



УКРАЇНА

(19) UA (11) 85696 (13) C2
(51) МПК (2009)
E21B 43/16
E21B 33/138
E21B 43/27 (2006.01)

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ

ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВІНАХІД

(54) СПОСІБ ПІДВИЩЕННЯ НАФТОВІДДАЧІ ВИСОКОТЕМПЕРАТУРНОГО ТРІЩИНУВАТО-ПОРИСТОГО ПЛАСТА

1

2

(21) а200607950

(22) 14.07.2006

(24) 25.02.2009

(46) 25.02.2009, Бюл.№ 4, 2009 р.

(72) БОЙКО ВАСИЛЬ СТЕПАНОВИЧ, UA, ГРИБОВСЬКИЙ РОМАН ВОЛОДИМИРОВИЧ, UA, КЕБА ЛЕОНІД МИКОЛАЙОВИЧ, UA, БОЙКО РОСТИСЛАВ ВАСИЛЬОВИЧ, UA, ГРИБОВСЬКИЙ ОЛЕКСІЙ РОМАНОВИЧ, UA

(73) ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, UA

(56) UA 28621, A, 16.10.2000

SU 1317099, A, 15.06.1987

RU 2059804, C1, 10.05.1996

US 4665986, 19.05.1987

(57) Спосіб підвищення нафтовіддачі високотемпературного тріщинувато-пористого пласта, що включає запомповування у свердловину ізоляційного агента в рідині-носії та тампонування тріщин пласта, який відрізняється тим, що спочатку у свердловину запомповують 84кг полівінілового спирту, розчиненого в 5,6м³ води, закривають затрубний простір і запомповують під тиском 6,0МПа ще 316кг полівінілового спирту, розведеного в 21м³ води, після чого в пласт протискують суміш із 560кг карбаміду, 720кг формаліну, 498кг 15%-ної інгібованої соляної кислоти та 8м³ води під тиском 8,0МПа, суміш витримують 3год. у свердловині, після чого здійснюють зворотне промивання і піднімають насосно-компресорні труби.

Винахід належить до нафтогазовидобувної промисловості, зокрема до способів підвищення нафтовилучення із тріщинувато-пористого колектора з пластовою температурою понад 80°C.

На сьогоднішній день збільшення видобутку власної нафти для України є надзвичайно важливим, але значна частина родовищ ВАТ "Укрнафта" знаходиться на завершальній стадії розробки, у зв'язку з чим має місце висока обводненість продукції (до 80,6%). Це зумовлено передчасними неконтрольованими проривами води до видобувних свердловин, в результаті чого відбувається значне обводнення продукції, що призводить до збільшення енергетичних і трудових витрат. Особливо гостро це питання стоїть на родовищах з високою пластовою температурою. Накопичення рідини на вибої -проблема, притаманна багатьом старим і навіть деяким новим свердловинам, особливо, які розкривають виснажені продуктивні пласти. Рідина, що накопичується на вибої, призводить до зниження дебіту свердловини.

У високотемпературних свердловинах необхідним є створення потокооскеровуючих бар'єрів на шляху проривів води, щоб забезпечити тампонування високо проникних каналів, інтенсифікацію

видобування нафти та фізикоїдне регулювання фільтраційних потоків нафти і води, внаслідок чого збільшиться видобуток нафти. Таким чином, ізоляція водопрпливу у свердловину є одним із чинників для вирішення поставленої винахідниками задачі, а саме підвищення нафтовилучення із високотемпературного пласта шляхом тампонування високопроникних каналів.

Відомо спосіб розробки нафтогазового покладу, який включає запомповування витюснювальної води в нагнітальну свердловину, транспортування ізоляційного агента в пласт з утворенням непроникної пробки і відбирання рідини [1].

Транспортування ізоляційного агента здійснюють на рідині-носії, а як ізоляційний агент використовують частинки (гранули) асфальтеносмолистого гранульованого пом'якшувача - АСГП (рубракса). Частинки пом'якшувача надходять у тріщини і не фільтруються в матрицю колектора.

Однак цей спосіб має недоліки. По-перше, шар тампонувального матеріалу із частинок пом'якшувача при нормальних умовах має дуже високу проникність.

Найбільш близьким до запропонованого винаходу відомо "Спосіб тампонування тріщинно-

(13) C2

(11) 85696

(19) UA

пористого пласта" [2]. Транспортування ізоляційного агента здійснюють на рідині-носії, а як ізоляційний агент використовують частинки (гранули) асфальтено-смолистого гранульованого пом'якшувача -АСГП. Частинки пом'якшувача надходять у тріщини і не фільтруються в матрицю колектора. Підвищення нафтовилучення у цьому способі отримують за рахунок гідродинамічного витіснення нафти із матриці породи.

Проте цей спосіб, як і попередній аналог, не враховує особливостей тампонування тріщин у пластах з високими температурами і має недоліки. По-перше, шар тампонуального матеріалу із частинок пом'якшувача при нормальних умовах має дуже високу проникність. Дослідним шляхом встановлено, що коефіцієнт проникності насипного шару пом'якшувача становить 122 мкм^2 . Коефіцієнт проникності матриць тріщинувато-пористих колекторів є значно меншим за цю значину (середній коефіцієнт проникності пластів, наприклад, Долинського нафтового родовища, рівний $0,005\text{-}0,008 \text{ мкм}^2$ з діапазоном зміни від $0,0001$ до $0,05 \text{ мкм}^2$). Тому частинки пом'якшувача, які заповнюють тріщину, не зменшують її проникності настільки, щоб відбувся перерозподіл потоку з тріщин на нафтонасичені пористі матриці гірської породи і вони були б підключені до процесу гідродинамічного витіснення нафти водою. Хоч за цим способом передбачено також защемлення (затискання) шару пом'якшувача в тріщині шляхом її змикання в околицях видобувних свердловин за рахунок встановлення менших тисків відбирання рідини у видобувних свердловинах, які знаходяться в полі нагнітальної свердловини, в котру здійснюється запомповування пом'якшувача, та інші способи зменшення проникності шару. По-друге, цей спосіб не враховує особливостей тампонування тріщин пом'якшувачем у пластах з високими температурами. У зв'язку з цим авторами проведено лабораторні дослідження по вивченню рухомості т пом'якшувача в залежності від температури.

Дослідження проводили в діапазоні температури $20\text{-}150^\circ\text{C}$.

У результатів досліджень встановлено, що рухомість пом'якшувача в залежності від температури змінюється неоднозначно. Так, при зміні температури від 20 до 40°C рухомість пом'якшувача зменшується від 22 до 58 градусів шкали приладу. В інтервалі температур від 40 до 80°C рухомість зменшується вже до 4 градусів і далі з ростом температури від 80 до 150°C рухомість збільшується від 4 до 67 градусів шкали приладу.

Характер зміни рухомості від температури пояснюється зміною фазового стану пом'якшувача, його можна розділити на три ділянки. На першій ділянці від 20 до 40°C пом'якшувач зберігає свою гранулярну структуру, а зменшення рухомості пояснюється частковим пом'якшенням і злипанням гранул між собою (злежується). При збільшенні температури від 40 до 80°C під дією ваги встановлено циліндра приладу пом'якшувач починає втрачати свою гранулярну структуру і перетворюється в пластичну, практично однорідну масу. Це друга ділянка кривої залежності, на якій величина рухомості збільшується інтенсивніше. На ділянці 80-

90°C пом'якшувач починає плавитись і переходити в рідинний стан, в результаті чого його рухомість інтенсивно збільшується і при 150°C сягає 67 градусів шкали приладу.

При температурі вище 40°C пом'якшувач злежується, відтак з підвищенням температури до $65\text{-}90^\circ\text{C}$ розм'якшується і плавиться при температурі $125\text{-}135^\circ\text{C}$. Малорухомиий низькопроникний шар утворюється при температурі 80°C , а відтак з підвищенням температури рухомість зростає.

На основі проведених досліджень з визначення рухомості шару пом'якшувача можна зробити висновок, що тампонажний матеріал на основі гранульованого пом'якшувача втрачає свої міцнісні властивості при температурі понад 80°C . Його рухомість при 40°C (гранули) практично дорівнює рухомості при 140°C (розм'якшена і розплавлена маса).

Задачею створення винаходу є вдосконалення способу підвищення нафтовилучення із високотемпературного тріщинувато-пористого пласта шляхом тампонування високопроникних каналів пласта ізоляційною багатокомпонентною сумішшю, що дозволить перерозподілити потік з тріщини на нафтонасичені пористі матриці гірської породи і підключити їх до процесу гідродинамічного витіснення нафти водою, що забезпечить фізкологічне регулювання фільтраційних потоків нафти і води, внаслідок чого збільшиться видобуток нафти і зменшиться відбір води.

Поставлена задача вирішується завдяки тому, що у способі підвищення нафтовилучення із високотемпературного тріщинувато-пористого пласта, що включає запомповування у свердловину ізоляційного агента, тампонування тріщин пласта згідно з винаходом у свердловину запомповують 84 кг полівінілового спирту розчиненого в $5,6 \text{ м}^3$ води, закривають затрубний простір і запомповують під тиском $6,0 \text{ МПа}$ ще 316 кг полівінілового спирту, розведеного в 21 м^3 води, після чого в пласт протискують суміш із 560 кг карбаміду, 720 кг формаліну 498 кг 15% соляної кислоти та 8 м^3 води під тиском $8,0 \text{ МПа}$, суміш витримують 3 год. у свердловині, після чого здійснюють зворотнє промивання і піднімають насосно-компресорні труби.

Запропонована технологія забезпечить тампонування високопроникних каналів, інтенсифікацію видобування нафти та фізкологічне регулювання фільтраційних потоків нафти і води, внаслідок чого збільшиться видобуток нафти і зменшиться відбір води.

Особливістю технологічного процесу є використання дисперсного матеріалу - полівінілового спирту, карбаміду, формаліну та соляної кислоти. Це дає можливість здійснити запомповування суміші вглиб пласта у фільтраційні канали, розміри яких зіставимі із розмірами дисперсного матеріалу, створення там потокоскеровуючих бар'єрів, внаслідок чого гідродинамічним процесом витіснення охоплюються застійні зони.

За результатами проведених лабораторних дослідів і із Фіг.1 можна зробити такі висновки. Зменшення коефіцієнта проникності k і відношення коефіцієнтів проникностей $k = k_1/k$ зі зміною температури до 70°C можна пояснити тим, що основ-

ним реагентом є полівініловий спирт, який за температур до 70°C набуває у воді, чим зумовлює зменшення коефіцієнта проникності в міру збільшення температури, а за температур понад 70°C розчиняється у воді, тобто у воді розчиняються найдрібніші його частинки, цим і пояснюється незначний, але все-таки спад зміни коефіцієнта проникності. Враховуючи те, що при температурі 95°C відношення коефіцієнтів проникностей рівне 0,34, можна зробити висновок про перевагу запропонованих реагентів даного складу порівняно із пом'якшувачем, згідно із прототипом, для проведення ізоляції припливів води та інтенсифікації видобування нафти.

Після закупорювання тріщин запомповувана вода змушена фільтруватися в обхід непроникних тріщин у пори нафтонасичених матриць, витісняючи звідти нафту. Зміна шляхів та напрямків потоків нафти і води в пласті характеризується зміною профілів приймальності запомповування води і припливів флюїдів у свердловину, зменшенням поточного і сумарного водного фактора, а також виражається покращенням техніко-економічних показників процесу розробки і відбирання флюїдів.

Використання способу забезпечує збільшення охоплення витісненням нафти водою, а значить підвищення і ефективності видобування нафти із пластів з температурою понад 80°C, зменшення припливу пластової води в нафтові свердловини і витрат, пов'язаних з її відбиранням із свердловин.

Винахід ілюструється кресленнями, де зображено на Фіг.1 - залежність відношення коефіцієнта проникності. керна (к) до оброблення сумішшю полівінілового спирту, карбаміду, формаліну і кислотою та коефіцієнта проникності кірна $K_{п}$ після оброблення сумішшю полівінілового спирту, карбаміду, формаліну і кислотою, від температури; Фіг.2 - схема об'язки при проведенні ізоляційних робіт.

Приклад реалізації способу. У нафтовій високотемпературній свердловині, яка сильно обводнена, необхідно виконати роботи з підвищення нафтовилучення із тріщинувато-пористого пласта.

Геолого-технічні дані по свердловині такі: штучний вибій - 1846м; інтервал перфорації - 1817-1824м; експлуатаційна колона 146мм, опущена на глибину 1816м, зацементована до гирла; хвостовик 89мм - 1367-1851м; спосіб експлуатації - глибиннонасосний, штанговий насос RH-38 на глибині 1284м; середньодобовий дебіт по свердловині нафти $Q_n = 4,8$ т/доб., води $Q_v = 20,9$ т/доб., рідини $Q_p = 25,7$ т/доб.; обводненість - 81,3%.

На свердловині виконуються наступні роботи:

а) вимірювання дебіту рідини, газу і обводненості продукції;

б) зупинка і глушіння свердловини;

в) піднімання свердловинного обладнання;

г) опускання у свердловину колонии насосно-компресорних труб діаметром 60,3мм на глибину 1817м і пряме промивання свердловини до встановлення циркуляції;

г') монтування гирлової арматури на робочий тиск 32МПа і випробування на приймальність при тиску $p = 8,0$ МПа;

д) доставка на свердловину наступної техніки і реагентів:

Агрегат ЦА-320	2 шт.
Ємність ЦР-20	2 шт.
Ємність ЦР-7АП	1 шт.
Ємність з водою	25 і 50 м ³
Цементувальне корито	1 шт.
Вантажна автомашина	1 шт.
Полівініловий спирт	400 кг
Карбамід	560 кг
Формалін	720 кг
Інгібована соляна кислота 15% концентрації	498 кг

є) обв'язування гирла свердловини згідно з технологічною схемою, показаною на фігурі 4, і опресування нагнітальні лінії тиском 12МПа;

схема об'язки при проведенні ізоляційних робіт (Фіг.4) складається з:

1 - свердловина; 2 - блок маніфольдів 1Б-700; 3 - цементувальний агрегат ЦА-320, 4 - цементувальне корито; 5 - ємність з водою; 6 - суміш (карбамід + формалін + інгібована соляна кислота); - - - резервна лінія на випадок, коли при запомповуванні полівінілового спирту вийде з ладу агрегат ЦА-320.

є) запомповування у свердловину при відкритому затрубному просторі з допомогою цементувального корита по НКТ 84кг полівінілового спирту на 5,6м³ води (концентрація 15кг/м³), закриття затрубного простору і запомповування ще 316кг полівінілового спирту на 21м³ води (концентрація 15кг/м³) при тиску $p = 6$ МПа, розділювач (воду) в об'ємі 0,5м³ і суміш (560кг карбамід + 720кг формаліну + 498кг інгібованої 15% соляної кислоти) при тиску $p = 8$ МПа; протискування суміші в пласт об'ємом 8м³ води при тиску $p = 8-10$ МПа;

ж) витримування свердловини в спокої протягом на 3 годин для реагування;

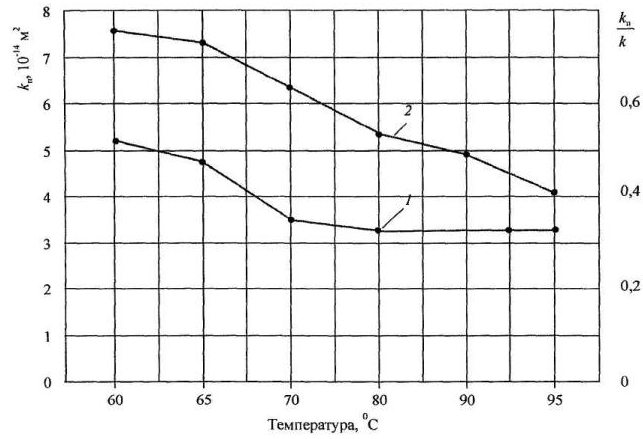
з) зворотне промивання свердловини (після закінчення промислових робіт) водою в об'ємі 16м³ і підняття із свердловини насосно-компресорних труб;

и) опускання у свердловину підземного обладнання, штангового насоса RH-38 на глибину 1274м і пуск свердловини в роботу.

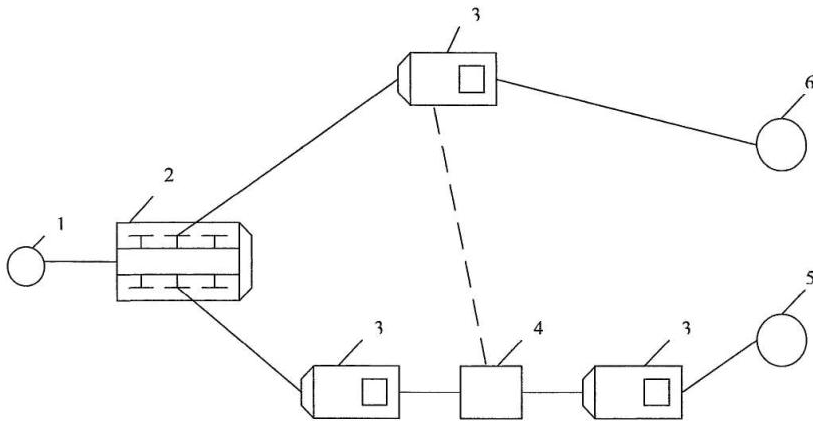
Список посилань:

1. Авторское свидетельство СССР №715771 кл.Е В33/13,1978. 2. Авторское свидетельство СССР №1103622 кл. ЕВ43/20, 1983.

2. Авторское свидетельство СССР №1103622 кл. Е В43/20, 1983.



Фіг. 1



Фіг. 2