



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 55509

(13) C2

(51) 7 E21B43/24,43/20

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

(54) СПОСІБ РОЗРОБКИ НАФТОВОГО ПОКЛАДУ

1

2

(21) 2000084635

(22) 01 08 2000

(24) 15 04 2003

(46) 15 04 2003, Бюл. № 4, 2003 р.

(72) Демидьонко Анатолій Григорович, Лилак Микопа Миколайович, Зарубін Юрій Олександрович, Щелинський Михайло Олексійович, Копичко Володимир Степанович, Синицин Анатолій Георгійович, Панков Вячеслав Анатолійович

(73) ВІДКРИТЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРНАФТА"

(56) Патент RU 2047753, МПК E21B43/24, 1995

Патент DE 1808672, МПК E21B43/20, 43/24, 1970

(57) 1 Спосіб розробки нафтового покладу, що включає визначення водонафтового контуру, розташування видобувних і нагнітальних свердловин, закачування визначеного об'єму ненагрітої води через нагнітальні свердловини в законтурну область з переміщенням закачаної води у напрямку водонафтового контуру, видобуток нафти через видобувні свердловини, який відрізняється тим, що відстань L місця розташування нагнітальних свердловин від водонафтового контуру встановлюють в межах, визначених формулою

$$R \cdot \frac{K_v \cdot h_n \cdot m_n \cdot J_n \cdot \beta_n \cdot \gamma}{h_b \cdot m_b \cdot J_b} \geq L \geq V_b \cdot t_n$$

де R - відстань між одиничними паралельними відрізками вихідної лінії водонафтового контуру та встановленої межі його переміщення разом з видобутком нафти і закачуванням ненагрітої води, K_v - задаваний коефіцієнт перевищення визначеного об'єму ненагрітої води, що закачується, над

запасами нафти, що видобувається,

 h_n - ефективна товщина нафтонасиченого об'єму пласта, m_n - середня пористість нафтонасиченого об'єму пласта, J_n - густина нафти, β_n - нафтонасиченість об'єму пласта, γ - визначений коефіцієнт нафтовіддачі пласта, h_b - ефективна товщина водонасиченого об'єму пласта за водонафтовим контуром, m_b - середня пористість водонасиченого об'єму пласта за водонафтовим контуром, J_b - густина пластової води, V_b - швидкість переміщення фронту води, що закачується, t_n - час підвищення температури ненагрітої води, що закачується, до температури пластової води, причому для кожної нагнітальної свердловини встановлюють максимальну величину L, допускають встановлення величини L, меншої за максимальну на ділянках вирівнювання та зменшення периметру водонафтового контуру

2 Спосіб за п. 1, який відрізняється тим, що для кругового нафтового покладу відстань L визначають за формулою

$$R \cdot \left(\sqrt{\frac{K_v \cdot h_n \cdot m_n \cdot J_n \cdot \beta_n \cdot \gamma}{h_b \cdot m_b \cdot J_b} + 1} - 1 \right) \geq L \geq V_b \cdot t_n$$

3 Спосіб за п. 1 або 2, який відрізняється тим, що при бурінні нагнітальних свердловин здійснюють відбір керна і за формулами для визначення L визначають місце закачування ненагрітої води

Винахід стосується нафтової галузі і може бути використаним при розробці нафтового покладу методом заводнення

Відомий спосіб розробки нафтового покладу (патент ФРГ №1808672, МПК E21B 43/2 1970), верхня частина якого в основному насичена нафтою, а нижня частина насичена водою, який включає визначення водонафтового контуру, буріння нагнітальних і видобувних свердловин. Через нагнітальні свердловини у поклад закачують тепло-

носії, а в законтурну область закачують ненагріту воду, при цьому нагнітальними і видобувними свердловинами утворюють канал, заповнений гарячою рідиною, з якого по видобувній свердловині піднімають нафту. Причому теплоносії також вводять через нагнітальну свердловину в область водонафтового контуру

Співпадають з суттєвими ознаками способу розробки нафтового покладу, що запропоновано, визначення водонафтового контуру, розташування

(13) C2

(11) 55509

(19) UA

видобувних і нагнітальних свердловин, закачування ненагрітої води через нагнітальні свердловини в законтурну область з переміщенням закачаної води у напрямку водонафтового контуру, видобуток нафти через видобувні свердловини

При використанні відомого способу тепловий контакт між ненагрітою водою, що закачується, і нафтою у водонафтовому контурі є таким, що призводить до часткового охолодження нафти і, як наслідок, збільшення її в'язкості та зменшення нафтовіддачі

Відомий спосіб розробки нафтового покладу (патент RU №2047753, МПК E21B 43/24, 1995) вибраний за прототип, що містить визначення водонафтового контуру, розташування видобувних і нагнітальних свердловин, закачування теплоносія у циклічному режимі через нагнітальні свердловини у поклад до водонафтового контуру, закачування у циклічному режимі визначеного об'єму ненагрітої води через нагнітальні свердловини в законтурну область з переміщенням закачаної води у напрямку водонафтового контуру, видобуток нафти через видобувні свердловини. Об'єми води, що закачується, зменшують або збільшують ступеневі, причому після досягнення 70 - 80% заводнення видобуваної продукції об'єми закачування ненагрітої води зменшують до нуля

Співпадають з суттєвими ознаками способу розробки нафтового покладу, що запропоновано, визначення водонафтового контуру, розташування видобувних і нагнітальних свердловин, закачування визначеного об'єму ненагрітої води через нагнітальні свердловини в законтурну область з переміщенням закачаної води у напрямку водонафтового контуру, видобуток нафти через видобувні свердловини

При використанні відомого способу тепловий контакт між ненагрітою водою, що закачується, і нафтою у водонафтовому контурі є таким, що призводить до часткового охолодження нафти і, як наслідок, збільшення її в'язкості і зменшення нафтовіддачі

В основу винаходу поставлена задача вдосконалення способу розробки нафтового покладу, в якому шляхом зміни операцій зменшено тепловий контакт між ненагрітою водою, що закачується, і нафтою у покладі, і за рахунок цього збільшено нафтовіддачу

Ця задача вирішується тим, що у способі розробки нафтового покладу, що містить визначення водонафтового контуру, розташування видобувних і нагнітальних свердловин, закачування визначеного об'єму ненагрітої води через нагнітальні свердловини в законтурну область з переміщенням закачаної води у напрямку водонафтового контуру, видобуток нафти через видобувні свердловини, згідно з винаходом, відстань L місця розташування нагнітальних свердловин від водонафтового контуру встановлюють в межах, визначених формулою

$$R * \frac{K_v * h_n * m_n * J_n * \beta_n * \gamma}{h_b * m_b * J_b} \geq L \geq V_b * t_n,$$

де R - відстань між одиничними паралельними відрізками вихідної лінії водонафтового контуру та встановленої межі його переміщення разом з ви-

добутом нафти і закачкою ненагрітої води,

K_v - задаваний коефіцієнт перевищення визначеного об'єму ненагрітої води, що закачується, над запасами нафти, що видобувається,

h_n - ефективна товщина нафтонасиченого об'єму пласта,

m_n - середня пористість нафтонасиченого об'єму пласта,

J_n - густина нафти,

β_n - нафтонасиченість об'єму пласта,

γ - визначений коефіцієнт нафтовіддачі пласта,

h_b - ефективна товщина водонасиченого об'єму пласта за водонафтовим контуром,

m_b - середня пористість водонасиченого об'єму пласта за водонафтовим контуром,

J_b - густина пластової води,

V_b - швидкість переміщення фронту води, що закачується,

t_n - час підвищення температури ненагрітої води, що закачується, до температури пластової води, причому для кожної нагнітальної свердловини встановлюють максимальну величину L, допускають встановлення величини L, меншої за максимальну на ділянках вирівнювання та зменшення пері метру водонафтового контуру

Крім того, для кругового нафтового покладу відстань L визначають за формулою

$$R * \left(\sqrt{\frac{K_v * h_n * m_n * J_n * \beta_n * \gamma}{h_b * m_b * J_b}} + 1 - 1 \right) \geq L \geq V_b * t_n,$$

Крім того, при бурінні нагнітальних свердловин здійснюють відбір керн і за формулами для визначення L визначають місце закачування ненагрітої води

Сукупність наведених основних ознак способу розробки нафтового покладу забезпечує зменшення теплового контакту між ненагрітою водою, що закачується, і нафтою у водонафтовому контурі, і за рахунок цього запобігання збільшенню в'язкості нафти, що сприяє збільшенню нафтовіддачі

На фіг 1 схематично зображено відрізок ліній водонафтового контуру, закачування ненагрітої води та розташування свердловин, на фіг 2 - круговий водонафтовий контур, лінія закачування ненагрітої води та розташування свердловин

Видобувні свердловини 1 покладу розташовані в нафтоносній частині покладу на лініях 2, 3 і 4, паралельних водонафтовому контуру 5, а також в центрі покладу, нагнітальні 6 - на лінії 7, проведеної на відстані L від водонафтового контуру 5. Між лініями видобувних свердловин розташовані лінії 8 і 9 ступінчатого прогнозованого переміщення водонафтового контуру на відстань R

Спосіб здійснюють таким чином

На основі даних геологорозвідувальних робіт та їх уточнення під час експлуатації нафтового покладу визначають місце розташування водонафтового контуру 2. Визначають прогнозне витискування нафти через встановлення лінії переміщення водонафтового контуру 5, наприклад, за лінією 2 розташування видобувних свердловин на лінії 8. На лініях 5 і 8 визначають одиничні відрізки, які разом з двома відрізками R утворюють прямокутник площі нафтового покладу, для освоєння якого необхідно шляхом закачування ненагрітої

води перемістити пластову воду з прямокутника, утвореного такими ж одиничними відрізками та сторонами величиною L , яку визначають в межах, визначених формулою

$$R * \frac{K_v * h_n * m_n * J_n * \beta_n * \gamma}{h_b * m_b * J_b} \geq L \geq V_b * t_n, \quad (1)$$

де R - відстань між одиничними паралельними відрізками вихідної лінії водонафтового контуру та встановленої межі його переміщення разом з видобутком нафти і закачуванням ненагрітої води,

K_v - задаваний коефіцієнт перевищення визначеного об'єму ненагрітої води, що закачується, над запасами нафти, що видобувається,

h_n - ефективна товщина нафтонасиченого об'єму пласта,

m_n - середня пористість нафтонасиченого об'єму пласта,

J_n - густина нафти,

β_n - нафтонасиченість об'єму пласта,

γ - визначений коефіцієнт нафтовіддачі пласта,

h_b - ефективна товщина водонасиченого об'єму пласта за водонафтовим контуром,

m_b - середня пористість водонасиченого об'єму пласта за водонафтовим контуром,

J_b - густина пластової води,

V_b - швидкість переміщення фронту води, що закачується,

t_n - час підвищення температури ненагрітої води, що закачується, до температури пластової води,

причому для кожної нагнітальної свердловини встановлюють максимальну величину L , допускають встановлення величини L меншої за максимальну на ділянках вирівнювання та зменшення периметру водонафтового контуру

Аналогічно величину відстані L визначають для інших ділянок водонафтового контуру з періодичністю, що дорівнює, наприклад, середній відстані між видобувними свердловинами 1 даного нафтового покладу, і з'єднують кінці отриманих відрізків у лінію 7 для визначення або розташування нагнітальних свердловин 6. Через ці свердловини 6 здійснюють закачування визначеного об'єму ненагрітої води і на завершальній стадії закачування при заводненні видобувних свердловин 1, розташованих на лінії 2, їх відключають. Після завершення закачування повторюють послідовність операцій, визначення величини відстані L

проводять із використанням свердловин на лінії 2 як нагнітальних, причому в разі невиконання правої частини формули (1), здійснюють додаткове закачування ненагрітої води через свердловини 6

При послідовних повтореннях сукупності операцій водонафтовий контур переміщується від лінії 5 до ліній 8, 9 і далі до центру нафтового покладу, а видобувні свердловини 1 на лініях 2, 3 і 4 переводять у нагнітальні свердловини 6

При завершенні розробки, якщо утворився кінцевий круговий водонафтовий контур, відстань L визначають за формулою

$$R * \left(\sqrt{\frac{K_v * h_n * m_n * J_n * \beta_n * \gamma}{h_b * m_b * J_b}} + 1 - 1 \right) \geq L \geq V_b * t_n,$$

При розташуванні та наступному бурінні нових нагнітальних свердловин, здійснюють відбір керна і за формулами для визначення L визначають місце закачування ненагрітої води

Виконання у формулі (1) умов нерівності крайніх членів запобігає різкому викривленню водонафтового контуру 2 і утворенню непромитих нафтових областей, що можливо при високих фільтраційних властивостях колектора, наприклад, тріщиноватості та аномальній проникності пропластків

Приклад Водонафтовий контур покладу встановлено перемістити за першу по напрямку його переміщення лінію видобувних свердловин на $R=700\text{м}$, густина нафти $J_n=0,973\text{г/см}^3$, нафтонасиченість об'єму пласта $\beta_n=0,73$, визначений коефіцієнт нафтовіддачі пласта $\gamma=0,19$, коефіцієнт перевищення визначеного об'єму ненагрітої води, що закачується, над запасами нафти, що видобуваються, $K_v=1,6$, густина пластової води $J_b=1,1\text{г/см}^3$, швидкість переміщення фронту води, що закачується $V_b=0,2\text{м/год}$, час підвищення температури ненагрітої води, що закачується, до температури пластової води $t_n=240\text{год}$, $h_n=h_b$, $m_n=m_b$

За формулою (1) визначають

$$700 * \frac{1,6 * 0,973 * 0,73 * 0,19}{1,1} \geq L \geq 0,2 * 240, \text{ або } 137\text{м} \geq L \geq 48\text{м}$$

Використання запропонованого способу було визначено для умов Бугріватівського родовища, де оптимальна відстань нагнітальної свердловини від водонафтового контуру для різних його горизонтів становить 40 - 150м

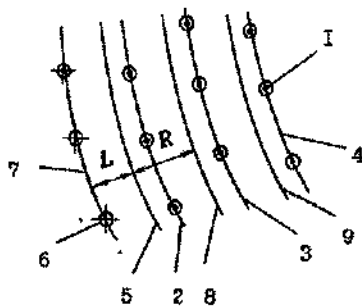


Fig.1

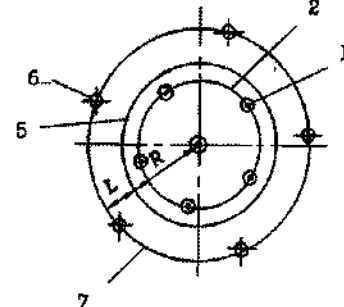


Fig.2

