



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 49991

(13) U

(51) МПК (2009)
E21B 43/00МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ПАТЕНТУ
НА КОРИСНУ МОДЕЛЬвидається під
відповідальність
власника
патенту

(54) СПОСІБ ТЕРМОКИСЛОТНОЇ ОБРОБКИ СВЕРДЛОВИНИ

1

2

(21) u200910413

(22) 14.10.2009

(24) 25.05.2010

(46) 25.05.2010, Бюл.№ 10, 2010 р.

(72) НАСЛІДНИКОВ СЕРГІЙ ВАЛЕРІЙОВИЧ, РУ-
ДИЙ СЕРГІЙ МИРОСЛАВОВИЧ, КУКУЄВ ОЛЕК-
САНДР АНАТОЛІЙОВИЧ(73) ВІДКРИТЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УК-
РНАФТА"(57) 1. Спосіб термокислотної обробки свердловини, що передбачає послідовне нагнітання у свердловину нагрітого кислотного або нейтралізованого розчину, який отримують під час реакції повної або часткової нейтралізації лужного та кислотного розчинів, та кислотного розчину при температурі навколишнього середовища, який **відрізняється**

тим, що між нагрітим кислотним або нейтралізованим розчином і кислотним розчином додатково нагнітають суміш вуглеводню, розчинника "Пропаніл" та неіоногенної поверхнево-активної речовини при наступному співвідношенні компонентів, мас. % :

розчинник "Пропаніл"	30,0-50,0
неіоногенна поверхнево-активна речовина	0,5-5,0
вуглеводень	решта.

2. Спосіб термокислотної обробки свердловини за п. 1, який **відрізняється** тим, що лужний та кислотний розчини або тільки один з розчинів містить розчинник "Пропаніл" при концентрації від 1 до 10 %.

Корисна модель відноситься до нафтогазовидобувної промисловості, зокрема до способів термокислотної обробки привибійної зони свердловини.

Відомий спосіб термохімічної обробки пласта, що передбачає послідовне або паралельне нагнітання у пласт водного розчину нітриту натрію та вуглеводневої суспензії азотнокислого карбаміду [Авторське свідоцтво СРСР №1739014 А1, МПК⁴ E21B43/27, 43/24]. При контакті водного розчину нітриту натрію з азотнокислим карбамідом останній розкладається з утворенням вихідних реагентів, в результаті чого нітрит натрію вступає в реакцію з азотною кислотою. Відбувається виділення значної кількості тепла та газоподібних продуктів реакції. Виділення великої кількості тепла сприяє розплавленню асфальтосмолопарафінових відкладів (АСПВ) та зменшенню в'язкості і збільшенню рухливості нафти у колекторі, що відповідно покращує фільтраційні властивості привибійної зони.

Недоліком даного способу є залежність реакції нейтралізації від швидкості утворення азотної кислоти з азотнокислого карбаміду та відсутність взаємодії кислоти з компонентами породи, що зменшує ефективність термокислотної обробки.

Найбільш близьким до способу, що пропонується, є спосіб термокислотної обробки свердловини, який передбачає послідовне нагнітання у

пласт нагрітого кислотного або нейтралізованого кислотного розчину та кислотного розчину при температурі навколишнього середовища. Для цього під час термокислотної обробки увесь об'єм кислотного розчину ділять на дві частини. Перша частина витрачається на взаємодію з магнієм, а другу просто нагнітають у пласт [Логинов Б.Г. Интенсификация добычи нефти методом кислотной обработки. - М.-Л, Гостоптехиздат, 1951. - 160с]. Застосування цього способу, що поєднує у одному процесі два напрями обробок - термохімічну дію за рахунок реакції магнію та соляної кислоти і кислотну дію на очищену привибійну зону звичайним кислотним розчином дозволяє розплавити парафінові та розм'якшити асфальто-смолисті відкладення і збільшити проникність привибійної зони.

Недоліком відомого способу є застосування водного кислотного розчину, що володіє незначною нафтовитисною здатністю, який після розм'якшення АСПВ не забезпечує їх ефективного розчинення та за певних умов може спричиняти до їх охолодження. У цих випадках термокислотна обробка привибійної зони не тільки не підвищує її фільтраційні властивості, але й може призводити до їх зниження за рахунок повторної когельматції колектора нерозчиненими частинками АСПВ.

В основу корисної моделі покладено завдання створити спосіб термокислотної обробки приви-

(13) U

(11) 49991

(19) UA

бійної зони свердловини, який дозволяє відновлювати та збільшувати проникність колектора, що характеризуються відкладеннями асфальтосмолопарафіністими речовин у привибійній зоні пласта.

Суть корисної моделі полягає у тому, що у способі термокислотної обробки свердловини, що передбачає послідовне нагнітання у свердловину нагрітого кислотного або нейтралізованого розчину, який отримують під час реакції повної або часткової нейтралізації лужного та кислотного розчинів, та кислотного розчину при температурі навколишнього середовища, між нагрітим кислотним або нейтралізованим розчином і кислотним розчином додатково нагнітають суміш вуглеводню, розчинника «Пропаніл» та неіоногенної поверхнево-активної речовини при наступному співвідношенні компонентів, мас.% :

розчинник «Пропаніл»	- 30,0-50,0
неіоногенна поверхнево-активна речовина	- 0,5-5,0
вуглеводень	- решта.

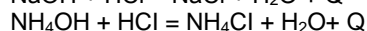
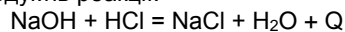
а лужний та кислотний розчин або тільки один з розчинів містить розчинник «Пропаніл» при концентрації від 1 до 10%.

Суттєвими відмінностями запропонованого способу термокислотної обробки свердловини від відомого є:

1) між кислотними розчинами, нейтралізованим і кислотним розчинами у пласт додатково нагнітають суміш розчинника «Пропаніл» при концентрації 30,0-50,0%, неіоногенної поверхнево-активної речовини при концентрації 0,5-5,0% та вуглеводню (решта до 100%);

2) лужний та кислотний розчини, або тільки один з розчинів містить розчинник «Пропаніл» при концентрації від 1 до 10%.

Проведення термокислотного процесу у привибійній зоні досягається за рахунок екзотермічної реакції між лугом (гідроксид натрію або амонію) та соляною кислотою, що забезпечує виділення значної кількості тепла та утворення газоподібних продуктів реакції:



Тепло, що виділяється під час реакції, здатне підвищити температуру в зоні реакції на 60-120°C, тобто її достатньо для розплавлення парафінів та розм'якшення смоло-асфальтенових відкладів, які будуть розчинятись у вуглеводневій суміші або розчиннику «Пропаніл». Підвищення температури у зоні обробки сприяє зменшенню в'язкості залишкової нафти та водонафтових емульсій. Розігріті нафта та емульсії краще фільтруються поровим простором до вибою. Обробка привибійної зони вуглеводневою сумішшю розчинника та НПАР унеможливує повторну колюматію цими продуктами привибійної зони, як і повторне відкладення смол, асфальтенів та парафінів при зниженні температури з часом.

Використання вуглеводневої суміші розчинника «Пропаніл» та НПАР забезпечує повне розчинення більшості асфальтосмолопарафіністих відкладень. Це пов'язано з використанням суміші вуглеводню та розчинника «Пропаніл». Переважно при самотійному використанні вони не забезпе-

чують повного розчинення АСПВ. І тільки в суміші завдяки різному механізму взаємодії з відкладеннями вони забезпечують їх розчинення та очищення поверхні порових каналів. Додавання у склад вуглеводневої суміші неіоногенної ПАР при концентрації від 0,5 до 5,0% дозволяє покращити нафтовитісню та розчинну здатність суміші, що підсилює отримання позитивного результату при відмиванні АСПВ з поверхні породи.

Розчинник «Пропаніл» за ТУУ 24.1-21233582-001:2005 є дистильованою сумішшю ізопропілового, пропілового, етилового, ізобутилового, ізоамілового спиртів. Температурні границі перегонки цього розчинника складають: початок перегонки не нижче 78°C, а кінець перегонки (після відгону 90% об'єму) не вище 132°C. Густина розчинника «Пропаніл» 864кг/м³. Завдяки такому складу розчинника він здатний розчиняти нафту і АСПВ у суміші з вуглеводнями.

Як неіоногенні ПАР для здійснення запропонованого способу використовують наступні реагенти - жиринокс, ріпокс, барвоцел, савенол, превоцел, неонол АФ₉-12, неопрол, стінол та інші подібні продукти. Як вуглеводні у суміші використовують конденсат, легку нафту, нестабільний бензин, гас та інші.

Для посилення розчинної здатності АСПВ розчинник «Пропаніл» додають у розчини, що використовують для утворення нагрітих розчинів, тобто в лужний або кислотний розчин. Оскільки розчинник «Пропаніл» є обмежено розчинним у водних системах, то його концентрація в лужному чи кислотному розчині не повинна перевищувати 10%. За концентрації розчинника «Пропаніл» в лужному або кислотному розчині менше 1% його розчинна здатність щодо вуглеводнених компонентів практично не буде проявлятися. Присутність розчинника в одному або обох розчинах після здійснення термокислотної дії забезпечує не тільки розм'якшення АСПВ, але й часткове або повне їх розчинення розчинами. Як лужний розчин використовують гідроксиди натрію, або калію, або амонію при концентрації від 20 до 50%. Як кислотний розчин для проведення термокислотної дії використовують солянокислотний розчин при концентрації від 15 до 36%.

Спосіб термокислотної обробки свердловини реалізують наступним чином.

Завчасно готують необхідні об'єми лужного розчину, солянокислотного розчину, вуглеводневої суміші розчинника «Пропаніл» та НПАР, кислотного розчину. Зупиняють свердловину. Обв'язують гирло свердловини спеціальною технікою, необхідною для виконання способу і опресовують комунікації на тиск, що перевищує робочий у 1,5 рази. Відновлюють кругообіг у свердловині і при відкритому затрубному просторі закачують по НКТ послідовно лужний та солянокислотний розчин. Після витиснення лужного розчину в затрубний простір виконують їх паралельне нагнітання в пласт. При цьому в НКТ нагнітають вуглеводневу суміш розчинника «Пропаніл» та НПАР і необхідного кислотного розчину, а в затрубний простір - пластової води. Після завершення протискування лужного розчину затрубний простір перекривають і протискують по НКТ під тиском, який не переви-

щує тиск опресування експлуатаційної колони та гирлової арматури, решту технологічних розчинів та притискувальну рідину (пластову воду) в необхідному об'ємі. Після витримування на реагування свердловину освоюють.

Приклад здійснення способу 1.

Обробку свердловини запропонованим способом виконали на Ново-Григорівському родовищі. Свердловина 65-Новогригорівська має наступні характеристики: глибина 2400м, перфорована в інтервалі 2371-2376м. Пластова температура в зоні перфорації 65°C. В свердловину спущений глибинний штанговий насос діаметром 44мм на НКТ діаметром 73мм до глибини 1600м. Дегазована нафта зі свердловини містить: смол силікагелевих - 7,3%, асфальтенів - 1,4%, парафінів - 6,3%. Дебіт свердловини зменшився за рік експлуатації з 4,1 т/добу рідини до 0,5т/добу при обводненні продукції 85%. З метою збільшення фільтраційних властивостей привибійної зони та припливу пластових флюїдів виконали термокислотна обробка свердловини.

У залежності від пористості колектора та враховуючи те, що формування парафіністих відкладів - основного кольматанту, що потребує теплового впливу для ефективного видалення, локалізується у вузькому інтервалі присвердловинної зони (максимальний радіус рідко перевищує 0,5м) витрати композиції для термокислотної обробки, можуть змінюватись від 0,25 до 1,5м³ загального об'єму рідини на 1м ефективної потужності пласта.

Витрати кислотного розчину складають 1,5-2,5м³ на 1м ефективної потужності пласта.

Виходячи з витрат композиції для термокислотної обробки - 1м³ на 1м потужності пласта та витрат кислотного розчину 2м³ на 1м потужності пласта, для дії на привибійну зону свердловини з перфорованим інтервалом 5м попередньо готували: 5м³ розчину (з них 2,5м³ 20% розчину гідрооксиду натрію та 2,5м³ 36% розчину соляної кислоти) та 10м³ глинокислотного розчину, що містить 10% HCl, 2% HF, 2% савенолу. Відповідно об'єм вуглеводневої суміші розчинника «Пропаніл» (50%) та НПАР (5% жириноксу) складав об'єм термокислотного розчину, тобто 5м³. Попередньо приготовані розчини в автоцистернах вивозили на свердловину.

На свердловині виконали підготовчі роботи - підняли підземне обладнання, опустили НКТ на глибину 2370м, виконали обв'язку свердловини. Створили у свердловині насосним агрегатом кругообіг рідини. При відкритій затрубній засувці нагнітали в НКТ 2,5м³ 20% розчину гідрооксиду натрію, 2,5м³ 36% розчину соляної кислоти, 0,1м³ пластової води та 4,6м³ суміші розчинника «Пропаніл» (50%) та НПАР (5% жириноксу) решта конденсат. Під'єднали до затрубного простору другий насосний агрегат. Паралельно двома насосними агрегатами протискували розчини в пласт, при цьому в затрубний простір нагнітали 2,5м³ пластової води, а в НКТ - 0,4м³ суміші розчинника «Пропаніл» (50%) та НПАР (5% жириноксу) на конденсаті та 2,1м³ глинокислотного розчину. Закривали затрубний простір та протискували у пласт по НКТ 7,9м³ глинокислотного розчину, що містить 10%

HCl, 2% HF, 2% савенолу та пластову воду в об'ємі 8м³ під тиском, що не перевищує тиск опресування експлуатаційної колони та гирлової арматури. Після витримування протягом двох годин на реагування освоїли свердловину. Виконали дослідження свердловини, на основі яких підібрали підземного обладнання. Після виконання термокислотної обробки свердловини запропонованим способом дебіт склав 3,8 т/добу при обводненні продукції 80%.

Приклад здійснення способу 2.

Свердловина 54-Новогригорівська має наступні характеристики: глибина 2450м, перфорована в інтервалі 2393-2406м. Пластова температура в зоні перфорації 66°C. Дегазована нафта зі свердловини містить: смол силікагелевих - 7,0%, асфальтенів - 1,8%, парафінів - 7,1%. Дебіт свердловини зменшився за рік експлуатації з 2,4т/добу рідини до 0,7т/добу при обводненні продукції 78%. З метою збільшення фільтраційних властивостей привибійної зони та припливу пластових флюїдів виконали термокислотну обробку свердловини.

Для дії на привибійну зону свердловини з перфорованим інтервалом попередньо готували: 3м³ 20% розчину гідрооксиду натрію, що додатково містить 10% розчинника «Пропаніл», та 3м³ 36% розчину соляної кислоти та 6м³ глинокислотного розчину, що містить 10% HCl, 1% HF, 2% савенолу. Відповідно об'єм вуглеводневої суміші розчинника «Пропаніл» (50%) та НПАР (5% жириноксу) складав об'єм попереднього розчину, тобто 6м³. Приготовані розчини в автоцистернах вивозили на свердловину.

На свердловині виконали підготовчі роботи - підняли підземне обладнання, опустили НКТ на глибину 2390м, приєднали насосний агрегат. Створили у свердловині кругообіг рідини. При відкритій затрубній засувці нагнітали в НКТ 3м³ 20% розчину гідрооксиду натрію, що додатково містить 10% розчинника «Пропаніл», 0,1м³ пластова вода (буфер), 3м³ 36% розчину соляної кислоти та 4,1м³ суміші розчинника «Пропаніл» (50%) та НПАР (5% жириноксу) на конденсаті. Під'єднали до затрубного простору другий насосний агрегат. Паралельно двома насосними агрегатами протискували розчини в пласт, при цьому в затрубний простір нагнітали 3м³ пластової води, а в НКТ - 1,9м³ суміші розчинника «Пропаніл» (50%) та НПАР (5% жириноксу) на конденсаті та 1,1м³ глинокислотного розчину. Закривали затрубний простір та протискували у пласт по НКТ 4,9м³ глинокислотного розчину, що містить 10% HCl, 1% HF, 2% савенолу та пластову воду в об'ємі 8м³ під тиском, що не перевищує тиск опресування експлуатаційної колони та гирлової арматури. Після витримування на реагування протягом двох годин освоїли свердловину. Виконали дослідження свердловини, на основі яких підібрали підземне обладнання. Після виконання термокислотної обробки свердловини запропонованим способом дебіт склав 2,9т/добу при обводненні продукції 72%.

Технічний результат від використання способу, термокислотної обробки свердловини полягає у розплавленні в привибійній зоні пласта відкладених асфальтосмолопарафінових відкладів, збільшенні їх розчинення запропонованими техноло-

гічними рідинами та розчиненні породи пласта і відповідному збільшенню фільтраційних властиво-

стей породи, збільшенні коефіцієнта витиснення нафти з продуктивного пласта.