

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



ФАКУЛЬТЕТ ПРИРОДНИЧИХ НАУК ТА ТЕХНОЛОГІЙ  
КАФЕДРА НАФТОГАЗОВОЇ ІНЖЕНЕРІЇ ТА БУРІННЯ

Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни  
«ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ  
НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ»

освітньо-кваліфікаційний рівень – магістр

для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології

Дніпро  
НТУ «ДП»  
2023

Методичні вказівки до практичних занять з дисципліни «Технології розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ» / В.Л. Хоменко; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро : НТУ «ДП», 2023. – 30 с.

Автор:

В.Л. Хоменко, канд. техн. наук, доцент.

Рекомендовано до видання науково-методичною комісією спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології» (протокол № 5 від 04.07.2023).

Методичні матеріали призначені для практичних занять для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології з дисципліни «Технології розробки та експлуатації нафтових і газових родовищ».

Рекомендації орієнтовані на активізацію виконавчого етапу навчальної діяльності здобувачів вищої освіти.

Відповідальний за випуск канд. техн. наук, доц. завідувач кафедри нафтогазової інженерії та буріння Коровяка Є.А.

## ЗМІСТ

<b>Практична робота 1</b> Визначення основних показників вуглеводнів .....	4
<b>Практична робота 2</b> Визначення компонентного складу вуглеводнів .....	6
<b>Практична робота 3</b> Визначення ємнісних властивостей гірських порід .....	9
<b>Практичне завдання 4</b> Визначення фільтраційних властивостей гірських порід.....	14
<b>Практична робота 5</b> Фізика пласта .....	16
<b>Практична робота 6</b> Визначення кількості води, необхідної для підтримки пластового тиску .....	25

## Практична робота 1

### Визначення основних показників вуглеводнів

**Метою** практичної роботи є закріплення теоретичних знань та навичок самостійної роботи з дисципліни «Технології розробки та експлуатації нафтогазових родовищ».

#### **Завдання практичної заняття:**

- навчитися визначати основні фізико-хімічні параметри вуглеводнів;
- закріпити навички обчислювальної діяльності;
- навчитися застосовувати необхідні математичні формули, фізичні закони під час розгляду вуглеводнів.

#### **Теоретичні відомості**

Густина  $\rho$  є масою рідини в одиниці об'єму. Розмірність густини дається формулою  $M/L^3$ . Одиницею вимірювання густини у системі СІ є  $1 \text{ кг/м}^3$ . Наприклад, густина бензинів становить  $730\text{-}760 \text{ кг/м}^3$ , гасів  $780\text{-}830 \text{ кг/м}^3$ , дизельних палив  $840\text{-}850 \text{ кг/м}^3$ , нафти  $840\text{-}960 \text{ кг/м}^3$ . При зміні тиску і температури густини нафти або нафтопродукту також змінюється, тому є функція від тиску  $p$  і температури  $T$ , так що  $\rho = \rho(p, T)$ . Для розрахунку густини в залежності від температури використовується формула

$$\rho(T) = \rho_{20} [1 + \xi(20 - T)]$$

де  $\xi$  – коефіцієнт об'ємного розширення,  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ;

$T$  – температура,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$\rho_{20}$  – густина рідини за нормальних умов ( $T = 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $p = p_{\text{атм}} = 0,1013 \text{ МПа}$ ).

Для нафти та нафтопродуктів значення коефіцієнта  $\xi$  представлені в таблиці 1. З формули випливає, що у тих випадках, коли  $T > 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $\rho < \rho_{20}$ , а в тих випадках, коли  $T < 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ,  $\rho > \rho_{20}$ .

Таблиця 1 – Коефіцієнт об'ємного розширення

Густина $\rho$ , $\text{кг/м}^3$	Коефіцієнт $\xi$ , $^{\circ}\text{C}^{-1}$
700-719	0,001225
720-739	0,001183
740-759	0,001118
760-779	0,001054
780-799	0,000995
800-819	0,000937
820-839	0,000882
840-859	0,000831
860-879	0,000782
880-899	0,000734
900-919	0,000688
920-939	0,000645

**Завдання.**

Відома густина нафти при температурі 20 °С (табл. 2). Розрахувати густину тієї ж нафти при температурах 5, 10, 15, 25, 30 і 35 °С. Побудувати графік залежності густини нафти від температури.

Таблиця 2 – Вихідні дані для розрахунків

Варіант	Густина при 20 °С	Варіант	Густина при 20 °С	Варіант	Густина при 20 °С
1	700	11	770	21	840
2	707	12	777	22	847
3	714	13	784	23	854
4	721	14	791	24	861
5	728	15	798	25	868
6	735	16	805	26	875
7	742	17	812	27	882
8	749	18	819	28	889
9	756	19	826	29	896
10	763	20	833	30	903

## Практична робота 2

### Визначення компонентного складу вуглеводнів

**Метою** практичного завдання є закріплення теоретичних знань та навичок самостійної роботи, отриманих у процесі навчання з дисципліни «Технології розробки і експлуатації нафтових і газових родовищ».

#### Завдання практичного заняття:

- навчитися визначати основні фізико-хімічні параметри вуглеводнів;
- закріпити навички обчислювальної діяльності;
- навчитися застосовувати необхідні математичні формули, фізичні закони під час розгляду вуглеводнів.

#### Теоретичні відомості

**Компонентний склад.** Нафта і нафтопродукти можна як суміш, що складається з  $n$  компонентів. Їх число та властивості визначають фізико-хімічну характеристику суміші загалом. У практичних розрахунках склад багатоконпонентної суміші виявляється у частках чи відсотках. Співвідношення між частками та відсотками 1:100. У нафтопереробці прийнято позначати частки, що характеризують склад рідкої суміші, літерою  $x$ , а склад газової чи парової суміші – літерою  $y$ . Фізичний зміст величин  $y$  у своїй зберігається.

Масова частка  $x_i(y_i)$  компонента є відношенням його маси  $m_i$  до маси суміші  $m$ :  $x_i = m_i/m$ . Очевидно,  $\sum m_i = m$  і  $\sum x_i = 1$ .

**Приклад 1.** Змішали три масляні фракції в наступних кількостях:

$$m_1 = 81 \text{ кг}; m_2 = 135 \text{ кг}; m_3 = 54 \text{ кг}.$$

Визначити масову частку кожної фракції суміші.

**Рішення.** Знайдемо загальну масу суміші:

$$m = m_1 + m_2 + m_3 = 81 + 135 + 54 = 270 \text{ кг}.$$

Визначимо масову частку кожної фракції:

$$x_1 = 81/270 = 0,3$$

$$x_2 = 135/270 = 0,5$$

$$x_3 = 54/270 = 0,2$$

Молярна частка  $x_i'(y_i')$  компонента виражається ставленням числа молей  $N_i$  цього компонента до загального числа молей  $N$  суміші:  $x_i' = N_i/N$ . Аналогічно масовій частці  $\sum x_i' = 1$ . Перерахунок масового складу в молярний та зворотний перерахунок здійснюються за формулами:

$$x_i' = \frac{x_i/M}{\sum \left( \frac{x_i}{M_i} \right)}; \quad x_i = x_i' M_i / \sum x_i' M_i.$$

де  $M_i$  – молярна маса компонента, кг/моль.

**Приклад 2.** Перерахувати масові частки фракцій, знайдені в прикладі 1, молярні, якщо молярні маси (у кілограмах на кіломоль) компонентів дорівнюють:  $M_1 = 320 \text{ кг}$ ;  $M_2 = 360 \text{ кг}$ ;  $M_3 = 390 \text{ кг}$ .

**Рішення.** Визначимо спочатку суму відносин масових часток фракцій до їх молярних мас:

$$\frac{0,3}{320} + \frac{0,5}{360} + \frac{0,2}{390} = 2,84 \cdot 10^{-3}$$

Знаходимо молярні частки кожної фракції:

$$x_1' = \frac{0,3/320}{2,84 \cdot 10^{-3}} = 0,33$$

$$x_2' = \frac{0,5/360}{2,84 \cdot 10^{-3}} = 0,49$$

$$x_3' = \frac{0,2/390}{2,84 \cdot 10^{-3}} = 0,18$$

Для перевірки правильності отриманих результатів сумуємо молярні частки:

$$0,33 + 0,49 + 0,18 = 1$$

Сума дорівнює одиниці, отже, перерахунок виконано правильно.

**Об'ємна частка**  $x_{vi}(y_{vi})$  компонента є відношення його обсягу  $V_i$  до обсягу всієї суміші  $V$

$$x_{vi} = V_i/V$$

Аналогічно масової та молярної частин  $\sum x_{vi} = 1$ .

Для перерахунку об'ємного складу масовий і назад необхідно знати щільність  $\rho_i$  кожного компонента:

$$x_{vi} = \frac{x_i/\rho_i}{\sum \left( \frac{x_i}{\rho_i} \right)} \quad ; \quad x_i = x_{vi}\rho_i / \sum x_{vi}\rho_i$$

Для рідкої суміші прямий перерахунок об'ємних часток у молярні досить складний, тому краще його проводити за допомогою масових часток. Для газової суміші склад, виражений об'ємними та молярними частками, однаковий.

**Приклад 3.** Газова суміш отримана з 95 м<sup>3</sup> пропану та 23 м<sup>3</sup> етану. Щільності пропану та етану дорівнюють 2,0037 кг/м<sup>3</sup> та 1,3560 кг/м<sup>3</sup> відповідно. Визначити склад суміші в об'ємних та масових частках.

**Рішення.** Знайдемо загальний обсяг суміші:  $V = 95 + 23 = 118 \text{ м}^3$ .

Об'ємна частка пропану  $x_{v1} = 95/118 = 0,805$ , етану  $x_{v2} = 23/118 = 0,195$ .

Масові частки компонентів дорівнюватимуть

$$x_1 = \frac{0,805 + 2,0037}{0,805 \cdot 2,0037 + 0,195 \cdot 1,3560} = 0,859$$

$$x_2 = \frac{0,195 + 1,3560}{0,805 \cdot 2,0037 + 0,195 \cdot 1,3560} = 0,141$$

### Завдання 1.

Ароматичний концентрат являє собою суміш, що складається із  $m_1$  кг бензолу,  $m_2$  кг толуолу і  $m_3$  кг етилбензолу. Молярні маси компонентів відповідно дорівнюють  $M_1 = 78,11 \cdot 10^{-3}$  кг/моль;  $M_2 = 92,14 \cdot 10^{-3}$  кг/моль;  $M_3 = 106,167 \cdot 10^{-3}$  кг/моль. Вихідні дані для розрахунків наведені в таблиці 1. Знайти масові долі бензолу, толуолу і етилбензолу.

### Завдання 2.

Для приготування проби товарного бензину змішали у заданому співвідношенні по масам прямогінну бензинову фракцію ( $M_1 = 113$  кг/моль,  $\rho = 732$  кг/м<sup>3</sup>) і бензин каталітичного риформінгу ( $M_1 = 106$  кг/моль,  $\rho = 791$  кг/м<sup>3</sup>). Вихідні дані для розрахунків наведені в таблиці 1. Визначити молярний і об'ємний склад отриманої суміші.

### Завдання 3.

Дана суміш двох нафтових фракцій. Об'єм першої фракції  $V_1$ , її густина  $\rho_1$ , відповідно для другої фракції  $V_2$  і  $\rho_2$ . Вихідні дані для розрахунків наведені в таблиці 1. Визначити масову долю кожної фракції.

Таблиця 1 – Вихідні дані для розрахунків

Варіант	$m_1$ , кг	$m_2$ , кг	$m_3$ , кг	Співвідношення	$V_1$ , м <sup>3</sup>	$\rho_1$ , кг/м <sup>3</sup>	$V_2$ , м <sup>3</sup>	$\rho_2$ , кг/м <sup>3</sup>
1.	80	80	80	1:2	30	800	90	950
2.	60	120	60	2:1	32	805	88	945
3.	90	60	90	1:3	34	810	86	940
4.	120	80	40	3:1	36	815	84	935
5.	150	30	60	2:3	38	820	82	930
6.	80	100	60	3:2	40	825	80	925
7.	30	90	120	1:4	42	830	78	920
8.	75	105	60	4:1	44	835	76	915
9.	45	90	105	1:5	46	840	74	910
10.	90	75	75	5:1	48	845	72	905
11.	60	80	100	1:6	50	850	70	900
12.	120	75	45	2:6	52	855	68	895
13.	40	80	120	3:4	54	860	66	890
14.	60	75	105	4:3	56	865	64	885
15.	90	120	30	5:2	58	870	62	880
16.	105	60	75	6:1	60	875	60	875
17.	45	60	135	1:7	62	880	58	870
18.	90	45	105	3:3	64	885	56	865
19.	80	40	120	5:3	66	890	54	860
20.	60	120	60	7:1	68	895	52	855
21.	45	120	75	1:8	70	900	50	850
22.	100	80	60	2:7	72	905	48	845
23.	140	40	60	4:5	74	910	46	840
24.	60	135	45	5:4	76	915	44	835
25.	80	70	90	7:2	78	920	42	830
26.	50	75	115	8:1	80	925	40	825
27.	100	75	65	1:9	82	930	38	820
28.	135	60	45	3:7	84	935	36	815
29.	90	90	60	7:3	86	940	34	810
30.	80	50	110	9:1	88	945	32	805



### Практична робота 3

#### Визначення ємнісних властивостей гірських порід

**Метою** практичного завдання є закріплення теоретичних знань та навичок самостійної роботи, отриманих у процесі навчання.

#### **Завдання практичного заняття:**

- навчитись визначати основні фізико-хімічні параметри вуглеводнів;
- закріпити навички обчислювальної діяльності;
- навчитись застосовувати необхідні математичні формули, фізичні закони під час розгляду вуглеводнів.

#### **Теоретичні відомості**

Пористість – це ємнісне властивість колектора, тобто. його здатність вміщувати пластові флюїди. Розрізняють абсолютну (загальну) та відкриту пористість. Абсолютна пористість – це відношення обсягу всіх порів, що є в зразку, до його обсягу. Вона визначається методом Мельчера (метод парафінізації) чи об'ємним методом з допомогою порозиметра. Метод Мельчера використовується визначення абсолютної пористості слабозцементованих колекторів, а об'ємний для зразків колекторів невеликих розмірів і неправильної форми. Абсолютна пористість визначається за формулою

$$m = 1 - \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{м}}}$$

де  $m$  – абсолютна пористість;

$\rho_{\text{п}}$  – густина колектора, що враховує його природну пористість;

$\rho_{\text{м}}$  – густина мінеральних зерен колектора (визначається за допомогою порозиметра або пікнометра).

**Приклад 1.** Обчисліть абсолютну пористість зразка масою 5,467 г. Відомо, що маса запапарафінізованого зразка у повітрі становить 5,9354 г, а у воді 3,004 г. Щільність парафіну становить 0,91 г/см<sup>3</sup>. Дослідження пористості велося за нормальної температури 20 °С. Щільність мінеральних зерен, визначена пікнометром, становить 2,702 г/см<sup>3</sup>.

**Рішення.** Обчислимо обсяг парафінізованого зразка

$$V' = \frac{5,9354 - 3,004}{0,99826} = 2,937 \text{ см}^3.$$

Попередньо визначається  $\rho_{\text{в}}$ , густина води при температурі дослідження за таблицею 1.

Обчислимо обсяг парафіну та зразка за формулами

$$V_{\text{п}} = \frac{5,9354 - 5,467}{0,91} = 0,515 \text{ см}^3.$$

$$V_0 = V' - V_{\text{п}} = 2,937 - 0,515 = 2,422 \text{ см}^3.$$

Щільність зразка складає

$$\rho_{\text{п}} = \frac{5,467}{2,422} = 2,257 \text{ см}^3.$$

Пористість зразка складає

$$m = \left(1 - \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{м}}}\right) \cdot 100 = \left(1 - \frac{2,257}{2,702}\right) \cdot 100 = 16,5\%.$$

Таблиця 1 – Залежність густини ( $\rho$ ) та динамічної в'язкості ( $\mu$ ) води від температури (Т)

Т, °С	$\rho$ , г/см <sup>3</sup>	$\mu$ , г/(см сек)
10	0,99975	0,013100
15	0,99916	0,011650
16	0,99900	0,011325
17	0,99880	0,011025
18	0,99860	0,010740
19	0,99845	0,010480
20	0,99826	0,010210
21	0,99800	0,009970
22	0,99780	0,009725
23	0,99760	0,009500
24	0,99735	0,009280
25	0,99711	0,009075
30	0,99577	0,008000

При дослідженні абсолютної пористості об'ємним методом визначення обсягу зразка використовується порозиметр. Об'єм зразка розраховується по різниці між відліками порозиметра. Зразок колектора попередньо екстрагується і насичується гасом у вакуум-ексикаторі.

**Приклад 2.** Обчисліть абсолютну пористість зразка керна масою 5,628 г, яка досліджувалася об'ємним методом. Відліки порозиметра становлять 1,5 та 4,5 см<sup>3</sup>. Щільність мінеральних зерен породи, визначених за допомогою пікнометра, становить 2,68 г /см<sup>3</sup>.

**Рішення.** Обчислимо обсяг зразка

$$V_0 = 4,5 - 1,5 = 3 \text{ см}^3.$$

Щільність зразка складає

$$\rho_0 = \frac{5,628}{3} = 1,876 \text{ г/см}^3.$$

Загальна пористість зразка складає

$$m = \left(1 - \frac{1,876}{2,68}\right) \cdot 100 = 30\% .$$

Відкрита пористість зразків Керна визначається методом Преображенського І.А. При цьому визначаються маса екстрагованого зразка (G); маса насиченого гасом зразка на повітрі (G<sub>к</sub>) та в гасі (G<sub>кк</sub>). Вважається, що при насиченні у вакуум-ексикаторі гас може зайняти тільки пори, що сполучені в колекторі. Відкрита пористість m<sub>0</sub> – це відношення обсягу сполучених пір у зразку до його обсягу. Вона розраховується за формулою

$$m_0 = \frac{G_k - G}{G_k - G_{kk}} \cdot 100 .$$

**Приклад 3.** Обчисліть відкриту пористість зразка керна масою 27,760 г. Відомо, що маса насиченого гасом зразка повітря становить 30,665 г, а гасі 19,178 г.

**Рішення.** Відкрита пористість складає

$$m_0 = \frac{30,665 - 27,760}{30,665 - 19,178} \cdot 100 = 25,3\% .$$

### Завдання 1

Розрахуйте загальну пористість зразка пісковика масою  $G$  г за результатами його досліджень у порозиметрі. Відомо, що початковий обсяг гасу в порозиметрі складає  $V_k$  см<sup>3</sup>, а із зразком насиченим гасом  $V_{kk}$  см<sup>3</sup>. Щільність мінеральних зерен складає  $\rho_z$  г/см<sup>3</sup>. Вихідні дані для розрахунків наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Вихідні дані

Варіант	Маса зразка $G$ , г	Початковий обсяг гасу $V_k$ , см <sup>3</sup>	Обсяг із зразком насиченим гасом $V_{kk}$ , см <sup>3</sup>	Щільність мінеральних зерен $\rho_z$ , г/см <sup>3</sup>
1.	5	1	3	2,5
2.	5,1	1,05	3,1	2,52
3.	5,2	1,1	3,2	2,54
4.	5,3	1,15	3,3	2,56
5.	5,4	1,2	3,4	2,58
6.	5,5	1,25	3,5	2,6
7.	5,6	1,3	3,6	2,62
8.	5,7	1,35	3,7	2,64
9.	5,8	1,4	3,8	2,66
10.	5,9	1,45	3,9	2,68
11.	6	1,5	4	2,7
12.	6,1	1,55	4,1	2,72
13.	6,2	1,6	4,2	2,74
14.	6,3	1,65	4,3	2,76
15.	6,4	1,7	4,4	2,78
16.	6,5	1,75	4,5	2,8
17.	6,6	1,8	4,6	2,82
18.	6,7	1,85	4,7	2,84
19.	6,8	1,9	4,8	2,86
20.	6,9	1,95	4,9	2,88
21.	7	2	5	2,9
22.	7,1	2,05	5,1	2,92
23.	7,2	2,1	5,2	2,94
24.	7,3	2,15	5,3	2,96
25.	7,4	2,2	5,4	2,98
26.	7,5	2,25	5,5	3
27.	7,6	2,3	5,6	3,02
28.	7,7	2,35	5,7	3,04
29.	7,8	2,4	5,8	3,06
30.	7,9	2,45	5,9	3,08

### Завдання 2.

Розрахуйте відкриту пористість зразку вапняку масою  $G$  г. Відомо, що його маса після насичення гасом склала  $G_k$  г, а маса в гасі склала  $G_{kk}$  г. Вихідні дані для розрахунків наведені в таблиці 2.

### Завдання 3.

Розрахуйте відкриту пористість зразку вапняку масою  $G$  г. Відомо, що його маса після насичення гасом склала  $G_k$  г, а маса в гасі склала  $G_{kk}$  г. Вихідні дані для розрахунків наведені в таблиці 3.

Таблиця 2 – Вихідні дані

Варіант	Завдання 2			Завдання 3		
	$G$	$G_k$	$G_{kk}$	$G$	$G_k$	$G_{kk}$
1.	12	12,4	4,3	14	15	10,4
2.	12,04	12,46	4,35	13,96	14,94	10,41
3.	12,08	12,52	4,4	13,92	14,88	10,42
4.	12,12	12,58	4,45	13,88	14,82	10,43
5.	12,16	12,64	4,5	13,84	14,76	10,44
6.	12,2	12,7	4,55	13,8	14,7	10,45
7.	12,24	12,76	4,6	13,76	14,64	10,46
8.	12,28	12,82	4,65	13,72	14,58	10,47
9.	12,32	12,88	4,7	13,68	14,52	10,48
10.	12,36	12,94	4,75	13,64	14,46	10,49
11.	12,4	13	4,8	13,6	14,4	10,5
12.	12,44	13,06	4,85	13,56	14,34	10,51
13.	12,48	13,12	4,9	13,52	14,28	10,52
14.	12,52	13,18	4,95	13,48	14,22	10,53
15.	12,56	13,24	5	13,44	14,16	10,54
16.	12,6	13,3	5,05	13,4	14,1	10,55
17.	12,64	13,36	5,1	13,36	14,04	10,56
18.	12,68	13,42	5,15	13,32	13,98	10,57
19.	12,72	13,48	5,2	13,28	13,92	10,58
20.	12,76	13,54	5,25	13,24	13,86	10,59
21.	12,8	13,6	5,3	13,2	13,8	10,6
22.	12,84	13,66	5,35	13,16	13,74	10,61
23.	12,88	13,72	5,4	13,12	13,68	10,62
24.	12,92	13,78	5,45	13,08	13,62	10,63
25.	12,96	13,84	5,5	13,04	13,56	10,64
26.	13	13,9	5,55	13	13,5	10,65
27.	13,04	13,96	5,6	12,96	13,44	10,66
28.	13,08	14,02	5,65	12,92	13,38	10,67
29.	13,12	14,08	5,7	12,88	13,32	10,68
30.	13,16	14,14	5,75	12,84	13,26	10,69

#### Завдання 4.

Обчисліть абсолютну пористість зразка масою  $G$ , г. Відомо, що маса запарафінізованого зразка у повітрі становить  $G_{п}$ , г, а у воді  $G_{в}$ , г. Щільність парафіну становить  $\rho_{п}$ , г/см<sup>3</sup>. Дослідження пористості велося за нормальної температури  $T$  °С. Щільність мінеральних зерен, визначена пікнометром, становить  $\rho_{м}$ , г/см<sup>3</sup>.

Таблиця 3 – Вихідні дані

Варіант	$G$ , г	$G_{п}$ , г	$G_{в}$ , г	$\rho_{п}$ , г/см <sup>3</sup>	$T$ °С	$\rho_{м}$ , г/см <sup>3</sup>
1.	5,1	5,8	2,8	0,85	10	3,1
2.	5,13	5,84	2,825	0,853	10,7	3,08
3.	5,16	5,88	2,85	0,856	11,4	3,06
4.	5,19	5,92	2,875	0,859	12,1	3,04
5.	5,22	5,96	2,9	0,862	12,8	3,02
6.	5,25	6	2,925	0,865	13,5	3
7.	5,28	6,04	2,95	0,868	14,2	2,98
8.	5,31	6,08	2,975	0,871	14,9	2,96
9.	5,34	6,12	3	0,874	15,6	2,94
10.	5,37	6,16	3,025	0,877	16,3	2,92
11.	5,4	6,2	3,05	0,88	17	2,9
12.	5,43	6,24	3,075	0,883	17,7	2,88
13.	5,46	6,28	3,1	0,886	18,4	2,86
14.	5,49	6,32	3,125	0,889	19,1	2,84
15.	5,52	6,36	3,15	0,892	19,8	2,82
16.	5,55	6,4	3,175	0,895	20,5	2,8
17.	5,58	6,44	3,2	0,898	21,2	2,78
18.	5,61	6,48	3,225	0,901	21,9	2,76
19.	5,64	6,52	3,25	0,904	22,6	2,74
20.	5,67	6,56	3,275	0,907	23,3	2,72
21.	5,7	6,6	3,3	0,91	24	2,7
22.	5,73	6,64	3,325	0,913	24,7	2,68
23.	5,76	6,68	3,35	0,916	25,4	2,66
24.	5,79	6,72	3,375	0,919	26,1	2,64
25.	5,82	6,76	3,4	0,922	26,8	2,62
26.	5,85	6,8	3,425	0,925	27,5	2,6
27.	5,88	6,84	3,45	0,928	28,2	2,58
28.	5,91	6,88	3,475	0,931	28,9	2,56
29.	5,94	6,92	3,5	0,934	29,6	2,54
30.	5,97	6,96	3,525	0,937	30,3	2,52

## Практичне завдання 4

### Визначення фільтраційних властивостей гірських порід

**Метою** практичного завдання є закріплення теоретичних знань та навичок самостійної роботи, отриманих у процесі навчання з дисципліни «Технології розробки нафтових і газових родовищ».

#### Завдання практичного заняття:

- навчитися визначати основні фізичні параметри гірських порід-колекторів вуглеводнів;
- закріпити навички обчислювальної діяльності;
- навчитися застосовувати необхідні математичні формули, фізичні закони під час розгляду вуглеводнів.

#### Теоретичні відомості

Проникність характеризує фільтраційну властивість колектора, тобто. його здатність пропускати через себе пластові флюїди. Абсолютна проникність зразків порід зазвичай визначається повітрям і називається повітря- чи газопроникність. Схема установки для визначення газопроникності при атмосферному тиску включає компресор, газовий балон, хлоркальцієву трубку, редуктор, манометри на вході та виході зразка, газовий лічильник. Вимір абсолютної проникності може вестися без протитиску або з протитиском на виході зразка (за наявності протитиску на вході величина  $P_1$  розраховується як відношення різниці атмосферного тиску та протитиску до нормального атмосферного тиску). Коефіцієнт проникності розраховується згідно із законом лінійної фільтрації газу

$$k_a = \frac{2\mu L P_2 V_2}{F(P_1^2 - P_2^2)t},$$

де  $k_a$  – абсолютна проникність, Дарсі;  $\mu$  – в'язкість повітря при температурі дослідження, СПЗ;  $L$  – Довжина зразка, см;  $P_1$  – тиск перед зразком, атм;  $P_2$  – тиск за зразком, атм;  $V_2$  – обсяг повітря, що пройшло через зразок за час дослідження, см<sup>3</sup>;  $t$  – тривалість дослідження, с;  $F$  – площа поперечного перерізу зразка, см<sup>2</sup>.

**Приклад.** Розрахуйте абсолютну проникність зразка керна циліндричної форми довжиною 2,8 та діаметром 2,55 см. Дослідження проводилося без протитиску на виході зразка, надлишковий тиск на вході у зразок 103 мм рт.ст. Атмосферний тиск становить 756 мм рт.ст. Об'єм повітря, що пройшло за 3 хв через зразок, становив 3,6 л за показаннями газового лічильника. Дослідження проводилися при температурі 20 °С, за якої в'язкість повітря становить 0,0181 СПЗ.

**Рішення.** Обчислимо площу поперечного перерізу зразка

$$F = \frac{\pi d^2}{4} = 0,785 \cdot 2,55^2 = 5,1 \text{ см}^2$$

Тиск на вході ( $P_1$ ) та виході ( $P_2$ ) зразка становить

$$P_1 = \frac{103 + 756}{760} \approx 1,13 \text{ атм.}$$

$$P_2 = \frac{756}{760} \approx 1 \text{ атм.}$$

Об'єм повітря становить 3,6 л, що становить 3600 см<sup>3</sup>.

Коефіцієнт проникності дорівнює

$$k_a = \frac{2 \cdot 0,0181 \cdot 2,8 \cdot 1 \cdot 3600}{5,1(1,13^2 - 1^2) \cdot 180} = 1,43 \text{ Дарсі.}$$

**Завдання.**

Розрахуйте абсолютну проникність зразка керну циліндричної форми діаметром  $d$  і довжиною  $L$  см. Дослідження проводились без протитиску на виході зразка. Надлишковий тиск на вході складає  $p_{\text{н}}$ , мм рт.ст. Дослідження проводились при атмосферному тиску  $p_{\text{а}}$ , мм рт.ст. За  $t$  хв. режиму, що встановився, газовий лічильник показав  $V$  л. Дослідження проводилися при температурі 20 °С, за якої в'язкість повітря становить 0,0181 СПЗ. Вихідні дані для розрахунків наведені в таблиці 1.

Таблиця 1 – Вихідні дані

Варіант	$d$ , см	$L$ , см	$p_{\text{н}}$ , мм рт. ст.	$p_{\text{а}}$ , мм рт. ст.	$t$ , хв	$V$ , л
1.	3,6	3	100	752,5	2	3
2.	3,7	3,25	110	753	2,1	4
3.	3,8	3,5	120	753,5	2,2	5
4.	3,9	3,75	130	754	2,3	6
5.	4	4	140	754,5	2,4	7
6.	4,1	4,25	150	755	2,5	8
7.	4,2	4,5	160	755,5	2,6	9
8.	4,3	4,75	170	756	2,7	10
9.	4,4	5	180	756,5	2,8	11
10.	4,5	5,25	190	757	2,9	12
11.	4,6	5,5	200	757,5	3	13
12.	4,7	5,75	210	758	3,1	14
13.	4,8	6	220	758,5	3,2	15
14.	4,9	6,25	230	759	3,3	16
15.	5	6,5	240	759,5	3,4	17
16.	5,1	6,75	250	760	3,5	18
17.	5,2	7	260	760,5	3,6	19
18.	5,3	7,25	270	761	3,7	20
19.	5,4	7,5	280	761,5	3,8	21
20.	5,5	7,75	290	762	3,9	22
21.	5,6	8	300	762,5	4	23
22.	5,7	8,25	310	763	4,1	24
23.	5,8	8,5	320	763,5	4,2	25
24.	5,9	8,75	330	764	4,3	26
25.	6	9	340	764,5	4,4	27
26.	6,1	9,25	350	765	4,5	28
27.	6,2	9,5	360	765,5	4,6	29
28.	6,3	9,75	370	766	4,7	30
29.	6,4	10	380	766,5	4,8	31
30.	6,5	10,25	390	767	4,9	32

## Практичне робота 5

### Фізика пласта

**Метою** практичного завдання є закріплення теоретичних знань та навичок самостійної роботи, отриманих у процесі навчання з дисципліни «Технології розробки і експлуатації нафтових і газових родовищ».

Завдання практичної заняття:

- навчитися визначати основні фізичні параметри нафтових та газових пластів;
- закріпити навички обчислювальної діяльності;
- навчитися застосовувати необхідні математичні формули, фізичні закони при розгляді явищ, що відбуваються в пластах.

### Теоретичні відомості

**Пластовий тиск  $P_{пл}$**  – це тиск пластових флюїдів у пористому середовищі. Термін поровий тиск  $P_{пор}$  використовується зазвичай для характеристики тиску пластових флюїдів, що перебувають у поровому просторі глинистих та інших практично непроникних гірських порід. Безрозмірним пластовим тиском називають коефіцієнт аномальності пластового тиску, який розраховується за формулою

$$(K_a)_z = \frac{(P_{пл})_z}{(P_{гидр})_z} = \frac{(P_{пл})_z}{\rho_b \cdot g \cdot z} \quad (1)$$

де  $(K_a)_z$  – коефіцієнт аномальності пластового тиску на глибині  $Z$ ;

$(P_{пл})_z$  – пластовий тиск на глибині  $Z$ ;

$(P_{гидр})_z$  – гідростатичний тиск, що визначається як тиск стовпа прісної води щільністю  $\rho_b = 1000 \text{ кг/м}^3$  заввишки  $Z$ .

Аналогічно розраховується коефіцієнт аномальності порового тиску  $K_{ап}$ .

**Гідростатичний тиск  $P_{гидр}$**  – Це тиск у порях, що виникає під дією гідростатичного навантаження вод, що переміщуються у бік регіонального занурення пласта.

Градiєнт пластового тиску обчислюється за формулою

$$(\Delta P_{пл})_z = \frac{(P_{пл})_z}{Z}, \quad (2)$$

де  $Z$  – глибина залягання пласта.

Градiєнт пластового тиску зазвичай вимірюється кПа/м і характеризує збільшення пластового тиску з глибиною в інфільтраційних природних водонапірних системах. Градiєнт тиску в експлуатаційному об'єкті визначається із співвідношення

$$(\Delta P_{пл})_1 = \frac{P_n - P_d}{l}, \quad (3)$$

де  $P_n$  – вибійний тиск у нагнітальній свердловині;

$P_d$  – вибійний тиск у видобувній свердловині;

$l$  – відстань між вибоями нагнітальної та видобувної свердловин.

Градiєнт тиску в експлуатаційному об'єкті поряд із щільністю сітки свердловин, системою впливу на пласт та ін. є найважливішим параметром проекту розробки родовищ нафти та газу. Підвищення градiєнта пластового тиску в



експлуатаційному об'єкті є одним із напрямів підвищення нафтовіддачі пластів, особливо на пізній стадії розробки родовищ. Однак надмірне збільшення може призвести до негативних наслідків, пов'язаних зі зміною напруженого стану колекторів.

**Геостатичний тиск  $P_{гс}$**  – Це тиск, що сприймається скелетом породи і пластовими флюїдами в порах, що обумовлюється товщею пластів гірських порід, що лежать вище. Геостатичний тиск розраховується за формулою

$$(\Delta P_{гс})_z = \sum_{i=1}^n [(1-m_i) \cdot \rho_{ски} + m_i \cdot \rho_{pi}] \cdot h_i \cdot g = \rho_{гг} \cdot g \cdot Z, \quad (4)$$

де  $m_i$  – пористість порід пласта;

$\rho_{ски}$  – густина породи з урахуванням її пористості, кг/м<sup>3</sup>;

$h_i$  – товщина пласта, м;

$\rho_{pi}$  – густина рідини в порах, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{гг}$  – об'ємна щільність вище товщі гірських порід, кг/м<sup>3</sup>;

$n$  – число вищих пластів.

Об'ємна щільність лежачої товщі гірських порід розраховується за формулою

$$(\rho_{гг})_z = \frac{\sum_{i=1}^n (\rho_{гг})_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} = \frac{\sum_{i=1}^n (\rho_{гг})_i \cdot h_i}{Z}. \quad (5)$$

У формулі (5) враховується щільність порід з урахуванням їх пористості та щільності флюїдів, що насичують.

Для наближеної оцінки геостатичного тиску використовуються середні значення густини порід. У таблиці 1 наводяться середні значення густини порід з урахуванням їх пористості (щільність скелету  $\rho_{ск}$ ). Індекс геостатичного тиску розраховується за формулою

$$(\rho_{гг})_z = \frac{\sum_{i=1}^n (\rho_{гг})_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n h_i} = \frac{\sum_{i=1}^n (\rho_{гг})_i \cdot h_i}{Z}. \quad (6)$$

**Приклад 1.** Розрахуйте геостатичний тиск на підшві тріасових відкладень для умов, наведених у таблиці 1.

**Рішення.** Щільність пісковиків становить 2740, а глин 2685 кг/м<sup>3</sup> (таблиця 2).

За формулою 4 геостатичний тиск становить

$$(P_{гс})_T = (((1-0,15) \cdot 2740 + 0,15 \cdot 1000) \cdot 500 + ((1-0,35) \cdot 2685 + 0,35 \cdot 1003) \cdot 300 + ((1-0,10) \cdot 2740 + 0,10 \cdot 980) \cdot 100) \cdot 9,8 = 20822942 \text{ Па або } \approx 20,8 \text{ МПа.}$$

Таблиця 1 – Характеристика геологічного розрізу

Стратиграфія	Літологія	Товщина h, м	Пористість m, %	Густина рідини $\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>
J <sub>2</sub>	Піщаники	500	15	1000
J <sub>1</sub>	Глини	300	35	1003
T	Нафтоносні пісковики	100	10	980

Таблиця 2 – Щільність гірських порід

Гірська порода	Інтервали зміни $\rho_{ск}$ , кг/м <sup>3</sup>	Середнє значення $\rho_{ск}$ , кг/м <sup>3</sup>
Пісок	2640-2680	2660
Піщаник	2600-2880	2740
Алевроліт	2650-2730	2690
Глина	2620-2750	2685
Глинистий сланець	2800-3000	2900
Мергель	2670-2730	2700
Вапняк	2700-2740	2720
Доломіт	2750-2880	2815
Ангідрит	2300-2400	2350
Гіпс	2200-2300	2250
Кам'яна сіль	2160-2300	2230

Тиск поглинання  $P_{\text{погл}}$  – це тиск, при якому починається витік промивної рідини по штучним або природним тріщини зі свердловини в пласт. Індекс тиску поглинання називають безрозмірним тиском поглинання та розраховують за формулою

$$(K_{\text{п}})_z = \frac{(P_{\text{погл}})_z}{(P_{\text{гидр}})_z} = \frac{(P_{\text{погл}})_z}{\rho_p \cdot g \cdot z} \quad (7)$$

При кріпленні свердловин можуть відбуватися поглинання тампонажних розчинів та інших рідин (буферної, продувної, промивної), що використовуються при цементуванні. Поглинання промивних рідин можуть початися при спуску обсадних колон в свердловину і безпосередньо в процесі буріння. Однак тиск розриву (поглинання) породи не може бути меншим за тиск, який діє на стінки свердловини в кінці успішного цементування.

$$P_{\text{погл}} \geq [\rho_p \cdot h + \rho_{\text{ц.р.}} \cdot (Z - h)] \cdot g + \Delta P_{\text{г.д.}} \cdot Z, \quad (8)$$

де  $\rho_p$  та  $\rho_{\text{ц.р.}}$  – густини відповідно промивної рідини та тампонажного розчину в свердловині, кг/м<sup>3</sup>:

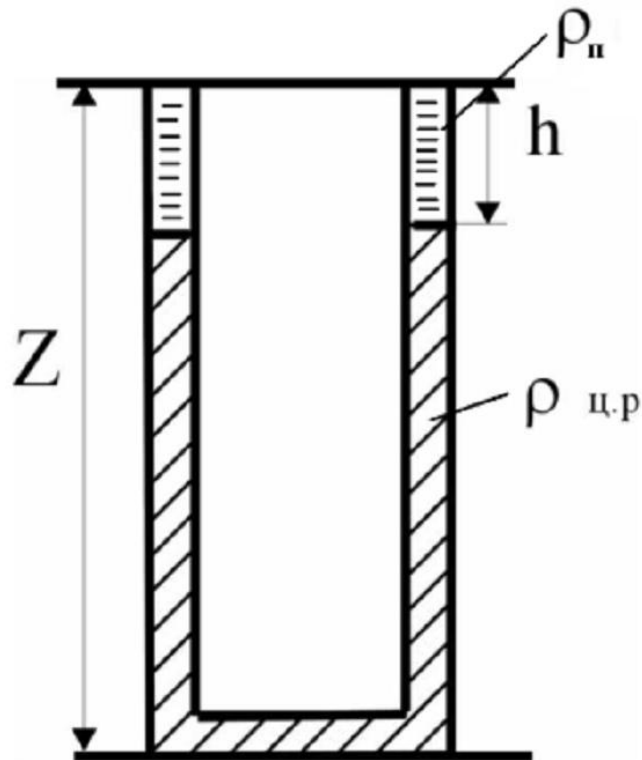
$h$  – глибина покрівлі цементного каменю, м;

$\Delta P_{\text{г.д.}}$  – градієнт гідродинамічного тиску в кільцевому просторі наприкінці цементування (у наближених розрахунках приймається рівним 1 кПа/м);

$Z$  – глибина залягання об'єкта, що розглядається, м.

**Приклад 2.** Оцініть тиск поглинання на глибині 1200 м. Відомо, що при цементуванні свердловини глибиною 1200 м не вдавалося підняти цементний

розчин щільністю  $1850 \text{ кг/м}^3$  вище  $100 \text{ м}$ . Промивання свердловини здійснювалося рідиною для промивання щільністю  $1200 \text{ кг/м}^3$ . У вище лежачих пластах поглинання виключені з досвіду буріння сусідніх свердловин.



**Рішення.** Тиск поглинання за формулою (8) становить

$$P_{\text{погл}} < 1200 \cdot 100 \cdot 9,8 + 1850 \cdot 1100 \cdot 9,8 + 1000 \cdot 1200.$$

$$P_{\text{погл}} < 22,3 \text{ МПа.}$$

Знак нерівності (8) змінився протилежний оскільки цементний розчин не вдавалося підняти вище  $100 \text{ м}$  через його поглинання.

Гرادієнт тиску поглинання можна розрахувати за формулою

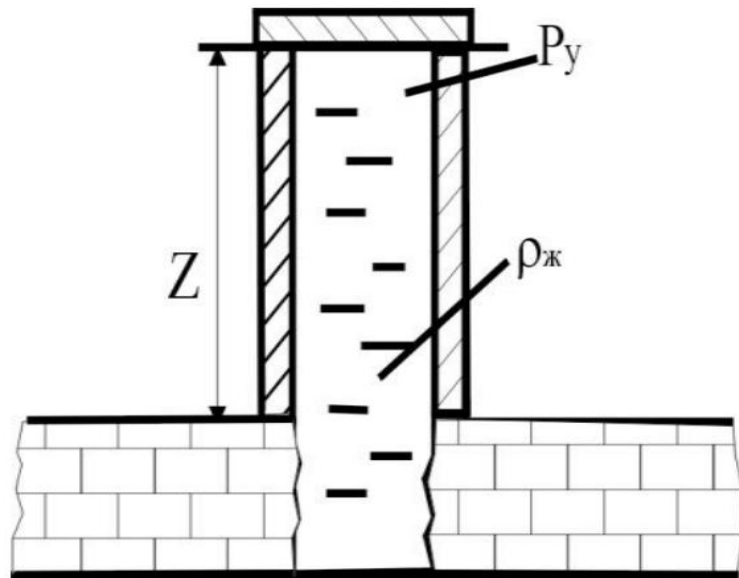
$$(\Delta P_n)_z = \frac{(P_{\text{погл}})_z}{Z}, \quad (9)$$

**Тиск гідророзриву  $P_{\text{гр}}$**  – Це тиск стовпа рідини в свердловині, при якому відбувається розрив пов'язаної гірської породи і утворення в ній тріщин, якими починається надходження рідини зі свердловини в пласт. Гідророзрив гірських порід може відбуватися при бурінні та цементуванні свердловин, при спуску обсадних колон використовується також як метод підвищення нафтовіддачі пластів (ГРП) або глушіння відкритого фонтану. Тиск гідророзриву пласта обчислюється за формулою

$$P_{\text{гр}} \approx P_y + \rho_r \cdot g \cdot Z, \quad (10)$$

де  $P_y$  – максимальний гирловий тиск,  
 $\rho_r$  – густина рідини для гідророзриву пласта.

У деяких випадках у формулі (10) враховується гідродинамічний тиск рідини.



**Приклад 3.** Оцініть індекс та градієнт тиску поглинання нафтоносних вапняків. Відомо, що їхній гідророзрив проводиться промивним розчином 1900 кг/м<sup>3</sup> при тиску на гирлі свердловини 5 МПа. Вапняки залягають на глибині 2000 м, а вище залягаючі товщі перекриті проміжною колоною обсадної.

**Рішення.**

$$P_{\Pi} = 5 \cdot 10^6 + 1900 \cdot 9,8 \cdot 2000 = 42,2 \text{ МПа.}$$

Для прогнозування тиску гідророзриву (поглинання) порід використовуються формули

$$K_{\Pi} = K_a + \frac{\mu}{1-\mu}(K_r - K_a), \quad (11)$$

$$K_{\Pi} = K_{an} + \frac{\mu}{1-\mu}(K_r - K_{an}), \quad (12)$$

де  $\mu$  – коефіцієнт Пуассона породи.

Коефіцієнт бічного розпору гірської породи  $\chi$  обчислюють за формулою

$$\chi = \frac{\mu}{1-\mu}, \quad (13)$$

Для прогнозування тиску поглинання можна скористатися значеннями  $\mu$ , наведеними в таблиці 3. Коефіцієнти Пуассона порід можуть бути визначені також за їх лабораторних випробувань.

Таблиця 3 – Коефіцієнти Пуассона ( $\mu$ ) для різних гірських порід

Гірська порода	$\mu$	Середнє значення $\mu$
Глина пластична	0,38-0,45	0,415
Глина щільна	0,25-0,35	0,3
Глинистий сланець	0,1-0,2	0,15
Вапняк	0,28-0,33	0,305
Піщаник	0,25-0,35	0,3
Кам'яна сіль	0,44	0,44

**Приклад 4.** Оцініть коефіцієнт бічного розпору глин для умов прикладу 1. Відомо, що їхній гідророзрив проводиться промивною рідиною щільністю  $1700 \text{ кг/м}^3$  при тиску на гирлі 3 МПа. Поровий тиск становить 10 МПа.

**Рішення.** Коефіцієнт бічного розпору породи визначається за формулою (13)

$$\chi = \frac{\mu}{1-\mu} = \frac{(K_{\text{п}} - K_{\text{ан}})}{2 \cdot (K_{\text{г}} - K_{\text{ан}})}$$

Коефіцієнт аномальності порового тиску на покрівлі відкладень становить

$$K_{\text{ан}} = \frac{P_{\text{пл}}}{P_{\text{гидр}}} = \frac{10 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,8 \cdot 500} = 2,04.$$

Тиск поглинання глин можна обчислити із співвідношення (10)

$$P_{\text{п}} = 1700 \cdot 500 \cdot 9,8 + 3 \cdot 10^6 = 11,33 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Індекс тиску поглинання становить

$$K_{\text{п}} = \frac{P_{\text{п}}}{P_{\text{гидр}}} = \frac{11,33 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,8 \cdot 500} = 2,31.$$

Безрозмірне значення гірського тиску становить

$$K_{\text{г}} = \frac{P_{\text{гс}}}{P_{\text{гидр}}} = \frac{12,1 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,8 \cdot 500} = 2,47.$$

Гірський тиск розраховувався у своїй із співвідношення (4). Коефіцієнт бічного розпору визначається із співвідношення

$$\chi = \frac{(2,31 - 2,04)}{2 \cdot (2,47 - 2,04)}$$

**Тиск відносної стійкості породи  $P_{\text{вст}}$**  – це мінімальний тиск на ділянку стовбура свердловини, складений потенційно нестійкою породою, при якому протягом тривалого часу (при даному складі рідини для промивання) не виникають звуження стовбура і пов'язані з цим прихвати, зтяжки і посадки колони труб при спускопідйомних операціях або інтенсивні обсіпання порід. Коефіцієнт відносної стійкості породи (безрозмірний тиск відносної стійкості) розраховується за формулою

$$(K_{\text{вст}})_z = \frac{(P_{\text{вст}})_z}{\rho_{\text{в}} \cdot g \cdot z} \quad (14)$$

**Приклад 5.** Оцініть тиск стійкості глин для умов прикладу 1, якщо при їх розбурюванні на воді в сусідній свердловині спостерігалися прихвати бурового інструменту.

**Рішення.** Тиск стійкості визначається із співвідношення

$$P_{\text{вст}} < \rho_{\text{п}} \cdot g \cdot Z + \Delta P_{\text{г.д.}} \cdot Z + P_{\text{у.к.}}, \quad (15)$$

Вважатимемо, що розбурювання глин проводилося без протитиску на гирлі ( $P_{\text{у.к.}} = 0$ ).

$$P_{\text{вст}} < 1000 \cdot 9,8 \cdot 500 + 10^3 \cdot 500 = 5,4 \cdot 10^6 \text{ Па або } 5,4 \text{ МПа.}$$

**Тиск насичення нафти газом**  $P_{\text{нас}}$  – це тиск, у якому з нафти починається виділення розчинених у ній вуглеводневих газів. Тиск насичення необхідно враховувати при розрахунках розподілу тиску по стовбуру закритої свердловини, прогнозування фазових перевищень вуглеводневих систем тощо.

**Відносний тиск по воді в закритій свердловині** розраховується за формулою

$$(K_{\text{отн}})_z = \frac{(P_{\text{св}})_z}{\rho_{\text{в}} \cdot g \cdot z} \quad (16)$$

де  $(P_{\text{св}})_z$  – тиск у свердловині на глибині  $Z$ .

**Приклад 6.** Оцініть відносний тиск у свердловині на глибині 900 м для умов задачі 1, закритої на гирлі після розбурювання пісковиків нафтоносних. Щільність рідини в свердловині прийняти рівною пластовою. Тиск насичення нафти газом становить 0,1 МПа. Коефіцієнт аномальності пластового тиску дорівнює 1.

**Рішення.** Пластовий тиск обчислюється із співвідношення (1)

$$P_{\text{пл}} = K_{\text{а}} \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot z = 1 \cdot 1000 \cdot 9,8 \cdot 900 = 8,8 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Обчислимо тиск на гирлі закритої свердловини

$$P_{\text{г}} = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot Z = 8,8 \cdot 10^6 - 980 \cdot 9,8 \cdot 900 = 0,2 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Оскільки, вірне співвідношення  $P_{\text{г}} > P_{\text{нас}}$ , виділення газу з нафти, що у свердловині, немає.

Відносний тиск можна обчислити із співвідношення (16)

$$(K_{\text{відн}})_{900} = \frac{980 \cdot 9,8 \cdot 900 + 0,2 \cdot 10^6}{1000 \cdot 9,8 \cdot 900} = 1.$$

### Завдання 1.

Розрахуйте геостатичний тиск на вибої свердловини згідно наведених нижче даних.

Таблиця 1 – Вихідні дані

Порода	Варіант	h, м	m, %	$\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>	Варіант	h, м	m, %	$\rho_p$ , кг/м <sup>3</sup>
Алевроліт	1	700	20	995	16	700	10	1030
Ангідрит		1200	15	1005		1100	15	1010
Вапняк		900	15	960		100	25	950
Гіпс	2	300	10	1010	17	1100	15	1050
Глина		600	15	1005		1900	30	1030
Доломіт		1000	20	970		300	25	970
Глинистий сланець	3	800	15	1015	18	1800	20	1035
Кам'яна сіль		200	20	1020		900	25	1000
Пісковик		400	25	970		200	30	935
Ангідрит	4	1500	25	1020	19	1600	10	960
Доломіт		800	20	1000		500	20	990
Пісковик		1200	30	950		800	25	920
Пісок	5	300	30	1000	20	1500	30	1040
Глина		300	35	980		400	35	1020
Доломіт		600	30	940		700	20	955
Мергель	6	600	15	1005	21	600	20	1000
Гіпс		500	10	1010		500	15	1030
Вапняк		800	20	965		1000	25	965
Пісок	7	1300	25	995	22	400	15	1045
Глинистий сланець		1000	20	985		1100	25	1015
Пісковик		800	20	940		300	25	950
Глинистий сланець	8	400	15	1010	23	1400	15	1030
Доломіт		800	20	1020		1300	10	1040
Ангідрит		1300	30	990		1600	30	945
Глина	9	1000	35	1030	24	1500	40	1020
Доломіт		600	15	1025		1800	15	1030
Пісковик		1500	20	945		600	25	1000
Гіпс	10	1600	20	1025	25	800	10	1030
Кам'яна сіль		400	20	1005		1400	20	1045
Вапняк		200	25	970		700	30	975
Кам'яна сіль	11	1100	12	1040	26	600	25	1040
Гіпс		1300	10	1010		900	15	1025
Пісок		400	20	975		400	30	930
Алевроліт	12	1700	10	1015	27	1600	10	1015
Доломіт		1100	25	1030		1100	10	1040
Вапняк		1200	20	980		1800	25	965
Мергель	13	800	15	1035	28	100	15	1035
Глинистий сланець		1300	10	1025		600	20	1010
Пісковик		1400	20	955		1200	35	985
Глинистий сланець	14	1000	25	995	29	1400	15	1040
Мергель		1700	25	1000		500	25	1015
Пісок		200	30	965		400	25	990
Пісковик	15	100	30	1010	30	1700	25	990
Доломіт		400	15	1020		700	20	970
Вапняк		200	20	960		1100	20	950

### Завдання 2.

Оцініть тиск відносної стійкості, якщо глибина кривлі пласта дорівнює  $Z$  м, якщо відомо, що при розбурювання на промивальній рідині з густиною  $\rho_{\text{п}}$  кг/м<sup>3</sup> відбувалось їх інтенсивне осипання. Розбурювання глин велось без протитиску на гирлі. Градієнт гідродинамічного тиску прийняти  $P_{\text{г.д.}}$  Па/м. Вихідні дані для розрахунків наведені в таблиці 2.

Таблиця 2 – Вихідні дані

Варіант	Густина промивальної рідини $\rho_{\text{п}}$ , кг/м <sup>3</sup>	Глибина кривлі пласту $Z$ , м	Градієнт гідродинамічного тиску $P_{\text{г.д.}}$ , Па/м
1	1300	1000	1000
2	1280	900	1050
3	1260	800	1100
4	1240	700	1150
5	1220	600	1200
6	1200	500	1000
7	1180	400	1050
8	1160	300	1100
9	1140	400	1150
10	1120	500	1200
11	1100	600	1000
12	1080	700	1050
13	1060	800	1100
14	1040	900	1150
15	1020	1000	1200
16	1300	900	1000
17	1280	800	1050
18	1260	700	1100
19	1240	600	1150
20	1220	500	1200
21	1200	400	1000
22	1180	300	1050
23	1160	400	1100
24	1140	500	1150
25	1120	600	1200
26	1100	700	1000
27	1080	800	1050
28	1060	900	1100
29	1040	1000	1150
30	1020	900	1200



## **Практичне робота 6**

### **Визначення кількості води, необхідної для підтримки пластового тиску**

#### **Мета заняття**

Основною метою заняття є вивчення та вирішення завдань для визначення кількості води, необхідної для підтримки пластового тиску, та прийомистості нагнітальних свердловин

#### **Відомості з теорії**

Підготовка вод, що закачуються у пласт, передбачає: 1) освітлення каламутних вод коагулюванням; 2) декарбонізацію; 3) знезалізнення; 4) інгібування.

Освітлення каламутних вод коагулювання здійснюється з метою видалення дуже дрібних зважених частинок, які практично не осаджуються під дією сили тяжіння. Для цього у воду додають реагенти (сірчаноокислий алюміній, хлорне залізо, залізний купорос та ін.), які називають коагулянтами. В результаті реакції коагуляції відбувається укрупнення зважених частинок і утворюються пластів'єподібні сполуки, які осідають у воді.

Декарбонізація виконується з метою видалення з води бікарбонатів кальцію та магнію. В іншому випадку, відкладаючись у пласті, солі кальцію та магнію можуть суттєво утруднити фільтрацію нафти та газу. Сутність декарбонізації полягає в підлужуванні води гашеним вапном з тим, щоб викликати коагуляцію непотрібних домішок.

Знезалізнення називається видалення солей заліза з води з метою запобігання забруднення фільтруючих поверхонь свердловин залізистими осадами. Для цього застосовують аерацію, вапнування та інші методи.

У ході аерації – процесу збагачення води киснем повітря - із солей заліза утворюється нерозчинний гідрат окису заліза, що осідає у воді у вигляді пластівців. Однак при аерації з води видаляються не всі солі заліза, а сам процес вимагає використання дуже громіздкого та складного обладнання. Крім того, аерація підвищує корозійну активність води.

При вапнуванні додають воду вапняне молоко, що також призводить до утворення нерозчинного осаду гідрату окису заліза.

Інгібування називається обробка води інгібіторами - речовинами, що уповільнюють процес корозії. За спрямованістю дії розрізняють інгібітори сірководневої, кисневої та вуглекислотної корозії.

На відміну від природних стічні води можуть містити нафту, вуглекислий газ, сірководень та мікроорганізми. Відповідно їх підготовка передбачає: 1) відстоювання від нафти та газу; 2) знищення мікроорганізмів.

Для підготовки стічних вод на промислах використовують схеми відкритого та закритого типу.

Пластові води нафтових родовищ це невід'ємна складова частина продукції видобувних свердловин, яка обумовлює значну частку ускладнень при видобутку та підготовці нафти на промислах.

Під час розробки нафтових і газових родовищ значні обсяги води витрачаються підтримки пластового тиску, що дозволяє продовжити період фонтанування свердловин і значно збільшити коефіцієнти нафтогазовіддачі. Орієнтов-

ний витрата води для видобутку однієї тонни нафти становить середньому: 1,5-2 м<sup>3</sup> – при площинному заводненні і 2-2,5 м<sup>3</sup> – при законтурному заводненні.

**Приклад.** Визначення кількості води, необхідної для підтримки пластового тиску та прийомистості нагнітальних свердловин.

Вихідні дані наведено у табл. 1.

Таблиця 1 – Таблиця вихідних даних для розрахунку процесу заводнення

Найменування вихідних параметрів	Значення	
Добовий видобуток нафти	$Q_H$ , кг/сут	100000
Добовий видобуток води	$Q_B$ , кг/сут	50000
Добовий видобуток газу	$V_G$ , м <sup>3</sup> /сут	40000
Об'ємний коефіцієнт нафти	$b_H$	1,15
Коефіцієнт розчинності газу в нафті	$\alpha$ , м <sup>3</sup> /(м <sup>3</sup> ·Па)	$7,7 \cdot 10^{-6}$
Щільність нафти	$\rho_H$ , кг/м <sup>3</sup>	842
Коефіцієнт стисливості газу	$Z$	0,88
Пластовий тиск	$p_{пл}$ , Па	$6,0 \cdot 10^6$
Пластова температура	$T_{пл}$ , °К	325
	$T_0$ , °К	273
Атмосферний тиск	$p_0$ , Па	$0,1 \cdot 10^6$
Проникність пласта для води	$k$ , м <sup>2</sup>	$6,0 \cdot 10^{-13}$
Ефективна товщина пласта	$h$ , м	20
Депресія	$\Delta p$ , Па	$4 \cdot 10^6$
Коефіцієнт гідродинамічної досконалості вибою свердловини	$\varphi$	0,7
Коефіцієнт надлишку	$K$	1,2
Половина відстані між нагнітальними свердловинами	$R$ , м	500
Радіус свердловини	$r$ , м	0,075
В'язкість води	$\mu$ , Па·с	0,001

### Рішення.

Добута нафта у пластових умовах займає обсяг:

$$Q'_H = \frac{Q_H \cdot b_H}{\rho_H} = \frac{100000 \cdot 1,15}{842} = 136,6 \text{ м}^3$$

Обсяг вільного газу в покладі, наведений до атмосферних умов, складе:

$$V_{св} = V_G - \frac{\alpha p_{пл} Q_H}{\rho_H} = 40000 - \frac{7,7 \cdot 10^{-6} \cdot 6 \cdot 10^6 \cdot 100000}{842} = 34513,1 \text{ м}^3$$

Об'єм вільного газу в пластових умовах:

$$V_{пл} = \frac{z V_{св} p_0 T_{пл}}{p_{пл} T_0} = \frac{0,88 \cdot 34513,1 \cdot 0,1 \cdot 10^6 \cdot 325}{6,0 \cdot 10^6 \cdot 273} = 602,6 \text{ м}^3$$

Загальний добовий видобуток у пластових умовах:

$$V = Q'_H + V_{пл} + Q_B = 136,6 + 602,6 + 50000/1000 = 789,2 \text{ м}^3$$

Для підтримки тиску потрібно щодобово закачувати в поклад не менше зазначеної кількості води. Беручи до уваги коефіцієнт надлишку (без урахування об'єму контурної води, що надходить у поклад,) буде потрібно таку кількість води:

$$Q'_B = VK = 789,2 \cdot 1,2 = 947,0 \text{ м}^3$$

При цьому прийомистість нагнітальних свердловин складе:

$$q = \frac{2\pi kh\Delta p \varphi}{\mu \ln \frac{R}{r_c}} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 6,0 \cdot 10^{-13} \cdot 20 \cdot 4,0 \cdot 10^6 \cdot 0,7}{0,001 \cdot \ln \frac{500}{0,075}} = 0,024 \text{ м}^3/\text{с} = 2070 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

### Завдання.

Визначити кількість води, необхідної для підтримки пластового тиску та прийомистості нагнітальних свердловин. Вихідні дані для розрахунку наведено у табл. 2.

Таблиця 2 – Вихідні дані для розрахунку

Найменування вихідних параметрів	Од. виміру	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Добовий видобуток нафти	$Q_n$ , кг/добу	50000	60000	70000	80000	90000	100000	110000	120000	130000	140000
Добовий видобуток води	$Q_B$ , кг/добу	30000	32000	34000	36000	38000	40000	42000	44000	46000	48000
Добовий видобуток газу	$V_g$ , м <sup>3</sup> /добу	30000	33000	36000	39000	42000	45000	48000	51000	54000	57000
Об'ємний коефіцієнт нафти	$b_n$	1,1	1,11	1,12	1,13	1,14	1,15	1,16	1,17	1,18	1,19
Коефіцієнт розчинності газу в нафті	$\alpha$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> ·Па	$5,0 \cdot 10^{-6}$	$5,2 \cdot 10^{-6}$	$5,4 \cdot 10^{-6}$	$5,6 \cdot 10^{-6}$	$5,8 \cdot 10^{-6}$	$6,0 \cdot 10^{-6}$	$6,2 \cdot 10^{-6}$	$6,4 \cdot 10^{-6}$	$6,6 \cdot 10^{-6}$	$6,8 \cdot 10^{-6}$
Густина нафти	$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	750	755	760	765	770	775	780	785	790	795
Коефіцієнт стисливості газу	$Z$	0,8	0,805	0,81	0,815	0,82	0,825	0,83	0,835	0,84	0,845
Пластовий тиск	$p_{пл}$ , Па	$5 \cdot 10^6$	$5,2 \cdot 10^6$	$5,4 \cdot 10^6$	$5,6 \cdot 10^6$	$5,8 \cdot 10^6$	$6,0 \cdot 10^6$	$6,2 \cdot 10^6$	$6,4 \cdot 10^6$	$6,6 \cdot 10^6$	$6,8 \cdot 10^6$
Пластова температура	$T_{пл}$ , °К	300	301	302	303	304	305	306	307	308	309
Абсолютна температура на поверхні	$T_0$ , °К	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
Атмосферний тиск	$p_0$ , Па	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$
Проникність пласта для води	$k$ , м <sup>2</sup>	$3,0 \cdot 10^{-13}$	$3,1 \cdot 10^{-13}$	$3,2 \cdot 10^{-13}$	$3,3 \cdot 10^{-13}$	$3,4 \cdot 10^{-13}$	$3,5 \cdot 10^{-13}$	$3,6 \cdot 10^{-13}$	$3,7 \cdot 10^{-13}$	$3,8 \cdot 10^{-13}$	$3,9 \cdot 10^{-13}$
Ефективна товщина пласта	$h$ , м	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Депресія	$\Delta p$ , Па	$3,0 \cdot 10^6$	$3,1 \cdot 10^6$	$3,2 \cdot 10^6$	$3,3 \cdot 10^6$	$3,4 \cdot 10^6$	$3,5 \cdot 10^6$	$3,6 \cdot 10^6$	$3,7 \cdot 10^6$	$3,8 \cdot 10^6$	$3,9 \cdot 10^6$
Коефіцієнт гідродинамічної досконалості вибою свердловини	$\varphi$	0,7	0,705	0,71	0,715	0,72	0,725	0,73	0,735	0,74	0,745
Коефіцієнт надлишку	$K$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3
Половина відстані між нагнітальними свердловинами	$R$ , м	200	220	240	260	280	300	320	340	360	380
Радіус свердловини	$r$ , м	0,075	0,08	0,085	0,09	0,095	0,1	0,105	0,11	0,115	0,12
В'язкість води	$\mu$ , Па·с	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001

Продовження таблиці 2

Найменування вихідних параметрів	Од. виміру	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Добовий видобуток нафти	$Q_{н\cdot}$ кг/добу	150000	160000	170000	180000	190000	200000	210000	220000	230000	240000
Добовий видобуток води	$Q_{в\cdot}$ кг/добу	50000	52000	54000	56000	58000	60000	62000	64000	66000	68000
Добовий видобуток газу	$V_{г\cdot}$ м <sup>3</sup> /добу	60000	63000	66000	69000	72000	75000	78000	81000	84000	87000
Об'ємний коефіцієнт нафти	$b_{н\cdot}$	1.2	1.21	1.22	1.23	1.24	1.25	1.26	1.27	1.28	1.29
Коефіцієнт розчинності газу в нафті	$\alpha_{г\cdot}$ м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> ·Па	$7,0 \cdot 10^{-6}$	$7,2 \cdot 10^{-6}$	$7,4 \cdot 10^{-6}$	$7,6 \cdot 10^{-6}$	$7,8 \cdot 10^{-6}$	$8,0 \cdot 10^{-6}$	$8,2 \cdot 10^{-6}$	$8,4 \cdot 10^{-6}$	$8,6 \cdot 10^{-6}$	$8,8 \cdot 10^{-6}$
Густина нафти	$\rho_{н\cdot}$ , кг/м <sup>3</sup>	800	805	810	815	820	825	830	835	840	845
Коефіцієнт стисливості газу	Z	0.85	0.855	0.86	0.865	0.87	0.875	0.88	0.885	0.89	0.895
Пластовий тиск	$p_{пл\cdot}$ , Па	$7,0 \cdot 10^6$	$7,2 \cdot 10^6$	$7,4 \cdot 10^6$	$7,6 \cdot 10^6$	$7,8 \cdot 10^6$	$8,0 \cdot 10^6$	$8,2 \cdot 10^6$	$8,4 \cdot 10^6$	$8,6 \cdot 10^6$	$8,8 \cdot 10^6$
Пластова температура	$T_{пл\cdot}$ , °К	310	311	312	313	314	315	316	317	318	319
Абсолютна температура на поверхні	$T_0$ , °К	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
Атмосферний тиск	$p_0$ , Па	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$
Проникність пласта для води	k, м <sup>2</sup>	$4,0 \cdot 10^{-13}$	$4,1 \cdot 10^{-13}$	$4,2 \cdot 10^{-13}$	$4,3 \cdot 10^{-13}$	$4,4 \cdot 10^{-13}$	$4,5 \cdot 10^{-13}$	$4,6 \cdot 10^{-13}$	$4,7 \cdot 10^{-13}$	$4,8 \cdot 10^{-13}$	$4,9 \cdot 10^{-13}$
Ефективна товщина пласта	h, м	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
Депресія	$\Delta p$ , Па	$4,0 \cdot 10^6$	$4,1 \cdot 10^6$	$4,2 \cdot 10^6$	$4,3 \cdot 10^6$	$4,4 \cdot 10^6$	$4,5 \cdot 10^6$	$4,6 \cdot 10^6$	$4,7 \cdot 10^6$	$4,8 \cdot 10^6$	$4,9 \cdot 10^6$
Коефіцієнт гідродинамічної досконалості вибою свердловини	$\phi$	0,75	0,755	0,76	0,765	0,77	0,775	0,78	0,785	0,79	0,795
Коефіцієнт надлишку	K	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3
Половина відстані між нагнітальними свердловинами	R, м	400	420	440	460	480	500	520	540	560	580
Радіус свердловини	r, м	0,125	0,13	0,135	0,14	0,145	0,075	0,08	0,085	0,09	0,095
В'язкість води	$\mu$ , Па·с	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001

## Продовження таблиці 2

Найменування вихідних параметрів	Од. виміру	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Добовий видобуток нафти	$Q_n$ , кг/добу	250000	260000	270000	280000	290000	300000	310000	320000	330000	340000
Добовий видобуток води	$Q_v$ , кг/добу	70000	72000	74000	76000	78000	80000	82000	84000	86000	88000
Добовий видобуток газу	$V_g$ , м <sup>3</sup> /добу	90000	93000	96000	99000	102000	105000	108000	111000	114000	117000
Об'ємний коефіцієнт нафти	$b_n$	1.3	1.31	1.32	1.33	1.34	1.35	1.36	1.37	1.38	1.39
Коефіцієнт розчинності газу в нафті	$\alpha$ , м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> ·Па	$9,0 \cdot 10^{-6}$	$9,2 \cdot 10^{-6}$	$9,4 \cdot 10^{-6}$	$9,6 \cdot 10^{-6}$	$9,8 \cdot 10^{-6}$	$10,0 \cdot 10^{-6}$	$10,2 \cdot 10^{-6}$	$10,4 \cdot 10^{-6}$	$10,6 \cdot 10^{-6}$	$10,8 \cdot 10^{-6}$
Густина нафти	$\rho_n$ , кг/м <sup>3</sup>	850	855	860	865	870	875	880	885	890	895
Коефіцієнт стисливості газу	$Z$	0.9	0.905	0.91	0.915	0.92	0.925	0.93	0.935	0.94	0.945
Пластовий тиск	$p_{пл}$ , Па	$9,0 \cdot 10^6$	$9,2 \cdot 10^6$	$9,4 \cdot 10^6$	$9,6 \cdot 10^6$	$9,8 \cdot 10^6$	$10,0 \cdot 10^6$	$10,2 \cdot 10^6$	$10,4 \cdot 10^6$	$10,6 \cdot 10^6$	$10,8 \cdot 10^6$
Пластова температура	$T_{пл}$ , °К	320	321	322	323	324	325	326	327	328	329
Абсолютна температура на поверхні	$T_0$ , °К	273	273	273	273	273	273	273	273	273	273
Атмосферний тиск	$p_0$ , Па	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^6$
Проникність пласта для води	$k$ , м <sup>2</sup>	$5,0 \cdot 10^{-13}$	$5,1 \cdot 10^{-13}$	$5,2 \cdot 10^{-13}$	$5,3 \cdot 10^{-13}$	$5,4 \cdot 10^{-13}$	$5,5 \cdot 10^{-13}$	$5,6 \cdot 10^{-13}$	$5,7 \cdot 10^{-13}$	$5,8 \cdot 10^{-13}$	$5,9 \cdot 10^{-13}$
Ефективна товщина пласта	$h$ , м	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39
Депресія	$\Delta p$ , Па	$5,0 \cdot 10^6$	$5,1 \cdot 10^6$	$5,2 \cdot 10^6$	$5,3 \cdot 10^6$	$5,4 \cdot 10^6$	$5,5 \cdot 10^6$	$5,6 \cdot 10^6$	$5,7 \cdot 10^6$	$5,8 \cdot 10^6$	$5,9 \cdot 10^6$
Коефіцієнт гідродинамічної досконалості вибою свердловини	$\phi$	0,8	0,805	0,81	0,815	0,82	0,825	0,83	0,835	0,84	0,845
Коефіцієнт надлишку	$K$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3
Половина відстані між нагнітальними свердловинами	$R$ , м	600	620	640	660	680	700	720	740	760	780
Радіус свердловини	$r$ , м	0,1	0,105	0,11	0,115	0,12	0,125	0,13	0,135	0,14	0,145
В'язкість води	$\mu$ , Па·с	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001

Хоменко Володимир Львович

**ТЕХНОЛОГІЇ РОЗРОБКИ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ  
НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ**

Методичні вказівки до практичних занять для студентів спеціальності  
185 Нафтогазова інженерія та технології

В редакції авторів

Підписано до друку \_\_.\_\_.2023 Формат 30×42/4.  
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. Арк. 1,6.  
Обл.-вид.арк. 1,6. Тираж 100 пр.. Зам. №\_\_

Підготовлено до публікації  
у Національному технічному університеті  
«Дніпровська політехніка».  
Свідоцтво про внесення до Державного реєстру  
ДК № 1842 від. 11.06.2004.

49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19