

Практичне заняття №4. РОЗРАХУНОК ПЛАСТОВОГО І ВИБІЙНОГО ТИСКІВ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ДЕБІТІВ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН.

Мета заняття: ознайомитися з методами визначення тисків та дебітів газових свердловин, навчитися їх розраховувати за різними методами.

Тривалість заняття: 4 години.

Короткі теоретичні відомості.

Пластовим тиском називається тиск на вибої зупиненої газової свердловини. Його визначають з допомогою вибійного манометра. Іншим методом визначення пластового тиску є його розрахунок за відомим значенням статичного тиску – тиску на гирлі зупиненої свердловини. У цьому випадку його визначають за формулою барометричного нівелювання або формулою Лапласа-Бабіне:

$$P_{пл} = P_{ст} \cdot e^S, \text{МПа},$$

де L – глибина свердловини (віддаль від гирла до середини продуктивного пласта);

z_{cp} – середній коефіцієнт стисливості;

S – комплексний параметр.

$$S = 0,03415 \cdot \frac{\bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} \cdot T_{cp}}$$
$$z_{cp} = f(P_{cp}; T_{cp}),$$

T_{cp} – середня температура по стовбуру свердловини.

Дана формула дає можливість визначити величину пластового тиску $P_{пл}$ по величині статичного тиску $P_{ст}$ (нерухомого стовпа газу) і немає потреби у безпосередньому вимірюванні пластового тиску $P_{пл}$ за допомогою свердловинного манометра.

Для визначення пластового тиску використовують метод послідовних наближень.

- 1) Знаючи T_{cp} і $P_{ст}$ визначають z_y

$$z_y = f(T_{cp}; P_{ст})$$

- 2) Підставляючи в формулу z_{cp} замість z_y . Замість пластового тиску отримуємо $P_{пл}'$

$$P_{cp}' = \frac{P_{пл}' + P_{ст}}{2}$$

- 3) Знаходять нове значення z_{cp}' по P_{cp}' , T_{cp}

$$z_{cp}' = f(P_{cp}'; T_{cp})$$

- 4) Підставляючи в формулу z_{cp}' знаходимо $P_{пл}''$

- 5) Знаходимо нове значення

$$P_{cp}'' = \frac{P_{пл}'' + P_{ст}}{2}$$

Наближення проводимо до тих пір, поки не виконається умова

$$|P_{пл}'' - P_{пл}'| \leq 0,01 \text{ МПа}$$

За вказаною формулою пластовий тиск можна розрахувати в тому випадку, коли свердловина газова (вміст конденсату невеликий), тобто, якщо в продукції свердловини відсутня рідина.

Вибійним тиском називають тиск на вибої газової свердловини при її експлуатації. Для точного вимірювання $P_{виб}$ використовують глибинні манометри. Після пуску свердловини до експлуатації або дослідження в процесі відкриття засувки, тиск на гирлі свердловини P_g спочатку зростає, після цього проходить процес стабілізації тиску. Тиск на вибої свердловини стає рівним вибійному тиску і настає процес усталеної фільтрації газу.

Тиск на вибої свердловини розраховують використовуючи формулу Адамова:

$$P_{\text{виб}} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + \theta \cdot q^2}$$

$$S = 0,03415 \cdot \frac{\bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} \cdot T_{cp}};$$

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

$P_{\text{виб}}$, P_y – відповідно тиск на вибої і усті свердловини, МПа;

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

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

λ – коефіцієнт гідравлічного опору, який визначається в залежності від режиму руху газу.

Розрахунок вибійного тиску також проводять методом послідовних наближень.

В першому наближенні приймають, що $z_{cp} = z(P_y; T_{cp})$

Потім розраховуємо параметри $S \rightarrow \theta \rightarrow P_{\text{виб}}'$,
 $z_{cp}' \rightarrow S' \rightarrow \theta' \rightarrow P_{\text{виб}}''$.

Розрахунки проводять до тих пір, поки
 $|P_{\text{виб}}'' - P_{\text{виб}}'| \leq 0,01 \text{ МПа}$.

Основні методи вимірювання дебіту газу:

- 1) Метод звуження газового струменя.
- 2) Вимірювання дебіту газу за допомогою пружера.
- 3) Вимірювання дебіту газу за допомогою пневмометричної трубки першого і другого роду.
- 4) Метод бокового статичного тиску.
- 5) Акустичні методи.
- 6) Вимірювання дебіту газу за допомогою дебітомірів (витратомірів).

Дебіт газової свердловини (м³/с) при фільтрації газу за законом Дарсі визначають за формулою:

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

де k – коефіцієнт проникності пласта, м^2 ;

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, $T_{cm} = 293 \text{ К}$;

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

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;

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

z – середнє значення коефіцієнта стисливості газу.

Дебіт газової свердловини при фільтрації газу за двочленним законом визначається за формулою:

$$q = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2B}\right)^2 + \frac{p_{nl}^2 - p_{виб}^2}{B}}$$

При вимірюванні дебіту газу камерною діафрагмою застосовують наступну формулу:

$$Q = 48,56 \cdot 10^2 \alpha \beta \varepsilon K_t d^2 \sqrt{\frac{p_1 H}{\rho z T}}$$

де Q - дебіт газу, $\text{м}^3/\text{добу}$,

α - коефіцієнт витрати, який визначають з графічно в залежності від відношення d/D ,

d - діаметр діафрагми, м;

D - діаметр трубопроводу, м,

β - сумарна поправка на недостатню гостроту вхідного торця діафрагми і шорсткості трубопроводу, визначається з таблиці 5.1,

ε - коефіцієнт, який враховує розширення газового струменя і визначається графічно в залежності від відношень H/P_1 і $m=d^2/D^2$,

κ_t - коефіцієнт, що враховує теплове розширення діафрагми, визначається з графіка.

В розрахунках можна допустити, що $\kappa_t=1$; P_1 - абсолютний тиск перед діаграмою ($P_{абс}=P_{надл}+P_{атм}$); $P_{надл}$ - надлишковий тиск, Па; $P_{атм}$ - атмосферний тиск $P_{атм}=760 \text{ мм рт.ст}=98066 \text{ Па}$; H - перепад тиску до і після діафрагми, Па ($H=P_1-P_2$); $\bar{\rho}$ - відносна густина газу; T - абсолютна температура газу перед діафрагмою, К; z - коефіцієнт стисливості газу $z=f(P_1, T)$.

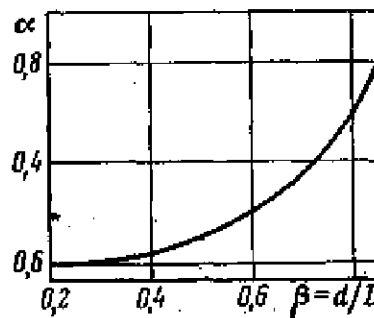


Рисунок 1 - Залежність коефіцієнта α від d/D

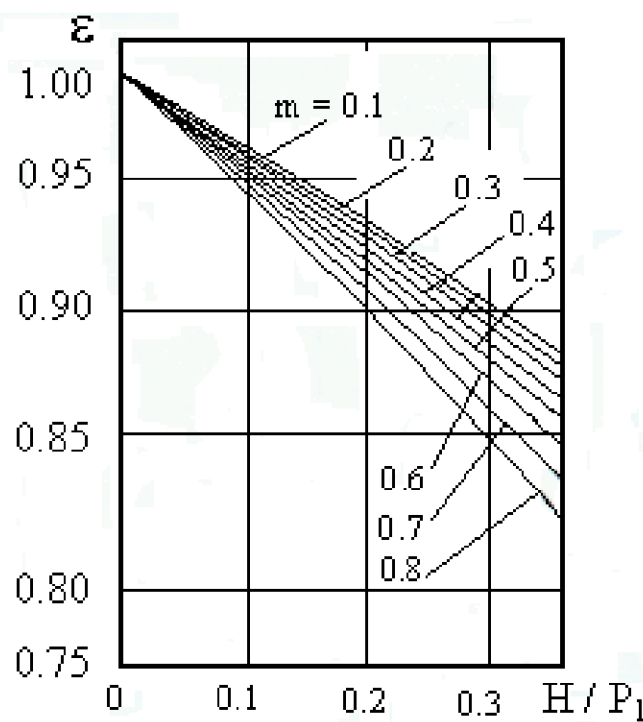
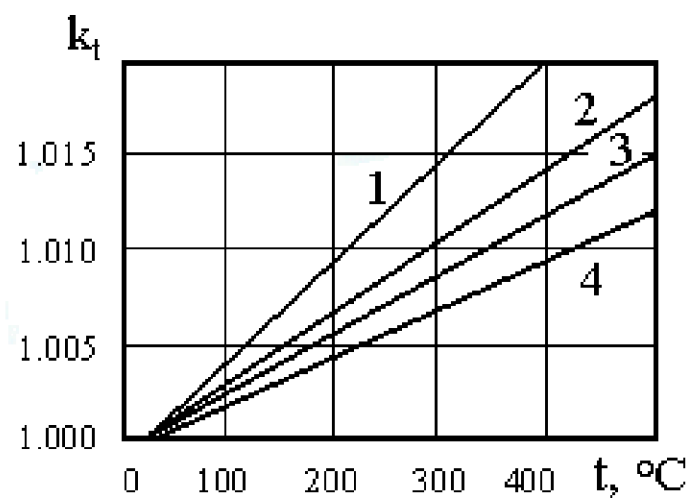


Рисунок 2 - Залежність поправочного коефіцієнта ε на розширення газу від H/P_1 і d^2/D^2



1 – алюміній; 2 – мідь; 3 – нікель; 4 – сталь

Рисунок 3 - Залежність коефіцієнта κ_1 від температури і матеріалу

Таблиця 1 - Поправочний коефіцієнт β для діафрагми різних розмірів

d/D	$D, \text{ мм}$			
	50	100	200	300
0,05	1,0251	1,0197	1,0131	1,0082
0,10	1,0248	1,0193	1,0126	1,0076
0,15	1,0244	1,0188	1,0121	1,0067
0,20	1,0242	1,0184	1,0115	1,0056
0,25	1,0238	1,0177	1,0102	1,0044
0,28	1,0235	1,0172	1,0092	1,0036
0,30	1,0233	1,0168	1,0087	1,0030
0,32	1,0231	1,0164	1,0082	1,0025
0,34	1,0229	1,0160	1,0077	1,0020
0,36	1,0227	1,0157	1,0073	1,0016
0,38	1,0226	1,0154	1,0068	1,0012
0,40	1,0226	1,0151	1,0064	1,0009
0,42	1,0226	1,0149	1,0061	1,0006
0,44	1,0226	1,0147	1,0057	1,0003
0,46	1,0226	1,0145	1,0055	1,0001
0,48	1,0227	1,0143	1,0052	1,000
0,50	1,0229	1,0142	1,0020	
0,52	1,0231	1,0142	1,0049	
0,54	1,0234	1,042	1,0048	
0,56	1,0236	1,0143	1,0047	
0,58	1,0240	1,0144	1,0047	
0,60	1,0243	1,0147	1,0048	
0,62	1,0247	1,0150	1,0048	
0,64	1,0250	1,0152	1,0050	
0,66	1,0254	1,0155	1,0052	
0,68	1,0254	1,0159	1,0054	
0,70	1,0263	1,0162	1,0056	
0,72	1,0269	1,0166	1,0060	
0,74	1,0274	1,0171	1,0063	
0,76	1,0280	1,0175	1,0066	
0,78	1,0287	1,0180	1,0070	
0,80	1,0294	1,0185	1,0074	
0,82	1,0301	1,0191	1,0078	
0,84	1,0309	1,0196	1,0082	
0,86	1,0316	1,0202	1,0086	
0,88	1,0323	1,0207	1,0089	
0,90	1,0333	1,0214	1,0092	

Для визначення дебіта газу пружером необхідно щоб тиск газу до діафрагми був не менше як в два рази більшим від тиску після діафрагми. При цьому дебіт газу розраховують за формулою:

$$Q = \frac{10CP\Delta}{\sqrt{\bar{\rho} zT}},$$

де Q - дебіт газу, тис. м³/добу,

P - абсолютний тиск перед діафрагмою, МПа,

$\bar{\rho}$ - відносна густина газу по повітрю,

T - абсолютна температура газу перед діафрагмою, К,

z - коефіцієнт стисливості газу при P і T ,

C - коефіцієнт витрати, який залежить від діаметра отвору діафрагми і діаметра пружера і визначається з таблиці 2,

Δ - поправочний коефіцієнт для врахування зміни показника адіабати реального газу, який можна визначити або за формулою

$$\Delta = -0,517 + 1,618 \cdot T_{np} + (1,204 - 1,231 \cdot T_{np} + 0,322 \cdot T_{np}^2) \cdot P_{np} + (-0,101 + 0,110 \cdot T_{np} - 0,33 \cdot T_{np}^2) \cdot P_{np}^2,$$

де T_{np} і P_{np} - приведені температура і тиск.

Таблиця 2 - Коефіцієнт витрати C для 50 мм пружера

Діаметр отвору діафрагми, мм	Коефіцієнт C	Діаметр отвору діафрагми, мм	Коефіцієнт C
1,59	0,456	12,7	30,438
2,38	1,003	15,85	46,046
4,23	1,883	19,05	67,24
4,77	4,326	22,19	92,480
5,39	5,771	25,40	121,603
6,35	7,731	28,57	155,718
7,95	11,891	31,75	196,591
9,51	16,917	34,91	241,530
11,13	24,245	38,10	299,596

Типові задачі

Задача №1. Визначити пластовий тиск у непрацюючій газовій свердловині для таких вихідних даних: статичний тиск на гирлі – ($P_{ст}$), глибина спуску НКТ до середини інтервалу перфорації – (L), температура на гирлі – (t_r), температура на вибої – (t_b), відносна густина газу – (ρ).

№ варіанту	Статичний тиск, МПа	Глибина свердловини, м	Температура на гирлі, оС	Температура на вибої, оС	Відносна густина газу
1	2	1800	2	38	0,62
2	3	2200	3	40	0,63
3	4	2350	4	41	0,64
4	2,5	3100	5	45	0,64
5	3,2	3200	4	44	0,65
6	4,1	3500	5	46	0,615
7	2	3600	3	47	0,62
8	3,4	4900	4	50	0,625
9	3,5	4100	6	55	0,63
10	3,8	4200	8	53	0,64
11	2,6	4300	3	53	0,65
12	2,4	4550	5	52	0,63
13	4,2	4800	7	55	0,635
14	4,8	4600	8	51	0,64
15	4	3940	3	48	0,626
16	3	3950	5	49	0,623
17	2	4000	6	40	0,625
18	3	4200	6	44	0,631
19	5	3670	7	45	0,64
20	4,7	3800	8	41	0,63

Задача №2. Визначити тиск на вибої працюючої газової свердловини, якщо відомо: тиск на гирлі (P_r), відстань від гирла до середини інтервалу перфорації (L), температура газу на вибої свердловини (T_b), температура газу на усті (T_r), відносна густина газу (ρ'), дебіт газу (q_r), внутрішній діаметр насосно-компресорних труб (d_b), коефіцієнт гідравлічного опору труб (λ).

№	Тиск на гирлі, МПа	відстань від гирла до середини інтервалу перфорації, м	Температура на гирлі, оС	Температура на вибої, оС	Відносна густина газу	Дебіт газу, тис.м ³ /д	Внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, мм	Коефіцієнт гідравлічного опору труб
1	2	1800	2	38	0,62	15	50,3	0,024
2	3	2200	3	40	0,63	18	62	0,022
3	4	2350	4	41	0,64	17,8	59	0,023
4	2,5	3100	5	45	0,64	19	62	0,022
5	3,2	3200	4	44	0,65	22	76	0,02
6	4,1	3500	5	46	0,615	15,5	50,3	0,024
7	2	3600	3	47	0,62	18,4	62	0,022
8	3,4	4900	4	50	0,625	18,2	62	0,022
9	3,5	4100	6	55	0,63	21	76	0,02
10	3,8	4200	8	53	0,64	16	50,3	0,024
11	2,6	4300	3	53	0,65	19	59	0,023
12	2,4	4550	5	52	0,63	18	62	0,022
13	4,2	4800	7	55	0,635	18,5	62	0,022
14	4,8	4600	8	51	0,64	15,2	50,3	0,024
15	4	3940	3	48	0,626	20	76	0,02
16	3	3950	5	49	0,623	18,5	62	0,022
17	2	4000	6	40	0,625	16,4	50,3	0,024
18	3	4200	6	44	0,631	18,5	59	0,023
19	5	3670	7	45	0,64	19	62	0,022
20	4,7	3800	8	41	0,63	16,8	50,3	0,024

Задача №3. Визначити дебіт газової свердловини, якщо фільтрація відбувається за законом Дарсі, якщо відомо: пластовий тиск 16 МПа, депресія тиску на пласт 2 МПа, коефіцієнт проникності 41 мД, товщина пласта 27 м, пластова температура 320 К, радіус контуру живлення свердловини 710 м, радіус свердловини 0,1 м. Коефіцієнти динамічної в'язкості газу при пластових і вибійних умовах відповідно рівні 0,024 і 0,021 мПа·с, коефіцієнти стисливості при вибійних і пластових умовах відповідно становлять 0,87 і 0,97.

Задача №4. Визначити дебіт газу, який вимірювався діафрагмовим вимірювачем критичної течії діаметром 50 мм для таких даних: діаметр отвору діафрагми - 9,51 мм, тиск газу на пружері – 7 МПа, температура газу на пружері – 24 °С, відносна густина газу – 0,62, коефіцієнт витрати – 14,3, поправочний коефіцієнт – 1,1.

Питання для контролю знань та обговорення

1. Яку роль відіграє пластовий тиск в газових родовищах?
2. Що таке пластовий тиск, вибійний, статичний, нерухомого стовпа газу?
3. Як можна виміряти пластовий, або вибійний тиск?
4. Яким чином розраховують пластовий (вибійний) тиск за формулою Лапласа-Бабіне?
5. Які Ви знаєте методи вимірювання дебітів газових свердловин при докритичному витіканні газу?
6. Від яких параметрів залежить дебіт свердловини при докритичному витіканні газу?
7. Що таке пружер і в яких випадках рекомендується його використовувати для вимірювання дебіту газу?