



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **70229** (13) **U**
(51) МПК
E21B 43/27 (2006.01)

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

<p>(21) Номер заявки: а 2010 03758</p> <p>(22) Дата подання заявки: 01.04.2010</p> <p>(24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: 11.06.2012</p> <p>(41) Публікація відомостей про заявку: 10.10.2011, Бюл.№ 19</p> <p>(46) Публікація відомостей про видачу патенту: 11.06.2012, Бюл.№ 11</p>	<p>(72) Винахідник(и): Сабан Віталій Зіновійович (UA), Семчук Ярослав Михайлович (UA), Масєвський Борис Йосипович (UA)</p> <p>(73) Власник(и): ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна (UA)</p>
--	--

(54) СПОСІБ ВИДАЛЕННЯ КОЛЬМАТУЮЧИХ УТВОРЕНЬ ІЗ ВУГЛЕВОДНЕВОУТРИМУЮЧИХ ПЛАСТІВ

(57) Реферат:

Спосіб видалення кольматуючих утворень із вуглеводневоутримуючих пластів включає послідовне закачування в пласт технологічних розчинів за заданим тиском і витратою, які взаємодіють із кольматуючим утворенням природного або техногенного походження, а також включає технологічну витримку розчинів у пласті, видалення продуктів реакції і виклик припливу з пласта до появи флюїду. Попередньо проводять хімічний аналіз пластових і поверхневих вод, а також технічної води на вміст в них кальцію та фракцій твердих частинок, на підставі отриманих результатів аналізу здійснюють обробку технічної води додаванням до неї кальцинованої соди Na_2CO_3 .

UA 70229 U

Корисна модель належить до нафтогазовидобувної промисловості, а саме - до способів видалення полімерглинистих кольматуючих утворень із вуглеводнеоутримуючих пластів, призначена для використання як при освоєнні свердловини, так і в процесі експлуатації для підвищення їх продуктивності із застосуванням розчинних реагентів. Може знайти застосування при капремонті нафтових і газових свердловин для збільшення їх дебіту.

При розкритті породи в процесі буріння свердловини і в наступний період її експлуатації відбувається зміна фільтраційних властивостей продуктивних пластів в навколосвердловинній зоні під впливом ряду факторів, які залежать:

від фізико-хімічних властивостей промивної рідини та часу її контакту з гірськими породами; протитиску на пласт, який створюється промивною рідиною в процесі його розкриття; взаємодії фільтрату цементного розчину з пористим або тріщинним простором із гірськими породами;

зміни властивостей нафти в присвердловинній зоні внаслідок охолодження пласта при бурінні та взаємодії із фільтратом.

Радіальна фільтрація призводить до утворення глинистої кірки, зони кольматції або внутрішньої кірки та зони проникнення фільтрату. Цей процес спостерігається при статистичному і динамічному розчинах.

При інтенсивному заповненні пористого або тріщинного флюїду сторонньою речовиною, яка має складну фізико-хімічну природу, відбувається неконтрольована зміна нафтогазопроникності, яка в кінцевому результаті призводить до істотного зменшення нафтовіддачі. Фільтрат промислової рідини, який потрапляє у пласт, порушує сталу статистичну рівновагу між породою та пластовим флюїдом, внаслідок чого відбуваються нові фізико-хімічні процеси, які призводять до набухання глинистої речовини, випадання в осад солей, колоїдів та інших зважених частинок, утворення стійких емульсій, збільшення залишкової водонасиченості. Проникнення промивної рідини в пласт підлягає законам фільтрації в пористе або тріщинне середовище. У свердловині у зв'язку із неоднорідністю властивостей породи, ступеня диспергування промивної рідини, зміною проникності породи під впливом набухання глинистого матеріалу, фільтрація носить дуже складний характер.

Товщина зовнішньої фільтраційної кірки залежить від типу промивної рідини, температури та тиску і може коливатись від кількох міліметрів до кількох сантиметрів. В нафтопромисловості ступінь забруднення пласта розчинами диференціюється на забруднення дисперсною фазою бурового розчину (твердими частинками) і дисперсним середовищем (фільтратами).

Процес заповнення пористого або тріщинного простору дрібнодисперсним глинистим або іншим матеріалом носить назву кольматція пласта. Тверді частинки з промивної рідини, розміри яких перевищують розміри пор, відкладаються на стінках свердловини, утворюючи глинисту кірку. Друга частина твердої фази, з розмірами частинок, меншими за діаметр пор, проникає в пласт і відкладається у навколо свердловинній області, утворюючи зону кольматції, при цьому кольматациєю забруднюються високопористі та високопроникні колектори.

Кольматация пласта впливає на зміну його проникності, а також на питомий електричний опір, дифузно-адсорбційну активність породи і може істотно впливати на величину проникнення фільтрату в пласт.

Кольматация пласта може проявлятися як від'ємний фактор при освоєнні свердловини, а може відігравати позитивну роль у випадку направленої примусової швидкісної кольматції, яка дозволяє утворювати невелику по товщині зону кольматції із зменшенням наступної фільтрації рідини через неї. З метою забезпечення надійності процесу буріння (зменшення ймовірності виникнення прихоплення бурильної колони, що є наслідком перепаду тисків у свердловині і пласті та можливості тимчасової ізоляції пластів з різними тисками з метою попередження нафто-, газо-, водопроявів або поглинання у пласт промивної рідини; значного зменшення фільтрації промивної рідини у пласт) забезпечують швидке утворення зони кольматції. Різниця в ступені впливу зони кольматції на зниження проникності пластів обумовлена різницею режиму забруднення пласта кольматациєю. Більшість дослідників, при аналізі забруднення пласта кольматациєю, дотримуються концепції внутрішньопористого склепіноутворення, згідно з яким частинки з розмірами меншими за діаметр пор, але більшими за їх третину прохідного перерізу, зустрічаючись, утворюють перегородки, що затримують частинки меншого розміру. В цьому режимі формування зони кольматції здійснюється в період миттєвої фільтрації, тобто до утворення і ущільнення глинистої кірки, товщина утвореної зони кольматції складає лише кілька міліметрів і її вплив на продуктивність пласта незначна. В режимі склепіноутворення через кілька хвилин формується малопроникна зона кольматції, що заважає подальшому проникненню промивної рідини у пласт.

Недосконалість діючої системи розробки нафтогазових покладів, на даний час, є головним фактором у формуванні застійних областей із запасами нафти. Формування застійних або недренованих зон відбувається на всіх стадіях розробки родовищ, починаючи від буріння і до експлуатації, які накладають принципові обмеження на умови рухомості нафти, тобто на

5 фільтраційні властивості гірської породи (пропускати через себе нафту, газ, воду) та її проникність.

Відомо, що якщо частина пор гірських порід зайнята якою-небудь фазою, то проникність для іншої фази стає меншою. При невеликій водонасиченості вода втримується у невеликих тупикових порах; у вузьких місцях контактів зерен, які не беруть участь у фільтрації рідини, а також у вигляді нерухомих місцевих плівок і мікрокрапель, розміщується на поверхні породи. В деякій частині пор вона все-таки міститься і тому фазова проникність по нафті після збільшення водонасиченості швидко зменшується. Якщо в порах знаходиться 30 % зв'язаної води, то відносна проникність для нафти знижується у 2 рази. З цього випливає, що необхідно приймати заходи для захисту нафтових пластів і вибоїв свердловин від передчасного обводнення. При

10 проникненні в породу фільтрату бурового розчину росте водонасиченість пласта в найбільш вузькій частині потоку (привибійній зоні пласта). Внаслідок цього значно зменшується відносна проникність порід для нафти і дебіт свердловини. Водяні фільтрати бурового розчину міцно утримуються породами завдяки гідрофільним властивостям останніх і важко вилучаються із пор пласта при освоєнні свердловини.

Пошкодженість пласта-колектора є досить актуальною проблемою при розробці родовищ нафти і газу. Лише динаміка процесу буріння є настільки складною, що може призвести до втрати здатності пласта-колектора пропускати через себе флюїди, наприклад, використання бурового розчину на основі сульфату натрію із використанням технічної води із високим вмістом розчинених в ній солей кальцію, викликає хімічну реакцію із глинистим розчином із-за чого

15 неможливо отримати якісно буровий розчин, який би не забруднював пласт. Джерела води для буріння або відновлення свердловин використовують без попереднього хімічного аналізу, що стає причиною недостатньої якості бурових розчинів, що забруднюють пласт.

Було встановлено, що бентоніт доданий у розчин, продовжує набухати впродовж 24 годин. Якщо такий розчин потрапляє у продуктивний пласт, він може набухати в пласті і знизити його проникність майже до нуля. В таких випадках як диспергент для бентоніту додають каустичну соду. В деяких випадках необхідне високе значення рН, наприклад, у свердловинах із кислим газом, тоді у промивних рідинах застосовують КОН, MgO або CaO. Розчини NaOH із високим показником рН використовують для розчинення глин у пласті, яке починається при значеннях рН, що дорівнює 9,2 і вище.

Існує феномен "зворотній ефект воронки", який полягає в тому, що рідина завжди тече в пласт, де кількість пор збільшується по мірі просування рідини від стінок свердловини. Дуже важко повернути цей же розчин (фільтрат) із пласта у свердловину, особливо, якщо рідина, що

20 проникла в пласт ввібрала в себе частину матеріалу із пласта. Зона фільтрації за деякими даними досягає 1,5-3 м від стовбура свердловини, проте вскривається (досліджується) тільки 1,2-1,5 м пошкодженої зони. Основним забруднювачем пласта при забрудненні фільтратом бурових розчинів всіх типів (бентонітових, полімерних, на нафтовій основі) є дрібні частинки (менші за 10 мкм) розбурюваних порід (кварцу, кальциту). Дослідження керна під електронним мікроскопом показали, що звуження пор у пористих каналах на 15-20 % є причиною пошкодження пласта.

Зменшення пошкодження пласта за рахунок проникнення фільтратів хімреагентів можливо досягнути шляхом підбору таких реагентів, які не протипоказані мінералогічному складу порід. Видалення небажаних іонів натрію і збільшення іонів калію, амонію, кальцію і магнію сприяє стабілізації розкриваючих порід із промивною рідиною. Тривалість розформування зони проникнення відіграє значну роль у відновленні колекторських властивостей привибійної зони

25 пласта, зруйнованої при бурінні. Хімічні фільтри цементних розчинів також впливають на пошкодження пласта. Ці рідини мають високу концентрацію іонів кальцію і гідрооксиду (рН>12). Про забрудненість пласта під час цементування, свідчать результати отримані за допомогою випробувачів пластів (Porter K.E. An overview of bormation damage. - JPT, 1989 v. 41. № 8, pp. 780-786).

Відомий склад для відновлення продуктивності свердловини після буріння або капремонту за рахунок зниження структурно-механічних властивостей глинистого розчину, кольматуючого привибійну зону пласта. Склад містить компоненти при наступному співвідношенні мас, %:

алкіларилсульфонат	10-15
вода	решта.

Даний склад проявляє здатність адсорбуватись на поверхні глинистих мінералів із утворенням насичених полімолекулярних адсорбційних шарів алкіларилсульфонату, які суттєво знижують структурно-механічні властивості глинистого розчину. Поверхнево-активна речовина (ПАР), що включає воду та аніоноактивний алкіларилсульфонат в масовій концентрації 10 % в об'ємі 18-12 м³ (з розрахунку 1-1,5 м³ на один погонний метр товщини пласта для охоплення закольматованої зони) закачувався у привибійну зону свердловини. Після витримки на протязі 48 годин з метою досягнення граничної адсорбції для ефективного фізико-хімічного впливу ПАР на глинистий розчин кольматуючий пористе середовище, глинистий розчин із ослабленими структурно-механічними властивостями видалявся із привибійної зони. На усталеному режимі роботи свердловини, її дебіт підвищився (А.С. СССР № 1284297, Е21В 43/27, публ. 2000 р., Бюл. «Інтелектуальна власність» № 21).

Найбільш близьким до запропонованої корисної моделі є відомий спосіб обробки привибійної зони свердловини (Пат. Рос. № 2270913, МПК Е21В 43/22, заявл. 03.06.2004, опубл. 27.02.2006). Спосіб спрямований на підвищення приймальності нагнітальних свердловин, що забезпечує підвищення нафтовіддачі пластів завдяки обробці привибійної зони неоднорідного колектора, забрудненого кольматантом комплексного складу, за рахунок селективної дії на низькопроникні заглинизовані пропластки із часовою ізоляцією високопроникних і обводнених пропластків. Спосіб включає послідовну закачку в пласт технологічних розчинів із кислотою, нейтральною та лужною реакцією середовища, які взаємодіють із кольматуючими утвореннями природного або техногенного походження, в перфорованій навколосвердловинній зоні. Перед закачуванням технологічних розчинів блокують неоднорідні по проникності нафтонасичені пропластки шляхом послідовного закачування із заданим тиском і витратою зворотної вуглеводневої емульсії, водоізолюючого матеріалу і органічного розчинника, потім закачують технологічні розчини із заданим тиском і витратою, причому в розчин кислоти додають гідросульфат лужного металу, як нейтральне середовище використовують органічний розчинник, а лужний розчин задавлюють в пласт певним об'ємом вуглеводневого розчинника, після чого проводять технологічну витримку, видаляють продукти реакції і викликають приплив із пласта до появи флюїду постійного складу. Недосконалістю даного способу є застосування для розчинів некондиційної води із неконтрольованим вмістом кальцію і твердих частинок, які викликають зниження проникності пластів. Крім цього, спосіб не передбачає захисту від корозійної активності речовин нафтового обладнання.

Задачею корисної моделі є розробка способу відновлення проникності вуглеводневоутримуючих пластів до значень, наближених до початкових шляхом видалення з них кольматуючих утворень, збільшення охоплення пласта нафтовитисненням завдяки залученню в розробку менш проникних закольматованих пропластків і пропластків неоднорідних колекторів за рахунок використання хімреагентів, які не протипоказані мінералогічному складу оброблюваних порід, що дозволить збільшити дебіт свердловини і кінцеве нафтовилучення при одночасному дотриманні екологічної безпеки здійснення способу.

Поставлена задача вирішується завдяки тому, що у способі видалення кольматуючих утворень із вуглеводневоутримуючих пластів, що включає послідовне закачування у пласт технологічних розчинів за заданим тиском і витратою, які взаємодіють із кольматуючим утворенням природного або техногенного походження, а також включає технологічну витримку розчинів у пласті, видалення продуктів реакції і виклик припливу з пласта до появи флюїду, згідно з корисною моделлю, попередньо проводять хімічний аналіз пластових і поверхневих вод, а також технічної води на вміст в них кальцію та фракцій твердих частинок, на підставі отриманих результатів аналізу здійснюють обробку технічної води додаванням до неї кальцинованої соди Na₂CO₃, у наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

кальцинована сода Na₂CO₃ 0,3-0,6

вода решта,

після цього у воду додають триполіфосфат натрію Na₅P₃O₁₀ у наступному співвідношенні

50 компонентів, мас. %:

триполіфосфат натрію 0,2-0,4

Na₅P₃O₁₀

вода решта,

отриманий розчин закачують у пласт, потім при тиску 100-150 атм з періодичними зупинками на 5-15 хв. закачують у пласт 4 % розчин соляної кислоти HCl, у наступному співвідношенні компонентів мас. %:

4 % розчин соляної кислоти HCl 0,3-0,5

вода решта,

і після кількох годин витримки видаляють продукти реакції, а свердловину освоюють згідно з відомими технологіями.

Для здійснення способу важливим є підготовка води для підтримання пластового тиску в низькопродуктивних закольматованих пластах. Закачування некондиційної води викликає інтенсивне зниження приймальності нагнітальних свердловин і незворотну втрату частини видобувних запасів вуглеводнів. Головним критерієм якості підготовленої води слугує максимальний розмір фракцій твердих частинок (ТВЧ). Для пластів з проникністю менше за 0,015 мкм розмір фракцій ТВЧ не повинен перевищувати 2 мкм. Для закачування води у низькопроникні нафтонасичені пласти необхідна її попередня підготовка, наприклад у флотаційних машинах, з доочищенням на нагнітальних свердловинах. Джерела води для приготування технологічного розчину повинні перевірятись хімічним аналізом на вміст у них солей кальцію.

Важливим є відбір проб і проведення аналізів пластових і поверхневих вод, які за технологічними умовами можуть змішуватись у пласті. Наприклад, якщо у воді багато сульфатів, вона не повинна змішуватись з технологічним розчином на водній основі, в якій утримується багато кальцію із-за можливості закупорки пласта кристалами утвореного ангідриду. Для осадження кальцію у технічну воду, що закачується в пласт, додають кальциновану соду.

Триполіфосфат натрію, добавлений у воду, є продуктом переробки термічної ортофосфорної кислоти, по ступеню впливу на організм належить до речовин 4-го класу небезпеки, пожаро- та вибухобезпечний, не токсичний. Порошкоподібний триполіфосфат натрію добавлений у воду, розріджує глини, каоліни, частково диспергує парафіно-смолисті речовини, очищує пори і тріщини від них, регулює рН розчину, захищає від корозії нафтове обладнання, є екологічно безпечним.

Застосування кислотних ванн із HCl призначене для очищення свердловинного фільтра від забруднюючих та закупорюючих речовин: глинистого розчину, частинок цементного каменю, продуктів корозії металу, тощо.

Використання запропонованого способу у порівнянні із відомими дозволяє підвищити ефективність розчинення та видалення кольматуючих утворень із вуглеводневоутримуючих пластів. Продуктивність свердловини при обробці запропонованим способом підвищується в 1,6-3,5 разів.

Спосіб здійснюють наступним чином. Попередньо проводять хімічний аналіз пластових і поверхневих вод на вміст у них сульфатів, а технічної води на вміст в ній кальцію та твердих частинок. Якщо буде виявлено, що вміст кальцію перевищує 400 мг/л, у воду додають кальциновану соду Na_2CO_3 для осадження кальцію. Якщо розмір фракцій твердих частинок у воді перевищує 2 мкм, воду необхідно від них очистити.

В оброблену воду додають триполіфосфат натрію. Порошкоподібний триполіфосфат натрію добре розчиняється у воді різної температури.

Розчин триполіфосфату натрію і кальцинованої соди Na_2CO_3 закачують у пласт, яка змочує породу, що підлягає обробці. Після цього закачують соляну кислоту, оптимальна кількість якої визначається потужністю оброблюваного пласта, його пористістю та проникністю.

Розчини готують шляхом розчинення розрахункових кількостей компонентів у воді улюбій послідовності.

Внаслідок реакції 4 % соляної кислоти із содою у пласті утворюється піна. При утворенні газів в обмеженому об'ємі утворюються нові тріщини, що позитивно впливає на дренавання нафтового шару. Закачування в пласт кислотного розчину здійснюють при тиску 100-150 атм. з періодичними зупинками на 5-15 хв. При такому веденні процесу отримують мікророзриви за рахунок швидкого росту тиску в системі водопровідних каналів, по яких частина кислоти спрямовується у низькопроникні пропластки і охоплюється значна частина закольматованої зони.

Проникнення розчину у пласт супроводжується посиленням газоутворенням і утворенням піни, що посилює проникнення кислоти в низькопроникні частини пласта і збільшує охоплення зони фільтрації пошкодженого пласта, що підвищує таким чином ефективність обробки.

Після кількох годин витримки розчину у пласті, свердловину освоюють згідно відомих технологій.

Приклад здійснення способу.

Перед обробкою необхідно налити в ємність необхідну кількість прісної технічної води. Якщо після хімічного аналізу буде встановлено, що вміст в ній кальцію перевищує 400 мг/л (при нормі 100-120 мг/л), додати у воду необхідну кількість кальцинованої соди Na_2CO_3 для осадження кальцію. Підтримання рН може бути збільшене до 9,5-10,5 за допомогою триполіфосфату

натрію. Збільшення рН повинно проводитись тільки після зменшення концентрації кальцію до 120 мг/л. Оптимальне співвідношення між добавками визначається на підставі пілотного тестування.

- 5 Для отримання оптимальних результатів необхідно підтримувати вміст твердої фази на рівні менше за 5 % по об'єму. Для цього застосовують процедуру контролю вмісту твердої фази з наступним очищенням. Обробку технічної води здійснюють додаванням до неї кальцинованої соди Na_2CO_3 , у наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

кальцинована сода Na_2CO_3	0,3-0,6
вода	решта,

після цього у воду додають триполіфосфат натрію $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$, у наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

триполіфосфат натрію $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$	0,2-0,4
вода	решта,

- 10 що забезпечує розчинення кольматуючих утворень і парафіно-смолистих речовин в пласті при одночасному захисті від корозії обладнання.

Після закачування розчину триполіфосфату натрію, у пласт при тиску 100-150 атм. з періодичністю в 5-15 хв. закачують 4 % розчин соляної кислоти, у наступному співвідношенні компонентів, мас %:

4 % розчин соляної кислоти HCl	0,3-0,5
вода	решта.

- 15 Свердловину закривають на час реагування кислоти з кольматуючими утвореннями на 24 години. Після цього свердловину вводять у експлуатацію.

ФОРМУЛА КОРИСНОЇ МОДЕЛІ

- 20 Спосіб видалення кольматуючих утворень із вуглеводневоутримуючих пластів, що включає послідовне закачування в пласт технологічних розчинів за заданим тиском і витратою, які взаємодіють із кольматуючим утворенням природного або техногенного походження, а також включає технологічну витримку розчинів у пласті, видалення продуктів реакції і виклик припливу з пласта до появи флюїду, який **відрізняється** тим, що попередньо проводять хімічний аналіз
- 25 пластових і поверхневих вод, а також технічної води на вміст в них кальцію та фракцій твердих частинок, на підставі отриманих результатів аналізу здійснюють обробку технічної води додаванням до неї кальцинованої соди Na_2CO_3 , у наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

кальцинована сода Na_2CO_3	0,3-0,6
вода	решта,

- 30 після цього у воду додають триполіфосфат натрію $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$, у наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

триполіфосфат натрію $\text{Na}_5\text{P}_3\text{O}_{10}$	0,2-0,4
вода	решта,

отриманий розчин закачують у пласт, потім при тиску 100-150 атм. з періодичними зупинками на 5-15 хв. закачують у пласт 4 % розчин соляної кислоти HCl , у наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

4 % розчин соляної кислоти HCl	0,3-0,5
вода	решта,

- 35 і після кількох годин витримки видаляють продукти реакції, а свердловину освоюють згідно з відомими технологіями.

Комп'ютерна верстка Д. Шеврун

Державна служба інтелектуальної власності України, вул. Урицького, 45, м. Київ, МСП, 03680, Україна

ДП "Український інститут промислової власності", вул. Глазунова, 1, м. Київ – 42, 01601