



УКРАЇНА

(19) UA (11) 37685 (13) U

(51) МПК (2006)
E21B 33/138МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ПАТЕНТУ
НА КОРИСНУ МОДЕЛЬвидається під
відповідальність
власника
патенту

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

1

2

(21) u200806790

(22) 19.05.2008

(24) 10.12.2008

(46) 10.12.2008, Бюл.№ 23, 2008 р.

(72) ПОП ГРИГОРІЙ СТЕПАНОВИЧ, UA, БОДА-
ЧИВСЬКА ЛАРИСА ЮРІЇВНА, UA, ШАБО МУАЙЕД
ДЖОРДЖ(73) ІНСТИТУТ БІООРГАНІЧНОЇ ХІМІЇ ТА НАФТО-
ХІМІЇ НАН УКРАЇНИ, UA(57) Спосіб ліквідації міжколонного та заколонного
плину газу в свердловинах, що включає геофізичні

дослідження, перфорацію колони і закачування через перфораційні отвори в зону негерметичності герметизуючого складу з наступним продуванням газом і закачуванням в затрубний простір водного розчину хлористого кальцію чи/та магнію, який **відрізняється** тим, що в зону плинугазу (негерметичності) закачують у гарячому стані герметизуючий склад у вигляді 11-25%-го розчину омиленого талевого пеку в етиленгліколі, діетиленгліколі або в їх суміші чи відпрацьованих аналогах із вмістом води 8-25%.

Корисна модель відноситься до технології і матеріалів для ліквідації міжколонного та заколонного плинугазу в свердловинах газових і газоконденсатних родовищ та підземного його зберігання у газовидобувній галузі промисловості.

Проблема міжколонних і заколонних газоплинів не поодиноким явищем. Вона має глобальний характер і спостерігається на всіх родовищах. За статистичними даними в усьому світі кількість свердловин з міжколонними проявами досягає понад 10%, а на свердловинах підземних сховищ газу (ПСГ), газових і газоконденсатних родовищах України та Росії від 10% до 60% від їх загальної кількості. Потенційна небезпека наявності міжколонних тисків пов'язана не тільки із безпечністю експлуатації газових родовищ і ПСГ, а й з екологічними наслідками виходу газу безпосередньо на поверхню у вигляді грифонів чи проникнення за межі технічної колони і насичення ним водоносних горизонтів. При несвоєчасному усуненні флюїдопроявів можливий прояв неконтрольованих процесів, які закінчуються пошкодженням цілісності обсадних колон, утворенням грифонів, забрудненням питних вод і порушенням екологічної рівноваги. Тому питання своєчасного виявлення, оцінки і ліквідації міжколонних та заколонних тисків має винятково важливе значення.

Відомі способи ліквідації газоплину з використанням герметизуючих систем на водній основі часто супроводжуються проникненням їх у перфоровану зону продуктивного пласта, що призводить до кратного зниження дебіту свердловин, або ж

створює загрозу хімічного забруднення питних вод через проникнення у водоносні горизонти [1]. Поряд із цим, дисперсії прямого типу є корозійно активними, седиментаційно нестійкими і мають обмежену герметизуючу здатність.

Відомий спосіб ліквідації міжколонного та заколонного плинугазу в свердловинах, що включає закачування в місця пропуску газу соляробентонітової суміші (СБС) чи конденсатобентонітової суміші (КБС) та витримку в часі для контакту бентонітової глини з водою і набрякання глини з метою кольматації газопровідних каналів і тріщин [2].

Недоліком такого способу є те, що СБС і КБС не однорідні, не стійкі й глина навіть при додаванні ПАР швидко випадає в осад, а це створює певні труднощі та проблеми з доставкою розчинів в місця розгерметизації. Проблемним є і заміщення в розчині солянки (конденсату) на воду, а отже, і якісної кольматації каналів плинугазу, оскільки на контакті з водою проходить миттєве затвердіння суміші з утворенням монопористий твердої кірки. Всі ці недоліки не дозволяють забезпечити задовільну ліквідацію плинугазу.

Відомий також спосіб ліквідації міжколонного та заколонного тиску у свердловинах, що включає закачування під тиском в зону плинугазу в гарячому (з температурою 80-90°C) стані бентонітової порошкової глини (50%) і фосфатидного концентрату (50%) [3].

Цей спосіб, безперечно, ефективний у гарячих свердловинах з температурою понад 60°C. Проте

(13) U

(11) 37685

(19) UA

майже на всіх ПСГ і більшості газових родовищах, зокрема, Західного Сибіру (Новий Уренгой, Ямбург, Надим, Заполярне) температура пластів не перевищує 35°C. У цих умовах прокачування нагрітої до 80-90°C порівняно невеликої (150-500кг) напівтвердої маси приводить до її швидкого остивання 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.

Найближчим за технічним рівнем і результатом, що досягається, є спосіб ліквідації міжколонного та заколонного плинину газу в свердловинах, що включає геофізичні дослідження, перфорацію і закачування герметизуючого складу під тиском в зону дефекту. Як герметик застосовують омилений таловий пек (ОТП) у вигляді водного розчину з концентрацією від 18 до 25мас.%, який закачують у затрубний простір з подальшим продуванням газом і закачуванням, для затвердіння ОТП, водного розчину хлоридів кальцію чи магнію [2].

Проте відомий спосіб через водну основу непридатний до використання в північних широтах, а внаслідок невеликого 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, конденсаційною і пластовою водою, відшаровуються і виносяться на поверхню.

Задачею корисної моделі є підвищення морозостійкості і проникаючої здатності тампонуємого матеріалу в розгерметизовані канали, забезпечення надійності, міцності й тривалості герметизації газопровідних ділянок і, як наслідок, збільшення міжремонтного періоду з ліквідації заколонного і міжколонного плинину газу в свердловинах.

Поставлена задача досягається тим, що у способі ліквідації міжколонного та заколонного плинину газу в свердловинах, що включає геофізичні дослідження, перфорацію колони і закачування через перфораційні отвори в зону негерметичності герметизуючого складу (омиленого талового пеку) з наступним продуванням газом і закачуванням в затрубний простір водного розчину хлоридів кальцію чи/та магнію, в зону плинину газу (негерметичності) закачують у гарячому стані герметизуючий склад у вигляді 11-25%-го розчину ОТП в етиленгліколі, діетиленгліколі або в їх суміші чи відпрацьованих аналогах із вмістом води 8-25%.

В роботі використані хімічні речовини наступної якості.

Омилений таловий пек (ОТП), виготовлений відповідно до ТУ 3781-1423544-02-91 - 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; містить окислені і полімеризовані жирні і смоляні кислоти, дитерпенові спирти

(бегеновий, лігноцеріловий, церіловий та ін.), їх естери і фітостероїди.

Етиленгліколь відповідно до ГОСТ 19710-78 - сиропоподібна безбарвна рідина без запаху, солодкуватого смаку; Т. пл. (-12,3°C), Т. кип. 197,6°C; густина при 20°C 1113кг/м³, в'язкість 21 спуаз при 20°C. Етиленгліколь гігроскопічний, утворює гідрат з 2 молекулами води, змішується в усіх відношеннях з водою, спиртами, ацетоном, гліцерином. Не розчинний в ароматичних вуглеводнях, хлороформі.

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

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

Лабораторними дослідженнями встановлено, що оптимальне співвідношення властивостей "проникаюча здатність-затвердіння (плівкоутворення)" залежить від температури розчинів та концентрації ОТП і води. За даними лабораторних досліджень, для заданого температурного інтервалу 80-90°C, оптимальна концентрація ОТП складає 1-25%, а води - 8-25%, які і прийняті нами в якості робочих розчинів на свердловинах. 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 нлівоутворенню з міцним адгезійним контактом кальцієвої (магнієвої) солі ОТП з поверхнями як металічних труб, так і порового середовища забезпечують високу міцність і тривалість герметизації. При концентрації води меншій за 8%, ОТП не розчиняється у гліколях, при концентрації ОТП меншій 11% поверхнева плівка виявляється тонкою і слабкою, що не забезпечує належної герметизації, а при концентрації води і ОТП більшій 25% в'язкість розчину підвищується настільки, що проникаюча здатність різко зменшується.

Спосіб здійснюють наступним чином.

Після виконання геофізичних досліджень в свердловині й визначення місця знаходження негерметичності (початок витоку газу), перфораційних та інших технологічних операцій, безпосередньо біля гирла свердловини готують герметизуючий склад. Для цього в ємності, обладнаній паровою сорочкою для нагрівання і мішалкою для перемішування готують розчин етиленгліколю (ЕГ) чи діетиленгліколю (ДЕГ) із заданою концентрацією води (8-25%). Одержаний розчин нагрівають до 60°C і при перемішуванні додають попередньо подрібнений на шматки ОТП з розрахунку отримання 11-25%-го розчину ОТП. Температуру суміші підвищують до 90°C і перемішують до отримання гомогенного розчину ОТП. Гарячий розчин закачують під тиском через перфораційні отвори в зону негерметичності.

Після закачування усього розчину ОТП у затрубний простір закачують концентрований водний розчин хлориду кальцію чи бішофіту до затвердіння герметизуючої маси. Залишки розчинів видаляють із свердловини продуванням на смолоскип до чистого газу.

Дослідження запропонованого способу герметизації свердловин на підземних сховищах газу, газових і газоконденсатних родовищах підтвердили його ефективність. Як випливає з таблиці, в якій зведені результати випробувань, на відміну від прототипу, використання якого вдалося короткочасно (3 місяці) тільки знизити міжколонний тиск від 4,6МПа до 1,1МПа, ймовірно, через неглибоку поверхневу герметизацію газопровідних каналів і швидке руйнування утвореної жорсткої

плівки, запропонований спосіб дозволив усунути приплив газу з міжколонного простору на св. №№49, 86 ПСГ та №6033 газового родовища, чи зменшити його в усіх інших випадках до безпечних величин експлуатації свердловин і, таким чином, зняти заборону Держнаглядохоронпраці та дозволити експлуатацію свердловин №№86, 87, 7194 та 3121. Крім того, використання запропонованої корисної моделі дозволяє підвищити морозостійкість герметизуючих складів до мінус 25-39°C і в 2,2-8 раз збільшити міжремонтний період з ліквідації заколонного та міжколонного плинугазу в свердловинах.

Наведені приклади підтверджують досягнення технічного результату при здійсненні заявленого способу.

Таблиця

Результати випробувань способу
ліквідації міжколонного і заколонного плинугазу в свердловинах

Тип родовища чи ПСГ	№ свердл	С _{ег} , %	С _{води} , %	С _{отп} , %	Т _{пласта} , °С	Міжколонний тиск, МПа		Морозостійкість, °С	Міжремонтний період, роки
						до оброблення	після оброблення		
За найближчим аналогом									
ПСГ	87	-	75	25	19	4,60	1,10	0	0,25
Запропонованим способом									
ПСГ	87	55,0	25	20	19	2,87	0,50	-26	0,9
	55	79,0 (відпр. ДЕГ)	10	11	19	1,21	0,50	-39	0,7
	80	50,0 (ДЕГ)	25	25	19	2,82	0,48	-22	0,6
	86	55,0 (ДЕГ)	20	25	19	4,10	0,01	-21	0,8
	49	65,0	15	20	19	0,95	0,0	-32	>2,0
Газове родовище	7194	65,0(відпр. ДЕГ)	15	20	32	8,20	0,32	-32	1,8
	6033	65,0 (відпр. ДЕГ)	15	20	32	1,29	0,03	-32	>2,0
Газоконденсатне родовище	3121	60,0 (відпр. ДЕГ)	15	25	75	4,70	0,24	-25	1,3

ВИКОРИСТАНІ 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 "Издательство "Недра", 1998, с.121-131.

3. Пат. РФ №2228429, 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. - 2001126604/03, Заявл. 01.10.2001; Опубл. 10.05.2004.