



ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ

УКРАЇНА

(19) UA (11) 96719 (13) C2
(51) МПК
E21B 43/26 (2006.01)

ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВИНАХІД

(54) СПОСІБ ІМПУЛЬСНОГО ГІДРОРОЗРИВУ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

1

2

(21) а201101738

(22) 14.02.2011

(24) 25.11.2011

(46) 25.11.2011, Бюл.№ 22, 2011 р.

(72) ФІЛАТОВ ЮРІЙ ВАСИЛЬОВИЧ, ІЛ'ЯШОВ
МИХАЙЛО ОЛЕКСАНДРОВИЧ, КОЖУШОК ОЛЕГ
ДЕНИСОВИЧ, КУЖЕЛЬ СЕРГІЙ ВІКТОРОВИЧ,
АГАФОНОВ ОЛЕКСАНДР ВАСИЛЬОВИЧ, ПИЛИ-
ПЕЦЬ ВІКТОР ІВАНОВИЧ

(73) ПРИВАТНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО
"ДОНЕЦЬКАСТАЛЬ"-МЕТАЛУРГІЙНИЙ ЗАВОД"

(56) RU 2211920 C2, 10.09.2003

RU 2241827 C2, 10.12.2004

LT 3992 B, 25.06.1996

RU 2327027 C2, 20.06.2008

RU 2355879 C1, 20.05.2009

UA 24998 C1, 25.12.1998

UA 28126 C2, 16.10.2000

US 3965982 A, 29.06.1976

US 5826653 A, 27.10.1998

WO 94/15066 A1, 07.07.1994

(57) 1. Спосіб імпульсного гідророзриву продуктив-
ного пласта, що включає розміщення на усті свер-
дловини силового насоса, буріння з поверхні вер-
тикальної свердловини до підшви продуктивного
пласта з виведенням промивної рідини з вибуре-
ною породою на поверхню, спуск колони обсадних
труб до покрівлі продуктивного пласта із цемента-
цією затрубного простору, спуск у свердловину
колони насосно-компресорних труб із заглибним

насосом, поділ свердловини на надпакерну зону
низького тиску й підпакерну зону високого тиску,
вплив на продуктивний пласт імпульсами підви-
щеного тиску рідиною розриву, перетвореною із
силової рідини заглибним насосом, який **відрізня-**
ється тим, що перед спуском у свердловину коло-
ни насосно-компресорних труб створюють первин-
ну депресію на продуктивний пласт видаленням зі
свердловини частини промивної рідини з вибуре-
ною породою до установлювання рівня промивної
рідини, що залишилася, на висоті 5-6 м від вибою
свердловини, а в процесі впливу на продуктивний
пласт імпульсами підвищеного тиску їх чергують із
імпульсами зниженого тиску, які одержують усмок-
туванням рідини розриву із пласта для створення
вторинної депресії, причому час імпульсу знижено-
го тиску становить 1,05-1,2 від часу імпульсу під-
вищеного тиску.

2. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що при
проведенні гідророзриву продуктивного пласта
високої міцності додатково створюють депресію на
продуктивний пласт шляхом об'єднання підпакер-
ної і надпакерної зон до вирівнювання тиску в свер-
дловині, а потім після поділу свердловини на
надпакерну зону низького тиску й підпакерну зону
високого тиску продовжують вплив на продуктив-
ний пласт імпульсами, що чергуються, підвищено-
го й зниженого тиску до утворення в продуктивно-
му пласті штучної тріщинуватості, достатньої для
припливу корисної копалини в свердловину.

Винахід належить до нафтогазовидобувної
промисловості, а саме до інтенсифікації припливу
корисної копалини в свердловину шляхом імпульс-
ного гідророзриву продуктивного пласта й може
бути використаний у вугільній промисловості при
видобутку газу з вугільного пласта.

Відомий спосіб гідророзриву продуктивного
пласта (RU 2241827 C2, 10.12.2004), що включає
розміщення на усті свердловини бурового насоса,
буріння вертикальної експлуатаційної свердловини
з поверхні до підшви продуктивного пласта,
спуск колони обсадних труб до покрівлі продуктив-
ного пласта, затрубний простір якої цементують,

спуск у свердловину колони насосно-
компресорних труб, на якій послідовно встанов-
люють пакер і заглибний електронасос із розраху-
нку розміщення насоса над підшвою продуктив-
ного пласта, а пакера - вище покрівлі пласта, поділ
свердловини на надпакерну й підпакерну зони,
створення циркуляції промивної рідини в підпаке-
рній зоні електронасосом із прокачуванням її через
гідравлічний опір.

Гідророзрив продуктивного пласта, здійснюван-
ий відомим способом, відбувається за рахунок
підвищення тиску в підпакерній зоні при виділенні
тепла в процесі перетворення енергії струменя

(13) C2
(11) 96719

(19) UA

промивної рідини в теплову енергію шляхом нагрівання промивної рідини при прокачуванні її заглибним електронасосом через гідравлічний опір.

Недоліком способу є недостатній приплив корисної копалини в свердловину через малий радіус впливу на продуктивний пласт тиском гідророзриву й обмеженої межі глибини за умовами гідростатики, де гідророзрив за рахунок нагрівання рідини вже неможливий, оскільки величину тиску рідини гідророзриву на продуктивний пласт, значення якого повинне бути достатнім для утворення тріщин гідророзриву в продуктивному пласті, неможливо заздалегідь прогнозувати й проконтролювати в процесі роботи. Це пояснюється тим, що величина тиску рідини гідророзриву залежить від температури рідини в свердловині, обумовленої не тільки швидкістю її руху через калібровані отвори гідравлічного опору, діаметр яких у процесі експлуатації залишається постійним, але й цілим рядом інших факторів, таких як глибина свердловини, гідростатичний тиск, засмічення тріщин частками породи, засмокування електронасосом, кількість і концентрація компонентів флюїду нафтового пласта та інше, урахувати які заздалегідь при виборі діаметра каліброваних отворів дуже складно.

При реалізації способу можливе засмічення каліброваних отворів у процесі циркуляції промивної рідини, що може привести до їхньої закупорки, а це зажадає додаткових матеріальних витрат і збільшення строків уведення свердловини в експлуатацію через необхідність проведення аварійного підйому устаткування із свердловини.

Крім того складність здійснення й значні витрати енергії на привід електронасоса, необхідність підведення до нього високої напруги по кабелю через свердловину, заповнену струмопровідною рідиною, приводять до додаткових матеріальних витрат на розміщення на поверхні силових трансформаторів високої напруги, ізоляцію кабелю і одночасний спуск кабелю й колони труб.

Найбільш близьким аналогом винаходу, що заявляється, є спосіб гідророзриву продуктивного пласта (RU 2211920 C2, 10.09.2003), що включає розміщення на усті свердловини силового насоса, буріння вертикальної експлуатаційної свердловини з поверхні до підшви продуктивного пласта з виведенням промивної рідини з вибуреною породою на поверхню, спуск колони обсадних труб до покрівлі продуктивного пласта, затрубний простір якої цементують, спуск у свердловину колони насосно-компресорних труб, на якій послідовно встановлюють пакер, поршневий гідроударний пристрій і поршневий заглибний насос високого тиску, поршні яких між собою зв'язані гідравлічним зв'язком, з розрахунку розміщення поршневого заглибного насоса вище підшви продуктивного пласта, а пакера - вище покрівлі пласта, поділ свердловини на надпакерну зону низького тиску й підпакерну зону високого тиску із залишенням у них промивної рідини, вплив на продуктивний пласт імпульсами підвищеного тиску рідиною розриву, перетвореної заглибним насосом з подава-

ної через колону насосно-компресорних труб силової рідини.

Під впливом силової рідини поршень гідроударного пристрою переміщається униз, передаючи імпульс силової рідини на поршень заглибного насоса, що, переміщаючись униз, перетворює силову рідину в рідину гідророзриву й витісняє її в підпакерну зону, впливаючи імпульсом підвищеного тиску на продуктивний пласт. Потім подача силової рідини припиняється, й обидва поршні вертаються у верхнє вихідне положення, а після включення силового насоса цикл повторюється.

Відомий спосіб не забезпечує досягнення необхідного технічного результату по наступних причинах.

Приплив корисної копалини в свердловину при реалізації відомого способу недостатній, оскільки при впливі імпульсами підвищеного тиску на продуктивний пласт штучну тріщинуватість створюють тільки шляхом поступального розкриття тріщини. При цьому час впливу імпульсами підвищеного тиску на продуктивний пласт, тобто час циклу, що залежить від часу повернення поршнів у вихідне положення поворотними пружинами, не регулюється з поверхні й не може прогнозуватися. Це пояснюється тим, що після кожного впливу імпульсом підвищеного тиску припиняють подачу силової рідини в гідроударний пристрій і заглибний насос для зниження тиску на їхні поршні й забезпечення можливості повернення цих поршнів поворотними пружинами у верхнє вихідне положення протягом певного часу очікування. Цей час очікування не прогнозований і може змінюватися в широких межах, тому що при переміщенні поршнів нагору у вихідне положення вони проштовхують рідину через довгі поздовжні канали заглибного насоса, гідравлічний опір яких при засміченні їх вибуреною породою, яка надходить з продуктивного пласта при припиненні подачі силової рідини, не прогнозовано змінюється. Повне засмічення каналів приводить до припинення впливу імпульсами підвищеного тиску рідиною гідророзриву на продуктивний пласт, що приводить до збільшення часу уведення свердловини в експлуатацію й матеріальні витрати на промивання каналів.

Здійснення імпульсного гідророзриву продуктивного пласта в свердловинах глибиною більше 300 м важке, оскільки наявність гідравлічного зв'язку між поршнями гідроударного пристрою й заглибного насоса при їхньому переміщенні униз приводить до виникнення сил інерції силової рідини в колоні насосно-компресорних труб за рахунок приведення маси стовпа рідини в стан руху із прискоренням і наступним гальмуванням, які складно врахувати при русі маси рідини при переміщенні поршнів нагору.

Створення тріщинуватості тільки розкритим станом тріщини, не дозволяє створювати депресію для забезпечення закритого стану через відсутність зв'язку між рідиною, що перебуває в зоні продуктивного пласта, й всмоктуванням поршневого насоса, що знижує ефективність створення в продуктивному пласті додаткової штучної тріщинуватості.

В основу винаходу поставлена задача вдосконалення способу імпульсного гідророзриву продуктивного пласта, у якому за рахунок технологічних особливостей забезпечується можливість створення штучної тріщинуватості шляхом чергування розкритого й закритого стану тріщини при кожному подвійному ході поршня заглибного насоса, що приводить до поліпшення припливу корисної копалини в свердловину при скороченні його часу, знижуючи матеріальні й енергетичні витрати при скороченні строку уведення свердловини в експлуатацію.

Поставлена задача вирішується тим, що в способі імпульсного гідророзриву продуктивного пласта, що включає розміщення на усті свердловини силового насоса, буріння з поверхні вертикальної свердловини до підшови продуктивного пласта з виведенням промивної рідини з вибуреною породою на поверхню, спуск колони обсадних труб до покрівлі продуктивного пласта із цементацією затрубного простору, спуск у свердловину колони насосно-компресорних труб із заглибним насосом, поділ свердловини на надпакерну зону низького тиску й підпакерну зону високого тиску, вплив на продуктивний пласт імпульсами підвищеного тиску рідиною розриву, перетвореною із силової рідини заглибним насосом, згідно з винаходом, перед спуском у свердловину колони насосно-компресорних труб створюють первинну депресію на продуктивний пласт видаленням із свердловини частини промивної рідини з вибуреною породою до установлювання рівня промивної рідини, що залишилася, на висоті 5-6 м від вибою свердловини, а в процесі впливу на продуктивний пласт імпульсами підвищеного тиску їх чергують із імпульсами зниженого тиску, які одержують усмоктуванням рідини розриву із пласта для створення вторинної депресії, причому час імпульсу зниженого тиску становить 1,05-1,2 від часу імпульсу підвищеного тиску.

Доцільно при проведенні гідророзриву продуктивного пласта високої міцності додатково створювати депресію на продуктивний пласт шляхом об'єднання підпакерної і надпакерної зон до вирівнювання тиску в свердловині, а потім після поділу свердловини на надпакерну зону низького тиску й підпакерну зону високого тиску продовжувати вплив на продуктивний пласт імпульсами, що чергуються, підвищеного й зниженого тиску до утворення в продуктивному пласті штучної тріщинуватості, достатньої для припливу корисної копалини в свердловину.

Суть пропонованого способу пояснюється кресленням, на якому показана схема розміщення устаткування для проведення імпульсного гідророзриву продуктивного пласта.

На кресленні показані: продуктивний пласт 1, свердловина 2, колона 3 обсадних труб, колона 4 насосно-компресорних труб, на якій послідовно встановлені пакер 5, поршневий гідродвигун 6, поршневий заглибний насос 7 високого тиску, рівень 8 рідини в свердловині, підпакерна зона 9 високого тиску, надпакерна зона 10 низького тиску, силовий насос 11.

Спосіб здійснюють так.

На усті свердловини 2 розміщують силовий насос 11 і здійснюють буріння з поверхні вертикальної свердловини 2 до підшови продуктивного пласта 1 з виведенням промивної рідини з вибуреною породою на поверхню.

Буріння до підшови продуктивного пласта забезпечує максимальний градієнт тиску рідини гідророзриву на всю потужність продуктивного пласта 1. Після буріння здійснюють тестування продуктивного пласта 1 сейсмічним зондуванням, наприклад методом розсіяних хвиль, у результаті якого виявляють наявність сполучених тріщин і визначають розташування напружених зон у продуктивному пласті.

Потім здійснюють спуск колони 3 обсадних труб до покрівлі продуктивного пласта 1, затрубний простір колони цементують.

Після чого зі свердловини видаляють частину промивної рідини з вибуреною породою до установлювання рівня промивної рідини, що залишилася, на висоті 5-6 м від вибою свердловини для створення первинної депресії на продуктивний пласт 1 за рахунок зниження гідростатичного тиску в зоні продуктивного пласта.

Потім у свердловину спускають колону 4 насосно-компресорних труб, на якій послідовно встановлюють пакер 5, поршневий гідродвигун 6 і поршневий заглибний насос 7 високого тиску, поршні яких між собою механічно жорстко зв'язані. При цьому пакер 5 установлюють на 0,5 м вище рівня 8 рідини в свердловині з розрахунку, щоб нагнітальний отвір заглибного насоса 7 установився на рівні покрівлі продуктивного пласта 1 для утворення в ньому тріщин розриву в просторі від покрівлі до підшови продуктивного пласта.

Виконують запакеровку пакера 5 для поділу свердловини 2 на підпакерну зону 9 високого тиску, заповнену промивною рідиною, й надпакерну зону 10 низького тиску без промивної рідини.

Потім у підпакерній зоні 9 високого тиску на продуктивний пласт впливають імпульсами підвищеного тиску рідиною розриву, перетвореною із силової рідини заглибним насосом 7. Для цього з поверхні силовим насосом 11 через колону 4 насосно-компресорних труб подають силову рідину, що пускає в хід гідродвигун 6, причому силову рідину одночасно під тиском подають на всмоктування заглибного насоса 7 високого тиску. У процесі роботи гідродвигуна 6 його поршень здійснює зворотно-поступальний рух і в результаті зв'язку із заглибним насосом 7 такий же рух повторює поршень заглибного насоса.

При переміщенні поршня заглибного насоса униз відбувається перетворення силової рідини в рідину гідророзриву більш високого тиску за рахунок повторного стискання силової рідини поршнем заглибного насоса, у результаті якого рідину гідророзриву впливає на продуктивний пласт імпульсом підвищеного тиску, створюючи в продуктивному пласті штучну тріщинуватість за рахунок розкритого стану тріщини. Причому співвідношення між тиском силової рідини P_c і тиском рідини гідророзриву P_p зворотно пропорційно співвідношенням між робочою площею поршня насоса $F_{\text{Нас}}$

високого тиску й робочою площею гідродвигуна $F_{гд}$.

$$P_c/P_{гp}=F_{нас}/F_{гд}.$$

При русі поршня заглибного насоса нагору на продуктивний пласт впливає імпульс зниженого тиску, створюючи вторинну депресію за рахунок закритого стану тріщини, причому час імпульсу зниженого тиску становить 1,05-1,2 від часу імпульсу підвищеного тиску.

Таким чином, при кожному подвійному ході поршня заглибного насоса виникає чергування стану розкриття й закриття тріщини, що приводить до інтенсивного утворення тріщин і, викликаючи приплив із продуктивного пласта корисної копалини, очищає тріщини від вибуреної породи.

Вплив на продуктивний пласт рідиною гідророзриву протягом заданого часу із циклічністю, кратною числу подвійних ходів поршня заглибного насоса, забезпечується за рахунок жорсткого механічного зв'язку між поршнями гідродвигуна й заглибного насоса, оскільки поршні гідродвигуна й заглибного насоса рухаються синхронно за рахунок тиску силової рідини.

Причому кількість імпульсів підвищеного й зниженого тиску на продуктивний пласт можна регулювати з поверхні, змінюючи тиск силової рідини, що подається силовим насосом 11 у поршневий гідродвигун 6, що приводить до зміни числа подвійних ходів поршня заглибного насоса.

Вплив на продуктивний пласт імпульсами, що чергуються, із частотою, кратною числу подвійних ходів поршня заглибного насоса з депресією, сприяє більш інтенсивному утворенню штучної

тріщинуватості, що скорочує час уведення свердловини в експлуатацію при зниженні матеріальних витрат.

Після гідророзриву устя свердловини підключають до газовсмоктуючих установок. Отриману метаноповітряну суміш очищають від води й інших домішок, скраплюють і накачують у резервуар для зберігання.

При проведенні гідророзриву продуктивного пласта високої міцності, наприклад у міцних антрацитах, припиняють подачу силової рідини насосом 11 у гідродвигун 6. Потім додатково створюють депресію на продуктивний пласт 1 шляхом об'єднання підпакерної і надпакерної зон 9 і 10. При цьому високий тиск рідини гідророзриву в підпакерній зоні різко знижується, що викликає додаткову депресію на продуктивний пласт, що сприяє більш інтенсивному утворенню тріщин і, викликаючи приплив із продуктивного пласта корисної копалини, очищає тріщини від вибуреної породи.

Потім свердловину розділяють на надпакерну зону низького тиску й підпакерну зону високого тиску й продовжують вплив на продуктивний пласт імпульсами, що чергуються, підвищеного й зниженого тиску до утворення в продуктивному пласті штучної тріщинуватості, достатньої для припливу корисної копалини в свердловину.

Таким чином, використання пропонованого способу приводить до поліпшення припливу корисної копалини в свердловину при скороченні його часу, знижуючи матеріальні й енергетичні витрати при скороченні строку уведення свердловини в експлуатацію.

