



УКРАЇНА

(19) UA (11) 53013 (13) U
(51) МПК (2009)
E21B 33/138МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ПАТЕНТУ
НА КОРИСНУ МОДЕЛЬвидається під
відповідальність
власника
патенту

(54) СПОСІБ ЛІКВІДУВАННЯ ЗАКОЛОННИХ ПЕРЕТОКІВ У СВЕРДЛОВИНІ

1

2

(21) u201001422

(22) 11.02.2010

(24) 27.09.2010

(46) 27.09.2010, Бюл.№ 18, 2010 р.

(72) НАСЛІДНИКОВ СЕРГІЙ ВАЛЕРІЙОВИЧ, РУ-
ДИЙ СЕРГІЙ МИРОСЛАВОВИЧ, КУКУЄВ ОЛЕК-
САНДР АНАТОЛІЙОВИЧ(73) ВІДКРИТЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УК-
РНАФТА"(57) Спосіб ліквідування заколонних перетоків у свердловині, що передбачає нагнітання водного 5-20 % розчину кремнієфтористоводневої кислоти, який **відрізняється** тим, що попередньо тимчасово блокують продуктивний пласт відомим способом, у зону порушень нагнітають водний 5-20 % розчин кремнієфтористоводневої кислоти, який

додатково містить поверхнево-активну речовину при концентрації 0,5-5 % або суміш поверхнево-активної речовини при концентрації 0,5-5 % та одноатомного спирту при концентрації 10-30 %, а потім у свердловину нагнітають полімерцементну суспензію, яка містить компоненти при наступних співвідношеннях, мас. %:

водонабрякаючий полімер	0,1-1
багатоатомні спирти, наприклад діетиленгліколь або гліцерин	30-50
цемент	решта,

і витримують її під тиском до перетворення суспензії у тверду структуру.

Корисна модель відноситься до нафтогазовидобувної галузі, зокрема до способів та складів для ізоляції пластів та ліквідування заколонних перетоків у свердловині.

Відомі способи виправлення неякісного цементного кільця та ліквідування порушень обсадних колон, що передбачають нагнітання у зону порушення полімерних розчинів на основі синтетичних смол та полімерів, наприклад, ТСД-9, ТС-10, ГТМ-3, гіпану або комбіноване використання і полімерних розчинів, і цементного розчину (Блажевич В.А., Стриженев В.А. Проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах в сложных гидродинамических условиях. - Обзорная информация, серия «Нефтепромысловое дело», ВНИИО-ЭНГ, 1981). Використання відомих полімерних розчинів дозволяє створювати непроникний ізоляційний екран або за рахунок контрольованого переходу полімерного розчину у в'язкопластичну систему, або за рахунок контакту полімерного розчину із пластовою водою, що надходить з інших горизонтів.

Недоліком відомих полімерних розчинів є зниження їх ефективності із зменшенням приймальності свердловини в зоні порушення. Зменшення показників приймальності пласта призводить до того, що кількість розчину, яка відфільтровується у зону порушень, зменшується, а це в свою чергу

призводить до того, що розчин не встигає створити екран достатнього розміру і, відповідно, досить швидко виноситься із зони порушень. При низьких показниках приймальності зони порушення полімерний розчин, що характеризується наявністю певної в'язкості (не менше 5-10 мПа·с), взагалі неможливо закачати у зону порушень через високий гідравлічний опір при русі рідини в порових каналах малого діаметру. Тому продуктивні пласти з більшою фільтраційною характеристикою будуть блокуватися ізоляційним розчином, чим зменшать їх видобувну характеристику.

Найбільш близьким у технічному відношенні до запропонованого є спосіб ізоляції пластів, який передбачає нагнітання у пласт кремнієфтористоводневої кислоти або самої, або в комплексі із розчином солей лужних металів, наприклад, або натрію, або калію, або їх суміші (Южанинов П.М., Якимов СВ., Вилисов В.И. Применение кремнефтористоводородной кислоты для обработок призабойной зоны скважин. - М., 1989. - 30 с. - (Обз. инф. ВНИИОЭНГ, сер. Нефтепромысловое дело. - Вып. 14). При взаємодії кремнієфтористоводневої кислоти з розчином солей лужних металів або пластовою водою, що містить іони калію та натрію, утворюється нерозчинний осад кремнієфториду натрію (Na_2SiF_6) або калію (K_2SiF_6). Формування такого осаду у поровому просторі шляхом послі-

(19) UA (11) 53013 (13) U

довного нагнітання обох розчинів або нагнітання самої кислоти у пласт, що характеризується присутністю таких солей, призводить до створення ізоляційних бар'єрів. А це відповідно забезпечує отримання основного результату - зменшення припливу пластової води у видобувних свердловинах і зростання частки нафти у продукції свердловини.

Однак, даний спосіб має і деякі недоліки. По-перше, використання для ліквідування заколонних перетоків кремнійфтористоводневої кислоти є в більшості випадків не достатньо ефективним засобом. Це пов'язано з тим, що водонерозчинні сполуки є хорошим блокуючим реагентом тільки в поровому просторі колектора. Заколонні перетоки пластової води з інших горизонтів, в основному, спостерігаються по щілині між продуктивним пластом та цементним каменем обсадної колони, а також по порушеннях самого цементного кільця (каверни, щілини, канали і тому подібне). В умовах більших проникностей та більших розмірів шляхів фільтрації пластової води кремнійфториди натрію або калію просто або нездатні перекрити шляхи фільтрації, або швидко виносяться із зони блокування. І в одному, і в іншому випадку ізоляція запланованого інтервалу не досягається. По-друге, приймальність більшості порушень цементного каменю має дуже низькі показники, що не забезпечує нагнітання значної кількості технологічних рідин і - відповідно блокування заколонних перетоків. Тому частина ізоляційного матеріалу буде блокувати продуктивний горизонт насичений вуглеводнями.

В основу запропонованої корисної моделі покладено завдання створити спосіб ліквідування заколонних перетоків у свердловині, в якому за рахунок використання нових реагентів та зміни технологічних режимів досягається блокування заколонних перетоків в умовах низьких показників приймальності та високих температур.

Суть корисної моделі полягає у тому, що у спосіб ліквідування заколонних перетоків у свердловині, що передбачає нагнітання водного 5 - 20 % розчину кремнійфтористоводневої кислоти, попередньо тимчасово блокують продуктивний пласт відомим способом, у зону порушень нагнітають водний 5-20% розчин кремнійфтористоводневої кислоти, який додатково містить поверхнево-активну речовину при концентрації 0,5-5% або суміш поверхнево-активної речовини при концентрації 0,5-5% та одноатомного спирту при концентрації 10 - 30%, а потім у свердловину нагнітають полімер-цементну суспензію, яка містить компоненти при наступних співвідношеннях, мас. %:

водонабрякаючий полімер	- 0,1-1
багатоатомні спирти, наприклад, диетиленгліколь або гліцерин	- 30-50
цемент	решта,

і витримують її під тиском до перетворення суспензії у тверду структуру.

Запропонований спосіб ліквідування заколонних перетоків у порівнянні із відомим способом має наступні відмінності:

- попередньо тимчасово блокують продуктивний пласт одним з відомих способів (відсічний міст, тимчасовий ізоляційний бар'єр тощо);

- водний 5-20% розчин кремнійфтористоводневої кислоти додатково містить поверхнево-активну речовину при концентрації 0,5-5% або суміш поверхнево-активної речовини при концентрації 0,5-5% та одноатомного спирту при концентрації 10-30%;

- після розчину кремнійфтористоводневої кислоти в оброблюваний інтервал нагнітають полімер-цементну суспензію, яка містить 0,1-1% водонабрякаючого полімеру, 30-50% багатоатомного спирту, наприклад, диетиленгліколю або гліцерину та цемент (решта до 100 %);

Послідовне нагнітання один за одним водного 5-20% розчину кремнійфтористоводневої кислоти з добавками та полімер-цементної суспензії дозволяє ефективно блокувати зони порушень цементного каменю та заколонні перетоки пластової води. Достатньо ефективним з цієї точки зору є використання водного розчину кремнійфтористоводневої кислоти, так як вона одночасно володіє і породорозчиняючими властивостями, і блокуючими властивостями. При фільтрації розчину кремнійфтористоводневої кислоти в зоні порушень вона в першу чергу буде розчиняти глинисті компоненти, якщо такі будуть наявні. При відсутності глинистих компонентів кремнійфтористоводнева кислота при змішуванні із пластовою водою, в якій завжди присутні в любых співвідношеннях іони натрію, калію, кальцію та магнію, або в результаті взаємодії із цементним каменем при її русі у порушеннях самого цементного кільця відбуватиметься утворення нерозчинних осадів. Це призводить до блокування заколонних перетоків на відстані, яка перевищує глибину проникнення полімерцементного розчину. Оптимальною концентрацією кремнійфтористоводневої кислоти у розчині є 5-20%.

Для покращення проникнення розчину кремнійфтористоводневої кислоти в зону порушень при низьких значеннях її приймальності в склад кислотного розчину додатково введено поверхнево-активні речовини при концентрації 0,5-5%. Завдяки цьому коефіцієнт насичення породи системою збільшується на 10-20% у порівнянні з пластовою водою.

Додавання у розчин кислоти та ПАР одноатомних спиртів (метанол, етанол, ізо-пропанол) при концентрації 10-30% дозволяє посилити процес насичення породи рідиною - коефіцієнт насичення збільшується на 20-45% у порівнянні з пластовою водою. В результаті кращої проникної здатності розчин кремнійфтористоводневої кислоти з добавками має змогу проникати у зону порушень на більшу глибину.

Для закріплення ізоляційного екрану, що утворився в результаті нагнітання водного 5-20% розчину кремнійфтористоводневої кислоти з добавками, використовують полімер-цементну суспензію. Вона представляє собою дисперсний розчин, який володіє невисокою в'язкістю, легко прокачується насосним обладнанням, відносно - легко проникає в зону негерметичності колони і

при цьому самостійно не перетворюється в тверду структуру. Це пов'язано з тим, що замість води у суспензії використовують багатоатомний спирт. В цьому випадку гідратація цементних частинок не відбувається, відповідно просторова сітчаста структура в розчині не утворюється. При контакті полімер-цементної суспензії із пластовою водою в зоні порушень спостерігається витиснення спирту із розчину або його розчинення пластовою водою. Як результат цього на контакт суспензії та води утворюється гідратаційний шар, який на початку представляє собою тонку, тверду, нерухому масу, яка по мірі проникнення води вглиб полімерцементної суспензії перетворюється в тверду структуру. Тому для закріплення ізоляційного екрану полімер-цементну суспензію необхідно витримувати у зоні порушень під тиском певний час для утворення цементного каменю (не менше 12 годин). Як багатоатомний спирт для приготування полімерцементної суспензії використовують або диетиленгліколь, або гліцерин при концентрації у суспензії від 30 до 50%. Вказані спирти не тільки замінюють воду у цементному розчині, але й завдяки більшій, ніж у води, в'язкості додатково стабілізують цементні частинки у суспензії. А це в свою чергу робить суспензію більш технологічною і не допускає передчасного осідання цементних частинок, що в цілому тільки покращує ефективність створення цементного каменю. Додавання у цементний розчин водонабрякаючого полімеру при концентрації 0,1-1% дозволяє сповільнити процес схвалення цементного розчину при контакті із пластовою водою (і відповідно збільшити глибину його проникнення у зону порушень) та покращити ефективність блокування тріщин, каверн, каналів цементним розчином - за рахунок набрякання полімеру у пластових умовах. Використання водонабрякаючого полімеру значно зменшує кількість цементного розчину, який проникає у поровий простір продуктивного пласта, через перекривання порових каналів частинками водонабрякаючого полімеру.

Як водонабрякаючий полімер використовують або поліакриламід, що опромінюється гамма-випромінюванням дозою 0,5-2,5 Мрад, або поліакриламід, що хімічно зшивається іонами хрому або алюмінію. За рахунок модернізації розчинів або порошку поліакриламід втрачає свою здатність розчинятись у воді, а тільки набухає в ній.

Зони порушень цементного каменю та заколонні перетоки пластової води спостерігаються в основному безпосередньо поряд із продуктивним пластом. Тому запропонований спосіб здійснюють з тимчасовим блокуванням продуктивного горизонту відомим способом (відсічний міст, тимчасовий ізоляційний бар'єр тощо). Після завершення процесу ліквідування заколонних перетоків виконують деблокування продуктивного пласта шляхом обробки привибійної зони або руйнування відсічного мосту.

Спосіб реалізується наступним чином.

Виконують дослідження з визначення інтервалу зони порушень та її приймальності. Для відокремлення продуктивного горизонту від зони порушень тимчасово блокують продуктивний пласт.

Завчасно окремо готують необхідні об'єми водного 5-20% розчину кремнійфтористоводневої кислоти з необхідними добавками та полімерцементну суспензію шляхом змішування компонентів на поверхні. Процес ізоляції розпочинають із нагнітання у зону порушень водного 5-20% розчину кремнійфтористоводневої кислоти з добавками. При малих значеннях приймальності її протискують у зону порушень пластовою водою. При великих значеннях приймальності за водним 5-20% розчином кремнійфтористоводневої кислоти з добавками відразу нагнітають полімерцементну суспензію. Протиснення полімерцементної суспензії у зону порушень проводять із використанням буферних рідин для попередження передчасного схвалення цементного розчину. Полімерцементну суспензію протискують у зону порушень і залишають під тиском на період тужавіння цементного розчину (не менше 12 годин). Здійснюють завершальні роботи (розбурювання цементного мосту та інше). За необхідності для відновлення попередньої роботи продуктивного пласта виконують його повторну перфорацію або перфорацію тільки частини горизонту в залежності від геолого-промислових умов.

Приклад здійснення способу.

Приклад 1. Дослідженнями проведеними у нафтовій свердловині 306-Глинськорозбишівська встановлено, що пластова вода із вище залягаючого горизонту в результаті заколонних перетоків поступає у продукцію свердловини. Різниця між пластовими тисками продуктивного горизонту та водонесного горизонту складає 8,3 МПа. Усе це в комплексі призвело до того, що дебіт свердловини по нафті зменшився з 7,1 до 1,2 т/доб., а обводнення продукції зросло з 62 до 93%. Приймальність свердловини в зоні порушення складає 105 м³/доб, що з врахуванням продуктивного горизонту є низьким показником приймальності. Продуктивну частину горизонту попередньо блокували відомим способом і виконали спеціальні отвори в експлуатаційній колоні для забезпечення поступлення розчинів у затрубний простір. Потім виконали послідовне нагнітання водного 5-20 % розчину кремнійфтористоводневої кислоти з добавками та полімерцементної суспензії.

Для проведення ізоляції готували 6 м³ водного розчину, що містить 15% Кремнійфтористоводневої кислоти, 5% поверхнево-активної речовини (наприклад, жириноксу) та 3 м³ полімерцементної суспензії, що містить 0,2% полімеру „Полікар“, 40% диетиленгліколю та цемент - решта. Нагнітали водний 5-20% розчину кремнійфтористоводневої кислоти з добавками у зону порушення і протискували пластовою водою. Після протискування кислоти затрубний простір відкривали і при циркуляції подавали у зону порушень полімерцементну суспензію. Затрубний простір закривали і протискували полімерцементну суспензію у зону порушень. Після припинення фільтрації полімерцементної суспензії її залишали у свердловині під тиском на • 24 години для тужавіння розчину. Після розбурювання цементного мосту виконали повторну перфорацію продуктивного інтервалу. Свердловину освоїли і пустили в експлуатацію. В результаті використання запропонованого способу

дебіт свердловини зріс до 4,7 т/доб нафти при обводненні 70 %.

Приклад 2. Дослідженнями проведеними у нафтовій свердловині 310-Глинськорозбишівська встановлено, що пластова вода із вищезалігаючого горизонту, в результаті заколонних перетоків поступає у продукцію свердловини. Різниця між пластовими тисками продуктивного горизонту та водоносного горизонту складала 4,1 МПа. Все це в комплексі призвело до того, що дебіт свердловини по нафті зменшився з 5,6 до 0,3 т/доб, а обводнення продукції зросло з 74 до 98%. Приймальність свердловини складала 71 м³/доб, що з врахуванням продуктивного горизонту є низьким показником приймальності. Продуктивну частину горизонту попередньо блокували відомим способом і виконали спеціальні отвори в експлуатаційній колоні для забезпечення поступлення розчинів у затрубний простір. Потім виконали послідовне нагнітання водного 5-20 % розчину кремнійфтористоводневої кислоти з добавками та полімер-цементної суспензії.

Для проведення ізоляції готували 6 м³ водного розчину, що містить 10% кремнійфтористоводневої кислоти, 2% поверхнево-активної речовини (наприклад, жириноксу) та 20% метанолу, і 3 м³ полімер-цементної суспензії, що містить 0,1% полімеру „Полікар” та 50% гліцерину. Процес ізоляції розпочинали із нагнітання водного 10 % розчину

кремнійфтористоводневої кислоти з добавками у зону порушення. Його протискували пластовою водою. По завершенню процесу протискування водного 10% розчину кремнійфтористоводневої кислоти з добавками затрубний простір відкривали і при циркуляції нагнітали у зону порушень полімер-цементну суспензію. Затрубний простір закривали і протискували полімер-цементну суспензію у зону порушень. Після припинення фільтрації полімер-цементної суспензії її залишали у свердловині під тиском на 24 години для тужавіння розчину. Після розбурювання цементного мосту виконали повторну перфорацію продуктивного інтервалу. Свердловину освоїли і пустили в експлуатацію. В результаті проведених робіт дебіт свердловини зріс до 3,9 т/доб. нафти при обводненні 79%.

Технічний результат від використання запропонованого способу полягає в ізоляції зони порушень цементного каменю та заколонних перетоків пластової води, розчиненні глинистого прошарку між продуктивним пластом та цементним каменем обсадної колони, збільшенні приймальності зони порушень для наступного нагнітання блокуючого складу, створенні ізоляційного екрану виключно в зонах проникнення пластової води, перекриванні зони значного поглинання при їх наявності, відновленні попередньої роботи продуктивного горизонту.