

ЛЕКЦІЯ 3

Виклик припливу газу з пласта до вибою свердловини

3.1 Особливості руху газу по пласту до свердловини. Приплив газу за законом Дарсі

Рух газу (рідини) в пористому середовищі називають *фільтрацією*. Швидкість газу, який рухається в пористому середовищі залежить від фізико-хімічних властивостей газу, від фізичних властивостей пористого середовища, а також від перепаду тиску на кінцях пористого середовища. Першим законом фільтрації є лінійний закон фільтрації, встановлений Анрі Дарсі. Відповідно до нього:

$$v = -\frac{k}{\mu} \frac{dP}{dr}, \quad (3.1)$$

де v - швидкість фільтрації, м/с;

μ - коефіцієнт динамічної в'язкості газу, Па·с;

$\frac{dP}{dr}$ - градієнт тиску, Па/м;

k - коефіцієнт проникності пласта, м².

Фільтрація газу за законом Дарсі відбувається по всій області пласта за винятком привибійної зони, де він, як правило, порушується. Це пов'язано зі значним збільшенням швидкості руху газу за рахунок зниження тиску і об'ємного розширення газу, що призводить до втрат кінетичної енергії. Відхилення від закону Дарсі можуть бути також викликані за рахунок зміни по шляху руху газу його параметрів: коефіцієнту динамічності в'язкості, коефіцієнту стисливості, а також колекторських властивостей пласта: коефіцієнту проникності і пористості та при створенні значних депресій тиску на пласт. Також можливе порушення закону Дарсі і при малих швидкостях фільтрації газу у випадку низькопроникних заглинених пластів з високою водонасиченістю, які характеризуються наявністю початкового градієнту тиску.

На відміну від практично нестисливої рідини при фільтрації газу об'ємна витрата газу при русі до свердловини постійно зростає, тобто об'ємна швидкість фільтрації залежить не тільки від градієнту тиску але і від величини тиску. Тому для газу закон Дарсі доцільно записувати через масову швидкість фільтрації:

$$v_m = \rho(P) \cdot v. \quad (3.2)$$

Тоді закон Дарсі набуде наступного вигляду:

$$v_m = -\rho(P) \cdot \frac{k}{\mu(P)} \frac{dP}{dr}, \quad (3.3)$$

де v – об'ємна швидкість фільтрації, м/с;

v_m – масова швидкість фільтрації, кг/(м²·с);

$\rho(P)$ і $\mu(P)$ – відповідно густина (кг/м³) і в'язкість газу (Па·с) при тиску P і температурі t .

Масова витрата газу для будь-якого перетину пласта буде рівна

$$q_m = F \cdot |v_m| = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h \cdot |v_m|. \quad (3.4)$$

З врахуванням попередніх співвідношень отримуємо формулу для знаходження дебіту свердловини у випадку припливу газу до свердловини за законом Дарсі:

$$q = \frac{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{cm} \cdot (P_\kappa^2 - P_c^2)}{\mu \cdot z \cdot P_{am} \cdot T_{nl} \cdot \left(\ln \frac{R_\kappa}{r_c} + C_1 + C_2 \right)} \quad (3.5)$$

де q - дебіт газової свердловини, $\text{м}^3/\text{с}$;

P_{κ} - тиск на межі питомого об'єму дренування свердловини, Па;

$P_{\text{виб}}$ - вибійний тиск, Па;

R_{κ} - радіус питомого об'єму дренування свердловини, м;

r_c - радіус свердловини, м;

C_1 і C_2 - коефіцієнти недосконалості свердловини за характером C_1 і за ступенем розкриття пласта C_2 .

При $\frac{P_{\text{виб}}}{P_{\kappa}} > 0,85 - 0,9$ і $\frac{P_{\kappa}}{P_{\text{кр}}} > 3$ або $\frac{P_{\kappa}}{P_{\text{кр}}} < 2,5$ при будь-яких $\frac{P_{\text{виб}}}{P_{\kappa}}$ зміною коефіцієнтів

динамічної в'язкості та стисливості газу від тиску нехтують і значення цих величин беруть при P_{κ} .

При $0,3 < \frac{P_{\text{виб}}}{P_{\kappa}} < 0,85 - 0,9$ і $\frac{P_{\kappa}}{P_{\text{кр}}} < 6$ підставляють середні значення μ і z , які

визначають:

$$\mu_{cp} = \frac{\mu(P_{\kappa}) + \mu(P_{\text{виб}})}{2}; \quad z_{cp} = \frac{z(P_{\kappa}) + z(P_{\text{виб}})}{2}$$
$$(\mu z)_{cp} = \frac{\mu z|_{P=P_{\kappa}} + \mu z|_{P=P_{\text{виб}}}}{2}. \quad (3.6)$$

При фільтрації газу за законом Дарсі тиск в довільній точці пласта на відстані r від свердловини знаходять за формулами:

$$P(r) = \sqrt{P_{\kappa}^2 - \frac{P_{\kappa}^2 - P_{\text{виб}}^2}{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}} \ln \frac{R_{\kappa}}{r}}, \quad (3.7)$$

$$P(r) = \sqrt{P_{\text{виб}}^2 + \frac{P_{\kappa}^2 - P_{\text{виб}}^2}{\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c}} \ln \frac{r}{r_c}}, \quad (3.8)$$

де $P(r)$ - тиск в довільній точці пласта на віддалі r від осі свердловини, МПа.

3.2 Приплив газу до свердловини у разі порушення закону Дарсі

В світовій практиці запропоновано ряд залежностей, які описують приплив газу до вибою свердловини у разі порушенні закону Дарсі. Найбільш поширена двочленна формула, запропонована вперше Форхгеймером:

$$\frac{dP}{dr} = -\frac{\mu}{k} \cdot v + \beta^* \cdot \rho \cdot v^2, \quad (3.9)$$

де β^* - коефіцієнт, який характеризує структуру порового простору (звивистість і непостійність перетину порових каналів).

На практиці замість параметра β^* також використовують параметр макрошорсткості:

$$l_k = \frac{1}{\beta^*}. \quad (3.10)$$

Перший доданок у правій частині залежності характеризує втрати тиску на тертя, другий – інерційні втрати тиску, зумовлені зміною траєкторії руху в пористому середовищі окремих частинок флюїду.

Виходячи із двочленної формули припливу газу в пласті отримуємо рівняння припливу газу до вибою свердловини при порушенні закону Дарсі:

$$P_{\kappa}^2 - P_{\text{воб}}^2 = Aq + Bq^2, \quad (3.11)$$

де А і В – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта, .

$$A = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{\text{ам}} \cdot T_{\text{нл}}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{\text{см}}} \cdot \left(\ln \frac{R_{\kappa}}{r_c} + C_1 + C_2 \right), \quad (3.12)$$

$$B = \frac{\rho_{\text{см}} \cdot z \cdot P_{\text{ам}} \cdot T_{\text{нл}} \cdot \beta^*}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot T_{\text{см}}} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_{\kappa}} + C_3 + C_4 \right), \quad (3.13)$$

де C_1 , C_2 , і C_3 , C_4 – коефіцієнти, які характеризують недосконалість свердловини за ступенем і характером розкриття пласта відповідно лінійної і квадратної частини у двочленній формулі припливу газу.

Коефіцієнти недосконалості за **ступенем розкриття пласта** C_1 і C_3 визначають за формулами:

$$C_1 = \frac{1}{\bar{h}} \cdot \ln \bar{h} + \frac{1 - \bar{h}}{\bar{h}} \cdot \ln \frac{\delta}{\bar{R}_c},$$

$$C_3 = \frac{1}{\bar{h}}, \quad \delta = 1,6 \cdot (1 - \bar{h}^2), \quad \bar{R}_c = \frac{r_c}{h}. \quad (3.14)$$

де $\bar{h} = \frac{h_{\text{роз}}}{h}$ – відносне розкриття пласта свердловиною (відношення розкритої і загальної товщини пласта).

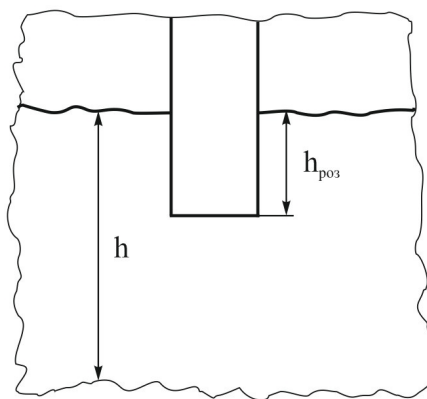


Рисунок 3.1 – Схема розкриття пласта свердловиною

Коефіцієнти недосконалості за **характером розкриття пласта** C_2 і C_4 залежать від кількості отворів, типу перфорації, глибини і діаметру перфораційних каналів та характеристик пористого середовища. У випадку сферичного припливу газу до напівсфери, яка утворилася за цементним каменем, коефіцієнти C_2 і C_4 розраховують за наступними залежностями:

$$C_2 = \frac{1}{n \cdot R_0},$$

$$C_4 = \frac{1}{3 \cdot n^2 \cdot R_0^3}. \quad (3.15)$$

де n – кількість перфораційних отворів на 1м товщини пласта;

R_0 – радіус перфораційної напівсфери (каверни), який при кульовій перфорації приймають рівним 0,02-0,03 м.

Для визначення структурного коефіцієнту β^* запропоновано ряд кореляційних залежностей.

Залежність Г.О. Зотова

$$\beta^* = \frac{1,051 \cdot 10^7}{k^{1,45}}. \quad (3.16)$$

Залежність А.Й. Ширковського

$$\beta^* = \frac{6,3 \cdot 10^7}{(k/m_o)^{3/2}}, \quad (3.17)$$

де $\beta^* = \left[\frac{1}{m} \right]$; k – [мкм²]; m_o – в частках одиниці.

Дебіт газової свердловини у випадку порушення закону Дарсі розраховують за наступною залежністю:

$$q = -\frac{A}{2 \cdot B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2 \cdot B}\right)^2 + \frac{P_\kappa^2 - P_c^2}{B}}. \quad (3.18)$$

При фільтрації газу за порушення закону Дарсі тиск в довільній точці пласта розраховують за наступною залежністю:

$$P(r) = \sqrt{P_{виб}^2 + \frac{A \cdot q}{\ln \frac{R_\kappa}{r_c}} \cdot \ln \frac{r}{r_c} + \frac{B \cdot q^2}{\frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_\kappa}} \cdot \left(\frac{1}{r_c} - \frac{1}{r} \right)}. \quad (3.19)$$

3.3 Методи виклику припливу газу з пласта до свердловини

Виклик припливу газу з пласта полягає в тому, щоб зменшити протитиск на вибій свердловини, внаслідок чого газ з пласта може вільно поступати по стовбурі свердловини на поверхню.

Всі способи виклику припливу газу з пласта до свердловини після буріння або капітального ремонту свердловини полягають в зменшенні протитиску на вибій свердловини двома способами:

- 1) зменшення густини рідини, яке заповнює стовбур свердловини;
- 2) зниження рівня рідини в свердловині.

У випадку нових газових свердловин з високим пластовим тиском або у випадку слабозцементованих порід пласта, зменшувати протитиск на вибій свердловини треба дуже плавно, так як це може призвести до руйнування привибійної зони пласта, що в подальшому призведе до негативних наслідків (утворення піщаної пробки на вибої свердловини).

Існують наступні методи виклику припливу газу з пласта до свердловини:

- 1) заміна рідини в свердловині (глинистого розчину) іншою рідиною, яка має меншу густину;
- 2) одночасне нагнітання в свердловину води і газу – метод аерації;
- 3) витіснення рідини із свердловини стиснутим газом (компресорний метод);
- 4) зниження рівня рідини в свердловині за допомогою *свабу* або *желонки*.

3.4 Виклик припливу газу з пласта заміною рідини з більшою густиною на рідину з меншою густиною

Після перфорації свердловини і спуску фонтанних труб приступають до заміни рідини в свердловині іншою рідиною, яка має меншу густину: глинистий розчин ($\rho_{\text{гл.р.}} = 1300 \text{ кг/м}^3$) замінюють на воду ($\rho_{\text{пл}} = 1050 \text{ кг/м}^3$), нафту ($\rho_{\text{н}} = 880 \text{ кг/м}^3$), або на газовий конденсат ($\rho_{\text{г.к.}} = 780 \text{ кг/м}^3$). Заміну рідини потрібно пробити плавно, зменшуючи густину на $100\text{--}150 \text{ кг/м}^3$.

В процесі заміни потрібно постійно визначати параметри рідини, яка виходить зі свердловини, що дає можливість виявити момент, коли газ із пласта починає поступати у свердловину. Тоді закачування рідини припиняють, а газ з пласта допомагає звільнити стовбур свердловини від залишків рідини. Метод заміни рідини в свердловині, крім зменшення протитиску на вибій, дозволяє також якісно промити свердловину.

Якщо після заміни рідини в свердловині в стовбур свердловини газ не поступає, то приступають до іншого способу зменшення протитиску на вибій свердловини.

3.5 Виклик припливу газу з пласта методом аерації

За допомогою цього способу можна здійснити поступове збільшення депресії на пласт до будь-якої заданої величини.

Суть методу аерації полягає в тому, що в свердловині поступово і плавно зменшується густина рідини за рахунок введення стиснутого газу.

Газорідинна суміш, яка утворилась в аераторі 1 нагнітається в затрубний простір свердловини, витісняючи негазовану рідину у фонтанні труби. Швидкість руху газованої рідини в затрубному просторі повинна бути такою, щоб не допустити спливання пухирців (бульбашок) газу. В іншому випадку газ буде скупчуватись в затрубному просторі свердловини, утвориться газова подушка і стане неможливим процес подальшого освоєння свердловини ($v_{\text{всплив}} = 0,2 - 0,3 \text{ м/с}$; $v_{\text{нагн}} = 1,2 \cdot v_{\text{всплив}}$).

По мірі нагнітання газової рідини тиск в затрубному просторі буде зростати до того моменту, коли газована рідина почне поступати в фонтанні труби. З цього часу тиск на лінії нагнітання почне зменшуватися. В цей момент потрібно починати збільшувати подачу стиснутого газу і зменшувати кількість рідини. Коли рідина в свердловині стане добре аерованою, то повністю припиняють подачу рідини в аератор і в затрубний простір свердловини запомповують тільки стиснутий газ. Таким чином проходить повне витіснення рідини зі свердловини.

Аератор являє собою патрубок $d = 100 \text{ мм}$, в який вставлений патрубок меншого діаметру $d = 50 \text{ мм}$. В патрубку меншого діаметру просвердлені отвори ($d < 2 \text{ мм}$). Міжтрубний простір аератора заповнений рідиною і, коли в патрубок меншого діаметру починають запомповувати стиснутий газ, він буде виходити через отвори і інтенсивно перемішувати рідину, в результаті чого утворюється газована (аерована) рідина. Кількість отворів в аераторі розраховують за наступною залежністю:

$$n = \frac{Q \cdot z \cdot P_0}{q \cdot P}, \quad (3.20)$$

де Q – кількість стиснутого газу, яка запомповується в патрубок меншого діаметру, $\text{м}^3/\text{д}$;

q – кількість газу, яка виходить через один отвір в аераторі, м³/д;
 P – тиск на лінії нагнітання газу, МПа;
 z – коефіцієнт стисливості $z = f(P, T)$;
 P_0 – атмосферний тиск, МПа.

3.6 Виклик припливу газу з пласта стиснутим газом

Пониження рівня рідини в свердловині може бути досягнуто також шляхом безпосереднього нагнітання в затрубний простір стиснутого газу. При даному способі, стиснутий газ або стиснуте повітря витісняє рідину. По мірі того, як рідина витісняється зі свердловини, тиск рідини, що залишився в свердловині поступово зменшується і настає момент, коли тиск на вибої стає меншим пластового тиску.

Пусковий тиск, який при цьому повинен розвивати компресор, визначають наступним чином.

Щоб забезпечити виклик припливу газу з пласта, потрібно тиск на вибої свердловини зменшити до такої величини, щоб він був меншим від пластового на 0,5 МПа. Для отримання такого значення тиску рівень рідини у свердловині потрібно понизити до величини H_1 :

$$H_1 = H - \frac{(P_{пл} - 0,5) \cdot 10^6}{\rho \cdot g}, \quad (3.21)$$

де H_1 – віддаль від гирла до рівня рідини в свердловині, м;

$P_{пл}$ – пластовий тиск, МПа;

H – глибина свердловини, м.

Щоб свердловина запрацювала потрібно забезпечити зменшення рівня рідини більше ніж на величину H_1 , так як після зняття тиску в затрубному просторі частина рідини з фонтанних труб перетече в затрубний простір і підніме рівень рідини в свердловині на величину H_2 , яку знаходять за формулою:

$$H_2 = \frac{H_1 \cdot f_{вн}}{F - f_{зн} + f_{вн}}, \quad (3.22)$$

де F – площа січення обсадної колони, м²;

$f_{зн}$, $f_{вн}$ – площа січення фонтанних труб по зовнішньому і внутрішньому діаметру відповідно, м².

Тоді тиск стиснутого газу, який необхідний для витіснення рідини із свердловини з метою її освоєння можна знайти з наступної залежності

$$P_{пуск} = \rho \cdot g \cdot (H_1 + H_2), \quad (3.23)$$

де ρ – густина рідини глушіння свердловини, кг/м³

3.7 Виклик припливу газу з пласта свабуванням

Якщо тиску, який розвиває компресор недостатньо, щоб понизити рівень рідини в свердловині на величину H_1 та H_2 , то тоді можна викликати приплив газу шляхом зниження рівня рідини в свердловині за допомогою **свабу** або **жселонки**. При цьому, якщо для освоєння попередньо використовували енергію стиснутого газу, то потрібно, не знижуючи тиску в затрубному просторі, приступати до освоєння свердловини за допомогою свабу.

Глибина спуску свабу залежить від міцності тартального канату і може коливатися від 75 до 150 м.

Перед освоєнням свердловин будь-яким способом її потрібно добре промити, щоб не допустити утворення осаду на вибої свердловини. Якщо при промиванні свердловини з неї виходить значна кількість твердих домішок, то не можна зупиняти процесу, тому що на вибої свердловини може утворитися піщаний корок і відбутись прихоплення фонтанних труб. Після

звільнення свердловини від рідини її необхідно продати в атмосферу. Час продування може коливатись на протязі 10-20 хв., поки не почне поступати чистий газ.

Якщо свердловина пробурена на пласти із слабозцементованими породами, то продування потрібно робити при дуже малих депресіях і після того, як припиниться винесення рідини, тому переходять на більшу депресію, тобто потрібно плавно збільшувати депресію тиску на пласт. В іншому випадку продування може призвести до руйнування привибійної зони пласта.

При продуванні свердловини потрібно виміряти її дебіт, а також записати час продування. В процесі продування свердловини її дебіт зростає по мірі очищення привибійної зони свердловини від промивальної рідини і фільтрату бурового розчину.

Після продування свердловини і очищення вибою та привибійної зони приступають до дослідження свердловини, що дає можливість визначити максимально-допустимий робочий дебіт і встановити оптимальний технологічний режим експлуатації свердловини.

3.8 Вибір методу виклику припливу газу із пласта

Основне завдання освоєння свердловини полягає в тому, щоб шляхом поступового і плавного зниження протитиску на вибій свердловини викликати приплив газу із пласта на вибій свердловини.

Плавно знижувати (зменшувати) протитиск на вибій свердловини потрібно в той момент, коли пластовий тиск зрівняється з тиском на вибої свердловини. Якщо в цей момент або пізніше різко збільшувати депресію тиску на пласт, то це може викликати руйнування привибійної зони пласта або підтягування води до свердловини.

При зменшенні рівня рідини в свердловині за допомогою стиснутого газу, не можна досягнути плавного або поступового зменшення протитиску на вибій. Тому, якщо продуктивний пласт складений слабозцементованими породами, то звільнити свердловину від рідини за допомогою стиснутого газу недоцільно. Також недоцільно застосовувати ці способи коли є підошовні води або свердловина знаходиться близько газоводяного контакту. Крім того, різні коливання депресії тиску можуть викликати деформацію цементного кільця, що призводить до заколонних перетоків газу.

Контрольні запитання

1. Які особливості припливу газу до свердловини по закону Дарсі?
2. Коли має місце порушення лінійного закону фільтрації?
3. Які особливості припливу газу при порушенні лінійного закону фільтрації?
4. Які основні методи виклику приву газу із пласта застосовують на практиці?
5. В чому полягає метод виклику припливу газу із пласта шляхом заміни рідини із більшою густиною на рідину з меншою густиною?
6. В чому полягає метод виклику припливу газу із пласта методом аерації?
7. В чому полягає виклик припливу газу із пласта за допомогою стиснутого газу?
8. В чому полягає виклик припливу газу із пласта за допомогою слабування?
9. Які основні вимоги до вибору методу виклику припливу газу із пласта?