

Виробничий досвід

УДК 622.245.4

АНАЛІЗ ПРИЧИН НЕЯКІСНОГО РОЗМЕЖУВАННЯ ПЛАСТІВ В УМОВАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

¹Р.В.Бандур, ¹О.В.Лужаниця, ¹С.Г.Михайленко, ²Я.С.Коцкулич¹ ПВ УкрДГРІ, 36002, м. Полтава, вул. Фрунзе, 149, тел. (0532) 592666,
e-mail: itb@poltava.ukrtel.net² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42331,
e-mail: public@ifdtung.if.ua

Неудовлетворительный результат тампонажных работ, как правило, связывают с несоответствием рецептур тампонажных растворов условиям и целям их применения. В первую очередь, это касается плотности контакта формирующегося тампонажного камня с контактирующими поверхностями.

Unsatisfactory result of cementing. As a consequence. Connected with the inconsistency between cementing mixture recipes and facilities and aims of their application. First of all relates to contact density between backfill (plugging material) and contacting surfaces.

В останні півтора десятиріччя в Україні спостерігається стійка тенденція до зростання ціни на вуглеводневу сировину при стрімкому збільшенні вартості робіт, пов'язаних з будівництвом свердловини.

За таких умов особливого значення набуває ефективність експлуатації свердловини впродовж її існування, що значною мірою визначається якістю кріплення [1-3].

Як відомо, за колонний простір свердловини являє собою канал, через який пластовий флюїд може мігрувати вздовж поверхні нещільного контакту обсадних труб з цементним кільцем, цементного кільця з породою, а також через пористу структуру тампонажного каменю [4].

Таким чином, необхідний термін експлуатації без капітального ремонту свердловини можливий лише за умови забезпечення непроникності як тампонажного каменю, що знаходиться в затрубному просторі, так і надійного контакту цементного кільця з оточуючими його поверхнями.

В даний час особливо актуальним є якісне тампонування ділянок з підвищеними значеннями вибієвних тисків і температур, додатковим ускладнюючим фактором при цьому може виявитись посилений вплив агресивних компонентів, які містять пластовий флюїд.

Загально визнано, що під час розробки рецептури тампонажного розчину основним кри-

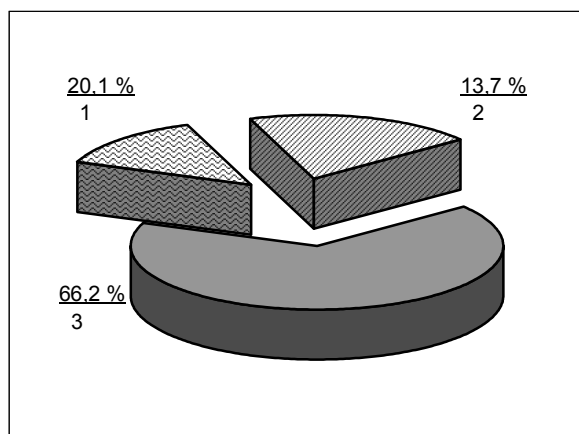
терієм є термобаричні умови його використання, які впливають безпосередньо на характер протікання процесів гідратації тампонажного матеріалу. В свою чергу, залежно від особливості процесів гідратації цементних розчинів змінюється і проникність каменю, що утворився (у досить широких межах).

Важливе значення з точки зору встановлення якості кріплення набувають роботи з вивчення стану цементної оболонки, яка сформувалася в умовах свердловини. Отримання об'єктивних даних про стан тампонажного тіла, а також системи "обсадна колона – тампонажний камінь – гірська порода" представляє великий науковий і практичний інтерес.

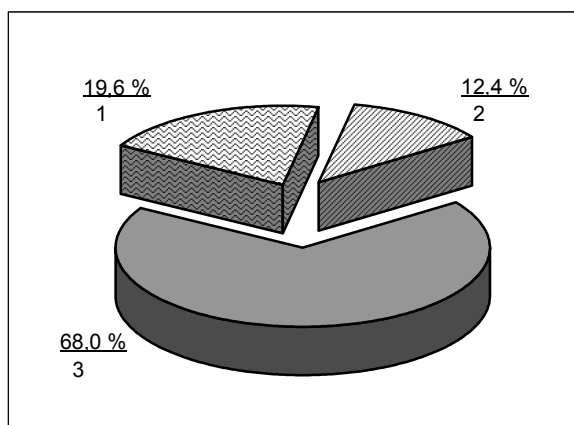
Для цього авторами було проведено статистичний аналіз якості кріплення нафтових і газових свердловин в умовах Дніпрово-Донецької западини. На прикладі геологічних підприємств ДП "Полтаванафтогазгеологія" (ПНГГ) і ДП "Чернігівнафтогазгеологія" (ЧНГГ) виконана оцінка стану ізоляційних робіт.

Для оцінки якості цементувальних робіт були використані дані акустичної цементометрії (АКЦ) (див. рисунок 1), з допомогою яких отримана відносно об'єктивна оцінка якості зчеплення цементного каменю з колоною.

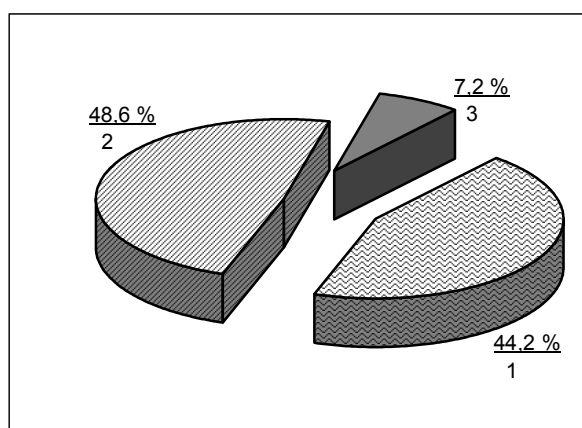
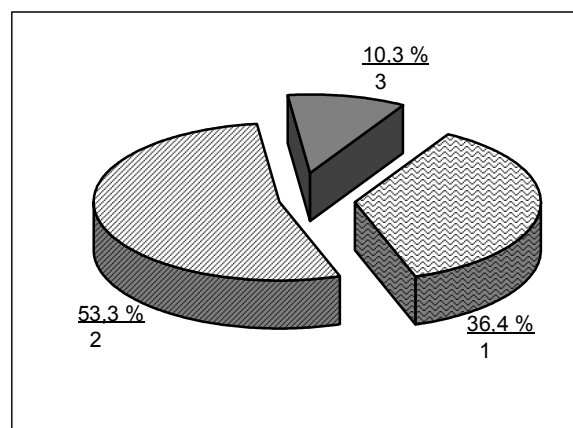
Для аналізу вибрані інтервали тампонування експлуатаційних колон з температурами понад 80-85°C. Такий вибір автори обґрунтовують підвищенням швидкості протікання фі-



а) ДП ЧНГГ; ШПЦС-120



б) ДП ПНГГ; ШПЦС-120

в) ДП ПНГГ; ЦЗ_кСг) ДП ЧНГГ; ЦЗ_нС

ЦЗ_нС – цементно-зольна суміш з використанням золи Ладиженської ТЕС;
 ЦЗ_кС – цементно-зольна суміш з використанням золи Курахівської ТЕС;
 1 – щільний контакт; 2 – частковий контакт; 3 – низький контакт

Рисунок 1 – Характеристика щільності контакту тампонажного каменю з обсадною колоною

зико-хімічних процесів в більш жорстких умовах роботи цементного каменю, а також зростанням вимог до якості виконаних робіт з кріплення, через розкриття в цих інтервалах продуктивних горизонтів.

Досвід тампонування засвідчує, що в останні роки для розмежування пластів в таких умовах використовують ПЦТ-100 [5], ШПЦС-120 [6], а також цементно-зольні розчини — двокомпонентну суміш тампонажного портландцементу із золою-виносом [7] Ладиженської теплової електростанції (ТЕС) — в ДП ЧНГГ і Курахівської ТЕС — в ДП ПНГГ.

Аналіз даних АКЦ на свердловинах, в яких застосовували шлако-піщаний тампонажний матеріал – ШПЦС-120 свідчить про недостатню якість зчеплення цементного каменю з обсадною колоною (див. рис. 1, а). Поряд з перевагами перед портландцементними розчинами, такими як підвищена термо-, корозійна стійкість, низька проникність тампонажного тіла і висока міцність каменю, дані композиції мають суттєві недоліки.

Насамперед, це зумовлено низькою седиментаційною стійкістю тампонажних розчинів,

наслідком чого є усадка, що призводить до відсутності зв'язку між контактуючими поверхнями і утворення каналів між ними.

Недостатня седиментаційна стійкість тампонажних розчинів може призвести до розвитку багатьох негативних явищ, зокрема, до збільшення проникності цементного каменю вздовж напрямку руху висхідної течії вільної рідини замшування при седиментації твердих частинок; порушення суцільності тампонажного каменю в затрубному просторі в результаті утворення водяних "поясів" [8].

Під час седиментації тампонажного розчину переміщення ("сповзання") структурованого твердого складника відносно нерухомих стінок свердловини при постійній взаємодії з ними в кінцевому рахунку виводить її із зрівноваженого стану.

Руйнування нових структурних зв'язків тампонажного розчину на контактних поверхнях є причиною сповільнення зростання міцності структури розчину. Створюється положення, коли в площині седиментації утворюються дві зони: зовнішня (на контактній масі тампонажного розчину, що седиментує) і внутрішня, в якій

Таблиця 1 — Фізико-хімічні параметри кислих зол

Поста- чальник золи (ТЕС)	Питома поверхня, м ² /кг	Густина, кг/м ³	Об'ємна маса, кг/м ³	Хімічний склад золи					
				SiO ₂	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	CaO	MgO	SO ₃
Курахів- ська	350-400	1900-2000	700-800	52,0- 54,0	15,0- 24,0	17,0- 22,0	2,2- 6,0	1,7- 2,0	—
Ладижен- ська	220-270	2270-2450	1020-1300	55,0- 57,0	17,0- 23,0	9,0- 11,0	1,1- 5,3	0,94- 2,0	0,4- 0,5
Бурштин- ська	220-310	2160-2440	—	47,1- 51,0	18,5- 22,6	9,4- 23,2	4,03- 4,64	1,46- 4,24	0,15- 0,25

розчин знаходиться на різних стадіях структуроутворення і, як наслідок, не тільки міцність, але й проникність їх різні.

Крім того, проведені дослідження в ПВ УкрДГРІ з визначення властивостей шлакопідщаних розчинів засвідчують, що вони не завжди відповідають навіть вимогам відповідних ТУ [6].

Незадовільна якість ізоляції продуктивних і водоносних пластів при температурах вище 85°C з використанням в якості тампонажного матеріалу чистого портландцементу (див. рис. 1, б) свідчить, що даний тампонажний матеріал не дає змоги отримати достатньо високу щільність зчеплення, тобто про низьку проникність цементного каменю з оточуючими його поверхнями. Поясненням цього служить утворення несприятливого складу продуктів гідратації першого.

Дане положення підтверджується багаточисленними роботами відомих вчених і дослідників минулого. Так, зокрема, [3] стверджує, що тампонажний цемент відповідає своєму призначенню до температури 85°C, тобто до глибини 2500-3000 м. В ряді випадків навіть при температурах до 85°C залежно від складу пластових вод тампонажний камінь зазнає активного корозійного руйнування, що призводить до порушення структури і втрати монолітності. Ті ж фізико-хімічні процеси, що протікають при більших температурах, викликають різке підвищення внутрішніх напружень в цементному тілі і, як наслідок, призводять до розтріскування каменю і утворення каналів. Поряд з утворенням внутрішніх каналів відбувається порушення контактів цементного каменю з оточуючими його поверхнями.

Згідно з [9] з подовженням часу перебування взірців на основі тампонажного портландцементу в даних умовах відбувається підвищення їх проникності. Вважається, що підвищення проникності цементного каменю при його тривалому перебуванні при високих температурах пов'язане з перекристалізацією новоутворень в процесі гідратації. Причому кінцевим продуктом є гідросилікати кальцію, які відрізняються низькою міцністю і крупнокристалічною структурою.

Таким чином, вищеведене свідчить про те, що розчини, замішані на ШПЦС-120 і ПЦТ-100, не можуть забезпечити достатнього адгезійного зв'язку з оточуючими поверхнями. Слід зауважити, що цьому також сприяють діючі в крипленні додаткові радіальні температурні напруження, які при нагріванні системи від'ємні, тобто під дією цих напружень цементне кільце намагається відірватися від обсадної колони. Тому для попередження відриву обсадної колони від тампонажного кільця і утворення каналу необхідно використовувати тампонажні матеріали, що забезпечать адгезію з колоною [10].

Таким матеріалом може бути суміш тампонажного портландцементу із золою виносу теплових електростанцій. Побічний продукт від спалювання вугілля — зола, виконує в розчині функцію активної мінеральної добавки, яка дає змогу модифікувати тампонажні розчини і тим самим уникнути в процесі цементування тих негативних явищ, які пов'язані з використанням стандартних тампонажних матеріалів. Регулювання співвідношень складників в суміші дає можливість застосовувати дані композиції в широкому температурному діапазоні і змінювати густину тампонажного розчину в широких межах.

Необхідно зазначити, що технологічні характеристики різних типів цементно-зольних сумішей дещо відрізняються через різні властивості зол (табл. 1).

При підборі рецептур тампонажних розчинів для цементування нерідко керуються не фізико-хімічними процесами, які протікають під час тужавіння, а застарілим поглядом щодо використання тампонажних портланд- і шлакопідщаних цементів як єдинонадійних ізоляційних матеріалів для розмежування пластів з температурами понад 80°C.

Результати АКЦ у випадках використання ЦЗС (див. рис. 1, в) хоча і кращі порівняно з тампонажним портландцементом, тим більше із ШПЦС-120, все ж таки свідчать про випадковість вибору співвідношень "цемент : зола" у суміші. В кінцевому рахунку невідповідність рецептур цементно-зольних розчинів умовам ізоляції призводить до утворення небажаних продуктів гідратації, що негативно впливає на

якість зчеплення тампонажного каменю з контактуючими поверхнями.

Висновки

При кріпленні свердловин Дніпровсько-Донецької западини спостерігається тенденція погіршення контактів цементного каменю з обсадною колоною від верхньої частини привибійного інтервалу до вибою. Особливо чітко це простежується навпроти продуктивних горизонтів. Низька якість ізоляції кільцевого простору пов'язана переважно з невідповідністю властивостей тампонажних розчинів умовам і цілям їх використання.

Серед цих причин головними слід вважати:

- для ШПЦС-120 — незадовільна седиментаційна стійкість розчину і усадка каменю, що утворився;

- для ПЦТ-100 — низька термо- і корозійна стійкості тампонажного розчину, а також висока проникність каменю;

- для ЦЗС — невідповідність складу цементно-зольних розчинів (співвідношень компонентів в суміші) конкретним гірсько-геологічним умовам нафтогазових родовищ.

Дані, отримані в результаті інтерпретації діаграми акустичного цементоміра, про стан зчеплення колони з цементним кільцем тією чи іншою мірою характеризують якість цементування свердловини. Можна вважати, що при доброму зчепленні цементного кільця з колоною затрубний простір надійно ізолювано. Відсутність зчеплення цементного кільця з колоною слід розглядати, як ознаку неякісного цементування [11].

На думку авторів, для вирішення такого складного завдання на даний час з врахуванням усіх можливостей підприємств нафтогазового комплексу найбільш ефективним методом є застосування цементно-зольних розчинів. Їх використання дасть змогу забезпечити надійну ізоляцію продуктивних і водоносних пластів. Розробку оптимальних рецептур в лабораторних умовах при всесторонньому дослідженні властивостей розчинів і каменю шляхом лабораторних тестувань різних складів цементно-зольних розчинів (за процентним співвідношенням компонентів в суміші) та їх перевагу в подальшому передбачається підтвердити на практиці.

Література

1. Горский В.Ф., Шевчук Ю.Ф., Тачинский М.Е., Пазяк Н.М., Шигаев С.И., Горбатов В.В. Новый тампонажный материал // Нефтяное хозяйство. – 1996. – №7. – С. 15-16.

2. Бережной А.И. К вопросу формирования герметичного цементного кольца в затрубном пространстве скважины // Труды УкрНИИгаза: Вопросы развития газовой промышленности. – 1966. – № I(5). – С. 7-15.

3. Мачинский Е.К., Булатов А.И. Многокомпонентные смеси для цементирования скважин // Труды ГрозНИИ: Бурение скважин и разработка нефтяных месторождений. – 1960. – №6. – С. 113-121.

4. Бережной А.И., Назаренко В.Л., Пырин И.Б., Пасько И.Ф. О применении тиоколовых каучуков для герметизации затрубного пространства скважин // Труды УкрНИИгаза. – 1970. – № IV(8). – С. 30-34.

5. Цементи тампонажні. ДСТУ Б В.2.7 – 86 – 99, ДСТУ Б В.2.7 – 87 – 99.

6. Цементи тампонажні шлако-піщані типу ШПЦС. ТУ У 320.00136751.008 – 96.

7. Золы-уноса тепловых электростанций для бетонов. ДСТУ Б В.2.7 – 72 – 98.

8. Рябова Л.И., Сибирко И.А., Елизаров Н.И. Получение тампонажных растворов с нулевым водоотделением // Нефтяное хозяйство. – 1996. – №7. – С. 17-19.

9. Зобс В.Ю., Федоров В.В. Зависимость проницаемости образцов из шлако-песчаных растворов при высоких температурах и давлениях от продолжительности их твердения // Труды СевКавНИИ: Вопросы бурения глубоких скважин. – 1967. – №2. – С. 202-204.

10. Данилов И.Я. Определение требуемой прочности адгезионной связи тампонажного камня с обсадной колонной // Труды ВНИИКР-нефть: Теория и практика крепления скважин. – 1989. – С. 70-74.

11. Гулин Ю.А., Бернштейн Д.А., Прямов П.А., Рябов Б.М. Акустические и радиометрические методы определения качества цементирования нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1971. – 112 с.

ВСЕУКРАЇНСЬКИЙ
ЩОКВАРТАЛЬНИЙ
НАУКОВО-ТЕХНІЧНИЙ
ЖУРНАЛ

РОЗВІДКА ТА РОЗРОБКА НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

Редакція журналу запрошує до співпраці спеціалістів нафтогазової галузі, котрі бажають опублікувати свої матеріали.

Будемо раді допомогти Вам налагодити ділові контакти через опублікування у нашому журналі реклами продукції та розробок Вашого підприємства.

Сподіваємось, що Ви передплатите наш журнал на 2004 рік.

Наша адреса: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

тел. (044) 4-20-15, 994-180

e-mail: rozvidka@ifdtu.org.ua