



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 88740

(13) C2

(51) МПК (2009)

E21B 33/138

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ПАТЕНТУ НА ВИНАХІД

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

1

2

(21) а200807234

(22) 26.05.2008

(24) 10.11.2009

(46) 10.11.2009, Бюл. № 21, 2009 р.

(72) ПОП ГРИГОРІЙ СТЕПАНОВИЧ, БОДАЧІВСЬКА ЛАРИСА ЮРІЇВНА, КОСТІВ ВАСИЛЬ ВАСИЛЬОВИЧ, ГЕБУРА МИХАЙЛО ДМИТРОВИЧ, ШАБО МУАЙЕД ДЖОРДЖ, RU

(73) ІНСТИТУТ БІООРГАНІЧНОЇ ХІМІЇ ТА НАФТОХІМІЇ НАН УКРАЇНИ

(56) RU 2213843, C2, 10.10.2003

RU 2260674, C1, 20.09.2005

RU 2144130, C1, 10.01.2000

SU 1521860, A1, 15.11.1989

SU 1771507, A3, 23.10.1992

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

(57) Спосіб ліквідації міжколонного та за колонного плинугазу в свердловинах, що включає геофізичні дослідження і оброблення затрубного простору методом "ковзаючого тампонування" герметизую-

чим складом з наступним продуванням газом і закачуванням у затрубний простір водного розчину хлоридів кальцію і/або магнію, який **відрізняється** тим, що в затрубний простір закачують у рідкому і гарячому стані з температурою 80-90°C герметизуючий склад, у вигляді розчину омиленого талового пеку в діетиленгліколі або його відпрацьованому аналозі та додатково 0,5-2,0% поверхнево-активної речовини (ПАР) неіоногенного (з групи АФ₉-(4+6), ЕС-2, твін-80, рипокс-6, савенол-NWP, савенол-SWP, нафтохім-1, фосфатидин) або катіонного (з групи катіонний жир, олеодин) типів, та тим, що малов'язкі герметизуючі склади утримуються 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 (з групи поліакриламід, гідролізований поліакрилонітрil, карбоксиметилцелюлоза) або структуровану інвертну емульсію на основі олійножирових концентратів.

Винахід відноситься до технології і матеріалів для ліквідації міжколонного та за колонного плинугазу 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 проникну здатність у газоплинні канали. Крім того, використання їх часто супроводжується кольматцією 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 за колонного тиску у свердловинах, що включає закачування під тиском в зону плинугазу 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 (150-500 кг) 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 свер-

(13) C2

(11) 88740

(19) UA

дловин герметизуючими компонентами для попередження газопровиттів і виявлення механізму газоперетоків по зацементованому простору", яка покладена в основу стандарту ДК "Укртрансгаз" і взята нами за прототип [3]. Сутністю її є ліквідація міжколонного та за колонного плинину газу в свердловинах шляхом закачування у затрубний простір омиленого талового пеку (ОТП) у вигляді водного розчину з концентрацією від 18 до 25 мас.%, 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 500 л, які закачують порціями по 100-150 л у затрубний простір. З метою кращого проникнення герметика в міграційні канали в'язкий розчин ОТП піднімають з вибою свердловини шляхом перепускання газу або стравлювання його через 1-1,5 хв. без викиду із свердловини з витримкою на закачування між порціями 30 хв. Потім вирівнюють тиски в трубах 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 отвердженні 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.

Задачею винаходу є підвищення морозостійкості та проникної 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 плинину газу в свердловинах.

Поставлена задача досягається тим, що у спосіб ліквідації міжколонного та за колонного плинину 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 аналозі та

додатково 0,5-2,0% поверхнево-активної речовини (ПАР) неіоногенного чи катіонного типів, а мало-в'язкі герметизуючі склади утримуються у затрубному просторі в процесі "ковзаючого тампонування" гелевою пробкою з високою когезійною міцністю.

При цьому, як ПАР неіоногенного типу використовують неонол АФ₉-(4+6), ЕС-2, твін-80, рипокс-6, савенол-NWP, савенол-SWP, нафтохім-1, фосфатидин; катіонного типу - катіонний жир, олеодин, 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 олійножирових 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 побічного 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) - оксіетильований моноізонілфенол з 4-6 молями окису етилену, добре розчинний у спиртах - являє собою прозору, тягучу медоподібну рідину з температурою застигання біля 5°C, густиною 1030-1080 кг/м³, молекулярною масою 600-750, в'язкістю при 50°C 260-118 мПа·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 декстраніном

(1-(п-нітрофеніл)-2-амінопропандіолом-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 20-30 мг КОН/г, умовною в'язкістю при 80°C по Енглєру 2,0-2,5.

Твін-80 чи поліоксіетилєн(20)сорбітан моноолеат - продукт оксіетильовання 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 1060-1100 кг/м³, кінематичною в'язкістю 300-500 сСт, рН 5%-го водного розчину - 6-8.

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

Савенол-NWP - суміш гідратованих неіоногенних 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 160,5 сСт.

Савенол-SWP (ТУ 6-00205601.092) - суміш продуктів на основі неіоногенних 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 822 кг/м³. Масова доля загального азоту в продукті складає не менше 2%, а кислотне число знаходиться в межах 8-24 мг 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.

Фосфатидин - алкілоламіди кислот ріпакової олії та ацилгліцерол і ацилгліцерофосфатиди, розчиняються в органічних розчинниках, зокрема в гліколях та вуглеводнях - тверда речовина з температурою розм'якшення 45-46°C, від жовтуватого до темно-коричневого кольору і густиною 930 кг/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 оксietильованого етанолдіаміну з ріпаковою олією - в'язка коричнева мастилоподібна маса, розчинна у вуглеводнях і гліколях.

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

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

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

Для 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 шиті полімери та співполімери акриламід, акрилової кислоти чи її солей, N-моно-чи N,N-дизаміщених похідних акриламід (Полікар - Київ, Поліпласт та АК-639 - Саратов, "Петросорб" - Санкт-Петербург тощо), які являють собою порошки білого кольору або подрі-

бнену гелеподібну масу з жовтуватим чи голубуватим відтінком, густиною 1050-1060 кг/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 гідроксидів 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 полімеру і мінералізації водної фази, складає від 100 г до 2100 г води на 1 г 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 "проникна 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 проникну здатність мало відчутний, а при концентрації ПАР понад 2% система струкується і в'язкість розчину підвищується настільки, що проникна 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 плинину газу в свердловині проводять закачуванням у рідкому і гарячому стані з температурою 80-90°C приготуваного вище гомогенного розчину "ОТП-ПАР" в діетиленгліколі в затрубний простір відомим методом "ковзаючого тампонування" обсадної колони. Герметизуючий розчин в кількості 300-500 л закачують у затрубний простір. Цілісність малов'язкої облямівки герметика у затрубному просторі утримується гелевою пробкою з високою когезійною міцністю, що являє собою суспензію тонкодисперсного водонабрякуючого полімеру в гелевому розчині водорозчинних полімерів (поліакриламід, карбоксиметилцелюлоза, гідролізований поліакрилонітрил) чи структурованій інвертній емульсії на основі олійножирових 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 5-15 хв. 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 (таблиця) запропонованого способу відновлення герметичності свердловин на підземних сховищах газу, газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищах підтвердили його ефективність. Гарячий в межах 80-90°C рідкий розчин "гліколь-ОТП-ПАР" при концентрації ПАР 0,5-2,0% володіє високою проникною здатністю в порову і тріщинувато-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 осьове переміщення експлуатаційної колони при закачуванні і відборі газу на ПСГ в різні періоди року.

Таблиця

Результати випробувань способу ліквідації міжколонного P_{mk} і заколонного $P_{зкл}$ плинину газу в свердловинах газових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищах та ПСГ

Родовище чи ПСГ	№ свердл.	C _{ДЕГ} , %	C _{води} , %	C _{отп} , %	C _{ПАР} , %	При- рода проб- ки	Р _{мк} , МПа		Р _{зкл} , МПа		Морозо- стійкість °С	Міжре- монтний період, роки
							до оброб- лення	після оброб- лення	до оброб- лення	після оброб- лення		
За прототипом												
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
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
Нафтогазо- конденсатне	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

Як випливає з таблиці, в якій зведені результати випробувань, на відміну від прототипу (св.№66 ПСГ), використанням якого, навіть з по-

вторенням обробок, так і не вдалося усунути міжколонний і заколонний тиски, запропонований спосіб дозволив усунути плин газу у всіх випадках до

безпечних величин експлуатації. Крім того, використання запропонованого винаходу дозволяє підвищити морозостійкість герметизуючих складів до мінус 22-35°C і збільшити міжремонтний період з ліквідації заколонного та міжколонного плинугазу в свердловинах понад року, а в більшості випадків понад 2 роки. Завдяки підвищенню проникної 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 52 кг. 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.

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.- 15 с.

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 ЕМ //Заявка 2001126604/03. Заявл. 01.10.2001. Оpubл. 10.05.2004.

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

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.