



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 51729

(13) C2

(51) 6 E21B47/06

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ПАТЕНТУ НА ВИНАХІД

(54) СПОСІБ ДОСЛІДЖЕННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

1

2

(21) 99041835

(22) 01 04 1999

(24) 16 12 2002

(46) 16 12 2002, Бюл. № 12, 2002 р.

(72) Матус Богуслав Антонович, Курилюк Лев Васильович, Славин Вячеслав Ісаєвич, RU, Горпачова Лесніда Францівна, Токарев Віктор Петрович, Клименко Юрій Олександрович

(73) Матус Богуслав Антонович

(56) UA 16398, 23 10 88

SU 1502812 A1, 23 08 89

SU 1789017 A3, 15 01 93

RU 2067663 C1, 10 10 96

RU 2067664 C1, 10 10 96

US 4123937, 07 11 78 Рязанцев Н.Ф., Карнаухов М.Л., Белов А.Е. Исследование скважин в процессе бурения - М. Недра, 1982, с. 277

(57) 1 Спосіб дослідження газових свердловин, який включає вимірювання початкових пластових тиску і температури, зниження вибірного тиску до величини, меншої пластового, вимірювання дебіту газу в процесі стабілізації режиму роботи свердловини, спостереження за відновленням вибірного тиску до величини пластового після зупинки роботи свердловини, який відрізняється тим, що після збудження припливу газу свердловину закривають в момент повного витіснення рідини із її стовбура, вимірюють тиск і температуру на глибині вибою і по стовбуру свердловини на протязі всього періоду відновлення їх величин до статичних, а після продувки свердловини газом і відновлення вибірного тиску до величини пластового відпрацьовують один режим роботи свердловини, в процесі стабілізації якого до стаціонарного вимірюють температуру на глибині вибою і по стовбуру свердловини, а після досягнення стаціонарного стану припливу газу свердловину закривають і на протязі всього періоду відновлення вибірного тиску до пластового вимірюють температуру на глибині вибою і по стовбуру свердловини

2 Спосіб за п.1, який відрізняється тим, що в процесі збудження припливу газу реєструють у часі інтенсивність витіснення рідини із свердловини і швидкість наростання тиску в затрубному просторі свердловини, а починаючи з моменту досягнення максимального значення першої похідної від величини тиску в затрубному просторі за часом

і до повного витіснення рідини із стовбура свердловини інтенсивність витіснення рідини регулюють зміною гідравлічного опору на усті свердловини для забезпечення умови

$$\frac{dP_{затр}}{dt} \geq \frac{q\rho g}{S},$$

де $\frac{dP_{затр}}{dt}$ - перша похідна від величини затрубного тиску за часом, Па/с,

q - інтенсивність витіснення рідини із свердловини, м³/с,

ρ - густина рідини, кг/м³,

g - прискорення вільного падіння, м/с²,

S - площа поперечного перерізу внутрішньої порожнини насосно-компресорних труб, м²,

а в процесі продувки для очищення присвердлоvinної зони пласта і дослідження свердловини величину тиску в затрубному просторі свердловини підтримують рівною або більшою за величину мінімально допустимого тиску в затрубному просторі свердловини шляхом зміни площі прохідного каналу струменя газу, що виходить із свердловини, а величину мінімально допустимого тиску в затрубному просторі свердловини $P_{затр\ min}$ розраховують за формулою

$$P_{затр\ min} = (P_{прск} - \delta_{ск\ max}) \cdot e^{-S},$$

де

$P_{затр\ min}$ - мінімально допустима величина тиску в затрубному просторі свердловини, Па,

$P_{прск}$ - величина пріського тиску на глибині піддошви продуктивного горизонту, Па,

$\delta_{ск\ max}$ - максимальна механічна напруга в скелеті пріської породи продуктивного пласта за всю геологічну історію, Па,

e - основа натуральних логарифмів, дорівнює 2,718281829,

$$S = \frac{0,03415\rho L}{Z_{cp} T_{cp}},$$

$\bar{\rho}$ - відносна густина газу до повітря, безрозмірна,

L - глибина піддошви продуктивного пласта, м,

Z_{cp} - середній коефіцієнт стисливості газу в за-

(13) C2

(11) 51729

(19) UA

трубному просторі свердловини, безрозмірний,
 T_{cp} - середня термодинамічна температура в за-

трубному просторі свердловини, K

Винахід відноситься до галузі нафтогазовидобування, а саме до дослідження і експлуатації газових свердловин

Відомо, що початкові пластові тиск і температуру вимірюють після збудження припливу газу і проведення продувок свердловини газом із продуктивного пласта з метою очистки його при свердловинній зоні (див, наприклад, "Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных скважин", М, Недра, 1971, стор 17) [1]. Відомо також, що при високих дебітах газу спостерігається винос абразивної роздробленої гірської породи і пошкодження нею промислового обладнання, тому інструкцією [1] рекомендовано обмежувати дебіт газу (стор 17, 18).

Робота [1] прийнята як аналог. Недоліками аналога [1] є

а) втрата геологічної інформації про величину початкового пластового тиску в умовах помітного його зниження після збудження припливу газу в газових покладах непромислової категорії, тобто в покладах з малими /непромисловими/ підземними запасами газу (див, наприклад, Н.Ф. Рязанцев, М.Л. Карнаухов, А.Е. Белов "Испытание скважин в процессе бурения" М, Недра, 1982, де на стор 277 наведено приклад випробування свердловини №253 Октябрської площі об'єднання Гроз-нафта, в якій на протязі трьох циклів випробування свердловини випробувачем пластовий тиск послідовно знижувався в процесі перших двох циклів з 61,8 МПа до 58,8 МПа, а на третьому циклі до 53,6 МПа).

б) обмеження дебіту газу не передбачає допустимої межі зниження тиску в затрубному просторі свердловини, тому зниження тиску нижче допустимого значення може призвести до повної або часткової втрати проникності в при свердловинній зоні продуктивного пласта.

Відомо, що мінімальну величину вибірного тиску в процесі дослідження і експлуатації свердловин необхідно обмежувати значенням, що не менше різниці геостатичного тиску і максимальної механічної напруги в скелеті гірської породи за всю геологічну історію ("див, наприклад, Авторское свидетельство СССР №1502812 Способ воздействия на призабойную зону скважины" [2]).

Робота [2] прийнята як другий аналог.

Недоліками аналога [2] є

а) визначення мінімально допустимого вибірного тиску виходячи із величини геостатичного тиску вносить деколи похибку, оскільки гірський тиск може бути значно більшим і значно меншим геостатичного,

б) обмеження величини саме вибірного тиску, а не затрубного в усті свердловини, вносить утруднення в оперативному вимірюванні вибірного тиску і своєчасному регулюванні його.

Відомо, що згідно діючим інструкціям в процесі дослідження газових свердловин відпрацьовують

не менше шести стаціонарних режимів. В процесі продувки свердловини і стабілізації режиму вимірюють дебіт газу і тиск на глибині вибою і в усті свердловини, а в процесі відновлення тиску вимірюють наростаючий тиск (див, наприклад, "Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин", М, Недра, 1980, стор 116, 117 [3]). Цей спосіб прийнятий як прототип.

Недоліками прототипу [3] є

а) відсутність вимірювання температури по стовбурі свердловини в процесі стабілізації режиму і в процесі відновлення тиску до пластового утрудняє визначення дійсного сумарного припливу газу із продуктивного пласта, оскільки вимірюваний дебіт газу на поверхні не завжди дорівнює фактичному дебіту газу із пласта в даний момент,

б) відпрацьовання шести і більше стаціонарних режимів в процесі дослідження свердловини з середнім коефіцієнтом продуктивності в умовах відсутності газопроводу призводить до втрат газу при спалюванні його в факелі до 2 млн м³ і більше на одному досліджуваному об'єкті, що в переводі на еквівалент нафти рівнозначно спалюванню близько 2 тис м³ нафти і більше.

В основу винаходу поставлено задачу розробки такого способу дослідження газових свердловин, який би забезпечив

1) підвищення вірогідності вимірювання початкових пластових тиску і температури,

2) збільшення обсягу одержуваної геологічної інформації з підвищеною точністю і спрощення керування величиною вибірного тиску для збереження величини початкових гідродинамічних параметрів в при свердловинній зоні продуктивного пласта в процесі дослідження і експлуатації газових свердловин,

3) скорочення витрат коштів і часу на дослідження газової свердловини,

4) скорочення втрат газу в процесі дослідження газової свердловини.

Задача вирішується завдяки тому, що для підвищення вірогідності вимірювання величини початкових пластових тиску і температури, після збудження припливу газу із продуктивного пласта свердловину закривають в момент повного витиснення рідини із її стовбура, і вимірюють тиск і температуру по стовбурі свердловини від вибою до устя на протязі всього періоду відновлення тиску і температури до статичних значень. Після відновлення статичних тиску і температури вимірюють початкові пластові тиск $P_{пл}$ і температуру $T_{пл}$, а також статичні тиск і температуру по стовбурі свердловини.

На фігурі 1 в координатах (тиск $P_{пл}$ час t) зображено зміну величини вибірного тиску $P_{внб}$ на всіх етапах починаючи зі збудження припливу газу і закінчуючи завершенням дослідження. Зміна величини вибірного тиску в процесі збудження при-

пливу газу зображена лінією а, б (час від t_1 до t_2), на якій точка а відповідає початку збудження припливу газу, а точка б - моменту повного витіснення рідини із свердловини і закриттю засувки для відновлення вибірного тиску до величини пластового $P_{пл}$

Зміна величини вибірного тиску в процесі відновлення його до величини пластового $P_{пл}$ (див. фіг 1) зображено лінією бв (час від t_2 до t_3) на якій точка б - початок відновлення тиску, а в - момент повного відновлення вибірного тиску до пластового $P_{пл}$

Після вимірювання $P_{пл}$ і $T_{пл}$ свердловину продувають газом, що припливає із пласта, для очистки при свердловинній зоні продуктивного пласта (лінія бг на фіг 1, час від t_3 до t_4)

Після завершення продувки свердловину закривають для повного відновлення вибірного тиску до величини пластового (лінія гд на фіг 1, час від t_4 до t_5), потім відпрацьовують один стаціонарний режим роботи свердловини (лінія де, на фіг 1)

Для скорочення витрат коштів і часу на дослідження свердловини і збільшення обсягу геологічної інформації на протязі всього періоду стабілізації режиму після запуску свердловини в роботу (лінія де, на фіг 1, час від t_5 до t_6) вимірюють температуру на глибині вибою і по стовбуру свердловини, а після досягнення стаціонарного стану припливу газу свердловину закривають для спостереження за відновленням тиску в свердловині. На протязі всього періоду відновлення тиску до пластового (лінія еє на фіг 1, час від t_6 до t_7) вимірюють тиск і температуру на глибині вибою і по стовбуру свердловини, після цього дослідження припиняють, а необмежену кількість стаціонарних режимів роботи свердловини, ефективну товщину продуктивного пласта, коефіцієнти пористості і проникності розраховують на основі результатів математичної обробки кривих стабілізації припливу газу і відновлення пластового тиску після зупинки роботи свердловини і застосовуючи функцію добутку ємності і провідності пласта

$$F = \Psi m^2 h^2$$

де F - функція добутку ємності і провідності пласта, m^4 ,

Ψ - параметр відношення коефіцієнта проникності продуктивного пласта K , до коефіцієнта пористості m того ж пласта, m^2 ,

m - коефіцієнт пористості продуктивного пласта, доля одиниці,

h - ефективна товщина продуктивного пласта, м

Для збереження величини початкових гідродинамічних параметрів в при-свердловинній зоні продуктивного пласта в процесі збудження припливу газу, продувки і стабілізації режиму роботи свердловини величину тиску в затрубному просторі свердловини підтримують на такому рівні, щоб величина вибірного тиску була рівною або більшою порівняно з величиною $P_{прськ} - \sigma_{ск макс}$ (тут $P_{прськ}$ - прський тиск на глибині підшви продуктивного пласта, Па,

$\sigma_{ск макс}$ - максимальна механічна напруга в скелеті прської породи за всю геологічну історію, Па)

В процесі збудження припливу газу реєструють в часі інтенсивність витіснення рідини із свер-

дловини і швидкість наростання тиску в затрубному просторі свердловини

Починаючи з моменту досягнення максимального значення першої похідної від величини тиску в затрубному просторі по часу і до повного витіснення рідини із стовбура свердловини інтенсивність витіснення рідини регулюють зміною підвального опору в усті свердловини для забезпечення умови

$$\frac{dP_{затр}}{dt} \geq \frac{q\zeta q}{S},$$

$\frac{dP_{затр}}{dt}$ - перша похідна від величини затрубного тиску по часу, Па/с,

q - інтенсивність витіснення рідини із свердловини, m^3/c ,

ζ - густина рідини, kg/m^3 ,

q - прискорення вільного падіння, дорівнює $9,80665m/c^2$,

S - площа поперечного перетину внутрішньої порожнини насосно-компресорних труб, m^2

Величину мінімально допустимого тиску в затрубному просторі свердловини $P_{затр мин}$, що забезпечує мінімально допустиму величину вибірного тиску, підтримують зміною площі прохідного каналу струменя газу, виходячого із свердловини, а величину мінімально допустимого тиску в затрубному просторі свердловини розраховують за формулою

$$P_{затр мин} = (P_{прськ} - \sigma_{ск макс}) * e^S$$

де e - основа натуральних логарифмів, дорівнює 2,718281828,

$$S = \frac{0,03415 \bar{c} L}{Z_{cp} * T_{cp}}$$

\bar{c} - відносна густина газу по повітрю, безрозмірна,

L - глибина підшви продуктивного пласта, м,

Z_{cp} - середній коефіцієнт стисливості газу в затрубному просторі свердловини, безрозмірний,

T_{cp} - середня термодинамічна температура в затрубному просторі свердловини, К

На фігурі 2 зміна мінімально допустимого вибірного тиску з глибиною зображена лінією 1, величина пластового тиску - лінією 2, а прського тиску - лінією 3. Відстань по горизонталі між лініями 1 і 3 чисельно дорівнює максимальній механічній напрузі в скелеті прської породи за всю геологічну історію

Лінією 4 зображена епюра тиску в затрубному просторі працюючої свердловини, що відповідає величині мінімально допустимого тиску в затрубному просторі свердловини ($P_{затр мин}$ в усті свердловини) і мінімально допустимому вибівному тиску ($P_{виб мин}$ на глибині підшви продуктивного пласта)

У випадку пониження вибірного тиску до величини, що попадає в зону техногенного ущільнення прських порід (зліва від епюри 1 на фіг 2), фільтраційні параметри продуктивного пласта погіршуються, особливо в при свердловинній зоні пласта. Лінією 5 зображена епюра тиску в затрубному просторі працюючої свердловини з мінімальним дебітом газу $Q_{мин}$, який ще забезпечує винос всієї рідини, що накопичується в вибої. Таким чином, проміжок між двома епюрами 4 і 5 - це технологіч-

ний коридор, в межах якого режими роботи свердловини забезпечують збереження фільтраційних параметрів продуктивного пласта і винос рідини на поверхню із вибою свердловини. Величина тиску в затрубному просторі свердловини від вибою до устя при досягненні стаціонарного стану припливу газу зображена епюрою 6, а статичний тиск при повному відновленні вибійного тиску до пластового - епюрою 7.

Приклад здійснювання способу

Експлуатаційний об'єкт газової свердловини в інтервалі 3925 - 3943м

Активний об'єм свердловини $V_{св} = 64,576 \text{ м}^3$

Після вторинного розкриття пласта перфорацією проведена заміна бурового розчину на воду закачуванням в свердловину $64,6 \text{ м}^3$ технічної води.

Після заміни бурового розчину на воду над-

лишковий тиск в усті свердловини P_u дорівнює $6,75 \cdot 10^6 \text{ Па}$, а вибійний $P_{виб} = P_{пл} = 45,33 \cdot 10^6 \text{ Па}$ (точка а на фіг 1)

Відкриттям засувки на буфері свердловини збуджують приплив газу, і після повного витіснення рідини із свердловини ($64,6 \text{ м}^3$) останню закривають для відновлення вибійного тиску до величини пластового.

На фіг 1 змінюється величини вибійного тиску в процесі збудження припливу газу на протязі 7000 с зображена лінією аб, в процесі відновлення вибійного тиску до величини пластового на протязі 7000 с (лінія бв) вимірювали тиск і температуру на глибині вибою і по стовбурі свердловини, і після досягнення стаціонарних значень вимірюваних величин вимірювання припинено. Результати стаціонарних величин тиску і температури приведено в таблиці 1.

Таблиця 1

Результати вимірювання стаціонарних величин тиску і температури в процесі відновлення тиску

Глибина, м	Тиск, Па	Температура, К
10	$35,74 \cdot 10^6$	285
1967	$40,54 \cdot 10^6$	334
3934	$45,33 \cdot 10^6$	383

Після завершення вимірювання тиску і температури свердловина запущена в роботу через штуцер діаметром 10мм для очистки при свердловинній зоні пласта (продувка свердловини газом).

Перед запуском свердловини в роботу для очистки при свердловинній зоні продуктивного пласта розрахована мінімально допустима величина тиску в затрубному просторі свердловини, при якому зберігаються початкові природні параметри пласта.

$$P_{затр\text{ мин}} = 21,19 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

Продувка проводилася при тиску в затрубному просторі свердловини $P_{затр} = 30,59 \cdot 10^6 \text{ Па}$.

Таким чином, умова збереження початкових фільтраційних параметрів не порушена, адже $30,59 \cdot 10^6 > 21,19 \cdot 10^6$.

В процесі продувки свердловини на протязі 93000 с (лінія вг) виміряна сумарний відбір газу, що склав 250 тис м^3 , приведений до стандартних умов, після цього свердловину закрили до повного відновлення пластового тиску (лінія гд на фіг 1, час відновлення тиску 16000с).

Після повного відновлення пластового тиску ($P_{пл} = 45,33 \cdot 10^6 \text{ Па}$) свердловину запустили в роботу через штуцер діаметром 10мм.

В процесі стабілізації режиму на протязі 14000 с вимірювали дебіт газу, а також тиск і температуру по стовбурі свердловини від вибою до устя (лінія де, на фіг 1).

Після досягнення стаціонарного стану припливу газу виміряна дебіт газу $Q_0 = 2,8125 \text{ м}^3/\text{с}$, $P_{виб} = 39,4 \cdot 10^6 \text{ Па}$, $P_{затр} = 30,59 \cdot 10^6 \text{ Па}$, температуру в усті свердловини і на глибині вибою 311К і 383К відповідно.

Після відпрацювання стаціонарного режиму і проведення вимірювань свердловина закрита для спостереження за відновленням тиску в свердловині. На протязі 16000 с вибійний тиск повністю

відновився до величини пластового, а температура по стовбурі свердловини досягла статичного значення. Результати вимірювання приведені нижче.

$$P_{ст} = 35,74 \cdot 10^6 \text{ Па}, P_{пл1} = 45,33 \cdot 10^6 \text{ Па}, T_{уст} = 285 \text{ К},$$

$T_{пл} = 383 \text{ К}$. Після зупинки роботи свердловини за період від t_6 до t_7 в стовбурі свердловини накопичено $V = 21580 \text{ м}^3$ газу.

В результаті математичної обробки кривих стабілізації припливу газу і відновлення пластового тиску відомими методами (інтегральний метод Е.Б. Чекалюка і метод І.А. Чарного) розраховані газопровідність при свердловинній і віддаленій зон продуктивного пласта.

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_1 = 4261,16 \cdot 10^{-12} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

і

$$\left(\frac{kh}{\mu} \right)_2 = 4252,10 \cdot 10^{-12} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

відповідно, параметр п'єзопровідності

$$\frac{x}{r_n^2} = 860565 \text{ с}^{-1},$$

натуральний логарифм співвідношення радіуса контуру депресії свердловини до приведенного радіуса свердловини $\ln \frac{R_k}{r_n} = 6,2593$, приведений

радіус свердловини $r_n = 0,1095 \text{ м}$, коефіцієнт лінійного опору припливу газу до вибою свердловини $a = 234,289 \cdot 10^6 \frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}}$, коефіцієнт інерційного

опору припливу газу до вибою свердловини $b = 230,21879 \cdot 10^6 \frac{\text{Па}}{\text{м}^3/\text{с}}$, коефіцієнт привибійної

закупорки пласта

$$П_3 = \frac{\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2}{\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1} = 0,99785$$

де $П_3$ - коефіцієнт привибійної закупорки пласта, безрозмірний,

k - коефіцієнт проникності продуктивного пласта, $м^2$,

h - ефективна (проникна) товщина продуктивного пласта, $м$,

μ - динамічна в'язкість газу в пластових умовах, $Па \cdot c$,

χ - коефіцієнт п'єзопровідності продуктивного пласта, $м^2/c$,

r_n - приведений радіус свердловини, $м$,

R_k - радіус контуру депресії свердловини, $м$

Підставляючи значення r_n в рівняння $\frac{\chi}{r_n^2} =$

8,0565, розраховують коефіцієнт п'єзопровідності $\chi = 0,0966 м^2/c$

Підставляючи значення $\chi = 0,0966 м^2/c$, пластовий тиску $P_{пл} = 45,33 \cdot 10^6 Па$, динамічну в'язкість газу в пластових умовах $\mu = 0,0264 \cdot 10^{-3} Па \cdot c$ в

формулу $\chi = \frac{k}{m} \cdot \frac{P_{пл}}{\mu}$ і вирішуючи відносно $\frac{k}{m}$,

розраховують параметр

$$\Psi = 56,26 \cdot 10^{15} м^2$$

З урахуванням величини вибійного тиску $P_{виб}$ о, дебіту газу Q_o фактично відпрацьованого стаціо-

нарного режиму, коефіцієнта лінійного і інерційного опору припливу газу до вибою свердловини a і в необмежену кількість стаціонарних дебітів газу Q і відповідних їм вибійних тисків $P_{виб}$ розраховано по двочленній формулі

Помноживши $\frac{kh}{\mu}$ на динамічну в'язкість газу в

пластових умовах μ , визначаємо величину провідності пласта kh

$$Kh = 4252 \cdot 10^{12} \cdot 0,0264 \cdot 10^{-3} = 112,252810^{15} м^3$$

Поділивши kh на Ψ , розраховуємо ємність пласта mh

$$mh = \frac{112,2528 \cdot 10^{-15}}{56,26 \cdot 10^{-15}} = 1,9952 м$$

Розраховуємо функцію добутку ємності і провідності пласта F (парабола)

$$F = \Psi \cdot (mh)^2 = 56,26 \cdot 10^{15} \cdot 1,9952^2 = 223,944 \cdot 10^{15} м^4$$

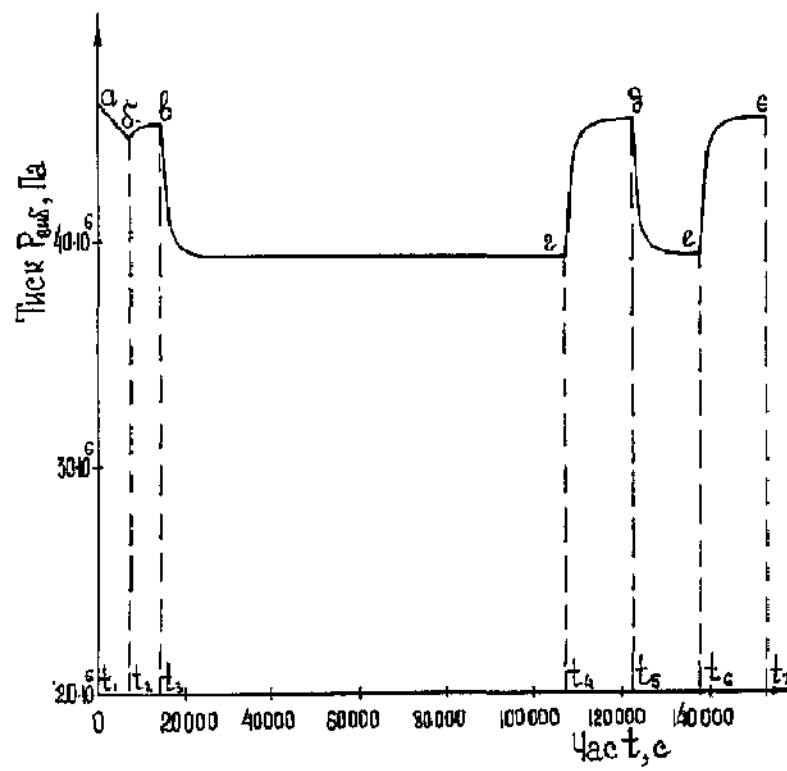
Використовуючи функцію $F = \Psi \cdot (mh)^2$, розраховано ефективну товщину продуктивного пласта $h = 16,16 м$, коефіцієнти пористості $m = 0,123$ і проникності $k = 6,95 \cdot 10^{-15} м^2$

Відношення

$$\frac{P_{пл}}{P_{пл,1}} = \frac{45,33 \cdot 10^6}{45,33 \cdot 10^6} = 1$$

Таким чином, газовий поклад відноситься до промислової категорії

Фиг. 1.



Фиг. 2.

