



УКРАЇНА

(19) UA (11) 38116 (13) A

(51) 7 E21B43/27

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

(54) СПОСІБ ОБРОБКИ ПРИВИБІЙНОЇ ЗОНИ ПЛАСТА

(21) 2000053085

(22) 30.05.2000

(24) 15.05.2001

(33) UA

(46) 15.05.2001, Бюл. № 4, 2001 р.

(72) Рибчак Омелян Володимирович, Копач Ігор Васильович, Васьків Олександр Васильович, Іванов В'ячеслав Юрійович

(73) НГВУ "Бориславнафтогаз" Ват "Укрнафта"

(57) Спосіб обробки привиби́йної зони пласта шляхом послідовної дії на неї вуглеводневим розчинником і кислотним розчином, який **відрізняється**

тим, що попередньо перед протисненням реагентів у пласт на протязі не менше двох годин на-впроти розкритого інтервалу встановлюють ванну із розчинника, яку потім вимивають в міжтрубний простір вище розкритого інтервалу свіжою порцією аналогічного розчинника, який протискають у пласт в об'ємі, не меншому об'єму протискуючого за ним кислотного розчину, і витримують там на реагуванні, причому між розчинником і кислотним розчином нагнітають у пласт буфер із водного розчину поверхнево-активної речовини.

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної промисловості, а саме, - до способів хімічної обробки привиби́йної зони пласта.

Відомим є спосіб кислотної обробки пласта, який включає протиснення в пласт перед кислотним розчином буфера із амфіпатичного розчинника в об'ємі, що дорівнює від 1% до 10% об'єму оброблюваного порового простору, для відтиснення нафти і води із оброблюваної зони (пат. США N 3254718, кл. 166-42, опубл. 7.06.1966). Це дозволяє запобігти контактуванню кислотного розчину з пластовими флюїдами і утворенню в пласті стійких емульсій.

Однак даний спосіб не вирішує питання відмивання порового простору від твердих органічних відкладів, які адсорбувались на поверхні пор і перешкоджають контактуванню кислотного розчину з породою пласта.

Відомим є і спосіб послідовної обробки свердловин із забрудненою привиби́йною зоною пласта важкими компонентами нафти спочатку вуглеводневим розчинником, який забезпечує часткове очищення порового простору від осідаючих на поверхні породи асфальто-смоло-парафінових відкладень (АСПВ) і покращує умови контактування кислоти з породою пласта при наступній солянокислотній обробці (В.А.Амیان, В.С.Уголев. Физико-химические методы повышения производительности скважин. - М.: Недра, 1970. - С.215).

Недоліком цього способу є його низька ефективність, яка пов'язана з неповним розчиненням важких компонентів нафти, які адсорбувались на поверхні порового простору, внаслідок збагачення розчинника АСПВ уже при проходженні його через

позаколонний простір і перфораційні канали. Крім того, при контакті вуглеводневого розчинника, збагаченого важкими компонентами нафти, із кислотним розчином в пласті можуть утворюватись стійкі емульсії, які утруднюють освоєння свердловин після проведеної обробки.

В основу даного винаходу було покладено завдання створити спосіб, в якому за рахунок зміни технології підвищується ефективність кислотних обробок, особливо в умовах забруднення привиби́йної зони пласта АСПВ.

Це досягається попереднім встановленням на-впроти розкритого інтервалу ванни із розчинника, яку витримують там не менше двох годин, а потім вимивають свіжою порцією аналогічного розчинника в міжколонний простір - між експлуатаційною колоною і колоною насосно-компресорних труб (НКТ), який протискають у пласт в об'ємі, не меншому об'єму протискуючого за ним кислотного розчину, і витримують на реагуванні, причому між розчинником і кислотним розчином нагнітають у пласт буфер із водного розчину поверхнево-активної речовини (ПАР).

Суттєвими відмінностями запропонованого способу є:

1) попереднє встановлення на-впроти розкритого інтервалу ванни із розчинника, яку витримують там не менше двох годин;

2) протиснення у пласт перед кислотним розчином аналогічного розчинника, що використовувався для встановлення ванни, незабрудненого АСПВ, в об'ємі, не меншому об'єму нагнітаючого за ним кислотного розчину, і витримка його там на реагуванні;

(19) UA (11) 38116 (13) A

3) нагнітання у пласт між розчинником і кислотним розчином буфера із водного розчину ПАР.

Як розчинник пропонується використовувати: конденсат, легку нафту, дизпаливо, гас освітлювальний, газовий бензин, розчинник нафтовий 04-150/200 або їх суміші. Для покращення розчинної здатності приведених вище розчинників в окремих випадках до них можна додати від 0,5% до 5% неіоногенної поверхнево-активної речовини (НПАР). А взагалі розчинник обирається в кожному конкретному випадку за результатами лабораторних досліджень в залежності від хімічного складу АСПВ.

Попереднє встановлення навпроти розкритого інтервалу ванни із розчинника, яку витримують там не менше двох годин, дозволяє максимально розчинити АСПВ в позаколонному просторі і пер-

фораційних каналах і, тим самим, забезпечити умови для протиснення чистого розчинника у пласт. Швидкість розчинення АСПВ залежить від типу розчинника і температури. Однак, як показують результати лабораторних досліджень (див. табл.), для розчинення більше 80% АСПВ час витримки ванни із розчинника не повинен бути меншим двох годин.

Нагнітання у пласт чистого від АСПВ розчинника в об'ємі, не меншому об'єму протискуючого за ним кислотного розчину, і витримка його там на реагуванні сприяє максимальному очищенню всієї зони, що підлягає кислотній дії, від АСПВ, а отже і доброму контактуванню кислотного розчину з породою пласта в усій оброблюваній зоні.

Таблиця

Результати розчинення АСПВ в різних вуглеводневих розчинниках
(маса взірця АСПВ = 5 г, кількість використаного розчинника 100 см³)

Тип розчинника	Компонентний склад АСПВ, мас.%	Температура, °С	Тривалість витримки взірця АСПВ в розчиннику, год.	Кількість розчиненого і диспергованого АСПВ, %
1	2	3	4	5
Гас освітлювальний	Парафіни - 45,5 Смоли силікагелеві - 10,4 Асфальтени - 10,9 Масла - решту	20	1	22,2
			2	35,0
			4,5	42,7
		45	1	52,0
			2	89,1
			3	90,5
			4	90,4
		60	1	70,8
			2	92,0
Конденсат	"-	40	4	92,2
			1	60,3
			2	84,0
Конденсат + 5% НПАР (жиринокс)	"-	40	4	84,6
			1	64,6
			2	94,6
Конденсат + 7% НПАР (жиринокс)	"-	45	3	94,0
			1	64,0
			2	93,8
Конденсат + 3% НПАР (жиринокс)		45	3	90,2
			1	60,3
			2	86,0
Легка нафта	"-	50	3	90,2
			1	48,8
			2	78,2
			3	85,4
Розчинник нафтовий С4-150/200	"-	45	4	86,1
			1	48,0
			2	82,0
Гас освітлювальн. + 0.5% дісольвану	"-	40	3	85,3
			1	55,0
			2	94,0
			3	96,0

Протиснений у пласт перед кислотним розчином буфера із водного розчину ПАР, по-перше, виключає можливість контакту розчинника, збагаченого АСПВ із кислотним розчином, а отже, і утворенню в пласті емульсії, і, по-друге, додатково сприяє поліпшенню умов для кислотної дії за рахунок витіснення розчинника із оброблюваної зони

і відмиву вуглеводневої плівки з поверхні породи. Як буфер використовується водний розчин, що містить від 0,1% до 0,5% неіоногенного ПАР в об'ємі, що складає 0,2-0,5 об'єму протискуючого за ним кислотного розчину.

Таким чином, використання запропонованого способу дозволяє за рахунок попереднього вста-

новлення на протязі не менше двох годин навпроти розкритого інтервалу ванни із розчинника, яку потім вимивають в міжтрубний простір вище розкритого інтервалу свіжою порцією аналогічного розчинника, який протискають у пласт в об'ємі, не меншому об'єму протискуючого за ним кислотного розчину, і витримують там на реагуванні, а також нагнітання у пласт між розчинником і кислотним розчином буфера із водного розчину ПАР, значно підвищити ефективність кислотної обробки привибійної зони пласта.

Приклад здійснення способу. Нехай необхідно провести обробку привибійної зони у свердловині з такими характеристиками:

Характеристики свердловини	
Глибина свердловини	2382 м
Інтервал перфорації	2370-2290 м
Ефективна потужність розкритого інтервалу	50 м
Середня пористість пласта	10%
Тип колектора	теригенний
Діаметр експлуатаційної колони	146 мм
Глибина спуску експлуатаційної колони	2382 м
Товщина стінки експлуатаційної колони в інтервалі перфорації	11 мм
Пластовий тиск	20 МПа
Пластова температура	52°C
Спосіб експлуатації	штанговим глибинним насосом
Дебіт свердловини	2,2 т/д нафти при обводненні продукції 30%
Радіус забруднення привибійної зони пласта згідно гідродинамічних досліджень	0,6 м

Для здійснення у свердловині обробки при вибійної зони пласта, згідно даного способу, необхідно спустити колону 73 мм НКТ до нижньої границі інтервалу перфорації 2370 м.

Тому як пластовий тиск у свердловині складає 0,84 гідростатичного, для заповнення свердловини використовуємо 0,3% водний розчин ПАР, наприклад, неонулу.

Лабораторними дослідженнями виявлено, що АСПВ, які відклалися на підземному обладнанні, що використовується для експлуатації свердловини, і в привибійній зоні, добре розчиняються в освітлювальному газі.

Основними технологічними параметрами для розрахунку процесу є об'єм розчинника для встановлення ванни і об'єм кислотного розчину для обробки забрудненої зони, які, відповідно, дорівнюють об'єму міжколонного простору навпроти розкритого інтервалу і об'єму порового простору забрудненої зони.

Об'єм міжколонного простору навпроти розкритого інтервалу

$$V_1 = 0,785(D^2 - d^2) \cdot h_{п.з.},$$

де: D - внутрішній діаметр експлуатаційної колони в зоні перфорації;

d - зовнішній діаметр НКТ;

$h_{п.з.}$ - довжина перфорованої зони;

$h_{п.з.} = 2370 - 2290 = 80$ м;

$$V_1 = 0,785(0,124^2 - 0,073^2) \cdot 80 \approx 0,65 \text{ м}^3.$$

Об'єм порового простору забрудненої зони

$$V_2 = 0,785(D_2^2 - D_1^2) \cdot h \cdot m,$$

де: D_2 - діаметр забрудненої зони;

D_1 - зовнішній діаметр експлуатаційної колони;

h - ефективна потужність розкритого інтервалу;

m - пористість.

$$V_2 = 0,785(1,2^2 - 0,146^2) \cdot 50 \cdot 0,1 \approx 5,6 \text{ м}^3.$$

Таким чином, для обробки свердловини необхідно:

$$0,65 + 5,6 = 6,25 \text{ м}^3$$

освітлювального газу (0,65 м³ для встановлення ванни і 5,6 м³ для протиснення у пласт) і 5,6 м³ кислотного розчину.

Враховуючи можливості існуючих транспортних засобів, доставляють на свердловину в автоцистерні 7,5 м³ освітлювального газу та у кислотовозі Аз-30А 6 м³ глинокислотного розчину наступної рецептури: 15% HCl + 3% HF + 0,1% KI-1 + 2% оцтової кислоти + 0,3% неонулу (рецептура кислотного розчину обирається на основі досвіду проведення кислотних обробок в даних умовах).

Обв'язують гірло свердловини з насосним агрегатом згідно типової схеми обв'язки обладнання при проведенні кислотних обробок. Після випробування нагнітальної лінії на герметичність при відкритій засувці на затрубному подають в колону НКТ освітлювальний газ, який доставляють до верхньої границі розкритого інтервалу. Для цього, згідно розрахунків, необхідно у свердловину подати $2370 \cdot 0,003 + 0,65 \approx 7,8 \text{ м}^3$ рідини. Враховуючи об'єм перфораційних отворів і позаколонного простору, незаповненого цементом, у свердловину подають 7,5 м³ освітлювального газу і 0,5 м³ 0,3% водного розчину неонулу. Закривають засувку на затрубному і витримують освітлювальний газ напроти розкритого інтервалу не менше двох годин.

Після чого, відкривши засувку на затрубному і протиснувши в НКТ 0,85 м³ 0,3% водного розчину неонулу, починають протиснення розчинника у пласт. Для цього закривають засувку на затрубному і подають в колону НКТ спочатку ще 0,45 м³ 0,3% водного розчину неонулу, який разом з уже поданим в НКТ 1,35 м³ буде протиснуто у пласт як буфер, а потім 7,55 м³ протискуючої рідини, якою в даному випадку є також 0,3% водний розчин неонулу. Закривають свердловину на реагування не менше як на дві години. Приступають до нагнітання в колону НКТ кислотного розчину. Подавши у свердловину при закритій засувці на затрубному 1,8 м³ кислотного розчину і протиснувши при цьому у пласт буфер 1,8 м³ 0,3% розчину неонулу, відкривають засувку на затрубному і продовжують нагнітання в НКТ кислотного розчину. Після подачі в НКТ всього кислотного розчину при відкритій засувці на затрубному подають ще в колону НКТ 1,5-

1,8 м³ протискуючої рідини. Закривають засувку на затрубному і, продовжуючи нагнітання протискуючої рідини в колону НКТ, протискують кислотний розчин у пласт. На протиснення кислотного розчину у пласт в колону НКТ необхідно подати не менше 8 м³ 0,3% водного розчину неонолу. Після вит-

римки кислотного розчину у пласті протягом 0,5 години на реагуванні, стравлюють надлишковий тиск, свердловину промивають зворотною промивкою рідиною глушіння, піднімають НКТ, спускають глибиннонасосне обладнання та запускають свердловину в роботу.

ДП "Український інститут промислової власності" (Укрпатент)
Україна, 01133, Київ-133, бульв. Лесі Українки, 26
(044) 295-81-42, 295-61-97

Підписано до друку _____ 2001 р. Формат 60х84 1/8.
Обсяг _____ обл.-вид. арк. Тираж 50 прим. Зам. _____

УкрІНТЕІ, 03680, Київ-39 МСП, вул. Горького, 180.
(044) 268-25-22
