



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 108793

(13) C2

(51) МПК

C09K 8/52 (2006.01)

C09K 8/58 (2006.01)

E21B 37/06 (2006.01)

E21B 43/22 (2006.01)

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВІНАХІД

(21) Номер заявки:	а 2013 12763	(72) Винахідник(и):	Губич Ігор Богданович (UA)
(22) Дата подання заявки:	01.11.2013	(73) Власник(и):	ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "СПК-ГЕО", вул. Тростянецька, 4/2, м. Київ, 02068 (UA)
(24) Дата, з якої є чинними права на винахід:	10.06.2015	(74) Представник:	Маноха Оксана Вікторівна
(41) Публікація відомостей про заявку:	12.05.2014, Бюл.№ 9	(56) Перелік документів, взятих до уваги експертизою:	UA 3574 U, 15.11.2004 UA 66295 A, 15.04.2004 RU 2076131 C2, 10.12.2009 RU 2176314 C1, 27.11.2001 RU 2375554 C2, 10.12.2009 RU 2081149 C1, 10.06.1997 Stefan Iglauer Alkyl polyglycoside surfactant- alcohol cosolvent formulations for improved oil recovery // Colloids and Surfaces A: Physicochem. Eng. Aspects 339. - 2009. - P. 48-59.
(46) Публікація відомостей про видачу патенту:	10.06.2015, Бюл.№ 11		

(54) КОМПОЗИТ З ДЕКОЛЬМАТАЦІЇ І ОЧИСТКИ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ НАФТОГАЗОНАСИЧЕНИХ ПЛАСТІВ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИЛУЧЕННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ФЛЮІДІВ

(57) Реферат:

Винахід стосується композиту з декольматації і очистки привибійної зони нафтогазонасичених пластів, що містить такі компоненти у наступному співвідношенні, мас. %:

соляна кислота та/або оцтова кислота	0,1-20,0
суміш неіоногенних ПАР: поліглікозиди, а саме каприл-, децил-, лаурил-, кокоглікозиди та етоксильовані вищі спирти C8-C18 та/або кокамід моноетаноламіну, діетаноламіну, триетаноламіну	0,1-30,0
розчинник смолисто-асфальтенових компонентів: н-метил-2-піролідон	0,1-10,0
солі калію та/або кальцію	0,1-30,0
алкіламінодипропіонат натрію та/або кокоімінодипропіонат натрію	0,5-10,0
консервант	0,1-1,0
вода	решта.

UA 108793 C2

Заявлене рішення (винахід) належить до нафтогазовидобувної промисловості, а саме до розробки комплексного композита для відновлення роботи нафтових та газових свердловин, привибійна зона яких закольматована пластовою водою, конденсатом або набуханням глинистих порід, смолисто-асфальтеновими та парафіновими компонентами (САПК). Крім того, воно має також комплекс властивостей, які дозволяють створити ефективний механізм очистки привибійної зони від кольматації з метою відновлення ефективної роботи свердловини та підвищення рівня вилучення вуглеводнів.

Постановка проблеми

Збільшення обсягів видобутку нафти, газу і газоконденсату в Україні істотно залежить від ефективної експлуатації вже існуючого фонду експлуатаційних свердловин. Так, на багатьох родовищах Дніпровсько-Донецької западини, Криму та Передкарпаття, в яких зосереджені основні запаси нафти та газу, значна частина фонду видобувних свердловин працює суттєво нижче своїх потенційних можливостей. Однією з основних причин цього є техногенний фактор, який зумовлений високим водонасиченням привибійної зони пласта (ПЗП) [1].

Крім рідких флюїдів, які накопичуються на вибої, передчасна зупинка експлуатації свердловин відбувається також через утворення там піщано-глинистих пробок, які понижують фільтраційні властивості пласта у привибійній зоні, що приводить до втрат пластової енергії при русі флюїдів із пласта у свердловину та зменшує рівень вилучення вуглеводнів.

Заводнення або кольматація привибійної зони може відбуватися також за участі фільтрату промивних рідин. Останнє стає можливим, коли технології розкриття пластів застосовують без врахування геолого-геофізичних характеристик розрізу. Зокрема, як промивальні рідини використовують прісноводні або без належної хімічної обробки глинисті розчини [2, 3].

Для нафтових покладів істотною причиною зниження продуктивності і дебіту вуглеводневого флюїду є кольматація привибійної зони під час розкриття пластів та експлуатації свердловин дисперсними частинками бурових і цементних розчинів та інших рідин, продуктами корозії обладнання, осадами, що утворюються при взаємодії пластових вод і промивних розчинів, а також полярними компонентами нафти - смолами та асфальтенами, які адсорбуються на поверхні фільтраційних каналів [4]. Охолодження пласта буровим розчином, рідинами глушіння і т.д., дроселювання вільного нафтового газу призводять до випадання (кристалізації) з нафти високомолекулярних парафінових вуглеводнів.

Наслідком проникнення в пласт фільтрату технологічних рідин є зниження фазових проникностей для нафти та газу, утворення стійких високов'язких водонафтових емульсій. У комплексі ці фактори спричиняють значний гідродинамічний опір рухові нафти, що призводить не тільки до втрати значної частини пластової енергії і зменшення дебітів свердловин, але й до зниження ефективності розробки покладів в цілому.

Складний характер кольматації порід свідчить про те, що вирішення проблеми підвищення дебітів свердловин та досягнення необхідних темпів видобування неможливе без застосування широкого комплексу фізико-хімічних методів впливу на привибійну зону пластів.

Враховуючи те, що фактичні показники видобування вуглеводнів та ефективність роботи свердловин не можуть бути визнані задовільними, проблема розробки нових вискоефективних методів інтенсифікації процесу нафтогазовидобування є актуальним і важливим завданням.

Аналіз проблеми та її вирішення.

Задачею є створення композита для відновлення роботи нафтогазових свердловин, привибійна зона яких закольматована пластовою водою, конденсатом, набуханням глинистих порід та випаданням смолисто-асфальтенових і парафінових компонентів. Він має також комплекс властивостей, які дозволять створити ефективний механізм очистки привибійної зони з метою відновлення ефективної роботи свердловини.

У роботі [5] представлено результати роботи щодо створення принципово нового реагенту, надалі "композита", який має ефективний вплив на привибійну зону нафтогазонасиченого пласта для зниження набухання глинистих мінералів та очистки привибійної зони від конденсату, технічної та пластової вод з метою відновлення роботи свердловини. У даному композиті присутні наступні компоненти:

1) Хлористий калій (KCl) - зменшує розмір граничного дифузійного шару. [6].

2) Висока мінералізація солей (50-200 г/л) - зменшує водонасичення глин [6].

3) Соляна або інші кислоти - коагулює глинисті різновиди [7, 8].

4) Композиція неіоногенних поверхнево-активних речовин (ПАР) - здійснює пониження поверхневого натягу, послаблюючи міжіонні зв'язки. На відміну від застосовуваних досі [9-12], має високу здатність піноутворення, навіть при мінералізації вод 200 г/л [5].

5) Антикорозійна добавка - ефективно захищає обладнання нафтогазового комплексу від корозії [13].

Лабораторні дослідження композита засвідчили його значну ефективність у порівнянні з вже існуючими методами. Це зумовлено тим, що пінна система, яку він утворює, призводить до вирівнювання проникнення реагенту в неоднорідному середовищі. Тимчасова закупорка пінами високопроникних зон дає змогу включати у фільтрацію та розблокувати низькопроникні ділянки колектора, що значно підвищує ефективність його дії на пласт (фіг. 1).

Відомості, що підтверджують можливість здійснення винаходу

Для підтвердження теоретичних прогнозів у лабораторних умовах була досліджена модель пласта, яка була представлена пісковиком майкопської серії із св. Субботіна-403 (інт. 2288-2294м) [5]. Фільтраційно-ємнісні параметри такі: $K_{np}=2,9$ мД (абсолютна газопроникність, сухий зразок); $K_{pre}=2,6$ мД (ефективна газопроникність при наявності залишкової води); $K_n=10,4$ % (пористість при насичені водою мінералізацією 15 г/л); $K_{зв}=24,0$ % (залишкове водонасичення). Етапи дослідження та результати:

1) моделювання залишкового водонасичення порід і дослідження структури порового простору. Результат: ефективна проникність водонасиченої моделі зменшилася у порівнянні з абсолютною від 2,9 до 2,6 мД,

2) зразок із залишковою водою донасичувався гасом з метою моделювання випадання у поровому просторі конденсату. Результат: ефективна проникність конденсатонасиченої моделі зменшилася від 2,6 до 0,6 мД,

3) дія на конденсатонасичену модель композита, результат: ефективна газопроникність на четверту добу зросла від 0,6 до 2,2 мД, тобто збільшилася в 3,6 разу у порівнянні з конденсатонасиченою (фіг. 2).

Застосування композита поновлює газопроникність та покращує фільтраційно-ємнісні параметри пласта. Відновлення газопроникності кольматованої конденсатом моделі при дії композита становить 84 % від початкового значення, яке було до кольматації. Композит відновив проникність капілярних пор, вміст яких є більшим 50 %, що разом з надкапілярними становить біля 80 % порового простору моделі (фіг. 3).

Щоб порівняти отримані результатами з такими для вже існуючих методів виконано порівняння дії композиту з солянокислотою обробкою (СКО). Етапи дослідження та результати.

1. Моделювання залишкового водонасичення порід-колекторів пластовою водою та дослідження структури порового простору. Результат: ефективна проникність моделі із залишковою водою зменшилася у порівнянні з абсолютною від 6,9 до 0,2 мД (фіг. 8).

2. Обробка моделі, яка кольматована набуханням глинистих мінералів, соляною кислотою. Результат: ефективна газопроникність зросла від 0,2 до 0,7 мД, тобто збільшилася в 3,5 разу.

3. Після обробки соляною кислотою, кольматована модель була оброблена композитом. Результати досліджень свідчать, що обробка пластів композитом більш ефективна, ніж СКО. Газопроникність моделі після обробки її композитом зросла на третю добу від 0,7 до 2,6 мД (фіг. 4), тобто збільшилася ще у 3,7 разу в порівнянні з СКО; від початкової газопроникності моделі, яка була кольматована набуханням глинистих різновидів (0,2 мД), вона зросла у 13 разів.

Важливим завданням, яке необхідно було вирішити - очистка привибійної зон від смолисто-асфальтенових компонентів, які адсорбуються на поверхні фільтраційних каналів [4], а також від високомолекулярних парафінових вуглеводнів, які випадають з нафти при охолодженні пласта буровим розчином, рідинами глушіння, дроселювання супутнього нафтового газу. Це можна побачити на прикладі насосно-компресорних труб (НКТ), в яких при охолодженні з нафти випадають дані компоненти.

На фігурі 5 зображено випадання смолисто-асфальтенових і парафінових компонентів у трубах НКТ при видобуванні нафти. Не виключено, що подібне спостерігається у привибійній зоні нафтонасиченого колектора.

З цієї метою було удосконалено існуючий композит [5, 14] з метою розчинення смолисто-асфальтенових і парафінових компонентів (САПК) та емульгування води та нафти з метою ефективної очистки привибійної зони. Отримані результати наведено на рисунках (фіг. 6-8).

Важливість даного винаходу полягає у тому, що крім вирішення названих вище проблем, він дозволив створити ефективний механізм очистки привибійної зони від САПК, конденсату, технічної та пластової вод з метою відновлення роботи свердловини.

Останнє обумовлене наявністю у композиті як ПАР суміші неіоногенних ПАР у тому числі поліглікозидів (ПГ), які характеризуються високими піноутворюючими властивостями як у солених водах, так у присутності конденсату, що дозволяє поєднати процес ліквідації набухання глин з очисткою привибійної зони від конденсату та суміші технічної і пластової вод, або

фільтрату. Слід відзначити, що ПГ є екологічно безпечним та використовувався лише для виготовлення синтетичних миючих засобів.

Ефективність дії композита на привибійну зону пласта вивчали у лабораторних умовах на прикладі моделі пласта-колектора (зразок керна) згідно з наступними етапами:

1 - моделювання залишкового водонасичення порід-колекторів пластовою водою та дослідження структури порового простору;

2 - модель із залишковою водою донасичувався нафтою, коефіцієнт нафтонасичення 64 %;

3 - витіснення нафти пластовою водою (коефіцієнт витіснення становив 2 % від нафтонасиченого об'єму пор);

4 - залишкова нафта довитіснялася композитом із наступним довідмиванням її розчином, що містив 20 % гасу і 80 % композита із завершальним витісненням на фільтраційній установці. Коефіцієнт нафтовитіснення становив близько 25 %.

5 - довідмивання залишкової нафти гасом протягом 1 год. з наступним насичуванням моделі композитом протягом 5 год. Ефективна проникність: на початковому етапі становила 0,12 мД, через 20 год.-0,6 мД.

6 - донасичення моделі, що містила залишкову нафту, композитом з наступним вимірюванням зміни ефективної газопроникності в часі. На початковому етапі ефективна проникність становила 0,65 мД; на перехідній ділянці - стрімко зростала від 0,65 до 3 мД, а на завершальній стадії - зростала від 3 до 3,1 мД

Таким чином, внаслідок дії композита досягнуто відновлення фазової проникності майже на половину у порівнянні з початковою (6,1 мД), що є надзвичайно позитивним для процесу вилучення нафти, особливо високов'язкої.

Щодо механізму очистки привибійної зони, то його дія полягає у наступному:

1) наявність іонів калію та високий їх вміст призводять до зменшення набухання глинистих мінералів.

2) кислота, яка присутня у композиті, викликає коагуляцію глинистих мінералів та взаємодіє з карбонатами до виділенням CO_2 . Останній, крім зменшення набухання глин, спричиняє піноутворення ПГ у присутності конденсату і високомінералізованих вод, а також приводить до часткового збільшення тиску у привибійній зоні.

3) завдяки піноутворенню між свердловиною та газовим флюїдом формується пінна зона, що буде слугувати останньому шляхом міграції.

4) ПАВ, емульгуючи нафтові компоненти та воду, створює однорідну спінену емульсію, яка при русі вуглеводневого флюїду до свердловини буде виноситися з пласта.

5) очищення привибійної зони збільшить проникність, що дозволить як відновити приплив вуглеводнів до свердловини, так і збільшить швидкість його фільтрації.

Пропоноване рішення (винахід) дозволить не тільки розглинизувати привибійну зону пластів, що представлені теригенними піщано-глинистими колекторами або такими, що кольматовані мінеральними частинками бурового розчину, але і розформувати заводнену фільтратом промивної рідини та випавши конденсатом привибійну зону колектора. Це базується як на комплексній дії різних реагентів, так і на створенні у пласті зони піноутворення, яке сприяє руху вуглеводневих флюїдів до стовбура свердловини (фіг. 3).

Суть винаходу додатково пояснюється графіками та кресленнями:

Фіг. 1 - схема впливу композита на пласт: міграція реагенту фільтраційно-активними зонами (а), закупорка піноподібною емульсією даних високопроникних зон (б), охоплення реагентом низькопроникних ділянок колектора (в),

Фіг. 2 - динаміка відновлення ефективної газопроникності в часі після дії композита на модель пласта, що містила 18 % залишкової води і 54 % конденсату,

Фіг. 3 - порометрична характеристика моделі №2, що має такі параметри:

$K_p=10,4 \%$, $K_{pr}=2,9$ мД, $K_{zv}=24$,

Фіг. 4 - зміна ефективної газопроникності моделі після її кольматації набуханням глин та обробки соляною кислотою з наступною дією на модель композита,

Фіг. 5 - випадіння смолисто-асфальтенових та парафінових компонентів у трубах НКТ під час видобування нафти,

Фіг. 6 - розчинення смолисто-асфальтенових і парафінових компонентів (САПК) за допомогою композита (ТУ У 20.5-38193418-001:2013),

Фіг. 7 - очистка нафтонасиченого піску від нафти з використанням композиту.

Фіг. 8 - емульгування нафти з водою з метою ефективної очистки пласта від заводнення з використанням композиту (див. зразки 11-13),

Фіг. 9 - динаміка відновлення ефективної проникності нафтонасиченої моделі при моделюванні очистки привибійної зони за допомогою композита.

Подібними до даного рішення (аналогами та прототипами), які застосовують для декольматизації пласта приви́бійної зони, є наступні роботи.

1. Патент РФ № 2119579, МПК E21 B43/22, публ. 1998 р. Склад для обробки приви́бійної зони свердловини включає, мас. %: соляна кислота, розчин в розчині ізопропілового спирту солей первинних амінів фракції C₁₀-C₁₆, полігліколі, вода. Низька ефективність щодо піщано-глинистих колекторів та кварцвісних порід.

2. Патент РФ №2065032, МПК E21 B43/22, публ. 1996 р. Склад для обробки приви́бійної зони свердловини включає розчин соляної кислоти і розчин КПАР. Не має достатньої ефективності обробки приви́бійної зони свердловини, складеної кварцвісними породами.

3. Патент РФ №2199661, МПК E21 B43/27, публ. 2002 р. Склад для обробки приви́бійної зони свердловини включає, мас. %: розчин соляної кислоти, розчин плавикової кислоти, органічний розчинник (суміш наступного складу: бензол, толуол, алкіл бензоли тощо). Наявність ароматики свідчить про високий клас екологічної небезпеки реагенту.

4. Патент РФ 2137796, МПК E21 B 37/06, публ. 1999 р. Склад для видалення смолисто-асфальтенових та парафінових відкладень, що включає ароматичний і аліфатичний розчинники і суміш поверхнево-активних речовин, що складається з оксіетилованих алкілфенолів, оксіетилованих вищих спиртів і сульфованих продуктів. Наведений склад низькі відмиваючі властивості та низьку ефективність у випадку кольматизації пласта мінеральними частинками.

5. Патент РФ 2200831, МПК E21 B43/22, публ. 2003 р. Склад для обробки приви́бійної зони пласта, що містить суміш поверхнево-активних речовин ПАР, емульсію полімеру аніонного типу, решта вода. Низька ефективність у випадку кольматизації пласта мінеральними частинками.

6. Патент СРСР N 1792483, МКІ Е 21 В 43/27, публ. 1993р. Спосіб розглінізації приви́бійної зони пласта шляхом закачування складу, що включає розчин соляної кислоти, амонійвмісну речовину і воду. Недоліком даного способу є необхідність нагрівання реагенту від 50 °С до температури кипіння.

7. Патент СРСР N 1838367, МКІ Е 21 В 43/27, публ. 1993 р. Наведений склад для розглінізації свердловини складається з піросульфату натрію, нітрату амонію та води. Недоліком даного складу є недостатня кислотність складу.

8. Патент РФ N 2058362, МКІ Е 21 В 43/27, публ. 1996 р. Наведений склад для розглінізації свердловини містить соляну кислоту, плавикову кислоту, органічний розчинник, добавки і воду. Даний склад неефективний через низьке збільшення проникності заглинізованих колекторів; відсутність компонента, що впливає на глинисту складову, обмежує його застосування у пластах, які мають здатність до набухання.

9. Патент РФ N 2257468, МКІ Е 21 В 43/27, публ. 2004 р. Наведений склад для розглінізації свердловини містить соляну кислоту, добавку (діамонійфосфат) і розчинник. У переважних варіантах складу додатково містить поверхнево-активну речовину (ПАР) та фтористоводневу кислоту. Як ПАР використовують неіоногенні, катіоактивні та аніоактивні різновиди: неонол АФ9-6, АФ9-12, ОП-10, оксанол КД-6, катаміл, фосфенокс Н-9, оксифос, а як розчинник використовують метиловий, етиловий або ізопропіловий спирти або водно-метанольну фракцію (ВМФ). Недоліком даного способу можуть бути: кольматизація порового простору осадами фосфатів II та III валентних металів, коли при високому вмісті вапнистої складової у породі, яка нейтралізує кисле середовище; вищеназвані ПАР мають піноутворення до 50 г/л, що обмежує їх дію при вищій мінералізації пластових вод.

10. Патент РФ N 2174594, МКІ Е21 В43/27, публ. 2001 р. Наведений склад для обробки приви́бійної зони пласта включає соляну кислоту, добавку, розчинник (ВМФ) і воду. У переважних варіантах складу додатково містить поверхнево-активну речовину (ПАР) та фтористоводневу кислоту. Як поверхнево-активну речовину (ПАР) використовують: неонол ВП-10; оксанол; фосфенокс; оксифос; оксифос, а як антикорозійна добавка: нітрлотриметилфосфонову кислоту (НТФ) або 1-оксіетилідендифосфонову кислоту (ОЕДФ) або нітрат амонію (NH₄NO₃). Недоліком даного способу може те, що вищеназвані ПАР мають піноутворення до 50 г/л, що обмежує їх дію при вищій мінералізації пластових вод 50-250 г/л [12].

11. "Композиція для декольматизації та розглінізації приви́бійної зони нафтогазонасичених пластів" заявка ТОВ "СПК-ГЕО" на видачу патенту на корисну модель від 11.07.2013 року № u 2013 08732, яка є найбільш близькою за технічною суттю вирішення поставленої проблеми. Наведений склад композиції для декольматизації та розглінізації приви́бійної зони нафтогазонасичених пластів містить: кислоту (соляна, або/і оцтова, або/і інші), або карбонат калію (K₂CO₃); неіоногенні ПАР, або/і суміш нПАР; хлористий калій; антикорозійну добавку; консервант; воду. Недоліком даного способу є те, що наведений у моделі склад має низькі

відмиваючі властивості та є малоефективним у випадку кольматації пласта смолисто-асфальтеновими і парафіновими компонентами нафти.

Заявлений винахід - композит з декольматації і очистки привибійної зони нафтогазонасичених пластів для підвищення ефективності вилучення вуглеводневих флюїдів відрізняється від наведених у публікації тим, що у ньому завдання щодо декольматизації привибійної зони пласта, вирішується шляхом створення реагенту, який відрізняється від наведених патентних рішень: 1 - комплексною дією на кольматований пласт, 2 - реагентами //солі калію та кальцію, суміш неіоногенних ПАР, а також наявністю вуглекислоти та нафторозчинних компонентів/, 3 - механізмом очищення привибійної зони.

У даній роботі як ПАР, на відміну від вищенаведених рішень (за виключенням корисної моделі № u 2013 08732), вперше використовують не аніоноактивні, а неіоногенні сурфактанти поліглікозиди (ПГ): Caprylyl та Decyl Glycoside, а також: Lauryl та Coco Glycoside наступних товарних марок: Milcoside 101, 201 та інші (LG), Glucopon 215, 225 та інші (Cognis), APG 0810, Elsur APG 6L-0810, 7L-0810 та інші (Китай), Eco Sence (DOW), Simulsol (SEPPIC), Lutensol (BASF), Triton (DOW).

Додатково як ПАР використано нафтомаслорозчинні неіоногенні поверхнево-активні речовини кокамід ДЕА (МЕА, ТЕА) та етоксировані вищі спирти C_8-C_{18} . Як антикорозійну добавку також використано високопінні реагенти алкіламінодипропіонат натрію або/і кокоімінодипропіонат натрію.

Вуглекислота, яку пропонується використовувати у складі композита, дозволяє істотно збільшувати дебіти нафти у досліджуваних свердловинах (<http://techtrend.com.ua/index.php?newsid=22977>).

Пропонується використати також розчинник н-метил-2-піролідон, який застосовують в нафтопереробці для селективного очищення масел, розчинення вуглеводнів нафти, синтетичних смол та інших органічних сполук: нафтових масел, смол, вазеліну, парафіну тощо (<http://chemindustry.ru/rus/chemicals/N-Methylpyrrolidone.php>).

Компоненти використовуються у винаході в наступному співвідношенні та мають наступні масові відсотки: кислоти (соляна або/і оцтова, або/і інші), або/і вуглекислий газ (CO_2), або карбонат калію (K_2CO_3) - 0,1-20,0 %; суміш НПАР: поліглікозиди, або/і етоксировані вищі спирти C_8-C_{18} , або/і кокамід ДЕА (МЕА, ТЕА) - 0,1-30 %; солі калію або/і кальцію - 0,1-30 %; розчинник смолисто-асфальтенових компонентів - н-метил-2-піролідон - 0,1-15 %; антикорозійна добавка: нітрлотриметил-фосфонова кислота (НТФ), або 1-оксіетилендифосфонова кислота (ОЕДФ), або нітрат амонію (NH_4NO_3), або/і алкіламінодипропіонат натрію або/і кокоімінодипропіонат натрію - 0,5-10,0 %; консервант (бензонат натрію, або формальдегід, або Methylisothiazolinone) - 0,1-1,0 %; вода - решта.

Джерела інформації:

1. Геологічні чинники впливу на розкриття і розробку газоносних пластів зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Автореф. дис. канд. геол. наук: 04.00.17 / О.М. Чорний; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. -І.-Ф., 2011.-20с.

2. Лесюк І.Т., Зозуляк М.І. Аналіз формування і розформування зон забруднення порід колекторів на Північнояворівській та Сторожинецькій площах для оцінки якості розкриття та освоєння пластів. -Київ: Укр. ДГРІ, 2001, 36. наук, праць №1-2. -С.83-87.

3. Орлов Л.И., Ручки А.В., Свихнушин Н.М. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. -М.: Недра, 1976.

4. Технології та технічні засоби інтенсифікації нафтогазовидобутку на основі термогідродинамічних методів впливу на привибійну зону пластів. Автореф. дис. канд. геол. наук: 05.15.06 / Я.Б. Тарко; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. -І.-Ф., 2005.-24с.

5. Губич І. Новий реагент для відновлення роботи га зових свердловин Нафта і газ України. Матеріали 9-ї міжнародної науково-практичної конференції "Нафта і газ України - 2013" -Л.:»Центр Європи, 2013, С.7-71.

6. Наукові засади оцінювання низькопористих колекторів вуглеводневого газу. Автореф. дис. д-ра геол. наук: 04.00.17 / В.О. Федішин; НАН України. Нац. акціонер, компанія "Нафтогаз України". Ін-т геології і геохімії горюч, копалин. -Л., 2003.-41с.

7. Салимов Марат Повышение эффективности солянокислотной обработки в карбонатных коллекторах (<http://msalimov.narod.ru/Sulf.htm>)

8. Формование способом литья. Часть 2 (http://proceramic.ru/full/4099/formovanie_sposobom_litya/)

9. Петров Н.А. Синтез анионных и катионных ПАВ для применения в нефтяной промышленности / Петров Н.А., Юрьев В.М., Хисаева А.И. -Уфа: УГНТУ, 2008.-54 с.

10. Поверхнево-активний реагент для інтенсифікації видалення рідин з свердловин / А.П. Мельник, ЯЛ. Сенишин, Т.В. Матвеева та ін. // Питання розвитку газової промисловості України, 2009. -Вип. 37. -С. 197-202.

11. Мельник А.П., Матвеева Т.В., Крамарев С.О., Ткач О.І. Щодо інтенсифікації видалення рідин із свердловин. // Вісник Національного технічного університету "ХШ". Збірник наукових праць. -Харків: НТУ "ХПІ", 2011. -№ 24. -С. 12-15.

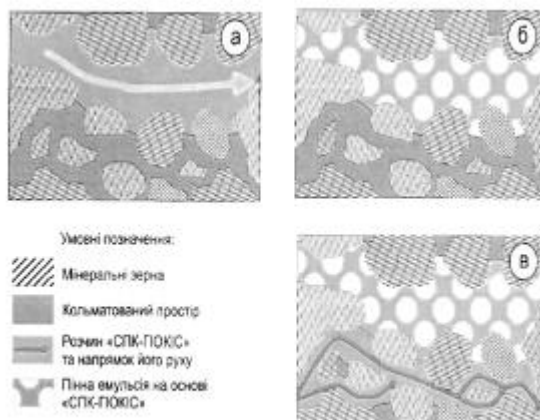
12. Геологічні чинники впливу на розкриття і розробку газonosних пластів зовнішньої зони Передкарпатського прогину. Автореф. дис. канд. геол. наук: 04.00.17 / О.М. Чорний; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. -І.-Ф., 2011.-20с.

13. Чаусов Ф.Ф. Порівняльні випробування фосфонатоцінкатних інгібіторів сольових відкладів і корозії. Удмуртський державний університет (http://kvartir-remont.com.ua/pori_vnjalni-viprobuvannya-fosfonatocinkatnih/).

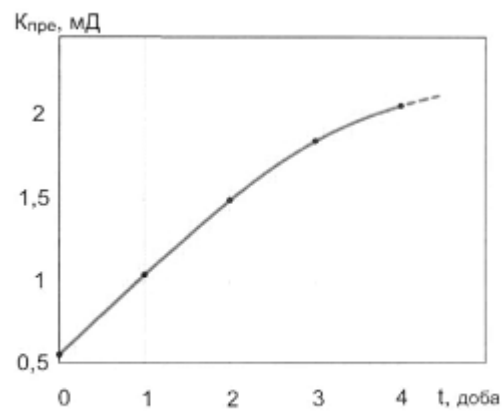
14. ТУ У 20.5-38193418-001:2013 "Композиції для декольматизації та розглінізації приви́бійної зони нафтогазонасичених пластів" / ТОВ "СПК-ГЕО»/.

ФОРМУЛА ВІНАХОДУ

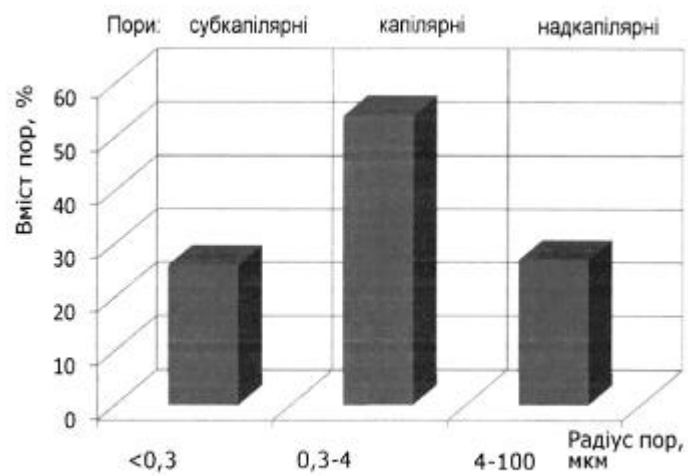
20	Композит з декольматизації і очистки приви́бійної зони нафтогазонасичених пластів, що містить такі компоненти у наступному співвідношенні, мас. %:	
	соляна кислота та/або оцтова кислота	0,1-20,0
	суміш неіоногенних ПАВ: поліглікозиди, а саме каприл-, децил-, лаурил-, кокоглікозиди та етоксировані вищі спирти C8-C18 та/або кокамід моноетаноламіну, діетаноламіну або триетаноламіну	0,1-30,0
	розчинник смолисто-асфальтенових компонентів: н-метил-2-піролідон	0,1-10,0
	солі калію та/або кальцію	0,1-30,0
	алкіламінодипропіонат натрію та/або кокоімінодипропіонат натрію	0,5-10,0
	консервант	0,1-1,0
	вода	решта.



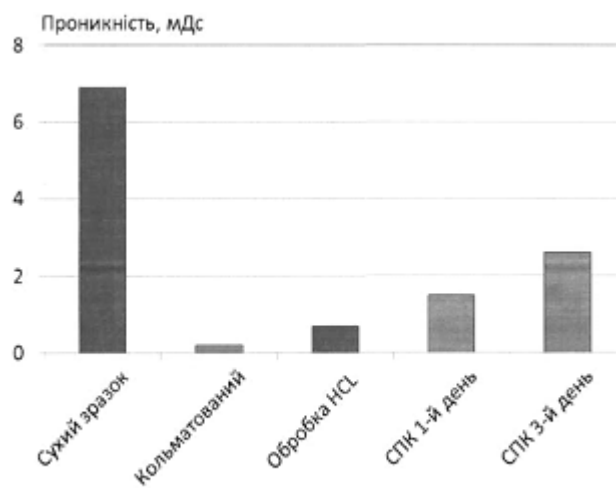
Фіг. 1



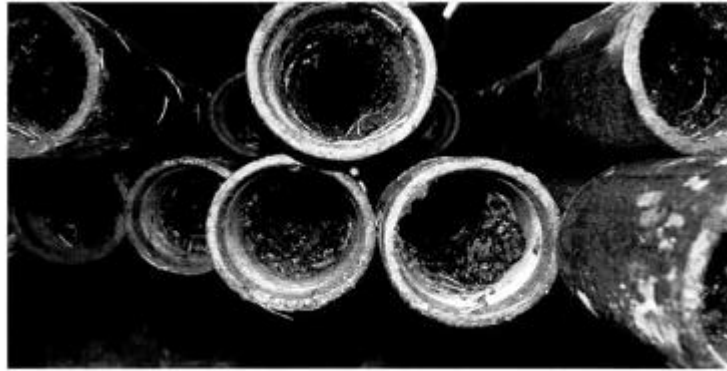
Фіг. 2



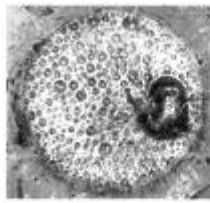
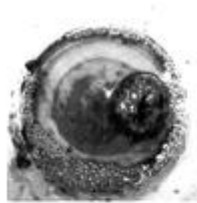
Фіг. 3



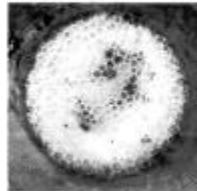
Фіг. 4



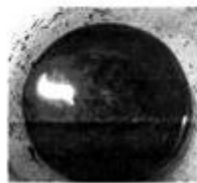
Фіг. 5



Початок розчинення САПК:
чорний зразок – зразок САПК з НКТ
жовтий розчин – реагент «СПК-ГІОКІС»



Проміжна стадія розчинення САПК:
білий розчин – емульсія реагенту і САПК;
чорні вкраплення – залишки САПК

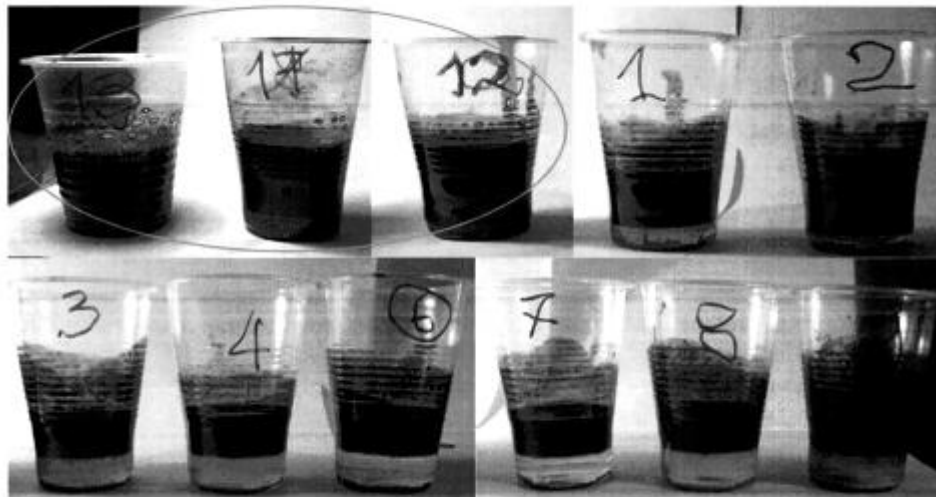


Завершальна стадія розчинення САПК:
Переведення нерозчинного компоненту
САПК у рухому форму, для декольматації пласта

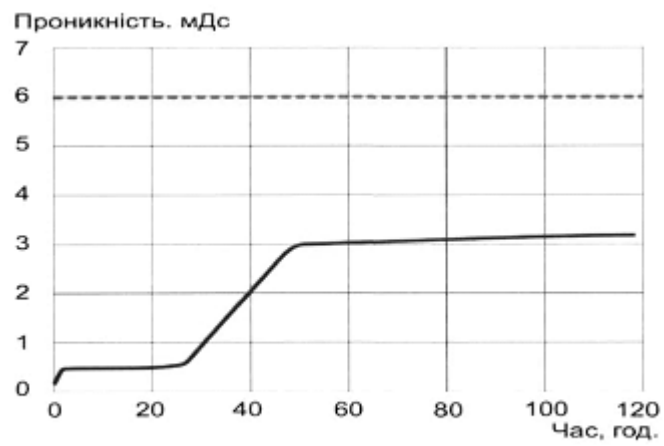
Фіг. 6



Фіг. 7



Фіг. 8



Фіг. 9

Комп'ютерна верстка І. Скворцова

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

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