70
15 Визначення діаметра викидної лінії газової свердловини за наявності рідини в газовій продукції	75
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	80

ВСТУП

«Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ» – одна з основних дисциплін спеціальності «Нафтогазова інженерія та технології» (спеціалізація «Видобування нафти і газу»).

У цих методичних рекомендаціях за навчальною дисципліною «Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ» розглядаються практичні задачі щодо технології розробки газових і газоконденсатних родовищ. Методичні рекомендації призначені для викладачів, які проводять практичні заняття, а також для студентів очної і заочної форм навчання.

Метою цих методичних рекомендацій є оволодіння студентами теоретичних положень проведення технологічних розрахунків при розробці газових і газоконденсатних родовищ в нафтогазовидобувних підприємствах.

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

Сучасне проектування розробки газових і газоконденсатних родовищ потребує складних розрахунків, переважно, з використанням ліцензійних програмних продуктів та потужних комп'ютерів. Більш прості задачі, які розглянуті в даних рекомендаціях, дозволяють швидко отримати якісні результати без використання довготривалих розрахунків на основі складних моделей. Тому, для практичного застосування при проектуванні розробки газових і газоконденсатних родовищ, можна зробити оцінку геолого-технічних моделей на основі більш простих балансових співвідношень, частина з яких розглянута в цих рекомендаціях.

У практичних рекомендаціях розглянуті задачі з розробки газових і газоконденсатних родовищ як на природних режимах, так і з застосуванням методів впливу на пласти.

Порядок оформлення практичних робіт такий:

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

ПРАКТИЧНІ РОБОТИ

1 Визначення масового вмісту компонентів у природному газі

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення масового вмісту компонентів у природному газі.

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+B}). 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.

Супутній 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 ($p_0 = 0,101325$ МПа, $T_0 = 273,15$ К) – $22,4141$ м³, за стандартних умов ($p_{cm} = 0,101325$ МПа, $T_{cm} = 293,15$ К) – $24,055$ м³.

Молекулярну масу газової суміші, яка складається з різних газів,

визначають за об'ємним (молярним) або масовим вмістом окремих компонентів у суміші за формулами:

$$M_r = \sum_{i=1}^n y_i M_i \quad \text{або} \quad M_r = \frac{\sum_{i=1}^n y'_i M_i}{100} \quad (1.1)$$

$$M_r = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{g_i}{M_i}} \quad \text{або} \quad M_r = \frac{100}{\sum_{i=1}^n \frac{g_i}{M_i}} \quad (1.2)$$

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 -го компонента, яку беруть із таблиць 1.1 і 1.2.

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

$$g_i = \frac{y_i M_i}{\sum_{i=1}^n y_i M_i} \quad \text{або} \quad g_i = \frac{y_i M_i}{M_r} \quad (1.3)$$

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

$$y_i = \frac{g_i}{M_i \sum_{i=1}^n \frac{g_i}{M_i}} \quad (1.4)$$

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

$$g_i = 10 \frac{y'_i M_i}{24,055}, \quad (1.5)$$

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, %.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити масовий вміст кожного компонента у природному газі.

Порядок виконання роботи

1. Беремо молекулярні маси кожного компонента природного газу з таблиць 1.1 і 1.2.

2. Визначаємо масовий вміст окремих компонентів у природному газі за формулою (1.3).

Приклад

Вихідні дані: Об'ємний склад газу:

метан (CH₄) – 90,6 %,

етан (C_2H_6) – 4,2 %,
пропан (C_3H_8) – 2,1 %,
бутан (C_4H_{10}) – 1,3 %,
пентан (C_5H_{12}) – 0,5 %,
азот (N_2) – 1,3 %.

Розв'язування:

1. Молекулярні маси кожного компонента беремо з таблиць 1.1 і 1.2:

$$M_{C1} = 16,043 \text{ кг/кмоль};$$

$$M_{C2} = 30,07 \text{ кг/кмоль};$$

$$M_{C3} = 44,097 \text{ кг/кмоль};$$

$$M_{C4} = 58,124 \text{ кг/кмоль};$$

$$M_{C5} = 72,151 \text{ кг/кмоль};$$

$$M_{N2} = 28,016 \text{ кг/кмоль}.$$

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

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

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

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

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

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

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

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 1.1 – Основні параметри компонентів природного газу

Показники	Компоненти				
	Метан	Етан	Пропан	Ізобутан	Нормальний бутан
1	2	3	4	5	6
Хімічна формула	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$i-C_4H_{10}$	$n-C_4H_{10}$
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 ³ /°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	0,517 2	0,393 4	0,370 1	0,380 2	0,380 2
при постійному об'ємі C_v	0,393 61	0,327 3	0,325 2	0,346 6	0,346 6
Динамічний коефіцієнт в'язкості при 0 °С і 0,1013 МПа, мПас	0,0103	0,008 3	0,007 5	0,006 9	0,006 9
Фактор ацентричності молекул ω	0,010 4	0,098 6	0,152 4	0,184 9	0,020 10
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 1.1

Показники	Компоненти				
	Ізопен-тан	Норма-льний пентан	Гексан	Гептан	Октан
1	2	3	4	5	6
Хімічна формула	$i-C_5H_{12}$	$n-C_5H_{12}$	C_6H_{14}	C_7H_{16}	C_8H_{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 ³ /°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/k , 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	0,380 5	0,380 5	0,382 7	0,384 6	0,385 6
при постійному об'ємі C_v	0,353 3	0,353 3	0,360	0,365 2	0,368 6
Динамічний коефіцієнт в'язкості при 0 °С і 0,1013 МПа, мПа·с					
Фактор ацентричності молекул ω	0,222 3	0,253 9	0,300 7	0,349 8	0,401 8
Теплопровідність при 0 °С, Вт/м·°С	0,010 6	0,010 6	0,009 66	0,009 2	0,008 4
Теплота при 0 °С, кДж/кг випаровування					
плавлення					
Температура кипіння, К	309,26	300,96	341,86	371,56	398,86
Температура плавлення, К	143,46	113,26	177,86	182,56	216,36

Таблиця 1.2 – Фізико-хімічні властивості неуглеводневих компонентів природних газів

Показники	Компоненти				
	Азот	Повітря	Водяна пара	Кисень	Водень
1	2	3	4	5	6
Хімічна формула	N_2	–	H_2O	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	0,089 9
Густина при 20 °С і 0,1013 МПа, кг/м ³	1,165	1,205	0,750	1,331	0,083 7
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 ³ /°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	0,239 7	0,444 1	0,218 5	3,390 4
при постійному об'ємі C_v	0,177 0	0,171 2	0,346 9	0,156	2,404 5
Динамічний коефіцієнт в'язкості при 0 °С і 0,101 3 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 1.2

Показники	Компоненти					
	Сірководень	Двоокис вуглецю	Окис вуглецю	Гелій	Аргон	Ртуть
1	2	3	4	5	6	7
Хімічна формула	H_2S	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 в 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 0,101 3 МПа, кДж/кг·°С						
при постійному тиску C_p	0,253	0,194 6	0,248 3	1,260	1,243	0,0335
при постійному об'ємі C_v	0,192	0,149 6	0,177 4	0,760	–	–
Динамічний коефіцієнт в'язкості при 0 °С і 0,101 3 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	–	–	–	–	–	–

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 1.3 – 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),%
0	82,0	11,5	3,0	2,0	1,0	0,5
1	82,5	10,6	3,1	2,1	1,1	0,6
2	83,0	9,7	3,2	2,2	1,2	0,7
3	83,5	8,8	3,3	2,3	1,3	0,8
4	84,0	7,9	3,4	2,4	1,4	0,9
5	84,5	7,0	3,5	2,5	1,5	1,0
6	85,0	6,1	3,6	2,6	1,6	1,1
7	85,5	5,2	3,7	2,7	1,7	1,2
8	86,0	4,3	3,8	2,8	1,8	1,3
9	86,5	4,0	3,7	2,7	1,7	1,4
10	87,0	3,9	3,6	2,6	1,6	1,3
11	87,5	3,8	3,5	2,5	1,5	1,2
12	88,0	3,7	3,4	2,4	1,4	1,1
13	88,5	3,6	3,3	2,3	1,3	1,0
14	89,0	3,5	3,2	2,2	1,2	0,9
15	89,5	3,4	3,1	2,1	1,1	0,8
16	90,0	3,3	3,0	2,0	1,0	0,7
17	90,5	3,2	2,9	1,9	0,9	0,6
18	91,0	3,1	2,8	1,8	0,8	0,5
19	91,5	3,0	2,7	1,7	0,7	0,4
20	92,0	2,9	2,6	1,6	0,6	0,3

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?

2 Визначення густини природного газу

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення густини природного газу.

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

$$\rho_{г.0} = \frac{M_{г}}{22,4141}, \quad (2.1)$$

– за стандартних умов

$$\rho_{г.ст} = \frac{M_{г}}{22,055}, \quad (2.2)$$

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:

$$\rho_{сум} = \frac{\rho_{г}Q_{г} + c_{к}Q_{к}}{Q_{г} + b_{к}Q_{к}}, \quad (2.3)$$

де
$$b_{к} = 24 \frac{\rho_{к}}{M_{к}}, \quad (2.4)$$

$\rho_{г}$, $c_{к}$ – 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;

$b_{к}$ – уявний об'ємний коефіцієнт конденсату.

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.

$$\bar{\rho}_{г} = \frac{\rho_{г.0}}{\rho_{п.0}} \quad \text{або} \quad \bar{\rho}_{г} = \frac{\rho_{г.0}}{1,293}, \quad (2.5)$$

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

де $\rho_{п.0}$, $\rho_{п.ст}$ – густина повітря відповідно за нормальних і стандартних умов, ($\rho_{п.0} = 1,293 \text{ кг/м}^3$; $\rho_{п.ст} = 1,205 \text{ кг/м}^3$).

Якщо відома молекулярна маса газу, то відносну густина знаходять за формулою:

$$\bar{\rho}_Г = \frac{M_Г}{M_п} = \frac{M_Г}{28,979} \quad (2.6)$$

де $M_п$ – молекулярна маса повітря ($M_п = 28,979 \text{ кг/кмоль}$).

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

$$\rho_Г(p, T) = \rho_{Г.ст} \frac{p T_{ст}}{z p_{ат} T}, \quad (2.7)$$

де $\rho_{Г.ст}$ – густина газу за стандартних умов, кг/м^3 ;

p , T – відповідно заданий тиск і температура;

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

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

$p_{ат}$ – атмосферний тиск, МПа.

За наявності водяної пари густина газу визначають за формулою:

$$\rho_{Г\text{ вп}} = \rho_{Г.ст} \left[1 + \frac{p_{ат} z T W}{p T} (\rho_{вп} / \rho_{ст} - \rho_{вп} / p) \right] \quad (2.8)$$

де W – вологовміст газу за тиску p і температури T , кг/м^3 ;

$\rho_{вп}$ – густина насиченої водяної пари, кг/м^3 ;

p – тиск насиченої водяної пари, МПа.

Залежність густини і тиску насиченої пари води від температури наведено у таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Залежність густини і тиску насиченої пари води від температури

$T, \text{К}$	$p_{вп}, \text{МПа}$	$\rho_{вп}, \text{кг/м}$	$T, \text{К}$	$p_{вп}, \text{МПа}$	$\rho_{вп}, \text{кг/м}$	$T, \text{К}$	$p_{вп}, \text{МПа}$	$\rho_{вп}, \text{кг/м}$
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

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
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
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

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити за стандартних умов густину газу Південно-Гвіздецького газоконденсатнонафтового родовища за відомим молярним складом газу.

Порядок виконання роботи

- 1 Беремо молекулярні маси окремих компонентів газу з таблиць 1.1 і 1.2 попередньої роботи.
- 2 Визначаємо молекулярну масу газу заданого складу.
- 3 Визначаємо густину газу заданого складу за стандартних умов за формулою (2.2).

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 ($n\text{-C}_4\text{H}_{10}$) – 1,022,
- нормальний пентан ($n\text{-C}_5\text{H}_{12}$) – 0,046,
- діоксид вуглецю (CO_2) – 0,3 %,
- азот (N_2) – 2 %,
- гелій (He) – 0,003 %,
- аргон (Ar) – 0,009 %.

Розв'язування:

1. Густину газу заданого складу за стандартних умов визначаємо за формулою (2.2).

2. Молекулярні маси окремих компонентів беремо з таблиць 1.1 і 1.2 попередньої роботи:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3. Молекулярна маса газу заданого складу дорівнює:

$$M_r = (16,043 \cdot 88,54 + 30,07 \cdot 5,45 + 44,097 \cdot 2,63 + 58,124 \cdot 1,022 + \\ + 72,151 \cdot 0,046 + 44,011 \cdot 0,3 + 28,016 \cdot 2 + 4,0 \cdot 0,003 + \\ + 39,95 \cdot 0,009)/100 = 18,326 \text{ кг/кмоль}.$$

Густина газу заданого складу за стандартних умов становить:

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

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

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 2.2 – Вихідні дані

Варіант	Метан (CH_4), %	Етан (C_2H_6), %	Пропан (C_3H_8), %	Бутан (C_4H_{10}), %	Пентан (C_5H_{12}), %	Азот (N_2),%
0	82,0	11,5	3,0	2,0	1,0	0,5
1	82,5	10,6	3,1	2,1	1,1	0,6
2	83,0	9,7	3,2	2,2	1,2	0,7
3	83,5	8,8	3,3	2,3	1,3	0,8
4	84,0	7,9	3,4	2,4	1,4	0,9
5	84,5	7,0	3,5	2,5	1,5	1,0
6	85,0	6,1	3,6	2,6	1,6	1,1
7	85,5	5,2	3,7	2,7	1,7	1,2
8	86,0	4,3	3,8	2,8	1,8	1,3
9	86,5	4,0	3,7	2,7	1,7	1,4
10	87,0	3,9	3,6	2,6	1,6	1,3
11	87,5	3,8	3,5	2,5	1,5	1,2
12	88,0	3,7	3,4	2,4	1,4	1,1

Продовження таблиці 2.2

13	88,5	3,6	3,3	2,3	1,3	1,0
14	89,0	3,5	3,2	2,2	1,2	0,9
15	89,5	3,4	3,1	2,1	1,1	0,8
16	90,0	3,3	3,0	2,0	1,0	0,7
17	90,5	3,2	2,9	1,9	0,9	0,6
18	91,0	3,1	2,8	1,8	0,8	0,5
19	91,5	3,0	2,7	1,7	0,7	0,4
20	92,0	2,9	2,6	1,6	0,6	0,3

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?

3 Визначення коефіцієнта стисливості газу в пластових умовах

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення коефіцієнта стисливості газу в пластових умовах.

Основні теоретичні положення

Нафтові газу 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:

$$p_{пр} = p_{роб}/p_{сер.кр}, \quad (3.1)$$

$$T_{пр} = T_{роб}/T_{сер.кр}, \quad (3.2)$$

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

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

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

$$p_{сер.кр} = (4,937 - 0,464\rho_{г.відн})10^6, \text{ МПа}, \quad (3.3)$$

$$T_{сер.кр} = 171,5\rho_{г.відн} + 97, \text{ К} \quad (3.4)$$

Знайшовши $p_{пр}$ і $T_{пр}$ за формулами (3.1) і (3.2), можна визначити z за кривими Брауна рисунок 3.1 або за формулою А. З. Істоміна (при зміні $p_{пр}$ від 0 до 3 і $T_{пр}$ від 1,3 до 1,9).

$$z = 1 - 10^{-2}(0,76T_{пр}^3 - 9,36T_{пр} + 13)(8 - p_{пр})p_{пр}. \quad (3.5)$$

Даними формулами зручно користуватись при використанні для розрахунків комп'ютера.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити *коефіцієнт стисливості газу* z в пластових умовах.

Порядок виконання роботи

- 1 Визначаємо приведені тиск і температуру за формулами (3.1) і (3.2).
- 2 За кривими Брауна визначаємо коефіцієнт стисливості газу z .
- 3 Визначаємо середньокритичний тиск і температуру за формулами (3.3) і (3.4).
- 4 Визначаємо приведені тиск і температуру за формулами (3.1) і (3.2).
5. Визначаємо коефіцієнт стисливості газу за формулою (3.5).

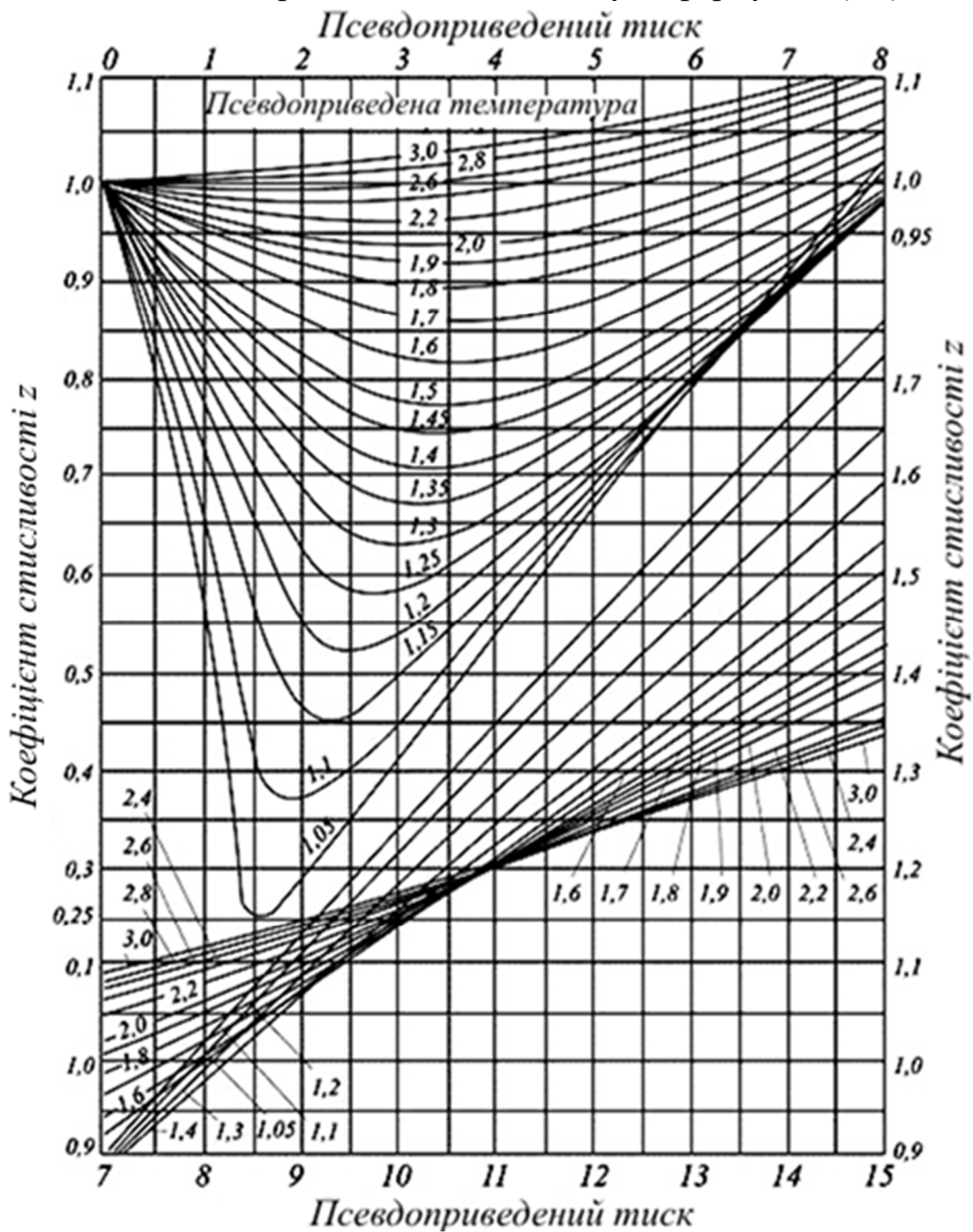


Рисунок 3.1 – Залежність коефіцієнта стисливості вуглеводневого газу z від приведених псевдокритичних тиску $P_{пр}$ і температури $T_{пр}$ (за Р. Брауном)

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 приведено в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – 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'язування:

1. Приведені тиск і температуру визначаємо за формулами (3.1) і (3.2):

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

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

2. Для цих значень $p_{пр}$ і $T_{пр}$ за кривими Брауна (рис. 3.1) знайдемо $z = 0,70$.

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

3. Середньокритичний тиск і температуру знаходимо за формулами (3.3), (3.4):

$$p_{сер.кр} = (4,937 - 0,464 \rho_{г.відн}) 10^6 =$$

$$= (4,937 - 0,464 \cdot 0,841) 10^6 = 4,55 \text{ МПа};$$

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

4. Приведені тиск і температуру знаходимо за формулами (3.1) і (3.2):

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

$$T_{пр} = 328 / 241 = 1,36.$$

5. Коефіцієнт стисливості газу визначаємо за формулою (3.5):

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

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

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

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 3.2 – Вихідні дані

Варіант	Абсолютний пластовий тиск $p_{пл}$	Пластова температура $T_{пл}$
0	14	310
1	16	315
2	18	318
3	20	323
4	22	328
5	24	333
6	26	338
7	28	343
8	30	348
9	32	353
10	34	358
11	36	363
12	38	368
13	40	373
14	42	378
15	44	383
16	46	388
17	48	393
18	50	398
19	52	403
20	54	408

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?

4 Визначення вологості газу

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення вологості газу.

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/м^3 або в кг/1000 м^3 .

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 4.1.

На рисунку 4.2 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:

$$W = W_{0,6} C_s C_p C_t, \quad (4.1)$$

де $W_{0,6}$ – вологість газу, визначена з номограми (рис. 4.1).

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:

$$W = \frac{A}{p} + B, \quad (4.2)$$

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 4.1.

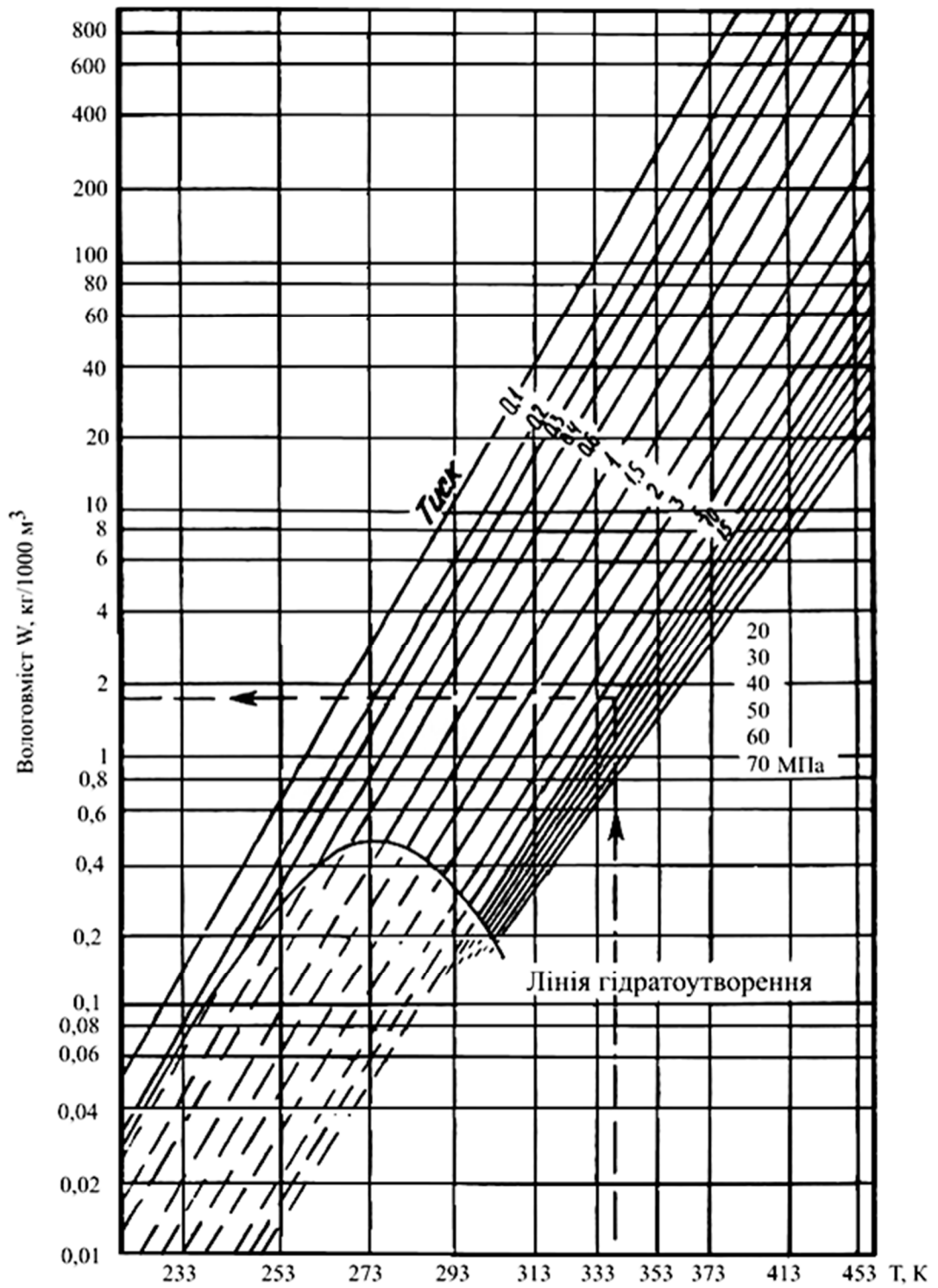


Рисунок 4.1 – Номограма рівноважного вологовмісту природного газу із відносною густиною 0,6

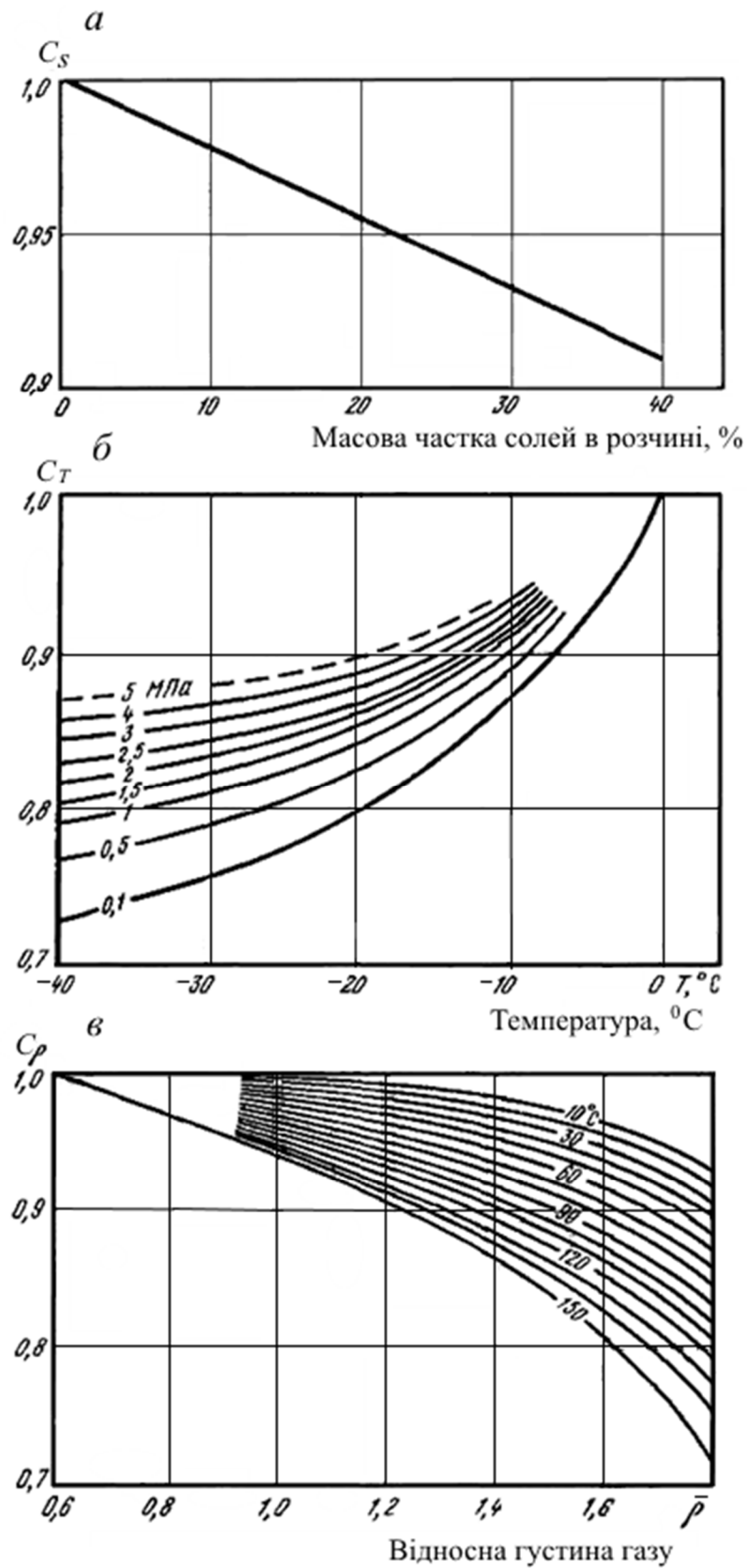


Рисунок 4.2 – Поправні коефіцієнти до вологості:
 а – на вміст солей; б – на температуру; в – на вологість газу

Таблиця 4.1 – Значення коефіцієнтів A і B у рівнянні вологості газу

$t, ^\circ C$	A	B	$t, ^\circ C$	A	B	$t, ^\circ C$	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	0,021 155	36	45,20	0,224	84	427,0	1,205
-10	2,188	0,02290	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	1 093,0	2,620

Коефіцієнт A можна визначити за формулою:

$$A = \frac{p_{в.п} M \cdot 1,033 \cdot 10^2}{0,0848 \cdot 293 \cdot z}, \quad (4.3)$$

де $p_{в.п}$ – 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 4.2.

Таблиця 4.2 – Пружність водяних парів залежно від температури

$t, ^\circ C$	$p_{в.п}$	$t, ^\circ C$	$p_{в.п}$	$t, ^\circ C$	$p_{в.п}$
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 4.2

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 (4.2) можна наближено визначити за формулою:

$$B = 10^{-3} \cdot \exp[0,0685(0,01T)^4 - 0,3798(0,01T)^3 + 1,06606(0,01T)^2 - 2,00075(0,01T) + 4,2216], \quad (4.4)$$

де T , °С.

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

$$W_{0,6} = 0,4736 \cdot \exp(0,0735T - 0,00027T^2) + 0,0418 \cdot \exp(0,054T - 0,0002T^2), \quad (4.5)$$

$$C_s = 1 - 0,225 \cdot 10^{-5} \cdot s, \quad (4.6)$$

$$C_p = 10^{-7}T^2 - 1,1 \cdot 10^{-3} \cdot T \cdot \bar{\rho} - 0,079\bar{\rho}^2 + 0,73 \cdot 10^{-3} \cdot T + 0,156\bar{\rho} + 0,927, \quad (4.7)$$

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

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити вологість газу, який перебуває в контакті з водою.

Порядок виконання роботи

- 1 Визначаємо вологість газу з відносною густиною 0,6 ($W_{0,6}$) за номограмою (рис. 4.1).
- 2 З таблиці 4.1 визначаємо коефіцієнти A і B за температури 60 °С.
- 3 Для відносної густини газу 0,7 з рис. 4.2 визначаємо C_s і C_p .
- 4 За формулою 4.1 визначаємо вологість газу.

Приклад

Вихідні дані:

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

Вміст солі в газі = 10 %,

Тиск газу $p = 10$ МПа,

Температура газу $t = 60$ °С.

Розв'язування:

1. Визначаємо $W_{0,6}$ з номограми (рис. 4.1) за тиску 10 МПа і температури 60 °С:

$$W_{0,6} = 2,1 \text{ кг/1000 м}^3.$$

2. З таблиці 4.1 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. 4.2 визначаємо C_s і C_p :
 $C_s = 0,97$; $C_p = 0,98$.

4. За формулою 4.1 визначаємо вологість газу W :
 $W = 2,1 \cdot 0,97 \cdot 0,98 = 1,996\text{ кг/1000 м}^3$.

Відповідь: Вологість газу $W = 1,996\text{ кг/1000 м}^3$.

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 4.3 – Вихідні дані

Варіант	Вміст солі в газі, %	Тиск p , МПа	Температура T , $^\circ\text{C}$
0	5	0,1	30
1	10	0,2	32
2	15	0,3	34
3	20	0,4	36
4	25	0,6	38
5	30	1	40
6	35	1,5	42
7	40	2	44
8	5	3	46
9	10	5	48
10	15	5	50
11	20	10	52
12	25	10	54
13	30	15	56
14	35	15	58
15	40	20	60
16	5	20	62
17	10	30	64
18	15	30	66
19	20	40	68
20	25	40	70

Контрольні запитання

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

5 Визначення тиску на відстані від осі свердловини

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення тиску на відстані від осі свердловини.

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:

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}, \quad (5.1)$$

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 ($v_M = v\rho(p)$):

$$v_M = -\rho(p) \frac{k}{\mu(p)} \frac{dp}{dr}, \quad (5.2)$$

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:

$$q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{\text{ст}} (p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2)}{\mu \cdot z \cdot p_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right)}, \quad (5.3)$$

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, $T_{\text{ст}} = 293$ К;

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

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

μ – середнє значення динамічного коефіцієнта в'язкості газу, Па·с;

z – середнє значення коефіцієнта стисливості газу.

$$\mu = \frac{\mu(p_{\text{пл}}) + \mu(p_{\text{виб}})}{2} \quad (5.4)$$

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

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

Для отримання значення дебіту газу в тис. м³/добу необхідно значення дебіту, знайдене за формулою (5.3), помножити на 86,4.

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

$$p(r) = \sqrt{p_{\text{виб}}^2 + \frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \ln \frac{r}{r_c}} \quad (5.5)$$

або

$$p(r) = \sqrt{p_{\text{пл}}^2 - \frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \ln \frac{R_k}{r}}, \quad (5.6)$$

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

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

$$u(r) = \frac{q(p, r)}{F} \quad (5.7)$$

де F – площа фільтрації, м²;

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

$$F = 2\pi \cdot r \cdot h, \quad (5.8)$$

$$q(p, r) = \frac{q_{\text{ст}} z(p) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{p(r) T_{\text{ст}} 86,4}, \quad (5.9)$$

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

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

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

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

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

$$w(r) = \frac{v(r)}{\alpha_{\text{поч}} m_0} \quad (5.10)$$

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

m_0 – коефіцієнт відкритої пористості, частка одиниці.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити тиск на відстані 10 м від осі свердловини, швидкість фільтрації і швидкість руху газу, якщо фільтрація газу відбувається за законом Дарсі.

Порядок виконання роботи

1. Переводимо одиниці в систему СІ.
2. Визначаємо тиск на відстані $r = 10$ м від осі свердловини при фільтрації газу за законом Дарсі.
3. Визначаємо площу фільтрації.
4. Визначаємо коефіцієнт стисливості газу при тиску $p(r)$ і пластовій температурі $T_{\text{пл}}$ за залежністю Платонова-Гуревича залежно від значення псевдозведених тиску і температури.
5. Визначаємо дебіт газу, зведений до тиску і температури на відстані r від осі свердловини.
6. Визначаємо швидкість фільтрації газу на відстані r від осі свердловини при фільтрації газу за законом Дарсі.
7. Визначаємо швидкість руху газу на відстані r від осі свердловини при фільтрації газу за законом Дарсі.

Приклад

Вихідні дані:

Пластовий тиск $p_{\text{пл}} = 18$ МПа;

Тиск на вибої свердловини $p_{\text{виб}} = 16$ МПа;

Товщина пласта $h = 20$ м;

Пластова температура $t_{\text{пл}} = 60$ °С;

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

Дебіт газу за стандартних умов $q_{\text{ст}} = 200$ 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 $\bar{\rho}_r = 0,6$.

Розв'язування:

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 (5.5):

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

3. Площа фільтрації:

$$F = 2\pi \cdot r \cdot h = 2 \cdot 3,14 \cdot 10 \cdot 20 = 1256 \text{ м}^2.$$

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:

$$p_{кр} = 4,892 - 0,4048 \cdot \bar{p}_Г = 4,892 - 0,4048 \cdot 0,6 = 4,649 \text{ МПа},$$

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

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 (5.9):

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

6. Швидкість фільтрації газу на відстані r від осі свердловини при фільтрації газу за законом Дарсі визначаємо за формулою (5.7):

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

7. Швидкість руху газу на відстані r від осі свердловини при фільтрації газу за законом Дарсі визначаємо за формулою (5.10):

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

Відповідь: Тиск на відстані $r = 10$ м від осі свердловини $p(r) = 17,088$ МПа; швидкість фільтрації газу $v(r) = 1,035 \cdot 10^{-5}$ м/с; швидкість руху газу $w(r) = 7,393 \cdot 10^{-5}$ м/с.

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 5.1 – 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
0	14	12	10	37	50	0,057	200
1	16	14	15	42	60	0,063 5	300
2	18	16	20	45	70	0,070	400
3	20	18	25	50	80	0,073	500
4	22	20	30	55	90	0,057	600
5	24	22	35	60	100	0,063 5	700
6	26	24	40	65	110	0,070	800
7	28	26	10	70	120	0,073	900
8	30	28	15	75	50	0,057	200
9	32	30	20	80	60	0,063 5	300
10	34	32	25	85	70	0,070	400
11	36	34	30	90	80	0,073	500
12	38	36	35	95	90	0,057	600
13	40	38	40	100	100	0,063 5	700
14	42	40	10	105	110	0,070	800
15	44	42	15	110	120	0,073	900
16	46	44	20	115	50	0,057	200
17	48	46	25	120	60	0,063 5	300
18	50	48	30	125	70	0,070	400
19	52	50	35	130	80	0,073	500
20	54	52	40	135	90	0,057	600

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?

6 Побудова індикаторної діаграми і визначення графічним методом коефіцієнта фільтраційних опорів привибійної зони пласта за результатами дослідження газової свердловини

Мета роботи

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

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 привибійної 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 вимірних величин визначають гідродинамічні параметри. Побічні методи включають промислово-геофізичні, акустичні, термометричні, дебітометричні, газогідродинамічні та інші дослідження.

Газогідродинамічні дослідження поділяються на:

- 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 привибійної зони пласта;

- визначення коефіцієнтів проникності і макрошорсткості привибійної 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 рис. 6.1.

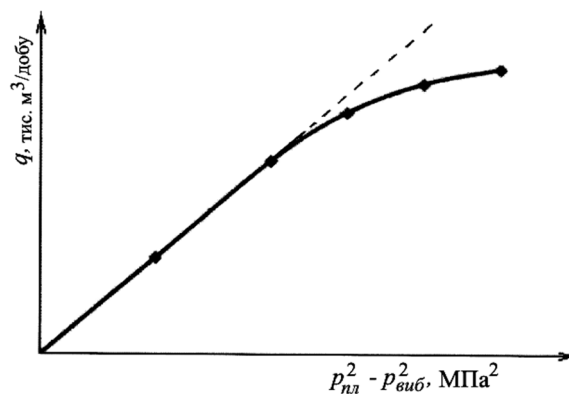


Рисунок 6.1 – Індикаторна діаграма для газової свердловини в координатах

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

Для вирішення практичних задач індикаторну діаграму для газової свердловини часто перебудовують у координатах $p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2 = f(q)$ (рис. 6.2).

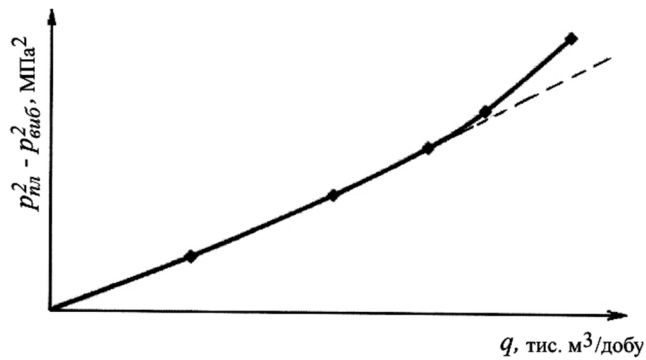


Рисунок 6.2 – Індикаторна діаграма для газової свердловини в координатах $p_{пл}^2 - p_{виб}^2 = f(q)$

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 $\frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{q}$, а потім будують графік залежності $\frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{q} = f(q)$ (рис. 6.3).

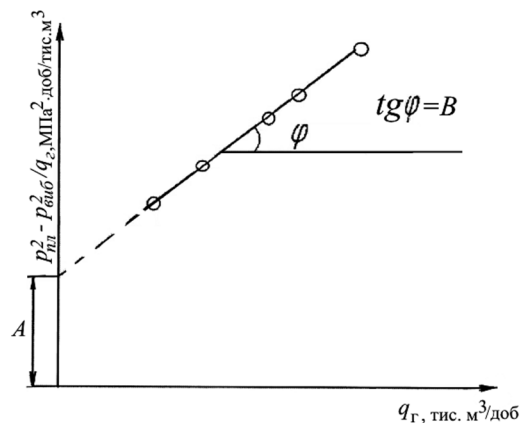


Рисунок 6.3 – Графік залежності $\frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{q}$ від $q_г$

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 .

Завдання

1. Вивчити текст роботи.

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

Порядок виконання роботи

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

2. За даними таблиці 6.1 будуємо індикаторну діаграму.

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 .

Приклад

Вихідні дані:

Пластовий тиск $p_{\text{пл}} = 40$ МПа.

Результати досліджень наведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – 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
$p_{\text{виб}}^2$, МПа ²	1 539,78	1 477,63	1 422,79	1 253,16	905,41
$p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2$, МПа ²	60,22	122,366	177,2	346,84	694,59
$\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2}{q}$, МПа ² ·добу/тис.м ³	0,602 2	0,679 8	0,738 4	0,889 3	1,120 3

Розв'язування:

1. Для побудови індикаторної діаграми для кожного режиму дослідження свердловини визначаємо різницю квадратів пластового і вибійного тисків $(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2)$ і значення $\left(\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{виб}}^2}{q}\right)$. Їх значення заносимо в таблицю 6.1.

2. За даними таблиці 6.1 будуємо індикаторну діаграму рисунок 6.4.

Індикаторна діаграма не є прямолінійною.

3. Перебудовуємо 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 .

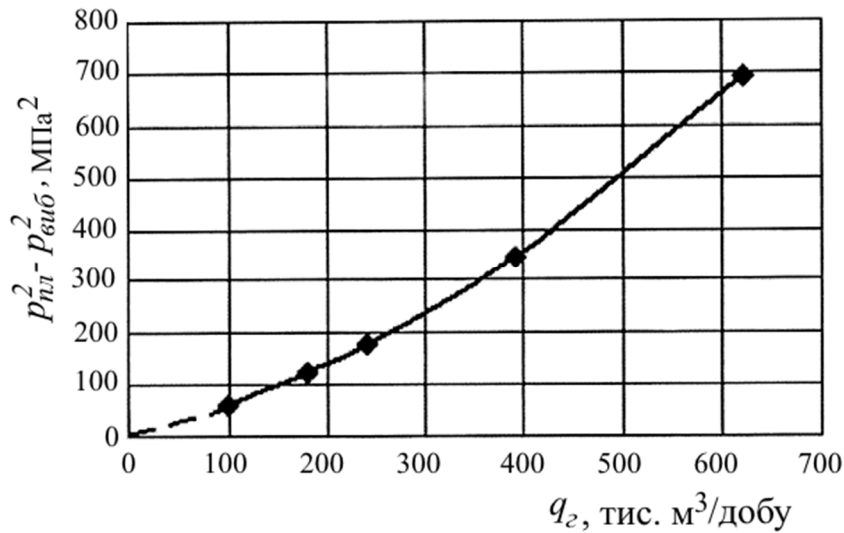


Рисунок 6.4 – Графік залежності різниці квадратів пластового і вибійного тисків від дебіту газу

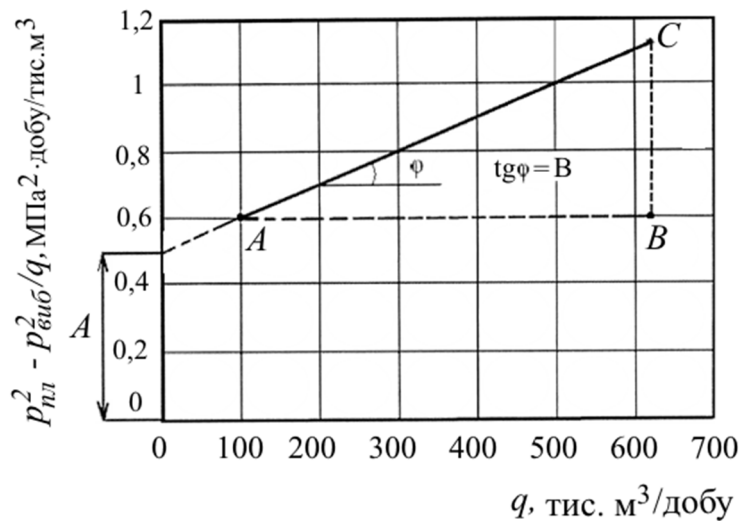


Рисунок 6.5 – Графік залежності $\frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{q}$ від q

Коефіцієнти фільтраційних опорів дорівнюють:

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

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

На практиці залежності $p_{пл}^2 - p_{вид}^2 = f(q)$ (рис. 6.4) $\frac{p_{пл}^2 - p_{виб}^2}{q} = f(q)$ (рис. 6.5) переважно будують на одному графіку із спільною віссю абсцис і різними значеннями величин на осі ординат, що дозволяє зменшити кількість графічних побудов.

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

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 6.2 – 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
0	14	1	13,24	60
		2	12,44	100
		3	11,72	140
		4	10,40	200
		5	9,10	280
1	16	1	15,24	80
		2	14,44	120
		3	13,72	160
		4	12,40	220
		5	11,10	300
2	18	1	17,24	100
		2	16,44	140
		3	15,72	180
		4	14,40	240
		5	13,10	320
3	20	1	19,24	120
		2	18,44	160
		3	17,72	200
		4	16,40	260
		5	15,10	340
4	22	1	21,24	140
		2	20,44	180
		3	19,72	220
		4	18,40	280
		5	17,10	360
5	24	1	23,24	160
		2	22,44	200
		3	21,72	240
		4	20,40	300
		5	19,10	380
6	26	1	25,24	60
		2	24,44	100
		3	23,72	140
		4	22,40	200
		5	21,10	280
7	28	1	27,24	80
		2	26,44	120
		3	25,72	160
		4	24,40	220
		5	23,10	300
8	30	1	29,24	100
		2	28,44	140
		3	27,72	180
		4	26,40	240
		5	25,10	320

Продовження таблиці 6.2

1	2	3	4	5
9	32	1	31,24	120
		2	30,44	160
		3	29,72	200
		4	28,40	260
		5	27,10	340
10	34	1	33,24	140
		2	32,44	180
		3	31,72	220
		4	30,40	280
		5	29,10	360
11	36	1	35,24	160
		2	34,44	200
		3	33,72	240
		4	32,40	300
		5	31,10	380
12	38	1	37,24	60
		2	36,44	100
		3	35,72	140
		4	34,40	200
		5	33,10	280
13	40	1	39,24	80
		2	38,44	120
		3	37,72	160
		4	36,40	220
		5	35,10	300
14	42	1	41,24	100
		2	40,44	140
		3	39,72	180
		4	38,40	240
		5	37,10	320
15	44	1	43,24	120
		2	42,44	160
		3	41,72	200
		4	40,40	260
		5	39,10	340
16	46	1	45,24	140
		2	44,44	180
		3	43,72	220
		4	42,40	280
		5	41,10	360
17	48	1	47,24	160
		2	46,44	200
		3	45,72	240
		4	44,40	300
		5	43,10	380
18	50	1	49,24	60
		2	48,44	100
		3	47,72	140
		4	46,40	200
		5	45,10	280

Продовження таблиці 6.2

1	2	3	4	5
19	52	1	51,24	80
		2	50,44	120
		3	49,72	160
		4	48,40	220
		5	47,10	300
20	54	1	53,24	100
		2	52,44	140
		3	51,72	180
		4	50,40	240
		5	49,10	320

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)?

7 Визначення коефіцієнта проникності і макрошорсткості привибійної зони пласта

Мета роботи

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

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' привибійної зони пласта визначають із виразів для коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B (7.1) і (7.2):

$$A = 1,157 \cdot 10^{-14} \frac{\mu z p_{ат} T_{пл}}{\pi k h T_{ст}} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right), \quad (7.1)$$

$$B = 1,339 \cdot 10^{-16} \frac{\rho_{ст} z p_{ат} T_{пл}}{2 \pi^2 h^2 l T_{ст}} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + c_3 + c_4 \right), \quad (7.2)$$

де $\rho_{ст}$ – 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;

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

$$k = \frac{\mu \cdot z \cdot p_{ат} \cdot T_{пл} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right)}{A \cdot \pi \cdot h \cdot T_{ст}}, \quad (7.3)$$

$$l' = \frac{\rho_{ст} \cdot z \cdot p_{ат} \cdot T_{пл} \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} + c_3 + c_4 \right)}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot T_{ст} \cdot B}. \quad (7.4)$$

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити коефіцієнти проникності і макрошорсткості привибійної зони пласта.

Порядок виконання роботи

1. Переводимо вихідні дані задачі в систему СІ.
2. Визначаємо коефіцієнт проникності привибійної зони пласта за формулою (7.3).

3. Визначаємо коефіцієнт макрошорсткості привибійної зони пласта за формулою (7.4).

Приклад

Вихідні дані:

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 $R_k = 1550$ 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'язування:

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 (7.3):

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

3. Коефіцієнт макрошорсткості привибійної зони пласта визначаємо за формулою (7.4):

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

$$= \frac{0,75 \cdot 0,9 \cdot 0,1013 \cdot 10^6 \cdot 343 \left(\frac{1}{0,1} - \frac{1}{1550} \right)}{2 \cdot \pi^2 \cdot 25^2 \cdot 293 \cdot 1,49 \cdot 10^{12}} = 4,4 \cdot 10^{-11} \text{ м}.$$

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

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 6.2 – Вихідні дані

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

8 Визначення вільного дебіту газової свердловини

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення вільного дебіту газової свердловини.

Основні теоретичні положення

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

$$q_{\text{абс.в}} = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2B}\right)^2 + \frac{p_{\text{пл}}^2}{B}}. \quad (8.1)$$

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).

$$q_{\text{вільний}} = -\frac{A}{2(B+\theta)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2(B+\theta)}\right)^2 + \frac{p_{\text{пл}}^2}{B+\theta}}, \quad (8.2)$$

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

тут $\bar{\rho}$ – 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.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити вільний дебіт газової свердловини згідно з наведеними вихідними даними.

Порядок виконання роботи

1. Переводимо одиниці в систему СІ.
2. Визначаємо вільний дебіт газу за формулою (8.2).
3. Визначаємо середню температуру газу в стовбурі свердловини.
4. Визначаємо комплексний параметр s .
5. Визначаємо середній тиск у стовбурі свердловини.
6. Визначаємо псевдокритичні тиск і температуру.
7. Знаходимо псевдозведені тиск і температуру

8. Визначаємо коефіцієнт стисливості газу
9. Визначаємо комплексні параметри s і θ .

Приклад

Вихідні дані:

- 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 $t_{\Gamma} = 10$ °С;
- температура на вибої свердловини $t_{\text{виб}} = 68$ °С;
- відносна густина газу $\bar{\rho}_{\Gamma} = 0,605$;
- внутрішній діаметр НКТ $d_{\text{вн}} = 0,062$ м;
- коефіцієнт гідравлічного опору труб $\lambda = 0,025$.

Розв'язування:

1. Переводимо одиниці в систему СІ:

$$T_{\Gamma} = 10 + 273 = 283 \text{ К,}$$

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

2. Визначаємо вільний дебіт газу за формулою (8.2):

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

3. Визначаємо середню температуру газу в стовбурі свердловини:

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

4. Визначаємо комплексний параметр s :

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

5. Визначаємо середній тиск у стовбурі свердловини:

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

6. Визначаємо псевдокритичні тиск і температуру:

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

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

7. Знаходимо псевдозведені тиск і температуру:

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

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

8. Визначаємо коефіцієнт стисливості газу:

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

9. Визначаємо комплексні параметри s і θ :

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

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

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

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

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 6.1 – Вихідні дані

Варіант	$p_{\text{пл}}$, МПа	L , м	$t_{\text{воб}}$, °C	t_c , °C	d_{BH} , м
0	14	1 400	37	10	0,057
1	16	1 600	42	10	0,063 5
2	18	1 800	45	10	0,070
3	20	2 000	50	10	0,073
4	22	2 200	55	10	0,057
5	24	2 400	60	11	0,063 5
6	26	2 600	65	12	0,070
7	28	2 800	70	14	0,073
8	30	3 000	75	19	0,057
9	32	3 200	80	24	0,063 5
10	34	3 400	85	29	0,070
11	36	3 600	90	34	0,073
12	38	3 800	95	39	0,057
13	40	4 000	100	44	0,063 5
14	42	4 200	105	49	0,070
15	44	4 400	110	54	0,073
16	46	4 600	115	59	0,057
17	48	4800	120	64	0,063 5
18	50	5 000	125	69	0,070
19	52	5 200	130	74	0,073
20	54	5 400	135	79	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?

9 Визначення режиму розробки родовища за промисловими даними

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення режиму розробки родовища за промисловими даними.

Основні теоретичні положення

Режими родовищ природних газів

Газові, газоконденсатні і нафтогазоконденсатні родовища можуть розроблятися *на природних режимах* (режимах виснаження пластової енергії) і *на штучних режимах* (режимах повного або часткового підтримування пластового тиску шляхом нагнітання в пласт з поверхні різних витіснювальних агентів (газ, вода, водні розчини ПАР, газоводяні суміші та інші).

Газові родовища, як правило розробляють на виснаження, а газоконденсатні родовища, в газі яких є вуглеводневий конденсат, і нафтогазоконденсатні родовища, що містять конденсат у газовій фазі і нафтові облямівки, можливо розробляти з підтримуванням пластового тиску для попередження випадання конденсату з газу в пласті і для збільшення нафтовилучення з нафтових облямівок.

Можливі такі режими розробки родовищ природних газів на виснаження: газовий і водонапірний.

Газовий режим характеризується тим, що основним джерелом енергії, завдяки якій газ фільтрується до вибою свердловин, є енергія тиску газу. Основна ознака режиму – початковий контур газоносності в процесі розробки родовища залишається нерухомим або переміщення його в газонасичену частину пласта є незначним і мало впливає на процес розробки. Газовий режим буває в літологічно- і тектонічно- екранованих покладах, а також за наявності малоактивних законтурних вод.

Більшість газових родовищ мають підшовну або крайову воду. У процесі розробки таких родовищ проявляється *водонапірний режим*. Основними джерелами енергії, за рахунок яких газ надходить до вибою свердловин, є енергія тиску газу і енергія напору підшовної або крайової води. Основна ознака водонапірного режиму – початковий контур газоносності в процесі розробки родовища переміщується в сторону газонасиченої частини пласта.

Визначення режиму родовища за промисловими даними

Для визначення режиму родовища і особливостей його прояву за промисловими даними будують залежність зведеного пластового тиску від сумарного (накопиченого) відбору газу

$$\tilde{p}_{пл}(t)/z(\tilde{p}_{пл}) = f[Q_{вид}(t)],$$

де $\tilde{p}_{пл}(t)$ – середній пластовий тиск на момент часу (t), МПа;

$Q_{вид}(t)$ – сумарний видобуток газу з родовища на момент часу (t), м³;

$z(\tilde{p}_{пл})$ – коефіцієнт стисливості газу за пластової температури і тиску $\tilde{p}_{пл}(t)$.

Для газового режиму у разі нестисливих колекторів ця залежність є прямолінійною і відтинає на осі абсцис відрізок, що відповідає початковим запасам газу, що дренуються $Q_{зап.поч}$ (рис. 9.1, лінія 1).

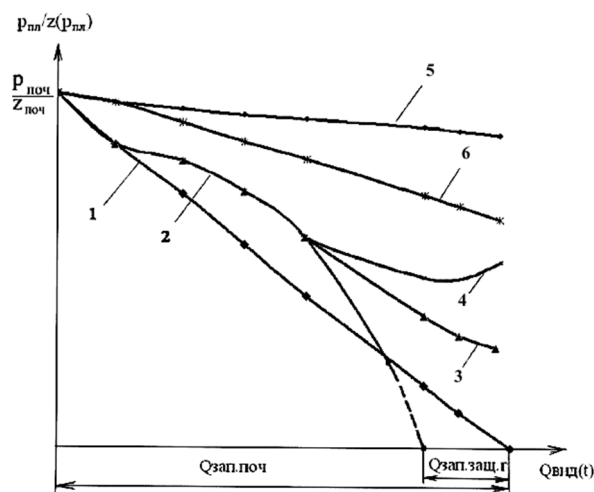


Рисунок 9.1 – Графік залежності зведеного пластового тиску від сумарного видобутку газу для газового (1) і водонапірного (2–6) режимів розробки родовища

При водонапірному режимі, можливі різні залежності зведеного пластового тиску від сумарного відбору газу залежно від характеристики пластової водонапірної системи, фізико-літологічних властивостей продуктивних відкладів та умов відбору газу (рис. 9.1, лінії 2–6). Переважно буває залежність 2. У початковий період розробки родовища вона співпадає з лінією газового режиму, потім розташовується вище лінії газового режиму і в подальшому перетинає лінію газового режиму і відтинає на осі абсцис відрізок, що відповідає залишковим запасам защемленого газу $Q_{зап.защ.газу}$.

У заключний період розробки родовищ, коли частина свердловин обводнилась і зменшився добовий відбір газу з родовища, а вода

продовжує надходити в родовище за рахунок перепаду тиску між водоносною і газовою зонами, темп зниження тиску в родовищі може зменшуватися (лінія 3), або тиск у родовищі може зростати (лінія 4).

Якщо родовище має невеликі розміри і активні законтурні води, то після зниження на незначну величину тиск у родовищі може залишатися практично постійним (лінія 5). Бувають випадки, коли навіть при водонапірному режимі отримують пряму лінію 6, але вона розміщується вище від лінії газового режиму.

Залежність зведеного пластового тиску від сумарного відбору газу будують з метою:

- 1) визначення режиму розробки родовища;
- 2) у разі газового режиму – уточнення за промисловими даними, з використанням лінії 1, початкових і залишкових дренажних запасів газу;
- 3) у разі водонапірного режиму – оцінки активності режиму, чим вище від осі абсцис розміщується залежність, тим активніші пластові води.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити за промисловими даними режим розробки родовища.

Порядок виконання роботи

1. Визначаємо псевдокритичні параметри газу.
2. Визначаємо псевдозведені параметри газу для першого року розробки родовища.
3. Визначаємо коефіцієнт стисливості газу.
4. Визначаємо зведений пластовий тиск для першого року розробки родовища.
5. Аналогічно попереднім розрахункам визначаємо коефіцієнти стисливості газу для інших значень пластового тиску, а за ними – значення, зведених тисків.

Приклад

Вихідні дані:

- початковий пластовий тиск $p_{\text{поч}} = 9,2$ МПа;
- відносна густина газу $\bar{\rho}_g = 0,57$;
- пластова температура $T_{\text{пл}} = 34$ °С.

Середній пластовий тиск і сумарний відбір газу на кінець кожного року наведено у таблицю 9.1.

Таблиця 9.1 – Динаміка показників розробки родовища

Рік розробки родовища	Сумарний видобуток газу, $Q_{\text{вид}}(t)$, млн м ³	Пластовий тиск на кінець року $\tilde{p}_{\text{пл}}$, МПа
1	0	9,2
2	18	8,87
3	52	8,24
4	75	7,92
5	100	7,48
6	135	6,98
7	156	6,71
8	174	6,38
9	191	6,2
10	227	5,66
11	254	5,13
12	277	4,9

Розв'язування:

1. Визначаємо псевдокритичні параметри газу:

$$p_{\text{кр}} = 4,892 - 0,4048 \cdot \bar{p}_r = 4,892 - 0,4048 \cdot 0,57 = 4,661 \text{ МПа,}$$

$$T_{\text{кр}} = 94,717 + 170,8 \cdot \bar{p}_r = 94,717 + 170,8 \cdot 0,57 = 192,073 \text{ К.}$$

2. Визначаємо псевдозведені параметри газу:

$$p_{\text{зв}} = \frac{p_{\text{поч}}}{p_{\text{кр}}} = \frac{9,2}{4,661} = 1,974,$$

$$T_{\text{зв}} = \frac{T_{\text{пл}}}{T_{\text{кр}}} = \frac{307}{192,073} = 1,598.$$

3. Визначаємо коефіцієнт стисливості газу:

$$\begin{aligned} z_{\text{поч}} &= (0,41 \log(T_{\text{зв}}) + 0,73)^{p_{\text{зв}}} + 0,1 \cdot p_{\text{зв}} = \\ &= (0,4 \cdot \log 1,598 + 0,73)^{1,974} + 0,1 \cdot 1,974 = 0,859. \end{aligned}$$

4. Зведений пластовий тиск дорівнює:

$$\frac{p_{\text{поч}}}{z(p_{\text{поч}})} = \frac{9,2}{0,859} = 10,71012 \text{ МПа.}$$

5. Аналогічно визначаємо коефіцієнти стисливості газу для інших значень пластового тиску, а за ними – значення, зведених тисків.

6. Вихідні дані для побудови залежності зведеного пластового тиску від сумарного відбору газу зводимо в таблицю 9.2.

Таблиця. 9.2. – Вихідні дані для побудови залежності зведеного пластового тиску від сумарного відбору газу

Рік розробки родовища	Сумарний видобуток газу, $Q_{\text{вид}}(t)$, млн м ³	Пластовий тиск на кінець року $\tilde{p}_{\text{пл}}$, МПа	Коефіцієнт стисливості газу, $z(\tilde{p}_{\text{пл}})$	Зведений пластовий тиск, $\frac{\tilde{p}_{\text{пл}}(t)}{z(\tilde{p}_{\text{пл}})}$, МПа
1	0	9,2	0,859	10,710
2	18	8,87	0,962	10,297
3	52	8,24	0,968	9,493
4	75	7,92	0,871	9,092
5	100	7,48	0,876	8,542
6	135	6,98	0,881	7,922
7	156	6,71	0,884	7,589
8	174	6,38	0,888	7,183
9	191	6,2	0,890	6,983
10	227	5,66	0,897	6,307
11	254	4,9	0,908	5,6707
12	277	5,05	0,906	5,397

7. За результатами розрахунків будемо графічну залежність

$$\frac{\tilde{p}_{\text{пл}}(t)}{z(\tilde{p}_{\text{пл}})} = f(Q_{\text{вид}}(t)) \text{ (рис. 9.2).}$$

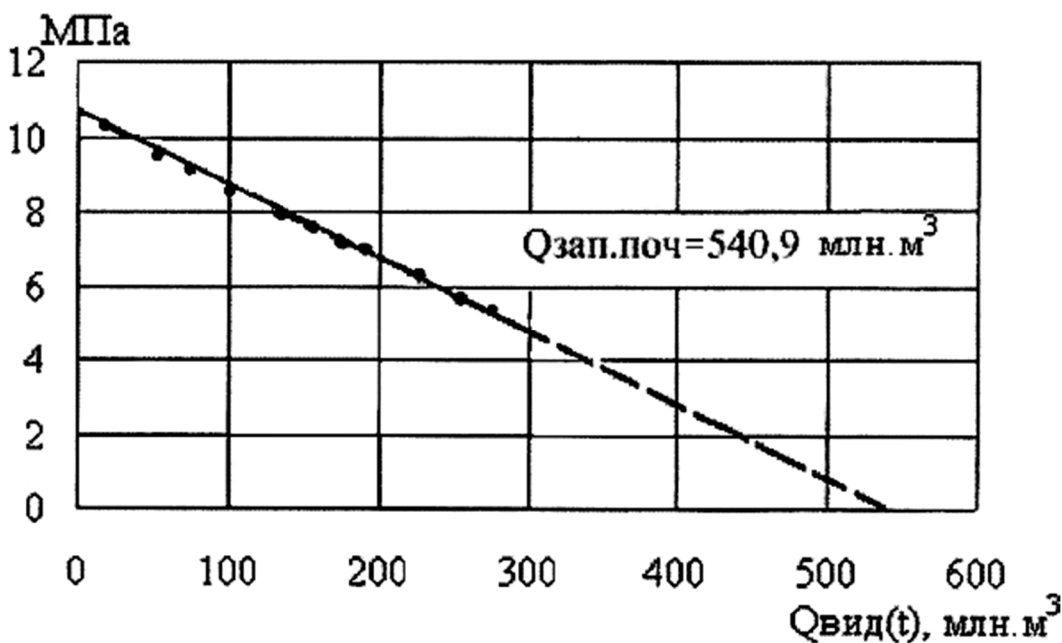


Рисунок 9.1 – Графік залежності зведеного пластового тиску від сумарного видобутку газу

Відповідь: Побудована графічна залежність є прямолінійною, що свідчить про газовий режим розробки родовища. Початкові дреновані запаси газу дорівнюють 540,9 млн м.

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 9.3 – Вихідні дані

Варіант	$T_{пл}, ^\circ C$	$\bar{\rho}_r$
1	2	3
0	30	0,560
1	32	0,562
2	34	0,564
3	36	0,566
4	38	0,568
5	40	0,570
6	42	0,572
7	44	0,574
8	46	0,576
9	48	0,578
10	50	0,580
11	52	0,582
12	54	0,584
13	56	0,586
14	58	0,588
15	60	0,590
16	62	0,592
17	64	0,594
18	66	0,596
19	68	0,598
20	70	0,600

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

Контрольні запитання

1. На яких режимах можуть розроблятися газові, газоконденсатні і нафтогазоконденсатні родовища?
2. Які можливі режими розробки родовищ природних газів на виснаження?
3. Які можливі природні режими розробки газових родовищ?
4. Які можливі штучні режими розробки газових родовищ?
5. Який режим розробки газових родовищ називається газовим?
6. Який режим розробки газових родовищ називається водонапірним?

10 Визначення дебіту середньої свердловини і темпу відбору газу з родовища

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення дебіту середньої свердловини і темпу відбору газу з родовища.

Основні теоретичні положення

Основні рівняння і залежності, які використовують для прогнозування та аналізу розробки родовищ природних газів.

Залежність для визначення темпу відбору газу з родовища:

$$Q(t) = \varphi \cdot n \cdot q(t), \quad (10.1)$$

де n – кількість свердловин;

$q(t)$ – дебіт "середньої свердловини";

φ – коефіцієнт експлуатації свердловин, ($\varphi = 0,9-0,95$).

Вирази для визначення сумарного видобутку газу з газового родовища в умовах газового режиму розробки.

За значеннями початкового і поточного пластових тисків:

$$Q_{\text{вид}}(t) = \Omega^* \left[\frac{p_{\text{поч}}}{z_{\text{поч}}} - \frac{\tilde{p}_{\text{пл}}(t)}{z(\tilde{p}_{\text{пл}})} \right]. \quad (10.2)$$

У разі постійного темпу відбору газу з родовища:

$$Q_{\text{вид}}(t) = Q(t) \cdot t = \varphi \cdot n \cdot q \cdot t. \quad (10.3)$$

Для періоду спадного видобутку газу:

$$Q_{\text{вид}}(t) = Q_{\text{вид}}(t_{n-1}) + \left[\frac{q(t_{n-1}) + q(t)}{2} \right] \varphi \cdot n \cdot \Delta t \quad (10.4)$$

Вираз для визначення поточного середнього пластового тиску в газовому родовищі в умовах газового режиму розробки:

$$\tilde{p}_{\text{пл}}(t) = \left[\frac{p_{\text{поч}}}{z_{\text{поч}}} - \frac{Q_{\text{вид}}(t)}{\Omega^*} \right] \cdot z(\tilde{p}_{\text{пл}}) \quad (10.5)$$

або

$$\tilde{p}_{\text{пл}}(t) = \frac{p_{\text{поч}}}{z_{\text{поч}}} \left[1 - \frac{Q_{\text{вид}}(t)}{Q_{\text{зап.поч}}} \right] \cdot z(\tilde{p}_{\text{пл}}). \quad (10.6)$$

Залежно від наявної геолого-промислової інформації для визначення зведеного газонасиченого порового об'єму використовують такі залежності:

$$\Omega^* = \frac{\alpha_{\text{поч}} \cdot \Omega_{\text{поч}} \cdot T_{\text{ст}}}{p_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}} \quad (10.7)$$

або

$$\Omega^* = \frac{Q_{\text{зап.поч}} \cdot z_{\text{поч}}}{p_{\text{поч}}} \quad (10.8)$$

Формули для дебіту газової свердловини за різних технологічних режимів експлуатації.

Режим постійної депресії тиску на пласт $\Delta p = \tilde{p}_{\text{пл}}(t) - p_{\text{виб}}(t) = \text{const}$:

$$q(t) = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2B}\right)^2 + \frac{p_{\text{пл}}^2(t) - p_{\text{виб}}^2(t)}{B}}, \quad (10.9)$$

$\tilde{p}_{\text{пл}}(t), p_{\text{виб}}(t)$, МПа; $A, \frac{(\text{МПа} \cdot \text{д})}{\text{тис.м}^3}$; $B, \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3}\right)^2$; $q(t)$, тис.м³/д.

Режим постійного тиску на гирлі свердловини $p_z = \text{const}$:

$$q(t) = -\frac{A}{2(B+\Theta)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2(B+\Theta)}\right)^2 + \frac{\tilde{p}_{\text{пл}}^2(t) - p_{\text{г}}^2 \cdot e^{2s}}{B+\Theta}}. \quad (10.10)$$

Режим постійної швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби $W_{\text{виб}} = \text{const}$:

$$q(t) = -\frac{A}{2(B+N^2 \cdot z_{\text{виб}}^2)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2(B+N^2 \cdot z_{\text{виб}}^2)}\right)^2 + \frac{\tilde{p}_{\text{пл}}^2(t)}{B+N^2 \cdot z_{\text{виб}}^2}}, \quad (10.11)$$

де
$$N = \frac{p_{\text{ат}} \cdot T_{\text{пл}}}{0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot W_{\text{виб}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot 86,4}, \quad (10.12)$$

N – комплексний параметр, $\frac{\text{МПа} \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3}$;

$W_{\text{виб}}$ – швидкість руху газу на вході в насосно-компресорні труби, м/с;

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

$z_{\text{виб}}$ – коефіцієнт стисливості газу при $p_{\text{виб}}(t)$ і $T_{\text{пл}}$;

$\tilde{p}_{\text{пл}}(t), p_{\text{ат}}$, МПа; $T_{\text{пл}}, T_{\text{ст}}$, К.

Режим постійної швидкості руху газу на гирлі свердловини

$W_{\text{г}} = \text{const}$:

$$q(t) = -\frac{A}{2[B+\Theta+N_1^2 \cdot z_{\text{г}}^2 \cdot e^{2s}]} + \sqrt{\left(\frac{A}{2[B+\Theta+N_1^2 \cdot z_{\text{г}}^2 \cdot e^{2s}]}\right)^2 + \frac{\tilde{p}_{\text{пл}}^2(t)}{B+\Theta+N_1^2 \cdot z_{\text{г}}^2 \cdot e^{2s}}}, \quad (10.13)$$

де
$$N_1 = \frac{p_{\text{ат}} \cdot T_{\text{г}}}{0,785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot W_{\text{г}} \cdot T_{\text{ст}} \cdot 86,4}, \quad (10.14)$$

N_1 – комплексний параметр, $\frac{\text{МПа} \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3}$;

$W_{\text{г}}$ – швидкість руху газу на гирлі свердловини (на виході з насосно-компресорних труб), м/с;

$z_{\text{г}}$ – коефіцієнт стисливості газу при $p_{\text{г}}(t)$ і $T_{\text{г}}$.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити дебіт середньої свердловини і темп відбору газу з родовища.

Порядок виконання роботи

1. Переводимо одиниці в систему СІ.
2. Визначаємо середню температуру газу в стовбурі свердловини.
3. Визначаємо комплексний параметр s .
4. Визначаємо комплексний параметр Θ .

5. Визначаємо дебіт середньої свердловини.
6. Визначаємо темп відбору газу з родовища.

Приклад

Вихідні дані: Газовий поклад розробляють в умовах *газового режиму* при експлуатації свердловин з *постійним тиском на гирлі*.

- тиск на гирлі свердловини $p_r = 10$ МПа;
- поточний пластовий тиск $\check{p}_{пл}(t) = 28$ МПа;
- глибина свердловини до середини інтервалу перфорації (глибина спуску насосно-компресорних труб) $L = 2600$ м;
- внутрішній діаметр насосно-компресорних труб $d_{вн} = 0,076$ м;
- температура газу на вибої свердловини $t_{виб} = 70$ °С;
- температура газу на гирлі свердловини $t_r = 17$ °С;
- коефіцієнт гідравлічного опору насосно-компресорних труб $\lambda = 0,025$;
- кількість свердловин $n = 5$;
- відносна густина газу $\bar{\rho}_r = 0,63$;
- коефіцієнт стисливості газу при середньому тиску і середній температурі в стовбурі свердловини $z_{cp} = 0,98$;
- коефіцієнт експлуатації свердловин $\varphi = 0,92$;
- коефіцієнти фільтраційних опорів привибувальної зони пласта:

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

$$B = 7 \cdot 10^{-4} \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{доба}}{\text{тис.м}^3} \right)^2.$$

Розв'язування:

1. Переводимо одиниці в систему СІ:

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

$$T_r = 17 + 273 = 290 \text{ К}.$$

2. Визначаємо середню температуру газу в стовбурі свердловини:

$$T_{cp} = \frac{T_{виб} - T_r}{\ln\left(\frac{T_{виб}}{T_r}\right)} = \frac{343 - 290}{\ln\frac{343}{290}} = 315,76 \text{ К}$$

3. Визначаємо комплексний параметр s :

$$s = 0,03415 \cdot \frac{\bar{\rho}_r \cdot L}{z_{cp} \cdot T_{cp}} = 0,03415 \cdot \frac{0,63 \cdot 2600}{0,98 \cdot 315,76} = 0,181.$$

4. Визначаємо комплексний параметр Θ :

$$\Theta = 0,0133 \cdot \lambda \frac{z_{cp}^2 \cdot T_{cp}^2}{d_{вн}^5} \cdot (e^{2s} - 1) =$$

$$= 0,0133 \cdot 0,025 \frac{0,98^2 \cdot 315,76^2}{7,6^5} \cdot (e^{2 \cdot 0,181} - 1) = 5,48 \cdot 10^{-4}.$$

5. Визначаємо дебіт середньої свердловини за формулою (10.10):

$$q(t) = -\frac{A}{2(B+\Theta)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2(B+\Theta)}\right)^2 + \frac{\tilde{p}_{пл}^2(t) - p_f^2 \cdot e^{2s}}{B+\Theta}} = -\frac{5 \cdot 10^{-2}}{2(7 \cdot 10^{-4} + 5,48 \cdot 10^{-4})} + \sqrt{\left(\frac{5 \cdot 10^{-2}}{2(7 \cdot 10^{-4} + 5,48 \cdot 10^{-4})}\right)^2 + \frac{28^2 - 10^2 \cdot e^{2 \cdot 0,181}}{7 \cdot 10^{-4} + 5,48 \cdot 10^{-4}}} = 696,7 \frac{\text{тис.м}^3}{\text{доба}}.$$

6. Визначаємо темп відбору газу з родовища за формулою (10.1):

$$Q(t) = \varphi \cdot n \cdot q(t) = 0,92 \cdot 5 \cdot 696,7 \cdot 365 = 1,17 \cdot 10^6 \frac{\text{тис.м}^3}{\text{рік}}.$$

$$\text{Відповідь: } q(t) = 696,7 \frac{\text{тис.м}^3}{\text{доба}}; Q(t) = 1,17 \cdot 10^6 \frac{\text{тис.м}^3}{\text{рік}}.$$

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 9.3 – Вихідні дані

Варіант	p_r , МПа	$\tilde{p}_{пл}(t)$, МПа	L , м	$d_{вн}$, м	$t_{виб}$, °C	t_r , °C
0	5	14	1 400	0,057	37	10
1	5	16	1 600	0,063 5	42	10
2	5	18	1 800	0,070	45	10
3	7	20	2 000	0,073	50	10
4	7	22	2 200	0,057	55	10
5	7	24	2 400	0,063 5	60	11
6	9	26	2 600	0,070	65	12
7	9	28	2 800	0,073	70	14
8	9	30	3 000	0,057	75	19
9	11	32	3 200	0,063 5	80	24
10	11	34	3 400	0,070	85	29
11	11	36	3 600	0,073	90	34
12	13	38	3 800	0,057	95	39
13	13	40	4 000	0,063 5	100	44
14	13	42	4 200	0,070	105	49
15	15	44	4 400	0,073	110	54
16	15	46	4 600	0,057	115	59
17	15	48	4 800	0,063 5	120	64
18	17	50	5 000	0,070	125	69
19	17	52	5 200	0,073	130	74
20	17	54	5 400	0,057	135	79

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

Контрольні запитання

1. Що розуміють під темпом відбору газу з родовища?
2. Який з пластових тисків буде більшим початковий чи поточний?
3. Який режим розробки газових родовищ називається газовим?
4. Дати формулювання водонапірного режиму?

11 Визначення поточного пластового тиску в газонасиченій зоні

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення поточного пластового тиску в газонасиченій зоні.

Основні теоретичні положення

Залежності для визначення характеристик обводнення газового родовища в умовах водонапірного режиму розробки.

З використанням рівняння матеріального балансу для газового родовища в умовах водонапірного режиму та інших залежностей визначають такі параметри.

1. Сумарна кількість води, що надійшла в газове родовище:

$$Q_B(t) = \frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} \left[\frac{p_{\text{поч}}}{z_{\text{поч}}} - \frac{\tilde{p}_{\text{пл}}(t)}{z(\tilde{p}_{\text{пл}})} \right] - \frac{p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}} Q_{\text{вид}}(t)}{\frac{\alpha_{\text{зал}}}{(\alpha_{\text{поч}} - \alpha_{\text{зал}}) z(\tilde{p}_B)} - \frac{\alpha_{\text{поч}}}{(\alpha_{\text{поч}} - \alpha_{\text{зал}}) z(\tilde{p}_{\text{пл}})}}. \quad (11.1)$$

У разі постійного в часі дебіту води, що надходить в родовище:

$$Q_B(t) = q_B \cdot t. \quad (11.2)$$

У разі змінного в часі дебіту води, що надходить в родовище:

$$Q_B(t) = Q_B(t_{n-1}) + \left[\frac{q_B(t_{n-1}) + q_B(t)}{2} \right] \Delta t. \quad (11.3)$$

2. Обводнений і газонасичений порові об'єми:

$$\Omega_B(t) = \frac{Q_B(t)}{\alpha_{\text{поч}} - \alpha_{\text{зал}}} \quad (11.4)$$

$$\Omega(t) = \Omega_{\text{поч}} - Q_B(t). \quad (11.5)$$

3. Радіус поточного контуру газоносності і висоту підняття фронту води над початковим положенням:

$$R(t) = R_{\text{поч}} \sqrt{1 - \frac{\Omega_B(t)}{\Omega_{\text{поч}}}} \quad (11.6)$$

$$y(t) = H_n \frac{\Omega_B(t)}{\Omega_{\text{поч}}} \quad (11.7)$$

де

$$R_{\text{поч}} = \sqrt{\frac{F}{\pi}} \quad (11.8)$$

F – площа газоносності родовища, м²;

$R_{\text{поч}}$ – радіус початкового контуру газоносності родовища, м.

4. Поточний середній пластовий тиск у газовій зоні родовища:

$$\tilde{p}_{\text{пл}}(t) = \frac{\left(\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} p_{\text{поч}} T_{\text{ст}}}{z_{\text{поч}} p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} - Q_{\text{вид}}(t) - \frac{\alpha_{\text{зал}} \Omega_B(t) \tilde{p}_B(t) T_{\text{ст}}}{z(\tilde{p}_B) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} \right) z(\tilde{p}_{\text{пл}})}{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega(t) T_{\text{ст}}}{p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}}. \quad (11.9)$$

5. Поточний пластовий тиск на початковому контурі газоносності:

$$p(R_{\text{поч}}, t) = p_{\text{поч}} - \frac{\mu_B q_B}{2\pi k h} \bar{p}(\bar{t}); \quad (11.10)$$

– у разі постійного в часі дебіту води, що надходить в родовище;

$$p(R_{\text{поч}}, t) = p_{\text{поч}} - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh} \sum_{j=1}^n [q_{\text{в}}(t_j) - q_{\text{в}}(t_{j-1})] \cdot \bar{p}(\bar{t} - \bar{t}_{j-1}); \quad (11.11)$$

– у разі змінного в часі в часі дебіту води, що надходить в родовище;

$$\text{де } \bar{t} = \frac{\chi_{\text{в}} \cdot t}{R_{\text{поч}}^2}. \quad (11.12)$$

k – коефіцієнт проникності водоносного пласта, м²;

\bar{t} – безрозмірний час;

$\bar{p}(\bar{t})$ – безрозмірний тиск, який є функцією безрозмірного часу і залежить від умов на зовнішній границі пласта (пласт замкнутий, необмежений чи на певній відстані є контур живлення з постійним тиском);

$p(R_{\text{поч}}, t)$, $p_{\text{поч}}$, Па; $q_{\text{в}}$, м³/с; $\mu_{\text{в}}$, Па·с; k , м²; h , м.

Поточний пластовий тиск на початковому контурі газонасиченості можна також визначити, використовуючи формулу Дюпюї для фільтрації води в обводненій зоні родовища:

$$q_{\text{в}}(t) = \frac{2\pi k_{\text{в}} h [p(R_{\text{поч}}, t) - \tilde{p}_{\text{пл}}(t) - \rho_{\text{в}} g \cdot y(t)]}{\mu_{\text{в}} \ln \frac{R_{\text{поч}}}{R(t)}} \quad (11.13)$$

Звідси:

$$p(R_{\text{поч}}, t) = \tilde{p}_{\text{пл}}(t) + \rho_{\text{в}} g \cdot y(t) + \frac{q_{\text{в}}(t) \cdot \mu_{\text{в}}}{2\pi k_{\text{в}} h} \ln \frac{R_{\text{поч}}}{R(t)}, \quad (11.14)$$

де $k_{\text{в}}$ – коефіцієнт фазової проникності для води в обводненій зоні пласта, ($k_{\text{в}} = (0,2 - 0,5) k$), м²;

$\rho_{\text{в}}$ – густина води в пластових умовах, кг/м³;

$p(R_{\text{поч}}, t)$, $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$, Па; $y(t)$, h , $R_{\text{поч}}$, $R(t)$, м; $q_{\text{в}}(t)$, м³/с; $\mu_{\text{в}}$, Па·с; $g = 9,81$ м/с².

6. Поточний середній пластовий тиск в обводненій зоні

$$\tilde{p}_{\text{в}}(t) = \tilde{p}_{\text{пл}}(t) + \frac{p(R_{\text{поч}}, t) - \tilde{p}_{\text{пл}}(t)}{\ln \frac{R_{\text{поч}}}{R(t)}} \cdot \left[\frac{R_{\text{поч}}^2 \cdot \ln \frac{R_{\text{поч}}}{R(t)}}{R_{\text{поч}}^2 - R(t)^2} - \frac{1}{2} \right] \quad (11.15)$$

7. Кількість защемленого газу в обводненій зоні пласта:

$$Q_{\text{зап.защ.г}}(t) = Q_{\text{зап.поч}} - Q_{\text{вид}}(t) - \frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega(t) \tilde{p}_{\text{пл}}(t) T_{\text{ст}}}{z(\tilde{p}_{\text{пл}}) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}. \quad (11.16)$$

За параметрами обводненої зони пласта:

$$Q_{\text{зап.защ.г}}(t) = \frac{\alpha_{\text{зал}} \Omega(t) \tilde{p}_{\text{в}}(t) T_{\text{ст}}}{z(\tilde{p}_{\text{в}}) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}. \quad (11.17)$$

8. Коефіцієнт залишкової газонасиченості обводненої зони пласта:

$$\alpha_{\text{зал}} = \frac{Q_{\text{зап.поч}} - Q_{\text{вид}}(t) - \frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega(t) \tilde{p}_{\text{пл}}(t) T_{\text{ст}}}{z(\tilde{p}_{\text{пл}}) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}}{\frac{\Omega_{\text{в}}(t) \tilde{p}_{\text{в}}(t) T_{\text{ст}}}{z(\tilde{p}_{\text{в}}) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}}. \quad (11.18)$$

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити поточний пластовий тиск у газонасиченій зоні.

Порядок виконання роботи

1. Переводимо одиниці в систему СІ.
2. Визначаємо поточний пластовий тиск у газонасиченій зоні газового покладу використовуючи формулу Дюпюї для фільтрації води в обводненій зоні пласта (11.13).

Приклад

Вихідні дані: Газовий поклад розробляється в умовах водонапірного режиму.

- радіус початкового контуру газонасиченості $R_{\text{поч}} = 9000$ м;
- радіус поточного контуру газонасиченості $R(t) = 3800$ м;
- тиск на початковому контурі газонасиченості $p(R_{\text{поч}}, t) = 37$ МПа;
- коефіцієнт фазової проникності для води в обводненій зоні $k_{\text{в}} = 0,055$ мкм²;
- газонасичена товщина пласта $h = 18$ м;
- густина води $\rho_{\text{в}} = 1039$ кг/м³;
- висота підняття фронту води над початковим положенням $y(t) = 14$ м;
- динамічний коефіцієнт в'язкості води $\mu_{\text{в}} = 0,7$ мПа с;
- дебіт води $q_{\text{в}}(t) = 0,092$ м³/с.

Розв'язування:

1. Переводимо одиниці в систему СІ:

$$\begin{aligned} p(R_{\text{поч}}, t) &= 37 \text{ МПа} = 37 \cdot 10^6 \text{ Па}, \\ k_{\text{в}} &= 0,055 \text{ мкм}^2 = 0,055 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2, \\ \mu_{\text{в}} &= 0,7 \text{ мПа с} = 0,7 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

2. Визначаємо поточний пластовий тиск у газонасиченій зоні газового покладу використовуючи формулу Дюпюї для фільтрації води в обводненій зоні пласта (11.13), з цієї формули отримуємо наступний вираз для визначення $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$:

$$\begin{aligned} \tilde{p}_{\text{пл}}(t) &= p(R_{\text{поч}}, t) - \rho_{\text{в}} g \cdot y(t) - \frac{q_{\text{в}}(t) \cdot \mu_{\text{в}}}{2\pi k_{\text{в}} h} \ln \frac{R_{\text{поч}}}{R(t)} = \\ &= 37 \cdot 10^6 - 1039 \cdot 9,81 \cdot 14 - \frac{0,092 \cdot 0,7 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,055 \cdot 10^{-12} \cdot 18} \ln \frac{9000}{3800} = 27,93 \text{ МПа}. \end{aligned}$$

Відповідь: $\tilde{p}_{\text{пл}}(t) = 27,93$ МПа.

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 11.1 – Вихідні дані

Варіант	$R_{\text{поч}}, \text{ м}$	$R(t), \text{ м}$	$p(R_{\text{поч}}, t), \text{ МПа}$	$h, \text{ м}$	$y(t), \text{ м}$
0	10 000	5 000	50	30	20
1	9 950	4 950	48	28	18
2	9 900	4 900	46	26	16
3	9 850	4 850	44	24	14
4	9 800	4 800	42	22	12
5	9 750	4 750	40	20	10
6	9 700	4 700	38	30	20
7	9 650	4 650	36	28	18
8	9 600	4 600	34	26	16
9	9 550	4 550	32	24	14
10	9 500	4 500	50	22	12
11	9 450	4 450	48	20	10
12	9 400	4 400	46	30	20
13	9 350	4 350	44	28	18
14	9 300	4 300	42	26	16
15	9 250	4 250	40	24	14
16	9 200	4 200	38	22	12
17	9 150	4 150	36	20	10
18	9 100	4 100	34	30	20
19	9 050	4 050	32	28	18
20	9 000	4 000	30	26	16

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

Контрольні запитання

1. Який режим роботи газового покладу називається водонапірним?
2. Що розуміють під поточним пластовим тиском у газонасиченій зоні газового покладу?
3. Що розуміють під обводненням газового родовища?

12 Визначення показників розробки газового родовища в умовах водонапірного режиму

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення показників розробки газового родовища в умовах водонапірного режиму.

Основні теоретичні положення

Залежності для визначення характеристик обводнення газового родовища в умовах водонапірного режиму розробки.

З використанням рівняння матеріального балансу для газового родовища в умовах водонапірного режиму та інших залежностей визначають такі параметри.

1. Сумарна кількість води, що надійшла в газове родовище:

$$Q_B(t) = \frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} \left[\frac{p_{\text{поч}} - \tilde{p}_{\text{пл}}(t)}{z(\tilde{P}_{\text{пл}})} \right] - \frac{p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}{T_{\text{ст}}} Q_{\text{вид}}(t)}{\frac{\alpha_{\text{зал}} \tilde{p}_B(t)}{(\alpha_{\text{поч}} - \alpha_{\text{зал}}) z(\tilde{P}_B)} - \frac{\alpha_{\text{поч}} \tilde{p}_{\text{пл}}(t)}{(\alpha_{\text{поч}} - \alpha_{\text{зал}}) z(\tilde{P}_{\text{пл}})}} \quad (12.1)$$

У разі постійного в часі дебіту води, що надходить в родовище:

$$Q_B(t) = q_B \cdot t. \quad (12.2)$$

У разі змінного в часі дебіту води, що надходить в родовище:

$$Q_B(t) = Q_B(t_{n-1}) + \left[\frac{q_B(t_{n-1}) + q_B(t)}{2} \right] \Delta t. \quad (12.3)$$

2. Обводнений і газонасичений порові об'єми:

$$\Omega_B(t) = \frac{Q_B(t)}{\alpha_{\text{поч}} - \alpha_{\text{зал}}} \quad (12.4)$$

$$\Omega(t) = \Omega_{\text{поч}} - Q_B(t). \quad (12.5)$$

3. Радіус поточного контуру газоносності і висоту підняття фронту води над початковим положенням:

$$R(t) = R_{\text{поч}} \sqrt{1 - \frac{\Omega_B(t)}{\Omega_{\text{поч}}}} \quad (12.6)$$

$$y(t) = H_n \frac{\Omega_B(t)}{\Omega_{\text{поч}}} \quad (12.7)$$

$$\text{де } R_{\text{поч}} = \sqrt{\frac{F}{\pi}} \quad (12.8)$$

F – площа газоносності родовища, м²;

$R_{\text{поч}}$ – радіус початкового контуру газоносності родовища, м.

4. Поточний середній пластовий тиск у газовій зоні родовища:

$$\tilde{p}_{\text{пл}}(t) = \frac{\left(\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega_{\text{поч}} p_{\text{поч}} T_{\text{ст}}}{z_{\text{поч}} p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} - Q_{\text{вид}}(t) - \frac{\alpha_{\text{зал}} \Omega_B(t) \tilde{p}_B(t) T_{\text{ст}}}{z(\tilde{P}_B) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} \right) z(\tilde{P}_{\text{пл}})}{\frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega(t) T_{\text{ст}}}{p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}} \quad (12.9)$$

5. Поточний пластовий тиск на початковому контурі газоносності:

$$p(R_{\text{поч}}, t) = p_{\text{поч}} - \frac{\mu_B q_B}{2\pi kh} \tilde{p}(\bar{t}) \quad (12.10)$$

– у разі постійного в часі дебіту води, що надходить в родовище;

$$p(R_{\text{поч}}, t) = p_{\text{поч}} - \frac{\mu_{\text{в}}}{2\pi kh} \sum_{j=1}^n [q_{\text{в}}(t_j) - q_{\text{в}}(t_{j-1})] \cdot \bar{p}(\bar{t} - \bar{t}_{j-1}) \quad (12.11)$$

– у разі змінного в часі в часі дебіту води, що надходить в родовище;

$$\text{де } \bar{t} = \frac{\chi_{\text{в}} \cdot t}{R_{\text{поч}}^2}. \quad (12.12)$$

k – коефіцієнт проникності водоносного пласта, м²;

\bar{t} – безрозмірний час;

$\bar{p}(\bar{t})$ – безрозмірний тиск, який є функцією безрозмірного часу і залежить від умов на зовнішній границі пласта (пласт замкнутий, необмежений чи на певній відстані є контур живлення з постійним тиском);

$p(R_{\text{поч}}, t)$, $p_{\text{поч}}$, Па; $q_{\text{в}}$, м³/с; $\mu_{\text{в}}$, Па·с; k , м²; h , м.

Поточний пластовий тиск на початковому контурі газонасиченості можна також визначити, використовуючи формулу Дюпюї для фільтрації води в обводненій зоні родовища:

$$q_{\text{в}}(t) = \frac{2\pi k_{\text{в}} h [p(R_{\text{поч}}, t) - \tilde{p}_{\text{пл}}(t) - \rho_{\text{в}} g \cdot y(t)]}{\mu_{\text{в}} \ln \frac{R_{\text{поч}}}{R(t)}} \quad (12.13)$$

Звідси:

$$p(R_{\text{поч}}, t) = \tilde{p}_{\text{пл}}(t) + \rho_{\text{в}} g \cdot y(t) + \frac{q_{\text{в}}(t) \cdot \mu_{\text{в}}}{2\pi k_{\text{в}} h} \ln \frac{R_{\text{поч}}}{R(t)} \quad (12.14)$$

де $k_{\text{в}}$ – коефіцієнт фазової проникності для води в обводненій зоні пласта, ($k_{\text{в}} = (0,2 - 0,5) k$), м²;

$\rho_{\text{в}}$ – густина води в пластових умовах, кг/м³;

$p(R_{\text{поч}}, t)$, $\tilde{p}_{\text{пл}}(t)$, Па; $y(t)$, h , $R_{\text{поч}}$, $R(t)$, м; $q_{\text{в}}(t)$, м³/с; $\mu_{\text{в}}$, Па·с;
 $g = 9,81$ м/с².

6. Поточний середній пластовий тиск в обводненій зоні

$$\tilde{p}_{\text{в}}(t) = \tilde{p}_{\text{пл}}(t) + \frac{p(R_{\text{поч}}, t) - \tilde{p}_{\text{пл}}(t)}{\ln \frac{R_{\text{поч}}}{R(t)}} \cdot \left[\frac{R_{\text{поч}}^2 \cdot \ln \frac{R_{\text{поч}}}{R(t)}}{R_{\text{поч}}^2 - R(t)^2} - \frac{1}{2} \right] \quad (12.15)$$

7. Кількість защемленого газу в обводненій зоні пласта:

$$Q_{\text{зап.защ.г}}(t) = Q_{\text{зап.поч}} - Q_{\text{вид}}(t) - \frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega(t) \tilde{p}_{\text{пл}}(t) T_{\text{ст}}}{z(\tilde{P}_{\text{пл}}) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} \quad (12.16)$$

За параметрами обводненої зони пласта:

$$Q_{\text{зап.защ.г}}(t) = \frac{\alpha_{\text{зал}} \Omega(t) \tilde{p}_{\text{в}}(t) T_{\text{ст}}}{z(\tilde{P}_{\text{в}}) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}} \quad (12.17)$$

8. Коефіцієнт залишкової газонасиченості обводненої зони пласта:

$$\alpha_{\text{зал}} = \frac{Q_{\text{зап.поч}} - Q_{\text{вид}}(t) - \frac{\alpha_{\text{поч}} \Omega(t) \tilde{p}_{\text{пл}}(t) T_{\text{ст}}}{z(\tilde{P}_{\text{пл}}) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}}{\frac{\Omega_{\text{в}}(t) \tilde{p}_{\text{в}}(t) T_{\text{ст}}}{z(\tilde{P}_{\text{в}}) p_{\text{ат}} T_{\text{пл}}}} \quad (12.18)$$

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити показники розробки газового родовища в умовах водонапірного режиму: сумарну кількість води, що надійшла в

родовище, поточний обводнений поровий об'єм, радіус поточного контуру газоносності, висоту підняття фронту води над початковим положенням, тиск на початковому контурі газоносності.

Порядок виконання роботи

1. Визначаємо сумарну кількість води, що надійшла в поклад.
2. Визначаємо поточний обводнений поровий об'єм.
3. Визначаємо радіус початкового контуру газоносності
4. Визначаємо початковий об'єм пор.
5. Визначаємо поточний газонасичений поровий об'єм.
6. Визначаємо радіус поточного контуру газоносності
7. Визначаємо висоту підняття фронту води над початковим положенням.
8. Визначаємо безрозмірний час.
9. Визначаємо табульовану функцію безрозмірного часу методом інтерполяції.
10. Визначаємо тиск на початковому контурі газоносності.

Приклад

Вихідні дані:

- товщина пласта $h = 40$ м;
- площа газоносності $F = 1,5 \cdot 10^8$ м²;
- початковий пластовий тиск $p_{\text{поч}} = 40$ МПа;
- дебіт води $q_{\text{в}} = 0,085$ м³/с;
- рік розробки покладу $t = 12$ років;
- коефіцієнт початкової газонасиченості $a_{\text{поч}} = 0,8$;
- коефіцієнт залишкової газонасиченості обводненої зони $a_{\text{зал}} = 0,2$;
- коефіцієнт відкритої пористості $m_0 = 0,15$;
- поверх газоносності $H_{\text{пов}} = 80$ м;
- коефіцієнт п'єзопровідності водоносного пласта $\chi_{\text{в}} = 4,1$ м²/с;
- динамічний коефіцієнт в'язкості води в пластових умовах $\mu_{\text{в}} = 0,6 \cdot 10$ Па·с;
- коефіцієнт фазової проникності для води в обводненій зоні пласта $k_{\text{в}} = 0,9 \cdot 10^{-13}$ м².

Розв'язування:

1. Визначаємо сумарну кількість води, що надійшла в поклад використовуючи формулу (12.2):

$$Q_{\text{в}}(t) = q_{\text{в}} \cdot t \cdot 365 \cdot 86400 = 0,085 \cdot 12 \cdot 365 \cdot 86400 = 3,217 \cdot 10^7 \text{ м}^3.$$

2. Визначаємо поточний обводнений поровий об'єм використовуючи формулу (12.4):

$$\Omega_B = \frac{Q_B(t)}{\alpha_{\text{поч}} - \alpha_{\text{зал}}} = \frac{3,217 \cdot 10^7}{0,8 - 0,2} = 5,362 \cdot 10^7 \text{ м}^2.$$

3. Визначаємо радіус початкового контуру газоносності використовуючи формулу (12.8):

$$R_{\text{поч}} = \sqrt{\frac{F}{\pi}} = \sqrt{\frac{1,5 \cdot 10^8}{3,14}} = 6912 \text{ м.}$$

4. Визначаємо початковий об'єм пор:

$$\Omega_{\text{поч}} = F \cdot h \cdot m_o = 1,5 \cdot 10^8 \cdot 40 \cdot 0,15 = 9 \cdot 10^8 = \text{м}^3.$$

5. Визначаємо поточний газонасичений поровий об'єм використовуючи формулу (12.5):

$$\Omega(t) = \Omega_{\text{поч}} - \Omega_B(t) = 9 \cdot 10^8 - 5,362 \cdot 10^7 = 8,464 \cdot 10^8 \text{ м}^3.$$

6. Визначаємо радіус поточного контуру газоносності використовуючи формулу (12.6):

$$R(t) = R_{\text{поч}} \sqrt{1 - \frac{\Omega_B}{\Omega_{\text{поч}}}} = 6912 \cdot \sqrt{1 - \frac{5,362 \cdot 10^7}{9 \cdot 10^8}} = 6703 \text{ м.}$$

7. Визначаємо висоту підняття фронту води над початковим положенням використовуючи формулу (12.7):

$$y(t) = H_n \frac{\Omega_B(t)}{\Omega_{\text{поч}}} = 80 \cdot \frac{5,362 \cdot 10^7}{9 \cdot 10^8} = 4,77 \text{ м.}$$

8. Визначаємо безрозмірний час використовуючи формулу (12.12):

$$\bar{t} = \frac{\chi_B t}{R_{\text{поч}}^2} = \frac{4,1 \cdot 12 \cdot 365 \cdot 86400}{6912^2} = 33,268.$$

9. За значенням безрозмірного часу визначаємо табульовану функцію безрозмірного тиску методом інтерполяції:

Таблиця 12.1 – Значення безрозмірного тиску, як функції безрозмірного часу, що залежить від умов на зовнішній границі пласта (пласт замкнутий, необмежений чи на певній відстані є контур живлення з постійним тиском).

\bar{t}	1	2	3	4	5	6	7	8
$\bar{p}(\bar{t})$	0,802	1,02	1,169	1,275	1,362	1,436	1,5	1,556
\bar{t}	9	10	15	20	25	30	40	50
$\bar{p}(\bar{t})$	1,604	1,651	1,829	1,96	2,067	2,147	2,282	2,388

$$\bar{t}_1 = 30 \quad \bar{p}(\bar{t}_1) = 2,147$$

$$\bar{t}_2 = 40 \quad \bar{p}(\bar{t}_2) = 2,282$$

$$\begin{aligned} \bar{p}(\bar{t}) &= \bar{p}(\bar{t}_1) + \frac{\bar{p}(\bar{t}_2) - \bar{p}(\bar{t}_1)}{\bar{t}_2 - \bar{t}_1} \cdot (\bar{t} - \bar{t}_1) = \\ &= 2,147 + \frac{2,282 - 2,147}{40 - 30} \cdot (33,268 - 30) = 2,191. \end{aligned}$$

10. Визначаємо тиск на початковому контурі газоносності використовуючи формулу (12.10):

$$p(R_{\text{поч}}, t) = p_{\text{поч}} - \frac{\mu_B q_B}{2\pi k h} \bar{p}(t) =$$

$$= 40 \cdot 10^6 - \frac{0,6 \cdot 10^{-3} \cdot 0,085}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,9 \cdot 10^{-13} \cdot 40} \cdot 2,191 = 35,06 \text{ МПа.}$$

Відповідь: $Q_B(t) = 3,217 \cdot 10^7 \text{ м}^3$; $\Omega_B = 5,362 \cdot 10^7 \text{ м}^2$; $R(t) = 6703 \text{ м}$;
 $y(t) = 4,77 \text{ м}$; $p(R_{\text{поч}}, t) = 35,06 \text{ МПа}$.

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 12.2 – Вихідні дані

Варіант	h , м	F , м ²	$p_{\text{поч}}$, МПа	q_B , м ³ /с	t , років
0	10	$0,5 \cdot 10^8$	10	0,045	5
1	20	$1,0 \cdot 10^8$	20	0,065	6
2	30	$1,5 \cdot 10^8$	30	0,085	7
3	40	$2,0 \cdot 10^8$	40	0,105	8
4	50	$0,5 \cdot 10^8$	50	0,045	9
5	10	$1,0 \cdot 10^8$	10	0,065	10
6	20	$1,5 \cdot 10^8$	20	0,085	11
7	30	$2,0 \cdot 10^8$	30	0,105	12
8	40	$0,5 \cdot 10^8$	40	0,045	13
9	50	$1,0 \cdot 10^8$	50	0,065	14
10	10	$1,5 \cdot 10^8$	10	0,085	15
11	20	$2,0 \cdot 10^8$	20	0,105	16
12	30	$0,5 \cdot 10^8$	30	0,045	17
13	40	$1,0 \cdot 10^8$	40	0,065	18
14	50	$1,5 \cdot 10^8$	50	0,085	19
15	10	$2,0 \cdot 10^8$	10	0,105	20
16	20	$0,5 \cdot 10^8$	20	0,045	21
17	30	$1,0 \cdot 10^8$	30	0,065	22
18	40	$1,5 \cdot 10^8$	40	0,085	23
19	50	$2,0 \cdot 10^8$	50	0,105	24
20	10	$0,5 \cdot 10^8$	10	0,045	25

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

Контрольні запитання

1. Які існують природні режими роботи газових покладів?
2. Які причини підняття фронту води в газових пластах?
3. Що розуміють під початковим контуром газоносності родовища?
4. Що розуміють під поточним контуром газоносності?

13 Визначення річного товарного видобутку конденсату із газоконденсатного родовища

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення річного товарного видобутку конденсату із газоконденсатного родовища.

Основні теоретичні положення

Залежності для визначення характеристик процесу розробки газоконденсатного родовища на виснаження.

З використанням рівняння матеріального балансу для газоконденсатного родовища, що розробляється на виснаження, та інших залежностей визначають такі параметри.

1. Поточний середній пластовий тиск у газоконденсатному родовищі:

$$\tilde{p}_{пл}(t) = \left[\frac{\frac{\alpha_{поч}\Omega_{поч}p_{поч}T_{ст}}{z_{поч}p_{ат}T_{пл}}\rho_{г.поч} - \alpha_{к}(\tilde{p}_{пл})\Omega_{поч}\rho_{к}(\tilde{p}_{пл}) - M_{вид.г.к}(t)}{[\alpha_{поч}\Omega_{поч} - \alpha_{к}(\tilde{p}_{пл})\Omega_{поч}]\frac{T_{ст}}{p_{ат}T_{пл}}\rho_{г}(\tilde{p}_{пл})} \right] z(\tilde{p}_{пл}) \quad (13.1)$$

2. Маса сконденсованих вуглеводнів у газоконденсатному родовищі:

$$M_{зал.к}(t) = \frac{\alpha_{поч}\Omega_{поч}p_{поч}T_{ст}}{z_{поч}p_{ат}T_{пл}}\rho_{г.поч} - [\alpha_{поч}\Omega_{поч} - \alpha_{к}(\tilde{p}_{пл})\Omega_{поч}] \cdot \frac{\tilde{p}_{пл}(t)T_{ст}}{z(\tilde{p}_{пл})p_{ат}T_{пл}}\rho_{г}(\tilde{p}_{пл}) - M_{вид.г.к}(t) \quad (13.2)$$

За відомими значеннями коефіцієнта насиченості пористого середовища сконденсованими вуглеводнями і густини сконденсованих вуглеводнів:

$$M_{зал.к}(t) = \alpha_{к}(\tilde{p}_{пл})\Omega_{поч}\rho_{к}(\tilde{p}_{пл}) \quad (13.3)$$

3. Коефіцієнт насиченості пласта сконденсованими вуглеводнями:

$$\alpha_{к}(\tilde{p}_{пл}) = \frac{\frac{\alpha_{поч}\Omega_{поч}p_{поч}T_{ст}}{z_{поч}p_{ат}T_{пл}}\rho_{г.поч} - M_{вид.г.к}(t) - \frac{\alpha_{поч}\Omega_{поч}\tilde{p}_{пл}(t)T_{ст}}{z(\tilde{p}_{пл})p_{ат}T_{пл}}\rho_{г}(\tilde{p}_{пл})}{\Omega_{поч}\rho_{к}(\tilde{p}_{пл}) - \Omega_{поч}\frac{\tilde{p}_{пл}(t)T_{ст}}{z(\tilde{p}_{пл})p_{ат}T_{пл}}\rho_{г}(\tilde{p}_{пл})} \quad (13.4)$$

4. Кількість видобувних свердловин для розробки газоконденсатного родовища в режимі виснаження пластової енергії:

$$n(t) = \frac{2K_p}{\Delta tq(t)} [Q_{вид.с.г}(t)\beta(\tilde{p}_{пл}) - Q_{вид.с.г}(t_{n-1})\beta(\tilde{p}_{пл_{n-1}})] - \frac{q(t_{n-1})n(t_{n-1})}{q(t)} \quad (13.5)$$

5. Сумарний видобуток сухого газу з родовища в період спадного видобутку газу:

$$Q_{вид.с.г}(t) = \frac{Q_{вид.с.г}(t_{n-1})\beta(\tilde{p}_{пл_{n-1}})}{\beta(\tilde{p}_{пл})} + \frac{q(t_{n-1})+q(t)}{2\beta(\tilde{p}_{пл})}\varphi n\Delta t. \quad (13.6)$$

6. Темп відбору сухого газу з газоконденсатного родовища:

$$Q_{с.г}(t) = \frac{2}{\Delta t} [Q_{вид.с.г}(t) - Q_{вид.с.г}(t_{n-1})] - Q_{с.г}(t_{n-1}). \quad (13.7)$$

Залежність для прогнозування видобутку газового конденсату з газоконденсатного родовища:

$$Q_{\text{вид.к}}(t) = Q_{\text{вид.к}}(t_{n-1}) + [Q_{\text{вид.с.г}}(t) - Q_{\text{вид.с.г}}(t_{n-1})] \frac{q_{\text{вид.к}}(t_{n-1}) + q_{\text{вид.к}}(t)}{2}, \quad (13.8)$$

де $Q_{\text{вид.к}}(t)$, $Q_{\text{вид.с.г}}(t)$ – сумарний видобуток з газоконденсатного родовища відповідно газового конденсату і сухого газу на момент часу t ;
 $q_{\text{вид.к}}(t_{n-1})$, $q_{\text{вид.к}}(t)$ – питомий промисловий видобуток газового конденсату, що приходить на одиницю видобутого сухого газу, (конденсатний фактор) на момент часу відповідно t_{n-1} і t .

2. Річний видобуток газового конденсату знаходять за формулою:

$$Q_{\text{вид.к}}(t_{n-1}, t) = Q_{\text{вид.с.г}}(t_{n-1}, t) \cdot q_{\text{вид.к}}(t_{n-1}, t), \quad (13.9)$$

де $Q_{\text{вид.к}}(t_{n-1}, t)$, $Q_{\text{вид.с.г}}(t_{n-1}, t)$ – відповідно видобуток конденсату і сухого газу за період часу $\Delta t = t - t_{n-1} = 1$ рік;

$q_{\text{вид.к}}(t_{n-1}, t)$ – середній за період часу $\Delta t = t - t_{n-1} = 1$ рік питомий промисловий видобуток конденсату.

3. Питомий промисловий видобуток конденсату знаходять за формулою:

$$q_{\text{вид.к}}(t) = q_{\text{вміст к.св.пр}} - q_{\text{вміст к.г.с}} - q_{\text{втр.к.пром}} - q_{\text{втр.к.мех.вин}} \quad (13.10)$$

де $q_{\text{вміст к.св.пр}}$ – питомий вміст конденсату в свердловинній продукції;

$q_{\text{вміст к.г.с}}$ – питомий вміст конденсату у відсепарованому газі, що подається споживачам;

$q_{\text{втр.к.пром}}$ – питомі промислові втрати конденсату в системі збору, підготовки, зберігання і транспортування;

$q_{\text{втр.к.мех.вин}}$ – питомі втрати конденсату в результаті механічного винесення його в крапельному вигляді із сепараторів.

4. У розрахунках при відсутності промислових даних ($q_{\text{втр.к.пром}} + q_{\text{втр.к.мех.вин}}$), рекомендується брати рівними 5 % від кількості конденсату, що відділяється в сепараторах, з них промислові втрати конденсату беруть рівними 3 %.

$$q_{\text{втр.к.пром}} + q_{\text{втр.к.мех.вин}} = 0,05(q_{\text{вміст к.св.пр}} - q_{\text{вміст к.г.с}}) \quad (13.11)$$

$Q_{\text{вид.с.г}}(t)$, $Q_{\text{вид.с.г}}(t_{n-1})$, М^3 ; $Q_{\text{вид.к}}(t)$, $Q_{\text{вид.к}}(t_{n-1})$, КГ ; $q_{\text{вид.к}}(t)$, $q_{\text{вид.к}}(t_{n-1})$, $q_{\text{вміст к.св.пр}}$, $q_{\text{вміст к.г.с}}$, $q_{\text{втр.к.пром}}$, $q_{\text{втр.к.мех.вин}}$, $\text{КГ}/\text{М}^3$.

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити річний товарний видобуток конденсату із газоконденсатного родовища.

Порядок виконання роботи

1. Визначаємо сумарні промислові втрати конденсату в системі збору, зберігання і транспортування $q_{\text{втр.к.пром}}$ і втрати конденсату в результаті механічного винесення у вигляді крапельної рідини із сепараторів.
2. Визначаємо питомий промисловий видобуток конденсату.
3. Визначаємо річний товарний видобуток конденсату.

Приклад

Вихідні дані:

- річний видобуток сухого газу $Q_{\text{вид.с.г}} = 3 \cdot 10^6 \text{ м}^3$;
- середній річний вміст конденсату у свердловинній продукції $q_{\text{вміст.к св.пр}} = 300 \text{ г/м}^3$;
- середній вміст конденсату у відсепарованому газі $q_{\text{вміст.к.в.г}} = 7 \text{ г/м}^3$;
- коефіцієнт переведення об'єму сухого газу в пластовий $\beta = 1,035$.

Розв'язування:

1. Визначаємо річний товарний видобуток конденсату за формулою:

$$Q_{\text{вид.к}} = Q_{\text{вид.с.г}} \cdot \beta \cdot q_{\text{вид.к}}$$

2. Визначаємо питомий промисловий видобуток конденсату за формулою (13.10):

$$q_{\text{вид.к}} = q_{\text{вміст к.св.пр}} - q_{\text{вміст к.г.с}} - q_{\text{втр.к.пром}} - q_{\text{втр.к.мех.вин}}$$

3. Промислові втрати конденсату в системі збору, зберігання і транспортування $q_{\text{втр.к.пром}}$ і втрати конденсату в результаті механічного винесення у вигляді крапельної рідини із сепараторів $q_{\text{втр.к.мех.вин}}$ приймаємо рівними 5 % від кількості конденсату, що відділяється в сепараторах (13.11).

$$\begin{aligned} q_{\text{втр.к.пром}} + q_{\text{втр.к.мех.вин}} &= 0,05(q_{\text{вміст к.св.пр}} - q_{\text{вміст к.г.с}}) = \\ &= 0,05(300 - 7) = 14,65 \text{ г/м}^3 \end{aligned}$$

4. Питомий промисловий видобуток конденсату:

$$q_{\text{вид.к}} = 300 - 7 - 14,65 = 278,35 \text{ г/м}^3.$$

5. Річний товарний видобуток конденсату:

$$Q_{\text{вид.к}} = 3 \cdot 10^6 \cdot 1,035 \cdot 278,35 = 8,643 \cdot 10^8 \text{ г.}$$

Відповідь: $Q_{\text{вид.к}} = 8,643 \cdot 10^8 \text{ г.}$

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 13.1 – Вихідні дані

Варіант	$Q_{\text{вид.с.г}}, \text{М}^3$	$q_{\text{вміст.к св.пр}}, \text{Г/М}^3$	$q_{\text{вміст.к.в.г.}} = 7 \text{ Г/М}^3$
0	$1,2 \cdot 10^6$	100	5
1	$1,4 \cdot 10^6$	120	6
2	$1,6 \cdot 10^6$	140	7
3	$1,8 \cdot 10^6$	160	8
4	$2,0 \cdot 10^6$	180	5
5	$2,2 \cdot 10^6$	200	6
6	$2,4 \cdot 10^6$	220	7
7	$2,6 \cdot 10^6$	240	8
8	$2,8 \cdot 10^6$	260	5
9	$3,0 \cdot 10^6$	280	6
10	$3,2 \cdot 10^6$	300	7
11	$3,4 \cdot 10^6$	320	8
12	$3,6 \cdot 10^6$	340	5
13	$3,8 \cdot 10^6$	360	6
14	$4,0 \cdot 10^6$	380	7
15	$4,2 \cdot 10^6$	400	8
16	$4,4 \cdot 10^6$	420	5
17	$4,6 \cdot 10^6$	440	6
18	$4,8 \cdot 10^6$	460	7
19	$5,0 \cdot 10^6$	480	8
20	$5,2 \cdot 10^6$	500	5

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

Контрольні запитання

1. Що розуміють під поточним середнім пластовим тиском у газоконденсатному родовищі?
2. За яких умов сконденсовуються вуглеводні у газоконденсатному родовищі?
3. Який режим розробки газоконденсатного родовища називається режимом виснаження пластової енергії?
4. Що розуміють під поточним контуром газоносності?

14 Визначення діаметра викидної лінії газової свердловини

Мета роботи

Набуття практичних навичок визначення діаметра викидної лінії газової свердловини.

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:

$$Q = 0,32E \sqrt{\frac{(p_n^2 - p_k^2) \cdot d_{\text{вн}}^5}{\lambda \cdot \bar{\rho}_r \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}} \cdot L}}, \quad (14.1)$$

$$\text{де } p_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left(p_n + \frac{p_k^2}{p_n + p_k} \right), \quad (14.2)$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_n - T_k}{\ln \frac{T_n}{T_k}} \quad (14.3)$$

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 формулами:

$$E = 1 - 0,15 \eta_k^{0,25} / W_{\text{ср}}^{0,5}, \quad (14.4)$$

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

$$E = 1 - 0,1 \eta_k^{0,25} / W_{\text{ср}}^{0,5} \quad (14.5)$$

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

$$\eta_k = \frac{(Q_{\text{в}} + Q_{\text{к}}) 10^6}{Q_{\text{г}}} \quad (14.6)$$

де η_k – конденсатоводогазове відношення, см³/м³;

$Q_{\text{к}}, Q_{\text{г}}$ – витрати рідини (стабільного конденсату і води) і сухого газу, м³/д;

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

При 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:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (14.7)$$

б) для змішаного режиму руху газу:

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{158}{Re} + \varepsilon \right)^{0,2} \quad (14.8)$$

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

$$\lambda = 0,067 \left(\frac{2l_k}{d_{\text{вн}}} + \varepsilon \right)^{0,2}, \quad (14.9)$$

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

$$\lambda = \frac{0,1844}{Re^{0,2}} \quad (14.10)$$

Число Рейнольдса і відносна шорсткість труб визначають за формулами:

$$Re = 1777 \frac{q \cdot \bar{\rho}_g}{\mu_{\text{cp}} \cdot d_{\text{вн}}}, \quad (14.11)$$

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot l_k}{10 \cdot d_{\text{вн}}}, \quad (14.12)$$

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

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

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

l_k – абсолютна шорсткість труб, мм.

Таблиця 14.1 – Сортамент насосно-компресорних труб

Умовний діаметр труби, мм	Товщина стінки, мм	Тип труб			
		гладка	з висяженими назовні кінцями – В	гладка високогерметична – НКМ	безмуфтова з висяженими назовні кінцями – НКБ
1	2	3	4	5	6
27	3,0	–	ДКЕ	–	–
1	2	3	4	5	6
33	3,5	ДКЕ	ДКЕ	–	–
42	3,5	ДКЕ	ДКЕ	–	–
48	4,0	ДКЕ	ДКЕ	–	–
60	5,0	ДКЕ	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
73	5,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	7,0	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
89	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
	8,0	–	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
102	6,5	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР
114	7,0	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР	ДКЕЛМР

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити діаметр викидної лінії газової свердловини.

Порядок виконання роботи

1. Переводимо одиниці в систему СІ.
2. Визначаємо діаметр викидної лінії свердловини.
3. Визначаємо середню температуру по довжині викидної лінії.
4. Вибираємо найближчий стандартний діаметр трубопроводу.

Приклад

Вихідні дані:

- 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 $\bar{\rho}_\Gamma = 0,647$;
- коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску і середньої температури у викиданій лінії $z_{cp} = 0,9$

Розв'язування:

1. Переводимо одиниці в систему СІ:

$$T_{\Pi} = 21 + 273 = 294 \text{ К,}$$

$$T_{\text{к}} = 9 + 273 = 282 \text{ К.}$$

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

$$d_{\text{вн}} = \sqrt[5]{\frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \bar{\rho}_\Gamma \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}{0,322^2 \cdot (p_n^2 - p_k^2)}}$$

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

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

$$\text{тоді } d_{\text{вн}} = \sqrt[5]{\frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \bar{\rho}_\Gamma \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}{0,322^2 \cdot (p_n^2 - p_k^2)}} = \sqrt[5]{\frac{660^2 \cdot 0,022 \cdot 0,647 \cdot 0,9 \cdot 288 \cdot 3200}{0,322^2 \cdot (18^2 - 16^2)}} = 59,39 \text{ см.}$$

4. З таблиці 14.1 вибираємо найближчий стандартний діаметр трубопроводу $d_{\text{вн}} = 60 \text{ см.}$

Відповідь: $d_{\text{вн}} = 60 \text{ см.}$

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 14.2 – Вихідні дані

Варіант	p_{Π} , МПа	$p_{\text{к}}$, МПа	T_{Π} , °С	$T_{\text{к}}$, °С	Q , тис. м ³ /д	L , м
0	8	6	18	6	400	2 600
1	9	7	18	6	420	2 700
2	10	8	18	6	440	2 800
3	11	9	19	7	460	2 900
4	12	10	19	7	480	3 000
5	13	11	19	7	500	3 100
6	14	12	20	8	520	3 200
7	15	13	20	8	540	3 300
8	16	14	20	8	560	3 400
9	18	15	21	9	580	3 500
10	18	16	21	9	600	3 600
11	19	17	21	9	620	2 600
12	20	18	22	10	640	2 700
13	21	19	22	10	660	2 800
14	22	20	22	10	680	2 900
15	23	21	23	11	700	3 000
16	24	22	23	11	720	3 100
17	25	23	23	11	740	3 200
18	26	24	24	12	760	3 300
19	27	25	24	12	780	3 400
20	28	26	24	12	800	3 500

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

Контрольні запитання

1. На які навантаження розраховують трубопроводи на газових промислах?
2. Від чого залежить величина коефіцієнта гідравлічного опору λ ?
3. Які бувають режими руху газу в трубопроводі?

15 Визначення діаметра викидної лінії газової свердловини за наявності рідини в газовій продукції

Мета роботи

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

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:

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

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

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

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 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_g – витрати рідини (стабільного конденсату і води) і сухого газу, м³/д;
 W_{cp} – середня швидкість руху газу в газопроводі, м/с.

При 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 $158/Re < 2l_k/d_{вн}$ (де l_k , $d_{вн}$ – відповідно абсолютна шорсткість труб і внутрішній діаметр трубопроводу, см):

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

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

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

Число Рейнольдса і відносну шорсткість труб визначають за формулами:

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

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

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

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

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

l_k – абсолютна шорсткість труб, мм.

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

Зовнішній діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм											
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
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

Завдання

1. Вивчити текст роботи.
2. Визначити діаметр викидної лінії газової свердловини за наявності рідини в пластовій продукції.

Порядок виконання роботи

1. Переводимо одиниці в систему СІ.

2. Визначаємо діаметр викидної лінії свердловини.
3. Визначаємо середню температуру по довжині викидної лінії.
4. Визначаємо конденсатоводогазове відношення.
5. Визначаємо поправочний коефіцієнт E .
6. З таблиці 15.1 вибираємо найближчий стандартний діаметр трубопроводу.

Приклад

Вихідні дані:

- 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 $Q_z = 600$ тис.м³/д;
- витрата води $Q_v = 9$ м³/д
- витрата стабільного конденсату $Q_k = 12$ м³/д;
- довжина викидної лінії $L = 3400$ 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'язування:

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):

$$d_{BH} = \sqrt[5]{\frac{Q^2 \cdot \lambda \cdot \bar{\rho}_r \cdot z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot L}{0,322 \cdot E^2 (p_n^2 - p_k^2)}}$$

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 (15.4):

$$E = 1 - 0,15 \cdot \eta_{\text{к}}^{0,25} / W_{\text{ср}}^{0,5} = 1 - 0,15 \cdot 35^{0,25} / 7^{0,5} = 0,86,$$

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

6. З таблиці 15.1 вибираємо найближчий стандартний діаметр трубопроводу $d_{\text{вн}} = 70$ см.

Відповідь: $d_{\text{вн}} = 70$ см.

Вихідні дані для виконання практичної роботи

Таблиця 15.2 – 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
0	10,0	8,0	17,0	6,0	150	2 500	6,0
1	10,2	8,2	17,5	6,5	160	2 550	6,2
2	10,4	8,4	18,0	7,0	170	2 600	6,4
3	10,6	8,6	18,5	7,5	180	2 650	6,6
4	10,8	8,8	19,0	8,0	190	2 700	6,8
5	11,0	9,0	19,5	8,5	200	2 750	7,0
6	11,2	9,2	20,0	9,0	210	2 800	7,2
7	11,4	9,4	20,5	9,5	220	2 850	7,4
8	11,6	9,6	21,0	10,0	230	2 900	7,6
9	11,8	9,8	21,5	10,5	240	2 950	7,8
10	12,0	10,0	22,0	11,0	250	3 000	8,0
11	12,2	10,2	22,5	11,5	260	3 050	8,2
12	12,4	10,4	23,0	12,0	270	3 100	8,4
13	12,6	10,6	23,5	12,5	280	3 150	8,6
14	12,8	10,8	24,0	13,0	290	3 200	8,8
15	13,0	11,0	24,5	13,5	300	3 250	9,0
16	13,2	11,2	25,0	14,0	310	3 300	9,2
17	13,4	11,4	25,5	14,5	320	3 350	9,4
18	13,6	11,6	26,0	15,0	330	3 400	9,6
19	13,8	11,8	26,5	15,5	340	3 450	9,8
20	14,0	12,0	27,0	16,0	350	3 500	10,0

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 в газовій продукції свердловин?
3. На які навантаження розраховують трубопроводи на газових промислах?
4. Від чого залежить величина коефіцієнта гідравлічного опору λ ?

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

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. Мищенко И. Т. Расчеты при добыче нефти и газа / И. Т. Мищенко. – Москва : «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – 296 с.
4. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / под ред. Ш. К. Гиматудинова. – Москва : Недра, 1988. – 356 с.
5. Юрчук А. М. Расчеты в добыче нефти и газа / А. М. Юрчук. – Москва : Недра, 1986. – 320 с.

Виробничо-практичне видання

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

**«ТЕХНОЛОГІЯ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ
І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ»**

*(для студентів 4 курсу денної і заочної форм навчання спеціальності
185 – Нафтогазова інженерія та технології)*

Укладач **ОРЛОВСЬКИЙ** Віталій Миколайович

Відповідальний за випуск *Р. Б. Ткаченко*

За авторською редакцією

Комп'ютерне верстання *В. М. Орловський*

План 2020, поз. 116 М.

Підп. до друку 06.02.2020. Формат 60 × 84/16.
Друк на ризографі. Ум. друк. арк. 4,7.
Тираж 50 пр. Зам. №

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