

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної галузі, а саме до кислотних обробок свердловин.

Відомий спосіб кислотної обробки свердловин, що включає послідовне нагнітання у свердловину по насосно-компресорних трубах суспензії на нафтовій основі, гідрофобної емульсії та 10 - 15% розчину соляної кислоти (А.с. СРСР №1104244, кл. Е21В43/27, 1984). В якості суспензії на нафтовій основі використовується суміш крейди з гідрофобною емульсією або нафтою. Використання даного способу дозволяє блокувати високопроникні прошарки від дії кислотного розчину. Низькопроникні прошарки за рахунок використання суспензії крейди у нафті практично не поглинають нафтову емульсію, завдяки чому кислотний розчин діє виключно на цей інтервал. Таким чином, використання нафтової суспензії та кислотного розчину спричиняє до відключення частини (високопроникної) розрізу свердловини від кислотної дії та спрямування основної кількості кислотного розчину в іншу частину (низькопроникну) розрізу. Проте згаданий спосіб має і деякі недоліки. Так, у випадку неоднорідних по проникності, але в достатній мірі нафтонасичених прошарків ефективність обробки дещо знижується із-за відокремлення високопроникних прошарків від кислотної обробки. По-друге, використання 10 - 15% розчинів соляної кислоти для обробки продуктивних шарів не забезпечує ефективного розчинення важкорозчинних компонентів гірської породи. По-третє, із-за корозійної активності кислотного розчину нагнітання рідин проводиться по НКТ з підйомом підземного обладнання, що призводить до збільшення витрат на проведення обробки і простою свердловини, під час якого втрачається видобуток нафти і газу.

В основу винаходу було покладено завдання створити спосіб кислотної обробки продуктивних шарів, в якому за рахунок використання нових реагентів та зміни технологічних прийомів досягається рівномірна обробка всього приєднаного проміжку продуктивного розрізу свердловини більш активним кислотним розчином, внаслідок чого буде більш ефективною кислотна обробка і буде одержаний додатковий видобуток нафти і газу при зменшенні простою свердловини для проведення кислотної обробки і витрат на здійснення останньої.

Це досягається шляхом послідовного нагнітання у свердловину суспензії на нафтовій основі та кислотного розчину, при цьому перед суспензією додатково нагнітають розчин поверхнево-активної речовини-емульгатора, а як суспензію на нафтовій основі використовують склад, що містить 15 - 30% азотнокислого карбаміду, 0,2 - 2% нафтохіму та нафту - решта до 100%, а як кислотний розчин - склад, що містить 10 - 15% соляної кислоти, 0,5 - 3% водорозчинного полімеру, 0,2 - 1% катапіну та воду - решта до 100%, а нагнітання суспензії та кислотного розчину проводять по затрубному простору без підйому свердловинного обладнання.

Використання запропонованого способу дозволяє проводити кислотну обробку на увесь розріз свердловини з неоднорідними по проникності шарами, більш активніше розчиняти важкорозчинні компоненти гірської породи, збільшити глибину обробки шарів, зменшити швидкість корозії підземного обладнання, за рахунок чого можна нагнітання розчинів проводити по затрубному простору без підйому підземного обладнання, яким свердловина після обробки своєчасно освоюється. Наявність вказаних переваг

у запропонованому способі при обробці продуктивних шарів призводить до додаткового видобутку нафти та зниження витрат на проведення кислотної обробки.

Рівномірний характер кислотної дії на увесь розріз свердловини досягається за рахунок використання розчину поверхнево-активної речовини з емульгуючими властивостями, суспензії азотнокислого карбаміду у нафті, а також загущеного кислотного розчину. Так, при нагнітанні розчину ПАР з емульгуючими властивостями по затрубному простору діючої свердловини буде спостерігатись відмив нафти з підземного обладнання та утворення водонафтової емульсії. При фільтрації такої емульсії у пласт проникнення в першу чергу буде спостерігатись у високопроникні, у більшості випадків, обводнені пропластки. А фільтрація емульсії в обводнені прошарки призводить відповідно до зниження їх проникності. За рахунок цього фільтрація наступних розчинів буде здійснюватись, в основному, в інші, менш проникні, але нафтонасичені, прошарки. Як ПАР-емульгатори можуть використовуватись 0,5 - 5% розчини ЕС-2, жириноксу та інші.

При нагнітанні суспензії у шари буде спостерігатись часткове приглушення проникності високопроникних прошарків за рахунок відфільтрування нафти і утворення плівки із частинок азотнокислого карбаміду. По-друге, у випадку присутності води у продукції свердловини нафта при попаданні у водонасичені пропластки здатна утворювати з нею емульсію (якщо стабільної емульсії не утворюється, то буде спостерігатись зниження проникності прошарку як наслідок проникнення іншої фази). За рахунок цього відбуватимуться вирівнювання профілю приймальності різних за проникністю прошарків. По-третє, нагнітання загущених кислотних розчинів також сприяє селективності дії в результаті наявності у розчинів неньютонівських властивостей - всі вони є псевдо-пластичними рідинами, тобто із зміною швидкості зсуву здатні змінювати свою в'язкість. При селективності дії по запропонованому способу досягається і кислотна обробка всього розрізу свердловини. При контакті кислотного розчину із частинками азотнокислого карбаміду відбувається розклад комплексу із утворенням азотної кислоти. Суміш азотної та соляної кислот проникає як у низькопроникні, так і в високопроникні (що будуть поступово відкриватись за рахунок розкладу комплексу) прошарки.

Використання суміші азотної та соляної кислоти дозволяє більш активніше розчиняти важкорозчинні компоненти гірської породи. Ця особливість пов'язана з утворенням в пластових умовах суміші кислот, відомої під назвою "царська горілка", яка по розчиняючій здатності переважає соляну або азотну кислоту, окремо взятих. При цьому спостерігається і збільшення глибини обробки, що пов'язано із використанням двох методів сповільнення - утворенням кислоти з інших хімічних реагентів та загущенням кислотного розчину. Присутність водорозчинного полімеру (ефіри целюлози, біополімери) у кислотному розчині сповільнить і утворення азотної кислоти у пласті, і нейтралізацію суміші соляної та азотної кислот у порових каналах породи.

При використанні запропонованого способу досягається також зменшення швидкості корозії підземного обладнання, що пов'язано з наступними особливостями кислотних розчинів. По-перше, азотна кислота нагнітається у пласт у вигляді комплексної солі з карбамідом. Для попередження передчасного утворення азотної кислоти у

свердловині азотнокислий карбамід нагнітається як суспензія у нафті, яка додатково містить Інгібітор корозії - нафтохім. Використання нафтохіму дозволяє утворити на поверхні підземного обладнання вуглеводневу плівку інгібітора корозії, яка суттєво знижує швидкість корозії металу як у випадку нагнітання азотної кислоти (якщо вона якимось чином утворилась), так і у випадку нагнітання загущеного солянокислотного розчину. По-друге, використання в якості розчину складу, що містить 10 - 15% соляної кислоти, 0,5 - 3% водорозчинного полімеру, 0,2 - 1% катапіну та воду - до 100%, дозволяє суттєво знизити кислотну корозію підземного обладнання. Вказана особливість кислотного розчину досягається за рахунок спільного використання інгібітора солянокислотної корозії - наприклад, катапіну КІ-1 та водорозчинного полімеру - ефіри целюлози або біополімерів при вказаних співвідношеннях компонентів. Слід відмітити, що при цьому спостерігається синергетичний ефект їх спільної дії, тобто швидкість корозії сталі в запропонованому розчині нижча, ніж при використанні інгібітора чи полімера в окремість. Таким чином, використання запропонованих кислотних розчинів дозволяє значно знизити швидкість корозії підземного обладнання. А це в свою чергу дозволяє проводити нагнітання розчинів по затрубному простору без підйому підземного обладнання. Такий порядок проведення способу призводить, по-перше, до своєчасного освоєння свердловини за рахунок швидкого відбору пластових флюїдів, та, по-друге, до зниження витрат на проведення кислотної обробки за рахунок невикористання бригад підземного та капітального ремонту свердловин.

Враховуючи вищезгадане, бачимо, що використання запропонованого способу дозволяє збільшити видобуток пластових флюїдів, в першу чергу нафти, та знизити витрати на проведення обробки.

Технологія проведення кислотної обробки по запропонованому способу містить наступне. Свердловина зупиняється на час проведення обробки. Проводяться підготовчі роботи. Паралельно готують відповідні кількості азотнокислого карбаміду, розчину нафтохіму у нафті та загущеного кислотного розчину. Після заповнення затрубного простору пластовою водою приступають до нагнітання розчину ПАР-емульгатора, суспензії азотнокислого карбаміду у нафті з нафтохімом та загущеного кислотного розчину. Останню порцію кислотного розчину протискують у пласт рідиною витіснення. Після витримки свердловини на реагування приступають до освоєння свердловини шляхом запуску глибинного насоса.

Спільними ознаками запропонованого та відомого способів є наступні позиції: 1) нагнітання суспензії на нафтовій основі, 2) нагнітання кислотного розчину. Суттєвими відмінностями запропонованого способу від відомого є:

1) додаткове нагнітання розчину ПАР-емульгатора до зниження проникності високопроникних прошарків;

2) як суспензія на нафтовій основі використовується склад, що містить 15 - 30% азотнокислого карбаміду, 0,2 - 2% нафтохіму та нафту - до 100%;

3) як кислотний розчин використовують склад, що містить 10 - 15% соляної кислоти, 0,5 - 3% водорозчинного полімеру, 0,2 - 1% катапіну та воду - до 100%;

4) як водорозчинні полімери використовуються

ефіри целюлози або біополімери;

5) нагнітання розчину ПАР-емульгатора, суспензії на нафтовій основі та кислотного розчину проводять по затрубному простору без підйому підземного обладнання.

Порядок приготування запропонованих розчинів наступний.

Приклад 2. У 84,8г (84,8мас.%) нафти розчиняють 0,2г (0,2мас.%) нафтохіму. При нагнітанні нафтового розчину нафтохіму у свердловину у нього паралельно вводять 15г (15мас.%) азотнокислого карбаміду.

Приклад 2. У 79г (79мас.%) нафти розчиняють 1г (1мас.%) нафтохіму. При нагнітанні нафтового розчину нафтохіму у свердловину у нього паралельно вводять 20г (20мас.%) азотнокислого карбаміду.

Приклад 3. У 68г (69мас.%) нафти розчиняють 2г (2мас.%) нафтохіму. При нагнітанні нафтового розчину нафтохіму у свердловину у нього паралельно вводять 30г (30мас.%) азотнокислого карбаміду.

Приклад 4. У 16,5г (16,5мас.%) води послідовно розчиняють 0,2г (0,2мас.%) катапіну КІ - 1,50г (0,5мас.%) енпосанута 49,5мас.%) води) 1% культурального розчину енпосану та 33,3г (10мас.%) HCl та 23,3мас.%) води) 30% розчину соляної кислоти.

Приклад 5. У 58,5г (58,5мас.%) води послідовно розчиняють 0,5г (0,5мас.%) катапіну-А, 1г (1мас.%) оксіетилцелюлози та 40г (12мас.%) HCl та 28мас.%) води) 30% розчину соляної кислоти.

Приклад 6. У 46г (46мас.%) води послідовно розчиняють 3г (3мас.%) карбоксиметилцелюлози, 1г (1мас.%) катапіну-К та 50г (15мас.%) HCl та 35мас.%) води) 30% розчину соляної кислоти.

Вміст азотнокислого карбаміду у нафтовій суспензії в кількості 15 - 30% пов'язаний з можливістю утворення достатньо концентрованої та стабільної (що здатний певний час знаходитись у розчині) суспензії. Оскільки різні нафти мають досить широкий інтервал в'язкості, то мінімальним азотнокислого карбаміду є 15%. При його вмісту більше 30% утворення суспензії дещо ускладнюється, можливі затруднення із нагнітанням такої суспензії у пласт. 0,2 - 2% вміст нафтохіму у нафтовій суспензії пов'язаний із здатністю екранувати підземне обладнання від дії кислотного розчину. Експериментальними дослідженнями було встановлено, що мінімальним вмістом нафтохіму у нафті при якому спостерігається сповільнення швидкості корозії, є 0,2%. При концентрації нафтохіму більше 2% подальшого сповільнення швидкості корозії практично не спостерігається.

При використанні запропонованих кислотних розчинів досягається суттєве зниження швидкості корозії підземного обладнання. Так, при 80°C швидкість корозії сталі-45 знижується з 30460×10^{-6} (для 10% розчину HCl) до $(425 - 1150) \times 10^{-6} \text{ г/м}^2 \cdot \text{хв}$ (для запропонованих розчинів). Дане зниження швидкості корозії пов'язане із спільним використанням водорозчинного полімера та інгібітора корозії. Мінімальний вміст катапіну 0,2% пов'язаний із його здатністю впливати на процес корозії - при цій концентрації досягається достатнє зниження швидкості корозії сталі-45. При концентрації катапіну більше 1% подальшого суттєвого зниження швидкості корозії практично не спостерігається, тобто подальше збільшення концентрації призводить тільки до перевитрат катапіну. Вміст водорозчинного полімера у кислотному розчині пов'язаний із його здатністю зменшувати швидкість корозії нижче значення, що

характерне для суміші соляна кислота та катапін КИ-1. Так, встановлено, що синергетичний ефект спостерігається при вмісті більшому за, у випадку енпосану, 0,5%, у випадку ОЕЦ - 0,8%, у випадку КМЦ - 3%.

Приклад здійснення способу. Для кислотної обробки вибираємо свердловину, типову для нафтових свердловин. Вихідні дані: глибина свердловини - 2460м, інтервал перфорації - 2365 - 2440м, шарова температура - 58°C, експлуатаційна колона - 146мм, НКТ 73мм з глибинним насосом опущені на глибину 1600м.

Встановлено, що за 1,5 роки експлуатації свердловини видобуток флюїдів зменшився в 2,4 рази. Для відновлення та подальшого збільшення продуктивності свердловини заплановано проведення кислотної обробки по запропонованому способу.

Для цього зупиняється глибинний насос. Проводять необхідні підготовчі роботи. Окремо заготовлюють необхідні об'єми азотнокислого карбаміду, суміші нафтохіму та нафти, загущеного кислотного розчину та розчин ПАР-емульгатора (наприклад, ЕС-2). Вихідним для розрахунку об'ємів технологічних є об'єм кислотного розчину. Він повинен бути не меншим за об'єм кислотного розчину попередньої обробки. Наприклад, при попередній обробці було використано 12м³ солянокислотного розчину. Відповідно, об'єм загущеного кислотного розчину повинен складати не менше 12м³, наприклад, 15м³. Склад загущеного кислотного розчину слідуючий: 10% HCl, 3% КМЦ-600, 0,5% катапіну КИ-1. Об'єм нафтової суспензії залежить від кількості азотнокислого карбаміду, а він в свою чергу залежить від кількості азотної кислоти, що утворюється у пластових умовах. А співвідношення соляної та азотної кислоти повинно бути приблизно таким, що забезпечує утворення "царської горілки". Виходячи із цього, кількість азотнокислого карбаміду складає приблизно 1,5т. Звідси, об'єм нафтової суспензії рівний приблизно 8м³. Вміст нафтохіму у суспензії 1%. Як розчин ПАР використовується 2% розчин ЕС-2. Приготувавши задані об'єми технологічних рідин, заповнюють затрубний простір свердловини пластовою водою. По закінченню цього процесу приступають до нагнітання у затрубний простір 2м³ 2% розчину ЕС - 2,8м³ суспензії азотнокислого карбаміду у нафті з нафтохімом та 15м³ загущеної кислоти. Останню порцію кислотного розчину протискують у продуктивні шари пластовою водою в об'ємі не меншим за 26м³. Після 4-годинної витримки розчину в пласті освоюють свердловину шляхом запуску глибинного насоса.