

Практичне заняття №5. ІНТЕРПРИТАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕНЬ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН.

Мета заняття: навчитись проводити інтерпретацію результатів дослідження газових і газоконденсатних свердловин та визначати основні параметри пласта та свердловини.

Тривалість заняття: 3 години.

Короткі теоретичні відомості.

Дослідження свердловин при усталених режимах фільтрації базується на зв'язку між усталеними вибійними тисками і дебітом газу при різних режимах роботи свердловини. В результаті цих досліджень можна визначити наступне:

- залежність дебіту газу від депресії на пласт і тиску на гирлі свердловини;
- змінювання вибійного і гирлового тисків і температур від дебіту свердловин;
- коефіцієнти фільтраційних опорів з формули припливу газу з пласта до свердловини;
- умови руйнування привибійної зони пласта, накопичення і винесення твердих і рідких домішок з вибою свердловин;
- технологічний режим експлуатації свердловин з урахуванням різноманітних факторів;
- коефіцієнт гідравлічного опору труб;
- ефективність деяких видів ремонтно-профілактичних робіт (таких як інтенсифікація, кріплення привибійної зони і ін.)

Рівняння припливу газу з пласта до вибою досконалої свердловини, яке характеризує залежність втрат тиску газу в пласті ($P_{пл}^2 - P_e^2$) від дебіту газу має такий вигляд:

$$P_{пл}^2 - P_e^2 = AQ + BQ^2 \quad ,$$

$$\text{де} \quad A = \frac{\mu Z P_0 T_{nl}}{\pi \kappa h T_0} \ln \frac{R_k}{R_c} = a^* \ln \frac{R_k}{R_c},$$

$$B = \frac{\rho_0 Z P_0 T_{nl}}{2 \pi^2 h^2 l T_0} \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right) = b^* \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right)$$

A і B - коефіцієнти фільтраційних опорів, які залежать від параметрів привибійної зони пласта і конструкції вибою свердловини; P_{nl} і P_e - відповідно пластовий і вибійний тиск, МПа; Q - дебіт газу при P_0 і T_0 , тис.м³/добу; μ - коефіцієнт динамічної в'язкості газу при P_{nl} і T_{nl} , МПа·с; z - коефіцієнт стисливості при P_{nl} і T_{nl} ; κ - коефіцієнт проникності пласта, мкм²; h - ефективна товщина пласта, м; P_0 - стандартний тиск, МПа; T_{nl} і T_0 - відповідно пластова і стандартна температура, К; l - коефіцієнт макропористості; R_k і R_c - радіуси контура живлення і свердловини відповідно, м.

В практичних розрахунках R_c береться по радіусу долота, яким розкривали продуктивний пласт. Для недеформованих колекторів, які експлуатуються свердловинами з відкритим вибоєм, величина R_c по долоту відповідає дійсному радіусу свердловини.

Якщо свердловина недосконала по ступеню і характеру розкриття то R_c в формулах потрібно замінити на приведений радіус свердловини $R_{c,np} = R_c \cdot e^{-(C_1+C_2)}$, який є меншим ніж R_c . Для визначення $R_{c,np}$ потрібно знати коефіцієнти недосконалості по ступеню C_1 і характеру C_2 розкриття свердловини.

Що стосується радіуса контура живлення R_k , то як правило його визначають як половину віддалі між свердловиною, яка досліджується і сусідніми свердловинами, що досліджуються, за формулою $R_k = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n l_i$, (де n - число сусідніх свердловин,

l_i - віддаль між сусідньою і свердловиною, що досліджується). При цьому не враховується неоднорідність пласта, дебіти (депресії), розташування сусідніх свердловин, а також робота всіх свердловин (в тому

числі і тієї, що досліджується) до початку дослідження. Але при цьому похибка буде не великою. Так, наприклад якщо $R_k = 750$ м і в розрахунках його замінити на 250 м або 500 м, то коефіцієнт А збільшиться відповідно на 12 і 4,5 %.

Коефіцієнти фільтраційного опору при русі газу в ізотропному пласті до недосконалої по ступеню і характеру розкриття свердловини, мають таку структуру:

$$A = a^* \left(\ln \frac{R}{R_c} + C_1 + C_2 \right);$$

$$B = b^* \left(\frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} + C_3 + C_4 \right);$$

де C_1, C_3 і C_2, C_4 - коефіцієнти недосконалості по ступеню і характеру розкриття пласта.

Коефіцієнти недосконалості по ступеню розкриття пласта можна визначити за формулами

$$C_1 = \frac{1}{h} \ln \bar{h} + \frac{1 - \bar{h}}{\bar{h}} \ln \frac{h}{3R_c}$$

$$C_3 = 0,3 \frac{1 - \bar{h}^2}{\bar{h}^2}$$

де $\bar{h} = h_{розкр} / h$ - відносне розкриття пласта свердловиною.

Для рівномірно анізотропних пластів, горизонтальна і вертикальна проникність яких відрізняються одна від другої, коефіцієнти фільтраційного опору недосконалої по ступеню розкриття свердловини визначаються за формулами

$$A = \frac{a^*}{v} \ln \frac{\bar{R}^v - (1 - \bar{h})}{\bar{h}}$$

$$B = b^* \frac{\ln \frac{\bar{R}^v - (1 - \bar{h})}{\bar{h}}}{\bar{h} v \ln \bar{R}}$$

де $v = \sqrt{\frac{\kappa_v}{\kappa_h}}$ - параметр анізотропії;

κ_v і κ_h – коефіцієнти проникності відповідно в вертикальному і горизонтальному напрямках;

$R = R_w / R_e$ – безрозмірний радіус.

Коефіцієнти недосконалості по ступеню розкриття пласта в анізотропних пластах визначаються за формулами

$$C_1 = \frac{1}{v} \ln \frac{\bar{R}^v - (1 - \bar{h})}{\bar{h}} - \ln \bar{R};$$

$$C_3 = \frac{C_1 + \ln \bar{R}}{\bar{h} \ln \bar{R}}.$$

величини C_2 і C_4 залежать від кількості отворів на 1 пог.м. пласта, довжини і діаметра перфораційних каналів, типу перфорації, міцностних і фільтраційних характеристик пористого середовища та ін.

Для визначення C_2 існує така формула

$$C_2 = \frac{10^3}{(2,65 + 31 \cdot d) \cdot n \cdot l} - 1,$$

де d – діаметр перфораційного каналу, м;

n – кількість отворів на 1 пог.метр товщини пласта;

l – глибина перфораційного каналу, м.

Значно складніше точне визначення коефіцієнта C_4 . Якщо припустити, що має місце сферичний приплив газу до перфораційного отвору, то коефіцієнт C_4 можна оцінити за формулою

$$C_4 = \frac{h^2}{3n^2 R_0^3},$$

де R_0 – радіус каверни, яка утворюється при перфорації (R_0 приймається рівним 0,02-0,03 м);

n - кількість перфораційних отворів на 1 пог.метр.

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

$$\text{Рівняння припливу: } P_{nl}^2 - P_{виб}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2.$$

Розв'яжемо це рівняння відносно дебіту:

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

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.

$$P_{виб} = P_{ат} = 0,1013 \text{ МПа.}$$

$$q_{a.с.} = -\frac{A}{2 \cdot B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2 \cdot B}\right)^2 + \frac{P_{nl}^2}{B}}.$$

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:

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

та формулу Адамова для визначення тиску на вибої свердловини

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

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

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

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

$$q_s = -\frac{A}{2 \cdot (B + \theta)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2 \cdot (B + \theta)}\right)^2 + \frac{P_{nl}^2}{B + \theta}}.$$

Типові задачі

1. Визначити коефіцієнт проникності привибійної зони пласта, за результатами гідродинамічних досліджень свердловини на стаціонарних режимах фільтрації для таких даних: коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони

$$A = 1,8 \cdot 10^{-2} \left(\frac{(\text{МПа})^2 \text{ доб}}{\text{тис.м}^3} \right); \quad B = 9 \cdot 10^{-5} \left(\frac{\text{МПа} \text{ доб}}{\text{тис.м}^3} \right); \quad \text{товщина}$$

пласта - 15 м; коефіцієнт динамічної в'язкості газу в пластових умовах - 0,023 мПа·с, пластова температура – 90°C; радіус контура живлення – 300 м; радіус свердловини - 0,1 м; пластовий тиск - 27 МПа; коефіцієнт стисливості газу прийняти рівним – 1.

2. Визначити стабілізоване значення коефіцієнта фільтраційного опору A при дослідженні свердловини ізохронним методом для таких даних: пластовий тиск - 23 МПа. стабілізовані значення: вибійного тиску - 20,5 МПа, дебіту газу 270 тис.м³/д, коефіцієнта фільтраційного опору $B=0,5 \cdot 10^{-4} \text{ (МПа.д/тис.м}^3\text{)}^2$, коефіцієнт проникності – 0,01 мкм².

3. Після оброблення кривої відновлення пластового тиску у разі необмеженого пласта отримано дві прямолінійні ділянки, тангенс кута нахилу яких дорівнює відповідно 31 і 60; точці їх перетину відповідає час 341800 с. Знайти віддаль від свердловини до зони з погіршеною проникністю для таких даних: дебіт свердловини до зупинки - 500 тис.м³/добу, вибійний тиск до зупинки свердловини – 23 МПа, пластова температура - 80°C, відносна густина газу - 0,62, товщина пласта - 12 м, пластовий тиск – 27 МПа, коефіцієнт відкритої пористості пласта - 0,12, коефіцієнт динамічної в'язкості газу – 0,02 мПа·с.

Питання для контролю знань та обговорення

1. Поясніть методику проведення дослідження свердловини при усталених режимах фільтрації.
2. В чому полягає суть обробки результатів дослідження свердловин при усталених режимах фільтрації?
3. Що таке абсолютно вільний та вільний дебіт газу?
4. Як проводиться обробка індикаторних ліній з урахуванням реальних властивостей газу?
5. Як можна обробити результати дослідження свердловини при невідомому пластовому тискові?