

ЛЕКЦІЯ 4

Визначення тисків і дебітів в газових свердловинах

4.1 Аналітичні методи визначення тиску

Природний газ в газових покладах зазвичай знаходиться під високим тиском, який створюється напором крайових або підшовних вод і тиском вищезалягаючих гірських порід.

Гірським тиском називається тиск, під яким знаходяться породи, які складають продуктивний пласт. Він створюється вищезалягаючими гірськими породами. Гірський тиск:

$$P_{гip} = \rho_n \cdot g \cdot L \quad (4.1)$$

де g – прискорення вільного падіння, m^3/c ;

ρ_n – середня густина гірських порід всіх вищезалягаючих пластів з врахуванням насичуючих її флюїдів, $\rho_n = 2500 \text{ кг/м}^3$ – при наближених розрахунках;

L – глибина, від поверхні землі до точки пласта, в якій визначається гірський тиск, м.

Тиск газу в газовому покладі завжди є меншим гірського тиску. Тиск, під яким знаходиться газ в пласті є важливою характеристикою газового покладу, так як він визначає баланс енергії (енергетична характеристика покладу), початкові запаси газу в родовищі, впливає на дебіт газу та параметри роботи свердловин.

Тиск на гирлі зупиненої газової свердловини називають **статичним тиском**.

Пластовим тиском називають тиск на вибої закритої газової свердловини.

Початковий пластовий тиск в більшості газових покладів рівний гідростатичному, тобто наближено рівний:

$$P_{пoch.пл} = \rho_v \cdot g \cdot L \cdot \alpha \quad (4.2)$$

де ρ_v – густина води;

α – коефіцієнт, який враховує не відповідність пластового тиску гідростатичному

якщо $\alpha < 1$ – тиск аномально низький;

якщо $\alpha > 1$ – тиск аномально високий.

Як правило, $\alpha = 0,8-1,2$, але є ряд родовищ, де відхилення є досить суттєвими. Наприклад, родовище Хьюгтон (США) $P_{пл поч.} = 3,4 \text{ МПа}$ при $H = 800 \text{ м}$, $\alpha = 0,425$, в той час як родовище Лак (Франція) $P_{пл поч.} = 65 \text{ МПа}$ при $H = 4000 \text{ м}$, $\alpha = 1,625$.

Причини існування аномальних тисків є різні і пояснюються геологічними факторами, величиною гідростатичних і гірничих тисків, можливим сполученням між горизонтами, а також хімічними процесами, які проходять в пласті.

В процесі розробки газових родовищ періодично на всіх свердловинах вимірюється пластовий тиск $P_{пл}$. Такі заміри проводять для того, щоб встановити розподіл тиску в продуктивному пласті на певні періоди часу. За результатами замірів будують карти ізобар і приймають рішення стосовно внесення коректив у процес розробки родовища. Крім газових свердловин вимірюють пластовий тиск і у законтурних водяних свердловинах.

Величину пластового тиску на вибої закритої свердловини вимірюють безпосередньо у свердловині за допомогою свердловинного манометру. Але частіше величину пластового тиску розраховують по аналітичних залежностях, вимірюючи тиск на гирлі свердловини.

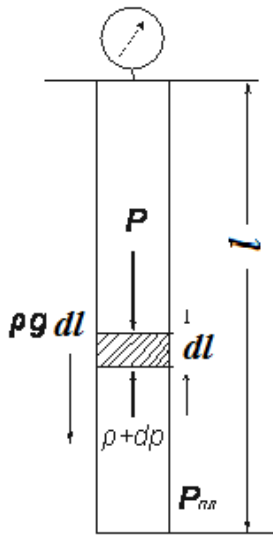


Рисунок 4.1 – Схематичне зображення параметрів свердловини при розрахунку пластового тиску по барометричній формулі

Розглянемо об'єм газу незкінечно малої висоти dl з густиною ρ в закритій свердловині, який створює тиск направлений вниз.

При відсутності руху рівновага вертикального стовпа газу описується рівнянням:

$$\text{grad}P = \rho \cdot g, \quad \frac{dP}{dl} = \rho \cdot g. \quad (4.3)$$

З іншого боку враховуючи рівняння стану газу:

$$\frac{dm}{dV} = \frac{P}{z \cdot g \cdot R \cdot T}, \quad \frac{dm}{dV} = \rho_z. \quad (4.4)$$

$$\text{Звідси } \rho_z = \frac{P}{z \cdot g \cdot R \cdot T}. \quad (4.5)$$

Підставивши залежність (4.5) в (4.3), отримуємо:

$$dP = \frac{P \cdot g}{z \cdot g \cdot R \cdot T} dl = \frac{P dl}{z \cdot R \cdot T}. \quad (4.6)$$

Газові постійні різних газів обернено пропорційні їх густинам:

$$\frac{R}{R_n} = \frac{\rho_n}{\rho_z}, \quad (4.7)$$

$$R = R_n \cdot \frac{\rho_n}{\rho_z} = \frac{R_n}{\rho}, \quad (4.8)$$

$$dP = \frac{P \cdot \bar{\rho}}{z \cdot R_n \cdot T} dl. \quad (4.9)$$

В рівнянні (4.9) ліву і праву частини розділимо на P :

$$\frac{dP}{P} = \frac{\bar{\rho}}{z \cdot R_n \cdot T} dl. \quad (4.10)$$

Отриману залежність (4.10) проінтегруємо в межах свердловини:

$$\int_{P_{cm}}^{P_{nl}} \frac{dP}{P} = \int_0^L \frac{\bar{\rho}}{z \cdot R_n \cdot T} dl. \quad (4.11)$$

Прийmemo, що $z = z_{cp} = \text{const}$, $T = T_{cp} = \text{const}$

$$\ln P \Big|_{P_{cm}}^{P_{nl}} = \frac{\bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} \cdot R_n \cdot T_{cp}}, \quad (4.12)$$

$$\ln P_{nl} - \ln P_{cm} = \frac{\bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} \cdot R_n \cdot T_{cp}}, \quad (4.13)$$

$$\ln \frac{P_{nl}}{P_{cm}} = \frac{\bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} \cdot R_n \cdot T_{cp}}, \quad (4.14)$$

$$\frac{P_{nl}}{P_{cm}} = e^{\frac{\bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} \cdot R_n \cdot T_{cp}}}, \quad (4.15)$$

$$P_{nl} = P_{cm} \cdot e^{\frac{\bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} \cdot R_n \cdot T_{cp}}}, \quad (4.16)$$

Газова постійна 1 кг повітря становить $R_n = 29,27 \text{ кгм/К}$, а величина $\frac{1}{R_n} = 0,03415$.

Тоді підставивши отримане значення в залежність (4.16) отримаємо:

$$P_{nl} = P_{cm} \cdot e^{\frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} \cdot T_{cp}}}. \quad (4.17)$$

Прийнявши, що $\frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} \cdot T_{cp}} = S$, отримаємо формулу **барометричного нівелювання** або формулу **Лапласа-Бабіне**

$$P_{nl} = P_{cm} \cdot e^S, \quad (4.17)$$

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

z_{cp} – середній коефіцієнт стисливості $z_{cp} = f(P_{cp}; T_{cp})$;

T_{cp} – середня температура (між $T_{г}$ і $T_{виб}$) по стовбуру свердловини.

$$T_{cp} = \frac{T_{виб} - T_{г}}{l_n \frac{T_{виб}}{T_{г}}}. \quad (4.18)$$

Формула (4.17) 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 у випадку невеликої глибини (до 500 м) застосовують простішу формулу:

$$P_{nl} \approx P_{cm} \cdot (1 + S). \quad (4.19)$$

яку отримуємо шляхом розкладання в ряд наступного виразу

$$e^S = 1 + \frac{S}{1!} + \frac{S^2}{2!} + \frac{S^3}{3!} + \dots + \frac{S^n}{n!}.$$

Користуватись формулою (4.17) прямо не можна. Тому для знаходження пластового тиску за формулою (4.17) застосовують метод послідовних наближень:

- 1) Знаючи T_{cp} і P_{ct} визначають $z_{cp}' = f(T_{cp}; P_{ct})$.
- 2) Підставляючи в формулу (4.17) замість $z_{cp} = z_{cp}'$. Замість пластового тиску отримуємо $P_{пл}'$

$$P_{пл}' = P_{ct} \cdot e^{\frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot L}{z_{cp}' \cdot T_{cp}}}.$$

$$\text{Тоді: } P_{cp}' = \frac{P_{пл}' + P_{ct}}{2}.$$

- 3) Знаходять нове значення z_{cp}'' по P_{cp}' , T_{cp} $z_{cp}'' = f(P_{cp}'; T_{cp})$.
- 4) Підставляючи в формулу (4.17) знаходимо $P_{пл}''$
- 5) Знаходимо нове значення $P_{cp}'' = \frac{P_{пл}'' + P_{ct}}{2}$.

Наближення проводимо до тих пір, поки не виконається умова $|P_{пл}'' - P_{пл}'| \leq 0,01 \text{ МПа}$.

По формулі (4.17) пластовий тиск можна розрахувати в тому випадку, коли свердловина газова (вміст конденсату невеликий), тобто, якщо в продукції свердловини відсутня рідина.

В інших випадках користуються глибинними свердловинними манометрами або аналітичними залежностями із врахуванням висоти стовпа рідини на вибої свердловини:

$$P_{пл} = P_{ct} \cdot e^{\frac{0,03415 \cdot \bar{\rho} \cdot L}{z_{cp} \cdot T_{cp}}} + \rho_{рід} \cdot g \cdot (L - L'). \quad (4.20) \quad \text{де } L' - \text{відстань від}$$

гирла до рівня рідин у свердловині

Коли значення L' є невідоме або його виміряти не вдається відстань від гирла до рівня рідини у свердловині розраховують по наступній аналітичній залежності.

$$\bar{L} = \frac{0,11 \cdot P_{cp} \cdot D^2}{Q \cdot T_{cp} \cdot z_{cp} + 0,11 \cdot P_{cp} \cdot D^2} \quad (4.21)$$

$$\text{де } \bar{L} = \frac{(L - L')}{L}$$

Q – дебіт газу перед зупинкою свердловини, $\text{м}^3/\text{д}$.

D – діаметр НКТ, м.

4.2 Визначення вибійного тиску

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 наступає процес усталеної фільтрації газу.

Залежно від характеристики свердловини та параметрів продуктивного пласта процес стабілізації може тривати різний час (від декількох днів і навіть тижнів для низькопроникних пластів до декількох хвилин для високопроникних пластів).

При відомому тиску в затрубному просторі у випадку експлуатації свердловини по фонтанних трубах у формулу барометричного нівелювання замість статичного тиску підставляють затрубний тиск

$$P_{виб} = P_{zt} \cdot e^S \quad (4.22)$$

Якщо свердловина експлуатується по фонтанних трубах, а затрубний простір перекритий пакером або експлуатація проводиться одночасно по НКТ та затрубному просторі, чи тільки по затрубному просторі розрахувати тиск по попередній залежності не можна.

Вибійний тиск в такому випадку визначають шляхом безпосереднього вимірювання у свердловині за допомогою глибинного манометра або по аналітичних залежностях із врахуванням втрат тиску по шляху руху газу з вибою на поверхню.

Тиск на вибої свердловини розраховують використовуючи формулу Адамова:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 \cdot e^{2S} + \theta \cdot q^2}, \quad (4.33)$$

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

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

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

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

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

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

Критерій Рейнольдса визначається за наступною залежністю:

$$Re = \frac{1777 \cdot q \cdot \bar{\rho}}{d_{вн} \cdot \mu}, \quad (4.34)$$

q - дебіт свердловини, тис.м³/д;

$d_{вн}$ - внутрішній діаметр НКТ, м.

При турбулентному режимі руху газу коефіцієнт гідравлічного опору визначається за наступною залежністю:

$$\lambda = \frac{1}{4 \cdot \left[\lg \left(\frac{5,62}{Re^{0,9}} + \frac{\varepsilon}{7,41} \right) \right]^2}, \quad (4.35)$$

де ε – відносна шорсткість труб.

Коефіцієнт гідравлічного опору змінюється в наступних межах: $\lambda = 0,015 \div 0,025$.

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot l_{\kappa}}{10 \cdot d_{вн}}, \quad (4.36)$$

де l_{κ} – абсолютна шорсткість труб, що залежить від розміру труб і марки сталі.

$$z_{cp} = f(P_{cp}; T_{cp}), \quad T_{сер} = \frac{T_{виб} - T_z}{l_n \frac{T_{виб}}{T_z}},$$

$$P_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \left[P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y} \right].$$

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

Потім розраховуємо параметри

1. $S \rightarrow \theta \rightarrow P_{виб}'$,
2. $z_{cp}' \rightarrow S' \rightarrow \theta' \rightarrow P_{виб}''$.

Розрахунки проводять до тих пір, поки

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

4.3 Вимірювання дебіту газових свердловин

Найбільше розповсюдження у промислових умовах набули вимірювальні пристрої, які базуються на методі змінного перепаду тиску. Ці методи передбачають звуження газового струменя шляхом проходження газу через діафрагму або сопло. В той же час різні звуження газового струменя являють собою різновид місцевого опору, який обумовлює виникнення перепаду тиску на звужуючому пристрої. Перепад тиску при інших однакових умовах залежить від кількості газу, який проходить через вузький отвір. Ця залежність використовується при визначенні витрати газу, який проходить через діафрагму або сопло.

Всі пристрої, які базуються на методі звуження газового струменя поділяються на дві основні групи:

- 1) пристрої для вимірювання дебіту газу при докритичному витоку газу через отвір;
- 2) методи, які використовують проходження газу через вузький отвір при критичному витоку газу.

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 дебітометрів (витратомірів).

Метод звуження газового струменя

Коли свердловини не підключені до газопроводу їх досліджують з випуском газу в атмосферу. Даний метод використовують тільки в крайніх випадках, коли свердловина ще до кінця не облаштована і потрібно проводити попередню оцінку параметрів продуктивних пластів.

Метод дослідження свердловин із випуском газу у газопровід має наступні переваги:

- 1) відсутні шум і вібрація обладнання свердловин;
- 2) відсутні непродуктивні втрати газу в атмосферу, які можуть складати значну величину;
- 3) можливість за допомогою сепараторів оцінити вміст твердих і рідких домішок в газі;

- 4) можливість одночасно проводити дослідження всіх працюючих свердловин. При цьому дебіт одних свердловин зменшують, а інших – збільшують з таким розрахунком, щоб загальний дебіт (відбір газу) по родовищу залишався незмінним.

Звуження газового струменю проходить за допомогою шайби (діафрагми), яку встановлюють безпосередньо в трубопроводі.

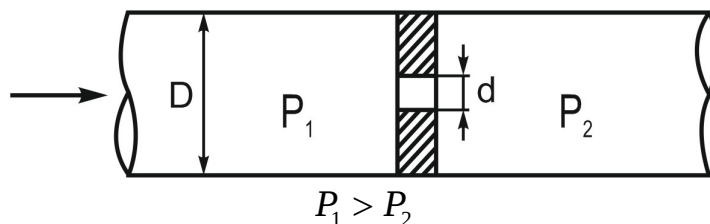


Рисунок 4.2 – Схематичне зображення руху газового струменю через діафрагму (звуження газового струменю)

Дебіт газу розраховують в залежності від перепаду тисків P_1 і P_2 відповідно до і після шайби. При цьому дебіт свердловини розраховують за наступною залежністю.

$$Q = 48,56 \cdot 10^2 \cdot \alpha \cdot \beta \cdot \varepsilon \cdot K_t \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{P_1 \cdot H}{\rho \cdot z \cdot T}} \quad (4.37)$$

де α – коефіцієнт розходу, який залежить від діаметру отвору діафрагми та діаметру газопроводу.

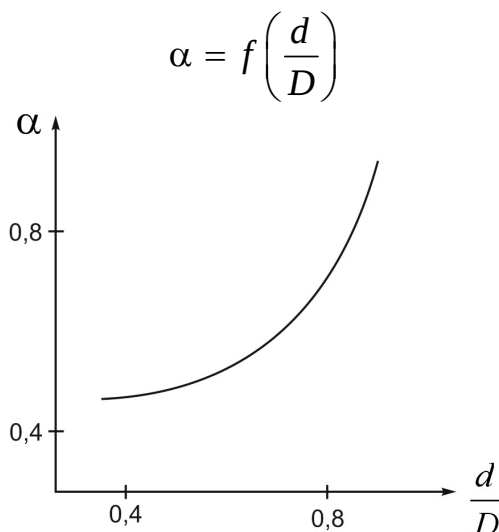


Рисунок 4.3 – Залежність коефіцієнту розходу α від співвідношення діаметрів отвору діафрагми та діаметру газопроводу

β – коефіцієнт, який є поправкою до коефіцієнта розходу α на негостроту кромки шайби

$$\beta = f\left(\frac{d}{D}; D\right)$$

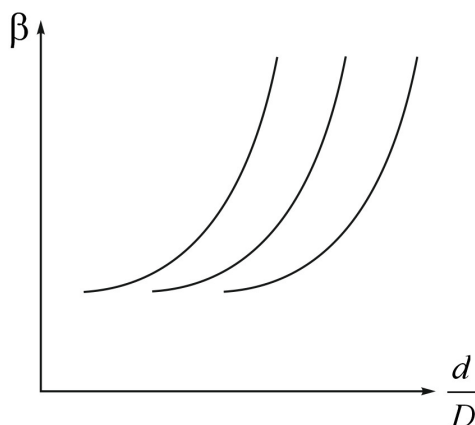


Рисунок 4.4 – Залежність коефіцієнту розходу β від співвідношення діаметрів отвору діафрагми та діаметру газопроводу

ε – коефіцієнт, який залежить від перепаду тиску $\varepsilon = f\left(\frac{H}{P_1}; \frac{d}{D}\right)$

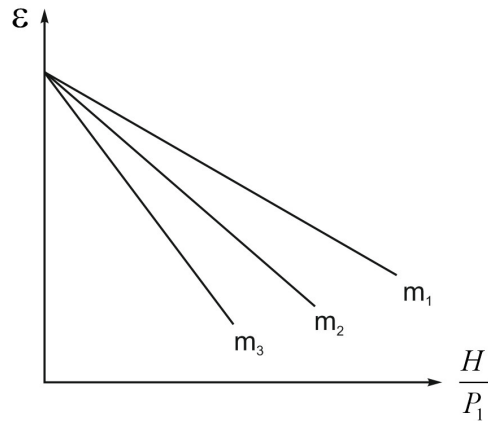


Рисунок 4.5 – Залежність коефіцієнту ε від співвідношення перепаду тиску до і після діафрагми до величини тиску перед діафрагмою

K_t – поправка на теплове розширення металу

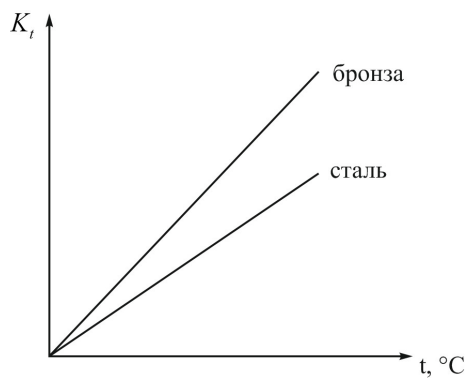
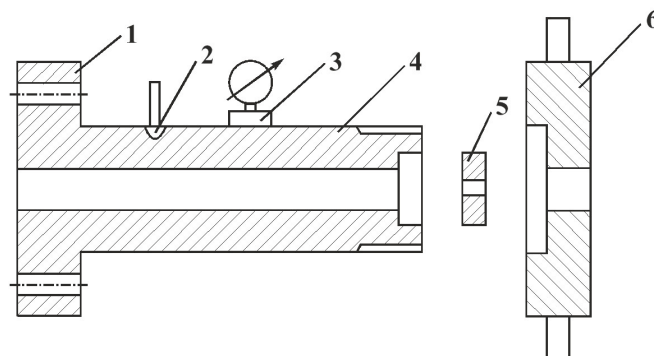


Рисунок 4.6 – Залежність поправочного коефіцієнту K_t на теплове розширення діафрагми в залежності від матеріалу діафрагми

Вимірювання дебіту газу за допомогою прувера

При проведенні досліджень газових свердловин найбільш розповсюдженим методом є вимірювання дебіту газу за допомогою прувера, який являє собою патрубок довжиною 300 мм ($L = 300$ мм) з одного боку якого приварений фланець, а з іншого боку патрубку кріпиться шайба за допомогою прижимної гайки.



1 – фланець; 2 – термометрична кишеня; 3 – вірцевий манометр; 4 – корпус прувера; 5 – шайба для створення перепаду тиску; 6 – прижимна гайка.

Рисунок 4.7 – Схематичне зображення прувера

Умова застосування даного способу – це критичний витік газу із отвору шайби.
Режим витоку газу через діафрагму визначається наступним відношенням:

$$\xi = \frac{P_2}{P_1}, \quad (4.38)$$

при критичному витоку газу $\xi \leq \xi_{кр}$, а при до критичному режимі $\xi > \xi_{кр}$:

$$\xi_{кр} = \left(\frac{2}{\chi + 1} \right)^{\frac{\chi}{\chi - 1}}, \quad (4.39)$$

де $\chi = \frac{C_P}{C_V}$ – показник адіабати.

При вимірюванні дебітів природних газів можна прийняти $\xi_{кр} = 0,56$, хоча для різних газів значення $\xi_{кр}$ є різним. Так, для повітря $\xi_{кр} = 0,528$; для метану – 0,55; етану – 0,567, пропану – 0,573, бутану – 0,577.

Критичний витік газу буде тоді, коли тиск до шайби в 2 і більше разів перевищує тиск після шайби $P_1 \approx 2 \cdot P_2$.

Дебіт газу розраховують за наступною залежністю:

$$Q = \frac{10 \cdot c \cdot P}{\sqrt{\bar{\rho} \cdot z \cdot T}}, \quad (4.40)$$

де P – тиск газу перед діафрагмою, МПа;
 c – коефіцієнт розходу газу, який залежить від діаметру шайби;
 $\bar{\rho}$ – відносна густина газу (по повітрю);
 T – абсолютна температура газу перед діафрагмою в К;
 z – коефіцієнт стисливості газу, $z = f(P, T)$.

Якщо тиск газу перед шайбою є високим і складає 10 і більше МПа ($P \geq 10 \text{ МПа}$), то в попередню залежність вносять поправку Δ , яка є поправкою на зміну адіабати при високих тисках.

$$Q = \frac{10 \cdot c \cdot P \cdot \Delta}{\sqrt{\bar{\rho} \cdot z \cdot T}}. \quad (4.41)$$

Вимірювання дебіту газу за допомогою пневмометричної трубки

За допомогою пневмометричної трубки вимірюють невеликі дебіти газу.

По центру труби, з якої виходить газ, встановлюють п'єзометричну трубку, другий кінець якої приєднують до U-подібного манометра

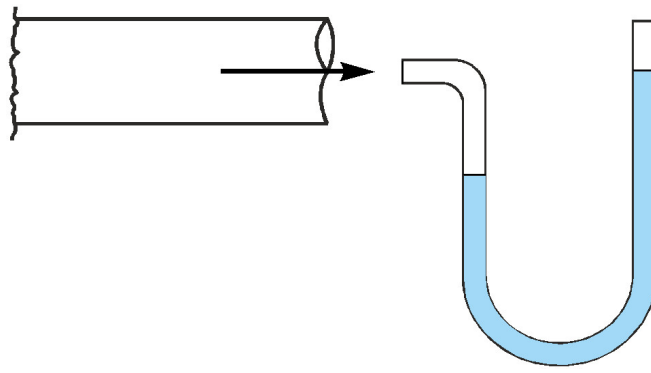


Рисунок 4.8 – Схематичне зображення пневмометричної трубки

Манометр, як показано заповнюють спиртом або водою, а також ртуттю.

Швидкісний напір газу, який виходить із труби тисне на рідину у манометрі, що призводить до зміни її положення.

Залежно від висоти стовпа рідини в U-подібному манометрі розраховують дебіт газу, який виходить із свердловини.

$$Q = K \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{H}{\rho \cdot z \cdot T}}, \quad (4.42)$$

де K – коефіцієнт, який залежить від типу рідин в U-подібному манометрі (для води – $K = 4,039$, для ртуті – $K = 14,907$);

H – перепад рідини в U-подібному манометрі.

Метод бокового статичного тиску

Цей метод використовують, коли необхідно виміряти значний дебіт газу. При цьому статичний тиск вимірюють за допомогою пружинного або U-подібного манометра на відстані 4 діаметрів від кінця труби.

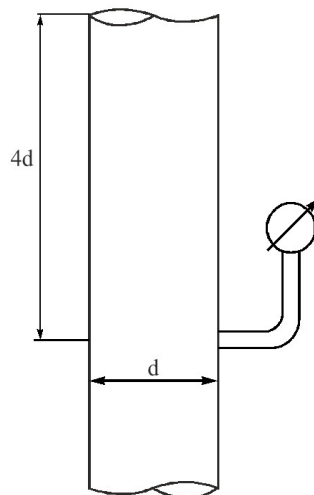
Для проведення точного заміру необхідно, щоб ніяких місцевих опорів не було між вільним кінцем труби та місцем вимірювання тиску. Дебіт при цьому методі визначається наступним чином.

$$Q = K \cdot d^2 \cdot \sqrt{\frac{H}{\rho \cdot z \cdot T}}, \quad (4.43)$$

де K – коефіцієнт, який враховує тип манометра;

$K = 0,538$ – для U-подібного манометра;

$K = 39,6$ – для пружинного манометра.



Вимірювання дебіту газу акустичним методом

Всі існуючі методи вимірювання дебітів аварійно фонтануючих свердловин як правило мають невелику точність, що ускладнює прийняття рішення по ліквідації відкритого фонтану, а також по оцінці втрат газу в атмосферу.

Тому на практиці використовують вимірювання дебіту газу аварійно-фонтануючих свердловин, який базується на вимірюванні потужності шуму, що утворюється при виході газу в атмосферу.

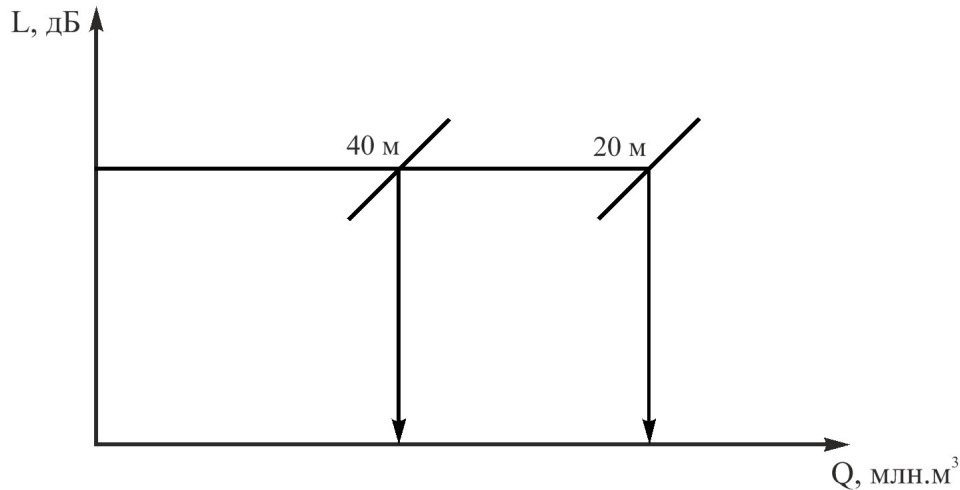


Рисунок 4.10 – Залежність потужності шуму від дебіту аварійно-фонтануючої газової свердловини

4.4. Температурний режим фільтрації газу в пласті

Згідно з дослідженнями Б.Б.Лапука, процес фільтрації газу в пласті можна вважати ізотермічним, оскільки зміна температури, викликана зміною тиску, компенсується теплообміном зі скелетом пористого середовища і навколишніми породами.

Зміна температури у привибійній зоні пласта визначається за формулою

$$\Delta t = t_{nl} - t_{виб} = D_i (P_{\kappa} - P_{виб}) \frac{\lg \left(1 + \frac{50,21 q \bar{\rho}_g \tau C_p}{\pi h C_n R_c^2} \right)}{\lg \frac{R_{\kappa}}{R_c}} \quad (4.44)$$

де $t_{nl}, t_{виб}$ - відповідно пластова і вибійна температура, °С; $P_{\kappa}, P_{виб}$ - відповідно контурний (пластовий) і вибійний тиски, МПа; D_i - коефіцієнт Джоуля-Томсона в пласті, °С/МПа; R_{κ}, R_c - відповідно радіус контура і свердловини, м; h - перфорована товщина пласта, м; q - дебіт газу при стандартних умовах, тис.м³/д; $\bar{\rho}_g$ - відносна густина газу; τ - час роботи свердловини з початку експлуатації, год; C_p - ізобарна теплоємність газу в пластових умовах, Дж/кг·°С; (ккал/кг·°С); C_n - об'ємна теплоємність гірських порід, Дж/м³·°С; (ккал/м³·°С).

Коефіцієнт Джоуля-Томсона для природних газів знаходиться з виразу

$$D_i = 0,09807 \cdot \frac{T_{ср.кр} f(D_i)}{P_{ср.кр} C_p}, \quad (4.45)$$

де $T_{ср.кр}$ - псевдокритична температура, К; $P_{ср.кр}$ - псевдокритичний тиск, МПа; $f(D_i)$ - функція, яка знаходиться з графічних залежностей, залежно від зведеного тиску

$$P_{np} = \frac{P_{\kappa} + P_{виб}}{2P_{ср.кр}} \text{ і зведеної температури } T_{np} = \frac{T_{нл}}{T_{ср.кр}}, \text{ Дж/кмоль}^\circ\text{С, (ккал/кмоль}^\circ\text{С); } C_p,$$

[Дж/кмоль $^\circ$ С або ккал/кмоль $^\circ$ С]; D_i , [К/МПа].

Ізобарна тепломісткість газу визначається за формулою

$$C_p = C_p^0 + \Delta C_p, \quad (4.46)$$

де $C_p^0 = \sum_{i=1}^n g_i C_{pi}^0$; C_{pi}^0 - ізобарна тепломісткість відповідно суміші газів та i -го

компоненту при атмосферному тиску і заданій температурі; ΔC_p - поправка на тиск, яка визначається у залежності від складу газу за P_{np} і T_{np} або за трьома параметрами P_{np} і T_{np} і ω (де ω - фактор ацентричності молекул).

Тепломісткість сухих порід змінюється від 753,6 до 837,3 Дж/кг $^\circ$ С (від 0,18 до 0,2 ккал/кг $^\circ$ С). Насичення вологою збільшує тепломісткість породи. При практичних розрахунках з врахуванням насиченості порід вологою C_p приймається рівною 1256 Дж/кг $^\circ$ С; (0,3 ккал/кг $^\circ$ С) або $2,93 \cdot 100 \text{ Дж/м}^3\text{}^\circ\text{С}$; (700 ккал/м $^3\text{}^\circ\text{С}$).

4.5 Температурний режим роботи газових свердловин

Температура газу в простоючій газовій свердловині практично не відрізняється від температури оточуючих порід. Безпосередньо після закриття свердловини, що експлуатується, температура газу в стовбурі значно відрізняється від температури розрахованої за геотермічним градієнтом, але з часом температура набуває нормального розподілу.

Внаслідок припливу газу до вибою свердловини і просування його по стовбурі температура змінюється (внаслідок дроселювання і теплообміну).

Температура газу в стовбурі свердловини залежить від температури продуктивного пласта, температури вищезалягаючих порід, умов експлуатації свердловин, дебіту, депресії тиску на пласт та температури навколишнього середовища.

В цілому температура газу в зупиненій газовій свердловині розподіляється згідно наступної залежності.

$$\begin{aligned} t_x &= t_{нл} - \Gamma \cdot (L - x) \\ t_x &= t_{н.ш.} + \Gamma \cdot (x - h_{н.ш.}) \end{aligned} \quad (4.44)$$

де t_x - температура на глибині x , $^\circ\text{С}$;

$t_{нл}$ - температура пласта з глибиною залягання L , $^\circ\text{С}$;

$t_{н.ш.}$ - температура нейтрального шару, $^\circ\text{С}$;

$h_{н.ш.}$ - глибина залягання нейтрального шару, м;

Γ - середній геотермічний градієнт, $^\circ\text{С/м}$.

При відсутності в розрізі свердловини багаторічномерзлих порід:

$$\Gamma = (t_{нл} - t_{н.ш.}) / (L - h_{н.ш.}), \quad (4.45)$$

при наявності в розрізі зони багаторічномерзлих порід

$$\Gamma = (t_{нл} - t_m) / (L - h_m), \quad (4.46)$$

для зони багаторічномерзлих порід

$$\Gamma_m = (t_m - t_{н.ш.}) / (h_m - h_{н.ш.}), \quad (4.47)$$

де t_m – температура мерзлих порід, яка відповідає температурі замерзання мінералізованих ґрунтових вод, °C; h_m – глибина нижньої межі мерзлоти, м.

На території нашої країни глибина залягання нейтрального шару з постійною температурою становить 10-40 м.

При відсутності зони багаторічної мерзлоти температура в працюючій свердловині газовій свердловині на глибині x визначається за формулою:

$$t_x = t_{nl} - \Gamma(L - x) - \Delta t e^{-a(L-x)} + \frac{1 - e^{-a(L-x)}}{a} \left[\Gamma - D_i \frac{P_{виб} - P_x}{L - x} - \frac{A}{C_p} \right], \quad (4.48)$$

$$\text{де } a = \frac{0,04\pi\lambda_n}{q\bar{\rho}_z C_p f(\tau)}; \quad f(\tau) = \ln \left(1 + \sqrt{\frac{\pi\lambda_{n\tau}}{C_n R_c^2}} \right); \quad \lambda_n = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{ni} h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}, \quad (4.49)$$

де Δt - перепад температури у привибійній зоні пласта, який визначається за формулою (4.44), °C; Γ - середній геотермічний градієнт на ділянці стовбура свердловини від x до L , °C/м; P_x - тиск на глибині, МПа; D_i - диференційний коефіцієнт Джоуля-Томсона на ділянці від x до L , К/МПа; C_p - середня ізобарна теплоємність газу на ділянці від x до L , Дж/кг°C; (ккал/кг°C); A - термічний еквівалент роботи, 9,8 Дж/кг·м; (1/427 ккал/кг·м); λ_n - середньозважений коефіцієнт теплопровідності гірських порід для інтервалу від x до L , Дж/м·год°C; (ккал/м·год°C); λ_{ni} - теплопровідність окремих типів порід товщиною h_i , Дж/м·год°C (ккал/м·год°C); C_n - об'ємна теплоємність гірських порід, Дж/м³·°C; (ккал/м³·°C); q - дебіт газу при стандартних умовах, тис.м³/добу; $f(\tau)$ - безрозмірна функція часу роботи свердловини τ (год) з початку її експлуатації. D_i обчислюють за значеннями

$$P_{cp} = \frac{P_{виб} + P_x}{2} \text{ і } t_{cp} = \frac{t_{виб} + t_x}{2} \text{ за формулою (4.45) або знаходять з номограм. } C_p,$$

використовуючи P_{cp} і t_{cp} - за формулою (4.46). Для спрощення розрахунків D_i і C_p можна наближено знаходити за середніми значеннями тиску і температури в стовбурі

$$\text{свердловини} \left(P_{cp} = \frac{P_{виб} + P_y}{2}, t_{cp} = \frac{t_{виб} + t_y}{2} \right). \text{ Тоді у формулі (4.48) комплекс } D_i \frac{P_{виб} - P_x}{L - x}$$

$$\text{замінюють на } D_i \frac{P_{виб} - P_y}{L}.$$

Теплопровідність сухих порід істотно залежить від їх густини і змінюється від 1256 Дж/м год°C; (0,3 ккал/м год°C) для кварцевого піску до 22608,72 - 25120,8 Дж/м год°C; (5,4 - 6 ккал/м год°C) для кам'яної солі. Для глин λ_n становить 4886,8 - 12560,4 Дж/м год°C (1,17-3 ккал/м·°C), зростаючи з глибиною. Вплив вологості на коефіцієнт теплопровідності враховується множенням λ_n на поправочний коефіцієнт, який змінюється від 1 до 3,2 при об'ємній вологості породи 0-40%.

Розподіл температури в працюючій свердловині при наявності в розрізі багаторічномерзлих порід знаходять для інтервалу від вибою до початку зони багаторічної мерзлоти за формулою (4.48), в якій геотермічний градієнт Γ визначають за формулою (4.46). Щоб розрахувати температуру на вході в зону багаторічної мерзлоти $t_{ом}$ в формулу (4.48) замість x і P_x підставляють відповідно глибину нижньої межі мерзлоти h^m і тиск газу $P_{ом}$ на цій глибині.

У межах зони багаторічномерзлих порід розподіл температури в свердловині описується формулою

$$t_x = t_{ом} - \Gamma(h_m - x) + \frac{1 - e^{-a_m(h_m - x)}}{a_m} \left[\Gamma_m - D_i \frac{P_{ом} - P_x}{h_m - x} \right] \beta, \quad (4.50)$$

$$\text{де } a_m = \frac{0,04\pi\lambda_m}{q\bar{\rho}_z C_p f(\tau)}; f(\tau) = \ln\left(1 + \sqrt{\frac{\pi\lambda_m\tau}{C_m R_c^2}}\right); \beta = \frac{1}{t_{c,z}^2}(t_m - t_{c,z})^2,$$

де G_m - геотермічний градієнт в зоні багаторічної мерзлоти, який визначається за формулою (4.47); λ_m - теплопровідність мерзлих порід, Дж/м год °С; (ккал/м год °С), C_m - об'ємна теплоємність мерзлих порід, Дж/м³ °С; (ккал/м³ °С); β - безрозмірний коефіцієнт, який враховує швидкість теплообміну при наявності мінусових температур; t_m - середня температура мерзлих (талих) порід в зоні багаторічної мерзлоти, °С; $t_{c,z}$ - середньорічна температура поверхні ґрунту, °С.

Коефіцієнти теплопровідності λ_m і об'ємної теплоємності C_m мерзлих порід залежать від їх густини ρ_n .

В області зміни ρ_n від 1000 до 2200 кг/м³ $\lambda_m = 1674,7 - 15072,48 \text{ Дж/м год } ^\circ\text{С}; (0,4-3,6 \text{ ккал/м год } ^\circ\text{С})$, $C_m = 0,837 - 2,512 \text{ Дж/м}^3\text{ } ^\circ\text{С} (0,2 \cdot 10^{-3} - 0,6 \cdot 10^{-3} \text{ ккал/м}^3\text{ } ^\circ\text{С})$.

Температуру газу на гирлі свердловини при наявності зони багаторічної мерзлоти знаходять за формулою (4.50) при $x=0$ і $P_x=P_y$.

Контрольні запитання

1. Розкрийте поняття гірського та початкового пластового тиску.
2. Виведіть формулу барометричного нівелювання.
3. Наведіть алгоритм визначення пластового тиску за формулою Лапласа-Бабіне.
4. Які залежності використовують для визначення вибірного тиску у газових свердловинах?
5. Які є основні методи визначення дебіту газу?
6. В чому полягає метод звуження газового струменя?
7. В чому полягає вимірювання дебіту газу за допомогою пружера?
8. В чому полягає метод вимірювання дебіту газу за допомогою пневмометричної трубки?
9. В чому полягає метод визначення дебіту газу за допомогою бокового статичного тиску?
10. В чому полягає вимірювання дебіту газу акустичним методом?
11. Які основні залежності використовують для визначення зміни температури у привибійній зоні пласта?
12. Які основні залежності використовують для визначення температури в працюючій газовій свердловині?

ЛЕКЦІЯ 5

Дослідження газових свердловин

5.1 Задачі і методи дослідження свердловин

Дослідження газових свердловин проводять з метою визначення видобувних можливостей свердловин, встановлення оптимального технологічного режиму експлуатації свердловин, а також вивчення будови та колекторських властивостей пласта.

Всі дослідження газових свердловин можна розділити на три основні групи:

- первинні;
- поточні;
- спеціальні.

Первинні дослідження проводять на розвідувальних свердловинах. Їх основне завдання є отримання вихідних даних для оцінки запасів газу даного родовища, його видобувних можливостей, а також отримання даних для підготовки родовища до промислової експлуатації. Передбачають проведення всього комплексу досліджень, а саме газодинамічних, геофізичних і термометричних досліджень. Весь комплекс досліджень дозволяє отримати максимальну інформацію про пласт. При проведенні первинних досліджень особливу увагу потрібно приділити визначенню видобувних можливостей свердловини. В процесі первинних досліджень окрім продуктивної характеристики, за результатами досліджень необхідно виміряти пластовий тиск, температуру, дебіт, а також відібрати проби газу, води і конденсату для лабораторного аналізу. За результатами первинних досліджень визначають максимально допустимий дебіт та робочий дебіт свердловини. Отримані дані використовують при складанні технологічних схем, а також проектів розробки родовища. Тому дані дослідження мають важливе значення.

Поточні дослідження проводять на експлуатаційних свердловинах в процесі розробки родовищ і використовують для встановлення технологічного режиму експлуатації свердловин, для отримання інформації з метою проведення аналізу розробки родовища, а також для поточної перевірки параметрів пласта. Основне завдання поточного дослідження – це отримання вихідних даних для проведення аналізу і контролю за розробкою даного родовища. Для визначення технологічного режиму при дослідженні свердловин застосовують пересувні сепараційні установки, з допомогою яких можна отримати точні дані про винесення твердих і рідких домішок на поверхню, на кожному з режимів. З цією метою можуть використовувати породовловлювачі.

Спеціальні дослідження свердловин проводять з метою виявлення окремих факторів, які впливають як на продуктивну характеристику свердловини, так і на умови експлуатації родовища в цілому. До спеціальних видів досліджень відносять:

- дослідження перед капітальним ремонтом і після нього;
- дослідження перед консервацією і після неї;
- дослідження перед проведенням дії на ПЗП і після;
- дослідження свердловин по виявленню перетоків газу в вищезалягаючі горизонти;
- дослідження свердловин по визначенню положення газоводяного контакту.

Всі методи отримання інформації про пласт і свердловину можна умовно розділити на дві групи:

- **прямі методи**, з допомогою яких вивчають безпосередньо зразки породи і продукцію, яку отримують із свердловин. До прямих методів визначення параметрів пористого середовища і продукції, яку отримують із свердловин, відносять вивчення властивостей

керну і фізико-хімічних властивостей газу і пластової рідини в лабораторних умовах. До числа прямих допоміжних методів відноситься також кавернометрія, газовий каротаж і вивчення шлему, який отримують в процесі буріння продуктивного розрізу;

- **непрямі методи**, які вивчають фізичні властивості пласта і отримуваної продукції за допомогою встановлення зв'язку цих властивостей з іншими параметрами, які вимірюють різними методами – геофізичними, термометричними та газогідродинамічними.

Комплексне використання цих методів дає можливість якісно і надійно визначити вихідні параметри, необхідні при підрахунку запасів, проектуванні розробки покладу і встановленні оптимального технологічного режиму роботи газових свердловин.

Газогідродинамічні дослідження свердловин поділяються на:

а) дослідження свердловин при стаціонарних режимах фільтрації (метод усталених відборів);

Стаціонарний режим – це такий режим, при якому тиск і густина газу в будь-якій точці пласта з часом не змінюється.

б) дослідження свердловин при нестаціонарних режимах фільтрації.

5.2 Дослідження газових свердловин при стаціонарних режимах фільтрації

Перед проведенням дослідження складається програма дослідження, де крім паспортних даних вказується мета дослідження, прилади і устаткування, а також вказується схема розташування обладнання на свердловині під час проведення дослідження.

Порядок проведення дослідження наступний:

1. Продувають свердловину на факел для очищення вибою і привибиїної зони від механічних домішок і рідини (продувку проводять від 20 хв до 1 год);

2. Закривають свердловину, поки тиск на гирлі не стабілізується. Тиск на гирлі закритої свердловини носить назву статичного тиску $P_{\text{ст}}$. При цьому тиск на вибої стає рівним пластовому тиску $P_{\text{виб}} = P_{\text{пл}}$.

3. Встановлюють діафрагму з найменшим діаметром отвору (наприклад 2 мм) і пускають свердловину в роботу. Після стабілізації записують значення тисків в затрубному просторі, на буфері свердловини, дебіт та температуру газу ($P_{\text{зат}}$, $P_{\text{у}}$, q , t).

4. Закривають свердловину до стабілізації тиску на буфері до статичного тиску, встановлюють діафрагму з більшим діаметром отвору (наприклад 4 мм), пускають свердловину в роботу і після стабілізації режиму записують значення всіх параметрів.

Такі дослідження проводять на 5-7 режимах в сторону збільшення діаметру діафрагми і на 2-3 режимах в сторону зменшення діаметру діафрагми.

Характер зміни тиску при дослідженні свердловини на стаціонарних режимах фільтрації наведений на рис. 5.1.

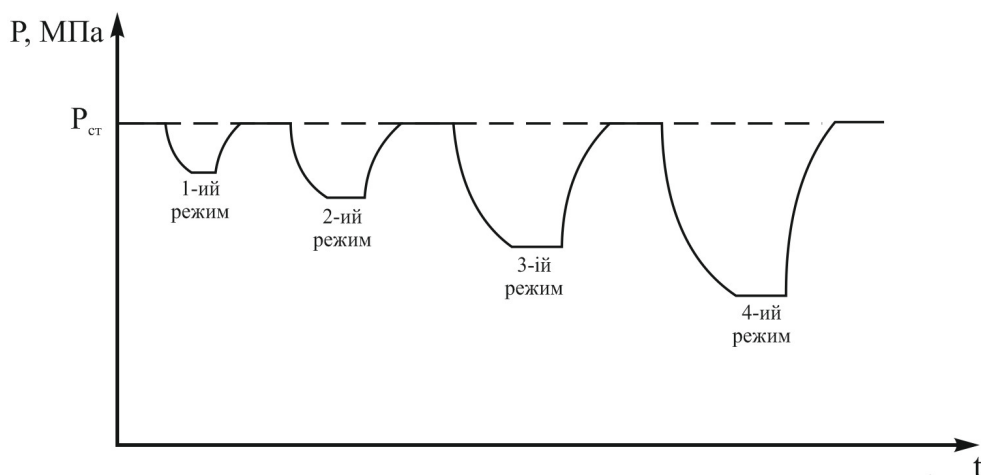


Рисунок 5.1 – Динаміка зміни тиску при дослідженні газових свердловин на стаціонарних режимах фільтрації

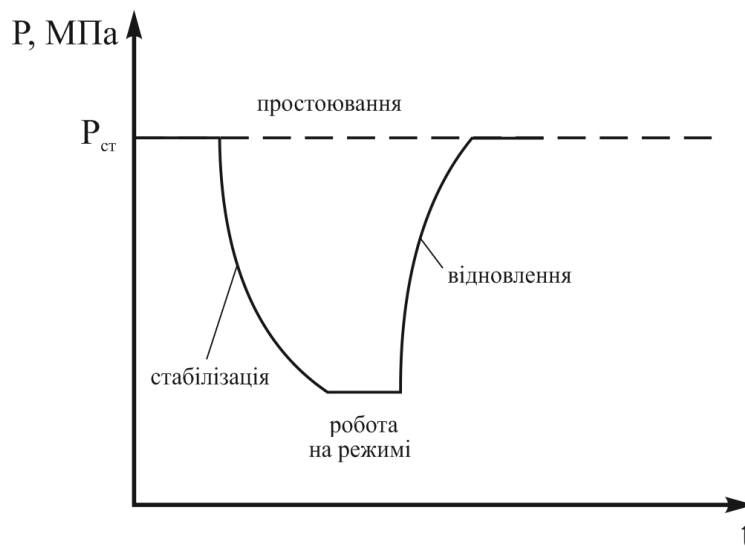


Рисунок 5.2 – Динаміка зміни тиску при дослідженні свердловини на одному режимі

Обробка результатів дослідження і визначення параметрів пласта

За результатами дослідження свердловин на стаціонарних режимах фільтрації будують індикаторну діаграму (залежність $P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = f(Q)$). Здебільшого індикаторна лінія має форму параболи, яка проходить через початок координат.

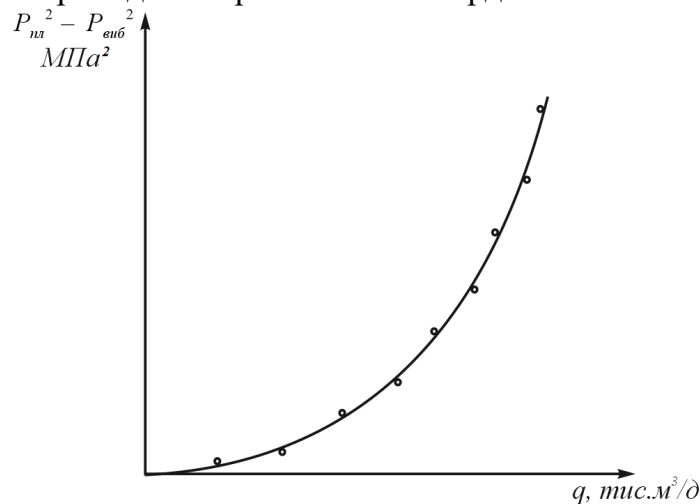


Рисунок 5.3 - Індикаторна діаграма для газової свердловини в координатах

$$q = f(P_{пл}^2 - P_{виб}^2)$$

На практиці часто має місце, коли індикаторна лінія перетинає вісь ординат вище або нижче нульової точки.

Тому індикаторну лінію потрібно перебувати так, щоб вона проходила через початок координат.

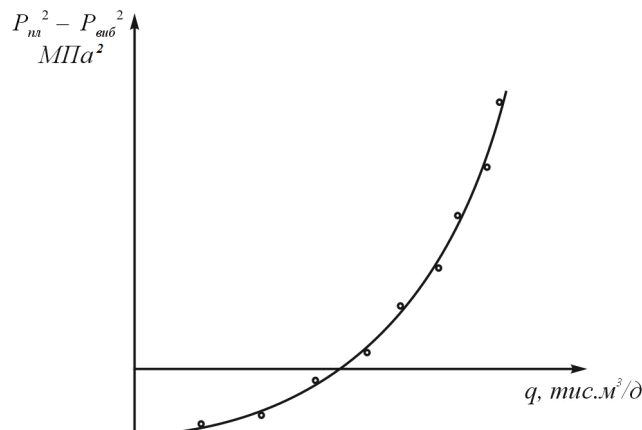


Рисунок 5.4 – Індикаторна діаграма при неточному визначенні пластового тиску

Для випадку наведеного на рисунку індикаторна лінія може проходити нижче нульової точки у таких двох випадках:

а) Занижене значення початкового Рпл. Така лінія описується рівнянням:

$$P_{пл.розр}^2 - P_{виб}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2 - C_0. \quad (5.1)$$

де C_0 – відрізок, який відтинається на осі ординат.

Знаючи величину C_0 знаходять фактичний пластовий тиск

$$P_{пл.факт.} = \sqrt{P_{пл.розр.}^2 + C_0}. \quad (5.2)$$

Тоді отримують рівняння припливу наступного вигляду

$$P_{пл.факт.}^2 - P_{виб}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2. \quad (5.3)$$

б) Завищене значення вибійного тиску. Це відбувається в тому випадку, коли режим роботи свердловини після пуску її в роботу не стабілізувався, тобто свердловина працювала на режимі, наприклад, 20-30 хв замість 2-3год. Така індикаторна лінія описується рівнянням:

$$P_{пл}^2 - P_{виб.роз}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2 - C_0, \quad (5.4)$$

$$\text{де } C_0 = 2 \cdot P_{виб.роз} \cdot \delta + \delta^2, \quad (5.5)$$

$$\delta = \sqrt{P_{пл}^2 + C_0 - P_{пл}^2}. \quad (5.6)$$

Для визначення коефіцієнтів A і B з формули припливу газу з пласта в стовбур свердловини існує декілька методів обробки результатів дослідження:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2, \quad (5.7)$$

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{q} = A + B \cdot q. \quad (5.8)$$

За результатами дослідження будують графічну залежність у наступних координатах

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{q} = f(q):$$

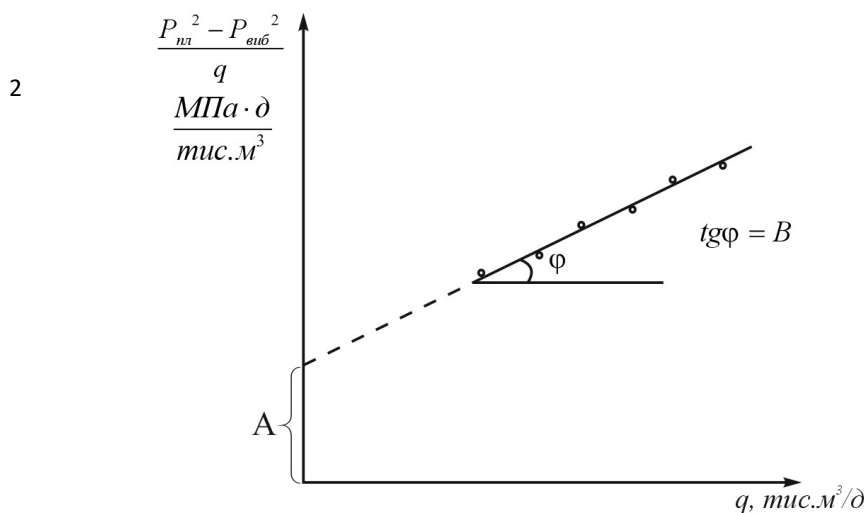


Рисунок 5.5 – Залежність $\frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{q}$ від q

Якщо невідомий пластовий тиск, то результати досліджень обробляють в наступній

системі координат $\frac{P_{виб_i}^2 - P_{виб_{i+1}}^2}{q_{i+1} - q_i}$:

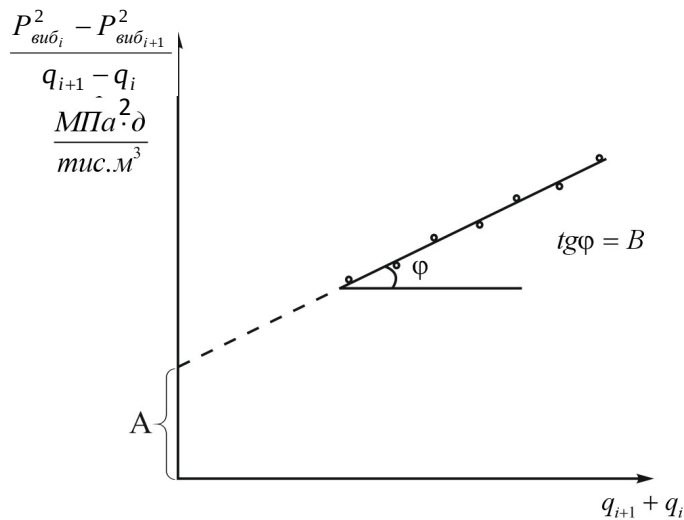


Рисунок 5.6 – Залежність $\frac{P_{виб_i}^2 - P_{виб_{i+1}}^2}{q_{i+1} - q_i}$ від $(q_{i+1} + q_i)$

За результатами дослідження свердловини визначають абсолютно вільний і вільний дебіти газових свердловини.

Рівняння припливу газу до свердловини має наступний вигляд:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2. \quad (5.9)$$

Розв'яжемо це рівняння відносно дебіту:

$$q = -\frac{A}{2 \cdot B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2 \cdot B}\right)^2 + \frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{B}}. \quad (5.10)$$

Абсолютно вільний дебіт – це дебіт свердловини, при якому тиск на вибої рівний атмосферному тиску. Це все одно, що потенційний дебіт свердловини – це умовна величина, яку використовують для оцінки продуктивних властивостей пласта.

$P_{виб} = P_{ат} = 0,1013$ МПа.

$$q_{a.в.} = -\frac{A}{2 \cdot B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2 \cdot B}\right)^2 + \frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{B}}. \quad (5.11)$$

Значенням вибійного тиску $P_{виб}$ під коренем нехтують, так як це дуже мала величина.

Вільний дебіт – це дебіт свердловини при тиску на гирлі рівному атмосферному. Цей дебіт має місце при аварійному фонтануванні і є реальною величиною.

Запишемо рівняння припливу газу до вибою свердловини:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2.$$

та формулу Адамова для визначення тиску на вибої свердловини

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 e^{2s} + \Theta \cdot q^2}. \quad (5.12)$$

Із спільного розв'язку цих двох рівнянь отримують наступний вираз для дебіту свердловини:

$$q = -\frac{A}{2 \cdot (B + \Theta)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2 \cdot (B + \Theta)}\right)^2 + \frac{P_{nl}^2 - P_y^2 \cdot e^{2 \cdot s}}{B + \Theta}}. \quad (5.13)$$

Якщо прийняти, що $P_y = P_{am} = 0,1013 \text{ МПа}$, то $P_y^2 \cdot e^{2 \cdot s} \ll 1$. Тоді отримаємо наступну формулу для знаходження вільного дебіту газової свердловини:

$$q = -\frac{A}{2 \cdot (B + \Theta)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2 \cdot (B + \Theta)}\right)^2 + \frac{P_{nl}^2 - P_y^2 \cdot e^{2 \cdot s}}{B + \Theta}}. \quad (5.14)$$

Параметри привибійної зони визначають наступним чином:

Коефіцієнт проникності k визначають з виразу для коефіцієнту фільтраційного опору A .

$$A = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{am} \cdot T_{nl}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{cm}} \cdot \ln \frac{R_K}{r_c} \Rightarrow k = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{am} \cdot T_{nl}}{\pi \cdot A \cdot h \cdot T_{cm}} \cdot \ln \frac{R_K}{r_c}. \quad (5.15)$$

Структурний коефіцієнт β^* визначається з виразу для коефіцієнта фільтраційного опору B .

$$B = \frac{\rho_{cm} \cdot z \cdot P_{am} \cdot T_{nl} \cdot \beta^*}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot T_{cm}} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_K} \right) \Rightarrow$$

$$\beta^* = \frac{2 \cdot B \cdot \pi \cdot h^2 \cdot T_{cm}}{\rho_{cm} \cdot z \cdot P_{am} \cdot T_{nl} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_K} \right)}. \quad (5.16)$$

Особливості дослідження свердловин пробурених на пласти з низькою продуктивною характеристикою.

У пластах з низькою продуктивною характеристикою період стабілізації дебіту і тиску іноді може сягати до 30 днів. Тому запропоновано використовувати прискорені методи дослідження.

Ізохронний метод

Порядок проведення досліджень при ізохронному методі такий.

Свердловина працює на кожному режимі однаковий період часу (30-60 хв). В кінці кожного періоду вимірюють дебіт газу і вибійний тиск. Після цього свердловину закривають до повного відновленню Рст.

Результати досліджень обробляють за наступною залежністю:

$$\frac{P_{\kappa}^2 - P_{виб}^2(t_p)}{q(t_p)} = A + B \cdot q(t_p) \quad (5.17)$$

$t_p = 30 \dots 60 \text{ хв.}$

$$A = \frac{P_{\kappa}^2 - P_{виб}^2(t_p)}{q(t_p)} - B \cdot q(t_p), \quad (5.18)$$

В буде дійсним.

де Рвиб – тиск на вибої в разі стаціонарного режиму (стабілізоване значення), МПа;

q – дебіт свердловини (стабілізоване значення), тис.м³/д.

Вимірюють $P_{виб}(t_p), q(t_p)$.

Експрес метод

Часто закриття свердловини між зміною режимів до повного відновлення статичного тиску займає значний період часу, що призводить до простою свердловини. В таких випадках застосовують експрес метод, який полягає в тому, що свердловина працює на

кожному режимі однаковий період часу і час простою між режимами також однаковий ($t_p = 20 \dots 30$ хв).

Результати досліджень обробляють за наступною залежністю:

$$\frac{P_{\kappa}^2 - P_{\text{виб}}^2(t_p) - \beta \cdot C_i}{q(t_p)} = A(t_p) + B \cdot q(t_p) \quad (5.19)$$

де β – коефіцієнт, який визначають при обробці кривої відновлення тиску у випадку нескінченного пласта.

C_i – коефіцієнт на i -му режимі.

Значення знаходять за формулами.

$$C_1 = 0; C_2 = 0,176q_1; C_3 = 0,097q_1 + 0,176q_2;$$

$$C_4 = 0,067q_1 + 0,097q_2 + 0,176q_3;$$

$$C_5 = 0,051q_1 + \dots; C_6 = 0,041q_1 + \dots; C_7 = 0,034q_1 + \dots;$$

$$C_8 = 0,03q_1 + \dots; C_9 = 0,026q_1 + \dots; C_{10} = 0,024q_1 + \dots;$$

$$C_{11} = 0,021q_1 + \dots$$

Значення коефіцієнта B знаходять із залежності $\frac{P_{\kappa}^2 - P_{\text{виб}}^2}{q} = f(q)$, а коефіцієнт A

$$A = \frac{P_{\kappa}^2 - P_{\text{виб}}^2}{q} - B \cdot q$$

знаходять за залежністю

Метод монотонно-ступінчастої зміни дебітів.

На відміну від прискорених методів, даний метод не потребує зупинки між режимами. Суть методу полягає в тому, що перед дослідженням свердловина працює на одному з режимів до повної стабілізації тиску і дебіту.

Подальший порядок досліджень залежить від необхідності вимірювання статичного тиску. Якщо статичний тиск вимірювати не потрібно, то після досягнення повної стабілізації на одному режимі свердловину зупиняють на час t_o , якого явно не достатньо для відновлення тиску до пластового (на гирлі свердловини до статичного). Величину t_o приймають рівною від 4 до 10 год. В момент часу t_o вимірюють вибіийний тиск і температуру. Потім свердловину пускають в роботу на першому режимі з дебітом q_1 .

Час роботи свердловини на першому та інших режимах один і той самий і рівний

$$t_p = (0,08 \div 0,2) \cdot t_o \quad (5.20)$$

Перехід з одного режиму на інший здійснюють практично без зупинки або із зупинкою в межах 2-3 хв.

Якщо свердловину досліджувати без зупинки для вимірювання $P_{\text{ст}}$, то її обробку

проводять в координатах $(P_{\text{виб}0}^2 - P_{\text{виб} \cdot p}^2) - q_p$; $\frac{(P_{\text{виб}0}^2 - P_{\text{виб} \cdot p}^2)}{q_p} - q_p$.

В результаті обробки одержують пряму, яка відсікає на осі $(P_{\text{виб}0}^2 - P_{\text{виб} \cdot p}^2) - q_p$ відрізок $A(t_p)$ і має кут нахилу до іншої осі тангенс якого рівний B .

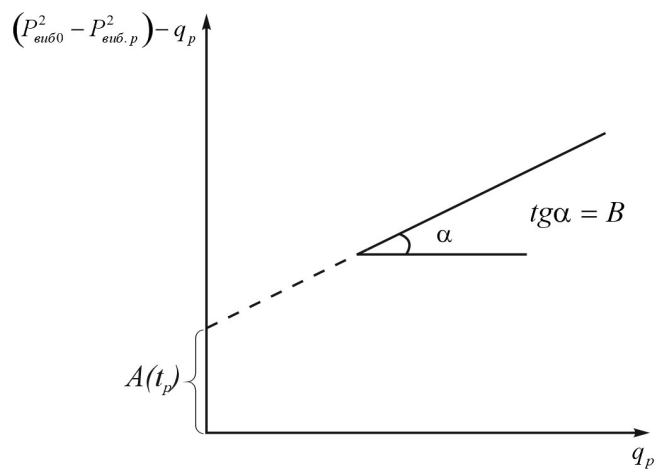


Рисунок 5.7 – Результати дослідження свердловини методом монотонно-ступінчастої зміни дебітів

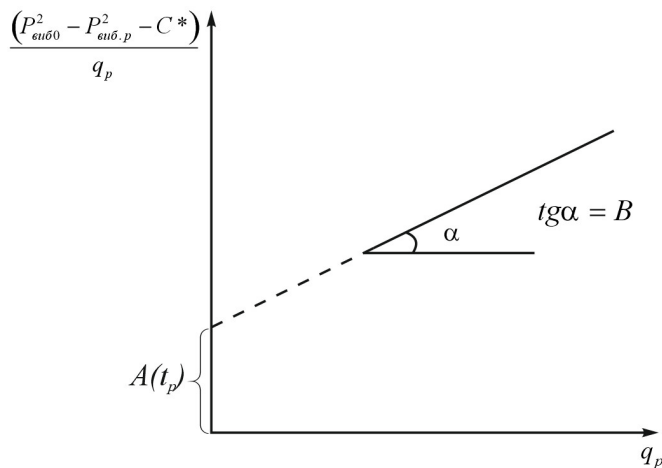


Рисунок 5.8 – Результати дослідження свердловини методом монотонно-ступінчастої зміни дебітів у випадку зупинки свердловини для вимірювання статичного тиску

Якщо перед дослідженням свердловину зупиняли, то обробку результатів проводять згідно формули.

$$P_{виб0}^2 - P_{виб.p}^2 = A(t_p) \cdot q_p + B \cdot q_p^2 + C^*$$

$$C^* = A(t_p) \cdot q_0 + B \cdot q_0^2 = const \quad (5.20)$$

5.3 Дослідження газових свердловин при нестационарних режимах фільтрації

Існують такі види дослідження свердловин при нестационарних режимах фільтрації:

1. Зняття кривих відновлення тиску на вибої свердловини після її зупинки.
2. Зняття кривих зменшення в часі дебіту газу при підтриманні постійного тиску на гирлі свердловини.
3. Зняття кривих зменшення в часі тиску на гирлі свердловини при підтриманні постійного дебіту.
4. Зняття кривих стабілізації вибійного тиску і дебіту при пуску свердловини в роботу на певному режимі.

Найбільш поширений в промисловій практиці перший спосіб.

Методика зняття та обробки стандартних кривих відновлення вибійного тиску (КВТ)

Перед зняттям кривої відновлення вибійного тиску свердловину пускають в роботу до повної стабілізації дебіту, тиску і температури (q , P , T). Після цього її закривають і записують зміну в часі тиску і температури на гирлі та в затрубному просторі. Одержані результати обробляють залежно від умов на межі пласта.

Методика обробки КВТ в умовах «нескінченного» пласта.

Якщо час роботи свердловини T до зняття КВТ значно більший від часу стабілізації t ($T \geq 20t$), то застосовують формулу

1. $T \geq 20t$

$$P_{виб}^2(t) = \alpha + \beta \cdot \ln t, \quad (5.21)$$

$$\alpha = P_{виб.0}^2 + \beta \cdot \lg \frac{2,25 \cdot \chi}{r_{с.зв}^2} + B \cdot q_0^2, \quad (5.22)$$

де $P_{виб}(t)$ – поточний вибійний тиск після закриття свердловини, МПа;

$P_{виб.0}$ – вибійний тиск перед закриттям свердловини, МПа;

χ – коефіцієнт п'єзопровідності пласта, м²/с;

$r_{с.зв}$ – зведений радіус свердловини, м;

B – коефіцієнт фільтраційного опору при квадратичному члені двочленної формули

припливу газу до свердловини, $\left(\frac{\text{МПа}}{\text{тис.м}^3 / \text{д}} \right)^2$;

q_0 – дебіт свердловини перед її закриттям, тис.м³/д;

h – ефективна товщина пласта, м;

μ – коефіцієнт динамічності в'язкості газу в пластових умовах, МПа·с;

k [мкм²]; $P_{ам}$ [МПа].

За КВТ, побудованою в координатах $P_{виб}(t)$ від $\lg t$, визначають коефіцієнти α і β , а потім гідропровідність пласта за формулою

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{\phi \cdot q_0 \cdot T_{nl} \cdot Z_{nl}}{\beta}, \quad (5.23)$$

де ϕ – розмірний коефіцієнт.

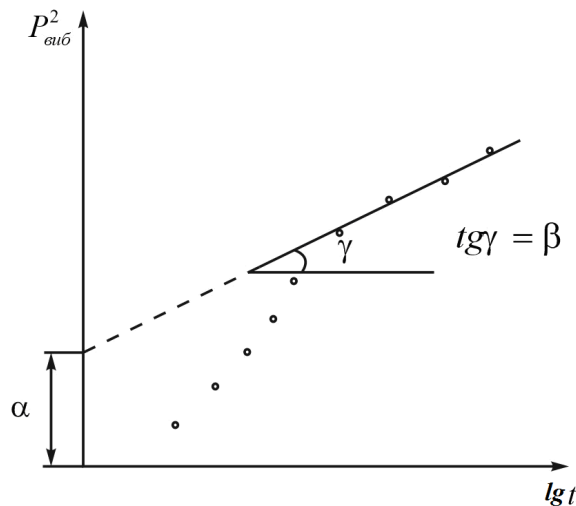


Рисунок 5.9 – Оброблення КВТ при $T \geq t_0$

Якщо відомий коефіцієнт β , то можна обчислити параметр $\frac{\chi}{r_{с.зв}^2}$:

$$\frac{\chi}{r_{с.зв}^2} = 0,445 \cdot \exp \left(2,3 \frac{\alpha - P_{виб.0}^2 - B q_0^2}{\beta} \right). \quad (5.24)$$

Враховуючи, що $\chi = \frac{k P_{\kappa}}{\alpha_n m_0 \mu}$, ми можемо знайти ємнісний параметр пласта $\alpha_n \cdot m_0 \cdot h$:

$$\alpha_n \cdot m_0 \cdot h = 2,25 \cdot \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{\kappa}}{r_{с.зв}^2} \cdot \exp \left(-2,3 \cdot \frac{\alpha - P_{виб.0}^2 - B \cdot q_0^2}{\beta} \right). \quad (5.25)$$

Якщо відомий коефіцієнт п'єзопровідності, то можна визначити зведений радіус свердловини:

$$r_{c.38} = \sqrt{\frac{\chi}{0,445} \cdot \exp\left(-2,3 \cdot \frac{\alpha - P_{виб.0}^2 - B \cdot q_o^2}{\beta}\right)} \quad (5.26)$$

2. $T < 20t$

Якщо час роботи свердловини T перед її зупинкою невеликий ($T < 20t$), то обробка КВТ проводиться згідно з формулою

$$P_{виб}^2(t) = P_{\kappa}^2 - \beta \cdot \ln \frac{T+t}{t} \quad (5.27)$$

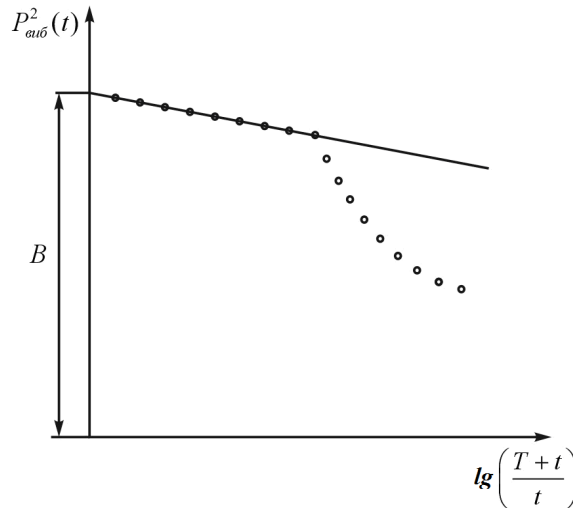


Рисунок 5.10 – Оброблення КВТ при $T < t_o$

У даному випадку при застосуванні формули (5.21) кінцева частина КВТ видозмінюється, що призводить до помилкових висновків про параметри пласта та його однорідність. Коефіцієнт β визначають як відрізок, який відтинає на осі ординат прямолінійна частина залежності $P_{виб}^2(t)$ від $\lg[(T+t)/t]$.

Коефіцієнт гідропровідності $\frac{kh}{\mu}$ обчислюють за тією самою формулою, що і у попередньому випадку.

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{\varphi \cdot q_0 \cdot T_{nl} \cdot Z_{nl}}{\beta} \quad (5.28)$$

Методика обробки КВТ в умовах обмежених розмірів пласта.

В цьому випадку використовують формулу

$$\lg(P_{nl}^2 - P_{виб}^2(t)) = \alpha_1 - \beta_1 \cdot t \quad (5.29)$$

$$\alpha_1 = \lg 1,11 \cdot \beta \quad (5.30)$$

$$\beta_1 = \frac{2,51 \cdot \chi}{R_{\kappa}^2} \quad (5.31)$$

З прямолінійної частини кривої відновлення тиску, побудованої в координатах $\lg(P_{nl}^2 - P_{виб}^2(t))$ від t , знаходять коефіцієнти α_1 і β_1 . Знаючи α_1 можна знайти β , а потім інші параметри пласта. З формули (5.31) можна знайти R_{κ} .

$$R_{\kappa} = \sqrt{\frac{2,51 \cdot \chi}{\beta_1}} \quad (5.32)$$

За R_{κ} можна відшукати об'єм зони дронування свердловини (в m^3):

$$V = \pi \cdot \alpha_n \cdot m_0 \cdot h \cdot R_k^2 = 7,88 \cdot 10^{-3} \frac{k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{P_{nl}}{\beta_1}, \quad (5.33)$$

де k – коефіцієнт проникності пласта, мкм²;

h – товщина пласта, м;

μ – коефіцієнт динамічної в'язкості рідини, мПа·с.

Місткісний параметр пласта можна знайти з наступного рівняння:

$$\alpha_n \cdot m_0 \cdot h = \frac{7,7 \cdot 10^{-3} \cdot q_0 \cdot P_k \cdot T_{nl} \cdot Z}{\beta \cdot \beta_1 \cdot R_k^2 \cdot T_{cm} \cdot P_{am}}. \quad (5.34)$$

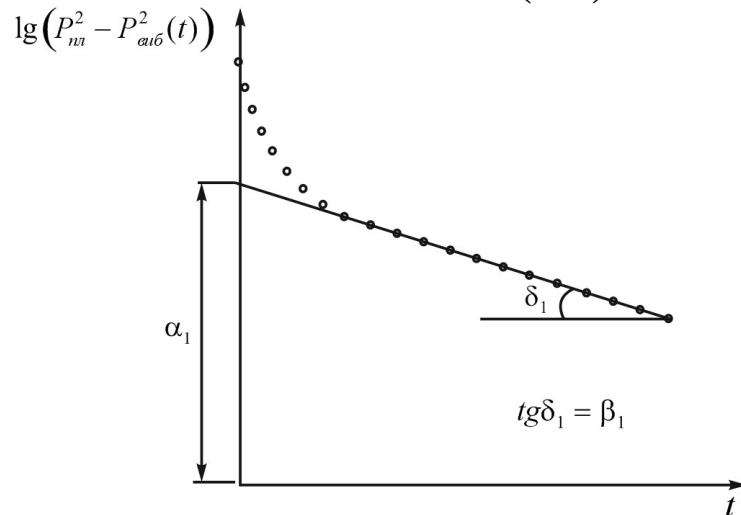


Рисунок 5.11 – Оброблення КВТ для кінцевих розмірів пласта

Вплив різних факторів на форму КВТ та їх врахування при обробці результатів дослідження свердловини.

Розглянуті методи оброблення КВТ придатні для умов миттєвого закриття свердловини, розміщеною в однорідному пласті, і при ізотермічному процесі відновлення тиску. В реальних свердловинах ці умови не витримуються. В результаті обробка КВТ за описаними вище методами не завжди дає надійні результати. Розглянемо деякі фактори, які впливають на форму КВТ.

Врахування припливу газу в свердловину після її зупинки. Необхідність врахування припливу газу виникає тоді, коли газ продовжує надходити в свердловину тривалий час після її закриття, що, зазвичай, спостерігається в пластах з низькою проникністю (рис. 5.12).

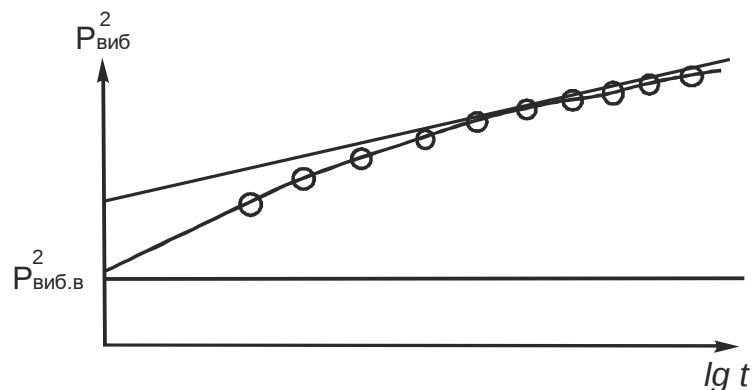


Рисунок 5.12 – Вплив припливу газу в стовбур свердловини після її закриття на графік залежності P_{vib}^2 від $lg t$

Для оброблення КВТ з врахуванням припливу газу запропоновано декілька диференціальних та інтегральних методів. Наведемо для прикладу один з цих методів (диференціальний). Обробка КВТ проводиться за формулою

$$\frac{P_{вуб}^2(t) - P_{вуб,0}^2}{1 - \frac{q(t)}{q_0}} = \alpha_0 + \beta \cdot \lg \varphi(t) \quad (5.35)$$

$$\alpha_0 = \beta \cdot \lg \frac{2,25 \cdot \chi}{r_{с.зв}^2} + B \cdot q_0^2 \quad (5.37)$$

де

$$\varphi(t) = \frac{t - V(t) \cdot q_0}{1 - \frac{q(t)}{q_0}} \quad (5.38)$$

$$V(t) = \frac{T_{cm} \cdot \Omega_{св}}{z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot P_{am}} \cdot (\tilde{P}(t) - \tilde{P}_0) \quad (5.39)$$

$$q(t) = \frac{T_{cm} \cdot \Omega_{св}}{z_{cp} \cdot T_{cp} \cdot P_{am}} \frac{d\tilde{P}}{dt} \quad (5.40)$$

$$\tilde{P}(t) = \frac{P_{вуб}(t) + P_y(t)}{2} \quad (5.41)$$

де $V(t)$ – об’єм газу, який надійшов у свердловину за час t , m^3 ; $q(t)$ – приплив (дебіт) газу в свердловину в момент часу t , m^3/c ; $\tilde{P}(t)$, $\tilde{P}_0$ – середній тиск в стовбурі свердловини відповідно в моменти часу t і $t=0$, МПа; $P_{вуб}(t)$, $P_y(t)$ – відповідно тиск на вибої і на гирлі свердловини в момент часу t , МПа; q_0 – дебіт свердловини перед її зупинкою, m^3/c ; $\Omega_{св}$ – об’єм стовбура свердловини, m^3 .

При наявності фонтанних труб $\Omega_{св}$ визначається як сума об’ємів затрубного простору і фонтанних труб.

Для свердловини, яка експлуатується тільки по фонтанних трубах, об’єм газу, який надійшов у свердловину за час t , знаходять за формулою

$$V(t) = \frac{T_{cm} \cdot \Omega_{зам}}{P_{am}} \left[\frac{\tilde{P}(t)}{z_{cp} \cdot T_{cp}} - \frac{\tilde{P}_0}{z_{0,cp} \cdot T} \right]_{зам} + \frac{T_{cm} \cdot \Omega_{мп}}{P_{am}} \left[\frac{\tilde{P}(t)}{z_{cp} \cdot T_{cp}} - \frac{\tilde{P}}{z_{0,cp} \cdot T_{0,cp}} \right]_{мп} \quad (5.42)$$

Приплив газу в момент часу t

$$q(t) = \frac{T_{cm} \cdot \Omega_{зам}}{P_{am} \cdot z_{cp,зам} \cdot T_{cp,зам}} \frac{d\tilde{P}_{зам}(t)}{dt} + \frac{T_{cm} \cdot \Omega_{мп}}{P_{am} \cdot z_{cp,мп} \cdot T_{cp,мп}} \frac{d\tilde{P}_{мп}(t)}{dt} \quad (5.43)$$

Величина $d\tilde{P}(t)/dt$ визначається наближено за формулою

$$\frac{d\tilde{P}(t)}{dt} = \frac{(\tilde{P} - \tilde{P}_0) \cdot t_2 - (\tilde{P} - \tilde{P}_0) \cdot t_1}{t_2 - t_1} \quad (5.44)$$

Інтервал часу $t_2 - t_1$ вибирається таким, щоб точка t була посередині інтервалу, тобто $\Delta t = \frac{t_2 - t_1}{2}$. Залежно від темпу відновлення тиску зниження величини Δt можна вибрати від декількох секунд (на початковій ділянці кривої) до декількох хвилин.

Обробляючи одержані результати графічно в координатах $\frac{P_{вуб}^2(t) - P_{вуб,0}^2}{1 - q(t)/q_0}$ від q з прямолінійної ділянки визначають

α_0 і β , після чого знаходять інші параметри пласта за формулами (5.23)-(5.26).

Характер і обробка КВТ у неоднорідних пластах. Одним з основних факторів, які впливають на форму КВТ, є неоднорідність пласта по площі, пов’язана з наявністю зон погіршеної провідності, тектонічних та літологічних порушень, нафтової облямівки, газоводяного контакту, випадіння конденсату в пласті тощо.

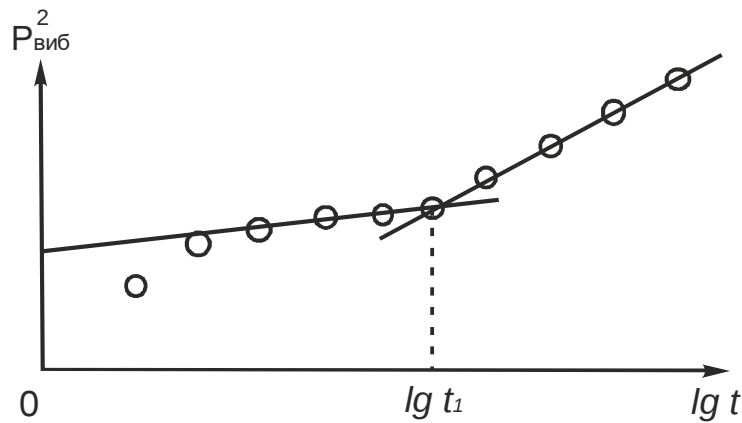


Рисунок 5.13 – Характер КВТ в неоднорідних пластах

В пластах з різко вираженою неоднорідністю залежно від розмірів і кількості екранів при обробці КВТ за формулою (5.21) одержують на графіку декілька прямих ліній (рис. 5.13). Якщо пласт, який досліджується, має один екран безмежної довжини, то на КВТ відзначаються дві прямі лінії з кутовими коефіцієнтами β_1 і β_2 , причому $\beta_2 < 2\beta_1$. У випадку непроникного екрану $\beta_2 \approx 2\beta_1$. Якщо близько від свердловини проходять два екрани, що перетинаються, то $\beta_2 > 2\beta_1$.

Інтерпретацію КВТ в пластах з різко вираженою неоднорідністю по площі проводять в такому порядку.

Коефіцієнт гідропровідності ϵ і параметр $\chi / r_{с.36}^2$ у всіх випадках визначають, використовуючи перший прямолінійний відрізок, за описаною раніше методикою. Відстань від свердловини до екрану можна знайти за формулою

$$l = 0,75\sqrt{\chi \cdot t_1}, \quad (5.45)$$

де t_1 – час, який відповідає точці перетину двох прямих ліній, с;

χ – п'єзопровідність пласта, $\text{м}^2/\text{с}$;

l – відстань до екрану, м.

5.4 Дослідження родовищ на газоконденсатність

Дослідження родовищ на газоконденсатність проводять з метою визначення параметрів вуглеводневої суміші, необхідних для підрахунку запасів газу, конденсату і окремих компонентів, визначення прогнозних показників розробки газоконденсатного родовища і проектування системи промислової обробки вуглеводневої продукції. При наявності нафтової облямівки для дослідження на газоконденсатність вибирають три свердловини, розташовані на куполі, поблизу нафтової облямівки і в проміжній ділянці. Якщо родовище характеризується великою товщиною продуктивного розрізу (понад 300 м), то вибирають по одній свердловині для дослідження на кожні 300 м розрізу.

Багатопластові конденсатні родовища досліджуються такою кількістю свердловин, щоб були охоплені всі поклади, в яких знаходяться запаси газу і конденсату.

Методика промислових досліджень свердловин на газоконденсатність. Залежно від стадії освоєння родовища і характеристики газоконденсатної системи вибирається методика дослідження свердловин на газоконденсатність.

У період розвідки родовища при підготовці вихідних даних для підрахунку запасів газів і конденсату використовується методика одноступінчастого розділення.

В процесі дослідно-промислової експлуатації родовища для отримання вихідних даних, необхідних для проектування розробки родовища, застосовують двоступінчасту сепарацію газу, принципова схема якої показана на рисунку 5.14. Газ зі свердловини надходить спочатку в теплообмінник 1, після чого направляється в перемішувач 2, звідки основна частина суміші розділяється на газ і конденсат в сепараторах 3 і 5 і II ступенів сепарації. Решта газоконденсатної суміші направляється на дослідну апарату, яка складається з великої сепараційної установки 6 (ВСУ) і малогабаритного сепаратора 8, в якому за допомогою термоелементів 14 можна підтримувати постійну температуру при різних тисках сепарації.

Перший сепаратор виконує роль I ступеня сепарації, а малогабаритний сепаратор – роль II ступеня сепарації. Між ВСУ і малогабаритним сепаратором установлений регулюючий штуцер 7, за допомогою якого тиск газу можна понижувати до атмосферного. Температуру газу знижують за рахунок розширення газу високого тиску.

Після встановлення в сепараторі наміченої температури і тиску продувають газом збірник конденсату і приступають до досліджень.

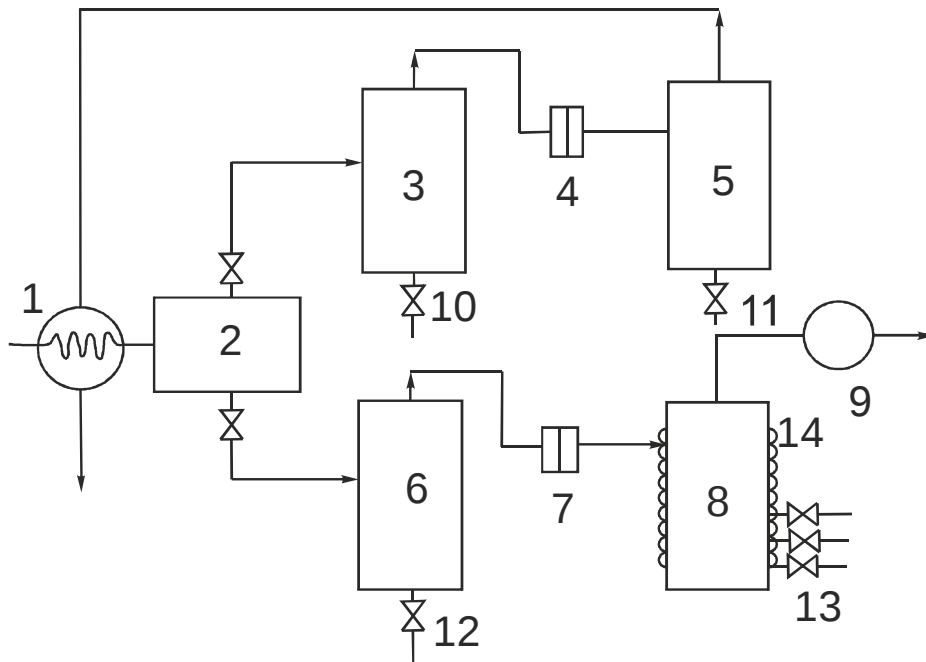


Рисунок 5.14 - Схема двоступінчастої сепарації газу при дослідженні свердловини на газоконденсатність

Сирий конденсат, який нагромаджується в нижній частині термостатованого сепаратора, заміряють за допомогою кранів 13, вмонтованих в стінку сепаратора.

За кількістю пройдених через лічильник 9 газу і нагромадженого в збірнику конденсату визначають вміст конденсату в газі (в $\text{см}^3/\text{м}^3$).

Лабораторні дослідження газоконденсатних систем. При розробці газоконденсатного родовища без підтримання пластового тиску важкі вуглеводні C_{5+6} конденсуються в пласті і практично не видобуваються. Кількість втраченого в пласті конденсату залежить від його вмісту в газі і властивостей газоконденсатної суміші, а також термодинамічних умов пласта.

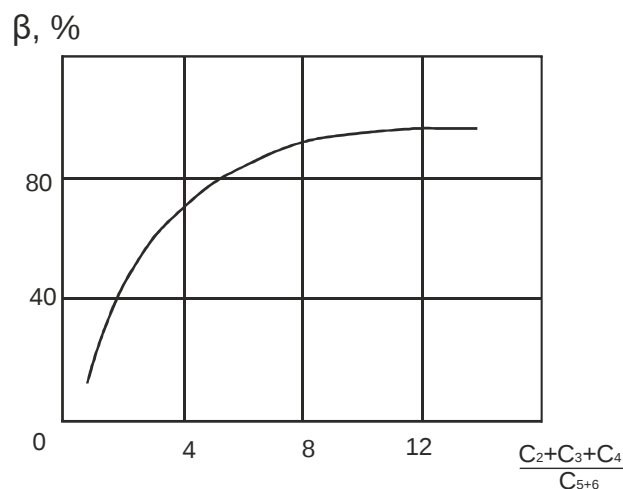


Рисунок 5.15 – Залежність коефіцієнта конденсатовилучення пласта від співвідношення $\frac{C_2 + C_3 + C_4}{C_{5+6}}$ при розробці газоконденсатного покладу на виснаження

Для визначення коефіцієнта конденсатовилучення потрібно знати пластові втрати конденсату. Залежно від вмісту конденсату в пластовому газі застосовують різні способи оцінки пластових втрат конденсату. Якщо вміст $C_{5+6} < 30$ г/м³, коефіцієнт конденсатовилучення можна визначити з графічної залежності рисунок 5.15 або за допомогою дещо вдосконаленої установки УГК-3. В тому випадку, коли вміст $C_{5+6} > 30$ г/м³, пластові втрати конденсату визначають у лабораторних умовах на установках УГК-3 або УФР-2. Робота проводиться в такому порядку. Бомбу PVT установки заповнюють рекомбінованою пробєю (сумішшю газу і конденсату, яка відповідає суміші вуглеводнів). В бомбі створюють пластовий тиск і температуру. Встановлюють фазову рівновагу. Здійснюють диференційний процес конденсації до наміченого тиску і визначають кількість конденсату, що випав у бомбі. На основі лабораторних дослідів будують криву пластових втрат конденсату (рис. 5.16).

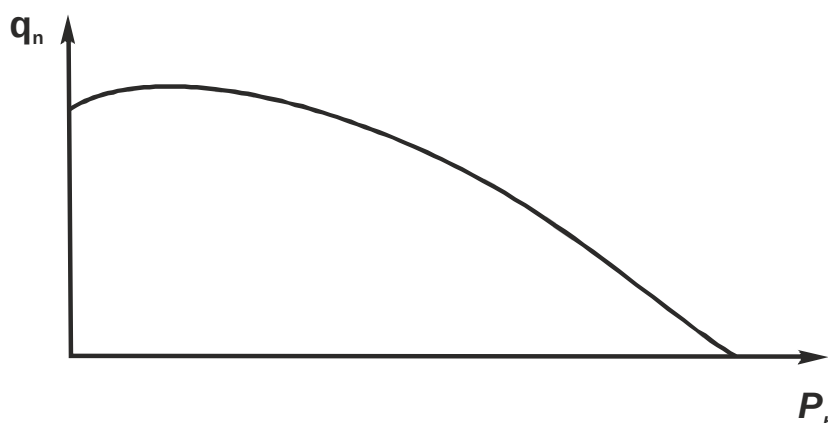


Рисунок 5.16 – Ізотерма пластових втрат конденсату

Контрольні запитання

1. З якою метою проводять дослідження газових свердловин?
2. Дайте характеристику основним типам досліджень газових свердловин.
3. Які є основні методи отримання інформації про пласт і свердловину? Охарактеризуйте їх.
4. Яка методика дослідження газових свердловин при стаціонарних режимах фільтрації?
5. В чому полягає оброблення результатів дослідження і визначення параметрів пласта за результатами досліджень газових свердловин на стаціонарних режимах фільтрації?
6. Які причини аномальних індикаторних ліній та як обробляють результати досліджень свердловин в таких випадках?
7. В чому полягає ізохронний метод досліджень свердловин?
8. В чому полягає експрес метод досліджень свердловин?
9. В чому полягає метод монотонно-ступінчастої зміни дебітів.
10. В чому полягає дослідження газових свердловин при нестационарних режимах фільтрації?
11. Які основні методики оброблення КВТ?
12. Як враховують приплив газу в свердловину після її зупинки при дослідженні газових свердловин на нестационарних режимах фільтрації?
13. Які особливості оброблення КВТ у неоднорідних пластах?
14. В чому полягає методика промислових досліджень свердловин на газоконденсатність?
15. В чому полягають лабораторні дослідження газоконденсатних систем?

ЛЕКЦІЯ 6

Технологічний режим експлуатації свердловин

6.1 Встановлення технологічного режиму експлуатації свердловин

Під *технологічним режимом експлуатації* газових (газоконденсатних) свердловин розуміють підтримання на вибої (гирлі) заданих умов зміни в часі тиску (дебіту), які забезпечують безаварійну експлуатацію свердловин і дотримання правил охорони надр і довкілля. Іншими словами, технологічний режим характеризує ті обмеження, які накладаються на відбір газу зі свердловин.

На технологічний режим впливає багато факторів і тому при недостатньому вивченні кожного з них встановлений режим виявляється неправильним. Для встановлення обґрунтованого технологічного режиму необхідно врахувати:

- географічні і метеорологічні умови району розташування родовища, наявність шару багаторічної мерзлоти; форми, типу, розміру і режиму покладу; ємнісні і фільтраційні параметри пластів, глибину і послідовність їх залягання, наявність гідродинамічного зв'язку між пропластками; запаси нафти, газу і конденсату (при наявності нафтової облямівки), наявність і активність підшовних і крайових вод;
- умови розкриття пласта в процесі буріння, властивість промивальної рідини, степінь забруднення ПЗП промивальною рідиною, стійкість пласта до руйнування;
- склад газу і конденсату, наявність і концентрацію в газі корозійно-активних компонентів H_2S , CO_2 , фізико-хімічні властивості газу, конденсату і води;
- конструкцію свердловин, обладнання вибою і гирла свердловини, схему збору і осушки газу на промислі, умови транспортування газу;
- умови споживання газу і рідини по темпу відбору, нерівномірність споживання, теплотворчу здатність та ін.

Обмеження, які накладаються на процеси експлуатації газових свердловин характеризуються наступними основними факторами:

- деформація і стійкість до руйнування продуктивного розрізу;
- наявність активної підшовної або крайової води;
- умови, ступінь і характер розкриття продуктивних пластів із врахування анізотропії пласта;
- можливість утворення в процесі експлуатації рідинних і піщаних пробок;
- багатопластовість, різниця складу газу, тиск і температура окремих пропластків.

Як критерії при виборі технологічного режиму експлуатації свердловин використовують:

1. $\left. \frac{dP}{dr} \right|_{r=r_c} = const$ – режим постійного градієнту тиску на стінці свердловини.

$$\left. \frac{dP}{dr} \right|_{r=r_c} = \frac{\varphi \cdot Q + \psi \cdot Q^2}{P_{виб}} = const; \quad \varphi = \frac{a}{2 \cdot r_c \cdot \ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}}; \quad \psi = \frac{B}{2 \cdot r_c}$$

2. $\Delta P = P_{пл} - P_{виб} = const$ – режим постійної депресії тиску на пласт.

3. $P_{виб} = const$ – режим постійного вибієного тиску (ГКР $P_{виб} > P_{поч.конец}$).

4. $P_y = const$ – режим постійного гирлового тиск.

– Виходячи з умови подачі газу споживачам;

– Виходячи із тиску на УПГ (установці підготовки газу) або на ДКС (дожимній компресорній станції).

5. $q = const$ – режим постійного дебіту газу.

Використовують на початковій стадії розробки родовища, коли родовище вводять в експлуатацію, ведеться процес буріння свердловин, свердловини поступово вводяться в експлуатацію, однак УПГ до кінця не облаштована і тому дебіт газових свердловин обмежують пропускною здатністю УПГ.

Даний режим можливий і на заключній стадії розробки родовища, коли газ із родовища подається безпосередньо споживачам і обмежується необхідним об'ємом споживання газу.

6. $v = const$ – режим постійної швидкості руху газу.

$$v_{виб} = const$$

$$v_y = const$$

Швидкість руху газу на вибої свердловини вибирають з умови винесення твердих і рідких домішок з вибою на поверхню.

Швидкість руху газу на гирлі свердловини вибирають з умови попередження зривання плівки інгібітора корозії зі стінок НКТ.

Так, наприклад, для умов Оренбурзького родовища $v_y = 11$ м/с, а швидкість руху газу для винесення рідких і твердих домішок коливається від 3 до 7 м/с.

6.2 Встановлення режиму експлуатації свердловини в умовах можливого руйнування ПЗП

Якщо продуктивний пласт складений слабозцементованими породами, то при високих дебітах (при великих швидкостях руху газу) може мати місце руйнування привибійної зони пласта. Наявність частинок породи в газовому потоці призводить до руйнування металу труб і фонтанної арматури, утворення піщаних пробок, каверн в привибійній зоні пласта і т.д. Величину дебіту свердловини в таких умовах вибирають експериментальним шляхом в процесі дослідження свердловини.

Такі дослідження проводять з застосуванням додаткового сепаратора або породовловлювача. Після кожного режиму дослідження обов'язково визначають кількість породи, яка була винесена на цьому режимі і таким чином визначають, яка кількість твердих домішок виноситься з газом. Це дає можливість оцінити вплив різних чинників та встановити оптимальний технологічний режим при експлуатації продуктивних відкладів складених із слабозцементованих порід.

Допустима депресія тиску на пласт в умовах руйнування привибійної зони є основним фактором при встановленні технологічного режиму експлуатації свердловин. Величина депресії на пласт може коливатися в широких межах в залежності від міцнісних характеристик газоносних колекторів. Газоносні колектори, які зустрічаються на практиці по своїй міцнісній характеристиці настільки різноманітні, що до цього часу немає єдиної методики, яка дозволила б визначити допустиму депресію на пласт при його руйнуванні.

Головна трудність полягає в тому, що проведення експериментальних досліджень не завжди можливе (особливо у випадку слабозцементованих порід), так як відбір

представницьких проб керну в таких випадках практично неможливий. Нафтогазоносні колектори по міцності можна умовно розділити на чотири групи:

- 1) Нестійкі породи, які при розмоканні переходять в стан текучості. Вони руйнуються при градієнтах тиску:

$$\left| \frac{dP}{dr} \right| < 0,5 \left[\frac{\text{МПа}}{\text{м}} \right]$$

- 2) Слабостійкі породи, які руйнуються при градієнтах тиску:

$$\left| \frac{dP}{dr} \right| = 0,5 \div 10 \left[\frac{\text{МПа}}{\text{м}} \right]$$

- 3) Середньостійкі породи

$$\left| \frac{dP}{dr} \right| = 10 \div 15 \left[\frac{\text{МПа}}{\text{м}} \right]$$

- 4) Стійкі породи

$$\left| \frac{dP}{dr} \right| > 15 \left[\frac{\text{МПа}}{\text{м}} \right]$$

Можливість визначення допустимої депресії в основному пов'язана з вивченням міцнісних характеристик порід всіх чотирьох категорій по стійкості до руйнування. Причому вивчення стійкості порід проводиться як в промислових умовах у процесі буріння свердловин, так і в лабораторних умовах на керновому матеріалі. Тому, якщо руйнування породи починається з деякого значення границі міцності, визначення якої експериментальним шляхом можливе, то встановлення максимально допустимої депресії на пласт не викликає ніяких труднощів. Якщо границя міцності є досить низькою, то визначення допустимої депресії тиску на пласт стає проблематичним. В цьому випадку критичний градієнт тиску і критичну швидкість фільтрації газу для слабозцементованих порід можна визначити за наступними графічними залежностями рисунок 6.1.

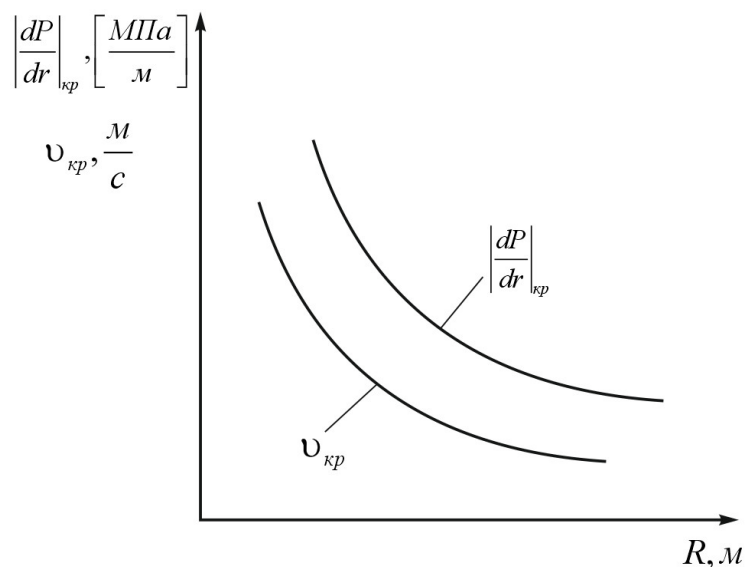


Рисунок 6.1 – Зміна критичного градієнту тиску і критичної швидкості фільтрації газу на відстані від свердловини

Ці дані, отримані для свердловин, пробурених на різні колектори.

При відносному критичному градієнті тиску α і радіусі $R_{кр}$ критичний дебіт газової свердловини визначається по формулі:

$$Q_{кр} = \frac{a^* \cdot R_{кр}}{2 \cdot b^*} \left[-1 + \sqrt{1 + \frac{4 \cdot b^* \cdot \alpha}{a^{*2}}} \right], \quad (6.1)$$

$$\text{де } \alpha^* = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{ам} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}}; \quad b^* = \frac{\rho_{см} \cdot z \cdot P_{ам} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot l_{\kappa} \cdot T_{см}};$$

$$\alpha = \left. \frac{dP}{dr} \right|_{кр}, \quad (6.2)$$

α – критичний градієнт, що залежить від величини частинок породи, від гірничого тиску, швидкості фільтрації та ін. Параметр α – основний показник при встановленні технологічного режиму в умовах руйнування пласта (у випадку слабозцементованих порід). Його визначають для всіх колекторів, здатних руйнуватись при експлуатації свердловин.

Допустиму депресія тиску на пласт визначають по формулі:

$$\Delta P = \frac{a \cdot Q_{кр} + b \cdot Q_{кр}^2}{P_{пл} + P_{виб}}, \quad (6.3)$$

де a і b – коефіцієнти фільтраційних опорів ПЗП, що визначається за результатами досліджень.

Між a , b і a^* , b^* встановлено наступний зв'язок.

$$a = a^* \cdot \ln \frac{R_{\kappa}}{R_{кр}}; \quad b = b^* \cdot \left(\frac{1}{R_{кр}} - \frac{1}{R_{\kappa}} \right). \quad (6.4)$$

Якщо в процесі експлуатації свердловини при заданому градієнті тиску із пласта виносяться тільки мілкі частинки і скелет породи не руйнується, то це в умовах повного виносу дрібних частинок приводить до збільшення дебіту свердловини в часі.

6.3 Регулювання режиму роботи газової свердловини

Регулювання режиму роботи газової свердловини відбувається шляхом створення і підтримування потрібного тиску на гирлі свердловини. Регулювання роботи газової свердловини може бути викликане зміною технологічного режиму експлуатації, яке пов'язане з геолого-технічними факторами, що призводять до необхідності збільшення або зменшення дебіту свердловини, крім того регулювання роботи газової свердловини може бути викликане зміною умов руху газу в газозбірних колекторах (збільшення або зменшення тиску в газозбірних колекторах). Це все відноситься до поточного регулювання режиму роботи свердловини. Крім цього регулювання роботи газової свердловини викликається зменшенням пластового тиску у продуктовому пласті, так як і в процесі розробки родовища по мірі відбору газу пластовий тиск знижується, що, в свою чергу, приводить до необхідності регулювання режиму роботи свердловини.

Регулювання режиму роботи свердловини може бути ручним і автоматичним. Ручне регулювання роботи свердловини здійснюється за допомогою штуцерів. При поточному регулюванні роботи газової свердловини можуть мати місце два якісно різних випадки.

В першому випадку, коли при умовах, що склалися витік газу через штуцер буде критичним. Величина тиску в промисловому колекторі в цьому випадку не впливає на величину дебіту, а це означає, що зменшення або збільшення дебітів окремих свердловин, яке призводить до зменшення або збільшення тиску в промисловому колекторі не буде вимагати потреби регулювання режиму роботи решти свердловин.

У другому випадку, коли швидкість газу на виході зі штуцера буде докритична, зменшення або збільшення дебіту по одній або кількох свердловинах призводить до зменшення або збільшення тиску в промисловому колекторі.

В першому випадку дебіт газу залежить тільки від тиску до штуцера.

$$q = f(P_1). \quad (6.5)$$

В другому випадку дебіт газу залежить від тиску як до штуцера так і тиску після штуцера.

$$q = f(P_1; P_2). \quad (6.6)$$

Для регулювання режиму роботи газових свердловин застосовують штуцери різних конструкцій:

1) Типу шайби (орифайс)

В штуцерах типу орифайс спостерігається проковзування газу через отвір. Структура потоку газу перед звуженням, в звуженні і після звуження має складну форму. Швидкість і тиск на цій ділянці змінюються і сильно відрізняються від швидкості і тиску на решті частині газопроводу, де газ рухається стабільно. Для орифайсів, які слугують для регулювання дебіту газових свердловин, встановлена наступна формула:

$$Q = C \sqrt{(P_1 - P_2)(0,45P_1 + 0,55P_2)}, \quad (6.7)$$

де P_1, P_2 - тиск до і після штуцера відповідно в ат., C - коефіцієнт, що залежить від діаметра орифайса, Q – дебіт газу, м³/д.

Ця формула є спрощеною, але для практичних цілей вона має достатню точність. Коефіцієнт C визначають за табличними даними в залежності від діаметра прохідного отвору та тисків до і після штуцера.

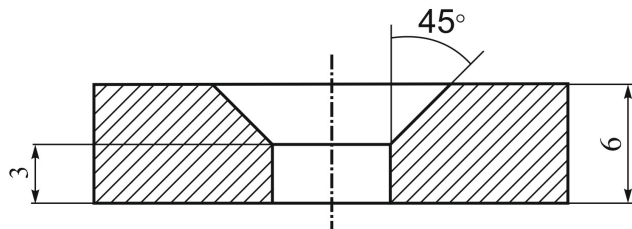


Рисунок 6.2 – Штуцер типу шайби (орифайс)

Орифайси доцільно використовувати в холодний період, коли газ, який вміщує пари води, при перепаді тиску розширюється, охолоджується і виділяє тверді гідрати вуглеводнів. Завдяки конусному розширенню на виході штуцери орифайс не так швидко забиваються льодом, як інші типи штуцерів.

Штуцер типу орифайс застосовують в тому випадку, коли в газовому потоці відсутні тверді домішки, які можуть призвести до його швидкого зношення. Якщо в газі є пісок, то застосовують штуцер типу чок-ніпель.

2) Чок-ніпель

Чок-ніпель являє собою товстостінний сталевий циліндр довжиною 300 мм, на кінцях якого розміщені фланці або нанесена різьба для під'єднання до газопроводу. В середині циліндра зроблений канал круглого січення довжиною 150 мм. Через зазначений канал проходить газ і він визначає дебіт свердловини. Чок-ніпель виготовляють з міцної сталі і встановлюють так, щоб можна було здійснювати його заміну на новий.

Якщо продуктивний пласт значно виснажився або якщо тиск після чок-ніпеля використовується для транспортування газу по газопроводу на значну відстань, тиск після чок-ніпеля може перевищувати половину тиску до чок-ніпеля.

Якщо P_1 – абсолютний тиск до чок-ніпеля, P_2 – абсолютний тиск після чок-ніпеля і при умові, що $P_2 < 0,56P_1$, то:

$$Q = CP_1, \quad (6.8)$$

де Q – дебіт газу, що проходить через чок-ніпель, $\text{м}^3/\text{д}$, C – коефіцієнт, що залежить від діаметру чок-ніпеля.

Якщо тиск після чок-ніпеля менший 0,56 тиску до чок-ніпеля, дебіт не залежить від тиску після чок-ніпеля. Дебіт в такому випадку залежить тільки від діаметру чок-ніпеля і від робочого тиску в свердловині. Критична швидкість, при якій тиск після чок-ніпеля перестає впливати на дебіт, залежить від відношення цих двох тисків.

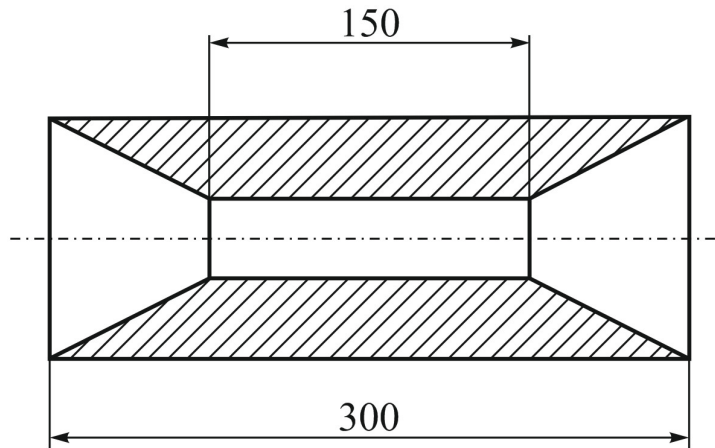


Рисунок 6.3 – Штуцер типу чок-ніпель

При критичній швидкості проходження в циліндричному каналі чок-ніпеля газ набуває швидкість звуку в даному газі. Швидкість звуку в повітрі рівна 331,9 м/с. Швидкість звуку в газі зворотно-пропорційна корню квадратному з молекулярної ваги газу. Для метану вона рівна 447 м/с. Критичне відношення тисків P_2/P_1 для метану рівне 0,546. Для сухого природного газу це відношення Раулінс і Шелхардт приймають в розмірах від 0,56 до 0,58.

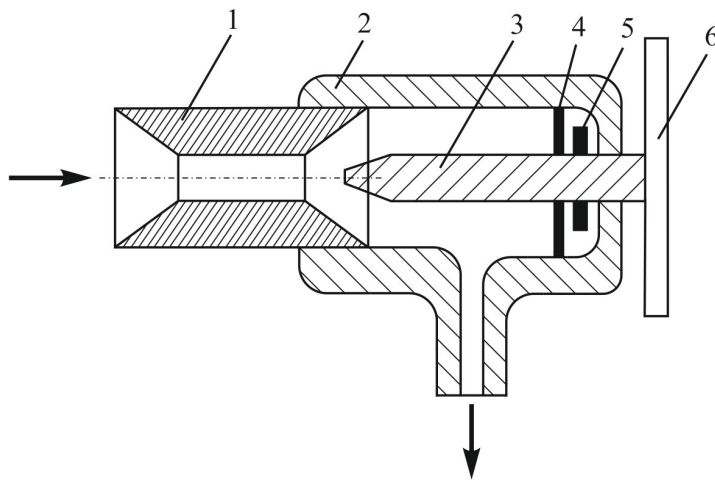
Якщо тиск після чок-ніпеля перевищує 0,56 тиску до чок-ніпеля, дебіт визначається за наступною формулою:

$$Q = C\sqrt{P_2(P_1 - P_2)}. \quad (6.9)$$

В цьому випадку дебіт залежить і від тиску після чок-ніпеля. Тиск в газопроводі після чок-ніпеля уже зменшує дебіт. Чим менша різниця в тисках P_1 і P_2 тобто чим вищий тиск в газопроводі, тим менший дебіт, так як створюється додатковий протитиск.

3) Регульований штуцер

Для регулювання дебіту і тиску газових свердловин крім чок-ніпеля і орифайса застосовують і інші види штуцерів. Застосовують також штуцери зі змінним регульованим отвором.



1 – корпус штуцера; 2 – корпус регульованої частини штуцера; 3 – конусний наконечник; 4 – сальникове ущільнення; 5 – показник відкриття отвору штуцера;
6 – штурвал

Рисунок 6.4 – Регульований штуцер

В регульованому штуцері прохідний отвір являє собою не круглий отвір, а кільцеву щілину, площа якої може змінюватися в залежності від положення конусного наконечника. При повороті штурвала вправо або вліво конусний наконечник рухається вздовж своєї осі і тим самим змінює площу прохідного отвору, яка може змінюватися від 0 до 38 мм. Показник відкриття отвору штуцера показує якому діаметру круглого отвору відповідає те чи інше положення конусного наконечника.

В окремих випадках регулювання роботи газової свердловини виконують за допомогою засувки, що категорично заборонено (нормальне положення засувки – або повністю відкрита, або повністю закрыта). В іншому випадку засувка досить швидко виходить з ладу.

Іноді регулювання роботи свердловини виконують автоматичними регуляторами, які підтримують заданий тиск типу «до себе». Такі регулятори можуть бути встановлені на гирлі свердловини, які працюють в дуже складних умовах. Досить часто автоматичні регулятори встановлюють на газопроводах і промислових газозбірних колекторах.

6.4 Розрахунок штуцерів

Розрахунок канонічного надзвукового штуцерного сопла по заданих тиску, температурі і густині газу до штуцера, тиску газу після штуцера і об'ємній витраті газу можна провести по наступних залежностях:

1. Швидкість газу (в м/с) на виході з розширювального сопла

$$\omega = \sqrt{2 \frac{K \cdot P_0}{(K-1) \cdot \rho_0} \left[1 - \left(\frac{P_1}{P_0} \right)^{(K-1)/K} \right]}, \quad (6.10)$$

де K – коефіцієнт адіабати газу при P_0 і T_0 ;

P_0, P_1 – абсолютні тиски газу до і після штуцера відповідно;

ρ_0 – густина газу при P_0 і T_0 .

2. Критична швидкість газу:

$$\omega_K = \sqrt{2 \cdot \frac{K}{K-1} \cdot \frac{P_0}{\rho_0}}. \quad (6.11)$$

3. Коефіцієнт швидкості газу у вихідному січенні сопла:

$$\lambda = \frac{\omega}{\omega_K}. \quad (6.12)$$

4. Діаметр критичного січення сопла (в см):

$$d_K = 2,38 \cdot 10^{-3} \sqrt{\left(\frac{K+1}{2}\right)^{\frac{K+1}{2(K-1)}} \left(\frac{z_0 \cdot R}{K}\right)^{1/2} \frac{\bar{\rho} \cdot T_0^{1/2}}{P_0} \cdot Q_0}, \quad (6.13)$$

де Z_0 – коефіцієнт стисливості газу при P_0 і T_0 ;

$\bar{\rho}$ – відносна густина газу;

Q_0 – об'ємна витрата газу, м³/доб.

5. Діаметр вихідного січення сопла (в см):

$$d = 2 \cdot 10^{-3} \sqrt{\frac{\bar{\rho} \cdot (z_0 \cdot R \cdot T_0)^{1/2} \left(\frac{K+1}{K}\right)^{1/2} \cdot Q_0}{\lambda \cdot \left[1 - \frac{(K-1)}{(K+1)} \cdot \lambda^2\right]^{\frac{1}{K-1}} \cdot P_0}}. \quad (6.14)$$

6. Довжина розширювальної канонічної частини штуцерного сопла (по заданому куту конусності):

$$l = \frac{d - d_K}{2 \cdot \operatorname{tg}(\lambda / 2)}, \quad (6.15)$$

де d і d_K – діаметр вихідного і критичного (мінімального) січення сопла відповідно;

λ – кут конусності розширеної частини сопла (6-8°).

Контрольні запитання

1. Що розуміють під технологічним режимом експлуатації свердловин?
2. Які основні фактори впливають на технологічний режим експлуатації газових свердловин?
3. Які обмеження накладаються на процеси експлуатації газових свердловин?
4. Які основні критерії використовують при виборі технологічних режимів експлуатації газових свердловин?
5. Які особливості встановлення режиму експлуатації свердловини в умовах можливого руйнування ПЗП?
6. Як здійснюють регулювання режиму роботи газової свердловини?
7. Які типи штуцерів застосовують для регулювання режиму роботи газових свердловин? Які переваги і недоліки кожного типу штуцера?
8. В чому полягає розрахунок штуцерів?