



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 55159

(13) A

(51) 7 E21B43/20

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ

ОПИС

ДО ДЕКЛАРАЦІЙНОГО ПАТЕНТУ
НА ВИНАХІДВИДАЄТЬСЯ ПІД
ВІДПОВІДАЛЬНІСТЬ
ВЛАСНИКА
ПАТЕНТУ

(54) СПОСІБ РОЗРОБКИ НАФТОВОГО ПОКЛАДУ

1

2

(21) 2002075674

(22) 09 07 2002

(24) 17 03 2003

(46) 17 03 2003, Бюл. № 3, 2003 р.

(72) Демидьонук Анатолій Григорович, Галас На-
тапія Михайлівна, Гушуп Василь Васильович,
Гаркот Василь Степанович

(73) Демидьонук Анатолій Григорович

(57) Спосіб розробки нафтового покладу, який містить закачування робочого агента через нагнітальні свердловини, відбір нафти через видобувні свердловини, зупинку принаймні однієї видобувної свердловини, ізоляцію в ній раніше перфорованих інтервалів з глибини вище верхнього інтервалу перфорації, визначення рівня розташування водонафтового контакту, буріння нового похилого стовбура свердловини з переходом в продуктивному пласті на горизонтальний або похилий стовбур, який проводять біля покритті продуктивного пласта, утворення депресії на вибої пласта при відборі нафти через свердловину, який відрізняється тим, що перед бурінням похилого стовбура визначають величину поверхневого натягу пластової нафти, величину проникності колектора продуктивного пласта, за цими величинами визначають критичний градієнт тиску, використовуючи графічну залежність, побудовану на моделі пласта, а за величиною градієнта тиску визначають критичну депресію на вибої свердловини за формулою

$$\Delta P_{\text{кр}} = \text{grad } P \cdot L,$$

де $\text{grad } P$ - критичний градієнт тиску в колекторі

продуктивного пласта, атм/м,

L - нафтонасичена товщина пласта, м,

за величиною $\Delta P_{\text{кр}}$ із графіка залежності мінімальної довжини горизонтального стовбура на моделі пласта від критичної депресії на вибої свердловини для конкретної горизонтальної проникності колектора продуктивного пласта визначають розрахункову довжину горизонтального стовбура, визначають розрахунковий дебіт свердловини за формулою

$$Q_p = 2\pi k h_p / \mu_n \cdot \Delta P_{\text{кр}} / \ln(R_k / R_c) \cdot f_n,$$

де Q_p - розрахунковий дебіт свердловини, куб см/сек,

k - горизонтальна проникність, дарсі,

 h_p - розрахункова довжина горизонтального стовбура, см, μ_n - в'язкість пластової нафти, сп, $\Delta P_{\text{кр}}$ - критична депресія, атм, R_k - радіус контура живлення, см, R_c - радіус свердловини, см, f_n - відносна фазова проникність для нафти, частка одиниці, визначають оптимальну довжину горизонтального стовбура за формулою

$$h_{\text{опт}} = \frac{h_p \cdot Q_{\text{опт}}}{Q_p},$$

де $h_{\text{опт}}$ - оптимальна довжина горизонтального стовбура, см, $Q_{\text{опт}}$ - оптимальний дебіт свердловини, куб см/сек

Винахід стосується нафтової галузі і може бути використаний для розробки нафтових покладів з підшовною водою переважно на пізніх стадіях

Відомий спосіб розробки водоплаваючого нафтового покладу, який містить закачування робочого агента через нагнітальні свердловини, відбір нафти із нафтової зони і води через видобувні свердловини, причому відбір нафти і води ведуть через різні видобувні горизонтальні свердловини. В пласті водоплаваючого нафтового покладу ви-

значають положення водонафтового контакту і товщини водяної і нафтової зони пласта. В зоні пласта з меншою товщиною проводять горизонтальну свердловину паралельно поверхні водонафтового контакту, другу горизонтальну свердловину проводять в зоні більшої товщини пласта паралельно першій свердловині довжиною, рівною довжині першої свердловини (патент RU № 2153575 кл. E21B 43/16)

Співпадають з суттєвими ознаками пропоно-

(13) A

(11) 55159

(19) UA

ваного способу розробки нафтового покладу, закачування робочого агента через нагнітальні свердловини, відбір нафти через видобувні свердловини, причому відбір нафти і води ведуть через видобувні горизонтальні свердловини з визначенням положення водонафтового контакту

При використанні відомого способу недостатньо забезпечується продовження безводного періоду роботи свердловини з більш високими рівнями видобутку нафти

Відомий спосіб розробки нафтового покладу, вибраний нами як прототип (патент RU № 2151861 кл E21B 43/20), включає закачування робочого агента через нагнітальні свердловини, відбір нафти через видобувні свердловини, зупинку, принаймні, однієї видобувної свердловини, ізоляцію раніше перфорованих інтервалів з глибини вище верхнього інтервалу перфорації, визначення рівня розташування водонафтового контакту, буріння нового похилого стовбура свердловини з переходом в продуктивному пласті на горизонтальний стовбур, який проводять наближено до покрівлі продуктивного пласта. Новий вибір розташовують на відстані не менше 100м, від раніше існуючого вибою свердловини, а депресію на пласт підтримують не більше 1МПа при відборі нафти через свердловину

Співпадають з суттєвими ознаками пропонованого способу розробки нафтового покладу визначення рівня розташування водонафтового контакту, буріння нового похилого стовбура свердловини з переходом у продуктивному пласті на горизонтальний або похилий стовбур, який проводять наближено до покрівлі продуктивного пласта, утворення депресії на вибої пласта

Задачею винаходу є поліпшення контакту вибою з нафтонасиченою частиною продуктивного горизонту

Для цього у способі розробки нафтового покладу, який містить закачування робочого агента через нагнітальні свердловини, відбір нафти через видобувні свердловини, зупинку, принаймні, однієї видобувної, ізоляцію в ній раніше перфорованих інтервалів з глибини вище верхнього інтервалу перфорації, визначення рівня розташування водонафтового контакту, буріння нового похилого стовбура свердловини з переходом в продуктивному пласті на горизонтальний або похилий стовбур, який проводять наближено до покрівлі продуктивного пласта, утворення депресії на вибої пласта при відборі нафти через свердловину, згідно винаходу перед бурінням похилого стовбура визначають величину поверхневого натягу пластової нафти, величину проникності колектора продуктивного пласта, за якою із графіка залежності критичного градієнта тиску на моделі пласта від вертикальної проникності пласта для визначеного поверхневого натягу визначають величину критичного градієнта тиску в колекторі продуктивного пласта, визначають величину критичної депресії на вибої свердловини за формулою

$$\Delta P_{кр} = \text{grad } P \cdot L,$$

де $\Delta P_{кр}$ - величина критичної депресії на вибої свердловини, атм,

$\text{grad } P$ - критичний градієнт тиску в колекторі продуктивного пласта, атм/м,

L - нафтонасичена товщина пласта, м,

за величиною $\Delta P_{кр}$ із графіка на залежності мінімальної довжини горизонтального стовбура на моделі пласта від критичної депресії на вибої свердловини для конкретної горизонтальної проникності колектора продуктивного пласта визначають розрахункову довжину горизонтального стовбура, визначають розрахунковий дебіт свердловини за формулою

$$Q_p = 2\pi k h_p / \mu_n \cdot \Delta P_{кр} / \ln(R_w/R_c) \cdot f_n,$$

де Q_p - розрахунковий дебіт свердловини, куб см/сек,

k - горизонтальна проникність, дарси,

h_p - розрахункова довжина горизонтального стовбура, см,

μ_n - в'язкість пластової нафти, сп,

$\Delta P_{кр}$ - критична депресія, атм,

R_k - радіус контура живлення, см,

R_c - радіус свердловини, см,

F_n - відносна фазова проникність для нафти частка одиниці, визначають оптимальну довжину горизонтального стовбура за формулою

$$h_{опт} = \frac{h_p \cdot Q_{опт}}{Q_p},$$

де $h_{опт}$ - оптимальна довжина горизонтального стовбура, см,

$Q_{опт}$ - оптимальний дебіт свердловини, куб см/сек,

На фіг 1 показана залежність критичного градієнта тиску від проникності пласта

На фіг 2 показана залежність мінімальної довжини горизонтального стовбура свердловини від критичної депресії на вибої свердловини

Спосіб реалізують таким чином. Здійснюють підготовку свердловини, ізоляцію перфорованих інтервалів, визначення рівня розташування водонафтового контакту і буріння похилого стовбура свердловини. При бурінні горизонтального стовбура свердловини в разі суттєвого відхилення від покривельної частини продуктивного горизонту слідкують, щоб критична депресія на вибої була достатньою для здійснення буріння технічно можливим

Визначають поверхневий натяг пластової нафти із вертикальної проникності і визначеного поверхневого натягу пластової нафти за графіком на фіг 1 знаходять критичний градієнт тиску. На осі абсцис фіг 1 відкладена вертикальна проникність пласта, на осі ординат, відповідно, критичний градієнт тиску. Криві стосуються пластових нафт з різним поверхневим натягом. Із відстані водонафтового контакту до вибою горизонтальної свердловини і величини градієнта тиску знаходять значення критичної депресії на вибої. Із величини критичної депресії на вибої і величини горизонтальної проникності, за фіг 2 визначають необхідну мінімальну довжину горизонтального стовбура свердловини, яка забезпечує оптимальні відбори безводної нафти при депресіях, нижчих за критичну. На осі абсцис фіг 2 відкладена критична депресія на вибої свердловини, на осі ординат - мінімальна довжина горизонтального стовбура свердловини, яка забезпечує поліпшення контакту вибою з нафтонасиченою частиною продуктивного горизонту. На графіку зображені криві, які стосу-

ються різних значень горизонтальної проникності

Розрахунковий дебіт свердловини визначають за формулою

$$Q_p = 2\pi k h_p / \mu_n \Delta P_{кр} / \ln(R_k/R_c) f_n,$$

де Q_p - розрахунковий дебіт свердловини, куб см/сек,

k - горизонтальна проникність, дарси,

h_p - розрахункова довжина горизонтального стовбура в продуктивному пласті, см,

μ_n - в'язкість пластової нафти, сп,

R_k - радіус дилі свердловини, см,

R_c - радіус стовбура свердловини, см,

$\Delta P_{кр}$ - критична депресія, атм,

f_n - відносна фазова проникність для нафти, яку задають таблично із експериментальних досліджень або за теоретичною формулою

$$f_n = (f_{нв} + f_g) / (f_{нг} + f_r) - (f_g + f_r), \text{ частка одиниці,}$$

де $f_{нв} = [(1 - \text{SORW} - \text{SGR} - S_g) / (1 - \text{SORW} - \text{SGR} - \text{SWR})]n$ - відносна фазова проникність для нафти при витісненні нафти водою, частка одиниці,

$$f_{нг} = [(1 - \text{SORG} - \text{SWR} - S_r) / (1 - \text{SORG} - \text{SWR} - \text{SGR})]n$$

- відносна фазова проникність для нафти при витісненні нафти газом, частка одиниці,

f_g - відносна фазова проникність для води, частка одиниці,

f_r - відносна фазова проникність для газу, частка одиниці,

SORW - залишкова нафтонасиченість при витісненні нафти водою, частка одиниці,

SORG - залишкова нафтонасиченість при витісненні нафти газом, частка одиниці,

SWR - насиченість зв'язаною водою, частка одиниці,

SGR - критична гононасиченість, частка одиниці,

S_g, S_r - поточна насиченість водою і газом, відповідно, частки одиниці,

n і m - степеневі показники, $1 < (n, m) < 4$

Необхідну довжину горизонтального стовбура визначають за формулою

$$h_{\text{опт}} = \frac{h_p \cdot Q_{\text{опт}}}{Q_p},$$

де $Q_{\text{опт}}$ - оптимальний дебіт свердловини, куб см/сек,

Приклад 1. Поклад з підшовною водою розробляється на пружно-водонапірному режимі. Проектується горизонтальний стовбур в покривній частині пласта, товщина якого складає 15м.

Перед бурінням горизонтального чи похилого стовбура визначають в лабораторних умовах поверхневий натяг пластової нафти, який склав 40мН/м, в'язкість — 0,8сп. За зразками ядра свердловин, пробурених раніше на цьому родовищі, визначають величини горизонтальної та вертикальної проникностей, які, відповідно, складають 100мД та 50мД, радіус контура живлення R_k та радіус стовбура свердловини R_c складають 20000см і 12см. Із вертикальної проникності моделі пласта, яка дорівнює 50мД для поверхневого натягу 40мН/м, визначають значення критичного градієнта тиску в колекторі продуктивного пласта. Визначають критичну депресію по формулі

$$\Delta P_{кр} = \text{grad } P_{кр} \cdot L,$$

де $\text{grad } P_{кр}$ - критичний градієнт тиску в колекторі продуктивного пласта, 0,0117МПа/м,

L - нафтонасичена товщина пласта, 15м,

$$\Delta P_{кр} = 0,0117 \cdot 15 = 0,1755 \text{ МПа}$$

визначають критичну депресію на вибої свердловини, яка дорівнює 0,1755МПа, із критичної депресії на вибої свердловини для горизонтальної проникності 100мД на фіг. 2 визначають розрахункову довжину горизонтального стовбура, яка склала 23м.

Визначають розрахунковий дебіт свердловини по формулі

$$Q_p = 2\pi k h_p / \mu_n \Delta P_{кр} / \ln(R_k/R_c) f_n,$$

де k - горизонтальна проникність - 100мД,

h_p - довжина горизонтального стовбура - 2300см,

μ_n - в'язкість нафти, - 0,8сп,

$\Delta P_{кр}$ - критична депресія - 0,1755атм,

R_k - радіус контуру живлення - 20000см,

R_c - радіус стовбура свердловини - 12см,

f_n - відносна фазова проникність для нафти, - 0,8

Розрахунковий дебіт свердловини склав 341,6куб см/сек, або 29,5куб м/добу.

Якщо розрахунковий дебіт менше оптимального, тоді по формулі

$$h_{\text{опт}} = \frac{h_p \cdot Q_{\text{опт}}}{Q_p},$$

де h_p - розрахункова довжина горизонтального стовбура - 2300см,

$Q_{\text{опт}}$ - оптимальний дебіт свердловини - 1157,4куб см/сек,

Q_p - розрахунковий дебіт свердловини - 341,6куб см/сек, розраховують оптимальну довжину горизонтального стовбура, яка складає 77,9м.

Приклад 2. Перед бурінням горизонтального стовбура визначають в лабораторних умовах поверхневий натяг пластової нафти, який в даному прикладі склав 20мН/м, а в'язкість нафти - 1,5сп. За зразками ядра пробурених раніше свердловин визначають величини горизонтальної та вертикальної проникностей колекторів продуктивного пласта, які відповідно складають 45мД та 30мД, радіус контуру живлення R_k - 20000см, радіус стовбура свердловини R_c - 12см. Із вертикальної проникності, яка дорівнює 30мД для поверхневого натягу нафти 20мН/м визначають значення критичного градієнта тиску в колекторі продуктивного пласта, яка склала 0,0458МПа/м. По формулі

$$\Delta P_{кр} = \text{grad } P_{кр} \cdot L,$$

де $\text{grad } P_{кр}$ - критичний градієнт тиску в колекторі продуктивного пласта - 0,0458МПа/м,

L - нафтонасичена товщина пласта - 26,2м,

$$\Delta P_{кр} = 0,0458 \cdot 26,2 = 1,199 \text{ (1,2) МПа}$$

визначають критичну депресію на вибої свердловини, яка складає 1,2МПа. Із критичної депресії на вибої свердловини для горизонтальної проникності 45мД на фіг. 2 визначають розрахункову довжину горизонтального стовбура, яка склала 14м.

Визначають розрахунковий дебіт по формулі

$$Q_p = 2\pi k h_p / \mu_n \Delta P_{кр} / \ln(R_k/R_c) f_n,$$

де k - горизонтальна проникність - 45мД,

h_p - довжина горизонтального стовбура - 1400см,

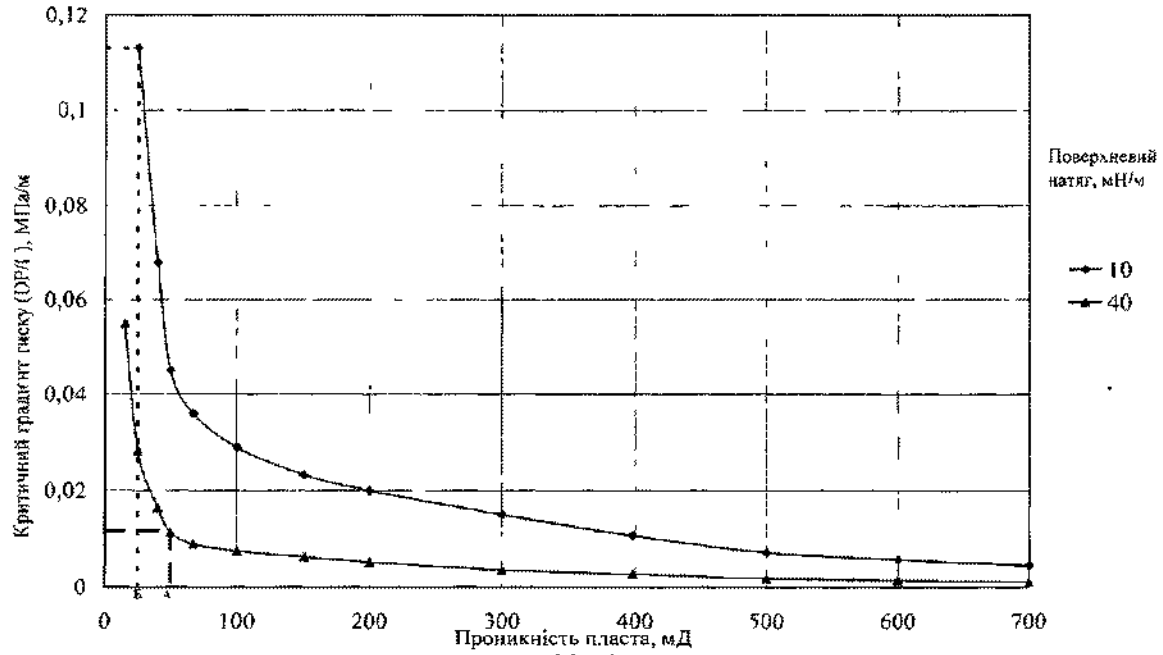
μ_n - в'язкість нафти, - 1,5сп,

$\Delta P_{кр}$ - критична депресія - 12атм,

R_k - радіус контуру живлення - 20000см,
 R_c - радіус стовбура свердловини - 12 см,
 f_n - відносна фазова проникність для нафти, -

0,8

Розрахунковий дебіт свердловини склав
 341,25куб см/сек, що відповідає 29,5куб м/добу



Фиг. 1

