

## Нафтогазопромислова геологія

### Екзаменаційні питання

1. Нафтогазопромислова геологія як наука та її завдання.
2. Визначення нафтогазопромислової геології. Предмет, методологія, мета і задачі нафтогазопромислової геології
3. Основні періоди розвитку нафтогазопромислової геології.
4. Зв'язок нафтогазопромислової геології з суміжними науками геологічного циклу.
5. Мета і завдання нафтогазопромислової геології.
6. Методи отримання промислово-геологічної інформації. Засоби отримання інформації.
7. Методи комплексного аналізу та узагальнення вихідної інформації.
8. Природні резервуари, типи колекторів.
9. Пастки нафти і газу. Типи пасток.
10. Характеристика пасток.
11. Типи покладів і родовищ.
12. Порівняти поняття «поклад» та «родовище».
13. Структурні поверхні покладу та їх вивчення.
14. Вивчення диз'юнктивних порушень.
15. Вивчення границь покладів, пов'язаних з фаціальною мінливістю пластів та стратиграфічними незгідностями.
16. Вивчення положення водонафтових контактів у покладах з підошовною водою.
17. Фактори, які визначають внутрішню будову покладів.
18. Розчленування продуктивної частини розрізу свердловини.
19. Ємнісні властивості порід-колекторів.
20. Нафто-, газо-, водонасиченість порід-колекторів.
21. Фільтраційні властивості порід-колекторів.
22. Порівняльна характеристика теригенних і карбонатних колекторів.
23. Геологічна неоднорідність нафтогазових пластів.
24. Навіщо та як проводиться детальна кореляція розрізів свердловин.
25. Фізичний стан нафти і газу в умовах покладу.
26. Пластові нафти.
27. Пластові гази, конденсати, газогідрати.
28. Пластові води нафтових і газових родовищ.
29. Початковий пластовий тиск.
30. Температура у надрах нафтових і газових покладів.
31. Природні режими нафти і газу.
32. Поняття про запаси нафти, газу та конденсату.
33. Граничні значення властивостей нафтогазонасичених порід.
34. Коефіцієнти вилучення нафти, газу та конденсату.
35. Охорона надр та навколишнього природного середовища про розвідці та розробці родовищ вуглеводнів: законодавча база.
36. Охорона надр при бурінні свердловин.
37. Охорона надр при розробці покладів вуглеводнів.
38. Охорона навколишнього природного середовища.

## Практичні роботи з дисципліни «Нафтогазопромислова геологія»

### Практична робота № 1

#### Вивчення геологічних даних, отриманих у процесі буріння

**Мета** роботи – актуалізація знань щодо видів досліджень гірських порід у процесі буріння свердловин, методів та обладнання, яке для цього застосовується.

#### **Виконання роботи**

1. Ознайомитись із видами геологічних спостережень при бурінні свердловин, їх змістом та методами проведення (підручники «Нафтогазопромислова геологія»).

2. Подивитись навчальні фільми (буріння свердловин з відбором керну, методи вивчення керну і шламу, геофізичні методи дослідження свердловин).

3. За результатами опрацювання теоретичного матеріалу заповнити таблицю:

Види робіт	Методи проведення робіт	Прилади, які застосовуються	Особливості застосування
Відбір керну при бурінні	вибурювання	колонкові долота бокові ґрунтоноси	довжина керну 10 м довжина керну 3 м
Відбір зразків породи з керну для лабораторного аналізу	випилювання	Станок для випилювання зразків породи	Розмір зразка залежить від цілей: визначення нафтоносності у пісковиках $d=20$ мм, $L=30$ мм; встановлення віку – визначення кута падіння -
Відбір шламу			
Відбір проб нафти, газу, води			
<i>Лабораторні дослідження зразків порід</i>			

Гранулометричний аналіз			
Петрографічний аналіз			
Мікрофауністичний аналіз			
Бітумінологічний аналіз			
Визначення коефіцієнту пористості			
.....			
<i>Геофізичні дослідження порід</i>			
<i>Дослідження якості бурових розчинів</i>			
<i>Замір кутів відхилення свердловин</i>			

4. Навести порядок опису керну.

5. Ознайомитись з формами геологічної документації, які заповнює нафтогазопромисловий геолог в процесі буріння свердловин

- геолого-технічний наряд,
- етикетка для керну,
- -етикетка для шламу,
- кернаграма.

Література:

1. Нафтогазопромислова геологія / Орлов О. О. Євдошук М. І. та ін. –  
Режим доступу : <http://194.44.112.13/chytalna/1954s/index.html#p=120>

2. Агаджанов А.М. Нефтегазопромисловая геология / А.М. Агаджанов, М.И. Максимов. – Москва, 1958.

## **Практична робота № 2** **Визначення положення границь нафтового покладу** **за даними буріння свердловин**

*Мета:* навчитися будувати моделі структурних поверхонь покладу (структурні карти), проводити геологічні границі, а саме контури нафтогазоносності – зовнішній та внутрішній.

*Вихідні дані:*

Таблиця з даними про альтитуди усть свердловин, подовження, глибини залягання покрівлі пласта, товщини пласта, глибину ВНК; схема розташування свердловин (видає викладач).

*Завдання:*

- 2.1. Побудувати структурні кати по покрівлі та підшві пласта і дати їх аналіз.
- 2.2. Показати на побудованих структурних картах положення зовнішнього та внутрішнього контурів нафтоносності.
- 2.3. Побудувати кату ізопахіт пласта і дати її аналіз.

*Порядок виконання завдання:*

1. Визначити абсолютні відмітки залягання покрівлі та підшви пласта за формулою 
$$H = (A + \Delta l) - L, \quad (2.1)$$
 де  $A$  – альтитуда устя свердловини,  
 $L$  – глибина залягання поверхні, що картується, у свердловині,  
 $\Delta l$  – подовження свердловини за рахунок викривлення.
2. Розрахувати абсолютні відмітки ВНК у свердловинах та обґрунтувати положення ВНК по покладу в цілому.
3. Визначити на плані розміщення свердловин межі розповсюдження колекторів.
4. Побудувати структурні кати по покрівлі та підшві пласта і дати їх аналіз.
5. Показати на побудованих структурних картах положення зовнішнього та внутрішнього контурів нафтоносності.
6. Охарактеризувати тип покладу нафти.
7. Побудувати карту ізопахіт та дати аналіз неоднорідності пласта.

*Хід виконання роботи*

1. За формулою (2.1) визначаємо абсолютні відмітки покрівлі пласта (результати розрахунків заносимо у таблицю). Ця ж формула використовується для визначення абсолютної відмітки ВНК.

Якщо припустити, що поверхня ВНК є плоскою та горизонтальною, то даних за трьома свердловинами достатньо, щоб оконтурити поклади, оскільки площина визначається трьома точками.

2. Абсолютні відмітки підшови пласта визначаємо, використавши дані по товщині пласта (результати розрахунку занести у таблицю).

3. Будуємо структурні карти по покрівлі та підшові пласта за абсолютними відмітками цих поверхонь.

4. Зовнішній контур нафтоносності проводимо на структурній карті по покрівлі пласта, а внутрішній контур нафтоносності – на структурній карті по підшові пласта по ізолінії, значення якої розраховане за даними ГДС, визначеними у трьох свердловинах.

5. За побудованими схемами зробити короткий опис виявленої структури. Указати тип покладу нафти.

6. Будуємо карту ізопахіт за даними товщини пласта.

7. За побудованою картою ізопахіт зробити аналіз неоднорідності товщини пласта.

## Практична робота № 3

### Визначення макронеоднорідності продуктивного горизонту

*Мета:* знайомство з поняттям геологічної неоднорідності на прикладі макронеоднорідності, яка врахдується при виділенні експлуатаційних об'єктів та виборі системи розробки.

*Завдання:*

Визначити показники, які характеризують макронеоднорідність:

1. Коефіцієнт розчленованості - показує середню кількість пластів (прошарків) колекторів у межах покладу:

$$K_p = (\sum n_i / N) \quad (3.1.),$$

де  $n_i$  - кількість прошарків у  $i$ -й свердловині;

$N$  - кількість свердловин.

2. Коефіцієнт піскуватості, який показує частку об'єму колектора (або товщини пласта) у загальному об'ємі (товщині) продуктивного горизонту:

$$K_{писк} = [ \sum (h_{ef} * h_{заг} ) ] i / N \quad (3.2.),$$

де  $h_{ef}$  - ефективна товщина пласта у свердловині;

$N$  - кількість свердловин.

3. Як показник макронеоднорідності, який враховує і розчленованість, і піскуватість, застосовують комплексний показник - коефіцієнт макронеоднорідності:

$$K_m = (\sum n_i) / (\sum h_i) \quad (3.3),$$

де  $n$  - кількість проникних прошарків;

$h$  - товщина вскрытих свердловиною проникних прошарків. Коефіцієнт макронеоднорідності характеризує розчленованість об'єкта розробки на одиницю товщини.

*Порядок виконання роботи*

1. Розрахувати для кожної свердловини кількість прошарків поряд-колекторів та сумарну ефективну товщину.

2. Результати розрахунків занести у таблицю 3.1.

Таблиця 3.1.

№ свердловини	Кількість прошарків	$H_{ef}$ горизонту	$H_{заг}$ горизонту
1.			
2. ...			

3. Визначити коефіцієнти, які характеризують макронеоднорідність горизонту.

4. Зробити висновок стосовно ступеня макронеоднорідності пласта (горизонту).

**Практична робота № 4**  
**Визначення кондиційних меж параметрів продуктивних пластів**

*Мета:* навчитися обґрунтовувати кондиційні переметрів продуктивного пласта.

*Завдання:*

Обґрунтувати межі колекторів по турнейському ярусу родовища Н.

Дані визначення пористості, проникності, залишкової водонасиченості представлені у табл. 4.1.

Таблиця 4.1.

№ з/п	Коефіцієнт пористості, Кп, %	Коефіцієнт залишкової водо насиченості, Кзв, %	Абсолютна проникність по газу, Кпр, мкм <sup>2</sup>
1.	6,09	82,1	0,02
2.	7,57	81,16	0,08
3.	8,61	62,84	0,45
4.	9,02	71,86	0,21
5.	6,93	80,44	0,04
6.	7,89	75,96	0,15
7.	12,58	32,15	3,96
8.	11,75	32,3	6,01
9.	9,65	45,46	2,01
10.	1,46	64,49	0,005
11.	1,4	67,46	0,005
12.	11,94	31,97	6,69
13.	2,6	62,8	0,005
14.	2,24	46,92	0,2
15.	10,63	36,12	1,98
16.	14,71	27,67	20,65
17.	10,44	52,02	1,09
18.	6,86	57,38	0,89
19.	15,29	24,6	13,61
20.	0,85	-	0,28
21.	12,94	32,72	5,69
22.	12,94	37,7	1,88
23.	9,51	54,42	0,55
24.	1,43	38,35	3,36
25.	11,53	39,85	2,47
26.	11,33	44,54	2,87
27.	1,96	58,6	0,005
28.	7,06	56,48	0,08
29.	1,2	61,25	0,005
30.	10,02	52,36	0,46
31.	8	62,98	0,22

32.	3,79	71,33	0,005
33.	10,45	33,74	6,12
34.	16,54	19,78	45,28
35.	15,84	20,89	34,98
36.	7,41	74,75	0,13
37.	8,11	83,52	0,06
38.	4,58	57,34	0,12
39.	0,79	73,68	0,005
40.	1,49	59,78	0,6
41.	1,05	66,14	0,005
42.	2,2	77,36	0,005
43.	0,83	68,34	0,005
44.	2,81	70,71	0,005
45.	5,74	62,35	0,23
46.	8,15	78,6	0,11
47.	8,22	79,15	0,12
48.	8,33	82,11	0,08
49.	8,9	55,71	0,56
50.	11,62	36,08	3,7
51.	8,21	37,01	2,69
52.	8,75	37,98	2,82
53.	10,48	53,8	2,32
54.	9,2	71,67	0,34
55.	9,38	63,24	2,69
56.	14,55	30,91	22,83
57.	8,68	66,89	1,18
58.	9,11	49,52	1,65
59.	9,86	49,83	5,29
60.	14,86	28,68	23,72
61.	15,35	32,7	20,98
62.	15,45	27,2	32,7
63.	6,66	54,24	1,37
64.	11,88	27,45	44,4
65.	10,24	47,78	2,97
66.	13,58	21,98	36,1
67.	13,09	33,61	14,15
68.	1,12	56,83	0,005
69.	5,04	78,63	0,04
70.	8,68	67,66	5,7
71.	13,4	32	2,8
72.	14,1	25	16,7
73.	11,8	35	5,7
74.	10,9	41	2,8



75.	8,2	47	0,9
76.	14,7	23	15,2
77.	18,2	21	34,1
78.	13,7	34	8,3
79.	16,2	31	14,9
80.	13,4	39	5,9
81.	11,5	43	4,3
82.	9,1	46	1,6
83.	18,7	26	31,8
84.	10,3	50	1,9
85.	5,4	61	0,2
86.	8,1	48	0,9
87.	4,2	66	0,1
88.	7,8	59	0,7
89.	10,3	42	2,5
90.	8,3	60	0,7
91.	7,6	61	0,7
92.	7,7	70	0,5
93.	2	78	0,03
94.	1,4	85	0,02
95.	9,2	47	1,6
96.	2,7	84	0,05
97.	9,2	48	1,6
98.	9,2	49	1,6
99.	12,9	23	12
100.	14,4	24	16,7
101.	11,4	36	3,9
102.	10,4	40	2,5
103.	1,6	86	0,01

**Хід виконання роботи:**

Усі розрахунки та побудови графіків виконуємо у програмі Microsoft Excel.

1. Для даних, наведених у таблиці 4.1, зробити розрахунки LgKзв та LgKп. Внести дані за формою таблиці 4.2.

Таблиця 4.2.

№ з/п	Коефіцієнт пористості, Кп, %	Коефіцієнт залишкової водо насиченості, Кзв, %	LgKп	LgKзв
1.	6,09	82,1	0,784617	1,914343
2.	7,57	81,16	0,879096	1,909342
...	8,61	62,84	...	...

2. Побудувати кореляційне поле (враховуючи, що інтервал  $LgKп$  дорівнює 0,2). Заповнити таблицю за формою таблиці 4.3.

Таблиця 4.3

LgKп	Lg Kзв									
	Інтервали	1,2-1,3	1,3-1,4	1,4-1,5	1,5-1,6	1,6-1,7	1,7-1,8	1,8-1,9	1,9-2	
	Середнє	1,25	1,35	1,45	1,55	1,65	1,75	1,85	1,95	F(x)
-0,2-0	-0,1									
0-0,2	0,1									
0,2-0,4	0,3									
0,4-0,6	0,5									
0,6-0,8	0,7									
0,8-1,0	0,9									
1,0-1,2	1,1									
1,2-1,4	1,3									

3. Побудувати статистичну залежність логарифма залишкової водонасиченості  $Lg Kзв$  від логарифма пористості  $LgKп$ .

4. Побудувати кореляційну залежність між  $Lg Kзв$  та  $LgKп$ .

5. Оформити графіки (відредагувати масштаб осей, підписати назву графіків, підписати осі).

Результати розрахунків та побудов представити у файлі *Microsoft Excel*.

### Практична робота № 5

#### Визначення ефективної проникності продуктивного пласта нафтового покладу

*Мета:* навчитися визначати значення відносної проникності для нафти і води; будувати діаграму залежності відносних проникностей від водонасиченості пустотного простору колектору; визначити ефективну проникність.

*Приклад.*

Визначення абсолютної та ефективної проникностей.

Припустимо, що kern насичений на 100% та промивається водою. Дані по керну такі:  $F = 2,5 \text{ см}^2$ ;  $L = 3 \text{ см}$ ;  $Q_v = 0,6 \text{ см}^3/\text{с}$ ;  $\Delta p = 2 \text{ атм}$ ;  $\mu_v = 1 \text{ сПз}$ .

Підставимо дані по керну у формулу та отримаємо:

$$K_{\text{прев}} = \frac{Q_v * \mu_v * L}{\Delta p * F} = \frac{0,6 * 1 * 3}{2 * 2,5} = 0,36 \text{ мД}$$

Той же kern насичений 100% нафтою:  $\mu_n = 2,7 \text{ сПз}$ ;  $Q_n = 0,222 \text{ см}^3/\text{с}$ . Використавши формулу, отримаємо:

$$K_{\text{прен}} = \frac{Q_n * \mu_n * L}{\Delta p * F} = \frac{0,222 * 2,7 * 3}{2 * 2,5} = 0,36 \text{ мД}$$

Той же керн з водонасиченістю 70% та нафтонасиченістю 30%:  $Q_H = 0,027$   $\text{см}^3/\text{с}$ ;  $Q_B = 0,48$   $\text{см}^3/\text{с}$

$$K_{\text{прен}} = \frac{Q_H * \mu_H * L}{\Delta p * F} = \frac{0,027 * 2,7 * 3}{2 * 2,5} = 44 \text{ мД}$$

$$K_{\text{прев}} = \frac{Q_B * \mu_B * L}{\Delta p * F} = \frac{0,48 * 1 * 3}{2 * 2,5} = 288 \text{ мД}$$

$$44 \text{ мД} + 288 \text{ мД} < 360 \text{ мД}$$

З розрахунків видно, що ефективна проникність для кожної окремої фази, та сума ефективних проникностей є меншою, ніж абсолютна проникність.

*Відносною проникністю* називають відношення ефективної проникності до абсолютної. Цей вид проникності вказує на спроможність нафти і води одночасно текти у пористому середовищі.

Результати досліджень зазвичай представляють у вигляді графіків залежності відносних проникностей від змінного у процесі розробки ступеня насиченості пустотного простору різними фазами.

На рис. 5.3 наведені експериментальні залежності відносної проникності піску для води ( $K_{\text{првв}}$ ) та нафти ( $K_{\text{првн}}$ ) від водонасиченості порового простору.

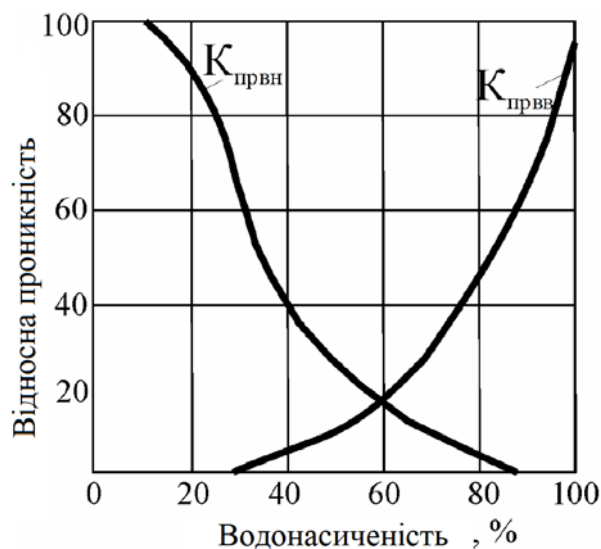


Рис. 5.3. Залежність відносної проникності піску для води ( $K_{\text{првв}}$ ) та нафти ( $K_{\text{првн}}$ ) від водонасиченості (за Ш.К. Гіматудіновим)

*Приклад.*

Визначення відносної проникності.

Вихідні дані, розрахунок та результати представлені у табл. 5.1. Використовуючи формули

$$K_{\text{првн}} = \frac{K_{\text{прен}}}{K_{\text{прен (зв.в)}}} \quad (5.6); \quad K_{\text{првв}} = \frac{K_{\text{прев}}}{K_{\text{прен (зв.в)}}} \quad (5.7)$$

5.6 та 5.7, розраховуємо відносні проникності для нафти і води ( $K_{\text{првн}}$ ,  $K_{\text{првв}}$ ):

Таблиця 5.1

Вихідні дані (лабораторні дослідження)			Розрахунок		Результат	
$K_v$	$K_{\text{прев}}$	$K_{\text{прен}}$	$\frac{K_{\text{прев}}}{K_{\text{прен (зв.в)}}$	$\frac{K_{\text{прен}}}{K_{\text{прен (зв.в)}}$	$K_{\text{првв}}$	$K_{\text{првн}}$
<b><math>B.v = 0,375</math></b>	<b><math>0,000</math></b>	<b><math>9,800</math></b>	<b><math>0/9,8</math></b>	<b><math>9,8/9,8</math></b>	<b><math>0</math></b>	<b><math>1</math></b>
0,4	0,012	8,493	0,12 / 9,8	8,493 / 9,8	0,001	0,866
0,5	0,292	4,201				
0,6	0,946	1,404				
0,7	1,975	0,102				
0,737	2,450	0,000				

Після розрахунків можемо побудувати діаграму залежності відносних проникностей від водонасиченості пустотного простору колектору (за зразком рис. 5.3).

Навіщо потрібна відносна проникність?

**Приклад.**

Припустимо, що на нафтовому родовищі Н пробурено три свердловини. Ефективна проникність по нафті на момент відкриття родовища така: св.1 -  $K_{\text{прен (зв.в)}} = 18$  мД, св. 2 -  $K_{\text{прен (зв.в)}} = 12$  мД, св. 3 -  $K_{\text{прен (зв.в)}} = 16$  мД. Необхідно визначити ефективну проникність по нафті по свердловині 3 при досягненні водонасиченості 0,5.

Приведемо вісь проникності графіків по свердловинам 1 та 2 (рис. 5.4) до єдиної безрозмірної шкали. Для цього розділимо відповідні ефективні проникності (для свердловин 1 та 2, при  $K_v$  від 0 до 1) на значення ефективних проникностей при насиченості зв'язаною водою ( $K_{\text{прен (зв.в)}} = 18$  мД,  $K_{\text{прен (зв.в)}} = 12$  мД). По отриманим результатам побудуємо усереднену криву. Ця крива визначає залежність відносної проникності нафти від водонасиченості для даного родовища (рис. 5.5).

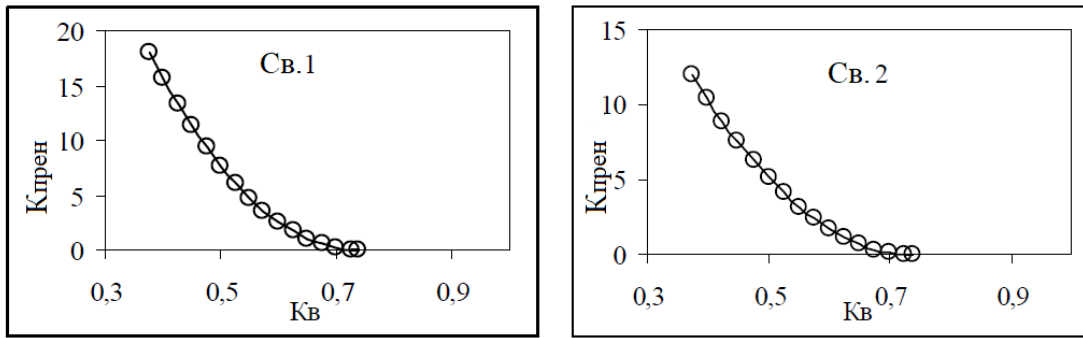


Рис. 5.4. Залежність ефективної проникності по нафті від водонасиченості пустотного простору порід.

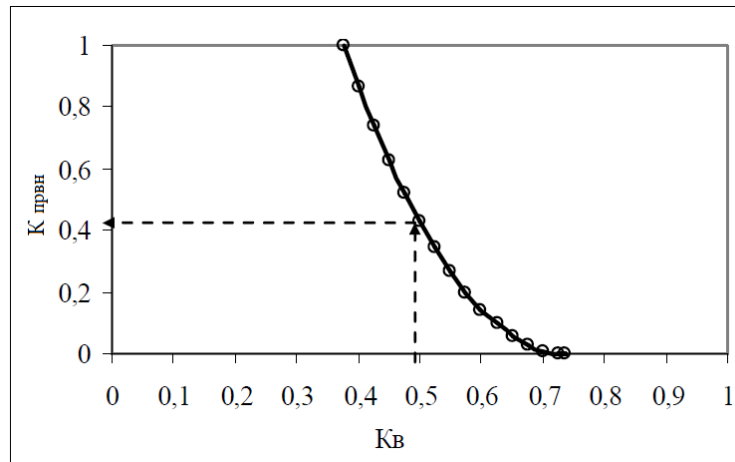


Рис. 5.5. Залежність відносної проникності від водонасиченості по родовищу.

Як видно з рис. 5.5, відносна проникність по нафті при водонасиченості 0,5, дорівнює:  $K_{\text{првн}}(K_{\text{в}}=0,5) = 0,43$ . З цього значення розраховується ефективна проникність по свердловині 3 при водонасиченості 0,5:

$$K_{\text{прен}}(K_{\text{в}}=0,5) = K_{\text{првн}}(K_{\text{в}}=0,5) * K_{\text{првн}}(\text{зв.в}) = 0,43 * 16 = 6,88 \text{ мД.}$$

### Завдання 5.1.

Визначити значення відносної проникності для нафти і води. Побудувати діаграму залежності відносних проникностей від водонасиченості пустотного простору колектору.

*Хід виконання роботи:*

1. Вихідні дані для розрахунків відносних проникностей представлені у табл. 5.1.
2. Здійснити розрахунки у програмі Excel (за зразком, описаним у прикладі). Результати записати у таблицю (за зразком табл. 5.1.).
3. Побудувати діаграму залежності відносних проникностей для нафти і води від водонасиченості пустотного простору колектору (за зразком рис. 5.3). Дві криві повинні бути суміщені на одному рисунку.

4. Результати розрахунків та графічних побудов представити у файлі .xlsx (.xls)

### **Завдання 5.2.**

На нафтовому родовищі Н пробурено три свердловини. Ефективна проникність по нафті на момент відкриття родовища така: св.1 -  $K_{\text{прен}}(\text{зв.в}) = 18$  мД, св. 2 -  $K_{\text{прен}}(\text{зв.в}) = 12$  мД, св. 3 -  $K_{\text{прен}}(\text{зв.в})$  – задана у таблиці 5.2 (по варіантам). Необхідно визначити ефективну проникність по нафті по свердловині 3 при досягненні заданої водонасиченості. Дані лабораторних досліджень залежності ефективної проникності по нафті від водонасиченості наведено у табл. 5.3.

Таблиця 5.2.

Вихідні дані для розрахунків

Показник	Варіанти					
	1	2	3	4	5	6
Ефективна проникність по нафті ( $K_{\text{прен}}$ ) на момент відкриття родовища	17	16,5	16	15	14	13
Водонасиченість, для якої треба визначити $K_{\text{прен}}$	60	55	50	45	50	60

Таблиця 5.3.

Дані лабораторних досліджень залежності ефективної проникності по нафті від водонасиченості

Свердловина 1			Свердловина 2		
$K_{\text{в}}$	$K_{\text{прен}}$	$K_{\text{прен}}$ у відносних одиницях ( $K_{\text{прен}} / 18$ )	$K_{\text{в}}$	$K_{\text{прен}}$	$K_{\text{прен}}$ у відносних одиницях ( $K_{\text{прен}} / 12$ )
0,375	18,00		0,375	12,00	
0,40	15,89		0,40	10,52	
0,425	13,57		0,425	8,95	
0,450	11,43		0,450	7,55	
0,475	9,29		0,475	6,32	
0,500	7,86		0,500	5,26	
0,525	6,25		0,525	4,21	
0,550	4,95		0,550	3,29	
0,575	3,53		0,575	2,37	
0,600	2,50		0,600	1,71	
0,625	1,79		0,625	1,32	
0,650	0,89		0,650	0,79	
0,675	0,71		0,675	0,39	

0,700	0,04		0,700	0,18	
0,725	0,01		0,725	0,01	
0,737	0,0		0,737	0	

*Хід виконання роботи:*

1. Привести вісь проникності графіків по свердловинам 1 та 2 (рис. 5.4) до єдиної безрозмірної шкали. Для цього розділити відповідні ефективні проникності (для свердловин 1 та 2, при  $K_v$  від 0 до 1) на значення ефективних проникностей при насиченості зв'язаною водою ( $K_{\text{прен}}(\text{зв.в}) = 18 \text{ мД}$ ,  $K_{\text{прен}}(\text{зв.в}) = 12 \text{ мД}$ ).  
Результати розрахунків внести до таблиці 5.3.
2. Розрахувати середні арифметичні значення  $K_{\text{прен}}$  у відносних одиницях.
3. За отриманим результатом побудувати усереднену криву залежності відносної проникності нафти від водонасиченості для даного родовища (зразок - рис. 5.5).
4. За усередненою кривою залежності відносної проникності нафти від водонасиченості визначити  $K_{\text{прен}}$  для заданої для Вашого варіанту водонасиченості.
5. Розрахувати ефективну проникність по свердловині 3 при заданій водонасиченості.
6. Результати розрахунків та графічних побудов представити у файлі .xlsx (.xls)

### **Практична робота № 6**

#### **Розрахунок пластового тиску нафтового покладу**

**Мета:** оволодіння прийомами обробки даних по пластовому тиску для оцінки енергетичного стану покладу нафти в процесі його розробки.

*Вихідні дані:*

таблиця з даними про умови залягання продуктивного пласта, результати вимірів пластового тиску і дослідження свердловин методом сталих відборів, відомості про поклад і деякі характеристики свердловин.

#### **Завдання**

Визначити приведенний динамічний пластовий тиск по свердловинах і середню його величину по покладу.

*Початкові дані:*

1. Таблиця з даними про глибину залягання, товщину пласта, результати вимірів пластового тиску і дослідження свердловин методом сталих відборів по свердловинах (табл. 6.1 – по варіантам. Видає викладач).

2. Відомості про поклад: поклад приурочений до теригенного пласта. Тиск насичення  $P_{нас.} = 8\text{МПа}$ . Щільність нафти, щільність пластової води та абсолютна відмітка ВНК наведені у табл. 6.2 (по варіантам – видає викладач).

### Хід виконання роботи

1. Розраховуємо абсолютну відмітку середини пласта як різницю глибини залягання середини пласта та (Альт.+ подовження).

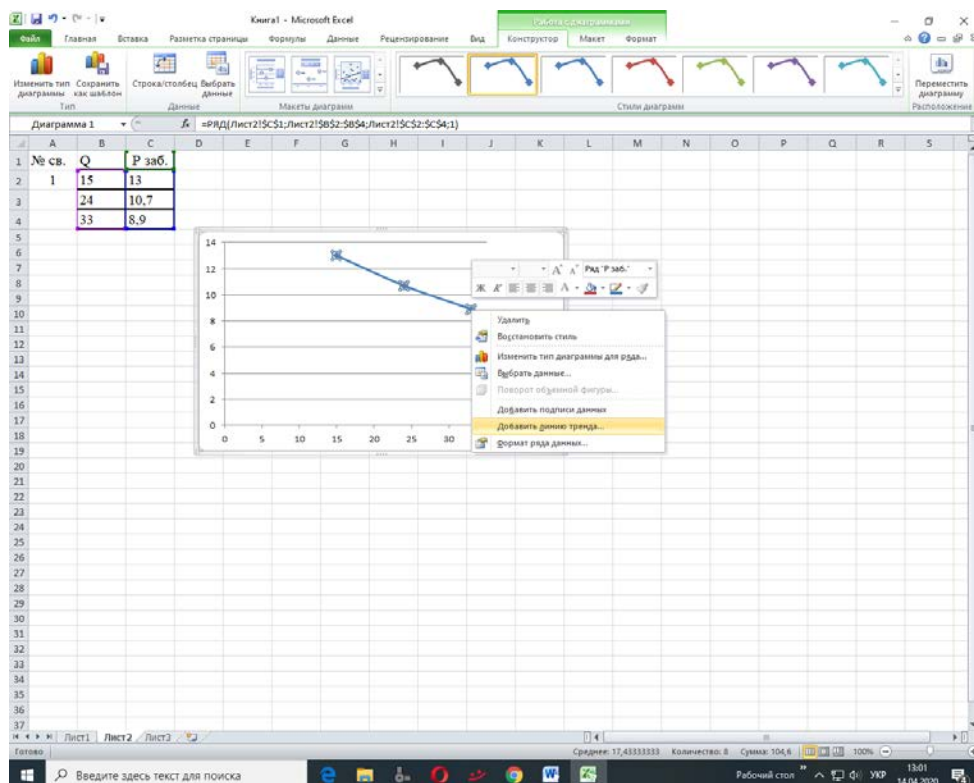
2. Відстань від середини пласта до площини приведення (ВНК) розраховуємо як різницю між абсолютною відміткою середини пласта та абсолютною відміткою ВНК (значення ВНК - за своїм варіантом).

3. Перед визначенням приведених пластових тисків спочатку визначаємо **абсолютний пластовий тиск для кожної свердловини. Для цього:**

3.1. для кожної свердловини (окремо!) будуємо графік залежності між вимірним забійним пластовим тиском і дебітом (вісь абсцис – дебіт; вісь ординат – забійний пластовий тиск);

3.2. на графік додаємо лінію тренду та виводимо на графік рівняння лінії тренду. Щоб це зробити, треба:

лівою клавішею миші натиснути на лінію графіку, не здвигавши курсор з лінії графіку, натиснути праву клавішу миші. У вспливаючому вікні вибрати опцію «додати лінію тренду»

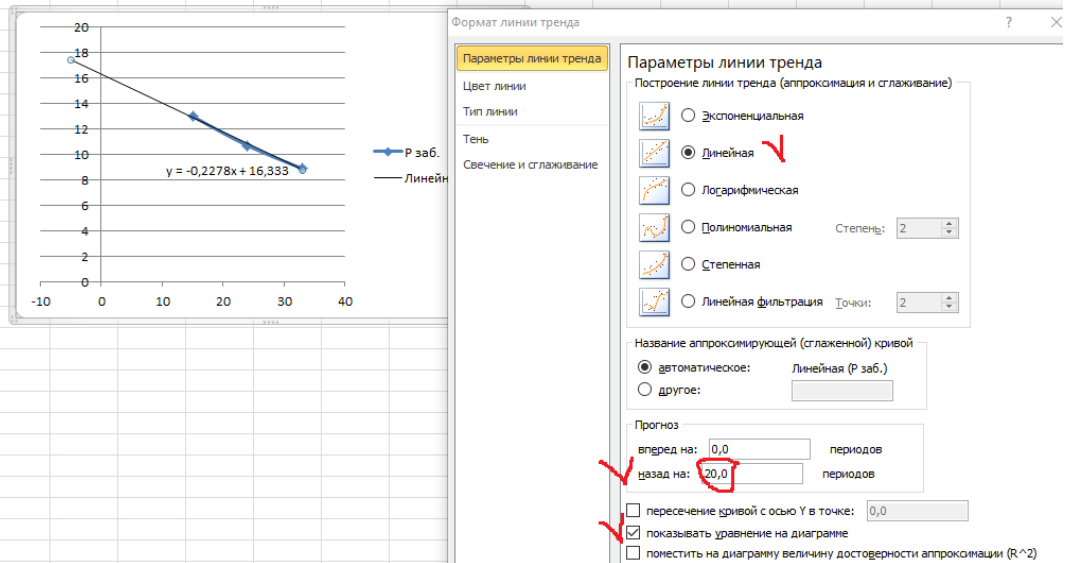


Далі у вікні «формат лінії тренду» треба обрати: вид залежності (лінійна),

для проведення лінії тренду до перетину з віссю OY – задати програмі зробити прогноз назад (до осі OY), наприклад, на 20 періодів, поставити позначку біля опції «показати рівняння на діаграмі»



№ св.	Q	P заб.
1	15	13
	24	10,7
	33	8,9



У результаті на графіку з'явиться лінія тренду, яка буде перетинати вісь ОУ, та її рівняння;

3.3. за рівнянням визначаємо абсолютний пластовий тиск. Він дорівнює значенню коефіцієнта у формулі лінії тренда (тобто значення  $y$  за умови, що  $x=0$ ).

4. Визначаємо рідину, яка заповнює інтервал  $Z$  у кожній свердловині так: якщо абсолютна відмітка середини пласта (з урахуванням знаку «мінус») – менша, ніж абсолютна відмітка ВНК, то інтервал  $Z$  заповнює вода, якщо абсолютна відмітка середини пласта розташована вище абсолютної відмітки ВНК – то інтервал  $Z$  заповнює нафта.

5. Визначаємо приведений пластовий тиск за формулою 6.1. Не забуваємо, що **якщо площину приведення прийнято нижче середини пласта, то приведення здійснюється зі знаком плюс, якщо вище - зі знаком мінус.**

$$P_{пл.пр.} = P_{пл.а} \pm Z\rho_p / 102,$$

6. Розраховуємо середній динамічний пластовий тиск. Враховуючи, що товщини продуктивного пласта невеликі і закономірності зміни параметра по площі відсутності, а також, що виборка (число свердловин) є невеликою, середній динамічний пластовий тиск по покладу розраховуємо як середньоарифметичне значення динамічних пластових тисків свердловин.

7. Результати розрахунків вносимо у таблицю 6.3. Форма здачі роботи: усі розрахунки та побудови (графіки з рівняннями) – у файлі .xlsx (.xls).

Таблиця 6.3

№ св.	Абсолютна відмітка середини	Відстань від середини пласта до площини	Абсолютний пластовий тиск, МПа	Рідина, що заповнює інтервал $Z$	P пл.пр., МПа
-------	-----------------------------	---	--------------------------------	----------------------------------	---------------

	пласта, м	приведення (ВНК), Z, м			
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					

### Практична робота № 7

#### Визначення умов збереження або руйнування покладів нафти

*Мета:* навчитися проводити визначення гідравлічних ухилів, напрямків руху підземних вод для визначення умов збереження покладів нафти в пастках.

*Вихідні дані:*

1. План розташування свердловин (видає викладач).
2. Величини замірів статичних рівнів і густини вод (таблиці вихідних даних видає викладач).
3. Величини кутів падіння пласта на крилах пасток.

*Завдання.*

За величинам заміряних статичних рівнів вод в свердловинах та густині цих вод розрахувати приведені тиски; побудувати карту приведених гідроізобар, потім, користуючись даними середньої проникності, пористості і ефективної товщини, визначити істинну швидкість підземного потоку, величини гідравлічних ухилів, виявити умови збереження покладів нафти в структурних пастках.

**Хід виконання роботи:**

1. Визначити положення площини порівняння. За площину порівняння можна прийняти позначку забою найглибшої свердловини, позначку підшови або покрівлі водоносного пласта на осі синкліналі та ін.
2. Розрахувати величину приведених напорів за формулою:

$$P_1 = (h_1 \cdot \rho_1 + \frac{\rho_1 + \rho_{пл.сп}}{2} \cdot z_1) \cdot g$$

де  $P_1$  - величина приведенного тиску;  
 $h_1$  - статичний рівень води у свердловині;  
 $\rho_1$  - густина води в свердловині;  
 $\rho_{пл.сп}$  - густина води на обраній площині порівняння;  
 $z_1$  - висота забою свердловини над площиною порівняння;  
 $q$  - прискорення вільно падаючого тіла.

3. Маючи величини приведених напорів, побудувати карту приведених гідроізопъез (гідроізобар) і по ній визначити напрямок потоку води і гідравлічний ухил.

4. Для визначення умов збереження покладів нафти в пастках слід визначити за формулою М.Хабберта кут між поверхнею водонафтового контакту і горизонтальною площиною:

$$tg\theta = \frac{\rho_в - \rho_н}{\rho_в - \rho_н} \cdot i$$

де  $\rho_в$  – густина води;  
 $\rho_н$  – густина нафти;  
 $i$  - гідравлічний ухил.

5. За відношенням  $\theta$  і  $\alpha$  зробити висновок про умови збереження покладу нафти, виходячи з того, що поклад нафти зберігається за умови  $\alpha > \theta$ .

## **Практична робота № 8**

### **Гідрогеологічний контроль за процесом заводнення при розробці нафтових родовищ**

*Мета:* навчитися визначати масштаби і напрями переміщення закачуваних і пластових вод в продуктивному горизонті при експлуатації нафтового покладу за зміною хімічного складу вод в окремих свердловинах у часі та з урахуванням початкової зміни гідрохімічних показників по площі пласта.

*Вихідні матеріали:*

1. Карта розробки (видає викладач).
2. Відомості про стан початкового водонафтового контакту (вказано на карті розробки).
3. Відомості про вміст хлору (або іншого компонента) в пластових, закачаних водах і сумішах.
4. Ефективні товщини пласта, коефіцієнти пористості і коефіцієнти початкової нафтонасиченості по свердловинах, що містять воду в видобутій продукції.
5. Середні величини коефіцієнтів залишкової нафтонасиченості і кількість років закачування води.
5. Перелік свердловин, що дають безводну нафту.

### **Завдання.**

Провести аналіз процесу заводнення за гідрогеологічними даними.

### **Хід виконання роботи:**

1. Визначити положення поточного ВНК.
2. Розрахувати процентний вміст закачаної води в свердловинах за формулою:

$$X=(C-B) \cdot 100/(A-B)$$

де  $X$  - вміст закачаної води в складі суміші;

$A$  - вміст компонента (в завданні зміст  $Cl$ ) в пластовій воді;

$B$  - вміст компонента в закачаній воді;

$C$  - вміст компонента в суміші.

3. На карті розробки провести ізолінії процентного вмісту закачаної води в складі суміші.

4. Виявити зони просування закачаної води.

5. Розрахувати обсяг порового простору, охопленого процесом заводнення за формулою:

$$V_{\text{пор}}=S_{\text{зав}} \cdot h_{\text{ср}} \cdot K_{\text{п. ср}}$$

де  $S_{\text{зав}}$  – площа, охоплена заводненням (це площа між поточним і початковим ВНК);

$h_{\text{ср}}$  - середня товщина пласта;

$K_{\text{п. ср}}$  - середня пористість пласта.

6. Визначити середні темпи закачування води в пласт з урахуванням кількості років закачування:

$$Q_{\text{ср}}=V_{\text{зак вод}} / (N \cdot T)$$

де  $N$  - кількість нагнітальних свердловин,

$T$  - час закачки, доба;

$$T=W \cdot U \cdot K_{\text{експ}}$$

$W$  - кількість років закачування;

$U$  - середня кількість днів у році;

$K_{\text{експ}}$  - коефіцієнт експлуатації (дорівнює 0,95)

**Харківський національний університет імені В.Н. Каразіна**

Факультет геології, географії, рекреації і туризму  
Спеціальність 103. Науки про Землю  
Освітня програма Геологія нафти і газу  
Семестр другий  
Форма навчання денна /заочна  
Рівень вищої освіти (освітньо-кваліфікаційний рівень): магістр  
Навчальна дисципліна: Нафтогазопромислова геологія

**Екзаменаційний білет № 10**

*Загальна кількість балів - 40*

1. Мета і завдання нафтогазопромислової геології. (5 б.)
2. Характеристика пасток. (5 б.)
3. Вивчення границь покладів, пов'язаних з фаціальною мінливістю пластів та стратиграфічними незгідностями. (5 б.)
4. Нафто-, газо-, водонасиченість порід-колекторів. (5 б.)
5. Фізичний стан нафти і газу в умовах покладу. (5 б.)
6. Температура у надрах нафтових і газових покладів. (5 б.)
7. Охорона надр та навколишнього природного середовища про розвідці та розробці родовищ вуглеводнів: законодавча база. (5 б.)
8. Як визначається зовнішній та внутрішній контури нафтогазоносності? (5 б.)

Затверджено на засіданні кафедри фундаментальної та прикладної геології  
протокол № 1 від "28" \_\_\_серпня\_\_\_ 2023 р.

Завідувач кафедри \_\_\_\_\_ Валерій СУХОВ

Екзаменатор \_\_\_\_\_ Ольга СЕРДЮКОВА