

**Н. С. Дремлюх, А. В. Грицанчук,
О.Р. Мартинець**

НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ ТА ТЕХНОЛОГІЇ

ПРАКТИКУМ

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ

**Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу**

Кафедра видобування нафти і газу

**Н. С. Дремлюх, А. В. Грицанчук,
О.Р. Мартинець**

НАФТОГАЗОВА ІНЖЕНЕРІЯ ТА ТЕХНОЛОГІЇ

ПРАКТИКУМ

**Івано-Франківськ
2021**

УДК 622.276+622.279+622.24

Д 73

Рецензент:

Купер І.М. кандидат технічних наук, доцент кафедри
видобування нафти і газу Івано-
Франківського національного технічного
університету нафти і газу

*Рекомендовано методичною радою університету
(протокол № 3 від 29 квітня 2021 р.)*

Н. С. Дремлюх, А. В. Грицанчук, О. Р. Мартинець

Д 73 Нафтогазова інженерія та технології : практикум.
Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2021. 71 с.

МВ 020708855- -2021

Розроблено відповідно до робочої програми навчальної
дисципліни та навчального плану підготовки фахівців за
спеціальністю 185 "Нафтогазова інженерія та технології".

Призначено для підготовки бакалаврів за освітніми
програмами «Видобування нафти і газу», «Буріння нафтових і
газових свердловин», «Газонафтопроводи та
нафтогазосховища».

УДК 622.276+622.279+622.24

МВ 020708855- -2021

© Дремлюх Н. С.,
© Грицанчук А. В.,
© Мартинець О. Р.
© ІФНТУНГ, 2021

З М І С Т

	Вступ.....	6
1	ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД.....	7
1.1	Гранулометричний склад гірських порід.....	7
1.2	Пористість гірських порід.....	14
1.3	Проникність гірських порід.....	15
1.4	Нафтоводогазонасиченість.....	16
2	ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПЛАСТОВИХ ФЛЮЇДІВ	19
2.1	Хімічний склад нафти.....	19
2.1.1	Фізико-хімічні властивості нафти.....	19
2.2	Склад газу.....	22
2.2.1	Густина газу.....	28
2.2.2	Рівняння стану, коефіцієнт стисливості газу.....	31
2.2.3	В'язкість газу.....	32
3	РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЇ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН.....	34
3.1	Умова виклику припливу із пласта.....	34
3.2	Визначення дебіту нафтової свердловини при фільтрації нафти за законом Дарсі	40
3.3	Приплив газу до вибою свердловини за законом Дарсі	41
4	РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН.....	45
4.1	Фонтанна експлуатація свердловин.....	45
4.2	Газліфтна експлуатація нафтових свердловин. Конструкції та системи газліфтних піднімачів.....	49

4.3	Видобуток нафти свердловинними штанговими насосами (СШН).....	53
5	РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ПРОВЕДЕННЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ ГАЗУ ДО ВИБОЇВ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН.....	58
6	ЗБИРАННЯ І ПІДГОТОВЛЯННЯ СВЕРДЛОВИННОЇ ПРОДУКЦІЇ.....	63
6.1	Промислова підготовка нафти	63
6.2	Промислова підготовка природного газу.....	65
6.3	Технологічний розрахунок сепараторів.....	66
6.3.1	Розрахунок гравітаційних сепараторів по газу.....	67
	Перелік рекомендованих джерел.....	71

ВСТУП

Дисципліна “Нафтогазова інженерія та технології” є першою із дисциплін фахового спрямування підготовки бакалаврів спеціальності 185 "Нафтогазова інженерія та технології". Вона в загальних рисах знайомить майбутніх бакалаврів з характером обраного ними фаху, а саме, структурою нафтогазової галузі України, в тому числі основними етапами будівництва свердловин, розробкою нафтових і газових родовищ, способами експлуатації газових і нафтових свердловин, збиранням і підготовлянням газонафтопромислової продукції. Вона визначає обсяг необхідних знань, знайомить з організацією навчального процесу та системою підготовки і оцінювання знань студентів.

Матеріали дисципліни будуть корисними при вивченні таких дисциплін як гідравліка, фізика нафтового і газового пласта, розробка нафтових і газових родовищ, технологія видобування нафти і газу та ін.

1 ФІЛЬТРАЦІЙНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Фізичні та фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів нафти і газу характеризуються такими основними показниками:

- гранулометричним (механічним, кількісним) складом;
- пористістю;
- - питомою поверхнею
- карбонатністю;
- проникністю;
- насиченістю порід нафтою, газом і водою.

1.1 Гранулометричний склад гірських порід

Існує два способи визначення гранулометричного складу порід – ситовий і седиментаційний.

Ситовий аналіз ґрунтується на розподілі породи на фракції з розміром зерен починаючи з 0,05 мм і більше. Для цього використовується набір дротяних або шовкових сит з отворами розміром від 0,053 мм до 3,36 мм. Сита встановлюються одне на одне таким чином, щоб зверху знаходилося сито з найбільшими отворами. На верхнє сито насилають 50 г породи і просіюють протягом 15 хв.

На кожному з сит після просіювання залишається фракція, розмір частинок якої менший за отвори попереднього сита і більший від отворів сита, через яке частинки не просіялися. Потім кожна фракція зважується.

За результатами досліджень будують гістограму розподілу фракцій колектора.

Седиментаційний аналіз проводять, якщо розмір частинок знаходиться в межах 0,1–0,001 мм. Для цього використовується принцип, за яким осідання різних за

розмірами частинок у в'язкій рідині проходить з різною швидкістю.

Швидкість осідання частинок підпорядковується закону Стокса

$$v = \frac{gd^2}{18\nu} \left(\frac{\rho_n}{\rho_p} - 1 \right), \quad (1.1)$$

де g - прискорення вільного падіння;

d - діаметр частинки;

ν - кінематична в'язкість рідини;

ρ_n - густина частинок породи;

ρ_p - густина рідини.

Одержані дані обробляються у вигляді графіків. Один з таких графіків показаний на рис. 1.1, який побудовано в координатах “діаметр частинок – сумарна маса фракцій” за тими ж даними, що і гістограма. Графік дає можливість визначити ступінь неоднорідності породи, яка дорівнює відношенню діаметра частинок, що складають 60 % сумарної маси (d_{60}), до діаметра частинок, що складають 10 % сумарної маси (d_{10}). На графіку це відповідає точкам 1 і 2: ($d_{60}=0,33$ мм; $d_{10}=0,15$ мм). У даному випадку ступінь неоднорідності визначають за формулою:

$$a = \frac{d_{60}}{d_{10}} = 2,2 \quad (1.2)$$

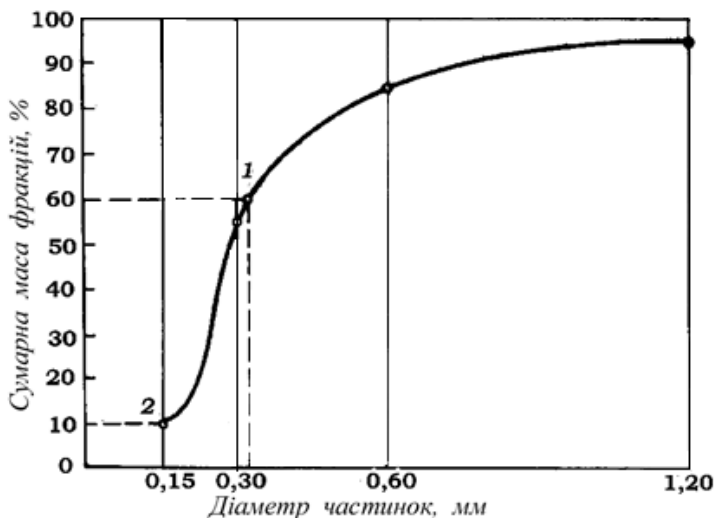


Рисунок 1.1 - Графічне зображення гранулометричного складу пісковику

Задача 1.1

Визначити гранулометричний склад пісковику і дати його характеристику якщо відомо: маса взірця пісковику 50 г; густина 2400 кг/м^3 . Після розділення пісковику на окремі фракції і просіювання через набір сит маса фракцій на ситі кожного розміру наведена у таблиці:

Діаметр отворів сита, мм	Маса, г
3,36	4,0
2,4	7,0
1,2	8,0
0,6	15,0
0,3	6,0
0,15	3,0
0,053	2,0
Всього	45,0

Максимальний розмір зерен 4 мм.

Залишок маси пісковику 5 г розділений на окремі фракції з використанням седиментаційного аналізу. Результати дослідів наведені у таблиці:

Час осідання частинок, с	Маса частинок, г
130	2,0
225	1,5
420	1,0
Всього	4,5

Маса пісковику 0,5 г залишилася у рідині, густиною 1000 кг/м^3 , кінематична в'язкість $1,007 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ за температури 20°C . Висота стакана, у якому осідали частинки пісковику 20 см. Побудувати гістограму і графік розподілу частинок пісковику за розміром та визначити коефіцієнт неоднорідності.

За формулою $v = \frac{h}{t}$ визначаємо швидкість осідання частинок:

$$v_1 = \frac{0,2}{130} = 0,00154 \text{ м/с};$$

$$v_2 = \frac{0,2}{225} = 0,00089 \text{ м/с};$$

$$v_3 = \frac{0,2}{420} = 0,00048 \text{ м/с};$$

З формули (1.1) обчислюємо діаметр частинок:

$$d_1 = \sqrt{\frac{0,00154 \cdot 18 \cdot 1,007 \cdot 10^{-6}}{9,81 \cdot 1,4}} = 0,045 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$d_2 = \sqrt{\frac{0,00089 \cdot 18 \cdot 1,007 \cdot 10^{-6}}{9,81 \cdot 1,4}} = 0,034 \cdot 10^{-3} \text{ м};$$

$$d_3 = \sqrt{\frac{0,00048 \cdot 18 \cdot 1,007 \cdot 10^{-6}}{9,81 \cdot 1,4}} = 0,025 \cdot 10^{-3} \text{ м}.$$

Результати розрахунків заносимо у таблицю 1.1.

Таблиця 1.1 – Результати розрахунку

Маса, г	Діаметр, мм	Частка, %
4,0	> 3,36	8
7,0	3,36	14
8,0	2,4	16
15,0	1,2	30
6,0	0,6	12
3,0	0,3	6
2,0	0,15	4
2	0,053	4
1,5	0,045	3
1	0,034	2
0,5	0,025	1

За результатами досліджень будуємо графік (рис.1.2) і визначаємо коефіцієнт неоднорідності.

З графіка 1.2 визначаємо ступінь неоднорідності

$$a = \frac{1,16}{0,5} = 2,32$$

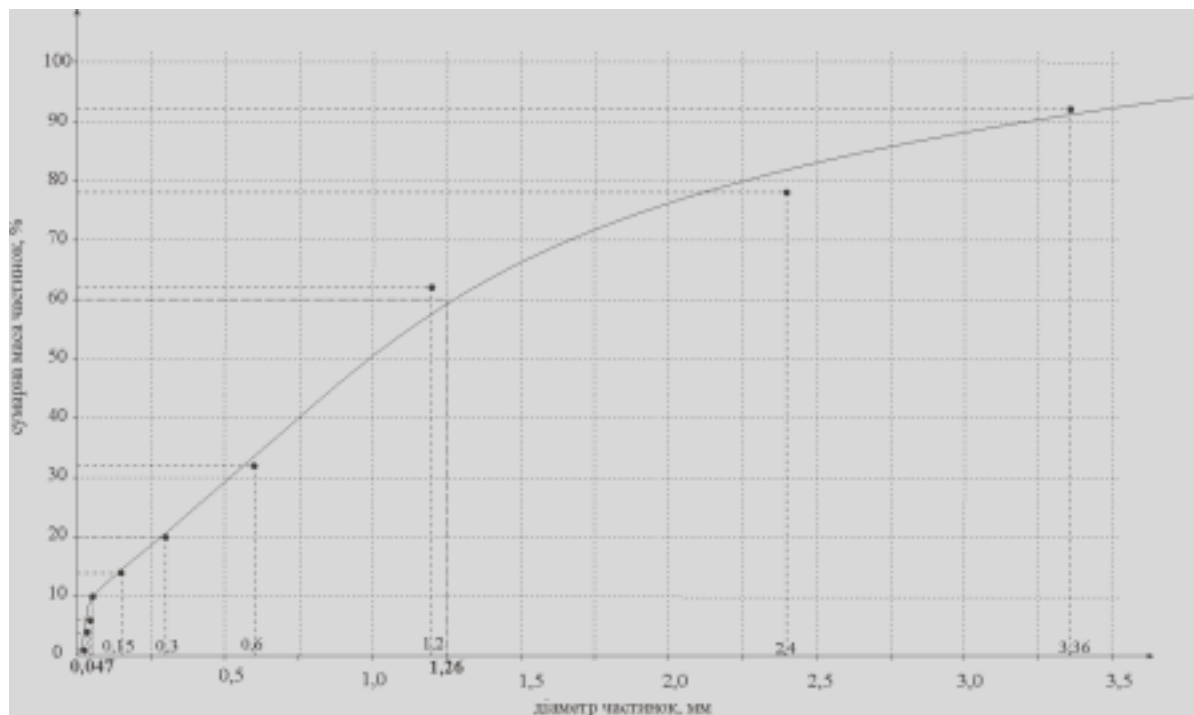


Рисунок 1.2 – Графічне зображення гранулометричного складу пісковику

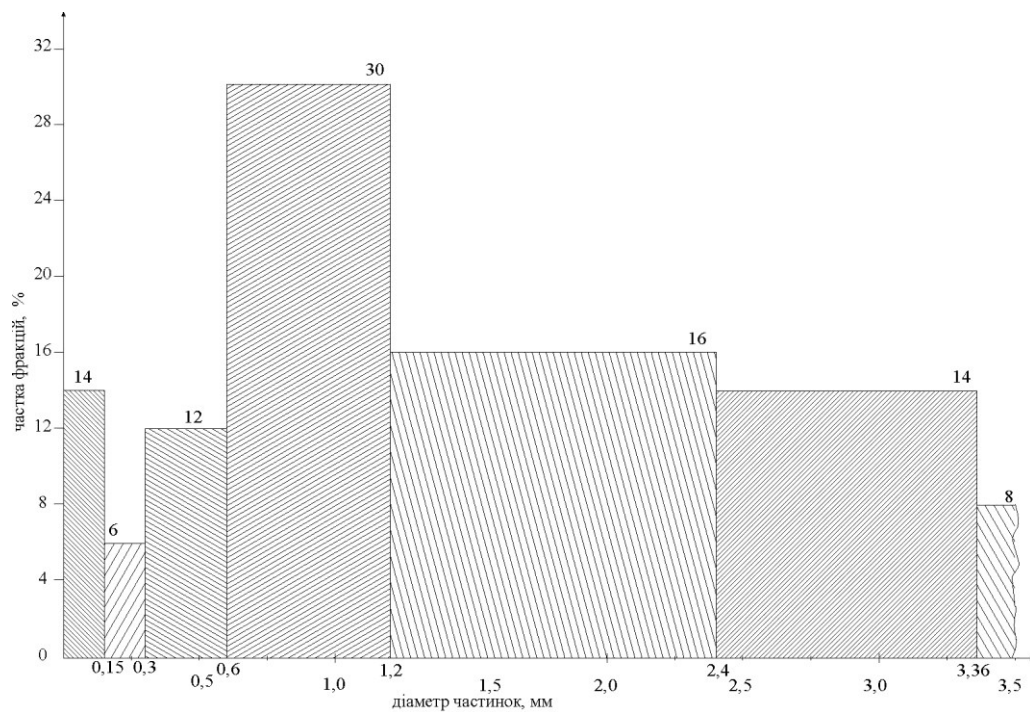


Рисунок 1.3 – Гістограма розподілу частинок за розмірами фракцій

1.2 Пористість гірських порід

Пористість гірської породи оцінюється коефіцієнтами абсолютної та відкритої пористості.

Коефіцієнтом абсолютної (повної) пористості називають відношення сумарного об'єму пор ($V_{пор}$) у зразку породи до об'єму зразка породи ($V_{зр}$):

$$m = \frac{V_{пор}}{V_{зр}} \quad \text{або} \quad m = \frac{V_{пор}}{V_{зр}} 100\%. \quad (1.3)$$

Якщо відомо об'єм зерен зразка гірської породи ($V_{зер}$) то:

$$m = 1 - \frac{V_{зер}}{V_{зр}} \quad (1.4)$$

Коефіцієнтом відкритої пористості називається відношення сумарного об'єму пор, з'єднаних між собою, до об'єму зразка породи:

$$m_o = \frac{V_{пн}}{V_{зр}} \quad \text{або} \quad m_o = \frac{V_{пн}}{V_{зр}} \cdot 100\% \quad (1.5)$$

Для визначення відкритої пористості використовують метод І.А.Преображенського. Зважується зразок сухої породи G_1 в повітрі, а також зразок насичений під вакуумом гасом G_2 . Густина гасу ρ_2 , об'єм зразка гірської породи - $V_{зр}$.

Коефіцієнт відкритої пористості зразка за методом І.А.Преображенського визначають за формулою:

$$m_o = \frac{G_2 - G_1}{V_{зр} \cdot \rho_2} \quad (1.6)$$

Задача 1.2

Обчислити коефіцієнт повної пористості взірця гірської породи об'ємом 80 см^3 , що розділений на окремі фракції, об'єм яких $50,3 \text{ см}^3$.

Розв'язування:

Коефіцієнт абсолютної пористості взірця гірської породи визначаємо за формулою (1.4):

$$m = 1 - \frac{V_{\text{зеп}}}{V_{\text{зр}}} = 1 - \frac{50,3}{80} = 0,37$$

Задача 1.3

Обчислити коефіцієнт відкритої пористості з використанням методу Преображенського І.П. для таких умов: взірць гірської породи об'ємом 80 см^3 заповнений під вакуумом гасом, густина якого 692 кг/м^3 . Маса висушеного взірця гірської породи 199 г. , а взірця заповненого гасом 213 г.

Розв'язування:

Коефіцієнт відкритої пористості визначають за формулою (1.6):

$$m_o = \frac{G_2 - G_1}{V_{\text{зр}} \cdot \rho_2} = \frac{(213 - 199) \cdot 10^{-3}}{692 \cdot 80 \cdot 10^{-6}} = 0,253$$

1.3. Проникність гірських порід

Проникність гірської породи характеризує її здатність пропускати через себе рідину або газ під дією перепаду тиску.

Для кількісної оцінки проникності порід в лабораторних умовах користуються законом лінійної фільтрації Дарсі, згідно з яким швидкість фільтрації прямо пропорційна

градієнту тиску і обернено пропорційна динамічній в'язкості рідини, хімічно інертної по відношенню до породи.

$$\frac{Q}{F} = k \frac{\Delta p}{\mu l} \quad (1.7)$$

де Q – об'ємна витрата рідини за одиницю часу;

Δp – різниця тисків на вході і виході із зразка;

F – площа фільтрації;

μ – динамічна в'язкість рідини;

l – довжина пористого середовища (зразка породи);

k – коефіцієнт проникності.

З виразу (1.7) коефіцієнт абсолютної проникності для рідини

$$k_p = \frac{Q \cdot \mu \cdot l}{\Delta p \cdot F}. \quad (1.8)$$

При фільтрації газу в формулу (1.8) замість Q слід підставляти об'ємну витрату газу Q_z , приведену до середнього тиску по довжині зразка і тоді одержимо вираз коефіцієнта абсолютної проникності тіла для газу

$$k_z = \frac{2Q_0 p_0 \cdot \mu_z \cdot l}{(p_1^2 - p_2^2)F}, \quad (1.9)$$

де Q_0 – об'ємна витрата газу при атмосферному тиску P_0 ;

P_1, P_2 – значення тиску на кінцях взірця, через який фільтрується газ.

1.4 Нафтоводогазонасиченість

Насиченість – один із важливих параметрів продуктивних пластів, що характеризує запаси нафти (газу і води) в пласті, кількісно оцінюється величиною коефіцієнта S .

Коефіцієнт водонасиченості (S_e) характеризує відношення об'єму відкритих пор, заповнених водою, до загального об'єму пор гірської породи.

$$S_e = \frac{V_e}{V_{por}} \cdot 100 \% ; \quad S_n = \frac{V_n}{V_{por}} \cdot 100 \% \quad S_g = \frac{V_g}{V_{por}} \cdot 100 \%$$

де V_e , V_n , V_g – відповідно об'єми води, нафти і газу в поровому об'ємі (V_{por}) породи.

Параметр насиченості S рівний одиниці (або 100 %), тому для взірців порід, у випадку фільтрації систем нафти, газу і води справедливе співвідношення:

$$S_e = S_n + S_g = 1 \quad \text{або} \quad S_g = 1 - (S_e + S_n).$$

На практиці насиченість порід визначають шляхом лабораторного аналізу кернового матеріалу в апаратах ЛП-4 Закса або за даними геофізичних досліджень.

Задача 1.3

Визначити і співставити коефіцієнти водо- та газопроникності циліндричного зразка породи довжиною 8 см і діаметром 3 см. Фільтрація проходить за законом Дарсі. Атмосферний тиск 101,3кПа. Дані до задач за варіантами наведені в таблиці.

Найменування величини та розмірність	В а р і а н т и (остання цифра залікової)								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9 (0)
Витрата води через зразок, см ³ /хв.	1,5	2,0	1,16	1,31	1,85	1,95	1,8	1,5	1,7
В'язкість води, мПа·с	1,0	0,99	0,92	0,96	1,02	1,04	1,06	1,02	1,04
Тиск води на вході в зразок, МПа	0,3	0,25	0,62	0,56	0,46	0,64	0,68	0,8	0,85
Тиск води на виході із зразка, МПа	0,08	0,04	0,42	0,3	0,32	0,36	0,5	0,1	0,15
Витрата газу через зразок, приведена до атмосферного тиску, см ³ /с	68	67	18	22	72	23	26	50	45
В'язкість газу, мкПас	11,5	14,5	14,0	11,2	11,0	10,8	10,3	10,1	10,4
Тиск газу на вході в зразок, МПа	0,28	0,49	0,7	0,66	0,41	0,22	0,28	0,3	0,35
Тиск газу на виході із зразка, МПа	0,24	0,46	0,66	0,58	0,37	0,19	0,24	0,1	0,18

2 ФІЗИКО-ХІМІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ПЛАСТОВИХ ФЛЮЇДІВ

2.1 Хімічний склад нафти

Нафта – це суміш різних вуглеводневих і неуглеводневих сполук. У нафті присутні три класи (ряди) вуглеводнів: парафінові (метанові), нафтенові та ароматичні. Співвідношення цих класів сполук у нафті може бути різне.

Неуглеводневі сполуки нафти - це органічні сполуки сірки, кисню, азоту, або всіх їх разом узятих.

За вмістом сірки нафти поділяють на класи: *малосірчисті* (сірки до 0,5 %), *сірчисті* (0,51—2,0 %) і *високосірчисті* (більше 2,0 %).

За вмістом смол на: *малосмолисті* (смол менше 18 %), *смолисті* (18—35 %) і *високосмолисті* (більше 35 %).

За вмістом парафіну на: *малопарафіністі* (парафіну менше 1,5 % за масою), *парафіністі* (1,51—6,0 %) і *високопарафіністі* (більше 6 %).

2.1.1 Фізико-хімічні властивості нафти

Густина – це маса нафти в одиниці об'єму. Густина є найважливішою інтегральною величиною, що відображає склад і властивості нафти. Найчастіше відображається літерою ρ і виражається в кг/м^3 або г/см^3 .

За величиною густини нафти умовно поділяють на три групи:

- легкі нафти з густиною до 880 кг/м^3 найцінніші, оскільки містять більше бензинових і масляних фракцій;
- середні нафти з густиною від 880 до 900 кг/м^3 ;
- важкі нафти, які містять багато парафінів, з густиною, більше ніж 900 кг/м^3 (Карпатські родовища та родовища Каліфорнії).

На густину нафти значно впливає кількість розчиненого в ній газу, тиск і температура.

Густину нафти в пластових умовах визначають за формулою:

$$\rho_{nl} = \frac{\rho_{deg} + \rho_g \cdot G_0}{b_n},$$

де ρ_{deg} – густина дегазованої нафти, кг/м^3 ;

b_n – об’ємний коефіцієнт нафти;

G_0 – газовий фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

ρ_g – дійсна густина газу, кг/м^3 .

Об’ємний коефіцієнт нафти визначають за формулами:

$$b_n = 1 + 0,00305 \cdot G_0, \text{ якщо } G_0 < 400 \text{ м}^3/\text{м}^3; \quad (2.1)$$

$$b_n = 1 + 0,00363 \cdot (G_0 - 58), \quad \text{якщо } G_0 \geq 400 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

(2.2)

В’язкість нафти – це властивість нафти чинити опір під час взаємного переміщення шарів. В’язкість визначає ступінь переміщення нафти в пласті і суттєво впливає на продуктивність свердловин і ефективність розробки покладів.

Розрізняють нафти: з *незначною в’язкістю* ($\mu \leq 1 \text{ мПа} \cdot \text{с}$), *малов’язкі* ($1 < \mu \leq 5 \text{ мПа} \cdot \text{с}$), з *підвищеною в’язкістю* ($5 < \mu \leq 25 \text{ мПа} \cdot \text{с}$) і *високов’язкі* ($\mu > 25 \text{ мПа} \cdot \text{с}$).

Коефіцієнт термічного розширення нафти a_n - характеризує ступінь розширення нафти при збільшенні її температури на 1 °C:

$$a_n = \Delta V / (V_0 \Delta t), \quad (2.3)$$

де ΔV - зміна об'єму нафти, м³, при зміні температури Δt ;
 V_0 - початковий об'єм нафти, м³.

Газовміст пластової нафти S – це кількість газу V_g , розчиненого в одиниці об'єму пластової нафти $V_{п.н.}$ виміряна в стандартних умовах.

Однією із важливих властивостей рідин, на відміну від газів, є їх виключно незначна **стисливість**. Нафта, як і всі рідини, має пружність, тобто здатністю змінювати свій об'єм під дією зовнішнього тиску. Стисливість характеризується коефіцієнтом стисливості (пружності) який показує, на скільки змінюється об'єм рідини при зміні тиску на 0,1 МПа:

Визначається за допомогою співвідношення:

$$\beta_n = -\frac{1}{V_0} \cdot \left(\frac{\Delta V}{\Delta P} \right), \quad (2.4)$$

де V_0 - початковий об'єм нафти, м³;

ΔV - зміна об'єму нафти при зміні тиску на ΔP

Усадка нафти – це властивість нафти зменшувати об'єм при підйомі її із надр на поверхню внаслідок дегазації і зниження температури. Усадка нафти показує, на скільки процентів зменшується об'єм пластової нафти при вилученні її на поверхню, і виражається співвідношенням:

$$U = \frac{V_{nl} - V_{дег}}{V_{nl}} \cdot 100, \quad (2.5)$$

де $V_{пл}$ – об'єм пластової нафти;

V_c – об’єм цієї ж нафти на поверхні після дегазації.

Об’ємний коефіцієнт пластової нафти (b) – це відношення об’єму пластової нафти ($V_{пл}$) до об’єму цієї ж нафти після сепарації (V_c).

Між вказаними коефіцієнтами існує такий взаємозв’язок:

$$U = \left(1 - \frac{1}{b}\right) \cdot 100. \quad (2.6)$$

2.2 Склад газу

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

Вміст вуглеводневих компонентів у газі залежить від типу родовища, з якого видобувають газ (газове, газоконденсатне, нафтове). Природний газ із суто газових родовищ складається в основному з метану, вміст якого в газі може становити 82-98%. Природний газ із газоконденсатних родовищ характеризується підвищеним вмістом пентану і вищих вуглеводнів (фракції $C_5H_{12+в}$). До складу важких вуглеводнів, які об’єднують загальною назвою – газовий (вуглеводневий) конденсат, входять бензинові, лігроїнові і керосинові фракції, а деколи і більш важкі масляні фракції.

Газова суміш характеризується молекулярною масою і вмістом окремих компонентів. Склад природного газу виражають в об’ємних (молярних) або масових частках

одиниці чи 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 ($p_o = 0,101325 \text{ МПа}$, $T_o = 273,15 \text{ К}$) – $22,4141 \text{ м}^3$, за стандартних умов ($p_{ct} = 0,101325 \text{ МПа}$, $T_{ct} = 293,15 \text{ К}$) – $24,055 \text{ м}^3$.

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

$$M_c = \sum_{i=1}^n y_i M_i \quad \text{або} \quad M_c = \frac{\sum_{i=1}^n y'_i M_i}{100}, \quad (2.7)$$

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

n – кількість компонентів у складі газу;

M_i – молекулярна маса i -ого компонента, яку беруть із

табл. 2.1 і 2.2.

Таблиця 2.1 – Основні параметри компонентів природного газу

Показники	Компоненти				
	Метан	Етан	Пропан	Ізо- бутан	Норма- льний бутан
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} , m^3	22,36	22,16	21,82	21,75	21,50
Густина при $0^\circ C$ і 0,1013 МПа, kg/m^3	0,7168	1,356	2,010	2,668	2,703
Густина при $20^\circ C$ і 0,1013 МПа, kg/m^3	0,6679	1,263	1,872	2,4859	2,5185
Густина в рідкому стані при температурі кипіння, kg/m^3	416	546	585	600	582
Об'єм в газовій фазі після випаровування рідини, зведений до температури $0^\circ C$, m^3/m^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 $m/^\circ C$	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, kg/m^3	162,0	210,0	225,5	232,5	225,2
питомий об'єм, m^3/kg	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 $0^\circ C$ і 0,1013 МПа, $kJ/kg \cdot ^\circ C$					
при постійному тиску C_p	0,5172	0,3934	0,3701	0,3802	0,3802
при постійному об'ємі C_v	0,3936	0,3273	0,3252	0,3466	0,3466
Динамічний коефіцієнт в'язкості за $0^\circ C$ і 0,1013 МПа, $mPa \cdot s$	0,0103	0,0083	0,0075	0,0069	0,0069
Фактор ацентричності молекул ω	0,0104	0,0986	0,1524	0,1849	0,02010
Теплопровідність за $0^\circ C$, $Wt/m \cdot ^\circ C$	0,026	0,016	0,013	0,010	0,01
Теплота при $0^\circ C$, kJ/kg					
випаровування	570	490	427	394	352
плавлення	60,8	95,2	80,0	75,5	77,5
Температура кипіння, К	111,7	184,6	231,1	261,5	272,7
Температура плавлення, К	90,66	100,66	-	138,16	128,16

Продовження таблиці 2.1

Показники	Компоненти				
	Ізопен-тан	Норма-льний пентан	Гексан	Гептан	Октан
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	625	637	664	-	-
Об'єм в газовій фазі після випаровування рідини, зведений до температури 0°С, м ³ /м ³	206,6	204,6	182	-	-
Відносна густина	2,490	2,674	2,974	3,450	3,820
Газова стала м/°С	11,75	11,75	9,89	8,46	7,42
Критичні параметри:					
температура, К	461,0	470,4	508	540	568,8
абсолютний тиск, МПа	3,3	3,4	3,07	2,9	2,53
густина, кг/м ³	-	232,0	-	-	-
питомий об'єм, м ³ /кг	-	0,0043	-	-	-
коефіцієнт стисливості	5,769	5,769	5,909	8,880	7,541
Параметри потенціалів:					
ε/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	0,3805	0,3805	0,3827	0,3846	0,3856
при постійному об'ємі C_v	0,3533	0,3533	0,360	0,3652	0,3686
Динамічний коефіцієнт в'язкості при 0 °С і 0,1013 МПа, мПа·с					
Фактор ацентричності молекул ω	0,2223	0,2539	0,3007	0,3498	0,4018
Теплопровідність при 0 °С, Вт/м·°С	0,0106	0,0106	0,00966	0,0092	0,0084
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 2.2 – Фізико-хімічні властивості неуглеводневих компонентів природних газів

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

Продовження таблиці 2.2

Показники	Компоненти					
	Сірководень	Двоокис вуглецю	Окис вуглецю	Гелій	Аргон	Ртуть
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, $10^{-3}, m^3$	22,14	22,26	22,41	-	-	10,019
Густина при $0\text{ }^{\circ}C$ і $0,1013\text{ МПа}$, $кг/м^3$	1,539	1,977	1,250	0,178	1,784	13,595
Густина при $20\text{ }^{\circ}C$ і $0,1013\text{ МПа}$, $кг/м^3$	1,434	1,842	1,165	0,166	1,662	13,546
Об'єм в газовій фазі після випаровування рідини, зведений до температури $0\text{ }^{\circ}C$, $м^3/м^3$	-	-	-	-	-	-
Відносна густина	1,190	1,529	0,967	1,138	1,380	-
Газова стала $м^3/кг\text{ }^{\circ}C$	24,89	19,27	30,27	211,84	-	-
Критичні параметри:						
температура, K	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:						
$c/k, K$	3,49	3,996	3,59	2,57	3,423	-
σ, A	0,21	-	-	-	-	-
δ	-	-	-	-	-	-
Теплоємність при $0\text{ }^{\circ}C$ і $0,1013\text{ МПа}$, $кДж/кг\text{ }^{\circ}C$	-	-	-	-	-	-
при постійному тиску C_p	0,253	0,1946	0,2483	1,260	1,243	0,0335
при постійному об'ємі C_v	0,192	0,1496	0,1774	0,760	-	-
Динамічний коефіцієнт в'язкості при $0\text{ }^{\circ}C$ і $0,1013\text{ МПа}$, $мПа\cdot c$	-	-	-	-	-	-
Фактор ацентричності молекул ω	0,100	0,231	-	0,246	-	-
Теплопровідність при $0\text{ }^{\circ}C$, $Вт/м\text{ }^{\circ}C$	0,011	0,012	-	0,123	-	-
Теплота при $0\text{ }^{\circ}C$, $кДж/кг$ випаровування	-	-	-	-	-	-
плавлення	-	-	-	-	-	-
Температура кипіння, K	211	194,7	81,7	4,3	87,5	-
Температура плавлення, K	-	-	-	-	-	-

Задача 2.1

Визначити молекулярну масу газу, якщо відомий об'ємний (молярний) склад газу: метан (CH_4) – 90 %, етан (C_2H_6) – 4,4 %, пропан (C_3H_8) – 1,6 %, бутан (C_4H_{10}) – 1,8 %, пентан (C_5H_{12}) – 0,4 %, азот (N_2) – 1,6 %, діоксид вуглецю (CO_2) – 0,2 %.

Розв'язування

Позначимо об'ємні частки компонентів так:

$$y_{c_1} = 90 \% ; \quad y_{c_2} = 4,4 \% ; \quad y_{c_3} = 1,6 \% ; \quad y_{c_4} = 1,8 \% ;$$

$$y_{c_5} = 0,4 \% ; \quad y_{N_2} = 1,6 \% ; \quad y_{CO_2} = 0,2 \% .$$

Молекулярні маси кожного компонента беремо з табл. 2.1 і 2.2:

$$M_{c_1} = 16,043 \quad \text{кг/кмоль}; \quad M_{c_2} = 30,07 \quad \text{кг/кмоль};$$

$$M_{c_3} = 44,097 \quad \text{кг/кмоль}; \quad M_{c_4} = 58,124 \quad \text{кг/кмоль};$$

$$M_{c_5} = 72,151 \quad \text{кг/кмоль}; \quad M_{N_2} = 28,016 \quad \text{кг/кмоль};$$

$$M_{CO_2} = 44,010 \quad \text{кг/кмоль}.$$

Молекулярна маса газу дорівнює:

$$M_g = (90 \cdot 16,043 + 4,4 \cdot 30,07 + 1,6 \cdot 44,097 + 1,8 \cdot 58,124 + \\ + 0,4 \cdot 72,151 + 1,6 \cdot 28,016 + 0,2 \cdot 44,010) / 100 = 18,34 \quad \text{кг/кмоль}.$$

2.2.1 Густина газу

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

$$\rho_{z.o} = \frac{M_z}{22,4141}, \quad (2.8)$$

- за стандартних умов

$$\rho_{z.cm} = \frac{M_z}{24,055}, \quad (2.9)$$

де $\rho_{z.o}$, $\rho_{z.cm}$ - густина газу відповідно за нормальних і стандартних умов, кг/м³.

У нафтогазовій справі для практичних розрахунків часто використовують відносну густину газу, під якою розуміють відношення густини газу ρ_z 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.

$$\begin{aligned} \bar{\rho}_z &= \frac{\rho_{z.o}}{\rho_{n.o}} \quad \text{або} \quad \bar{\rho}_z = \frac{\rho_{z.o}}{1,293} \\ \bar{\rho}_z &= \frac{\rho_{z.cm}}{\rho_{n.cm}} \quad \text{або} \quad \bar{\rho}_z = \frac{\rho_{z.cm}}{1,205}, \end{aligned} \quad (2.10)$$

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

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

$$\rho_z(p, T) = \rho_{z.cm} \frac{p T_{cm}}{z p_{am} T}, \quad (2.11)$$

де $\rho_{z.cm}$ – 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_{cm} – температура за стандартних умов, К

p_{am} – атмосферний тиск, МПа .

Задача 2.2

Визначити густину газу при тиску 10 МПа і температурі $75 \text{ }^\circ\text{C}$, якщо густина газу за стандартних умов – $0,762 \text{ кг/м}^3$, коефіцієнт стисливості газу $0,874$.

Розв’язування

Густину газу за заданого тиску і температури визначаємо за формулою (1.23).

$$\begin{aligned} \rho_z(p, T) &= \rho_{z.cm} \frac{p \cdot T_{cm}}{z \cdot p_{am} \cdot T_{пл}} = 0,762 \frac{10 \cdot 293}{0,874 \cdot 0,1013 \cdot 348} = \\ &= 72,5 \text{ кг/м}^3. \end{aligned}$$

2.2.2 Рівняння стану, коефіцієнт стисливості газу

Стан газу характеризується тиском, температурою та об'ємом, який він займає. Для ідеального газу зв'язок між цими параметрами визначається рівнянням Клапейрона-Менделєєва:

$$pV = mRT, \quad (2.12)$$

де $R = \frac{\bar{R}}{M_2},$

p – тиск газу, Па;

T – температура газу, К;

V – об'єм газу, м³;

m – маса газу, кг;

$\bar{R}$ – універсальна газова стала, $\bar{R} = 8314,51$ Дж/(кмоль·К);

R – питома газова стала, Дж/(кг·К);

M_2 – молекулярна маса газу, кг/кмоль.

Порівняно з ідеальним газом у реальному газі молекули мають певні розміри і взаємодіють між собою, що впливає на параметри стану газу.

Запропоновано ряд залежностей, які описують стан реального газу. Для інженерних розрахунків у газовій справі найчастіше використовують узагальнене рівняння Клапейрона-Менделєєва, в яке додатково вводять коефіцієнт, що враховує відхилення характеристик реального газу від ідеального:

$$pV = zmRT, \quad (2.13)$$

де z – коефіцієнт стисливості газу, частка одиниці.

Коефіцієнт стисливості газу представляє собою відношення об'єму реального газу до об'єму ідеального газу за однакових умов (тиск, температура, маса і склад газу). Коефіцієнт стисливості газу залежить від тиску, температури і складу газу.

2.2.3 В'язкість газу

В'язкість – це властивість рідких і газоподібних речовин виявляти опір взаємному переміщенню сусідніх шарів (внутрішнє тертя). Кількісно в'язкість газу характеризується динамічним коефіцієнтом в'язкості μ_g , який має розмірність Н·с/м² або Па·с.

Динамічний коефіцієнт в'язкості газу μ_g , віднесений до його густини ρ_g за однакових умов (тиск, температура, склад), називається кінематичним коефіцієнтом в'язкості газу ν_g і має розмірність м²/с.

$$\nu_g = \frac{\mu_g}{\rho_g}, \quad (2.14)$$

$$\mu_g, \text{ Па}\cdot\text{с}; \quad \rho_g, \text{ кг/м}^3; \quad \nu_g, \text{ м}^2/\text{с}.$$

В'язкість газу залежить від тиску, температури і складу газу, визначають з використанням графічних та аналітичних залежностей.

Задача 2.3

Визначити густину нафти в пластових умовах та усадку нафти після дегазациї за наступними даними:

Найменування величини та розмірність	В а р і а н т и (остання цифра залікової)									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	0
Густина дегазованої нафти, кг/м ³	32	70	130	200	80	96	67	115	205	125
Газовий фактор м ³ /м ³	100	140	200	300	160	420	390	250	180	360
Відносна густина газу по повітрю	0,8	0,85	0,8	0,95	0,85	0,96	0,98	0,85	0,86	0,9

Задача 2.4

Обчисліть густину газу, який складається з 93% метану, 4% етану, 2% пропану і 1% бутану і знаходиться при температурі 363К і тиску 12МПа.

Вихідні дані для самостійного розв'язку задачі

Варіант	Тиск, МПа	Темпера- тура, °С	Об'ємний вміст компонентів, %				
			Метан	Етан	Пропан	Бутан	Пентан
1	10	20	90	3	2	3	2
2	15	35	85	13	2	1	-
3	13	61	92	7	1	-	-
4	17	52	91	4	3	1	1
5	14	73	90	6	2	2	-
6	11	21	93	2	5	-	-
7	19	46	87	8	3	2	-
8	12	29	80	15	2	1	2
9	16	46	94	2	2	1,5	0,5
10	20	52	95	3	1	1	-

Задача 2.5

Визначити відносну густину газу за нормальних і стандартних умов, якщо відомий об'ємний (молярний) склад: метан (CH₄) – 75,78 %, етан (C₂H₆) – 7,7 %, пропан (C₃H₈) – 3,9 %, нормальний бутан (n-C₄H₁₀) – 1,7 %, нормальний пентан (n-C₅H₁₂) – 0,42 %, азот (N₂) – 5,5 %, сірководень (H₂S) – 2 %, діоксид вуглецю (CO₂) – 3%.

3 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЇ ОСВОЄННЯ СВЕРДЛОВИН

Освоєння свердловини це заключний етап підготовки свердловини до її експлуатації, метою якого є виклик припливу нафти і газу з пласта забезпечуючи при цьому більш високу продуктивність.

Перед освоєнням свердловина заповнена перфораційною рідиною чи рідиною глушіння, якими створюється репресія тиску на пласт для попередження відкритого фонтанування, тобто.

$$P_{виб} = h\rho_c g \geq P_{пл}, \quad (3.1)$$

де h - висота стовпа рідини у свердловині,

ρ_c - середня густина свердловинної рідини.

Для виклику припливу необхідно забезпечити умову

$$P_{виб} < P_{пл} \text{ тобто створити депресію тиску } \Delta p = P_{пл} - P_{виб}$$

3.1 Умова виклику припливу із пласта

Допустиме значення депресії на пласт при виклику припливу вибирають з урахуванням міцності обсадної колони та цементної оболонки у кільцевому просторі; стійкості колектора за умови, що змикання тріщин для тріщинуватих колекторів можна уникнути.

Допустима депресія, виходячи з умов стійкості привибійної зони пласта, забезпечується при виконанні такого співвідношення:

$$\Delta p \leq \frac{\sigma_{cm}}{2} - k(P_z - P_{пл}), \quad (3.2)$$

де σ_{cm} - границя міцності породи на стискання з урахуванням її зміни при насиченні породи фільтратом бурового розчину, МПа;

P_z - вертикальний гірський тиск, МПа;

k - коефіцієнт бокового розпору.

Коефіцієнт бокового розпору визначається через коефіцієнт Пуассона ν :

$$k = \frac{\nu}{1 - \nu}, \quad (3.3)$$

Дані про коефіцієнт Пуассона наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 3.1 – Модуль пружності і коефіцієнт Пуассона для гірських порід

Порода	ν	$E \cdot 10^5$, МПа
Глини пластичні	0,38...0,45	-
Глини щільні	0,25...0,35	-
Глинисті сланці	0,10...0,20	-
Вапняки	0,18...0,33	6...10
Пісковики	0,30...0,35	3...7
Піщані сланці	0,16...0,25	2,4...3,0
Граніт	0,26...0,29	6,6

Гірський тиск визначається середньою густиною верхніх порід $\rho_{сер}$ з урахуванням рідини, що у них міститься, та глибини залягання пласта:

$$P_z = 10^5 \rho_{сер} H, \quad (3.4)$$

де H - глибина залягання пласта, м; $\rho_{сер} = 2300...2500$ кг/м³.

Методи освоєння свердловини та виклику рідини та газу з пласта у свердловину, які застосовують у промисловій практиці, базуються на трьох способах зниження протитиску на пласт: зменшення густини рідини, яка заповнює свердловину, рівня рідини у свердловині, вибійного тиску після попередньої дії на продуктивні пласти.

Приплив рідини з пласта починається тоді, коли тиск стовпа рідини у свердловині стає меншим від пластового тиску, тобто при створенні депресії на пласт.

Послідовна заміна рідини у свердловині з більшою густиною на рідину меншої густини (звичайно за схемою: буровий розчин з більшою густиною – буровий розчин з меншою густиною – вода – нафта – конденсат)

Аерування (газування) рідини.

В потік запомповуваної насосом рідини (води) поступово вводять від компресора газ, витрата якого щоразу збільшується, а витрата рідини при цьому зменшується. Густину газорідинної суміші доводять до 300 – 400 кг/м³. Газ вводять за допомогою аератора типу «перфорована труба в трубі» чи рідинно-газового ежектора, а на газовій лінії встановлюють зворотній клапан, щоб попередити потрапляння рідини у компресор.

Протискування (витіснення рідини зі свердловини стиснутим газом або повітрям)

Суть методу полягає у нагнітанні стиснутого газу або повітря у кільцевий простір свердловини між колонами НКТ та обсадною. Рідина, яка заповнює свердловину, витісняється через НКТ на поверхню. Коли рівень у затрубному

просторі буде доведений до башмака труб, газ (повітря) потрапляє у колону НКТ і розгазовує рідину, густина суміші зменшується, тому рівень суміші буде безперервно підвищуватися. Досягнувши гирла свердловини суміш викидається з НКТ. Тиск у затрубному просторі, який підтримується на максимальному рівні під час піднімання суміші до гирла, при викиді різко знижується. При переливанні рідини і викиді суміші тиск на вибої падає і свердловина переходить на фонтанування при якомусь встановленому робочому тиску. Після цього компресор вимикають.

Зниження рівня рідини у свердловині поршнюванням (свабуванням)

Для цього у свердловину на канаті від лебідки опускають сваб (поршень із клапаном і гумовими манжетами) у НКТ чи желонку (на вигляд вузького довгого відра з нижнім кульовим клапаном). Витягуючи сваб із свердловини, виштовхуємо рідину яка знаходиться над ним у НКТ, на поверхню. Желонкою вичерпуємо рідину із свердловини.

Газліфтні свердловини освоюють методом протискування.

Задача 3.1

Знайти величину допустимої депресії на продуктивний пласт виходячи з умов стійкості ПЗП глибиною 3000 м, границя міцності породи 20 МПа, пластовий тиск 30 МПа, середня густина гірської породи 2350 кг/м^3 , коефіцієнт Пуасона для пісковика 0,3.

Розв'язування

Знаходимо вертикальний гірський тиск (згідно формули 3.4) :

$$P_z = 9,81 \cdot 2350 \cdot 3000 = 69160500 \text{ Па}$$

Знаходимо коефіцієнт бокового розпору (згідно формули 3.3):

$$k = \frac{0,3}{1 - 0,3} = 0,429$$

Знаходимо величину допустимої депресії (згідно формули 3.4):

$$\Delta P \leq \frac{20 \cdot 10^6}{2} + 0,429 \cdot (69160500 - 30 \cdot 10^6) \leq 20,36 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Задача 3.2

Визначити вибійний тиск при освоєнні свердловини різними способами:

- 1) зниження гирлового тиску до нуля;
- 2) зниження густини рідини в свердловині;
- 3) використання газованої нафти;
- 4) використання компресорної станції;

Глибина свердловини 1550 м, пластовий тиск 19 МПа, густина рідини 1080 кг/м³, внутрішній діаметр експлуатаційної колони 0,1471 м, тиск на гирлі свердловини 0,8 МПа, глибина спуску НКТ 1300 м.

Розв'язування

1. Визначаємо тиск на вибої за формулою:

$$P_{\text{виб}} = \rho_p \cdot H \cdot g + P_{\text{гирл}}, \quad (3.5)$$

де $P_{\text{гирл}}$ - тиск на гирлі свердловини, Па.

$$P_{виб} = 1080 \cdot 9,81 \cdot 1550 + 0 = 16,42 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

2. Визначаємо тиск на вибої при зниженні густини рідини в свердловині за формулою:

$$P_{виб} = \rho_{р.з} \cdot H \cdot g + P_{зир}, \quad (3.6)$$

де $\rho_{р.з}$ - густина заміщувальної рідини, кг/м^3 , приймаємо

$$\rho_{р.з} = 920 \text{ кг/м}^3$$

$$P_{виб} = 920 \cdot 9,81 \cdot 1550 + 0,8 \cdot 10^6 = 14,79 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

3. Визначаємо тиск на вибої при використанні газованої нафти за формулою:

$$P_{виб} = \rho_{г.н} \cdot H \cdot g + P_{зир}, \quad (3.7)$$

де $\rho_{г.н}$ - густина газованої нафти, кг/м^3 , приймаємо

$$\rho_{г.н} = 520 \text{ кг/м}^3$$

$$P_{виб} = 520 \cdot 9,81 \cdot 1550 + 0,8 \cdot 10^6 = 8,7 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

4. Визначаємо тиск на вибої при використанні компресорної станції за формулою:

$$P_{виб} = \rho_n \cdot L \cdot g + \rho_p \cdot (H - L) \cdot g + P_{зир}, \quad (3.8)$$

де ρ_n - густина повітря, кг/м^3 . $\rho_n = 1,293 \text{ кг/м}^3$;

$$\begin{aligned} P_{виб} &= 1,293 \cdot 1300 \cdot 9,81 + 1080 \cdot (1550 - 1300) \cdot 9,81 + 0,8 \cdot 10^6 = \\ &= 3,47 \cdot 10^6 \text{ Па} \end{aligned}$$

3.2 Визначення дебіту нафтової свердловини при фільтрації нафти за законом Дарсі

Дебіт нафтової свердловини при усталеній плоско-радіальній фільтрації нестисливої рідини до свердловини за законом Дарсі визначають за формулою Дюпюї:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h (p_{пл} - p_{виб})}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (3.9)$$

де k – коефіцієнт проникності пласта, м^2 ;

h – товщина пласта, м ;

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

Па;

$p_{виб}$ – вибійний тиск, Па;

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

r_c – радіус свердловини за долотом, м .

При цьому об'ємна витрата нестисливої рідини усталеного плоско-радіального потоку вздовж лінії течії (вздовж радіуса r) не змінюється.

Для отримання значення дебіту нафтової свердловини в $\text{м}^3/\text{добу}$ необхідно значення дебіту, знайдене за формулою (3.9), помножити на 86400 (1 доба = 86400 с).

Рівняння припливу (3.9) можна записати ще й так:

$$Q = K_0 \Delta p, \quad (3.10)$$

де K_0 – коефіцієнт продуктивності свердловини,

$$K_0 = \frac{2\pi kh}{\mu \ln R_k / r_c}; \quad (3.11)$$

Δp – депресія на пласт, $\Delta p = p_{пл} - p_{виб}$.

3.3 Приплив газу до вибою свердловини за законом Дарсі

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

$$v = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dr}, \quad (3.12)$$

де k – коефіцієнт проникності пласта;

μ – динамічний коефіцієнт в'язкості газу.

Газ є стисливою 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 ($v_m = v\rho(p)$):

$$v_m = -\rho(p) \frac{k}{\mu(p)} \frac{dp}{dr}, \quad (3.13)$$

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:

$$q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{cm} (p_{nl}^2 - p_{виб}^2)}{\mu \cdot z \cdot p_{am} \cdot T_{nl} \left(\ln \frac{R_k}{r_c} + c_1 + c_2 \right)}, \quad (3.14)$$

де k – коефіцієнт проникності пласта, м²;

h – товщина пласта, м;

p_{nl} – пластовий тиск (тиск на відстані R_k від свердловини), Па;

$p_{виб}$ – вибійний тиск, Па;

T_{nl} – пластова температура, К;

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

r_c – радіус свердловини за долотом, м;

T_{cm} – стандартна температура, $T_{cm} = 293$ К;

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

c_1 і c_2 – коефіцієнти, що враховують недосконалість свердловини за ступенем і характером розкриття пласта (залежності для визначення значень коефіцієнтів c_1 і c_2 наведено нижче, формули (2.15));

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

z – середнє значення коефіцієнта стисливості газу.

$$\mu = \frac{\mu(p_{nl}) + \mu(p_{виб})}{2} \quad (3.15)$$

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

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

Для отримання значення дебіту газу в тис.м³/д необхідно значення дебіту, знайдене за формулою (3.14), помножити на 86,4.

Задача 3.3

Знайти величину допустимої депресії на продуктивний пласт виходячи з умов стійкості ПЗП.

Вихідні дані для самостійного розв'язку задачі

Остання цифра залікової книжки	Глибина свердловини, м	Границя міцності породи, МПа	Густина породи, кг/м ³	Пластовий тиск, МПа	Коефіцієнт Пуассона
0	3200	20	2300	31	0,25
1	3000	19	2310	29	0,28
2	3150	18	2320	28	0,29
3	3500	17	2330	28,5	0,3
4	2000	19	2340	27,5	0,31
5	2598	18	2350	29,5	0,32
6	2556	20	2360	30,6	0,27
7	3652	19,5	2370	30,1	0,26
8	1556	18,5	2400	28,6	0,24
9	2650	17,5	2450	29,3	0,25

Задача 3.4

Визначити вибіийний тиск при освоєнні свердловини різними способами:

- 5) зниження гирлового тиску до нуля;
- 6) зниження густини рідини в свердловині;
- 7) використання газованої нафти;
- 8) використання компресорної станції;

Вихідні дані для самостійного розв'язку задачі

Остання цифра залікової книжки	Глибина свердловини, м	Глибина спуску НКТ, м	Густина рідини, кг/м ³	Густина заміщу вальної рідини, кг/м ³	Густина газованої нафти, кг/м ³	Гирловий тиск, МПа	Внутрішній діаметр експлуатаційної колони, мм
0	2500	1800	1000	850	450	0,1	133,4
1	2550	1900	1010	860	460	0,2	132,1
2	2600	2000	1015	870	470	0,3	130,7
3	2650	2050	1020	880	480	0,4	129,1
4	2700	2100	1025	890	490	0,5	127,1
5	2750	2150	1030	900	500	0,6	124,7
6	2800	2200	1035	910	510	0,7	153,7
7	2850	2250	1040	920	520	0,8	152,3
8	2900	2300	1010	930	530	0,9	150,5
9	3000	2350	1020	950	540	1,0	147,1

Задача 3.5

Визначити дебіт нафтової свердловини в пластових умовах (м³/с, м³/добу) при плоско-радіальній фільтрації нестисливої рідини за законом Дарсі якщо відомо: товщина пласта 14 м, коефіцієнт проникності 85 мД, коефіцієнт динамічної в'язкості рідини – 2,8 мПа·с, радіус контуру живлення 800 м, радіус свердловини – 0,1 м, депресія на пласт - 1,5 МПа.

4 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН.

4.1 Фонтанна експлуатація свердловин

У початковий період експлуатація нафтових свердловин здійснюють фонтанним способом. Суть його полягає в тому, що під дією пластового тиску нафта через НКТ піднімається на денну поверхню. Фонтанує свердловина певний час, але запомповування морської води і газу, з метою підтримання пластового тиску, здійснюється на морських родовищах з перших днів розробки, що дає можливість значно продовжити цей період.

Даний спосіб експлуатації використовують на нових родовищах, які ще енергетично не виснажені. Фонтанний – найпростіший та найдешевший спосіб експлуатації. Однак не усі свердловини можуть фонтанувати.

Перший вид – артезіанське фонтанування, коли $P_{виб} > P_{нас}$, $P_{гир} \geq P_{нас}$, тобто фонтанування відбувається завдяки гідростатичному напору рідини ($P_{нас}$ – тиск насичення нафти газом)

Якщо тиск на гирлі свердловини більший від тиску насичення ($P_{гир} \geq P_{нас}$), тоді будь-який тиск у свердловині є більший за тиск насичення. У такій свердловині газу немає.

Другий вид – газліфтне фонтанування з початком виділення газу у стовбурі свердловини. Буває, якщо $P_{виб} \geq P_{нас}$, $P_{гир} < P_{нас}$. У пласті рухається негазована рідина, а у свердловині – газована суміш. Фонтанування відбувається за принципом роботи газорідинного піднімача.

Третій вид – газліфтне фонтанування з початком виділення газу в пласті, якщо $P_{виб} < P_{нас}$, $P_{гир} < P_{нас}$.

Оскільки присутність бульбашок вільного газу у рідині зменшує густину останньої, і відповідно, гідростатичний тиск такого стовпа рідини, то тиск на вибої свердловини, який необхідний для фонтанування газованої рідини, суттєво менший, ніж при артезіанському фонтануванні.

Артезіанське фонтанування

Артезіанське фонтанування буває за $P_{виб} > P_{нас}$, $P_{гир} \geq P_{нас}$.

Виходячи з рівняння балансу тисків, отримуємо умову артезіанського фонтанування у вигляді:

$$P_{виб} = \rho_p gH + \Delta P_T + P_{гир}, \quad (4.1)$$

де $\rho_p = \frac{\rho_{виб} + \rho_{гир}}{2}$ - середня густина рідини у свердловині, кг/м³;

$\rho_{виб}, \rho_{гир}$ - густина рідини в умовах вибою та гирла, кг/м³.

Задача 4.1

Розрахувати вибійний тиск під час артезіанського фонтанування свердловини. Відомо: глибина спуску насосно-компресорних труб – 1900 м; внутрішній діаметр експлуатаційної колони – 0,146 м; внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,062 м; густина нафти – 880 кг/м³; динамічний коефіцієнт в'язкості нафти $1,3 \cdot 10^{-3}$ Пас; тиск на гирлі свердловини 0,1 МПа; об'ємна витрата нафти 0,0146 м³/с.

Розв'язування

Визначаємо швидкість руху нафти в насосно-компресорних трубах за формулою:

$$v_T = \frac{4Q}{\pi d^2} \quad (4.2)$$

$$v_T = \frac{4 \cdot 0,0146}{3,14 \cdot 0,062^2} = 4,838 \text{ м/с};$$

Визначаємо число Рейнольдса для нафти, що рухається по трубах за формулою:

$$Re_T = \frac{v_T \cdot d \cdot \rho}{\mu} \quad (4.3)$$

$$Re_T = \frac{4,838 \cdot 0,062 \cdot 880}{1,3 \cdot 10^{-3}} = 203047$$

Оскільки $Re > 2320$, то режим руху турбулентний.

Визначаємо коефіцієнт гідравлічного опору для руху нафти в трубах за формулою Блазіуса:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re_T^{0,25}} \quad (4.4)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{203047^{0,25}} = 0,0149$$

Визначаємо втрати тиску на тертя за формулою:

$$\Delta P_T = \lambda \cdot \frac{L \cdot v_T^2 \cdot \rho}{2 \cdot d} \quad (4.5)$$

$$\Delta P_T = 0,0149 \cdot \frac{1900 \cdot 880 \cdot 4,838^2}{2 \cdot 0,062} = 4,7 \times 10^6 \text{ Па.}$$

Визначаємо вибійний тиск артезіанського фонтанування за формулою (4.1):

$$P_{\text{виб}} = \rho_p \cdot g \cdot H + \Delta P_T + P_{\text{гир}}$$

$$P_{\text{виб}} = 880 \cdot 9,81 \cdot 1900 + 4,7 \cdot 10^6 + 0,1 \cdot 10^6 = 21,1 \times 10^6 \text{ Па}$$

Задача 4.2

Розрахувати вибійний тиск під час артезіанського фонтанування свердловини.

Вихідні дані для задачі

Остання цифра залікової книжки	Глибина свердловини, м	Внутрішній діаметр НКТ, м	Густина нафти, кг/м ³	Динамічна в'язкість нафти 10 ⁻³ Пас	Гирловий тиск, МПа	Об'ємна витрата нафти м ³ /с
0	1900	0,03	760	1,1	0,1	0,011
1	2000	0,035	765	1,15	0,15	0,012
2	2100	0,04	770	1,2	0,2	0,013
3	2200	0,045	775	1,25	0,25	0,014
4	2300	0,05	780	1,3	0,3	0,015
5	2400	0,055	785	1,35	0,35	0,015
6	2500	0,06	790	1,4	0,4	0,014
7	2600	0,065	795	1,45	0,45	0,016
8	2700	0,07	800	1,5	0,5	0,017
9	2800	0,075	850	1,55	0,56	0,018

Газліфтне фонтанування

Це найбільш розповсюджений спосіб фонтанування нафтових свердловин. При фонтануванні завдяки енергії газу густина стовпа ГРС у фонтанних трубах є низькою, тому гідростатичний тиск стовпа такої суміші буде меншим.

Відповідно, і для фонтанування свердловини потрібно менший вибійний тиск.

Фонтанні свердловини другого і третього типів являють собою газорідинні піднімачі, де газ вводиться не ззовні, а виділяється з нафти безпосередньо в самому потоці. Вздовж руху рідини від вибою до гирла кількість газу змінюється, а саме збільшується від нуля до певного значення. Кількість газу в потоці визначається за законом Генрі:

$$V_c = \left[G_0 - \alpha_p (P - P_0) \right] Q_n, \quad (4.6)$$

де G_0 – експлуатаційний газовий фактор (відношення кількості видобутого газу до кількості видобутої нафти, зведених до стандартних умов), $\text{м}^3/\text{м}^3$;

α_p – коефіцієнт розчинності газу в нафті, $\text{м}^3/(\text{м}^3 \cdot \text{Па})$;

Q_n – дебіт нафти, $\text{м}^3/\text{с}$.

4.2 Газліфтна експлуатація нафтових свердловин. Конструкції та системи газліфтних піднімачів

Після припинення фонтанування свердловини переводять на механізовану експлуатацію, одним із способів якої є газліфтний спосіб. Газліфтна експлуатація, при якій кількість газу, що його не вистачає для підйому рідини, закачують у свердловину з поверхні, є, по суті, продовженням фонтанної експлуатації.

Галузь застосування газліфта - високодебітні свердловини з великими вибійними тисками, свердловини з високими газовими факторами та вибійними тисками нижче тиску насичення, пісочні свердловини (містять в продукції

пісок), а також свердловини у важкодоступних умовах (наприклад, затоплюваність, паводки, болота, відсутність доріг та ін.) Газліфтний спосіб ефективний при експлуатації викривлених свердловин, розробці багатопластових родовищ.

Як газ можна використовувати повітря або вуглеводневий газ. Тоді підйомник відповідно називають **ерліфтом** або **газліфтом**. Перевага ерліфта - необмеженість джерела повітря. У практиці видобутку нафти використовують газліфт, оскільки при подачі повітря у свердловину можливе окислення нафти і погіршення її властивостей.

Газ можна подавати за допомогою компресора. Такий різновид газліфта називають **компресорним**.

При компресорній експлуатації свердловини на нафтовому покладі необхідно передбачити одну або декілька компресорних станцій з копресорами, які стискають газ або повітря до необхідної величини.

Конструкції та системи газліфтних підйомників

Конструкція будь-якого газліфтного підйомника має забезпечувати у свердловині наявність двох каналів: для закачування газу та підняття газорідинної суміші на поверхню. Такі канали можуть бути створені або двома паралельними (ліфт Поле), або концентрично розміщеними (ліфт Саундерса) рядами труб. Ліфт поле не набув поширення через складність спуску у свердловину на великі глибини двох паралельних рядів труб, жорстко пов'язаних унизу біля башмака, і неможливість використання НКТ великих діаметрів при малому діаметрі експлуатаційної колони.

Залежно від кількості рядів труб, концентрично розміщених у свердловині, **розрізняють конструкції дво-, півтора- та однорядних підйомників.**

Залежно від напрямку подавання газу розрізняють кільцеву та центральну системи підйомників. У кільцевому однорядному підйомнику стиснутий газ нагнітається у простір між експлуатаційною колоною і НКТ, а газонафтова суміш піднімається на поверхню колоною НКТ. В однорядному підйомнику центральної системи робочий агент нагнітається по НКТ а газонафтова суміш піднімається по затрубному простору. На практиці газліфтні свердловини у основному працюють за кільцевою системою.

Пуск газліфтної свердловини у експлуатацію

Процес пуску призначений для введення у роботу нових і відремонтованих свердловин.

Перед пуском свердловина, заповнена рідиною (нафтою, водою або іншою рідиною глушіння). Рівень її у свердловині відповідає пластовому тиску. Суть пуску газліфтної свердловини полягає у витісненні рідини у лінії газоподачі до башмака підйомних труб методом протискування і введення газу у підйомні труби. Найбільший тиск газу, який виникає при пуску, називають пусковим тиском, P_n

Тиск закачування газу у процесі експлуатації свердловини називають робочим P_p . Пусковий тиск перевищує робочий, тобто $P_n > P_p$.

Пусковий тиск для кільцевої системи визначають за формулою:

$$P_n = h\rho g \left[1 + \left(1 - \psi_{\text{ногл}} \right) \frac{F_{\kappa}}{F_m + F_3} \right] \quad (4.7)$$

де h — занурення башмака труб під рівень рідини перед пуском, м;

F_m , F_z , F_k — площі поперечного перерізу простору відповідно трубного, затрубного і кільцевого простору;

$\Psi_{\text{погл}}$ — коефіцієнт поглинання, який характеризує поглинання рідини пластом.

Пусковий тиск для центральної системи однорядного підйомника визначають за формулою:

$$P_n = h \rho g \left[1 + \left(1 - \psi_{\text{погл}} \right) \frac{F_m}{F_k} \right] \quad (4.8)$$

Задача 4.3

Визначити пусковий тиск для однорядного підйомника при кільцевій системі для наступних умов: внутрішній діаметр експлуатаційної колони — 146 мм, зовнішній діаметр НКТ — 63 мм, внутрішній діаметр НКТ — 50,3 мм, коефіцієнт поглинання рідини пластом — 0,45; занурення під статичний рівень рідини башмака НКТ — 350 м, густина рідини — 870 кг/м³.

Задача 4.4

Визначити пусковий тиск для однорядного підйомника при центральній системі для наступних умов: внутрішній діаметр експлуатаційної колони — 146 мм, зовнішній діаметр НКТ — 72 мм, внутрішній діаметр НКТ — 63 мм, коефіцієнт поглинання рідини пластом — 0,34; занурення під статичний рівень рідини башмака НКТ — 380 м, густина рідини — 865 кг/м³.

4.3 Видобуток нафти свердловинними штанговими насосами (СШН)

СШН використовують для видобутку нафти із кущових свердловин на морських платформах, особливо на родовищах, де здійснюють видобуток високов'язкої нафти з неглибоко залягаючих низькопродуктивних пластів.

Особливість ШСНУ полягає в тому, що у свердловину спускають плунжерний насос, який приводиться в дію від поверхневого приводу колони насосних штанг.

На кожній платформі необхідно мати до шести насосних установок, але їх розмістити на платформі складно. Тому стали використовувати штангові безбалансирні довгоходові установки (довжина ходу полірованого штоку 10 м, швидкість відкачування 1-5 ходів/хв).

У даний час розроблено спеціальну модель установки з пневматичним врівноваженням, які відповідають навантаженням і просторовим можливостям платформи. Вони добре широко використовуються для морських платформ завдяки своїй компактності, легкій вазі і відсутності горизонтальних динамічних сил.

Система контролю за роботою штангових глибинно-насосних установок має такі переваги:

- можливість швидкого реагування на всі порушення та повідомлення оперативним службам;
- контроль за часом роботи установки і фіксації порушень у ній дозволяють вчасно проводити ремонт і продовжити термін її служби, а також скорочення витрат електроенергії;

- розробка родовищ при використанні такої системи ефективна завдяки відповідній швидкості відкачування і припливу.

Подача штангової насосної установки і чинники, які на неї впливають.

При ході плунжера вниз в циліндр насоса входить колона насосних штанг, яка витісняє рідину. Тоді, подача при ході вниз:

$$V_{\downarrow} = f_{um} \cdot S, \quad (4.9)$$

де S – довжина ходу полірованого штоку, м;

f_{um} – площа поперечного перерізу штанг, м^2 .

При ході плунжера вверх з циліндра витісняється рідина:

$$V_{\uparrow} = (F - f_{um}) \cdot S, \quad (4.10)$$

де F – площа поперечного перерізу плунжера (циліндра) насоса, м^2 .

Подача за один подвійний хід:

$$V = V_{\downarrow} + V_{\uparrow} = FS, \quad (4.11)$$

Хвилинна подача за n ходів (гойдань головки балансира):

$$V_{\text{хв}} = V \cdot n = FS n, \quad (4.12)$$

де n – кількість подвійних ходів за хвилину головки балансира.

Помноживши результат на кількість хвилин у добі, отримаємо теоретичну подачу насоса:

$$Q_{\text{теор}} = 1440 FS n, \quad (4.13)$$

де 1440 – кількість хвилин у добі, $24 \cdot 60 = 1440$ хв.

Фактична подача насоса завжди менша теоретичної, оскільки довжини ходу плунжера і полірованого штока не однакові, відбуваються витікання рідини через зазор між плунжерною парою і газ всмоктується в циліндр разом з рідиною:

$$Q_{\text{факт}} = 1440 FS n \alpha, \quad (4.14)$$

де α – коефіцієнт подачі штангового насоса – являє собою відношення дійсного подавання до теоретичного.

Даний коефіцієнт змінюється від 0 до 1.

Подача насоса змінюється в широких межах – від декількох сотень до 5-6 м³/добу, діаметр плунжера змінюється від 28 до 120 мм, довжина ходу полірованого штоку – від 0,3 до 6 м, кількість ходів – від 1 до 15 за 1 хв.

Робота установки вважається доброю, якщо $\alpha = 0,6-0,8$.

Коефіцієнт подавання визначається за формулою:

$$\alpha = \alpha_d \cdot \alpha_{yc} \cdot \alpha_n \cdot \alpha_{вит}, \quad (4.15)$$

де α_d – коефіцієнт, який враховує деформацію штанг і труб;

α_{yc} – коефіцієнт, який враховує усадку рідини в процесі її вилучення із свердловини на поверхню

α_n – коефіцієнт наповнення насоса, враховує неповноту наповнення насоса через шкідливий вплив газу;

$\alpha_{вит}$ – коефіцієнт, який враховує витікання рідини через різного роду негерметичності каналу (це зазор у плунжерній парі).

Задача 4.5

Визначити теоретичну і фактичну подачі глибинного насоса за наступними вихідними даними: довжина ходу полірованого штоку 2,5 м; довжина ходу плунжера 2,47 м;

діаметр плунжера 28 мм; число гойдань головки балансира 12 хв⁻¹; коефіцієнт наповнення 80 %; об'ємний коефіцієнт нафти 1,2; кількість рідини, що витікає 500 л.

Розв'язання:

Визначаємо площу поперечного перерізу плунжера за формулою:

$$F = \frac{\pi \cdot d_{\text{пл}}^2}{4}, \quad (4.16)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,028^2}{4} = 6,154 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$$

Визначаємо теоретичну подачу насоса за формулою:

$$Q_{\text{теор}} = 1400 \cdot 6,154 \cdot 10^{-4} \cdot 2,5 \cdot 12 = 25,847 \text{ м}^3$$

Визначаємо коефіцієнт усадки за формулою:

$$\alpha_{\text{ус}} = \frac{1}{b_{\text{н}}}, \quad (4.17)$$

де $b_{\text{н}}$ - об'ємний коефіцієнт нафти.

$$\alpha_{\text{ус}} = \frac{1}{1,2} = 0,833$$

Визначаємо коефіцієнт деформації за формулою:

$$\alpha_{\text{д}} = \frac{S_{\text{пл}}}{S}, \quad (4.18)$$

де $S_{\text{пл}}$ - довжина ходу плунжера, м;

$$\alpha_{\text{д}} = \frac{2,47}{2,5} = 0,988$$

Визначаємо коефіцієнт витікання за формулою:

$$\alpha_{\text{вит}} = 1 - \frac{q_{\text{вит}}}{Q_{\text{теор}} \cdot \alpha_{\text{ус}} \cdot \alpha_{\text{н}} \cdot \alpha_{\text{д}}}, \quad (4.19)$$

$$\alpha_{\text{вит}} = 1 - \frac{500 \cdot 10^{-3}}{25,847 \cdot 0,833 \cdot 0,988 \cdot 0,8} = 0,971$$

Визначаємо коефіцієнт подавання визначається за формулою (4.15):

$$\alpha = 0,8 \cdot 0,971 \cdot 0,988 \cdot 0,833 = 0,639$$

Визначаємо фактичну подачу насоса за формулою (4.14):

$$Q_{\text{факт}} = 1400 \cdot 6,154 \cdot 10^{-4} \cdot 2,5 \cdot 12 \cdot 0,639 = 16,516 \text{ м}^3$$

5 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ ПРОВЕДЕННЯ ІНТЕНСИФІКАЦІЇ ПРИПЛИВУ ГАЗУ ДО ВИБОЇВ ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН

Методи збільшення проникності привибійної зони свердловин можна умовно розділити на фізичні, хімічні, механічні та мішані (комбіновані). Часто для отримання кращих результатів ці методи використовують в поєднанні один з один або послідовно.

Вибір методу дії привибійну зону свердловин визначається пластовими умовами. Хімічні методи впливу дають добрі результати в слабо проникних карбонатних породах. Їх успішно використовують також в зцементованих пісковиках, в склад яких входять карбонатні цементуючі речовини.

Механічні методи обробки використовують в пластах, які складені суцільними породами з метою збільшення їх тріщинуватості.

Теплові методи впливу використовують для видалення зі стінок порових каналів парафіну, смол, а також для інтенсифікаційних хімічних методів обробки при вибійної зони.

Фізичні методи призначені для видалення з при вибійної зони залишкової води і твердих дрібно-дісперсних частинок, що збільшує проникність порід.

Кислотна обробка свердловин базується на здатності свердловин вступати в реакцію з деякими видами гірських порід, що приводить до очищення і розширення їх парових каналів, збільшення проникності і, як наслідок до збільшення продуктивності свердловин.

Для обробки свердловин у більшості випадків використовують соляну HCl , або плавинову (фтористоводневу) HF кислоти.

Гідравлічний розрив пласта полягає в утворенні і розширенні в пласті тріщин при створенні високих тисків на вибої свердловини рідиною, яка закачується в свердловину. В утворенні тріщини нагнітають відсортований крупнозернистий пісок, роль якого полягає в тому, щоб не дати тріщинам зімкнутися після зняття тиску.

Утворені в пласті нові тріщини або розширені наявні з'єднуючись з іншими стають провідниками газу.

Тиск гідророзриву пласта визначають за формулою:

$$p_{ГРП} = p_{Г} - p_{пл} + \sigma_p, \quad (5.1)$$

де $p_{Г}$ – гірничий тиск;

$p_{пл}$ – пластовий тиск;

σ_p – міцність породи пласта на розрив в умовах всестороннього стиснення ($\sigma_p = 1,5\text{--}3$ МПа).

Гірничий тиск визначають за формулою:

$$P_{Г} = \rho_n \cdot g \cdot H, \quad (5.2)$$

де ρ_n – середня густина вищезалеглих водонасичених гірських порід, $\rho_n = 2200\text{--}2600$ кг/м³;

H – глибина залягання пласта, м.

Тиск нагнітання рідини на гірлі свердловини:

$$P_{Г} = p_{ГРП} - \rho_{pn} g H + \Delta p_T, \quad (5.3)$$

де Δp_T – втрати тиску на тертя в трубах.

Втрати тиску на тертя:

$$P_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{H}{d} \cdot \frac{V^2}{2} \cdot \rho_{\text{рп}} \quad (5.4)$$

Метод **гідропіскоструминної перфорації** оснований на використанні кінетичної енергії і абразивних властивостей струменя рідини з піском, який витікає з великою швидкістю з насадок спеціального перфоратора. За короткий час струмінь рідини з піском створить отвір або проріз в обсадній колоні і канал, або щілину в цементному камені і породі пласта без інших порушень обсадних труб і цементного каменя.

Розрив пласта тиском порохових газів оснований на утворенні тріщин в гірській породі за рахунок енергії парових газів, які створюються при згоранні порохового заряду в спеціальному патроні.

Розрив пласта тиском порохових газів рекомендується використовувати в газових свердловинах, продуктивні плати в яких складені з кількісних тріщинуватих вапняків, доломітів і неглинистих пісковиків.

Процес *торпедування* свердловин для покращення припливу газу в свердловину полягає в тому, що заряджену вибухівною речовиною торпеду спускають в свердловину і взривають навпроти продуктивного пласта. При вході торпеди утворюється каверна, яка збільшує діаметр свердловини і сітка тріщин, що розходяться від свердловини в радіальному напрямку.

Розрахунок солянокислотного оброблення ПЗП

1.Об'єм соляно-кислотного розчину (СКР), необхідний для обробки свердловини визначають за формулою:

$$V_{\text{скр}} = Nh, \quad (5.5)$$

де $V_{скр}$ – об'єм соляно-кислотного розчину, м³

N – норма витрати соляно-кислотного розчину, м³/м;

h – товщина пласта, м.

Радіус проникнення СКР в продуктивний пласт визначають за формулою:

$$r_{обп} = \sqrt{\frac{V_{скр}}{\pi h m_o} + r_c^2}, \quad (5.6)$$

де r_c – радіус свердловини, м;

m_o – коефіцієнт відкритої пористості.

Для визначення ефективності проведення СКО визначають, на скільки збільшився дебіт свердловини після СКО за формулою:

$$E_{ско} = \frac{Q_1}{Q_2} \cdot \frac{K_{зб} \cdot \left(\ln \frac{R_k}{r_{обп}} + \ln \frac{r_{обп}}{r_c} \right)}{\ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad (5.7)$$

де Q_1 – дебіт свердловини до СКО, тис.м³/д;

Q_2 – дебіт свердловини після СКО, тис.м³/д;

R_k – радіус контуру живлення, м;

$K_{зб}$ – коефіцієнт збільшення проникності після СКО, $K_{зб} = 2,0 - 3,0$.

Задача 5.1

Розрахувати необхідний об'єм соляно-кислотного розчину для оброблення продуктивного пласта товщиною 15 м, якщо для оброблення одного метра товщини пласта використовують 0,7 м³ СКР. Розрахувати радіус проникнення СКР в продуктивний пласт, якщо коефіцієнт відкритої пористості – 0,15, радіус свердловини – 0,1 м.

Розв'язання

Необхідний об'єм соляно-кислотного розчину для оброблення продуктивного пласта визначають за формулою (5.5):

$$V_{скр} = Nh = 15 \cdot 0,7 = 10,5 \text{ м}^3$$

Радіус проникнення СКР в продуктивний пласт визначають за формулою (5.6).

$$r_{обр} = \sqrt{\frac{V_{скр}}{\pi h m_o} + r_c^2} = \sqrt{\frac{10,5}{\pi \cdot 15 \cdot 0,15} + 0,1^2} = 1,223 \text{ м}$$

Задача 5.2

Обрахуйте ефективність оброблення привибійної зони газової свердловини кислотним розчином, якщо за розрахунками реагент проникає у пласт на відстань 2,8м. Відомо, що проникність у цій зоні зростає в 7 разів. Радіус контура живлення пласта 1000 м, радіус свердловини - 0,1 м. Фільтрація відбувається за законом Дарсі.

Задача 5.3

Визначити тиск на вибої газової свердловини при проведенні в ній гідравлічного розриву пласта, якщо гирловий тиск 5 МПа, глибина свердловини 2300 м, густина рідини розриву 1200 кг/м³, коефіцієнт динамічної в'язкості рідини розриву 2,1 мПа·с, внутрішній діаметр НКТ 0,062 м, подача одного насосного агрегату 10 л/с, відносна шорсткість труб 0,02 мм, для обробки використовується 5 агрегатів.

Задача 5.4

Визначити у скільки разів зросте пористість породи після проведення солянокислотної обробки, якщо густина скелету породи, що розчиняється у СКР 2700 кг/м³, середня густина пористої породи 2300 кг/м³, вміст глини у породі 6,6%, карбонатність породи 3,2%. Пористість породи перед обробкою становила 14%.

6. ЗБИРАННЯ І ПІДГОТОВЛЕННЯ СВЕРДЛОВИННОЇ ПРОДУКЦІЇ

6.1 Промислова підготовка нафти

Продукція, яка надходить із нафтових і газових свердловин потребує очищення. Разом із нафтою із свердловин надходить пластова вода, супутній нафтовий газ, тверді частини механічних домішок (гірських порід, затверділий цемент). У такому вигляді транспортувати нафту трубопроводами на нафтопереробні заводи неможливо. Оскільки пластова вода – це сильно мінералізоване середовище з вмістом солей до 2500 мг/л. Вміст пластової води в нафті на кінцевій стадії експлуатації може досягати до 80 %.

На всіх родовищах використовують централізовану схему збору і підготовки нафти. За цією схемою від кожної свердловини по індивідуальних трубопроводах надходить нафта разом з газом і пластовою водою на автоматизовану групову установку (АЗУ).

На АЗУ проводять облік точної кількості нафти, яка надійшла від кожної свердловини а також здійснюють постійну сепарацію для часткового відділення пластової води, нафтового газу і механічних домішок із направленням виділеного газу газопроводами на ГПЗ.

Частково зневоднена і дегазована нафта надходить збірним колектором на центральний пункт збору (ЦПЗ).

Переважно на одному родовищі облаштовують один ЦПЗ, на великих родовищах може бути два і більше. На ЦПЗ зосереджені установки з підготовки нафти і води. На

установці з підготовки нафти здійснюють у комплексі всі технологічні операції з її підготовки і називають установкою комплексної підготовки нафти. Зневоднена, знесолена і дегазована нафта після кінцевого контролю надходить в резервуари товарної нафти а потім на головну насосну станцію магістрального нафтопроводу.

Установка комплексної підготовки нафти (УКПН) являє собою невеликий завод із первинної підготовки нафти. На УКПН виконують дегазацію, зневоднення і знесолення і стабілізацію нафти.

Відокремлення газової фази вуглеводнів від нафти (сепарація газу) є першою стадією підготовки нафтопромислової продукції. Механізм розгазування нафти проходить внаслідок зниження тиску в системі пласт-свердловина-трубопровід і закінчується в технологічних установках її підготовки.

Основна кількість газу відокремлюється від нафти в сепараторах. В даний час на нафтових промислах України експлуатують найрізноманітніші типи таких пристроїв, що пояснюється порівняно великим періодом їх експлуатації, поступовим впровадженням в експлуатацію нових, прогресивних їх модифікацій. Всю різноманітність сепараторів газу можна класифікувати за такими основними ознаками:

- 1 За своїм технологічним призначенням сепаратори поділяються на вимірні та робочі.

- 2 За конструкцією всі сепаратори є переважно циліндричними з вертикальним або горизонтальним розташуванням (рис. 6.1)

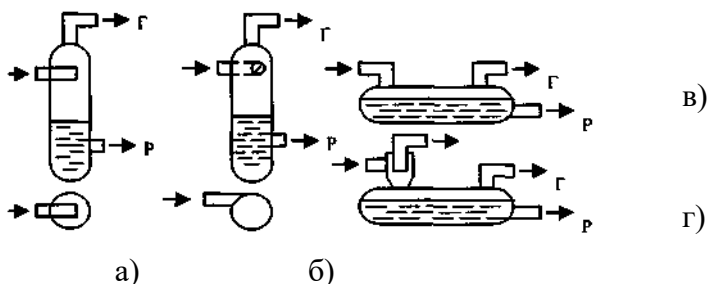


Рисунок 6.1 - Принципові схеми газонафтових сепараторів

3. В залежності від робочого тиску вони поділяються на:

а) високого тиску $P \geq 2,4$ МПа;

б) середнього $P = 0,6 - 2,4$ МПа;

в) низького $P < 0,6$ МПа;

4. За принципом використання основних сил, що спричиняють розподіл фаз, сепаратори діляться на чисто гравітаційні (схеми а і в рис. 3.1), інерційні (схема б) та гідроциклонні (схема г).

5. За кількістю фаз, які розподіляються в сепараторах, вони можуть бути дво- або трифазними.

6.2 Промислова підготовка природного газу

Природні і супутні нафтові гази містять пари води, які перетворившись у рідину або в тверду речовину (лід, кристалогідрат), можуть призвести до ускладнень під час транспортування і переробки газу. Якщо у трубопроводі виділяється вода, прискорюється процес корозії і значно зростає гідравлічний опір рухові газу через накопичення води у понижених ділянках траси трубопроводу.

У разі газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищ можлива конденсація з газу у трубопроводах вуглеводневого конденсату, який створюватиме додатковий опір рухові газу і в значній мірі втрачається під час очищення трубопроводу від рідини.

На промислових установках здійснюється очищення газу до певної кондиції для забезпечення умов його транспортування і вилучення з газу вуглеводневого конденсату та інших цінних компонентів.

У практиці поширені три способи осушення і відбензинювання газу:

- 1) низькотемпературна сепарація – вилучення важких вуглеводнів і води охолодженням пластового газу;
- 2) абсорбція – вилучення з газу важких вуглеводнів і води рідкими поглиначами (гліколіз, масла та ін.);
- 3) адсорбція – вилучення з газу важких вуглеводнів і води твердими поглиначами (силікагель, алюмогель, боксити, синтетичні цеоліти, активоване вугілля та ін.).

6.3 Технологічний розрахунок сепараторів

Для відділення від природного газу води, конденсату і частинок твердої фази використовують сепаратори, які можна розділити за принципом їх роботи на такі типи [13]:

- 1) гравітаційні сепаратори, в яких головну роль при відділенні рідини і твердих частинок відіграє сила тяжіння;
- 2) інерційні сепаратори, які ґрунтуються на використанні сил інерції;
- 3) сепаратори з насадками, в яких використовуються сили адгезії;

4) сепаратори змішаного типу, в яких одночасно використовуються сили інерції, тяжіння і адгезії.

Поряд з механічними використовують гідравлічні способи очищення газу, в яких частинки рідини відділяються при пропусканні газу через різні масла.

Найбільший інтерес представляють комбіновані способи очищення газу, які ґрунтуються на поєднанні різних принципів роботи апаратів. При цьому степінь очищення газу досягає 97 %.

6.3.1 Розрахунок гравітаційних сепараторів по газу

Вертикальні сепаратори

Пропускну здатність вертикальних гравітаційних сепараторів для газу визначають за формулою:

$$Q_2 = 1,96 \cdot 10^5 \cdot W_2 \cdot D_{вн}^2 \frac{p_c}{T_c \cdot z_c}, \quad (6.1)$$

де Q_2 – пропускна здатність сепаратора для газу за стандартних умов, тис.м³/д;

$D_{вн}$ – внутрішній діаметр сепаратора, м;

p_c – тиск у сепараторі, МПа;

T_c – температура у сепараторі, К;

z_c – коефіцієнт стисливості газу при p_c і T_c ;

W_2 – оптимальна швидкість руху газу в сепараторі за якої немає винесення крапель рідини потоком газу ($W_2 = 0,8 \cdot W_{кр}$), м/с;

$W_{кр}$ – критична швидкість руху газу в сепараторі, за якої сферична крапелька рідини перебуває у напіввисячому стані під дією швидкісного газового потоку і сил тяжіння, м/с.

Критичну швидкість руху газу $W_{кр}$ визначають за формулою:

$$W_{кр} = \frac{\mu_2 \cdot Re}{d_u \cdot \rho_2}, \quad (6.2)$$

де
$$\rho_2 = \rho_{г.ст} \frac{p_c \cdot T_{ст}}{z_c \cdot p_{ат} \cdot T_c}, \quad (6.3)$$

d_u – діаметр крапельки рідини, яким задаються, м;

ρ_2 – густина газу в умовах сепаратора, кг/м³;

μ_2 – динамічний коефіцієнт в'язкості газу при p_c і T_c ;

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

Re – число Рейнольдса, яке визначають через критерій Архімеда.

Горизонтальні сепаратори

Пропускну здатність горизонтального гравітаційного сепаратора для газу знаходять за формулою (6.1), в яку додатково вводять коефіцієнт $n = l / D_{вн}$ (де l – фактична

відстань між патрубками введення і виведення газу, приймають $l > 3$ м):

$$Q_c = 1,96 \cdot 10^5 \cdot n \cdot W_c \cdot D_{вн}^2 \frac{p_c}{T_c \cdot z_c}. \quad (6.4)$$

Задача 6.1

Визначити діаметр горизонтального гравітаційного газосепаратора без насадки для відділення рідкої фази для таких даних:

витрата газу за стандартних умов	$Q_c = 700$ тис.м ³ /д;
робочий тиск сепарації	$p_c = 10$ МПа;
робоча температура в сепараторі	$t_c = -4$ °С;
коефіцієнт стисливості газу за тиску і температури сепарації	$z_c = 0,95$;
критична швидкість руху газу в сепараторі	$W_{кр} = 0,059$ м/с.

Розв'язування

Переводимо одиниці в систему СІ:

$$T_c = -4 + 273 = 269 \text{ К},$$

$$\mu_c = 0,016 \text{ мПа} \cdot \text{с} = 0,016 \cdot 10^{-3} \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

Діаметр горизонтального гравітаційного газосепаратора без насадки для відділення рідкої фази визначаємо за формулою, отриманою з (6.22), для умови $n = l / D_{вн} = 3,5$:

$$D_{вн} = \sqrt{\frac{Q_c \cdot z_c \cdot T_c}{1,96 \cdot 10^5 \cdot n \cdot W_c \cdot p_c}}.$$

Визначаємо оптимальну швидкість руху газу в сепараторі:

$$W_z = 0,8 \cdot W_{kp} = 0,8 \cdot 0,059 = 0,047 \text{ м/с.}$$

Визначаємо діаметр сепаратора:

$$D_{BH} = \sqrt{\frac{Q_z \cdot z_c \cdot T_c}{1,96 \cdot 10^5 \cdot n \cdot W_z \cdot p_c}} = \sqrt{\frac{700 \cdot 0,95 \cdot 269}{1,96 \cdot 10^5 \cdot 3,5 \cdot 0,047 \cdot 10}} = 0,745 \text{ м.}$$

Вибираємо сепаратор з найближчим стандартним діаметром 0,8 м.

Перелік рекомендованих джерел

1. Пилипів, Л. Д. Основи нафтогазової справи : навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2012. 312 с.
2. Довідник з нафтогазової справи / За заг.ред. докторів технічних наук В.С. Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. К.:Львів, 1996. 620 с.
3. Бойко В. С. Збірник задач з технології видобування нафти. Ч. 1. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2001. 134 с.
4. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навч. посіб. Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. 288 с.
5. Возний В. Р., Грицанчук А. В. Розробка та експлуатація морських нафтових і газових родовищ: практикум. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2017. 54 с.
6. Попадюк Р. М., Соломчак Я. В. Збір і підготовка нафтопромислової продукції: навч. посіб. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ Факел, 2009. 184 с.
7. Купер І. М., Угриновський А. В. Фізика нафтового і газового пласта: підручник. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2018. 448 с.