

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної промисловості, а саме до методів перфорації нафтових та газових свердловин.

Відомий спосіб перфорації нафтових свердловин, в якому в якості рідини для перфорації використовується суміш метанолу на 2-3% неіоногенного ПАР [Авт. св. СРСР № Ш4875, кл. Е 21 В 43/25 (43/11), 1990]. Завдяки використанню метанолу з поверхнево-активною речовиною в умовах пластів з низьким пластовим тиском забезпечується осушування привибійної зони нафтового пласта від привнесеної води, збільшення нафтонасиченості пласта, прискорення процесу освоєння свердловини. А це в комплексі дозволяє прозодити перфорацію свердловини з мінімальним, впливом на проникність нафтонасиченого пласта. Однак, вказаний спосіб має і деякі недоліки.

По-перше, для протискування метанолу в зону продуктивних пластів може використовуватись лише легка нафта (з густиною меншою за 790 кг/м³). Використання нафти, що по густині важчі, ніж 790 кг/м³ призведе до того, що метанол в зоні продуктивних пластів буде заміщатись нафтою, а це при проведенні перфорації не дасть тих позитивних якостей, що наведені вище. По-друге, 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/м³. У випадку легкої нафти прогрів в аналогічних умовах призводить до зниження густини з 790 до 768 та відповідно до 746,8 кг/м³. Враховуючи, що метанол знаходиться нижче у свердловині і відповідно прогривається 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 металу 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 зарахуноі 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 двох- або трьохатомного спирту при наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

Двох- або трьохатомний спирт	5-50
Метанол	Решта

при цьому як двох- 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 двох- або трьохатомного спирту. Так, густина етиленгліколю складає 1113-1118 кг/м³, диетиленгліколю - 1118-1121 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 двох-або трьохатомного спирту у метанолі його густина буде відповідати густині найважчої нафти України (970 кг/м³). Оптимальним вмістом двох- 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 двох- 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 з 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 двох- 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 двох- або трьохатомні спирти при наступному співвідношенні компонентів: 5-50% двох-або трьохатомного спирту, та метанол - решта до 100%.

2) як двох- 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. %) диетиленгліколю.

Приклад 3. У 50г (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 складав 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 м^3). Відповідно:

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

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 вміст 20-25% диетиленгліколю. При відкритому затрубному просторі закачуємо в ліфт $1,2 \text{ м}^3$ розчину, що містить 25% диетиленгліколю та 75% метанолу, та протискуємо його в зону перфорації нафтою з густиною 850 кг/м³. Після цього опускаємо в заданий інтервал перфратор ПКС-80 і проводимо перфорацію продуктивних пластів із щільністю 12 отворів на один погонний метр. Проводять необхідні дослідження і свердловину освоюють.