

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

Відомий спосіб кислотної обробки нагнітальних свердловин, що включає послідовно циклічне нагнітання 12 - 14% розчину соляної кислоти та сульфїтспиртової барди (Кривоносов І.В., Макеев Г.А., Арнопольский А.В., Щекалев В.В. Об эффективности первых и повторных кислотных обработок // Нефтепромысловое дело. - 1973. - №1. - С.29 - 31). Використання цього способу дозволяє за рахунок створення у високопроникних зонах бар'єру із високов'язкого розчину ССБ діяти в більшій мірі на низькопроникні зони. Це призводить до вирівнювання профілю приймальності у нагнітальній свердловині і відповідно до більш рівномірної виробки запасів по пластах в умовах неоднорідного по проникності родовища. Однак, вказаний спосіб кислотної обробки має деякі недоліки. Так, селективність дії при використанні даного способу носить тимчасовий характер (оскільки селективність досягається за рахунок створення високов'язкого бар'єру, та і його дія буде спостерігатись доки розчин ССБ не розбавиться у пластових умовах). По-друге, використання даної технології у газових свердловинах є малоефективним.

При попаданні розчину ССБ у газонасичені пласти проходить значне зниження їх проникності, на відновлення якої потрібен значний час. У випадку попадання розчину ССБ у обводнені пропластки газової свердловини блокуючий ефект буде спостерігатись обмежений час, до розбавлення ССБ пластовою водою.

В основу винаходу було покладено створити спосіб селективної кислотної обробки газових свердловин, в якому за рахунок використання нових реагентів та зміни технологічних прийомів досягається можливість проведення ефективної селективної обробки у газових свердловинах.

Це досягається шляхом послідовного нагнітання у свердловину розчину, який містить сульфїтспиртову барду, та кислотного розчину, при цьому перед розчином ССБ додатково нагнітають розчин, який містить, мас. %:

<b>Піноутворювач</b>	<b>10-50</b>
<b>Хлорид кальцію</b>	<b>0,5-10</b>
<b>Вода</b>	<b>Решта,</b>

а в розчин, що містить ССБ, додатково вводять КМЦ, гідрооксид натрію, воду та нафту при наступному співвідношенні компонентів, мас. %:

<b>Сульфїтспиртова барда (ССБ)</b>	<b>10-20</b>
<b>Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ)</b>	<b>0,5-1,5</b>
<b>Гідрооксид натрію</b>	<b>2-10</b>
<b>Вода</b>	<b>7,5-28,5</b>
<b>Нафта</b>	<b>Решта,</b>

а як кислотний розчин використовують газокислотний розчин.

Використання запропонованого способу дозволяє проводити селективну кислотну обробку в газових свердловинах, що містять обводнені пропластки. Це досягається за рахунок ізоляції обводнених пропластків, обмеження припливу пластових вод у високопроникних зонах пласта та обробки середньо-, низькопроникних (газонасичених) зон газокислотним розчином. А дія виключно кислотних розчинів на газонасичені пропластки при одночасній ізоляції обводнених

пропластків призводить до збільшення видобутку газу із продуктивних шарів, особливо, на пізній

стадії розробки родовища при умові  $P_{пл} < P_{гдр}$ .

При нагнітанні розчину піноутворювача у свердловину він в першу чергу буде проникати як в обводнені так і у високопроникні зони. При проникненні в обводнені зони газової свердловини розчин піноутворювача не вспінюється із-за відсутності газової фази. За рахунок цього газополімерний розчин, що нагнітається слідом, без значних ускладнень також буде проникати в обводнені пропластки. Так, при проникненні розчину піноутворювача завдяки його фазовій проникності у низькопроникні газонасичені пропластки у зв'язку з присутністю газової фази буде проходити часткове вспінювання розчину ПАР. Утворення пінної системи в низькопроникних пропластках не створює бар'єр для проникнення полімерного розчину на основі ССБ в даний інтервал. Такий бар'єр створюється як зі сторони стовбура свердловини, так і в пласті в радіусі закачки об'єму ПАР на кордоні обводненого та газонасиченого пропластків. Таким чином, в умовах газової свердловини, розріз якої представлений обводненими та газонасиченими пропластками, попереднє нагнітання розчину піноутворювача створює виключні умови для проникнення полімерного розчину в обводнені пропластки з метою їх подальшої ізоляції та непроникнення полімерного розчину у газонасичені пропластки з метою їх подальшої обробки газокислотним розчином.

В умовах газової свердловини, розріз якої представлений високопроникними та низькопроникними пропластками, нагнітання розчину піноутворювача також створює умови для більшого обмеження проникності високопроникних пропластків. В цих умовах вспінювання розчину ПАР буде спостерігатись як і в низько-, так і в високопроникних пропластках. Однак, із-за різниці швидкості руху в низько- та високопроникних пропластках (зв'язок в'язкості піни з швидкістю зсуву) фільтрація розчину буде більш інтенсивною у високопроникні зони. Відповідно і полімерний розчин буде проникати у високопроникні пропластки. Після зниження проникності високопроникних пропластків і проведення газокислотної обробки низькопроникних пропластків наявність більшості розчину піноутворювача у високопроникній частині буде створювати умови для обмеження (утворення пінної системи) притоку газу по даному інтервалу і умови для руху газу по низькопроникних пропластках. А це покращує освоєння пластів та збільшує винос продуктів із свердловини.

Використання для цієї мети складу, що містить 10 - 50% піноутворювача, 0,5 - 10% хлориду кальцію та воду - до 100%, пов'язане із слідуючим. Оскільки, проникність газонасичених пропластків при попаданні води значно знижується, тому для обробки використовують концентровані розчини ПАР, що зменшує кількість привнесеної води. У зв'язку з цим, концентрація ПАР у розчині повинна складати 10 - 50%. По-друге, збільшення концентрації ПАР призводить до зростання в'язкості розчину, а це в свою чергу дозволяє отримувати більш стабільну піну. Для цієї мети вводиться у розчин ПАР і хлорид кальцію. Враховуючи вищевикладене, розчин піноутворювача готують шляхом послідовного

розчинення у прісній воді ПАР, наприклад, ТЕАС, та хлориду кальцію, або шляхом розчинення ПАР у пластовій воді, що вже містить  $\text{CaCl}_2$ .

Ізоляція обводнених пропластків та зниження проникності високопроникних газонасичених пропластків досягається за рахунок використання складу, що містить 10 - 20% ССБ, 0,5 - 1,5% КМЦ, 2 - 10% гідрооксиду натрію, 7,5 - 28,5% води та нафту - до 100%. Ізольюючі властивості даного складу ґрунтуються на наступних чинниках. По-перше, введення гідрооксиду натрію у нафтовий розчин сульфїтспиртової барди та карбоксиметилцелюлози призводить до утворення високо'язкої системи, в'язкість якої значно вища, ніж в'язкість полімерних розчинів по окремістї. По-друге, в умовах, обводнених пропластків введення нафтового розчину завжди спричиняє до зниження проникності. По-третє, при наявності пластової води, що містить іони магнію та кальцію, буде спостерігатись утворення осаду, як на основі гідрооксидів лужноземельних металів за рахунок реакції гідрооксиду натрію з іонами кальцію та магнію, так і на основі комплексу КМЦ за рахунок

реакції карбоксиметилцелюлози з іонами  $\text{Ca}^{2+}$  та  $\text{Mg}^{2+}$  у присутності гідроксиду натрію. Таким чином, в умовах обводнених пропластків буде проходити їх ізоляція запропонованим складом. В умовах високопроникних газонасичених пропластків буде спостерігатись тільки утворення високо'язкого бар'єру із даного складу, який із часом може виноситись із пласта. Це пов'язано із тим, що в основі запропонованого складу нафта, яка здатна поступово розчинятись у вуглеводневому газі.

Послідовне нагнітання у газову свердловину розчину піноутворювача та складу, що містить ССБ, КМЦ, гідрооксид натрію, воду та нафту призводить до ізоляції обводнених пропластків та зниження проникності високопроникних пропластків. При цьому низькопроникні пропластки є не задіяними, тому газокислотний розчин буде проникати включно вдані інтервали, збільшуючи їх проникність. Введення газової фази у кислотний розчин дозволяє прискорити процес освоєння пластів, особливо в умовах низьких пластових тисків. Окрім цього, газова фаза збільшує глибину обробки пласта кислотним розчином.

Технологія проведення селективної кислотної обробки по запропонованому способу містить наступне. Свердловина зупиняється на час проведення обробки. Проводяться підготовчі роботи. В окремих ємностях заготовляють необхідні об'єми розчину піноутворювача, суміш ССБ, КМЦ, води та нафти, кислотний розчин та 40% розчин гідрооксиду натрію. У свердловину послідовно нагнітають розчин піноутворювача, паралельно з сумішшю ССБ, КМЦ, води та нафтою і 40% розчин гідрооксиду натрію, а потім кислотний розчин з газовою фазою (вуглеводневий газ, азот та інші). Останню порцію кислотного розчину протискують у пласт газовою протискувальною рідиною. Після витримки на реагування свердловину освоюють.

Спільними ознаками відомого та запропонованого способів є а) нагнітання розчину, що містить сульфїтспиртову барду; б) нагнітання кислотного розчину. Суттєвими відмінностями запропонованого способу від відомого є: 1) у свердловину додатково нагнітається розчин, що

містить 10 - 50% піноутворювача, 0,5 - 10% хлориду кальцію, воду - до 100%; 2) в я кості розчину, що містить сульфїтспиртову барду, використовують склад, що містить 10 - 20% ССБ, 0,5 - 1,5% КМЦ, 2 - 10% гідрооксиду натрію, 7,5 - 28,5% води та нафту - до 100%; 3) кислотний розчин додатково містить газову фазу.

Порядок приготування запропонованих розчинів слїдуєчий.

Приклад 1. У 50г (0,5ваг.  $\text{CaCl}_2$  та 49,5ваг. води) пластової води, що містить 1% хлориду кальцію, при перемішуванні розчиняють 50г (50ваг.%) піноутворювача ТЕАС.

Приклад 2. У 65г (65ваг.%) води при перемішуванні послідовно розчиняють 5г (5ваг.%) хлориду кальцію та 30г (30ваг.%) неолу  $\text{AF}_9\text{-12}$ .

Приклад 3. У 80г (80ваг.%) води при перемішуванні послідовно розчиняють 10г (10ваг.%) хлориду кальцію та 10г (10ваг.%) піноутворювача превоцела  $\text{NG-12}$ .

Приклад 14. В 4,5г (4,5ваг.%) води, нагрітої до 50 - 70°C, розчиняють 0,5г (0,5ваг.%) карбоксиметилцелюлози. Перемішування розчину здійснюють до утворення однорідної системи. Після цього в 70г (70ваг.%) нафти послідовно розчиняють 20г (20ваг.%) сульфїтспиртової барди та 5г приготовленого розчину КМЦ. Суміш перемішують протягом 0,5 - 2 годин. При нагнітанні 95г розчину КМЦ та ССБ у нафті змішують на гирлі свердловини з 5г (2ваг.% гідрооксиду натрію та 3ваг.% води) 40% розчину гідроксиду натрію шляхом їх паралельного нагнітання на відповідних розходах насосного агрегату.

Приклад 5. В 9г (9ваг.%) води, нагрітої до 50 - 70°C, розчиняють 1г (1ваг.%) карбоксиметилцелюлози. Перемішування розчину здійснюють до утворення однорідної системи. Після цього в 60г (60ваг.%) нафти послідовно розчиняють 15г (15ваг.%) сульфїтспиртової барди та 10г приготовленого розчину КМЦ. Суміш перемішують протягом 0,5 - 2 години. При нагнітанні 85г розчину КМЦ та ССБ у нафті змішують на гирлі свердловини з 15г (6ваг.%  $\text{NaOH}$  та 9ваг.% води) 40% розчину гідроксиду натрію шляхом їх паралельного нагнітання на відповідних розходах насосного агрегату.

Приклад 6. В 13,5г (13,5ваг.%) води, нагрітої до 50 - 70°C, розчиняють 1,5г (1,5ваг.%) карбоксиметилцелюлози. Перемішування розчину здійснюють до утворення однорідної системи. Після цього в 50г (50ваг.%) нафти послідовно розчиняють 10г (10ваг.%) сульфїтспиртової барди та 15г приготовленого розчину КМЦ. Суміш перемішують 0,5 - 2 години. При нагнітанні 75г розчину КМЦ та ССБ у нафті змішують на гирлі свердловини з 25г (10ваг.%  $\text{NaOH}$  та 15ваг.% води) 40% розчину гідрооксиду натрію шляхом їх паралельного нагнітання на відповідних розходах насосного агрегату.

Спосіб здійснюють таким чином.

Для селективної кислотної обробки вибираємо свердловину, типову для газових свердловин. Геологофізичними дослідженнями встановлено, що нижній інтервал (2445 - 2460м) продуктивних шарів (2410 - 2460м) почав обводнюватись, що призводить до зниження дебіту газу. Для відновлення та збільшення дебіту газу пропонується запропонований спосіб кислотної

обробки.

Для цього проводять підготовчі роботи на газовій свердловині. Опускають НКТ до глибини 2445м. Паралельно в окремих ємностях заготовлюють відповідні об'єми розчину піноутворювача, суміші КМЦ та ССБ у нафті, 40% розчину гідрооксиду натрію, кислотного розчину. При цьому об'єми технологічних рідин беруться у наступному співвідношенні - розчин піноутворювача : ізолюючий розчин : кислотний розчин як  $(0,125 - 0,25) : (0,25 - 0,5) : 1$ . При цьому об'єм кислотного розчину повинен бути не меншим за об'єм кислотного розчину попередньої обробки. Для прикладу беремо  $12\text{м}^3$  кислотного розчину, що містить 10% соляної кислоти та 2% фтористоводневої кислоти. Відповідно об'єм ізолюючого розчину складає  $6\text{м}^3$ , при цьому використовується склад, що містить 1% КМЦ-600, 10% ССБ та 6% гідрооксиду натрію. Об'єм розчину піноутворювача відповідно  $3\text{м}^3$ . Для його приготування використовують  $1,5\text{м}^3$  піноутворювача ТЕАС та  $1,5\text{м}^3$  пластової води, що містить 1% хлориду кальцію. Для утворення газованого кислотного розчину необхідно мати не менше як  $600\text{м}^3$  вуглеводневого газу (при степені аерації  $50\text{м}^3/\text{м}^3$ ).

Процес обробки розпочинають із заповнення затрубного простору вуглеводневим газом або газорідиною сумішшю. Для цього при закритому затрубному просторі в ліфт нагнітають, наприклад, вуглеводневий газ високого тиску до моменту стабілізації тиску на гирлі. Після цього у свердловину послідовно нагнітають одним насосним агрегатом  $3\text{м}^3$  розчину, що містить 50% ТЕАС та 0,5% хлориду кальцію, двома насосними агрегатами розчин КМЦ та ССБ у нафті 140% розчин гідрооксиду натрію, що в сукупності складає  $6\text{м}^3$  та паралельно  $12\text{м}^3$  кислотного розчину, що містить 10% **HCL** та 2% **HF**, і  $600\text{м}^3$  вуглеводневого газу. Останню порцію газокислотного розчину протискують у пласт вуглеводневим газом високого тиску. Витримують свердловину на реагування протягом 2 годин, після чого її освоюють.