

Нафтогазова справа

УДК 622.245

ДО ПРОБЛЕМИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ РОЗМЕЖУВАННЯ ПЛАСТІВ У НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ

Я. С. Коцкулич, Є. Я. Коцкулич

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (3422) 4-21-53; e-mail: drill@nung.edu.ua*

Обґрунтовується актуальність проблем надійності розмежування пластів у процесі буріння свердловин. Проаналізовано основні причини міжпластового перетікання флюїдів та описано шляхи їх попередження. Рекомендовані нові рецептури тампонажних розчинів і технології цементування свердловин.

Ключові слова: *пласт, розмежування, розчин, свердловина, цементування*

Актуальність проблеми надійності розмежування пластів у процесі спорудження та експлуатації нафтових і газових свердловин зростає, незважаючи на те, що для її розв'язання проведено значний обсяг наукових досліджень, промислових випробовувань та ін. Багатогранні взаємозв'язки між геологічними, хімічними і фізичними чинниками, що проявляються під час кріплення та експлуатації свердловин, ставлять складні завдання, які неможливо вирішувати, спираючись тільки на практичний досвід.

Від якості розмежування пластів залежить довговічність свердловини як інженерної споруди, тривалість безводної її експлуатації, можливість застосування різних методів стимулюючої дії на пласт та ефективність розробки нафтогазових родовищ взагалі. Кріплення свердловини є не тільки завершальною, але і визначальною стадією при оцінці якості її будівництва. Герметичність свердловини є інтегральним показником її довговічності та екологічної безпеки, тому вона залишається актуальним напрямком досліджень у галузі кріплення свердловин.

Незадовільний стан розмежування водонафтогазоносних пластів підтверджується тим, що за останні роки більшість видобувних свердловин експлуатуються з рівнем обводненості понад 70% [1], однією з

причин якого є виникнення заколонних перетікань води між пластами з різним тиском на пізніх стадіях розробки родовища.

Аналіз промислових даних свідчить про те, що на багатьох родовищах нафти і газу України міжколонні тиски виявлені у свердловинах ще до задачі їх в експлуатацію. Так, в НГВУ “Полтаванафтогаз” у 23,5 % газових свердловин міжколонні тиски виникли на стадії спорудження, а в ГПУ “Полтавагазвидобування” таких свердловин виявилось 16,7%.

За даними аналізу Полтавського відділення УкрДГРІ [2] за вісім років у ДП “Полтаванафтогазгеологія” і ДП “Чернігівгазгеологія” на етапі закінчування свердловин в експлуатаційних колонах зафіксовано сім випадків заколонних перетікань пластових флюїдів з міжколонними тисками, десять випадків негерметичності експлуатаційної колони, у двох випадках за даними акустичного цементоміра контакт цементного каменю з експлуатаційною колоною був відсутній повністю або частково.

Кількість свердловин з міжколонними тисками (МКТ) на підземних сховищах газу (ПСГ) коливається від 10 до 60 %. Аналіз показав, що із 300 свердловин на ПСГ у 25% виявлено міжколонні тиски різних величин (у 50% свердловин – до 0,1 МПа, у 25% – від 0,1 до 1,0 МПа, у 20% від 1,0 до 3,0 МПа, у 5% – від 3,0 до 5,0 МПа, а у деяких свердловинах МКТ перевищував 5,0 МПа). На проведення операцій з ліквідації МКТ витрачається багато часу і коштів, однак вони залишаються неефективними, бо у 50-70 % відновлених свердловин через 5-6 років знову виникають міжколонні тиски.

Особливо складною є проблема якісного розмежування пластів насичених різноманітними флюїдами. При спорудженні свердловин на нафтових і газових родовищах України особливо місце займають питання герметичності їх кріплення. Основним показником герметичності свердловин є відсутність заколонних газонафтоводопроявів (ГНВП), які стають причиною міжпластових перетікань (МПП) та виникнення на усті МКТ. Аналіз опублікованих даних свідчить, що від 10 % до 60 % фонду свердловин на різних газових родовищах світу мають заколонні і міжпластові перетікання.

Найнебезпечнішою, з точки зору виникнення ГНВП і МПП, є початкова стадія загуснення та затвердіння цементного розчину, тобто початковий період очікування затвердіння цементного розчину (ОЗЦ). На цій стадії формування цементного каменю, коли він являє собою проникну матрицю продуктів гідратації твердої фази розчину, поровий простір якої заповнений рідиною замішування, створюється небезпека виникнення міграції пластового флюїду, що стає причиною суфозійного каналутворення [2].

Лабораторними дослідженнями встановлено, що у процесі гідратації цементний розчин з часом втрачає здатність до передавання гідростатичного тиску свого стовпа. Причиною цього явища є перехід від фільтрації флюїду крізь пористе середовище до молекулярно-дифузійного масопереносу внаслідок заростання каналів. Як наслідок, тобто за відсутності “активного” протитиску на напірні горизонти, створюються спри-

ятливі умови для проникнення флюїдів у свердловину на ранній стадії тужавіння. Наявність відкритих пор залежить від темпів кристалоутворення, тобто, набору міцності каменю. Якщо утворений цементний камінь набуде достатньої міцності до моменту виникнення депресії на продуктивний горизонт, то створюється можливість опору пластовому флюїду, в протилежному випадку проходить відбувається герметичності цементного кільця.

Необхідною умовою для надходження пластового флюїду в затрубний простір зацементованої свердловини є виникнення рушійних сил, головною з яких є перевищення пластового тиску над гідростатичним тиском стовпа цементного розчину в зоні флюїдонасиченого пласта.

Лабораторними і промисловими дослідженнями встановлено, що після протискування цементного розчину в заколонний простір під час його тужавіння відбуваються процеси, що призводять до зниження гідростатичного тиску, який створюється стовпом цементного розчину.

Для хімічного зв'язування надлишкової води широко застосовуються кремнійорганічні сполуки з ряду силанів – галогенпохідні поліорганілсилосани. Цей клас речовин утворюється шляхом гідролізу монорнічних кремнійфункціональних сполук з наступною поліконденсацією продуктів гідролізу у гелеподібні органілсилани з високими реологічними параметрами. При подальшій дегідратації органілсилани утворюють низькопроникну (гідрофобну) плівку на поверхні інших речовин. Кремнійорганічні матеріали типу АКОР_{Б100Н} і АКОР_{Б300} (суміші поліефірів ортокремнієвої кислоти – органілхлорсилани) виготовляються згідно ТУ 39-1331-88 і ТУ 39-0147009-90 ВО “Кремнійполімер” (м. Запоріжжя). Традиційно АКОР_{Б100Н} і АКОР_{Б300} використовуються для кріплення ґрунту і гідроізоляції, а також для ремонтно-ізоляційних робіт у свердловинах з температурами, відповідно від 10°C до 120°C і від 120°C до 300°C. У присутності води тампонажні матеріали з добавкою АКОР гідролізуються, в результаті чого утворюються різні водорозчинні продукти (гідроксильний радикал $R_nSi(OH)_{4-n}$, який у подальшому твердіє, і соляна кислота HCl). Продуктами гідролізу матеріалів АКОР є також полікремнієва та ортокремнієва кислоти, які при взаємодії з солями, що містяться у мінералізованих пластових водах, утворюють важкорозчинні або нерозчинні солі і силікати, які додатково знижують проникність пористого середовища. Забезпечення високих градієнтів тиску прориву води і стійкості полімера у гідротермальних умовах сприяє як хімічна взаємодія, так і фізична адсорбція полісилосанів на активній поверхні силікатів, оксидів металів або на інших поверхнях, що містять гідроксильні групи OH.

Необхідна концентрація АКОР у тампонажному розчині визначалася з умови зв'язування вільної рідини замішування і надання їй початкового напруження зсуву, а також збереження тампонажним розчином необхідних технологічних властивостей, низької пористості тампонажного каменю на ранній стадії тужавіння та інші.

Лабораторними дослідженнями встановлено, що прокачуваність тампонажних розчинів з одночасним додаванням АКОР_{Б300} і НТФК значно вища, ніж розчинів з додаванням тільки НТФК, завдяки чому можна зменшити вміст НТФК у 2-4 рази. Введення до тампонажного розчину АКОР_{Б300} практично не впливає на міцнісні характеристики тампонажного каменю, в той же час ізотропність тампонажного каменю підвищується на 35-40% [3].

Результати експериментальних досліджень показали, що добавка АКОР_{Б300} забезпечує суттєве зниження проникності цементного розчину і каменю в процесі тужавіння та на ранній стадії твердіння. Зниження газопроникності тампонажного каменю з домішками АКОР_{Б300} спостерігається і на пізніх стадіях ОЦ, що пояснюється додатковим ущільненням структури каменю внаслідок кольматації порового простору гелем та утворенням непроникної полімерної плівки з продуктів поліконденсації. Добавка АКОР_{Б300} практично не зменшує величини розширення тампонажного розчину і каменю з цементно-зольних сумішей, а корозійна стійкість каменю підвищується.

Наявність фільтраційної кірки на стінках свердловини і плівки промивальної рідини на обсадних трубах створює передумови для неякісного розмежування пластів, так як у цьому разі контакт цементного каменю на межах із стінкою свердловини та обсадною колоною не герметичний. Щільності контакту можна досягти, якщо надати тампонажному цементу властивості розширення при затвердінні.

Для того, щоб тампонажний камінь при розширенні створював додатковий тиск на обмежуючі стінки, що необхідно для герметизації контактуючих поверхонь, цементний розчин повинен мати структуру певної міцності і одночасно здатність до пластичної деформації [4]. Звідси зрозуміло, що значне розширення і тиск за рахунок розширення із збереженням монолітності структури можуть відбуватись тільки на певній стадії затвердіння цементного розчину.

Спосіб розширення полягає в тому, що до тампонажного цементу додають речовини (розширюючі добавки), які під час хімічної реакції між собою або з іншими речовинами цементного розчину утворюють кристалічні продукти. Ріст кристалів цих речовин в порах цементного каменю спричинює появу кристалізаційного тиску, який розсуває елементи структури цементного каменю. На даній стадії затвердіння цементний камінь має досить значну відкриту пористість, завдяки чому гідравлічний тиск не перешкоджає деформації.

Найчастіше до тампонажних цементів додають розширюючі домішки на оксидній основі (СаО, MgO). Вони створюють тиск внаслідок кристалізації важкорозчинних гідроксидів під час гідратації оксидів. Кристали Са(ОН)₂, що утворюються у разі добавки СаО, роздрібнюють крупні капілярні пори, що призводить до зменшення розміру пор майже на порядок. Із зростанням температури розширення послаблюється і за 75 °С практично відсутнє. Тому для свердловин з більш високими тем-

пературами доцільно застосовувати менш активну розширюючу добавку – оксид магнію.

Для нормальних температур у межах 15-50 °С ефекту розширення можна досягти змішуванням портландцементної основи і гіпсоглиноземистої добавки, що забезпечує сульфоалюмінатний принцип розширення. Розвинення тампонажного розчину і каменю в даному разі пов'язане з утворенням чотирикальцієвого гідроалюмінату.

Використання традиційних способів цементування не може забезпечити високу якість кріплення через недостатньо ефективне керування процесом формування структури і регулювання властивостей тампонажних матеріалів (густини, міцності, розширення та ін.) [5]. У зв'язку з цим очевидна роль нових методів регулювання процесів структуроутворення за допомогою напівфункціональних добавок, в тому числі пластифікуюче-прискорюючої дії, що дає змогу при збереженні або покращенні реологічних властивостей розчину знизити водоцементний фактор і цим забезпечити кращі умови формування цементного каменю у кільцевому просторі.

Проведені дослідно-промислові роботи з цементування свердловин за комплексною технологією цементування НІЩ "Нефтемаш-Наука" [6], за якою на основі аналізу вихідної геолого-технічної інформації конкретної свердловини визначають інтервали в заклонному просторі, які необхідно заповнити тампонажним розчином з підвищеною ізолюючою здатністю, що формує герметичне кільце. Решта інтервалів заповнюються газонаповненими тампонажними системами (ГТС). Рецептuru кожної порції визначають виходячи із значень геолого-технічних параметрів конкретної свердловини, що змінюються з глибиною (кільцевий зазор, зенітний кут, температура, градієнт тиску поглинання, градієнти пластових і міжпластових тисків кожного пласта у відкритому стволі).

Якісного розмежування пластів не можна досягти без реалізації комплексу технологічних заходів і технічних пристроїв, що створюють можливість регулювання режимів течії промивальної рідини і цементного розчину у відкритому стовбурі свердловини, регулювання технологічних властивостей цементного розчину в процесі цементування, застосування різних типів буферних рідин.

На основі аналізу даних експериментальних і промислових досліджень встановлено, що найбільша повнота заміщення бурового розчину (до 95-98%) спостерігається за турбулентного режиму течії цементного розчину, для чого необхідно створювати високі швидкості руху потоку рідини в заклонному просторі (не менше 1,5-2,0 м/с). Але, по-перше, забезпечити турбулентний режим течії не завжди технічно можливо (особливо за наявності великих кільцевих зазорів і діаметрів свердловин), а по-друге, це не завжди доцільно, якщо виходити з оптимальної величини градієнта швидкості.

Достовірні результати можуть бути одержані шляхом оброблення статистичних даних цементування свердловин в однакових геолого-технічних умовах. Однак обсягів буріння в Україні для використання

цього методу недостатньо. Тому необхідно проводити експериментальні дослідження зміни реологічних характеристик тампонажного розчину в часі за умов, наближених до реальних. Виходячи з вищесказаного можна зробити висновок, що вирішення проблеми підвищення герметичності за колонного простору свердловини може бути досягнуто за рахунок розроблення і впровадження:

- тампонажних розчинів з пониженою водовіддачею і водовмістом;
- тампонажних розчинів, камінь з яких розширюється на стадії ту-жавіння і раннього твердіння;
- ступеневого цементування з використанням порцій тампонажних розчинів з різними строками загуснення цементного розчину;
- нових методів регулювання процесів структуроутворення за допомогою напівфункціональних добавок, в т.ч. пластифікуюче-прискорюючої дії;
- нових технологій цементування свердловин.

Література

1. Лігоцький М.В. Підвищення якості кріплення нафтогазових свердловин в зоні продуктивних горизонтів / М.В. Лігоцький, І.І. Наритник // Нафтова і газова промисловість. – 2003. – № 6. – С. 23-25.
2. Шляхи попередження міграції пластового флюїду / О.В. Лужаниця, С.Г. Михайленко, Я.С. Коцкулич, О.Г. Лазаренко // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. Випуск №34. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 1997. – С. 89-91.
3. Лужаниця О.В. Попередження міжпластової міграції газу в період цементування / О.В. Лужаниця, Я.С. Коцкулич, О.Г. Лазаренко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2002. – №7. – С. 5.
4. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 368 с.
5. Ключов А.А. Специальные тампонажные материалы / А.А. Ключов, И.А. Ключов. – М.: ООО "НРЦ" Газпром, 2003.
6. Григулецький В.Г. Повышение зффективности цементирования обсадных колон газовых соленосных скважин Харвутинской площади Ямбургского месторождения / В.Г. Григулецький, В.И. Петреску, А.Б. Колпиков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. – №3. – С. 38-46.

Стаття надійшла до редакційної колегії 21.10.2009 р.

*Рекомендовано до друку д.м.н., професором **Мойсишиним В.М.***

**THE PROBLEM OF THE SAFETY ASSURANCE OF THE OIL AND
GAS WELLS BED DELIMITATION****Ya. Kotskulych, Ye. Kotskulych***Ivano-Frankivs'k National Technical University of Oil and Gas;**76019, Ivano-Frankivs'k, st. Carpats'ka, 15;**ph. +380 (3422) 4-21-23; e-mail: math@nung.edu.ua*

The argumentation of the problem relevance of the bed delimitation safety during well drilling is conducted. The main reasons for the fluid cross-flows are analysed, the ways of their prevention are described. New grouting mortar compositions and cementing techniques are introduced.

Key words: *bed, delimitation, mortar, well, cementing.*