



УКРАЇНА

(19) UA (11) 38597 (13) A

(51) 7 E21B49/00

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ДЕКЛАРАЦІЙНОГО ПАТЕНТУ
НА ВИНАХІДвидається під
відповідальність
власника
патенту

(54) СПОСІБ ДОСЛІДЖЕННЯ НАФТОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

(21) 2000074575

(22) 31.07.2000

(24) 15.05.2001

(33) UA

(46) 15.05.2001, Бюл. № 4, 2001 р.

(72) Остапенко Євгеній Борисович, Бучковський
Станіслав Степанович, Сушинський Володимир
Зіновійович, Боднарчук Роман Миколайович(73) Відкрите акціонерне товариство "Укрнафта"
центральна науково-дослідна лабораторія(57) Спосіб дослідження нафтової свердловини,
що включає реєстрацію темпу відновлення тиску в
свердловині, закритій після відбору продукції про-
тягом деякого часу, який **відрізняється** тим, що
після стабілізації тиску в закритій свердловині її
відкривають, випускають вільний газ і повторно за-
кривають, після чого реєструють криву відновлен-
ня тиску, а фільтраційні характеристики пласта у
привибійній (ближній) та віддаленій зонах визна-
чають за формулою:

$$\varepsilon_3 = 300 \frac{V_r}{i_3 T}, \quad \varepsilon_n = 300 \frac{V_r}{i_n T},$$

де: ε_3 — гідропровідність пласта для привибійної
(ближньої) зони, мкм²·см/МПа·с; ε_n — гідропровідність пласта за межами приви-
бійної зони, мкм²·см/МПа·с; V_r — об'єм стовбура свердловини, який займає
вільний газ перед випуском, м³; T — тривалість випуску газу, хв.; i_3, i_n — кутові коефіцієнти прямолінійних відрізків
графіка відновлення тиску, побудованого в коор-динатах $y=P_t$ $x = \lg \frac{T+t}{t}$, відповідно для приви-бійної та віддаленої зон фільтрації навколо сверд-
ловини; P_t — поточний тиск у свердловині на момент ча-
су t після її закриття, МПа.

Спосіб відноситься до нафтогазовидобувної
промисловості, а саме: до гідродинамічних методів
дослідження свердловин і призначений для отримання
інформації відносно фільтраційних харак-
теристик продуктивного пласта у привибійній зоні
свердловини та поза її межами.

Найбільш близьким до даного є спосіб, який
передбачає реєстрацію кривої відновлення тиску у
свердловині, закритій після відбору продукції про-
тягом деякого часу, на основі якої з врахуванням
дебіту перед закриттям визначають фільтраційні
параметри пластів (Б.С. Крафт, М.Ф. Хокинс. "При-
кладной курс технологии добычи нефти". — М.: Го-
стоптехиздат, 1963).

Згідно з цим способом ті криві відновлення ти-
ску, які отримані за умов наявності у свердловині
вільного газу, не будуть виражати фактичних (при-
родних) фільтраційних характеристик привибійної
зони і пластів. Така невідповідність обумовлена
тим, що наявність у стовбурі свердловини вільного
газу уповільнює темп відновлення тиску після її
закриття. Тому значення фільтраційних парамет-
рів, визначені на основі таких кривих відновлення
тиску, будуть відмінними від фактичних характе-
ристич пластів, при цьому відмінність буде тим бі-

льшою, чим більший об'єм стовбура свердловини
займає вільний газ.

В основу винаходу поставлено завдання ство-
рити спосіб дослідження нафтової свердловини, в
якому за рахунок нових умов виконання дій дося-
гається можливість отримання достовірних фільт-
раційних характеристик привибійної зони і пласта
в умовах наявності у стовбурі свердловини нафти і
вільного газу.

Суть винаходу полягає в тому, що в способі
дослідження нафтової свердловини, що включає
реєстрацію темпу відновлення тиску в свердловині,
закритій після відбору продукції протягом де-
якого часу, після стабілізації тиску в закритій свер-
дловині її відкривають, випускають вільний газ і
повторно закривають, після чого реєструють криву
відновлення тиску, а фільтраційні характеристики
пласта у привибійній (ближній) та віддаленій зонах
визначають за формулою:

$$\varepsilon_3 = 300 \frac{V_r}{i_3 T}, \quad \varepsilon_n = 300 \frac{V_r}{i_n T},$$

де: ε_3 — гідропровідність пласта для привибійної
(ближньої) зони, мкм²·см/МПа·с; ε_n — гідропровідність пласта за межами приви-
бійної зони, мкм²·см/МПа·с;

V_f — об'єм стовбура свердловини, який займає вільний газ перед випуском, м^3 ;

T — тривалість випуску газу, хв.;

i_3, i_n — кутові коефіцієнти прямолинійних відрізків графіка відновлення тиску, побудованого в координатах $y=P_t$ $x=\lg \frac{T+t}{t}$, відповідно для привибійної та віддаленої зон фільтрації навколо свердловини;

P_t — поточний тиск у свердловині на момент часу t після її закриття, МПа.

Суттєвими відмінними ознаками винаходу є: після стабілізації тиску в закритій свердловині її відкривають, випускають вільний газ і повторно закривають, після чого реєструють криву відновлення тиску, а фільтраційні характеристики пласта у привибійній (ближній) та віддаленій зонах визначають за формулою:

$$\varepsilon_3 = 300 \frac{V_f}{i_3 T} \quad \varepsilon_n = 300 \frac{V_f}{i_n T}$$

де: ε_3 — гідропровідність пласта для привибійної (ближньої) зони, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{МПа} \cdot \text{с}$;

ε_n — гідропровідність пласта за межами привибійної зони, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{МПа} \cdot \text{с}$;

V_f — об'єм стовбура свердловини, який займає вільний газ перед випуском, м^3 ;

T — тривалість випуску газу, хв.;

i_3, i_n — кутові коефіцієнти прямолинійних відрізків графіка відновлення тиску, побудованого в координатах $y=P_t$ $x=\lg \frac{T+t}{t}$, відповідно для привибійної та віддаленої зон фільтрації навколо свердловини;

P_t — поточний тиск у свердловині на момент часу t після її закриття, МПа.

Для визначення фільтраційних параметрів нафтових пластів широко використовується рівняння Хорнера, що описує процес відновлення тиску у закритій свердловині і виражає величину втрат тиску для подолання опорів у порах пластів на шляху фільтрації продукції до вибою свердловини:

$$P_t = P_{пл} - 0,208 \frac{Q}{\varepsilon} \lg \frac{T+t}{t} \quad (1),$$

де P_t — вибійний тиск на момент часу t після закриття свердловини, МПа;

$P_{пл}$ — пластовий тиск, рівний вибійному тиску, після його стабілізації у закритій свердловині, МПа;

Q — дебіт свердловини перед її закриттям, $\text{м}^3/\text{добу}$;

b — об'ємний коефіцієнт для нафти в пластових умовах, Мпа^{-1} ;

$\varepsilon = \frac{kh}{\mu}$ — гідропровідність пластів, $\text{мкм}^2 \cdot \text{см} / \text{МПа} \cdot \text{с}$;

k — проникність пластів, мкм^2 ;

h — ефективна (охоплена фільтрацією) товщина пластів, см;

μ — в'язкість нафти в пластових умовах, МПа·с;

T — тривалість відбору продукції перед закриттям свердловини.

Однією з умов отримання якісної інформаційної кривої відновлення тиску для визначення фільтраційних параметрів пласта і привибійної зони є наявність у свердловині рідини з незначним кое-

фіцієнтом стисливості та відсутність вільного газу. У практиці дослідження нафтових свердловин зазначені умови часто відсутні, насамперед у тих свердловинах, видобуток з яких ведеться при вибійних тисках близьких до тиску насичення нафти газом. При цьому у стовбурі свердловини проходить виділення з нафти газу, частина якого накопичується у затрубному просторі. За таких умов ріст тиску після закриття свердловини сповільнюється, особливо на початковій стадії, а отримана при цьому крива відновлення втрачає інформативність відносно фільтраційних параметрів привибійної зони та вносить похибку у значення розрахованих на її основі фільтраційних характеристик продуктивних пластів.

Одним з шляхів підвищення інформативності кривих відновлення тиску відносно фільтраційних характеристик пластів для нафтових свердловин є створення таких умов, при яких ріст тиску після закриття свердловини проходив би за відсутності у стовбурі вільного газу.

Технологія реалізації способу передбачає таку послідовність операцій: закриття свердловини для замірювання пластового тиску; після стабілізації тиску фіксують величини тисків на гирлі свердловини (буферний — P_6 , і затрубний — $P_{3т}$) і проводять поінтервальний замір тиску у стовбурі свердловини; на основі поінтервального заміру визначають пластовий тиск — $P_{пл}$ на глибині продуктивного пласта і поінтервальному заміру густини суміші (нафта + газ) всередині насосно-компресорних труб (НКТ); на основі зміни густини суміші в НКТ визначають інтервал — $\Delta H_{тр}$, заповнений газом; використовуючи співвідношення між величинами буферного і затрубного тиску визначають інтервал затрубного простору — $\Delta H_{3т}$, який заповнений вільним газом:

$$\Delta H_{3т} = \Delta H_{тр} \frac{P_{3т}}{P_6} \quad (2),$$

- на основі значень $\Delta H_{тр}$ і $\Delta H_{3т}$ визначають об'єм вільного газу у стовбурі свердловини:

$$V_f = (F_{тр} \cdot \Delta H_{тр} + F_{3т} \cdot \Delta H_{3т}) \cdot 10^{-4} \quad (3),$$

де: V_f — об'єм вільного газу у стовбурі свердловини, м³;

$F_{тр}$ і $F_{3т}$ — площа поперечного перерізу трубного і затрубного просторів, м²;

$\Delta H_{тр}$ і $\Delta H_{3т}$ — величини інтервалів трубного і затрубного просторів, заповнених вільним газом, м;

— відкривають свердловину і проводять випуск з трубного та затрубного просторів вільного газу, при цьому кінець випуску газу відповідає початку виходу нафти; після випуску вільного газу повторно закривають свердловину для реєстрації відновлення тиску; використовуючи криву відновлення тиску будують графік відновлення тиску в координатах $P_t = f\left(\lg \frac{T+t}{t}\right)$ (фіг. 1); використовуючи кутові коефіцієнти прямолинійних відрізків графіка відновлення тиску для привибійної зони — i_3 (відрізок I) та віддаленої зони — i_n (відрізок II) визначають гідропровідність відповідно для привибійної зони:

$$\varepsilon_3 = 300 \frac{V_r}{i_3 T} \quad (4),$$

і пластів за межами привибійної зони:

$$\varepsilon_n = 300 \frac{V_r}{i_n T} \quad (5),$$

де: T — тривалість випуску газу, хв.; t — тривалість з моменту закриття свердловини, хв.; V_r — об'єм випуску газу, m^3 .

Приклад реалізації способу.

Свердловина № 101.

Інтервал перфорації продуктивного пласта 1339-1417 м. Глибина спуску НКТ — 1340 м. Тривалість стабілізації тиску після закриття свердловини — 48 год.

Величини стабілізованих тисків після закриття свердловини: буферний — 5,74 МПа; затрубний — 6,86 МПа; пластовий — 13,3 МПа на глибині 1340 м. Результати поінтервального заміру тиску у стовбурі свердловини після стабілізації буферного і затрубного тисків наведені в табл. 1.

Таблиця 1

Результати поінтервального заміру тиску

Глибина заміру, м	Тиск на глибині заміру, МПа	Густина суміші між інтервалами заміру, kg/m^3
0	5,74	13,25
100	5,87	14,27
200	6,01	15,29
300	6,16	1,31
400	6,32	673,0
500	6,98	713,8
600	7,68	744,4
700	8,41	764,8
800	9,16	775,0
1000	10,68	785,2
1200	12,22	786,6
1340	13,30	

На основі поінтервальних замірів тиску у стовбурі свердловини (фіг. 2) визначено інтервали, заповнені газом перед відкриттям свердловини для випуску газу: в насосно-компресорних трубах: $\Delta H_{тр} = 400$ м; в затрубному просторі (формула 2):

$$\Delta H_{зт} = 400 \frac{6,86}{5,74} = 477 \text{ м}.$$

Після поінтервального заміру тиску свердловина була відкрита для випуску газу послідовно з трубного і затрубного просторів.

В процесі випуску газу з затрубного простору проведено спуск глибинного манометра на 1340 м для реєстрації зміни вибійного тиску. З появою на виході з затруєного простору нафти свердловина була закрита для реєстрації кривої відновлення тиску (табл. 2). Загальна тривалість випуску газу — 65 хв.

Об'єм випущеного з свердловини газу складається з об'ємів трубного і затрубного просторів, які

буду заповнені газом перед відкриттям свердловини:

$V_r = V_{зт} + V_{тр}$. Підставляючи їх значення у формулу (3), одержуємо:

$$V_r = (82,8 \cdot 477 + 30,2 \cdot 400) \cdot 10^{-4} = 5,16 \text{ м}^3.$$

Таблиця 2

Результати реєстрації відновлення тиску

Тривалість відновлення тиску, t , хв МПа.	Вибійний тиск на глибині 1340 м, МПа	$lg \frac{T+t}{t}$	Примітка
0	9,40	-	Свердловина закрита
2,5	9,95	1,431	
5,0	10,50	1,146	
7,5	11,30	0,985	
10,0	11,80	0,875	
15,0	12,10	0,727	
20,0	12,30	0,628	
30,0	12,50	0,501	
40,0	12,65	0,419	
50,0	12,70	0,362	
60,0	12,75	0,318	
70,0	12,79	0,285	
80,0	12,83	0,258	
90	12,87	0,236	Кінець реєстрації

Побудований на основі табл. 2 графік відновлення тиску (див. рисунок і) свідчить про наявність на шляху фільтрації продукції до вибою свердловини двох зон (привибійна та віддалена) з різними значеннями провідності пластів. Підставляючи значення кутових коефіцієнтів прямолінійних відрізків графіка відновлення тиску у формули (4) і (5) визначаємо гідропровідність для відповідних зон фільтрації навколо свердловини: для привибійної

$$\text{зони: } \varepsilon_3 = 300 \frac{5,16}{6,6 \cdot 65} = 3,6 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/МПа} \cdot \text{с};$$

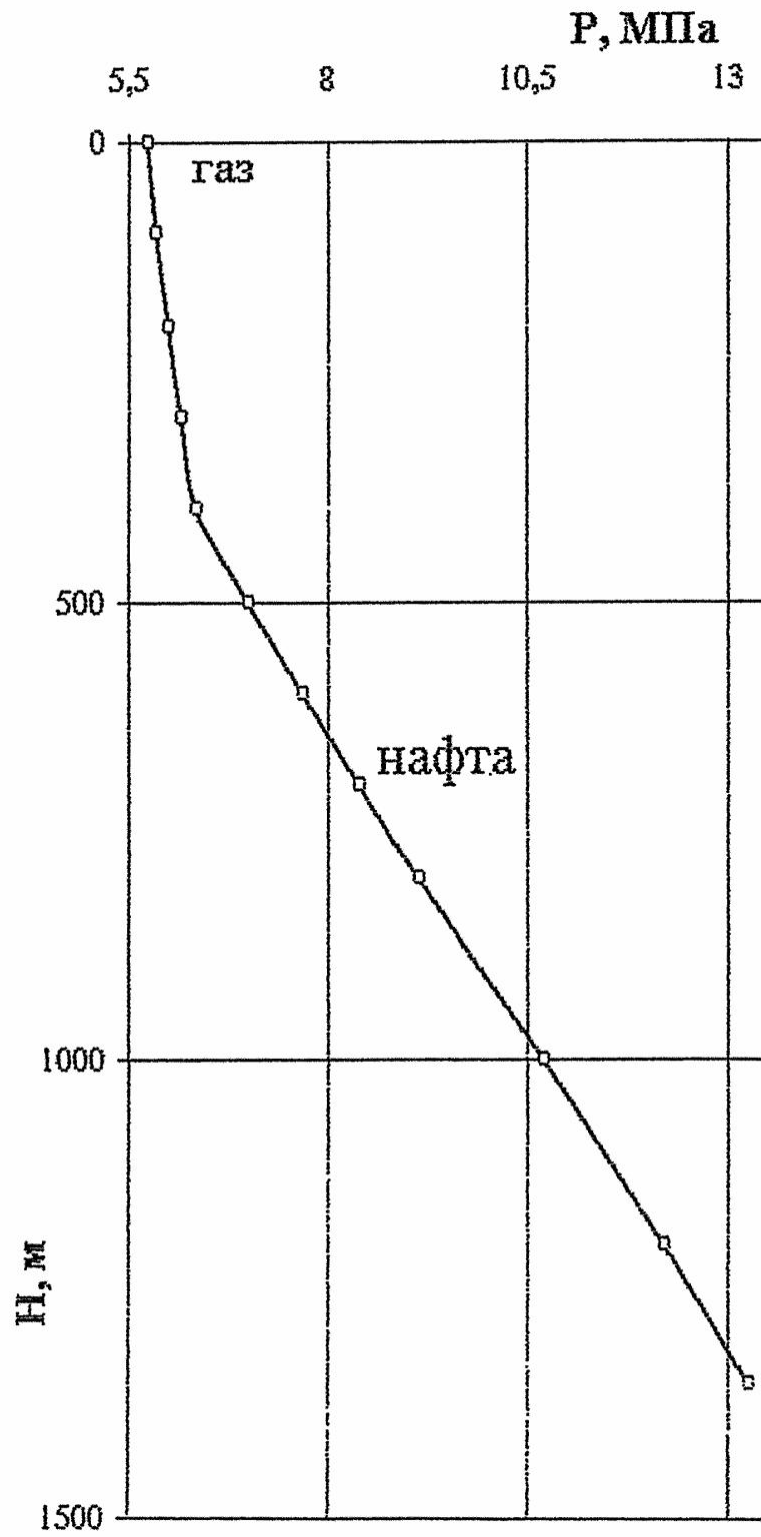
для пластів за межами привибійної зони:

$$\varepsilon_n = 300 \frac{5,16}{1,4 \cdot 65} = 17 \text{ мкм}^2 \cdot \text{см/МПа} \cdot \text{с}.$$

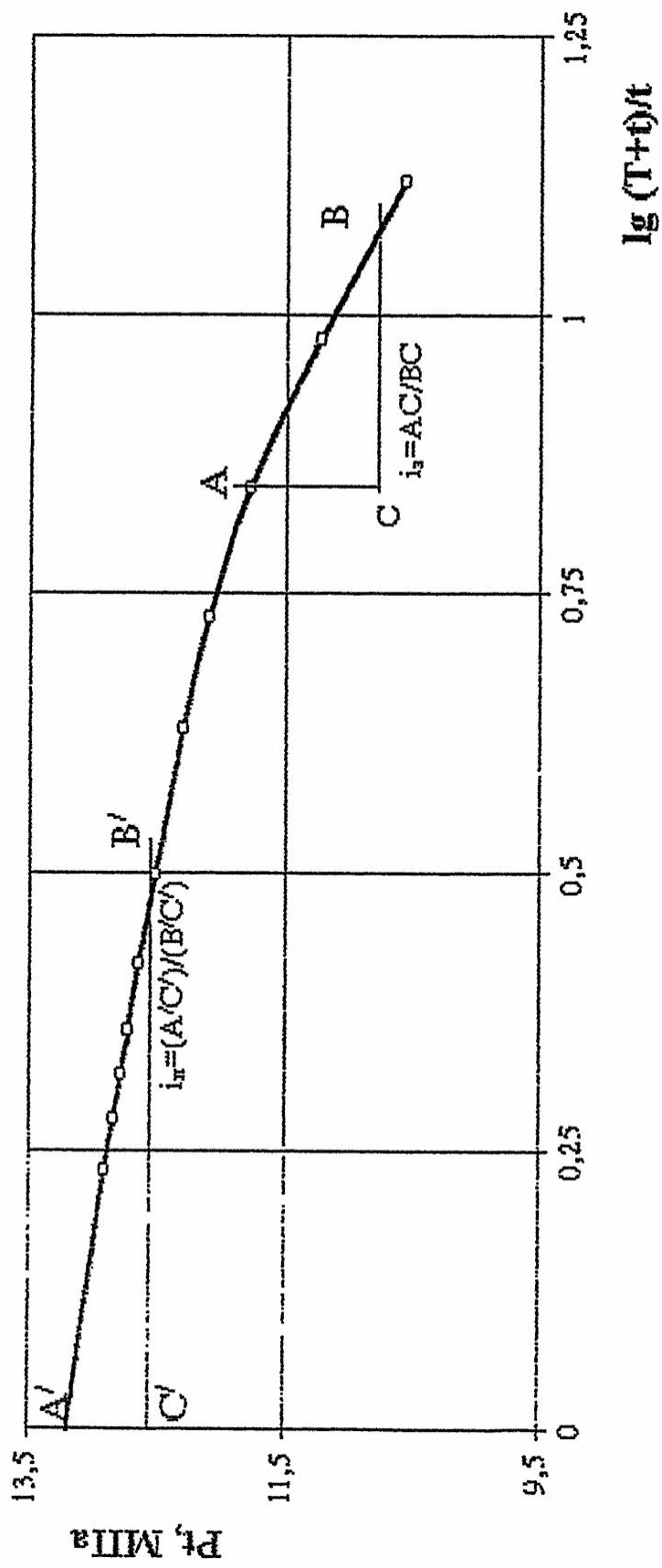
Таким чином, співвідношення між провідністю для віддаленої та при вибійної зон фільтрації становить 4,7.

Наявність погіршеної гідропровідності привибійної зони є підставою для планування заходів з метою підвищення її фільтраційної здатності та збільшення продуктивності свердловини.

Таким чином, застосуванням даного способу дослідження свердловини досягається технічний результат винаходу, а саме — можливість отримання достовірної інформації відносно фільтраційних параметрів для привибійної та віддаленої зон фільтрації за наявності у стовбурі свердловини нафти і вільного газу.



Фиг. 1



Фиг. 2

ДП "Український інститут промислової власності" (Укрпатент)
Україна, 01133, Київ-133, бульв. Лесі Українки, 26
(044) 295-81-42, 295-61-97

Підписано до друку _____ 2001 р. Формат 60х84 1/8.
Обсяг _____ обл.-вид. арк. Тираж 50 прим. Зам. _____

УкрІНТЕІ, 03680, Київ-39 МСП, вул. Горького, 180.
(044) 268-25-22
