

УДК 622.245

Я. С. Коцкулич, Є. Я. Коцкулич, О. І. Кирчей, О. Б. Марцинків,
М. В. Сенюшкович

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, Україна

Шляхи підвищення якості розмежування пластів в ускладнених гірничо-геологічних умовах

Виділено показники, за якими оцінюють якість розмежування пластів. Проведено аналіз якості розмежування пластів на основі промислових та теоретичних досліджень. Встановлено основні шляхи поступлення пластового флюїду у заколонний простір свердловини. Запропоновано методи вирішення даної проблеми.

Ключові слова: розмежування пластів, герметичність свердловини, міжколонний тиск, тампонажний камінь, розширення

Актуальність проблеми якісного розмежування пластів при спорудженні та експлуатації нафтових і газових свердловин зростає не дивлячись на те, що для її розв'язання проведено великий обсяг наукових досліджень, промислових випробувань та ін. Багатогранні взаємозв'язки між геологічними, хімічними і фізичними чинниками, що спостерігаються 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 стадією, але і визначальною при оцінці якості її будівництва. Герметичність свердловини є інтегральним показником її довговічності та екологічної безпеки, тому підвищення герметичності залишається актуальним напрямком досліджень у галузі кріплення свердловин.

Прямими ознаками якісного розмежування пластів вважаються:

- видобування флюїдів без припливу сторонньої води;
- відсутність між пластових перетоків;
- відсутність тиску у міжколонному просторі.

Однак, оцінити якість розмежування пластів відразу після очікування твердіння тампонажного каменю за прямими ознаками неможливо, оскільки вони проявляються на стадії експлуатації свердловини. Тому в період очікування твердіння тампонажного каменю та після заключних робіт використовують геофізичні методи дослідження, і якість розмежування пластів оцінюють за непрямими показниками до яких належать:

- ступінь розповсюдження тампонажного розчину по глибині у кільцевому просторі свердловини;
- ступінь заміщення промивальної рідини тампонажним розчином у кільцевому просторі свердловини;
- стан контакту тампонажного каменю з стінками свердловини та обсадною колоною;
- наявність дефектів у тампонажному камені (канали, тріщини, раковини, порожнини та ін.);
- межі змішування тампонажного розчину та промивальної рідини у кільцевому просторі свердловини;
- відповідність фактичних термінів тужавіння тампонажного розчину прогнозованим за лабораторними дослідженнями.

Незадовільний стан розмежування водонафтогазоносних пластів підтверджується тим, що за останні роки більшість видобувних свердловин експлуатується з рівнем обводненості понад 70 % [1], однією з причин якого є виникнення заколонних перетоків води між пластами з різним тиском на пізніх стадіях розробки родовища. У свердловині №102 Яблунівського газоконденсатного родовища було зафіксовано відсутність зчеплення цементного каменю з експлуатаційною колоною в інтервалі залягання продуктивного горизонту та заколонні перетоки пластової води по каналах між колоною і цементним кільцем, що призвело до обводнення горизонту В-17 у свердловинах № 76 і 102 цього родовища.

Аналіз промислових даних свідчить про те, що на багатьох родовищах нафти і газу України міжколонні тиски виявлені у свердловинах ще до здачі 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 в ДП «Полтаванафтогазгеологія» і ДП «Чернігівгазгеологія» на етапі закінчування свердловин в експлуатаційних колонах зафіксовано сім випадків заколонних перетоків пластових флюїдів з міжколонними тисками, десять випадків негерметичності експлуатаційної колони, у двох випадках за даними акустичного цементоміра контакт цементного каменя 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 % виявлені міжколонні тиски з різними величинами (у 50 % свердловин МКТ дорівнювали 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, значні матеріальні затрати і в той же час вони не ефективні, так як у 50-70 % відновлених свердловин через 5-6 років знову виникли міжколонні тиски.

Дослідженню причин виникнення МКТ і міжпластової міграції флюїдів присвячені роботи Ашрафяна М.О., Банатова В.П., Бережного О.І., Булатова А.І., Колісника В.І., Навроцького Б.І., Левайна А.К. та багатьох інших, якими розроблено нові тампонажні матеріали і технології цементування. Однак запропоновані заходи повністю не вирішують проблему якісного кріплення свердловин. Підвищення герметичності заколонного простору можна досягнути тільки впровадженням комплексних заходів з врахуванням гірничо-геологічних умов для конкретної свердловини.

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

Найнебезпечнішою з точки зору виникнення ГНВП і МПП є початкова стадія очікування затвердіння цементного розчину (ОЗЦ). На цій стадії формування цементного каменя, 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 передачі гідростатичного тиску свого стовпа. Причиною цього явища є перехід від фільтрації флюїду через пористе середовище до молекулярно-дифузійного масопереносу внаслідок заростання каналів. Як наслідок вищесказаного, при відсутності «активного» протитиску на напірні горизонти створюються сприятливі умови для проникнення флюїдів у свердловину на ранній стадії тужавіння. Наявність відкритих пор залежить від темпів кристалоутворення, тобто, набору міцності каменя. Якщо утворений цементний камінь набуде достатньої міцності до моменту виникнення депресії на продуктивний горизонт, то створюється можливість опору пластовому флюїду, в протилежному випадку проходить порушення герметичності цементного кільця.

Проникненню рідини і газу через тампонажний розчин на ранній стадії тужавіння можна запобігти шляхом добавки до нього розчинних полімерів, що призводить до підвищення в'язкості порової рідини. При цьому слід враховувати, що домішка полімерів до тампонажного розчину може негативно вплинути на прокачуваність останнього. Окрім того, відомо, що в'язкість полімерних розчинів падає з підвищенням температури, що зменшує їх блокуючу здатність.

Герметичність затрубного простору може бути забезпечена шляхом введення до складу інгредієнтів тампонажних сумішей рідин, що утворюють з водою гель. Авторами [2] був проведений систематизований пошук такої гелеутворюючої рідини, за результатами якого були

вибрані кремнійорганічні рідини з ряду силанів, що утворюють при змішуванні з водою однорідний гель з високими реологічними властивостями.

З метою перевірки можливостей регулювання терміну прокачуваності тампонажних розчинів з домішками кремнійорганічних рідин були проведені лабораторні дослідження для різних термобаричних умов цементування. В якості регулятора термінів прокачуваності була використана нітротриметилфосфонова кислота (НТФК). За результатами досліджень підібрані рецептури тампонажних розчинів з домішками кремнійорганічних рідин, в якості в'язучих були використані портландцемент та цементно-зольні суміші.

Наявність фільтраційної кірки на стінках свердловини і плівки промивальної рідини на обсадних трубах створює передумови для неякісного розмежування пластів, оскільки у цьому разі контакт цементного каменю на межах із стінкою свердловини та обсадною колоною негерметичний. 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 [3]. Звідси зрозуміло, що значне розширення і тиск за рахунок розширення із збереженням монолітності структури можуть відбуватись тільки на певній стадії затвердіння цементного розчину.

Відомі два способи надання тампонажному каменю властивостей розширення. В першому випадку до складу тампонажного розчину можна вводити речовини, які при хімічній реакції між собою чи складовими розчину утворюють газоподібні продукти. Збільшення кількості газу в ході реакції (а також підвищення температури), призводить до розширення пухирців газу і виникнення власних напружень. Цей спосіб часто використовується для цементів, які твердіють на поверхні, однак при застосуванні тампонажних розчинів на значній глибині, розширенню пухирців газу чинить опір гідравлічний тиск. Виключення можливі у випадках тампонування зон поглинаних, де таке розширення може бути забезпечене.

У другому випадку вводять речовини (добавки, що надають цементам властивості розширення), які в ході хімічної реакції між собою чи складовими тампонажного розчину утворюють кристалічні продукти. Ріст кристалів таких речовин в порах тампонажного каменю є причиною появи власних напружень, які викликані кристалізаційним тиском.

На початковій стадії твердіння тампонажному каменю притаманна відкрита пористість, тому гідравлічний тиск не чинить перепони деформації середовища і суттєво не впливає на розширення. Власні напруження в такому випадку регулюються кінетикою розвитку та величиною кристалізаційного тиску і визначаються вибором добавки, що надає цементам властивості розширення відносно властивостей цементу та умов твердіння.

Найчастіше до тампонажних цементів додають розширюючі домішки на оксидній основі (CaO, MgO). Вони створюють тиск внаслідок кристалізації важкорозчинних гідроксидів під час гідратації оксидів. Кристали Ca(OH)₂, що утворюються у разі добавки CaO, роздвібають 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 температурами доцільно застосовувати менш активну розширюючу добавку – оксид магнію.

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

Використання традиційних способів цементування не може забезпечити високу якість кріплення із-за недостатньо ефективного керування процесом формування структури і регулювання властивостей тампонажних матеріалів (густини, міцності, розширення та ін.) [4]. У зв'язку з цим очевидна роль нових методів регулювання процесів структуроутворення за допомогою напівфункціональних добавок, в тому числі пластифікуюче-прискорюючої дії, що дозволяє 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 НПП «Нефтемаш-Наука» [5], за якою на основі аналізу вихідної геолого-технічної інформації конкретної свердловини визначають інтервали в за колонному просторі, які необхідно заповнити тампонажним розчином з підвищеною ізолюючою здатністю, що формує герметичне кільце. Решта інтервалів заповнюють газонаповненими тампонажними системами (ГТС). Рецептуру кожної порції визначають виходячи із значень геолого-технічних

параметрів конкретної свердловини, що змінюються з глибиною (кільцевий зазор, zenітний кут, температура, градієнт тиску поглинання, градієнти пластових і міжпластових тисків кожного пласта у відкритому стволі).

На основі аналізу промислових даних з якості розмежування продуктивних пластів та результатів досліджень 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 тужавіння і раннього твердіння;
- ступеневого цементування з використанням порцій тампонажних розчинів з різними строками загуснення цементного розчину з таким розрахунком, щоб нижня порція цементного розчину перетворилася у тверде тіло раніше, ніж верхня порція почне загуснутися, що дозволить створювати гідростатичний тиск на нижню порцію у процесі її тужавіння і набору ранньої міцності;
- нових методів регулювання процесів структуроутворення за допомогою напівфункціональних добавок, в т. ч. пластифікуюче-прискорюючої дії.

Бібліографічний список

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. Лужаниця О.В. Шляхи попередження міграції пластового флюїду у період ОТЦ / О.В. Лужаниця, С.Г. Михайленко, Я.С. Коцкулич, О.Г. Лазаренко // НТЗ. Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин, м. Івано-Франківськ, ІФНТУНГ. - 1997. - № 34. - С. 89 - 91.
3. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко // К.: Інтерпрес ЛТД. - 2009. - 368 с.
4. Ключов А.А. Специальные тампонажные материалы / А.А. Ключов, И.А. Ключов // М.: ОАО ИРЦ Газпром. - 2003. - 63 с.
5. Григулецкий В. Г. Повышение эффективности цементирования обсадных колонн газовых соленосных скважин Харвутинской площади Ямбургского месторождения / В.Г. Григулецкий, В.И. Петреску, А.Б. Колпиков // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2009. - № 3. - С. 38–46.

Надійшла до редколегії 05.12.11

Я. С. Коцкулич, Е. Я. Коцкулич, О. И. Кирчей, О. Б. Марцинков, М. В. Сеньюшкович.

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа, Ивано-Франковск, Украина

Пути повышения качества разобщения пластов в осложненных горно-геологических условиях

Выделены показатели, по которым оценивают качество разобщения пластов. Проведен анализ качества разобщения пластов на основе промышленных и теоретических исследований. Установлены основные пути поступления пластового флюида в колонное пространство скважины. Предложены методы решения данной проблемы.

Ключевые слова: разобщение пластов, герметичность скважины, межколонное давление, тампонажный камень, расширение

Y. S. Kockilich, E. Y. Kockulich, O. I. Kirchey, O. B. Marcinkiv, M. V. Senyushkovich

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Ukraine

Ways of improvement of formation isolation quality in the complicated mining-and-geological conditions

Indices which help to evaluate formation isolation quality were outlined. Analysis of formation isolation quality based on industrial and theoretical studies was conducted. Basic ways of formation fluid inflow into annulus were determined. Methods of solving of the problem were proposed.

Keywords: formation isolation, well tightness, intercolumnar pressure, plugging rock, expansion.