

- розрахунки та формування карт технологічних режимів свердловин у процесі відбирання та нагнітання газу на основі "базового" режиму у певний термін часу;
- розрахунки значень регулюючих дій для подавання їх на виконавчі механізми з метою забезпечення реалізації розрахованих режимів роботи свердловин;
- контроль значень розрахункових технологічних параметрів (депресій на пласт, коефіцієнтів фільтрації, градієнтів тисків на забої і таке інше) на граничні значення;
- контроль нестационарності параметрів (тисків, дебітів, температур) газових потоків на свердловинах;
- а за умови дооснащення системи додатковими давачами - контроль на технологічно допустимі межі значень вологовмісту та механічних домішок у газі по свердловинах у режимі відбирання;
- прогнозування імовірності гідратуутворення у свердловинах та шлейфах за підсумками аналізу параметрів, які визначають умови гідратуутворення (тиск, температура, щільність, вологовміст та інші) для своєчасного прийняття рішення.

Впровадження системи МОНІТОКС на Кегичівському ПСГ ДК "Укртрансгаз" дозволить мінімізувати витрати паливно-енергетичних та матеріально-технічних ресурсів, скоротити кількість аварій на свердловинах, зменшити кількість капремонтів, покращити ефективність роботи геологічних та технологічних служб ПСГ, забезпечити накопичення технологічної бази даних для розробки математичних моделей пласта.

Новітністю цієї розробки у загальному напрямі оптимізації режимів експлуатації підземних сховищ газу є комплексне вирішення задач розрахунку інтегральних та середніх значень параметрів роботи свердловин на часових інтервалах, значень параметрів по довжині шлейфа та визначення місця гідратуутворення, прогнозування динаміки змін контрольованих параметрів по свердловинах.

Література

1. Особливості створення системи оперативного контролю за експлуатацією газових свердловин і керування режимами їх роботи в умовах ПСГ / Беккер М.В., Пітірімов О.В., Вечерік Р.Л., Хасцький Ю.Б., Коток В.Б., Челомбійко Г.О. // Нафт. і газова промисловість. –2002. – №5. – С. 52-56.

УДК 622.279.7

ЛІКВІДАЦІЯ ТЕХНОГЕННИХ ГАЗОПРОЯВІВ У ПРОЦЕСІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ РОДОВИЩ І ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ПРИРОДНОГО ГАЗУ

© Г.С. Пон¹, Р.Л. Вечерік², Ю.Б. Хасцький², Л.Ю. Бодачівська¹

1) Інститут біоорганічної хімії та нафтохімії НАН України,
50, Харківське шосе, м. Київ, МПС 660, 02660; тел.(044)5596059

2) ДК "Укртрансгаз"; 9/1, Кловський Узвіз, м. Київ, 01021. E-mail: rvecherik.utg@ugp.viaduk.net

Описаны методы ликвидации техногенных проявлений газа, используемые на подземных хранилищах газа ДК "Укртрансгаз"

Methods of man-caused gas leakage elimination, which are used at underground gas storage facilities of SC "Ukrtransgaz", are described.

Незважаючи на вдосконалення технологій буріння, розкриття продуктивних пластів, освоєння і експлуатації свердловин, значна частина з них потребує проведення ремонтних робіт, спрямованих на усунення міжколонних і заколонних флюїдопроявів різної інтенсивності, які часто посилюються форсованим видобутком вуглеводневої сировини і створенням при цьому надмірних робочих депресій, повторною перфорацією потужними кумулятивними зарядами, масованими кислотними обробками, хвильовою дією та іншими методами впливу на пласт у процесі інтенсифікації припливу вуглеводневої сировини. Основною причиною надходження газу в міжколонний простір є неякісне цементування експлуатаційних колон, негерметичність пакерів і різьбових з'єднань і великі термобаричні навантаження на експлуатаційну колону.

Сукупність цих факторів у поєднанні з постійно діючими динамічними навантаженнями призводить до утворення мікротріщин у самому цементному камені й на межі його з експлуатаційною колоною чи породою. Негерметичність експлуатаційних колон, у свою чергу, призводить до інтенсивних газових перетікань з формуванням техногенних покладів, що спостерігається на Заполярному родовищі ВАТ "Ямбурггазвидобуток".

Подібні процеси спостерігаються і на свердловинах підземних сховищ газу (ПСГ), де основним джерелом проявів переважно є вторинні джерела газонакопичень, що виникають через сформовані флюїдопровідні канали у за колонному просторі. Виникнення міжколонних тисків – результат міжколонної і за колонної міграції газу через негерметичність різьбових з'єднань. Проте це зумовлене не стільки недоліками кріплення свердловин, скільки специфікою їх циклічної експлуатації, внаслідок якої нестационарні термобаричні процеси видобутку та нагнітання газу неминуче спричиняють деформування самих труб і різьбових з'єднань, а відповідно і каналів негерметичності.

Потенційна небезпека наявності міжколонних тисків пов'язана не тільки із безпечною експлуатації 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. У разі несвоєчасного усунення флюїдопроявів можливий прояв неконтрольованих процесів, які закінчуються порушенням цілісності обсадних колон, утворенням грифонів, забрудненням питних вод і порушенням екологічної рівноваги. Тому питання своєчасного виявлення, оцінки і ліквідації міжколонних та за колонних тисків має винятково важливе значення.

Відомо багато технологічних заходів і технічних засобів, комплексне використання яких дозволяє усунути газопрояви у свердловинах. У вітчизняній і зарубіжній практиці накопичений значний досвід попередження міграції газу. Розроблені заходи включають як вдосконалення всіх етапів будівництва та експлуатації свердловин, так і розробку нових технологічних засобів для усунення осередків газопроявів. Вибір їх визначається передусім місцезнаходженням та розмірами ділянок негерметичності.

У свердловинах з відомим інтервалом негерметичності найчастіше в затрубному просторі, встановлюють пакери, які опускають на насосно-компресорних трубах (НКТ). Проте практика показує, що розкриття експлуатаційних пакерів і, як наслідок, герметичність затрубного простору при використанні цього методу залишаються незадовільними. У похилоскерованих свердловинах це зумовлено викривленням стовбура свердловин і великою глибиною встановлення експлуатаційних пакерів. У багатьох інших випадках - недосконалістю технології розкриття пакерів за допомогою зрізного клапана в газовому середовищі (ранні зрізки, недостатній гідростатичний тиск у ліфтовій колоні через розгазування конденсату під час розпакерування тощо) і пропусками газу по різьбових з'єднаннях ліфтової колони.

В окремих випадках, на родовищах негерметичність різьбових з'єднань вдається усунути догвинчуванням колон з гирла свердловин. Проте, у випадку неякісних різьбових з'єднань або ж за наявності каналів, які виникають під дією навантажень у свердловині, це не дає позитивних результатів. За таких умов, як і при негерметичності пакера, затрубний простір заповнюють герметизуючими системами. Для цього найчастіше використовують дисперсні системи, які мають необхідну густину та понижують різницю тисків у середині НКТ і за нею (затрубний простір) і, таким чином, забезпечують захист обсадної колони від дії високих тисків і перетікань газу.

Зокрема, для цього використовують високов'язкі гелеутворюючі рідини на основі похідних акрилових полімерів. При змішуванні останніх з водними розчинами солей полівалентних металів (Ca^{2+} , Mg^{2+} , Al^{3+}) або окисно-відновною системою, яка містить хром і тонкодисперсні наповнювачі (гіпс, крейда, хризотилазбест, ксерогелі), утворюються гелі, властивості яких визначають концентрації вказаних компонентів і їх співвідношення у суміші. При нагнітанні гель заповнює канали негерметичності, а наповнювач тампонує вхід у нього і перешкоджає витісненню гелю.

Використання приведених та інших відомих герметизуючих систем на водній основі часто супроводжується проникненням їх у перфоровану зону продуктивного пласта, що призводить до кольтатації порового середовища, або ж створює загрозу хімічного забруднення питних вод через проникнення у водоносні горизонти. Поряд із цим, вони мають обмежену герметизуючу здатність, а великі фільтраційні втрати ($4\text{--}26 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$), на зовнішній водній фазі систем, зумовлюють ускладнення, пов'язані з утворенням гідратів в НКТ і різного роду заїдання пакерів. Крім того, дисперсії прямого типу є корозійно активними і седиментаційно нестійкими, особливо за підвищених температур.

Одним із ефективних шляхів подолання цих труднощів є розробка та впровадження нових технологічних рідин і засобів, які б попереджали зниження продуктивності свердловин на всіх ділянках їх будівництва та експлуатації. В останні роки серед таких рідин перевагу віддають дисперсним системам на вуглеводневій основі, які, маючи спорідненість з пластовою продукцією, не забруднюють привибійну зону продуктивних пластів і легко вилучаються вуглеводнями.

Так, на нафтогазоконденсатних родовищах Західного Сибіру з 90-их років для ліквідації негерметичності гирлових ущільнень, експлуатаційних колон і пакерів у свердловинах, оснащених комплексами свердловинного обладнання (КСО-219, КОС-219, КОС-168 тощо), широко використовується технологію ліквідації міжколонного перетікання газу за допомогою інвертних крейдаєних дисперсій (ІКД), якими заповнюють затрубний простір без зупинки роботи свердловини. Технологія забезпечує високу ефективність, якість та надійність герметизації, не викликає корозійного пошкодження труб і свердловинного обладнання, не забруднює продуктивний пласт. Після 5-10-річної експлуатації в 50 % випадків пакер вивільнявся без будь-яких ускладнень, а в інших випадках він легко витягувався після проведення додаткової циркуляції чи промивання свердловин.

Відмінною особливістю нової технології є те, що затрубний простір повністю заповнюється структурованою ІКД, а у випадках можливого припливу пластової чи техногенної води на контакт з ІКД проходить її зв'язування з утворенням високов'язкої дисперсії, завдяки чому герметизуючий ефект зростає, що дозволяє попередити наступні водо- та газопрояви.

На ПСГ ДК "Укртрансгаз" для відновлення герметичності свердловин використовують герметизуючі водні розчини омиленого талового пеку і карбоксиметилцелюлози чи АКОР Б-100 з додаванням дрібнодисперсного полімерного і герметизуючого наповнювача та прискорювача кристалізації. Герметизація проводиться методом "ковзаючого тампонування" обсадної колони високов'язкими концентрованими розчинами герметиків. Проте тривалого ефекту не одержано, оскільки через високий міжфазовий натяг полімерні матеріали не проникають вглиб газоперетікаючих каналів. Плівки ж, утворені на поверхні труб розчинами полімерів чи полімерною композицією АКОР Б-100, поступово руйнуються газовим конденсатом, конденсаційною і пластовою водою, відшаровуються через корозію труб і виносяться на поверхню.

Для усунення цих недоліків нами запропоновано підходи, які базуються на використанні розчинів, мікроемульсій та емульсійно-суспензійних систем на органічній основі з попередньою гідрофобізацією розгерметизованого порового простору. Технологія реалізується у двох варіантах. За першим з них, після гідрофобізації, тампонування проводять малов'язкими дисперсними системами, цілісність і утримання яких у затрубному просторі підтримується гелевою висячою пробкою з високою когезійною міцністю, яка забезпечує технологічність ковзаючої заливки і попереджає забруднення і кольматацію ПЗС.

За другим варіантом, після гідрофобізації, прифільтрову зону заповнюють високов'язкою блокуючою тиксотропною інвертною дисперсією (в'язкість за СПВ-5 – не рухається, фільтрація в пластових умовах за ПФП-200 – 0 см³/30 хв), а позатрубний простір заповнюють герметизуючою дисперсією і під тиском, рівним пластовому, витримують протягом 2-5 годин.

Герметизація газопереточних каналів проходить, завдяки низькому міжфазовому натягу і високій проникній здатності тампонуючого матеріалу на органічній основі, закупорювання їх гідрофобізованими частинками твердої фази-каркасу, розміри яких змінюються від 5 до 500 мкм і наступній високій структурованості дисперсії. Висока міцність і тривалість герметизації зумовлена, на нашу думку, структурованістю дисперсії і міцністю її адгезійного контакту з поверхнями як металічних труб, так і порового середовища. З іншого боку, завдяки міцелярній сорбції і солюбілізації води з поверхні каналів, що герметизуються, забезпечується позитивний контакт чистої поверхні з герметиком, надійна і тривала герметизація газопровідних ділянок хемосорбованими молекулами і структурованою системою з високою когезійною міцністю.