



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 52522

(13) A

(51) 6 E21B43/27

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ  
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІОПИС  
ДО ДЕКЛАРАЦІЙНОГО ПАТЕНТУ  
НА ВИНАХІДвидається під  
відповідальність  
власника  
патенту

(54) КИСЛОТНИЙ ПОВЕРХНЕВО-АКТИВНИЙ СКЛАД ДЛЯ ОБРОБКИ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ СВЕРДЛОВИНИ

1

2

(21) 2002087058

(22) 29 08 2002

(24) 16 12 2002

(46) 16 12 2002, Бюл. № 12, 2002 р

(72) Маштанов Тимур Дмитрович

(73) ТОВАРИСТВО З ОБМЕЖЕНОЮ  
ВІДПОВІДАЛЬНІСТЮ "УКРАЇНСЬКА  
ТОРГІВЕЛЬНА КОМПАНІЯ"

(57) 1 Кислотний поверхнево-активний склад для обробки привибійної зони свердловини, що включає суміш інгбованої соляної і фтористоводневої кислот, неіоногенної поверхнево-активної речовини і води, який відрізняється тим, що склад додатково в емульгованому вигляді містить ефек-

тивний розчинник асфальто-смолистих і парафінових відкладів (АСПВ) при наступному співвідношенні компонентів, мас. %

інгбована соляна кислота в перерахунку на HCl	4,5-19,0
фтористоводнева кислота	1,5-8,0
неіоногенна поверхнево-активна речовина	1,0-5,0
розчинник АСПВ	5,0-25,0
вода	решта

2 Склад по п. 1, який відрізняється тим, що як розчинник АСПВ застосовують фракцію ароматичних вуглеводнів (толуол, ксенол, олію фракцію або суміш галопохідних розчинників)

Винахід відноситься до нафтовидобувної промисловості і може бути використаний для обробки привибійної зони.

Відомий склад для обробки привибійної зони пласта, що включає поверхнево-активну речовину, наприклад, нафтовий або синтетичний сульфонат 0,25 - 3,0% і соляну кислоту концентрацією 5 - 24% (Автор, св. СРСР № 1161699, кл. Е 21 В 43/22 1984).

Недоліком цього складу є невисокі відмиваючі властивості асфальто-смолистих і парафінових відкладів у привибійній зоні свердловини та недостатнє ефективне зниження водопроникності високопроникних пропластків неоднорідних пластів.

Найближчим до запропонованого винаходу за технічною суттю і отримуваним результатом є склад для обробки привибійної зони (автор, св. СРСР № 1571224, кл. Е 21 В 43/27, 1988).

Недоліком цього способу є недостатня ефективність при обробці заглибленої привибійної зони високообводнених свердловин.

В основу винаходу поставлено завдання створити такий кислотний поверхнево-активний склад, у якому, згідно з винаходом, за рахунок високих відмиваючих і розчинних властивостей досягається підвищення ефективності обробки привибійної зони високообводнених свердловин.

Для вирішення завдання запропоновано такий

кислотний поверхнево-активний склад для обробки привибійної зони пласта, у якому згідно з винаходом, використовують суміш інгбованої соляної і фтористоводневої кислот неіоногенної поверхнево-активної речовини (ПАР) і води, причому як розчинних асфальто-смолистих і парафінових відкладів (АСПВ) використовують в емульгованому вигляді ароматичних або галопохідних вуглеводнів при наступному співвідношенні компонентів, мас. %

інгбована соляна кислота в перерахунку на HCl	5,0 - 23,0
Фтористоводнева кислота	2,0 - 10,0
Неіоногенна поверхнево-активна речовина	1,0 - 5,0
Розчинник АСПВ	5,0 - 25,0
Вода	решта

Для приготування цього кислотного поверхнево-активного складу використовують соляну кислоту (ТУ 4814-82) і фтористоводневу кислоту (ТУ 1426-84), а як неіоногену ПАР оксиетілований алкілфенол, наприклад, марки Неонол АФ 9-12, а як розчинник АСПВ-фракцію ароматичних вуглеводнів або АПК-продукт (ТУ 2122-199-05-76-34-68-94), що являє собою суміш галопохідних сполук.

Склад готується наступним чином:

Спочатку в ароматичному або галопохідному розчиннику або в суміші зазначених розчинників

(13) A

(11) 52522

(19) UA

розчиняють розрахункову кількість неіоногенної ПАР, потім одержаний розчин ПАР змішують з водою, в яку попередньо додається розрахункова кількість соляної кислоти і фтористоводневої кислоти

На відміну від відомих ПАР-кислотних складів для обробки привибійної зони зазначений склад, що являє собою мікроемульсійну систему, що добре фільтрується в пористе середовище і не тільки добре очищає привибійну зону пласта від відкладів солей і залишків бурових розчинів, але і пептизує і розчиняє парафіно-смолисті та асфальтенові відклади. Крім того, зазначений склад в пластових умовах після його нейтралізації зберігає високі нафтовитісняючі властивості

Для порівняльної оцінки ефективності двох складів готують склади згідно з винаходом і прототипом (А с № 1571224)

Запропонований склад готують вищезазначеним способом, а склад прототипу готують послідовним розчиненням неолу і сільфолу в розбавленій соляній кислоті в кількостях передбачених формулою винаходу

Частина приготовлених кислотних поверхнево-активних складів аналізувалась на їх розчинну властивість по відношенню до штучно приготованої суміші, що складається із карбонату кальцію 50мас %, глини 20мас % і АСПВ 30мас %

Розчинна властивість (Рв) складів оцінювалась за інтенсивністю протікання хімічної реакції, їх взаємодією з карбонатом кальцію і зменшенням ваги залишку суміші, що розчиняється, по закінченню хімічної реакції за формулою (1)

$$P_b = [(G_o - G_k) \cdot 100] / G_o, \%,$$

Таблиця

№	Склад	Вміст компонентів, мас %						Розчинна здатність, Рс, %	Нафтовідмиваюча здатність, Nк, %
		ИПАР	НПАР	HCl	HF	АПК	Вода		
1	даний	-	1,0	4,5	2,0	5,0	87,0	80,0	90,0
2	даний	-	2,5	10,0	5,0	10,0	72,5	85,0	95,0
3	даний	-	5,0	19,0	10,0	25,0	37,0	95,0	100,0
4	прототип	0,25	0,1	5,0	-	-	94,7	50,0	35,0
5	прототип	1,0	1,0	10,0	-	-	88,0	55,0	46,0
6	прототип	3,0	2,3	23,0	-	-	71,1	65,0	68,0

де  $G_o$  - наважка оброблюваної суміші, г,

$G_k$  - нерозчинний залишок, після обробки суміші, г

Нафтовитісняюча властивість порівнювальних ПАР - кислотних складів аналізувалась після їх нейтралізації карбонатом кальцію на насипний пласта моделі з кварцевим піском довжиною 50см та діаметром 1,1см, що має пористість 36% і проникність за водою 3,8мкм<sup>2</sup>

Зазначену модель спочатку насичували пластовою водою із загальним солевмістом 12,7%. Після чого, воду витісняли нафтою при 20°C потім нафту витісняли тією ж пластовою водою до граничної обводненості до граничної обводненості вихідних проб рідини із керна. При цьому кінцеве нафтовитіснення досягало 65 - 70%

Підготовлені таким чином керни досліджувались на ефективність до відмиву залишкової нафти порівнювальними нейтральними складами при закачуванні їх оторочки в кількості одного порового об'єму і потім витіснення вказаної оторочки пластовою водою до припинення виносу нафти з керна. Досліди проводять при кімнатній (20°C ± 5°C)

Нафтовитісняючу здатність порівнювальних складів оцінювали за кількістю нафти додатково вилученої із керна, що виражається у вигляді коефіцієнта витіснення  $N_k$  в об'ємне проценти від залишкової нафти після його заводнення

Результати досліджень розробленого складу і

відомого складу, взятого за прототип, наведені в таблиці 3 наведених в таблиці даних видно, що запропонована суміш порівняно до прототипу має більш високу розчинну здатність не лише по відношенню до відкладень солей карбонату кальцію, але за однакових значень вмісту неіоногенної ПАР (порівняння складів 2 і 5), має в 1,5 разу кращу розчинну здатність по відношенню до АСПВ. При цьому більш ніж в два рази покращується нафтовідмиваючі властивості в складу 2 порівняно зі складом 5

При вищому вмісті HCl (23мас %) запропонований склад (склад 3) по відношенню до прототипу (склад 6) має чітко виражені розчинні властивості по відношенню глинистих часток (за рахунок наявності в складі HF) і 100% нафтовідмиваючі властивості (за рахунок підвищеного вмісту в складі неіоногенної ПАР (5мас %) і ефективного розчинника АПК (25мас %))

Порівнювальний прототип (склад 6) навіть при сумарному вмісті неіоногенної ПАР в кількості 5,3мас % і HCl в кількості 23мас % забезпечує розчинення штучно приготованої суміші лише на 65мас % це вказує на те, що розчинна здатність цього складу по відношенню АСПВ і глинистих складових (якщо припустити 100% розчинення карбонату кальцію) не перевищує 15% їх масового вмісту

---

ДП «Український інститут промислової власності» (Укрпатент)  
вул. Сим'ї Хохлових, 15, м. Київ, 04119, Україна  
(044) 456 – 20 – 90

---

ТОВ «Міжнародний науковий комітет»  
вул. Артема, 77, м. Київ, 04050, Україна  
(044) 216 – 32 – 71