



УКРАЇНА

(19) UA (11) 22804 (13) A(51) E 21 B 43/11ДЕРЖАВНЕ
ПАТЕНТНЕ
ВІДОМСТВООПИС ДО ПАТЕНТУ
НА ВІНАХІДбез проведення експертизи по суті
на підставі Постанови Верховної Ради України
№ 3769-XII від 23.XII. 1993 рПублікується
в редакції заявника

(54) РІДИНА ДЛЯ ПЕРФОРАЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ

1

(21) 96093671
 (22) 24.09.96
 (24) 21.04.98
 (46) 30.06.98. Бюл. № 3
 (47) 21.04.98
 (72) Гаркот Василь Степанович, Назарук
 Станіслав Володимирович, Гушул Василь
 Васильович, Рудий Мирослав Іванович
 (73) Підприємство "Чернігівнафтогаз" ВАТ
 "Укрнафта"
 (57) Рідина для перфорації свердловини, що
 містить метанол та додатковий компонент,

2

яка відрізняється тим, що як
 додатковий компонент використовують
 двох- або трьохатомний спирт при наступ-
 ному співвідношенні компонентів, мас. %:

Двох- або трьохатомний спирт	5-50
Метанол	Решта

при цьому як двох- або трьохатомний спирт
 використовується або етиленгліколь, або ди-
 етиленгліколь, або гліцерин.

Вінахід відноситься до нафтогазовидо-
 бувної промисловості, а саме до методів
 перфорації нафтових та газових свердловин.

Відомий спосіб перфорації нафтових
 свердловин, в якому в якості рідини для пер-
 форації використовується суміш метанолу
 на 2-3% неіоногенного ПАВ [Авт. св. СРСР
 № 1694875, кл. E 21 B 43/25 (43/11), 1990].
 Завдяки використанню метанолу з поверх-
 нево-активною речовиною в умовах пластів
 з низьким пластовим тиском забезпе-
 чується осушування привибійної зони наф-
 тового пласта від привнесеної води,
 збільшення нафтонасиченості пласта, при-
 скорення процесу освоєння свердловини. А
 це в комплексі дозволяє прозодити перфо-
 рацію свердловини з мінімальним впливом
 на проникність нафтонасиченого пласта.
 Однак, вказаний спосіб має деякі недоліки.

По-перше, для протискування метанолу в
 зону продуктивних пластів може використо-
 вуватись лише легка нафта (з густиною
 меншою за 790 кг/м^3). Використання нафт,
 що по густині важчі, ніж 790 кг/м^3 призведе
 до того, що метанол в зоні продуктивних
 пластів буде заміщатись нафтою, а це при
 проведенні перфорації не дасть тих пози-
 тивних якостей, що наведені вище. По-дру-
 ге, при прогріві технологічних рідин, що
 знаходяться на вибої свердловини, буде
 спостерігатись зниження їх густини. Так, у
 випадку метанолу його прогрів від 20°C до
 60°C та відповідно до 100°C призводить до
 зниження густини з $791,5$ до $755,5$ та
 відповідно до 714 кг/м^3 . У випадку легкої
 нафти прогрів в аналогічних умовах призво-
 дить до зниження густини з 790 до 768 та
 відповідно до $746,8 \text{ кг/м}^3$. Враховуючи, що
 метанол знаходиться нижче у свердловині і

(19) UA (11)22804(13) A

відповідно прогрівається до вищої температури, ніж нафта, що знаходиться вище, то можна зробити висновок, що їх прогрів призводить до посилення перемішування метанолу з нафтою у стовбурі свердловини, а це знижує ефективність перфорації свердловини. По-третє, низька в'язкість метанолу при проведенні перфорації призводить до переносу мікрочастинок в глибину пласта, що в деякій мірі знижує ефективність результатів перфорації свердловини.

В основу винаходу було покладено завдання створити рідину для перфорації свердловини, в якій за рахунок використання нових реагентів досягається проведення більш ефективної перфорації свердловини з нафтонасиченими пластами та низьким пластовим тиском при одночасному облегченні технології проведення перфорації.

Це досягається шляхом додаткового введення у метанол дво- або трьохатомного спирту при наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

Двох- або трьохатомний

спирт

5-50

Метанол

Решта

при цьому як дво- або трьохатомний спирт використовується або етиленгліколь, або диетиленгліколь, або гліцерин.

Використання запропонованої рідини дозволяє збільшити густину та в'язкість розчину метанолу, спростити процес проведення перфорації. Так, збільшення густини розчину метанолу досягається за рахунок введення дво- або трьохатомного спирту. Так, густина етиленгліколю складає 1113-1118 кг/м³, диетиленгліколю - 1118-1124 кг/м³, гліцерину - 1261 кг/м³. Густина нафти на основних родовищах України коливається в інтервалі 790-970 кг/м³. Відповідно, що вже при 50% вмісту дво- або трьохатомного спирту у метанолі його густина буде відповідати густині найважчої нафти України (970 кг/м³). Оптимальним вмістом дво- або трьохатомного спирту у метанолі буде та концентрація, при якій забезпечується більша густина розчину метанолу, ніж нафти конкретного родовища, що використовується для проведення перфорації. У такому випадку заміщення розчину метанолу нафтою спостерігатись не буде, а це дозволить провести процес перфорації у повній відповідності з технологією.

При змішуванні метанолу з дво- або трьохатомним спиртом буде також спостерігатись і деяке збільшення в'язкості розчину. Це пов'язано з тим, що вказані спирти мають значно вищу в'язкість, ніж метанол. Так, наприклад, диетиленгліколь має 30 мПа·с, а гліцерин - 1499 мПа·с. А

збільшення в'язкості рідини для перфорації зменшує кількість рідини, що відфільтровується у поровий простір при перфорації свердловин, та збільшує пісковтримуючу здатність розчину. Вказані властивості в кінцевому результаті покращують і результати перфорації. Але найбільший позитивний вплив спричиняють двохатомні спирти при кумулятивній перфорації. Це пов'язано з тим, що двохатомні спирти із збільшенням тиску збільшують свою в'язкість. Так, наприклад, в'язкість диетиленгліколю при атмосферному тиску складає 30 мПа·с, а при тиску 7 МПа - 110-130 мПа·с. Відповідно, при взриві, коли у поровий простір пласта переноситься найбільше рідини та забруднюючих речовин, в'язкість розчину метанолу буде значною, що відчутно зменшить і кількість рідини, і кількість забруднень, що переноситься у пласт. При зниженні тиску зменшиться і в'язкість розчину метанолу, що прискорить процес освоєння свердловини.

Збільшення густини розчину метанолу шляхом введення дво- або трьохатомного спирту дозволяє також і спростити сам процес проведення перфорації свердловини. Так, для проведення відомого способу необхідний пошук легких по густині нафт, що не завжди можуть бути присутні в тому чи іншому нафтопромисловому районі. При проведенні запропонованого способу використовується наявна нафта конкретного родовища, що спрощує підготовку до проведення перфорації.

Таким чином, використання запропонованої рідини дозволяє збільшити густину розчину метанолу, що не допускає його змішування з нафтою та спрощує процес проведення перфорації свердловини, збільшити в'язкість розчину метанолу, що зменшує кількість рідини та забруднень, що попадають у пласт при перфорації, осушити привибійну зону пласта від привнесеної води за рахунок використання метанолу до двохатомних спиртів, а це в свою чергу забезпечує збільшення нафтонасиченості пласта і відповідно збільшення дебіту свердловини по нафті.

Суттєвими відмінностями запропонованої рідини від відомої є:

1) метанол додатково містить дво- або трьохатомні спирти при наступному співвідношенні компонентів: 5-50% дво- або трьохатомного спирту, та метанол - решта до 100%.

2) як дво- або трьохатомні спирти використовуються або етиленгліколь, або диетиленгліколь, або гліцерин.

Порядок приготування запропонованої рідини наступний.

Приклад 1. У 95 г (95 мас. %) метанолу розчиняють 5 г (5 мас. %) етиленгліколю.

Приклад 2. У 75 г (75 мас. %) метанолу розчиняють 25 г (25 мас. %) диетилгліколю.

Приклад 3. У 50 г (50 мас. %) метанолу розчиняють 50 г (50 мас. %) гліцерину.

Приклад здійснення способу.

Для перфорації вибираємо свердловину, типову для нафтових родовищ. Вихідні дані: глибина свердловини 2460 м, інтервал перфорації – 2430–2445 м, експлуатаційна колона діаметром 146 мм, цементний міст на глибині 2425 м. Дебіт свердловини по нафті складає 0,1 т/добу при обводненні 99,9%. У зв'язку з цим, виснажені продуктивні пласти були ізольовані цементним мостом в інтервалі 2425–2460 м. Геофізичними дослідженнями було встановлено, що в інтервалі 2415–2400 м є нафтонасичені пропластки з низьким пластовим тиском (по даним інших свердловин), що придатні до експлуатації. З метою їх підключення до розробки покладу заплановано проведення

кумулятивної перфорації з запропонованою рідиною.

Об'єм рідини, необхідний для проведення технології, складає об'єм в інтервалі перфорації (2400–2415 м) та деякий запас (1 м³). Відповідно:

$$V = 3,14 \cdot R^2 \cdot h + 1 = 3,14 \cdot 0,068^2 \cdot 15 + 1 = 0,22 + 1 = 1,2 \text{ м}^3.$$

- 10 Склад рідини залежить від густини нафти. Так, у нашому випадку вона складає 850 кг/м³. Густина розчину метанолу повинна дещо переважати густину нафти. Тоді відповідно вона повинна складати 860–870 кг/м³. Таку густину розчину метанолу забезпечує зміст 20–25% диетилгліколю. При відкритому затрубному просторі закачуємо в ліфт 1,2 м³ розчину, що містить 25% диетилгліколю та 75% метанолу, та проти-
скачуємо його в зону перфорації нафтою з густиною 850 кг/м³. Після цього опускаємо в заданий інтервал перфоратор ЛКС-80 і проводимо перфорацію продуктивних пластів із щільністю 12 отворів на один погонний метр. Проводять необхідні дослідження і свердловину освоюють.

Упорядник

Техред М.Келемеш

Коректор М. Корецман

Замовлення 4506

Тираж

Підписне

Державне патентне відомство України,
254655, ГСП, Київ-53, Львівська пл., 8

Відкрите акціонерне товариство "Патент", м. Ужгород, вул.Гагаріна, 101

[REDACTED]

[REDACTED]