



УКРАЇНА

(19) UA (11) 71385 (13) A

(51) 7 E21B43/12,C09K7/00

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ  
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІОПИС  
ДО ДЕКЛАРАЦІЙНОГО ПАТЕНТУ  
НА ВИНАХІДвидається під  
відповідальність  
власника  
патенту

## (54) СПОСІБ ГЛУШІННЯ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ ЦИКЛІЧНИХ ЗМІН ПЛАСТОВИХ ТИСКІВ

1

2

(21) 20031212577

(22) 26.12.2003

(24) 15.11.2004

(46) 15.11.2004, Бюл. № 11, 2004 р.

(72) Поп Григорій Степанович, Бодачівська Лариса Юріївна, Поп Василь Григорович, Марчук Ярослав Семенович, Вечерік Роман Леонідович, Яцків Михайло Петрович

(73) НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ "НАФТОГАЗ УКРАЇНИ" ДОЧІРНЯ КОМПАНІЯ "УКРТРАНСГАЗ"

(57) 1. Спосіб глушіння свердловин в умовах циклічних змін пластового тиску, що включає блокування розкритого інтервалу перфорації і заповнення стовбура свердловини рідинами, які забезпечують перевищення вибірного тиску над пластовим, який відрізняється тим, що суспензії для блокування продуктивного шару й заповнення

стовбура свердловини містять твердий наповнювач із змінними розмірами частинок, мають регульовані адсорбційні й структурно-реологічні властивості і розділені між собою структуруючою буферною рідиною.

2. Спосіб за п. 1, який відрізняється тим, що в умовах низьких пластових тисків твердим наповнювачем є газонаповнені алюмосилікатні мікросфери з діаметром частинок 5-500 мкм.

3. Спосіб за п. 1, який відрізняється тим, що в умовах високих пластових тисків твердими наповнювачами є кислоторозчинні солі з діаметром частинок 0,01-500 мкм карбонату кальцію хімічно осадженого чи у вигляді крейди, мармурової крихти, вапняку, карбонату заліза у вигляді мінералу сидерит, змішані карбонат кальцію й магній у вигляді мінералу доломіт.

Винахід відноситься до будівництва і експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ) і може бути використаний для глушіння і тимчасової консервації свердловин у період облаштування та проведення ремонтних робіт з наступним їх освоєнням.

Особливістю будівництва і експлуатації підземних сховищ газу є висока проникність колекторів (0,1-6мкм<sup>2</sup>) та циклічна зміна пластового тиску впродовж короткого проміжку часу - від низьких (0,1-0,2 від нормального гідростатичного) в період виснаження до високих (1,3-1,8 від нормального гідростатичного) після заповнення сховища. У зв'язку з цим в процесі облаштування та проведення ремонтних робіт на свердловинах постійно виникають проблеми з глушінням і консервацією через відсутність універсального способу тимчасового закриття свердловин.

Широко відомий спосіб глушіння газових і газоконденсатних свердловин на початковій стадії розробки родовищ шляхом закачування в інтервал перфорації свердловини блокуючих складів інвертної крейдианої дисперсії з регульованими структурно-реологічними властивостями [1].

Однак, він мало придатний на пізніх стадіях розробки родовищ, в умовах низьких пластових

тисків і продуктивних колекторів з високими фільтраційно-ємнісними характеристиками, притаманними більшості підземних сховищ газу (Щелковське, Більче-Волицько-Угерське, Дашавське, Червонопартизанське, Лопарське, Олишівське ті ін.), через високу густину, глибоке і незворотне проникнення фільтратів зазначених рідин у порове середовище продуктивних пластів.

З відомих способів глушіння свердловин найбільш близьким за сукупністю ознак до розробленого є спосіб глушіння свердловин за патентом Російської Федерації №2047745 [2], який включає послідовне накачування у свердловину буферної рідини для полегшення післяремонтного освоєння з наступною продавкою її в пласт блокуючою рідиною і рідиною для заповнення стовбура свердловини. Як буферну рідину для полегшення післяремонтного освоєння використовують водний розчин аніонного ПАР на основі алкілбензолсульфонатів - сульфоноли, і водний розчин неіоногенних ПАР - оксиетильовані алкілфеноли (неоноли).

Блокуюча рідина містить, мас. %: вуглеводневу рідину - 10-20, емульгатор - 2-5, стабілізатор - 0,05-0,1, сольовий розчин - інше до 100%, причому, вуглеводневою рідиною слугує продукт нафто-

(13) A

(11) 71385

(19) UA

переробки «Дисін», а рідиною для заповнення стовбура свердловини - сольовий розчин з питомою вагою понад  $1000 \text{ кг/м}^3$ .

Принциповим недоліком прототипу є необхідність накачування у привибійну зону свердловини буферного розчину ПАР, а також використання, як блокуючої рідини, так і сольового розчину, рідин з густиною  $930\text{--}1100 \text{ кг/м}^3$ , що задовольняє умовам глушіння свердловин з тисками близькими до гідростатичного, але виключає використання способу в умовах високопроникних колекторів родовищ і ПСГ на стадіях як низьких, так і високих пластових тисків. При низьких пластових тисках такі рідини у великих обсягах будуть поглинатися пластом, особливо його високопроникною зоною, а при високих - не забезпечуватимуть достатній протитиск, передбачений правилами безпечної роботи на свердловинах. Нарешті, блокуюча система із вмістом понад 75-85% високов'язкої крейдиної дисперсії інвертної - "Дисін", - через перевагу сил когезійної взаємодії і відсутності змочування, не забезпечує адгезії і надійного блокування продуктивного шару, внаслідок чого сольовий водний розчин легко відфільтровується в порове середовище породи-колектора. Цьому сприяє бодай найменше проникнення газу із пласта, оскільки розгазування інвертної системи руйнує її структуру. Таким чином, в умовах підвищеного пластового тиску, свердловину не вдається загнути, а при низьких тисках, після завершення ремонтних робіт, припиняється надходження флюїду до експлуатаційного вибою і працююча раніше свердловина часто виявляється непродуктивною. Для декольматації проводять роботи зі стимуляції припливу і відновлення продуктивності свердловин, що іноді перевищує вартість їхнього будівництва.

Технічним результатом винаходу є підвищення якості глушіння свердловин і поліпшення після ремонтного їх освоєння в умовах циклічних змін пластового тиску і високої проникності колектора шляхом блокування продуктивного шару і заповнення стовбура свердловини інвертною суспензією твердого наповнювача із змінними розмірами часток і регульованими адсорбційними й структурно-реологічними властивостями, які розділені між собою структуруючою буферною рідиною.

Необхідний технічний результат досягається тим, що у відомому способі глушіння свердловини, що включає блокування розкритого інтервалу перфорації і заповнення стовбура свердловини рідинами, які забезпечують перевищення вибірного тиску над пластовим, для блокування пласта використовують інвертну суспензію наповнювача із розмірами часток, що перевищують діаметр пор колектора, а заповнення стовбура свердловини проводять малов'язкою дисперсією меншої густини. Причому, блокуючу інвертну суспензію нагнітають в обсязі достатньому для перекривання розкритого інтервалу перфорації і для попередження руйнування структури її відділяють від дисперсії для заповнення стовбура свердловини буферним структуруючим розчином.

Інвертна суспензія для блокування розкритої перфорацією привибійної зони продуктивного пласта - високов'язка пластична суспензія карбонатів кальцію, магнію чи заліза, газонаповнених мікро-

сфер різної природи та їх сумішей з густиною  $460\text{--}1850 \text{ кг/м}^3$ , нульовою фільтрацією ( $0,0 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$ ) і невеликою адгезією до породи-колектора. В залежності від проникності породи-колектора розмір частинок твердого наповнювача підбирають таким, щоб він перевищував діаметр пор порового середовища.

Для обважнення суспензії використовують переважно кислоторозчинні солі: карбонат кальцію хімічно осаджений чи у вигляді крейди, мармурової крихти, вапняку (густина  $2600\text{--}2800 \text{ кг/м}^3$ ), карбонат заліза у вигляді мінералу сидериту (густина  $3700\text{--}3900 \text{ кг/м}^3$ ) чи змішаний карбонат кальцію і магнію у вигляді мінералу доломіту (густина  $2800\text{--}2900 \text{ кг/м}^3$ ).

Поліпшення емульсій здійснюють додаванням мікросфер, які являють собою правильні сфери діаметром  $5\text{--}500 \text{ мкм}$  із суцільними непористими стінками товщиною  $0,5\text{--}50 \text{ мкм}$  і опором до руйнування  $10\text{--}30 \text{ МПа}$ , внутрішня порожнина яких заповнена вуглекислим газом, азотом чи іншим інертним газом. В залежності від газового наповнювача густина їх коливається від  $150$  до  $400 \text{ кг/м}^3$ .

Дисперсія для заповнення стовбура свердловини становить собою рухливу інвертну емульсію чи суспензію густиною  $460\text{--}1800 \text{ кг/м}^3$ , а розділяюча структуруюча буферна рідина - водний, водно-сольовий ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{CaBr}_2$ ) чи водно-органічний розчин (метанол, ізопропанол, продукти спиртової промисловості, моно-, ди- і триетиленгліколи). Суспензії визначеної густини одержують диспергуванням твердих частинок заданого розміру у попередньо приготовленій інвертній емульсії.

У промислових умовах суспензії із наперед заданими властивостями готують як на стаціонарному вузлі приготування технологічних розчинів, так і безпосередньо на свердловині шляхом змішування інгредієнтів через ежекційно-кавітаційний пристрій ЕКП-1М.

Спосіб реалізується наступним чином.

Після аналізу колекторських властивостей і технічного стану свердловин підбирають склад інвертних емульсій, природу і розмір частинок твердої фази і готують цільові суспензії та структуруючу буферну облямівку для їх розділення, з розрахунку перевищення пластового тиску сумарним гідростатичним стовпом технологічних рідин.

Перед проведенням ремонтних операцій в інтервал перфорації свердловини через насосно-компресорні труби (НКТ) послідовно закачують блокуючу структуровану суспензію з розмірами твердої фази, що перевищують діаметр пор колектора, в обсязі, достатньому для перекриття розкритого перфораційного інтервалу, структуруючу буферну облямівку ( $0,1\text{--}0,5 \text{ м}^3$ ) та малов'язку суспензію для заповнення стовбура свердловини і врівноваження пластового тиску.

Досягнувши рівноваги, при стійкості динамічного рівня рідини в свердловині, приступають до виконання ремонтних робіт. Після завершення ремонту, приплив флюїду в свердловину викликають шляхом промивки свердловини газоконденсатом або іншою доступною вуглеводневою рідиною - бензин, керосин, дизпаливо, легка нафта.

Приклад 1. Спосіб реалізують на свердловині, яка характеризується глибиною - 598м, інтервалом перфорації - 555-558м з розкритою перфорацією (20 дір на погонний метр) потужністю продуктивного шару - 3м, проникністю -  $2,930\text{мкм}^2$ , пластовим тиском - 3,3 МПа (0,5 від нормального гідростатичного), депресією - 0,71МПа і приймальністю по газу -  $280\text{тис.м}^3/\text{добу}$ .

Після невдалих спроб заглушити свердловину відомими способами, глушіння провели запропонованим способом у наступній послідовності.

Виходячи із суті запропонованого способу, умов свердловини і функціонального призначення, для глушіння використали два типи полегшеної суспензії газонаповнених мікросфер в інвертній емульсії, стабілізованій олійнорозчинним емульгатором-стабілізатором, наприклад емульталом, та структуруючу облямівку водно-метанольного розчину. В залежності від функції і призначення, суспензії характеризувалися відмінними колоїдно-хімічними властивостями. Перша - для блокування розкритої перфорацією привибійної зони продуктивного пласта: густиною ( $\rho$ ) -  $530\text{кг/м}^3$ , ефективною в'язкістю - 1,5Пас,  $\text{СНС}_{1/10}$  - 18,6/41,7Па, фільтрацією -  $0,0\text{см}^3/30\text{хв.}$  і адгезією до кернавого матеріалу, меншою за когезію суспензії (відрив проходить по поверхні кернавого матеріалу без залишків слідів суспензії). Для заповнення стовбура свердловини - густиною -  $560\text{кг/м}^3$ , ефективною в'язкістю - 0,79Пас,  $\text{СНС}_{1/10}$  - 4,6/13,1Па, фільтрацією тонкодисперсної емульсії -  $1,2\text{см}^3/30\text{хв.}$  і адсорбцією до металевої поверхні, яка перевищує когезійну міцність суспензії (розрив сендвіча з шаром суспензії товщиною 3-5мм між двома сталевими пластинами проходить по суспензії без найменших слідів руйнування адгезійного шару).

Відповідно до запропонованого опису процесу глушіння, в свердловину послідовно закачали  $0,8\text{м}^3$  блокуючої суспензії ( $\rho$ ) -  $530\text{кг/м}^3$ ,  $0,1\text{м}^3$  водно-метанольного розчину і малов'язку суспензію ( $\rho$ ) -  $560\text{кг/м}^3$  до заповнення стовбура свердловини. Загальний об'єм закачаних технологічних рідин відносно об'єму свердловини склав 1,08, тобто глушіння досягнуто з першого разу, заповненням свердловини і каверн привибійної зони, утворених внаслідок її руйнування.

Після завершення ремонтних робіт свердловину промили конденсатом, продули газом і здали в експлуатацію. Приймальність свердловини збільшилася до  $310\text{тис.м}^3/\text{добу}$  при дещо меншій депресії - 0,31МПа.

Приклад 2. Спосіб реалізують на свердловині, яка характеризується глибиною - 1198м, потужністю продуктивного шару - 9м, проникністю -  $0,870\text{мкм}^2$ , пластовим тиском - 3,94МПа (0,3 від гідростатичного), депресією - 1,4МПа і дебітом по газу -  $580\text{тис.м}^3/\text{добу}$ .

Глушіння проводили аналогічно прикладу 1.

Для блокування перфораційного інтервалу використали полегшену суспензію алюмосилікатних мікросфер: густиною ( $\rho$ ) -  $530\text{кг/м}^3$ , ефективною в'язкістю - 1,5Пас,  $\text{СНС}_{1/10}$  - 18,6/41,7Па, фільтрацією -  $0,0\text{см}^3/30\text{хв.}$  і адгезією до кернавого матеріалу, меншою за когезію суспензії (відрив проходить по поверхні кернавого матеріалу без залишків слі-

дів суспензії). Для заповнення стовбура свердловини - густиною -  $560\text{кг/м}^3$ , ефективною в'язкістю - 0,79Пас,  $\text{СНС}_{1/10}$  - 4,6/13,1Па, фільтрацією тонкодисперсної емульсії -  $1,2\text{см}^3/30\text{хв.}$  і адсорбцією до металевої поверхні, яка перевищує когезійну міцність суспензії (розрив сендвіча з шаром суспензії товщиною 3-5мм між двома сталевими пластинами проходить по суспензії без найменших слідів руйнування адгезійного шару).

В свердловину послідовно закачали  $2,8\text{м}^3$  блокуючої суспензії ( $\rho$ ) -  $530\text{кг/м}^3$ ,  $0,2\text{м}^3$  водного розчину хлориду кальцію і малов'язку суспензію ( $\rho$ ) -  $560\text{кг/м}^3$  до заповнення стовбура свердловини. Загальний об'єм закачаних технологічних рідин відносно об'єму свердловини склав 1,28.

Після завершення ремонтних робіт свердловину промили конденсатом, продули газом і підключили до шлейфу. При тій же депресії 1,4МПа продуктивність свердловини зросла до  $630\text{тис.м}^3/\text{добу}$ .

Приклад 3. Спосіб реалізують на свердловині, яка характеризується глибиною - 520м, потужністю продуктивного шару - 6,5м, проникністю -  $1,030\text{мкм}^2$ , пластовим тиском - 6,98МПа (1,34 від нормального гідростатичного), депресією - 0,43МПа і дебітом по газу -  $110\text{тис.м}^3/\text{добу}$ .

Після невдалих спроб заглушити свердловину відомим способом за прототипом [2], глушіння провели запропонованим способом у наступній послідовності.

Для глушіння використали два типи обважненої суспензії хімічно осажденного карбонату кальцію з розміром частинок 0,1-120мкм в інвертній емульсії, стабілізованій олійнорозчинним емульгатором-стабілізатором ЕС-2, та структуруючу облямівку водного розчину хлориду кальцію. Суспензії характеризувалися відмінними колоїдно-хімічними властивостями. Перша - для блокування перфораційного інтервалу: густиною ( $\rho$ ) -  $1460\text{кг/м}^3$ , ефективною в'язкістю - 1,56 Пас,  $\text{СНС}_{1/10}$  - 18,9/43,1Па, фільтрацією -  $0,0\text{см}^3/30\text{хв.}$  і адгезією до кернавого матеріалу, меншою за когезію суспензії (відрив проходить по поверхні кернавого матеріалу без залишків слідів суспензії). Для заповнення стовбура свердловини - густиною -  $1420\text{кг/м}^3$ , ефективною в'язкістю - 0,87Пас,  $\text{СНС}_{1/10}$  - 5,3/16,0Па, фільтрацією тонкодисперсної емульсії -  $0,8\text{см}^3/30\text{хв.}$  і адсорбцією до металевої поверхні, яка перевищує когезійну міцність суспензії (розрив сендвіча з шаром суспензії товщиною 3-5мм між двома сталевими пластинами проходить по суспензії без найменших слідів руйнування адгезійного шару).

В свердловину послідовно закачали  $3,5\text{м}^3$  блокуючої суспензії ( $\rho$ ) -  $1460\text{кг/м}^3$ ,  $0,5\text{м}^3$  водного розчину хлориду кальцію ( $\rho$ ) -  $1410\text{кг/м}^3$  і малов'язку суспензію ( $\rho$ ) -  $1400\text{кг/м}^3$  до заповнення стовбура свердловини. Загальний об'єм закачаних технологічних рідин дорівнював об'єму свердловини.

Після завершення ремонтних робіт свердловину промили конденсатом, продули газом і здали в експлуатацію. Продуктивність свердловини склала  $120\text{тис.м}^3/\text{добу}$  при депресії - 0,4МПа.

Одержані результати показують, що у всіх випадках глушіння проведено з першого разу загальним обсягом технологічних рідин практично рівним об'єму свердловин, тобто запропонований спосіб є ефективним для глушіння свердловин в умовах циклічних змін пластового тиску. У порівнянні з прототипом [2], він має наступні переваги:

1. Завдяки ефективному блокуванню розкритого інтервалу перфорації не потребує використання буферного розчину ПАР для полегшення освоєння свердловин.

2. Твердий наповнювач із змінними розмірами часток і заданою густиною у поєднанні з високими структурно-реологічними властивостями суспензій, забезпечує ефективне глушіння свердловин, як в умовах низьких пластових тисків при виснаженні родовища чи підземного сховища газу, так і при високих пластових тисках на стадії введення родовища в експлуатацію чи після заповнення газом ПСГ.

3. Блокування продуктивного шару і заповнення стовбура свердловини суспензіями з відмінними адсорбційними і структурно-механічними влас-

тливостями забезпечують сприятливі умови проведення ремонтних робіт, а структуруюча буферна облямівка, що розділяє суспензії між собою, дозволяє попередити руйнування блокуючої суспензії в процесі опускання-піднімання інструменту в свердловині.

4. Сукупність відмінних ознак запропонованого способу забезпечує умови глушіння, за яких продуктивність свердловин не тільки не погіршується, але в середньому підвищується на 10%.

Використані джерела інформації

1. Поп Г.С., Кучеровский В.М., Гереш П.А. Техничко-экономический анализ результатов воздействия технологических жидкостей на призабойную зону продуктивных пластов газоконденсатных месторождений/ Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений // М. :ВНИИЭгазпром, 1995. - 101с.

2. Патент РФ №2047745, МКИ<sup>6</sup> E21B43/12; C09K7/06 / Канзафаров Ф.Я-№5048723/03; Заявл.27.01.92; Оpubл.10,11.95. Бюл.№31 (прототип).