

Олександр ЧОРНИЙ

**МОЖЛИВОСТІ ЗАСТОСУВАННЯ ДЕГОЦЕМЕНТНИХ РОЗЧИНІВ
ДЛЯ ІЗОЛЯЦІЇ ПЛАСТОВОЇ ВОДИ В ГАЗОВИХ І
ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩАХ ПЕРЕДКАРПАТТЯ**

ГПУ “Львівгазвидобування”,
e-mail: Pasichna@ukr.net

На основі вивчення можливості застосування водних розчинів гліколей для проведення водоізоляційних робіт у газових і газоконденсатних свердловинах Передкарпаття розроблено методику, за якою з використанням гідрофобних і дегоцементних розчинів не потрібно глушити свердловину під час капітальних ремонтів і проведення водоізоляційних робіт для встановлення водонепроникного екрану на вибої. Водоізоляційним матеріалом перекривають тільки повністю обводнену частину розкритого пласта. Найефективніше запропонований спосіб можна застосувати для ізоляції підшовних вод у газових і газоконденсатних свердловинах.

Ключові слова: гліколі, дегоцементний розчин, селективна ізоляція, гідрофобні розчини, водоізоляційні роботи, підшовні води.

У газовій промисловості найширше застосування як осушувачів газу одержали висококонцентровані розчини гліколей – етиленгліколь (ЕГ), диетиленгліколь (ДЕГ) і триетиленгліколь (ТЕГ). Вони відносно дешеві та безпечні. Їхні водні розчини не викликають корозії обладнання.

Гліколі є водними розчинами двохатомних спиртів жирного ряду і змішуються з водою у всіх співвідношеннях. Їхня густина майже не відрізняється від густини води та інших рідин, які використовують при замішуванні цементних розчинів для цементування обсадних колон і спорудження мостів у газових свердловинах; в'язкість – майже на порядок вища, ніж інших рідин (окрім нафти), що також дозволяє застосовувати їх як рідину замішування для приготування цементних розчинів. З урахуванням цих фізичних властивостей гліколей було проведено лабораторні дослідження для визначення термінів тужавіння цементних розчинів, замішаних на гліколях з різним вмістом води. З підвищенням вмісту води в гліколі термін початку тужавіння цементного розчину збільшувався, натомість за вмісту води менше ніж 25 % розчин не тужавів. Це явище, а також велика гігроскопічність глікольних розчинів стали основою для проведення подальших досліджень.

Прозору посудину наповнили свіжоприготовленим цементним розчином, замішаним на водному розчині гліколю (вміст води не перевищував 20–25 %), долили шар води і спостерігали за контактом вода–цементний розчин. Через 15–29 хв на контакті в цементному розчині виник тонкий шар світлішого кольору, перевірка якого на міцність засвідчила, що це затверділа

кірка цементного розчину. Вона активно зростала протягом 1,5–2 діб, її товщина досягла 1,5–2 см, після чого її утворення майже припинялося.

Лабораторні дослідження також були проведені для порівняння характеру і швидкості затвердіння запропонованого і нафтоцементного розчинів. Цими сумішами заповнювали скляні циліндричні посудини на висоту 18 см. Візуально встановлено, що після подачі води у верхню частину посудини, заповненої нафтоцементним розчином, замішаним на дизельному паливі, 4 години відбувається активне витіснення із загальної маси розчину крупних крапель дизпалива з утворенням тріщин. Водночас такий самий час твердне і нафтоцементний розчин, на що вказують інструментальні заміри і зміна його кольору на світліший. При заповненні тією самою сумішшю циліндричної посудини, нижню частину якої попередньо наповнили водонасиченим піском, витіснення дизпалива із нафтоцементного розчину також проходить інтенсивно, але без утворення крупних крапель дизпалива всередині цього розчину. При подачі води у верхню частину посудини, заповненої цементним розчином, замішаним на водному розчині диетиленгліколю з ваговим вмістом води менш ніж 20 %, у контактній зоні цементного розчину протягом 24 год утворюється затверділа цементна кірка товщиною 4–6 мм, яка з часом не збільшується. Натомість після заповнення цією сумішшю циліндричної посудини з водонасиченим піском у нижній частині, у контактній зоні упродовж 24 год утворюється кірка затверділого цементного розчину, товщина якої збільшується з часом.

Для визначення термінів тужавіння відомих нафтоцементного та цементного розчинів, замішаних на гліколі, використовували прилад Віка. Конус приладу встановили на металеву сітку і розмістили в посудині з висотою, що відповідає висоті конуса приладу, який наповнювали нафтоцементним розчином, після чого в посудину доливали воду так, щоб її рівень не перевищував верхнього краю конуса. З допомогою приладу Віка визначали терміни тужавіння цементного розчину. Проникнення води крізь металеву сітку за 10 год привело до тужавіння нафтоцементного розчину, яке припинилося через 18–20 год. Цементний розчин, замішаний на водному розчині диетиленгліколю із вмістом води до 25 % (дегоцементний розчин (ДЦР)), починає тужавити за 24 год, але в найвищій частині конуса залишається в'язким тривалий час, тому визначити, коли припиняється тужавіння не можливо. Таким чином, при контакті ДЦР з водою, унаслідок високої гігроскопічності гліколю і повної його розчинності у воді, концентрація гліколю поступово знижується в приконтактній зоні, що сприяє затвердінню цементного розчину в зоні контакту протягом доби. Поверхня цементних частинок у розчині гліколей стає гідрофобною, і вони не поглинають воду із всього розчину, на відміну від нафтоцементного (Пат. № 2136877..., 1999).

При додатковому розмішуванні ДЦР швидко рідне і може довго помпуватися цементувальним агрегатом, уникаючи контакту з водою чи вологим матеріалом. Відновити текучість розчину, після зберігання понад 1–2 місяці, можна додатковим розмішуванням, однак розчин не затвердне, на відміну від цементного розчину на водній основі.

Таким чином, цементний розчин на висококонцентрованому водному розчині гліколю якісно відрізняється від нафтоцементних. Через високу гіг-

роскопічність гліколей при контакті цементного розчину, приготовленого на висококонцентрованому розчині гліколю, з водою або вологим тілом у приконтатній зоні відбувається швидке поглинання води, що спричиняє зниження концентрації гліколю в розчині, і за деякий час на контакті утворюється цементна кірка (Говдун, 1998).

Таке поєднання властивостей водних розчинів гліколей і цементних розчинів, замішаних на водних розчинах гліколей, ми використали для приготування селективного тампонажного матеріалу для ізоляції пластових вод у газових свердловинах Передкарпаття (Чорний, 2009).

На відміну від традиційних селективних тампонажних матеріалів, ДЦР мають додаткові позитивні ефекти, а саме: закріплюють незцементовані обводнені піски і запобігають піскоутворенню; не тужавіють при контакті з газоносними “сухими” колекторами; не руйнують цементний камінь при затвердінні у зв’язку з відсутністю внутрішніх напруг; забезпечують необхідне регулювання термінів тужавіння від 1,5 год до 10 діб; у їхньому складі відсутні дорогі дефіцитні матеріали. Водночас технологічна схема тампонування дозволяє проводити водоізоляційні роботи в режимі неповного глушіння свердловини (що дуже важливо в умовах аномально низького тиску) і без підйому на поверхню свердловинного обладнання, не потребує застосування дорогої техніки і значно скорчує час проведення робіт.

Лабораторні дослідження і перші дослідно-промислові роботи з нагнітання дегоцементних розчинів в обводнені свердловини Передкарпаття стали основою для розробки селективного тампонажного розчину, технологію застосування якого описано далі.

Установку цементних мостів в експлуатаційних газових і газоконденсатних свердловинах із використанням дегоцементного розчину можна проводити без їхнього глушіння, якщо насосно-компресорні труби (НКТ) знаходяться вище від інтервалу перфорації або на 3–5 м вище від покрівлі пласта, що обводнюється (Чорний, 2009).

Роботи проводять у такій послідовності:

– визначивши місця припливу пластової води і уточнивши глибини наявного вибою, свердловину зупиняють до відновлення статичного тиску на гирлі;

– через насосно-компресорні труби або в колтюбингову трубу, спущену до вибою, у режимі неповного глушіння свердловини нагнітають розрахункову кількість дегоцементного розчину для створення у свердловині дегоцементного екрану в інтервалі припливу пластової води. Як буферні рідини використовують відпрацьовані нафтопродукти, конденсат з ПАР;

– для оцінки висоти утвореного екрану і об’єму дегоцементного розчину, який поглинається, через 24–36 год з допомогою скребкового дроту або геофізичного кабелю визначають глибину штучного вибою;

– якщо відбулося поглинання дегоцементного розчину, готують другу його порцію і повторно прокачують до вибою для нарощування цементного екрану до проектної глибини. При створенні водонепроникних екранів у відносно високопроникних породах, зазвичай, нагнітають не менше ніж дві або три порції ДЦР на вибій свердловини. Після нагнітання кожної порції вимірюють штучний вибій;

– залишають свердловину на очікування затвердіння цементу (ОЗЦ) на термін не менше ніж 6–10 діб, залежно від величини депресії в працюючій свердловині;

– після нетривалого відпрацювання свердловини на факел для видалення дегоцементного розчину з продуктивної частини розкритого пласта її запускають у роботу в мінімально допустимому робочому режимі;

– через 7–10 діб проводять гідродинамічні дослідження для визначення ефективності водоізоляційних робіт і за їхніми результатами свердловину запускають у роботу в оптимальному режимі;

– для підвищення ефективності водоізоляційних робіт перед нагнітанням дегоцементного розчину привибійну зону свердловини доцільно обробити гідрофобними розчинами на вуглеводневій основі з катіоноактивними ПАР (відпрацьовані нафтопродукти, нафта, розчин дорожнього бітуму і т. д.).

При селективній ізоляції припливу пластової води певний об'єм дегоцементного розчину необхідно закачувати під тиском у всю розкриту частину продуктивного пласта, використовуючи при цьому як буферні рідини конденсат або інші вуглеводневі рідини з катіоноактивними ПАР. Якщо після закінчення нагнітання розчину в інтервалі перфорації залишається незначна його кількість, тоді після ОЗЦ свердловину освоюють без промивання.

Щоб зберегти відносно високі дебіти газових свердловин після водоізоляційних робіт, перед нагнітанням дегоцементного розчину у свердловину доцільно заздалегідь провести роботи з інтенсифікації припливу флюїдів із пласта (обробка кислотою, гідророзрив, повторна перфорація і т. д.). Додатковий приплив пластової води після інтенсифікації ліквідується під час водоізоляційних робіт, а подальші роботи без глушіння свердловини дозволять зберегти підвищення дебіту вуглеводневих флюїдів з пласта.

На рисунку наведено схему обв'язки гирла свердловини при водоізоляційних роботах.

Перевагами запропонованої технології є:

– значне зниження витрат на проведення водоізоляційних робіт без глушіння свердловин і підйому НКТ;

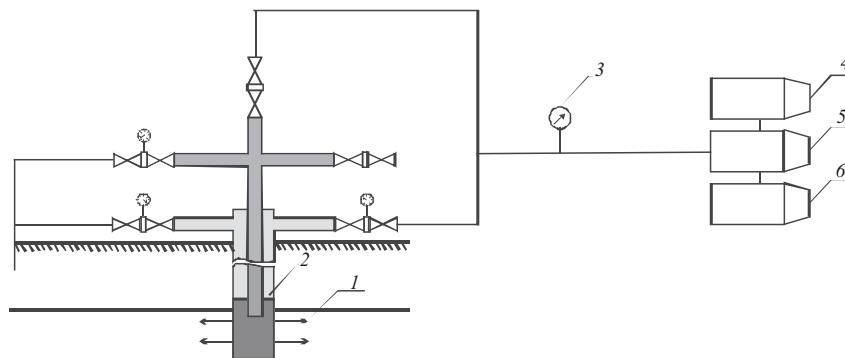


Схема обв'язки гирла свердловини під час водоізоляційних робіт:

1 – продуктивний пласт; 2 – свердловина; 3 – манометр; 4 – ємність із конденсатом і катіоноактивними ПАР; 5 – цементувальний агрегат; 6 – ємність з водою.

– не можливе забруднення розкритого продуктивного пласта желеподібними і твердими частинками внаслідок поглинання рідини глушіння, особливо за низького поточного пластового тиску в газових і газоконденсатних покладах, що розробляються;

– суттєве зниження втрат газу, а також забруднення навколишнього середовища пов'язані з відпрацюванням свердловини на факел для очищення її стовбура і привибійної зони від рідини глушіння та блокувальних компонентів;

– водоізоляційні роботи в експлуатаційних свердловинах, зазвичай, проводять після істотного зниження робочих дебітів газу або газоконденсату, тому поєднання інтенсифікації з такими роботами скоротить загальний час простою свердловин і збереже високі робочі дебіти газу або газоконденсату після виконання всіх робіт;

– використання недефіцитних матеріалів, а також цементу і диетиленгліколю в приготуванні селективного матеріалу для ізоляції пластових вод у газових і газоконденсатних свердловинах сприяє активному впровадженню цих технологій на багатьох газових і газоконденсатних родовищах, особливо тих, які знаходяться на завершальній стадії розробки;

– можливість зміни в'язкості дегоцементних розчинів у широких межах, тривале збереження текучого стану за відсутності прямого контакту з водою, висока адгезія з металом і гірською породою дозволяють використовувати їх також для закріплення слабкоцементованих порід і гравієвих фільтрів в експлуатаційних свердловинах.

Важливим завданням під час водоізоляційних робіт є нагнітання оптимального об'єму дегоцементного розчину. Для цього у свердловинах контролюють його рівень після ОЗЦ і, за необхідності, повторно нагнітають та заміряють глибини вибою. На основі аналізу геолого-промислових умов експлуатації газових і газоконденсатних родовищ Прикарпаття розроблено технологію ізоляції підшовних вод, яка впроваджується в газових св. № 53, 59 – Летнянського, № 2 – Грушівського, № 1 – Кадобнянського, № 1 – Вишнянського газових родовищ Зовнішньої зони й у св. № 3 – Битків-Бабченського, № 1 – Бухтівецького газоконденсатних родовищ Внутрішньої зони.

У статті наведено приклади і результати проведення водоізоляційних робіт у св. № 53 – Летнянського та № 2 – Грушівського газових родовищ (Пат. № 28307..., 2007).

Готуючи дегоцементний розчин до нагнітання у св. № 2 Грушівського газового родовища, ми провели попередні дослідження. У лабораторних умовах у посудину висотою 1 м, наполовину заповнену водою, протягом 30 хв подавали струмінь дегоцементного розчину. Кілька годин він осідав на дно посудини і його об'єм зменшувався. Це свідчить про те, що розчин слабо вбирає воду при переміщенні в ній. Отже, дослідження довели, що внаслідок більшої густини, ніж густина води, розчин може переміщуватися стовбуром заповненої водою свердловини на значну відстань, створюючи на вибої герметичний корок, що і було підтверджено на прикладі св. 2-Грушів.

Лабораторні дослідження підтвердили утворення цементної кірки невеликої товщини на вибої свердловини, а також те, що деяка частина незатверділого дегоцементного розчину залишається високопроникною для газу. Це

створює можливість при освоєнні свердловини через тривалий час витіснити його із газонасичених пор і тріщин. Одним з важливих факторів залишається велика проникність дегоцементного розчину в проникні породи і його висока адгезія з поверхнею пористого середовища. Лабораторні дослідження тонкошаруватих неоднорідних об'єктів, якими складені продуктивні газonosні пласти в більшості газових і газоконденсатних родовищ Прикарпаття, показали, що в затиснених піщаних прошарках між прошарками глин газ завжди має високу вологість унаслідок постійного витискання води в ці прошарки. Тому застосування способу традиційного закачування цементного розчину на гліколевій основі позитивних результатів не дає, оскільки одночасно з цементуванням водонасичених прошарків цементуються частково і газonosні через велику вологість газу, що призводить до необхідності повторних нагнітань гліколевого цементного розчину і передчасного припинення роботи продуктивних об'єктів (Пат. № 28307..., 2007). Це виявили при проведенні робіт з ізоляції на Кадобнянській площі. За розробленою нами технологією для поліпшення селективності процесу цементування прошарків з водою в продуктивному об'єкті перед нагнітанням дегоцементного розчину спочатку осушують газonosні прошарки шляхом нагнітання в об'єкт газоконденсату, який входить у газonosні прошарки і відтісняє вологий газ у глибину колектора. У водonosні прошарки газоконденсат не надходить, тому що його густина набагато менша, ніж густина пластових вод (Пат. № 28307..., 2007). Газоконденсат, що нагнітається, потрапляє в основному в газonosні прошарки, бо в цьому напрямку для його руху існує найменший опір. Після того передбачається нагнітання в об'єкт цементного розчину на гліколевій основі, який заповнює привибійні зони прошарків, але тужавіє тільки в прошарках з водою. Газonosні прошарки, у які нагнітався газоконденсат, залишаються відкритими через відсутність у них води. Далі передбачається знову нагнітання в об'єкт газоконденсату для очищення привибійної зони газonosних прошарків і активізації в них фільтраційних властивостей.

Завдяки вищенаведеному досягаємо головної мети – утворення чіткого гідродинамічного зв'язку свердловини тільки з газonosними прошарками продуктивного об'єкта.

На св. 53-Летня ми провели технологію ізоляції подошовних вод дегоцементним розчином, який нагнітали в незаглушену експлуатаційну свердловину через НКТ. Із свердловини був великий винос води, що призвело до зменшення дебіту в межах від 90 до 3 тис. м³/добу, водний фактор при цьому становив 500 л/тис. м³, тиск на гирлі понизився до атмосферного і свердловина не продувалася на факел від води.

За результатами промислово-геофізичних досліджень, в інтервалах 1541–1547, 1547–1551 м зафіксовано обводнені пласти з пониженою газонасиченістю, з яких можливий приплив пластової води у свердловину. Поточний пластовий тиск становив 6,48 МПа.

Щоб уникнути припливу пластової води у свердловину, ми провели водоізоляційні роботи за технологічною схемою (див. рисунок):

- нагнітання в НКТ 300 л конденсату як буферної рідини;
- нагнітання приготовленого дегоцементного розчину густиною 1550 кг/м³ і об'ємом 1,4 м³;

– повторне нагнітання у свердловину 850 л конденсату, після чого її закрили для проведення геофізичних робіт з метою визначення глибини виявленого вибою свердловини. За результатами проведених геофізичних робіт, вибій свердловини було виявлено на глибині 1557 м, що не відповідало проектній.

У зв'язку з цим для ліквідації визначеного припливу пластової води повторно нагнітали 0,4 м³ дегоцементного розчину густиною 1520 кг/м³ з дотриманням послідовності наведеної технології.

Після відстою свердловини (не менше ніж чотири доби) проводили продувку на факел для очищення насиченої частини пласта від залишків дегоцементного розчину. Перед запуском свердловини в роботу тиск у затрубному просторі ($P_{зтр}$) становив 4,8 МПа, а на буфері свердловини ($P_б$) – 4,6 МПа. У процесі освоєння тиск на буфері змінювався в межах від 3,0 до 4,6 МПа, а в затрубному просторі – від 4,0 до 5,0 МПа, спостерігався винос конденсату із залишками дегоцементного розчину. Після ремонтних робіт свердловина введена в експлуатацію з робочим дебітом газу 30–40 тис. м³/добу з тиском на буфері – 4,4 МПа і в затрубному просторі – 4,8 МПа (Чорний, 2009).

Одержано позитивні результати при застосуванні розробленої нами технології селективної ізоляції водоносних прошарків у тонкошаруватих піщано-глинистих газоносних товщах у св. 2-Грушів. Після обробки обводненого горизонту запропонованим способом в інтервалі 2300–2350 м (нижній сармат) свердловина почала фонтанувати чистим газом дебітом понад 5 тис. м³/добу. На площі Битків–Пасічна з повністю обводненої св. № 13-Б після селективної ізоляції водоносних прошарків в інтервалах 2620–2545 м (манявська світа) і 2518–2488 м (вигодська світа), ця свердловина припинила фонтанувати водою і з неї одержали приплив чистого газу, що свідчить про здійснення цементування на вибої тільки водоносних прошарків, а газоносні прошарки залишилися відкритими.

Таким чином, при проведенні водоізоляційних робіт із застосуванням гідрофобних розчинів у сукупності з дегоцементними розчинами не потрібно проводити глушіння свердловини для встановлення водонепроникного екрану на вибої. Водоізоляційним матеріалом перекривають тільки повністю обводнену частину розкритого пласта. Разом з тим гідрофобізація рідкими вуглеводнями проникних порід у привибійній зоні знижує їхню фазову проникність для води, що надалі зменшує швидкість проникнення пластової води в газову частину розкритого в свердловині пласта. Найефективніше запропонований спосіб можна застосувати для ізоляції подошовних вод у газових і газоконденсатних свердловинах на родовищах Передкарпаття.

Говдун В. В. Совершенствование технологии повышения газоотдачи сеноманской залежи Уренгойского месторождения // Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса. – М. : Недра, 1998. – С. 24–25.

Пат. № 2136877 Россия, Е 21 В 43/32. Способ изоляции подошвенных вод в газовых скважинах / В. В. Говдун. – 1999, Бюл. № 25.

Пат. № 28307 Україна, МПК G01V 3/00. Спосіб ізоляції водоносних прошарків в тонкошаруватих газоносних об'єктах / О. О. Орлов, В. В. Говдун, А. В. Говдун і ін. – Заявл. 08.05.07 ; опубл. 10.12.07, Бюл. № 20.

Чорний О. М. Щодо методики ізоляції підшовних вод у свердловинах Летнянського газового родовища // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 1. – С. 16–18.

Стаття надійшла
07.12.09

Oleksandr CHORNYI

**POSSIBILITIES OF DEGO-CEMENT SOLUTIONS APPLICATION
FOR THE ISOLATION OF EDGE WATER
IN THE GAS AND GAS-CONDENSATE DEPOSITS OF PRECARPATHIA**

On the basis of study of possibility of using water solutions of glycols for the execution of water-insulating works in the gas and gas-condensate holes of Precarpathia methods were developed with the use of hydrophobic and dego-cement solutions application which not require muffling of mining hole during the execution of major repairs. During the execution of water-insulating works with application of hydrophobic solutions in an aggregate with dego-cement solutions it is unnecessary to conduct muffling of mining hole for establishment of waterproof screen on a backwall. Water-insulating material covers watered part of the exposed layer only. At the same time, a hydrophobization of breeds with liquid hydrocarbons in a near-well area, reduces their phase permeability for water which in future diminishes speed of penetration of edge water in gas part of the layer exposed in a mining hole. The more effectively offered methods can be applied for the insulation of sole waters in gas and gas-condensate mining holes in the deposits of Precarpathia.