

Винахід відноситься до нафтогазодобувної промисловості, а саме до перфорації нафтогазоносного пласта, представленого теригенними колекторами з високим ступенем набухання, в свердловинах, як при виході із буріння, так і на різних стадіях експлуатації.

Відомий спосіб повторного розкриття теригенних колекторів закольматованих водою з низьким пластовим тиском, який включає нагнітання в заповнену вуглеводневою рідиною свердловину метанолу та 2 - 3% неіоногенної ПАР і послідовну перфорацію (Авт.св. СССР №1694875, кл. E21B43/11, 01.08.91). По перфораційних каналах метанол входить в пласт і абсорбує воду із глинистих компонентів гірської породи, внаслідок чого зростає проникненість привибійної зони пласта (ПЗП). Однак, при використанні вказаного способу у видобувних свердловинах не завжди отримуються позитивні результати. Поверхня фільтраційних каналів із адсорбованою водою інколи покривається гідрофобними емульсіями, а метанол, нерозчинний в нафті, не руйнує їх. Він не має доступу до законсервованої плівкою нафти води і тому не абсорбує її, перебуває без виконання корисної роботи і втрачена від набухання глин колектору проникненість ПЗП не відновлюється. Мала густина метанолу виключає можливість використання способу на свердловинах з високим пластовим тиском ( $P_{пл.}$ ).

Мета винаходу - забезпечення проникненості закольматованої водою і буровим розчином ПЗП свердловин, як на ранній і пізній стадіях експлуатації, так і при вводі із буріння шляхом десорбції води із глинистих компонентів породи колектора при перфорації на рідині з універсальною розчинною властивістю.

Це досягається тим, що рідина перфорації містить як водорозчинну (метанол), так і водовуглеводнорозчинну (ефір гліколю) складові.

Збільшення (в порівнянні з прототипом) частки неіоногенної ПАР, яка знижує міжфазний натяг на межі нафта - вода, підсилює відмивання породи колектора від плівки нафти і сприяє розчинності її в ефірі гліколю і поглинанню метанолом води, адсорбованої глинистими частинками на поверхні порових каналів, і вивільненню води із зруйнованих гідрофобних емульсій. Присутність деемульгуючої ПАР сприяє руйнуванню емульсій в ПЗП.

Додавлений нітрат амонію, підвищуючи густина і динамічність рідини перфорації, дає змогу утримувати у дисперсному стані глинисті частинки; при взаємодії з пластовими водами нерозчинних осадів не створює, реакція взаємодії супроводжується підвищенням температури на 30 - 35°C, що сприяє посиленню деемульсації і вологопоглинанню робочим розчином. Застосовуються неіоногенні ПАР, які не створюють осадів при взаємодії з пластовими водами, такі як: МЛ-72, МЛ-80, фосфоксид, превоцел та інші. Деемульгатори - дипроксамін, дисольван і т.ін. Ефіри гліколей взяті розчинні у воді і вуглеводневих рідинах, здатні розчиняти смоли, асфальтени, парафін - такі як етиленглікольмонобутиловий ефір, етиленглікольдіетиловий ефір, діоксидиетиловий ефір та інші. Метиловий спирт в необмеженій кількості з'єднується з приведеними вище ефірами гліколей. Об'ємний склад рідини перфорації, %:

Метиловий спирт	50 - 60
Неіоногенний ПАР	10 - 20
Деемульгуючі ПАР	0 - 3
Ефір гліколю	20 - 40
Нітрат амонію	0 - 15

Маніпулюючи кількісним складом рідини, підбирається потрібна густина рідини перфорації залежно від існуючого пластового тиску вибраної свердловини. Так, при введенні 10кг нітрату амонію на 1м<sup>3</sup> робочого розчину - густина його збільшується на 5кг. Максимальна загрузка нітрату амонію на 1м<sup>3</sup> рідини перфорації складає близько 170кг/м<sup>3</sup>.

Технологія запропонованого способу нескладна. В свердловину (продуктивний пласт представлений теригенними колекторами) опускають НКТ до штучного вибою, об'єм її замінюють на вуглеводневу рідину (безводну розгазовану нафту) при  $R_{пл.}/80\% R_{гдростатичного}$ . В разі  $R_{пл.} > R_{гдростатичного}$  для збільшення репресії на пласт об'єм рідини свердловини міняється на інвертні емульсії. Розчин рідини перфорації готується з питомою вагою на 2 - 5% важчим від залитої в свердловину рідини. В автоцистерну заливається рідина в визначених кількостях, а потім вводиться розрахована кількість нітрату амонію. Приготовлений розчин по НКТ нагнітається в інтервал перфорації, продавка його проводиться нафтою або інвертною емульсією, в залежності від густини приготовленого розчину перфорації. Піднімаються НКТ, проводиться перфорація, опускається підземне обладнання, свердловина вводиться в роботу.

Суттєвими відмінностями запропонованого способу від відомого є:

1) якісна і кількісна зміна складу рідини перфорації, внаслідок чого, крім абсорбції води придбана здатність розчинника нафто-водних емульсій і АСПВ;

2) на даній рідині можливе проведення перфорації при пластових тисках вище, рівних і нижче умовно гідростатичного.

Приклад здійснення способу. Вибираємо свердловину з теригенним колектором, у складі якого присутні глинисті компоненти.

Вихідні дані: глибина свердловини 3570м, пластовий тиск 24,7МПа, інтервал перфорації 3546 - 3553м, експлуатаційна колона Ø140мм насос RH 1 × 38 спущений на НКТ Ø73мм до глибини 2448м. Дебіт нафти зменшився з 14т/добу до 1,2т/добу при обводненні до 15%. Попередня експлуатація свердловини ускладнювалась АСПВ. Для відновлення проникненості ПЗП і зменшення скінефекту проводимо перфорацію на запропонованій рідині.

Технологічну рідину і її об'єми вибираємо враховуючи, що існуючий по свердловині пластовий тиск менший від гідростатичного: 24,7МПа/135,7МПа і рівний 70%  $P_{гдростатичного}$ , тому для заміни в свердловині рідини використовуємо, наприклад, нафту товарну Гнідинцівського заводу ПГ І СН з густиною  $\gamma = 835\text{кг/м}^3$  в об'ємі експлуатаційної колони = 45м<sup>3</sup>. Об'єм рідини перфорації визначаємо з промислового досвіду повторних перфорацій на метанолі (спосіб прототипу) і враховуємо властивості рідини пропонуємого способу. Наприклад, на Скороходівському родовищі на 1м інтервалу, що перфорується, використовувалось від 0,5 до 1м<sup>3</sup> метанолу, але взявши до уваги універсальну розчинну властивість

пропонуємої рідини, зменшуємо кількість рідини до  $0,2 - 0,7\text{м}^3$  на 1м розкриваємого інтервалу. У даному випадку беремо питому витрату рідини на 1м перфоруємого інтервалу  $0,3\text{м}^3$ , тоді потрібний об'єм рідини складе  $0,3 \times 7 = 2,1\text{м}^3$ .

Взявши до уваги наявність АСПВ у продукції свердловини, зменшуємо частки неіоногенної ПАВ і по максимуму беремо кількість ефіру гліколю, потреба амонію, в даному випадку виключена.

Готується в автоцистерні рідина перфорації в слідуєчому об'ємному складі:

Метанол 50%, або  $1\text{м}^3$

Фосфоксид 10%, або  $0,2\text{м}^3$

Діоксидиетилловий ефір 39,8%, або  $0,8\text{м}^3$

Діпроксамін 0,2%, або  $0,004\text{м}^3$

Густина рідини перфорації в цьому випадку складає  $970\text{кг/м}^3$ .

Після проведення підготовчих робіт рідина свердловини міняється на нафту (у випадку  $P_{\text{пл.}} > P_{\text{гідростатичного}}$ , об'єм рідини в свердловині міняється на інвертну емульсію, а рідину перфорації обважнюють додаючи нітрат амонію). В НКТ нагнітається рідина перфорації і продавлюється на вибір рідиною, якою заповнена свердловина. НКТ піднімають і проводять перфорацію, після чого свердловину запускають в роботу.