

ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ПЛАСТА ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ НА НЕУСТАЛЕНИХ РЕЖИМАХ ФІЛЬТРАЦІЇ

Досліджують газові свердловини за неусталених режимів фільтрації з метою визначення параметрів і будови віддаленої зони пласта та оцінки ступеня забруднення привибійної зони пласта. Існують такі методи дослідження свердловин при нестационарних режимах фільтрації:

- 1) зняття кривих відновлення тиску на вибої свердловини після її зупинки;
- 2) зняття кривих зміни в часі вибійного тиску і дебіту газу після пуску свердловини в роботу при підтримуванні постійного тиску на гирлі;
- 3) спостереження за зміною в часі параметрів роботи навколишніх реагуючих свердловин після зміни режиму роботи збудованої свердловини.

Методика обробки кривих відновлення вибійного тиску (КВТ) в умовах “нескінченного” пласта

Якщо свердловина розташована в нескінченному пласті і час її роботи T до зняття КВТ значно більший від часу t , необхідного для відновлення тиску ($T \geq 20t$), то для обробки КВТ застосовують формулу:

$$p_{виб}^2(t) = p_{виб.о}^2 + \frac{q_o \cdot \mu \cdot z \cdot p_{ам} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}} \ln \frac{2,25 \cdot \chi \cdot t}{r_{с.зв}^2} + Bq_o^2.$$

Рівняння (1) можна записати у вигляді:

$$p_{виб}^2(t) = \alpha + \beta \ln t,$$

$$\text{де} \quad \alpha = p_{виб.о}^2 + \beta \ln \frac{2,25 \chi}{r_{с.зв}^2} + Bq_o^2,$$

$$\beta = \frac{q_o \cdot \mu \cdot z \cdot p_{ам} \cdot T_{пл}}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}},$$

$p_{виб.о}(t)$ – вибійний тиск до зупинки свердловини, Па;

$p_{виб}(t)$ – поточний вибійний тиск після зупинки свердловини, Па;

q_o – дебіт свердловини перед її зупинкою, м³/с;

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

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

B – коефіцієнт фільтраційного опору, (Па·с/м³)²;

h – ефективна газонасичена товщина пласта, м;

k – коефіцієнт проникності пласта, м²;

m_o – значення коефіцієнта відкритої пористості по всій зоні дренування свердловини, частка одиниці;

μ – динамічний коефіцієнт в'язкості газу в пластових умовах, Па·с.

$T_{пл}$, $T_{ст}$ – відповідно пластова і стандартна температура, К;

$p_{ат}$ – атмосферний тиск, Па;

α , Па²; β , Па².

Промислові дані обробляють у вигляді залежності $p_{виб}^2(t) = f(\ln t)$ (рис. 1).

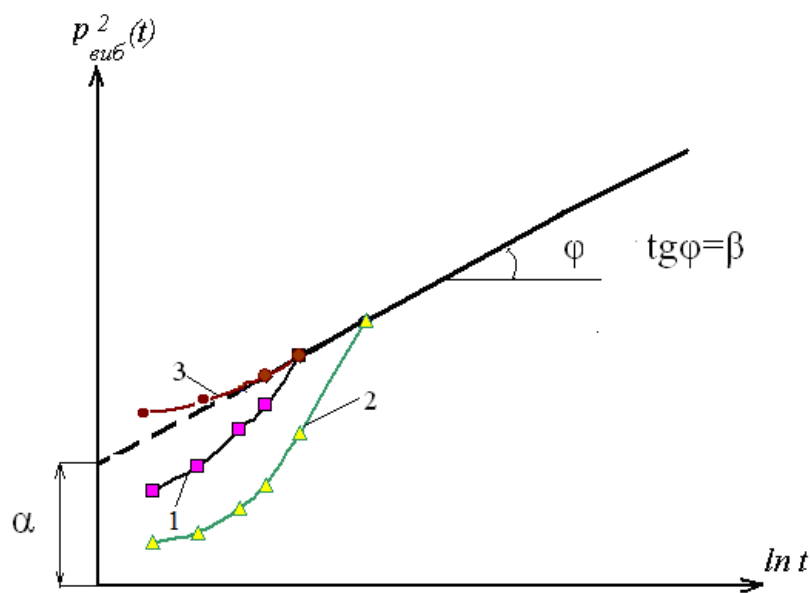


Рисунок 1 – Графік залежності $p_{виб}^2(t) = f(\ln t)$

Можливі три різні початкові ділянки залежності $p_{виб}^2(t) = f(\ln(t))$: 1 – при однаковій проникності привибійної і віддаленої зон пласта; 2 – при погіршеній проникності привибійної зони порівняно з проникністю пласта; 3 – при більшій проникності привибійної зони порівняно з проникністю пласта.

Через кінцеву ділянку залежності проводять пряму лінію. Вона відтинає на осі ординат відрізок, який дорівнює α , а тангенс кута нахилу прямої лінії до осі абсцис відповідає β .

Задача

Після роботи свердловини на усталеному режимі з дебітом газу $q_o = 900$ тис.м³/д зняли криву відновлення тиску в затрубному просторі. Пластовий тиск $p_{nl} = 22,5$ МПа, коефіцієнт стисливості газу за пластового тиску і пластової температури $z = 0,82$, динамічний коефіцієнт в'язкості газу при пластовому тиску і пластовій температурі $\mu = 0,019$ МПа·с, пластова температура $T_{nl} = 335$ К, коефіцієнт початкової газонасиченості $\alpha_{поч} = 0,8$, ефективна газонасичена товщина пласта $h = 18$ м, коефіцієнт відкритої пористості $m_o = 0,14$. При обробленні результатів дослідження свердловини методом усталених відборів отримали $A = 0,12 \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3}$, $B = 0,0002 \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{д}}{\text{тис.м}^3} \right)^2$; радіус свердловини за долотом $r_c = 0,12$ м. Сумарний параметр недосконалості і скін-ефекту $C_{заг} = 1,8$. Вихідні дані для побудови кривої відновлення вибійного тиску зведено в табл. 1. На рис. 2 зображено залежність $p_{виб}^2(t) = f(\ln t)$.

Таблиця 1 – Результати обробки КВТ

$t, \text{с}$	$\ln t$	$p_{затр}, \text{МПа}$	$p_{виб}, \text{МПа}$	$p_{виб}^2, \text{МПа}^2$
0	-	4,2	5,9	34,81
30	3,4012	7,99	9,8	96,04
60	4,0943	10,1	12,5	156,25
120	4,7875	14,25	17,4	302,76
180	5,193	16,84	19,6	384,16
300	5,7038	17,07	20,1	404,01
600	6,3969	17,25	20,5	420,25
900	6,8024	17,32	20,72	429,3184
3600	8,1887	17,41	20,94	438,4836
7200	8,8818	17,62	21,12	446,0544

14400	9,575	17,8	21,43	459,2449
21600	9,9804	17,99	21,54	463,9716
72000	11,184	18,1	21,75	473,0625
158500	11,974	18,22	22,02	484,8804
194000	12,176	18,27	22,18	491,9524
417000	12,941	18,39	22,49	505,8001
590000	13,288	18,85	22,6	510,76

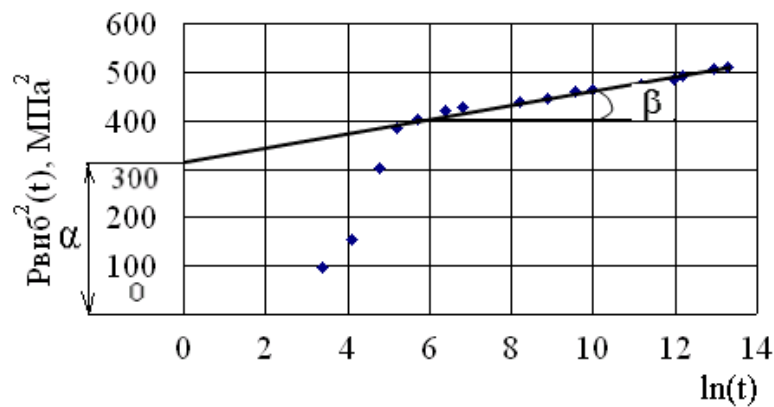


Рисунок 2 – Залежність $p_{виб}^2(t) = f(\ln t)$

За результатами обробки КВТ отримано: $\alpha=310$ МПа²,
 $\beta = \frac{510,76 - 404,01}{13,288 - 6,3969} = 15,491$ МПа².

Визначаємо параметри $\frac{kh}{\mu}$ і $\frac{\chi}{r_{c36}^2}$.

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{4,3 \cdot q_o \cdot z \cdot p_{ам} \cdot T_{нл}}{T_{см} \cdot \beta} =$$

$$= \frac{4,3 \cdot 900 \cdot 335 \cdot 0,82 \cdot 0,1013}{15,491 \cdot 293} = 23,726 \frac{\text{МКМ}^2 \text{М}}{\text{МПа} \cdot \text{с}},$$

$$\frac{\chi}{r_{c36}^2} = 0,445 \exp \left(2,3 \frac{\alpha - p_{в.о}^2 - Bq_o^2}{\beta} \right) =$$

$$= 0,445 \cdot \exp \left(2,3 \frac{310 - 5,9^2 - 0,0002 \cdot 900^2}{15,491} \right) = 8,851 \cdot 10^6 \frac{1}{\text{с}}.$$

Коефіцієнт проникності пласта визначаємо за значенням коефіцієнта провідності:

$$k = \left| \frac{kh}{\mu} \right| \cdot \frac{\mu}{h} = 23,726 \cdot \frac{0,019}{18} = 0,025 \text{ мкм}^2.$$

Зведений радіус свердловини буде рівним:

$$r_{c.зв} = r_c \cdot e^{-C_{заг}} = 0,12 \cdot e^{-1,8} = 0,023 \text{ м.}$$

Коефіцієнт п'єзопровідності газоносного пласта визначаємо за формулою:

$$\chi = \frac{k \cdot p_{пл}}{\alpha_{поч} \cdot m_o \cdot \mu} = \frac{0,025 \cdot 10^{-12} \cdot 22,5 \cdot 10^6}{0,8 \cdot 0,14 \cdot 0,019 \cdot 10^{-3}} = 0,264 \text{ м}^2/\text{с}$$

Ємнісний параметр дорівнює:

$$\alpha_{поч} m_o h = \frac{k \cdot h \cdot p_{пл}}{\mu \cdot \chi} = \frac{0,025 \cdot 10^{-12} \cdot 18 \cdot 22,5 \cdot 10^6}{0,019 \cdot 10^{-3} \cdot 0,264} = 2,019 \text{ м.}$$