

Винахід відноситься до нафтогазовидобувної галузі, а саме до обробки привибійної зони (ОПЗ) пласта газових свердловин.

Відомий спосіб обробки привибійної зони пласта, що включає послідовне нагнітання буферу із газованого конденсату, газованого розчину метанолу, циклічної закачки газорідинної суміші спирту та поверхнево-активної речовини з його протискуванням у пласт вуглеводневим в об'ємі, рівному поровому об'єму кожної зони депресійної воронки (Ас. СРСР №1677278, кл. Е21В43/27, 1991). При цьому в якості суміші спирту та ПАР використовується метанол з поверхнево-активною речовиною ТЕАС. Завдяки використанню даного способу досягається покращення ОПЗ пласта завдяки виносу пластових флюїдів із привибійної зони за рахунок постійного поступлення адсорбованого ПАР із пласта на вибій свердловини, збільшення зони обробки за рахунок вмісту в розчині ПАР газоподібного агенту.

Однак вказаний спосіб має ряд недоліків. По-перше, метанол як водопоглинач в процесі десорбції мінералізованої води, при контакті з нею здатний висалювати солі. Це приводить до часткової закупорки пласта, що не дозволяє адсорбувати в ньому розчину поверхнево-активної речовини. По-друге, присутність метанолу в робочому розчині ПАР знижує піноутворюючу здатність пінної системи, тому що метиловий спирт є піногасником. По-третє, при безперервній циклічній закачці не досягається повного процесу гідрофобізування колектора ПАР при протисканні його тазом в умовних зонах високих і збільшених швидкостей фільтрації газу.

В основу винаходу покладено завдання створити спосіб ОПЗ продуктивних шарів, в якому за рахунок використання нових реагентів, зміни їх процентного вмісту та зміни технологічного прийому досягається проведення більш ефективної обробки газоконденсатних свердловин на пізній стадії їх розробки.

Це досягається шляхом послідовного нагнітання у свердловину буферу із газованого конденсату, газованого розчину метанолу, циклічної закачки газорідинної суміші спирту та поверхнево-активної речовини з його протискуванням у пласт вуглеводневим газом в об'ємі, рівному поровому об'єму кожної зони депресійної воронки, при цьому як розчин метанолу використовують склад, що містить 0,4 - 3% соляної кислоти, 0,9 - 7% води та метанол - до 100%, а як суміш спирту та поверхнево-активної речовини - склад, що містить 0,5 - 10% ПАР з піноутворюючими та гідрофобізуючими властивостями, 3 - 30% етилен- або диетиленгліколю і пластову воду - до 100%, при цьому протискування газорідинної суміші спирту та ПАР проводять із зміною вмісту ПАР в кожному циклі з обов'язковою витримкою суміші в пласті для адсорбції ПАР.

Використання запропонованого способу дозволяє проводити більш ефективну обробку газоконденсатних свердловин на пізній стадії їх розробки за рахунок наступних чинників. По-перше, нагнітання газованого розчину, що містить 0,4 - 3% соляної кислоти, 0,9 - 7% води та метанол до 100%, дозволяє десорбувати з поверхні порових каналів воду, що створює сприятливі умови для послідовної гідрофобізації пласта ПАР, дозволяє попереджувати випадання солей із

високомінералізованої пластової води (>100мг/л) за рахунок підкислення метанолу соляною кислотою, дозволяє частково розчиняти кислотою забруднення та карбонатний цемент гірських порід, що спричиняє до більш ефективного адсорбування ПАР завдяки збільшенню проникності пласта, дозволяє при зворотньому русі рідин (із пласта в свердловину) прискорити процес її очищення за рахунок підкисленого метанолу. Для підкислення метанолу використовується 0,4 - 3% до його об'єму соляної кислоти. Більший вміст соляної кислоти у метанолі небажаний, так як за присутності води у концентрованій соляній кислоті (приблизно 70%) збільшення вмісту кислоти призводить до збільшення вмісту води. А це відповідно послабляє здатність метанолу десорбувати воду, тобто осушувати поверхню порових шарів.

По-друге, використання в якості газованого спиртового розчину ПАР складу, що містить 0,5 - 10% поверхнево-активної речовини з піноутворюючими та гідрофобізуючими властивостями, 3 - 30% етиленгліколю або диетиленгліколю та пластову воду (до 100%) дозволяє за рахунок використання ЕГ та ДЕГ, а не метанолу покращити піноутворюючу здатність ПАР, збільшити стабільність піни завдяки здатності гліколей збільшувати їх в'язкість із зростанням тиску нагнітання, не висолювати солі із пластової води, вспінювати легкі вуглеводні при наявності руху газу (що взагалі неможливе у випадку використання метанолу). Використання ПАР з гідрофобізуючими властивостями дозволяє проводити гідрофобізацію пісковиків та глини, що в умовах теригенних колекторів призводить до збільшення їх газонафтонасиченості і відповідно до зниження водонасиченості, тобто при всіх інших рівних чинниках дебіт свердловини по пластовим флюїдам збільшується. В якості поверхнево-активних речовин з піноутворюючими та гідрофобізуючими властивостями пропонуються в першу чергу катіонні ПАР, наприклад, ТЕАС. Це пов'язано з тим, що катіонні ПАР є найкращими гідрофобізаторами пісковиків та глинистих порід. Також для цієї мети можуть використовуватись і неіоногенні ПАР, наприклад, неонол АФ₉-12 або синтанол ДС-10. Вони дещо поступаються катіонним ПАР по гідрофобізуючим властивостям, але можуть їх переважати по піноутворюючим властивостям. Вміст ПАР рекомендується в межах 0,5 - 10%, що пов'язане із значними його витратами при адсорбції на поверхні порових каналів для їх гідрофобізації. А тому 0,5% вміст ПАР є мінімально можливим з цієї точки зору і рекомендується в використанні його в останній порції циклічної закачки робочої рідини. В першу порцію робочої рідини пропонується 5 - 10% ПАР, що пов'язане з найбільшою віддаллю його проникнення в глибину пласта, а також із процесом адсорбування за кожний цикл закачки, що пов'язане з процесом гідрофобізування пласта. Між першим та останнім циклами закачок, тобто в проміжних циклах, процентний вміст ПАР в робочій рідині становить від 0,5 до 5%. Вміст ЕГ та ДЕГ у розчині ПАР пропонується в межах 3 - 30%, що дозволяє зменшити водну фазу в робочому розчині і створити стійку пінну систему в пластових умовах.

По-третє, при протисканні спиртових розчинів поверхнево-активної речовини за рахунок витримки її в часі при кожній циклічній закачці, досягається більш якісна гідрофобізація порового простору

колектора в кожній умовній ділянці депресійної воронки (зон високих, збільшених, малих швидкостей фільтрації газу).

Таким чином, використання запропонованого способу дозволяє уникнути недоліків відомого способу, та збільшити ефективність ОПЗ пласта розчином ПАР, що проявляється в додатково видобутому пластовому флюїді (газу і конденсату) за рахунок покращення колекторських властивостей пласта та процесу виносу пластових флюїдів із вибою на поверхню.

Технологія проведення обробки по запропонованому способу містить слідує. Свердловину зупиняють на час проведення ОПЗ пласта. По відомій технологічній схемі при закритому трубному просторі в затрубний простір нагнітають вуглеводневий газ високого тиску до стабілізації його на гирлі свердловини, потім буферну газорідну суміш (наприклад, конденсат) до стабілізації тиску закачки. По запропонованому способу нагнітають в свердловину необхідні об'єми водопоглинача, що містить соляну кислоту, воду та метанол, вуглеводневого газу високого тиску, потім циклічна закачка робочого розчину на основі ПАР, ЕГ (ДЕГ) з різним його процентним вмістом, пластової води, з зупинкою в часі при кожному циклі та продавку робочих розчинів по відомій технологічній схемі (газом високого тиску або газоконденсатною сумішшю). Після витримки свердловини на адсорбцію ПАР у пласті вона вводиться в роботу.

Суттєвими відмінностями запропонованого способу від відомого є:

1. В якості водопоглинача використовують газований спиртовий розчин, що містить 0,4 - 3% HCl, 0,9 - 7% води та метанолу (до 100%).

2. В якості спиртового розчину ПАР використовують склад, що містить 0,5 - 10% ПАР, яка одночасно має властивості піноутворювача та гідрофобізатора, а в якості спиртової основи застосовується етиленгліколь або диетиленгліколь, а не метанол (як у відомому способі).

3. Кожен цикл закачки робочої рідини ПАР виконується зі зміною процентного вмісту ПАР та гліколю в кожній порції розчину в залежності від умовної зони депресійної воронки (високі, збільшені зони швидкості фільтрації газу).

4. Цикл нагнітання газованого спиртового розчину ПАР виконується з витримкою в часі після кожного циклу, а не безперервно яку прототипі.

Порядок приготування запропонованих розчинів наступний.

Приклад 1. У 98,7г (98,7ваг.%) метанолу розчиняють при перемішуванні 1,3г (0,4ваг.% HCl та 0,9ваг.% води) 30% розчину соляної кислоти.

Приклад 2. У 95г (95ваг.%) метанолу розчиняють 5г (1,5ваг.% HCl та 3,5ваг.% води) 30% розчину соляної кислоти.

Приклад 3. У 90г (90ваг.%) метанолу розчиняють 10г (3ваг.% HCl та 7ваг.% води) 30% розчину соляної кислоти.

Приклад 4. У 59,5г (59,5ваг.%) пластової води послідовно розчиняють при перемішуванні 40г(40ваг.%) етиленгліколю та 0,5г (0,5ваг.%) ОП-7.

Приклад 5. У 75г (75ваг.%) пластової води послідовно розчиняють 20г (20ваг.%) диетиленгліколю та 5г (5ваг.%) ТЕАС.

Приклад 6. У 85г (85ваг.%) пластової води послідовно розчиняють 5 г (5 ваг.%)

диетиленгліколю та 10 г (10 ваг.%) неолу АФ₉-12.

Спосіб здійснюється таким чином.

Вибираємо типову свердловину, що має наступні геолого-технічні умови: інтервал перфорації 3380 - 3384м (Н), ефективна товщина пласта - $h_o = 3,2$ м, пластовий тиск - $P_{пл} = 5,4$ МПа, коефіцієнт ефективності пористості - $m_o = 0,1$, діаметр свердловини - 0,3м, радіус контура живлення - $R_k = 200$ м, діаметр НКТ - 0,073м, глибина спуску НКТ - 3370м.

Розрахунок об'ємів реагентів - на основі рівняння розподілу тиску в радіусі живлення свердловини

$$P_1^2 = P_k^2 + \frac{P_k^2 - P_o^2}{\ln R_k / R_o} \cdot \frac{r_x}{R_k}$$

де P_1 - тиск в точці пласта на віддалі r_x від стінки свердловини;

P_k - пластовий тиск (5,6МПа);

P_o - вибійний тиск (4,8МПа);

R_k - радіус контура живлення (200м);

R_o - радіус свердловини (0,15м),

будують криву розподілу тиску (фіг.1) і визначають умовні зони кожної ділянки депресійної воронки.

Зона А - високі швидкості фільтрації, $R_1 = 2,6$ м. Зона Б - збільшені швидкості фільтрації, $R_2 = 9,9$ м.

Зона В - малі швидкості фільтрації, $R_3 > 9,9$ м.

Розраховуємо об'єм порового простору умовної зони А і Б:

$$V = \frac{3,14 h_o m_o b}{4} \cdot (D^2 - d^2),$$

де b - коефіцієнт витіснення рідини з порового простору газом або газорідною сумішшю (0,4);

D - діаметр умовної зони.

Відповідно: $V_A = 2,7$ м³, $V_B = 39$ м³, $V_B > 39$ м³.

Розраховуємо об'єм робочої рідини ПАР кожного циклу для заповнення порового об'єму кожної умовної зони (А, Б, В) з урахуванням ступені аерації (10 - 12) при поданні газу високого тиску (наприклад, 15МПа) з утворенням у пластових умовах газорідної суміші з газовим числом не менше 5. Для зони А ($V = 2,7$ м³) необхідно 0,45м³ робочої рідини ПАР, яка складається із 10% ПАР, 30% ДЕГ та 2,25м³ газу.

Для зони Б ($V = 39$ м³) необхідно 6,5м³ робочої рідини ПАР, яка складається із 5% ПАР, 10% ДЕГ та 32,5м³ вуглеводневого газу. Для зони В ($V = V_A + V_B$) необхідно 7м³ робочої рідини ПАР, що складається із 0,5% ПАР та 3% ДЕГ, 134,7м³ вуглеводневого газу. Окрім того, готуємо ще 2,7м³ водопоглинача, який складається із 3% HCl, 7% води і метанолу. Готуємо 15м³ газового конденсату (1,5V_{нкт}).

Технологія виконання робіт: трубний простір через ежектор з'єднуємо з насосним агрегатом, а

газову лінію ежектора з лінією подачі газу високого тиску. При закритому затрубному просторі нагнітають газ високого тиску до стабілізації тиску на гирлі свердловини. Далі нагнітаємо 15м^3 конденсату з одночасним поданням газу до стабілізації тиску. Закачують $2,7\text{м}^3$ водопоглинача і продавлюють його газом високого тиску в об'ємі НКТ. Закачують першу порцію робочої рідини ПАР при подачі газу на ежектор і продавлюють її газом. Склад першої порції складається, як вказувалось раніше $0,45\text{м}^3$ суміші 10% **ТЕАС** та 30% **ДЕГ**, що диспергований вуглеводневим газом в об'ємі $2,25\text{м}^3$. Припиняють закачку на 0,5 - 1 год для часткової адсорбції **ТЕАС** в першій зоні. Після цього закачуємо в пласт $6,5\text{м}^3$ суміші 5% **ТЕАС** та 10% **ДЕГ**, що диспергований вуглеводневим газом в об'ємі $32,5\text{м}^3$. Знову припиняємо закачку на 0,5 - 1 год для часткової адсорбції **ТЕАС** в другій зоні. По закінченню другого циклу закачуємо 7м^3 суміші 0,5% **ТЕАС** та 3% **ДЕГ**, що диспергований вуглеводневим газом в об'ємі $34,7\text{м}^3$. Витримуємо свердловину протягом 24 - 72 год для повної адсорбції ПАР у статичних умовах, після чого свердловину освоюють.