



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **37711** (13) **U**
(51) МПК (2006)
E21B 33/138
E21B 43/25

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ

ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

видається під
відповідальність
власника
патенту

(54) СПОСІБ ЛІКВІДАЦІЇ МІЖКОЛОННОГО ТА ЗАКОЛОННОГО ПЛИНУ ГАЗУ В СВЕРДЛОВИНАХ

1

(21) u200807203

(22) 26.05.2008

(24) 10.12.2008

(46) 10.12.2008, Бюл.№ 23, 2008 р.

(72) ПОП ГРИГОРІЙ СТЕПАНОВИЧ, UA, БОДА-
ЧІВСЬКА ЛАРИСА ЮРІЇВНА, UA, КОСТІВ ВАСИЛЬ
ВАСИЛЬОВИЧ, UA, ГЕБУРА МИХАЙЛО ДМИТРО-
ВИЧ, UA, ШАБО МУАЙЕД ДЖОРДЖ

(73) ІНСТИТУТ БІООРГАНІЧНОЇ ХІМІЇ ТА НАФТО-
ХІМІЇ НАН УКРАЇНИ, UA

(57) Спосіб ліквідації міжколонного та заколонного плинину газу в свердловинах, що включає геофізичні дослідження і оброблення затрубного простору методом "ковзаючого тампонування" герметизуючим складом з наступним продуванням газом і закачуванням у затрубний простір водного розчину хлоридів кальцію чи/та магнію, який відрізняється тим, що в затрубний простір закачують у рідкому і гарячому стані з температурою 80-90°C гермети-

2

зуючий склад у вигляді розчину омиленого талового пеку в діетиленгліколі чи його відпрацьованому аналозі та додатково 0,5-2,0% поверхнево-активної речовини (ПАР) неіоногенного (АФ₉ - (4 ÷ 6), ЕС-2, твін-80, ріпокс-6, савенол-NWP, савенол SWP, нафтохім-1, фосфатидин) чи катіонного (катіонний жир, олеодин) типів, та тим, що малов'язкі герметизуючі склади утримують у затрубному просторі в процесі "ковзаючого тампонування" гелевою пробкою з високою когезійною міцністю, яка являє собою суспензію тонкодисперсного водонабрякаючого полімеру у гелевому розчині акрилових полімерів (поліакриламід, гідролізований поліакрилонітрил, карбоксиметилцелюлоза) чи структуровану інвертну емульсію на основі олійно-жирових концентра-тів.

Корисна модель відноситься до технології і матеріалів для ліквідації міжколонного та заколонного плинину газу в свердловинах газових, газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищ та підземного його зберігання у газонафтовидобувній та газотранспортній галузях промисловості.

Широко відомі способи ліквідації газоплину з використанням герметизуючих водних розчинів карбоксиметилцелюлози, полімерної композиції АКОР Б-100 та її різноманітних модифікацій з додаванням дрібнодисперсного полімерного герметизуючого наповнювача та прискорювача кристалізації [1]. Проте вони мало ефективні через високі структурно-реологічні характеристики та низьку проникаючу здатність у газоплинні канали. Крім того, використання їх часто супроводжується кольтатацією перфорованої частини продуктивного пласта герметизуючими системами та їх складовими (вода, полімери, глина), що призводить до кратного зниження дебіту свердловин, або ж створює загрозу хімічного забруднення питних вод через проникнення у водоносні горизонти. Поряд із цим, дисперсії прямого типу є корозійно активними, седиментаційно нестійкими і морозонетривкими.

Відомий також спосіб ліквідації міжколонного

та заколонного тиску у свердловинах, що включає закачування під тиском в зону плинину газу в гарячому, з температурою 80-90°C, стані бентонітової порошкової глини (50%) та емульгатора - фосфатидного концентрату (50%) [2].

Цей спосіб також не ефективний на більшості ПСГ і газових родовищах, температура пластів яких менша 70°C, оскільки при менших температурах прокачування нагрітої до 80-90°C порівняно невеликої (150-500кг) в'язкої маси приводить до її швидкого остигання і втрати текучості, що не тільки не забезпечує герметизації газопровідних каналів породи і цементного каменю, а й приводить до ускладнень через загустівання розплаву в трубах та привибійній зоні свердловини.

Найближчим за технічним рівнем і результатом, що досягається, є "Технологія обробки свердловин герметизуючими компонентами для попередження газопроявлень і виявлення механізму газоперетоків по зацементованому простору", яка покладена в основу стандарту ДК "Укртрансгаз" і взята нами за найближчий аналог [3]. Сутністю її є ліквідація міжколонного та заколонного плинину газу в свердловинах шляхом закачування у затрубний простір омиленого талового пеку (ОТП) у вигляді водного розчину з концентрацією від 18 до

(19) **UA** (11) **37711** (13) **U**

25мас.%, з подальшим продуванням газом і закачуванням, для затвердіння ОТП, водного розчину хлоридів кальцію чи/та магнію. За цією технологією герметизація проводиться методом "ковзаючого тампонування" обсадної колони герметизуючим розчином ОТП у прісній воді в кількості 500л, які закачують порціями по 100-150л у затрубний простір. З метою кращого проникнення герметика в міграційні канали в'язкий розчин ОТП піднімають з вибою свердловини шляхом перепускання газу або стравлюванням його через 1-1,5хв. без викиду із свердловини з витримкою на закачування між порціями 30хв. Потім вирівнюють тиски в трубках НКТ і затрубному просторі й витримують 6 год для плівкоутворення і затвердіння герметика. Операцію повторюють ще 2 рази через 2-3 доби. Загальний час оброблення затрубного простору герметиком складає 4-6 діб (в середньому 5 діб).

Проте відомий спосіб через водну основу непридатний до використання в північних широтах, а внаслідок незначного проникнення полімерного матеріалу в глибину розгерметизованих каналів і низької адгезії складу до поверхні пор і тріщин породи та металевих колон труб, він малоефективний і в інших районах. Плівки, які утворюються на поверхні газоплинних каналів при ствердженні розчину ОТП хлоридами кальцію чи/та магнію, поступово руйнуються газовим конденсатом, інгібіторами гідратуутворення чи корозії, конденсаційною і пластовою водою, відшаровуються і виносяться на поверхню. Крім того, використання їх часто супроводжується проникненням дисперсних систем і води у перфоровану зону продуктивного пласта, що призводить до кратного зниження дебіту свердловин.

Метою корисної моделі є підвищення морозостійкості та проникаючої здатності тампонуємого матеріалу в розгерметизовані канали, забезпечення надійності, міцності й тривалості герметизації газопровідних ділянок при попередженні забруднення привибійної зони свердловини і, як наслідок, збільшення міжремонтного періоду з ліквідації за колонного і міжколонного плинну газу в свердловинах.

Поставлена мета досягається тим, що у собі ліквідації міжколонного та за колонного плинну газу в свердловинах, що включає геофізичні дослідження і оброблення затрубного простору методом "ковзаючого тампонування" герметизуючим розчином омиленого талового пеку (ОТП) з наступним продуванням газом і закачуванням в затрубний простір водного розчину хлоридів кальцію чи/та магнію, в затрубний простір закачують у рідкому і гарячому стані з температурою 80-90°C герметизуючий склад у вигляді розчину ОТП в діетиленгліколі чи його відпрацьованому аналізі та додатково 0,5-2,0% поверхнево-активної речовини (ПАР) нейногенного чи катіонного типів, та тим, що малов'язкі герметизуючі склади утримуються у затрубному просторі в процесі "ковзаючого тампонування" гелевою пробкою з високою когезійною міцністю.

При цьому, як ПАР нейногенного типу використовують неонол Аф₉ – (4 ÷ 6), ЕС-2, твін-80,

ріпокс-6, савенол-NWP, савенол SWP, нафтохім-1, фосфатидін; катіонного типу - катіонний жир, олеодін, а гелева пробка з високою когезійною міцністю являє собою суспензію тонкодисперсного водонабрякаючого полімеру в гелевому розчині акрилових полімерів (поліакриламід, гідролізований поліакрилонітрил, карбоксиметилцелюлоза) чи структуровану інвертну емульсію на основі олійно-жирових концентратів.

В роботі використані хімічні речовини наступної якості.

Омилений таловий пек (ОТП), виготовлений відповідно до ТУ 3781-1423544-02-91, містить окислені і полімеризовані жирні і смоляні кислоти, дитерпенові спирти (бегеновий, лігноцеріловий, церіловий та ін.), їх естери і фітостероїди і являє собою плавкий залишок від ректифікації побіжного продукту процесу переробки целюлози сульфатним способом - тверда маса темного кольору з температурою розм'якшення 32-43°C, легко розчиняється при нагріванні у воді, водно-спиртових і водно-гліколевих розчинах.

Неонол Аф₉ – (4 ÷ 6) - оксietильований моноізононілфенол з 4-6 молями окису етилену, добре розчинний у спиртах - являє собою прозору, тягучу медоподібну рідину з температурою застигання біля 5°C, густиною 1030-1080кг/м³, молекулярною масою 600-750, в'язкістю при 50°C 260-118мПа·с. Він випускається ВО "Нижньокамськнафтохім" (Росія) відповідно до ТУ 38 407280-84.

ЕС-2 - продукт конденсації кубових залишків синтетичних жирних кислот фракції С₂₁ і вище з декстранином

(1-(п-нітрофеніл)-2-амінопропандіол-1,3), що являє собою побічний продукт від виробництва левоміцетину на хіміко-фармацевтичних заводах. Для зручності транспортування і використання випускається Дрогобицьким дослідним заводом Львівської області відповідно до (ТУ У 38-201351-81) у вигляді 50%-вого розчину в керосиновій фракції (ГОСТ 4753-68). Товарний продукт являє собою темно-коричневу легко рухливу рідину з температурою застигання мінус 15-20°C, кислотним числом 20-30мг.КОН/г, умовною в'язкістю при 80°C по Енглєру 2,0-2,5.

Твін-80 чи поліоксietилен(20)сорбітан моноолеат - продукт оксietильовання моноолеату сорбітану із залишковим вмістом (менше 1,1%) олеїнової кислоти, розчиняється як у воді, так і в органічних (спирти, гліколі тощо) розчинниках - масляниста рідина жовтого кольору із слабким специфічним запахом, густиною 1060-1100кг/м³, кінематичною в'язкістю 300-500сСт, рН 5%-го водного розчину - 6-8.

Ріпокс-6 - оксietильована ріпакова олія - жовто-коричнева в'язка рідина з рН 1%-го водного розчину 8-10, розчинна у спиртах і гліколях.

Савенол NWP - суміш гідратованих нейногенних ПАР, розчинна у воді та спиртах - гелеподібна безколірна рідина з рН 1%-го водного розчину 7,0, температурою помутніння 62,8°C і кінематичною в'язкістю при 40°C 160,5сСт.

Савенол SWP (ТУ 6-00205601.092) - суміш продуктів на основі нейногенних ПАР, розчинна у воді та в органічних розчинниках (спирти, гліколі) - гелеподібна безколірна рідина з рН 1%-го водного

розчину 5-8.

Нафтохім-1 - поліетиленполіаміди кислот талової олії - рідина темно-коричневого кольору з температурою застигання мінус 21°C і густиною при 20°C не менше 822кг/м³. Масова доля загального азоту в продукті складає не менше 2%, а кислотне число знаходиться в межах 8-24мг.КОН/г. Поруч з емульгуючою здатністю володіє високою захисною дією проти вуглекислотної і кисневої корозії нафтогазопромислового обладнання і комунікацій. Нафтохім-1 випускається Дрогобицьким дослідним заводом Львівської області згідно ТУ 38 201.463-88.

Фосфатидін - алкілоламіди кислот ріпакової олії та ацилгліцерол і ацилгліцерофосфатиди, розчиняються в органічних розчинниках, зокрема в гліколях та вуглеводнях - тверда речовина з температурою розм'ягчення 45-46°C, від жовтуватого до темно-коричневого кольору і густиною 930кг/м³. Його отримують взаємодією фосфатидного концентрату (ФК, ДСТУ 4526:2006 або ТУ 9146-203-00334534-97) з етаноламіном (ЕА) при мольному співвідношенні ФК:ЕА= 1:3 за температури (160-175)°C протягом 3,0 годин, відповідно до патенту [4].

Катіонний жир (ТУ У 6-25570365.071) - продукт конденсації оксиетильованого етанолдіаміну з ріпаковою олією - в'язка коричнева мастилоподібна маса, розчинна у вуглеводнях і гліколях.

Твін-80, ріпокс-6, савенол-NWP, савенол SWP та катіонний жир виготовляються Івано-Франківським ВАТ "Барва".

Олеодін - алкілоламідоаміни кислот ріпакової олії та оксиетильованого етанолдіаміну, розчинні в гліколях та нафтопродуктах - тверда речовина з температурою розм'ягчення 45-46°C, від жовтуватого до темно-коричневого кольору і густиною 910-940кг/м³.

Діетиленгліколь - густа безбарвна рідина без запаху, солодкуватого смаку; Т.пл. (-8,0°C), Т.кип. 245°C; густина при 15°C 1120кг/м³. Він змішується з водою, спиртами, ацетоном, гліцерином, мало розчинний у ароматичних вуглеводнях, чотирьохлористому вуглеці.

З метою здешевлення складів замість гліколів можуть бути використані їх відпрацьовані аналоги з установки абсорбційного зневоднювання природного газу після очищення від механічних домішок і продуктів розкладання на фільтрах.

Як водонабрякаючі полімери (ВНП) використовують хімічно чи радіаційно зшиті полімери та співполімери акриламід, акрилової кислоти чи її солей, N-томо-чи N,N-дизаміщених похідних акриламід (Полікар - Київ, Поліпласт та АК-639 - Саратов, "Петросорб" - Санкт-Петербург тощо), які являють собою порошки білого кольору або подрібнену гелеподібну масу з жовтуватим чи голубуватим відтінком, густиною 1050-1060кг/м³.

ВНП одержують відомими способами полімеризації вищевказаних мономерів у водних розчинах, емульсіях, суспензіях, використовуючи як ініціатор полімеризації окиснювально-відновні системи, наприклад, персульфат калію і метабісульфіт натрію, азоініціатори або шляхом гідролізу отриманих нейонних полімерів у присутності гідро-

ксидів чи карбонатів лужних металів з наступною хімічною чи радіаційною зшивкою. Запропоновані ВНП практично не розчиняються у воді (масова частка розчинної частини складає 0,01-0,2%), вуглеводнях (гексан, октан, декан, газоконденсат, дизельне паливо, нафта, нафтопродукти оливи) і багатьох інших органічних рідинах. Разом з тим у воді вони набрякають, зв'язуючи значні кількості розчинника. Ступінь водовбирання, в залежності від марки полімера і мінералізації водної фази, складає від 100г до 2100г води на 1г полімеру, відповідно частки полімеру збільшуються в обсязі в сотні раз. У використовуваних розчинах гліколів (діетиленгліколь чи його відпрацьовані аналоги) з концентрацією води 8-25% частки полімеру також не набрякають. Однак, вони здатні зв'язувати надлишкову (не зв'язану) воду у складі гелеподімерної суспензії, внаслідок чого гелева пробка залишається постійно тугою по всьому об'єму.

Лабораторними дослідженнями встановлено, що оптимальне співвідношення властивостей "проникаюча здатність-затвердіння (плівкоутворення)" залежить від температури розчинів та концентрації ПАР. За даними лабораторних досліджень, для заданого температурного інтервалу 80-90°C, оптимальна концентрація ПАР складає 0,5-2,0%, які і прийняті нами в якості робочих розчинів на свердловинах. При концентрації ПАР меншій 0,5% вплив на проникаючу здатність мало відчутний, а при концентрації ПАР понад 2% система структурується і в'язкість розчину підвищується настільки, що проникаюча здатність різко зменшується. За визначених оптимальних умов, завдяки зниженню міжфазового натягу і покращенню змочування твердих поверхонь, ОТП на органічній основі глибоко проникає у розгерметизовані ділянки різьбових з'єднань та цементного каменю, а завдяки плівкоутворенню з міцним адгезійним контактом ОТП з поверхнями як металічних труб, так і порового середовища забезпечують високу міцність і тривалість герметизації.

Спосіб здійснюють наступним чином. Після виконання геофізичних досліджень в свердловині й визначення місця знаходження негерметичності (початок витoku газу), безпосередньо біля гирла свердловини готують герметизуючий склад та гелеві пробки. Для цього в ємності, обладнаній паровою сорочкою для нагрівання і мішалкою для перемішування готують (0,5-2,0)%-ий розчин ПАР у діетиленгліколі (ДЕГ) заданої концентрації. Одержаний розчин нагрівають до 60°C і при перемішуванні додають попередньо подрібнений на шматки ОТП. Температуру суміші підвищують до 90°C і перемішують до отримання гомогенного розчину ОТП.

За розробленим способом, ліквідацію міжколонного та заколонного плинку газу в свердловині проводять закачуванням у рідкому і гарячому стані з температурою 80-90°C, приготовленого вище гомогенного розчину "ОТП-ПАР" в діетиленгліколі в затрубний простір відомим методом "ковзаючого тампонування" обсадної колони. Герметизуючий розчин в кількості 300-500л закачують у затрубний простір. Цілісність малов'язкої облямівки герметика у затрубному просторі утримується гелевою

пробкою з високою когезійною міцністю, що являє собою суспензію тонкодисперсного водонабрякаючого полімеру в гелевому розчині водорозчинних полімерів (поліакриламід, карбоксиметилцелюлоза, гідролізований поліакрилонітрил) чи структурованій інвертній емульсії на основі олійно-жирових концентратів [5]. Максимальне просочування герметика в міграційні канали досягається п'ятиразовим самовільним опусканням гелевої пробки з наступним її підніманням з вибою свердловини шляхом перепускання газу або стравлюванням його через 5-15хв. без викиду із свердловини. Залишки герметика і гелеву пробку видаляють із свердловини з розділенням для повторного використання, а свердловину продувають на смолоскип до чистого газу.

Після цього у затрубний простір закачують концентрований водний розчин хлориду кальцію чи бішофіту з наступним 3-5 разовим самовільним опусканням-підніманням його за допомогою гелевої пробки до затвердіння герметизуючої маси. Залишки розчинів також видаляють із свердловини з розділенням для повторного використання, а свердловину продувають на смолоскип до чистого газу.

Результати дослідно-промислових випробувань запропонованого способу відновлення герметичності свердловин на підземних сховищах газу, газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищах підтвердили його ефективність. Гарячий в межах 85-90°C рідкий розчин "гліколь-ОТП-ПАР" при концентрації ПАР 0,5-2,0% володіє високою проникною здатністю в порову і тріщину-

вато-порову породу та цементний камінь, міцною адгезією до металевих труб і породи (цементного каменю), а після тверднення туга маса забезпечує надійну герметизацію з урахуванням коливань температурного режиму, який створює вісьове переміщення експлуатаційної колони при закачування і відборі газу на ПСГ в різні періоди року.

Як впливає з таблиці, в якій зведені результати випробувань, на відміну від найближчого аналога (св. №66 ПСГ), використання якого, навіть з повторенням обробок, так і не вдалося усунути мікколонний і заколонний тиски, запропонований спосіб дозволив усунути плин газу у всіх випадках до безпечних величин експлуатації. Крім того, використання запропонованої корисної моделі дозволяє підвищити морозостійкість герметизуючих складів до мінус 22-35°C і збільшити міжремонтний період з ліквідації заколонного та мікколонного плину газу в свердловинах понад року, а в більшості випадків понад 2 роки. Завдяки підвищенню проникаючої здатності запропонованих складів на органічній основі у розгерметизовані міграційні канали, час на обробку затрубного простору зменшився в середньому з 5 діб до 12 годин. При цьому витрати ОТП на свердловино-операцію зменшено у порівнянні з базовою технологією в середньому на 52кг. Економічний ефект від використання запропонованого способу герметизації склав від 13,6 тис. грн. до 54 тис. грн. на свердловину.

Наведені приклади підтверджують досягнення технічного результату при здійсненні заявленого способу.

Таблиця

Результати випробувань способу ліквідації мікколонного $P_{\text{МК}}$ і заколонного $P_{\text{ЗКЛ}}$ плину газу в свердловинах газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищах та ПСГ

Родовище чи ПСГ	№ свердл.	$C_{\text{ДЕГ}}$, %	$C_{\text{ВОДИ}}$, %	$C_{\text{ОТП}}$, %	$C_{\text{ПАР}}$, %	Природа пробки	$P_{\text{МК}}$, Мпа		$P_{\text{ЗКЛ}}$, МПа		Морозо- стійкість °C	Міжре- монтний період, роки
							до об- роб- лення	після оброб- лення	до об- роб- лення	після оброб- лення		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
За найближчим аналогом												
ПСГ	66	-	75	25	-	-	1,95	2,05	1,95	1,80	0	0
Запропонований спосіб												
ПСГ	66	69,5	10	20	0,5 саве- нол	полімерна	2,05	0	1,95	0	-35	>2
	95	53,0 (відпр.)	20	25	2,0 твін	полімерна	1,85	0	1,85	0,10	-24	>2
	130	63,0	15	20	2,0 К.жир	емульсійна	1,95	0	1,95	0,25	-30	>2
Газове родовище	1343	67,5 (відпр.)	20	11	1,5 АФ ₉₋₆	емульсійна	2,28	0	8,5	0	-33	1,9
	1412	54,0 (відпр.)	25	20	1,0 АФ ₉₋₄	полімерна	6,00	0,30	6,87	0,70	-22	1,6
	2052	63,0	15	20	2,0 АФ ₉₋₄	емульсійна	8,11	0	8,31	2,0	-30	1,9

Продовження таблиці

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Газоконденсатне родовище	312	67,5 (відпр.)	15	16	1,5 АФ ₉ -6	емульсійна	13,0	0	16,5	0	-31	>2
	335	68,0	15	16	1,0 АФ ₉ -4	емульсійна	14,2	2,0	14,2	0,43	-33	1,2
Нафто-газокон-денсатне	629	67,5	15	16	1,5 АФ ₉ -6	емульсійна	7,48	0	7,48	0,72	-31	>2
	2035	68,0	15	16	1,0 ЕС-2	емульсійна	6,74	0	6,74	0,40	-33	>2

Джерела інформації:

1. Поп Г.С. Причины возникновения и методы ликвидации газопроявлений в скважинах/ Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.:ВНИИЭгазпром. - 1991. - 15с.

2. Басарыгин Ю.М., Макаренко П.П., Мавромати В.Д. Ремонт газовых скважин. М.: ОАО "Изд-во "Недра", 1998. - С.121-131.

3. Пат. РФ №2 228429, МПК⁷: Е21В33/138, 43/32. Способ ликвидации межколонных и заколонных перетоков газа в скважинах/ Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Жиденко В.П., Жиденко Г.Г., Юрьев В.А., Карепов А.А., Усков В.П., Царькова Л.М., Комаров А.Г., Костенко Е. М/ Заявка 2001126604/03. Заявл. 01.10.2001. Опубл.

10.05.2004.

4. Стандарт підприємства СТП 320.30019801.043-2002. Підземні сховища газу. Технологія обробки свердловин герметизуючими компонентами для попередження газопроявлень і виявлення механізму газоперетоків по зацементованому простору. Затверджено та надано чинності наказом ДК "Укртрансгаз" від 29.04.2002, №135. - К. - 2002. - 15с

5. Поп Г.С., Біленька В. І., Кучеровський В.М. Екологічно чисті поверхнево-активні системи для закінчування і капітального ремонту свердловин /Мат-ли наук.-техн. конф. "Підвищення ефективності використання поверхнево-активних речовин в нафтогазовидобутку", Івано-Франківськ. - І-ФДТУНГ. - 2000. - С.30-33.