

УДК 622.245.4

Я. С. Коцкулич, д-р техн. наук; В. І. Колісник, канд. техн. наук,  
В. І. Гриманюк, М. В. Гриманюк

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

## ДОСЛІДЖЕННЯ УСАДКИ ТАМПОНАЖНОГО КАМЕНЮ В ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИНАХ НА ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОМУ ШЕЛЬФІ ЧОРНОГО МОРЯ

У результаті аналізу стану кріплення свердловин на північно-західному шельфі Чорного моря встановлено, що майже у 30% свердловин спостерігається міжколонний тиск. Наведено результати дослідження інтенсивності усадки тампонажного розчину/каменю, армованого синтетичними та мінеральними волокнами. Встановлено, що додавання до цементу поліпропіленової фібри (0,4–0,6%) та хлориду кальцію (2%) сприяє зменшенню усадки тампонажного каменю в 1,5–2 рази порівняно з цементним розчином ПЦТ-І-50, підвищенню якості цементування свердловин.

**Ключові слова:** свердловина, шельф, міжколонний тиск, цементний камінь, усадка, поліпропіленова фібра.

В умовах диверсифікації джерел надходження нафти та газу, перспективним напрямом безперебійного постачання енергоносіїв є пошук та розробка нових родовищ покладів вуглеводнів всередині країни, у тому числі на шельфі Чорного моря. На північно-західному шельфі свердловини споруджують на глибиною 2000–2500 м за таких пластових умов:  $T_{пл} = 50–55\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;  $P_{пл} \leq 20\text{ МПа}$ . Незважаючи на великий обсяг бурових робіт та наукових досліджень, на багатьох свердловинах спостерігаються міжколонний тиск (МКТ) та міжпластова міграція флюїдів, ліквідація яких доволі витратна.

Результати аналізу якості цементування свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря за даними акустичної цементометрії (АКЦ) показано на рис. 1.

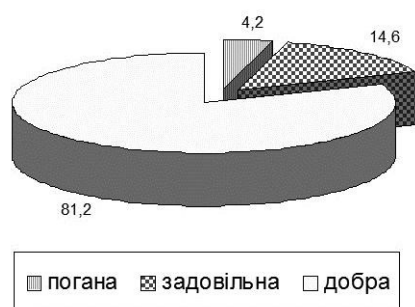


Рис. 1. Якість цементування свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря

З аналізу даних про цементування 144 обсадних колон діаметром 168 і 245 мм, випливає, що якість цементування близько 19% обсадних колон низька. Це свідчить про недостатню якість цементування вже на початковому етапі спорудження свердловин. Незадовільна щільність контакту тампонажного каменю з обмежуючими поверхнями та утворення каналів у цементному камені спричиняють міжколонний тиск при цементуванні свердловини та на початку тужавіння і тверднення тампонажного розчину.

Загальну характеристику герметичності міжколонного простору фонду експлуатаційних свердловин північно-західного шельфу Чорного моря показано на рис. 2. Як бачимо, загальна кількість свердловин з МКТ на цих родовищах не перевищує 30% фонду аналізованих свердловин. Отримані дані свідчать про те, що при тужавінні тампонажного розчину, на початку його тверднення, а також в під час експлуатації свердловин порушується герметичність їх кріплення.

Міжколонне перетікання пластових флюїдів часто пов'язують з негерметичністю контактних поверхонь тампонажного кільця з обсадною колоною та гірською породою. Проте відомо багато випадків коли згідно з АКЦ цементне кільце щільно контактує з обмежуючими поверхнями, а в міжколонному просторі присутнє міжпластова перетікання [1]. На якість цементування свердловини впливають такі чинники:

- неправильно підібрані технологічні параметри тампонажного розчину (фільтрація, густина, терміни тужавіння та інше);
- частина фільтраційної кірки та промивальної рідини залишилась у зоні цементування;
- висока проникність тампонажного розчину на ранній стадії гідратації;
- осмотичне масоперенесення;
- усадка, фізична та хімічна контракція тампонажного каменю при твердінні;
- недостатня адгезія тампонажного каменю з обмежуючими поверхнями.

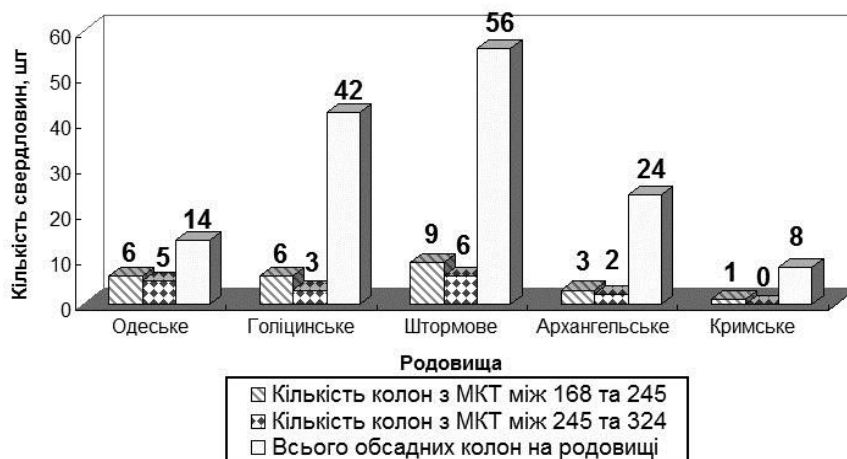


Рис. 2. Свердловини з МКТ на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря

Необхідною умовою для надходження пластового флюїду до затрубного простору зацементованої свердловини є перевищення пластового тиску порівняно з гідростатичним тиском стовпа тампонажного розчину в зоні флюїдонасиченого пласта. Зниження гідростатичного тиску умовно поділяють на дві стадії [2]: до початку тужавіння тампонажного розчину та безпосередньо тужавіння. До чинників зниження гідростатичного тиску на першій стадії належать седиментація та зависання твердої фази на стінках свердловини, контракція та усадка тампонажного розчину. На другій стадії коагуляційна структура розчину перетворюється на кристалізаційну структуру тампонажного каменю, відбувається усадка тампонажного каменю при тужавінні, та утворюється кристалічний каркас з продуктів гідратації.

Як вважають дослідники Булатов та Чудновський [3], під час гідратації тампонажного каменю на його поверхні розвивається вакуум, під дією якого фільтраційна кірка зневоднюється та розтріскується. Боннет, Демос та Шугар [4] відкидають можливість розтріскування фільтраційної кірки через усадку тампонажного каменю апелюючи до достатнього вмісту в затрубному просторі та породах фільтрату промивальної рідини і тампонажного розчину. Таким чином, існування різних припущень щодо дослідженого питання свідчить про недостатню вивченість фізико-хімічних процесів, що відбуваються в цементному каменю внаслідок його усадки. Для зменшення негативного впливу усадки на герметичність тампонажного каменю доцільно використовувати газовані тампонажні розчини (ГТР) густиною  $1500 \text{ кг/м}^3$  [5]. Такі розчини спричиняють усадку тампонажного каменю, але вона менша порівняно з усадкою при застосуванні тампонажного розчину ПЦТ-І-50. Зменшення усадки зумовлюється компенсаційним збільшенням об'єму тампонажного каменю внаслідок пружного розширення газу, що міститься в тужавіючому розчині. Недолік такого компонентного складу полягає в низькій міцності тампонажного каменю та обмеженні густини тампонажного розчину.

З огляду на причини зниження гідростатичного тиску стовпа тампонажного розчину, доцільно попереджати міграцію пластового флюїду при тужавінні та твердненні тампонажного розчину, що сприятиме зниженню усадки тампонажного розчину впродовж усього періоду гідратації цементу.

З цією метою досліджено природу об'ємних змін тампонажного розчину з армуючими домішками, що не лише сприяє зміцненню тампонажного каменю, а й зменшенню його усадки впродовж усього періоду гідратації.

Склад армованого тампонажного розчину визначали за результатами дослідження впливу волокон синтетичного та мінерального походження на властивості тампонажного розчину та каменю. Як синтетичні волокнисті домішки застосовували волокна поліпропілену, поліаміду та вуглеволокна, як мінеральні – волокна воластоніту, базальту та азбесту. Властивості тампонажного розчину оцінювали за реологічними характеристиками, консистенцією та термінами тужавіння, тампонажного каменю – за міцністю та ударною стійкістю. Крім того, враховували вартість домішок. У результаті вибрали поліпропіленову фібру (ППФ), вміст якої в цементному розчині до 0,8% сприяв збереженню його реологічних властивостей у межах стандартних норм, підвищенню міцності в 2 рази та ударостійкості тампонажного каменю у 2,6 рази. Для поліпшення реологічних характеристик, міцності та корозійної стійкості тампонажного розчину (каменю) до нього вводили добавки хлористого кальцію (ХК), вміст якого уточнювали експериментально [6].

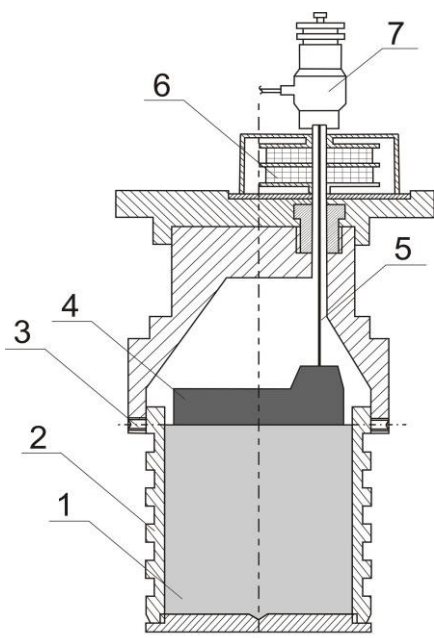


Рис. 3. Схема вимірної частини консистометра КЦ-3 для визначення усадки тампонажного каменю:

- 1 – цементний розчин (камінь);
- 2 – мірний стакан, 3 – болт-фіксатори;
- 4 – гумовий циліндр-поплавок;
- 5 – стержень, 6 – датчик диференціально-трансформаторного типу;
- 7 – реєструючий пристрій

нагрівальної системи консистометра пробу. У процесі усадки тампонажного розчину стержень 5 опускався до певного рівня, що відображалось на реєструючому пристрої 7. За визначеною ціною поділки реєструючого пристрою (1 мм = 28 поділок) та внутрішнім діаметром мірного стакана (70 мм) розраховували величину, на яку зменшився об'єм тампонажного розчину у стакані. Усадку тампонажного розчину обчислювали за формулою:

$$K = \frac{\Delta V}{V_1} \cdot 100\%,$$

За допомогою методу латинських квадратів для планування експериментів вибрали 25 розчинів різного компонентного складу з додаванням ППФ та  $\text{CaCl}_2$ . Після встановлення обмежень для показників якості тампонажного розчину та каменю за допомогою функції бажаності, визначили концентрацію домішок у розчині, що якнайкраще відповідала встановленим обмеженням [7], а саме: ППФ – (0,4–0,6)%,  $\text{CaCl}_2$  – (1,4–2,8)%.

З урахуванням діапазону вмісту домішок, здійснили подальші дослідження наслідків їх впливу на технологічні показники тампонажного розчину та каменю з метою обґрунтування рецептури армованого тампонажного розчину.

Зокрема, дослідили вплив домішок ППФ та  $\text{CaCl}_2$  на зміну об'єму тампонажного каменю. За допомогою автоклава консистометра цементних розчинів КЦ-3 з модифікованою схемою встановлення проби (рис.3).

У мірний стакан 2 заливали пробу досліджуваного тампонажного розчину 1. На пробу опускали гумовий циліндр-поплавок 4, який вільно плавав на поверхні тампонажного розчину. Стакан з пробую закріплювали болтами-фіксаторами 3, який через стержень 5 та датчик диференціально-трансформаторного типу 6 з'єднували з реєструючим пристроєм 7. Нагрівали за допомогою

де  $V_1$  – початковий об’єм тампонажного розчину;  $\Delta V$  – величина його зменшення, мл.

Для дослідження використовували цементні суміші, рецептури яких наведено в таблиці. Умови тверднення тампонажного розчину відповідали пластовим умовам шельфу Чорного моря становлять ( $P_{пл} = 20$  МПа,  $T_{пл} = 5$  °С).

**Рецептура досліджуваних цементних сумішей**

№	Рецептура суміші	№	Рецептура суміші
1	ПЦТ-I-50	5	ПЦТ-I-50 + ППФ (0,6%)
2	ПЦТ-I-50 + ХК (2%)	6	ПЦТ-I-50 + ХК (2%) + ППФ (0,2%)
3	ПЦТ-I-50 + ППФ (0,2%)	7	ПЦТ-I-50 + ХК (2%) + ППФ (0,4%)
4	ПЦТ-I-50 + ППФ (0,4%)	8	ПЦТ-I-50 + ХК (2%) + ППФ (0,6%)

Результати досліджень, які окреслюють динаміку тампонажного розчину усадки показано на рис. 4 та 5.

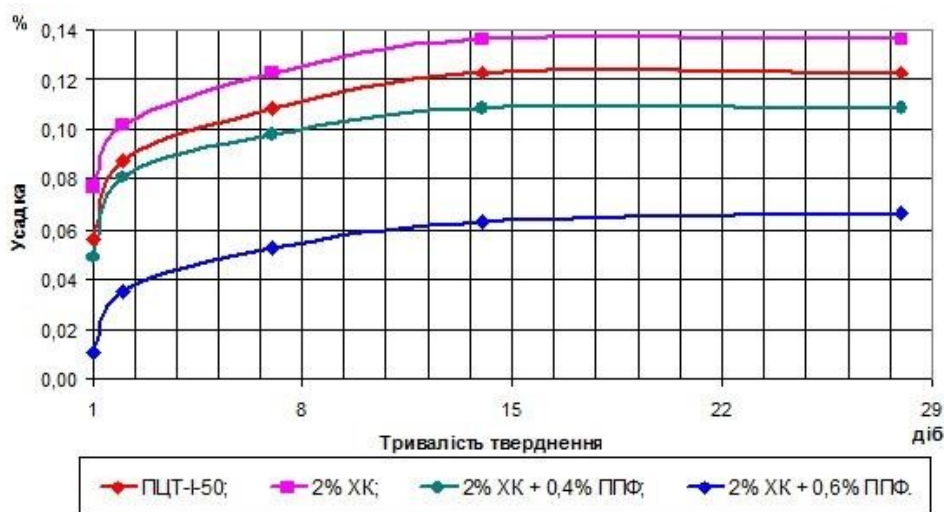


Рис. 4. Фізична усадка тампонажного розчину за нормальних умов тверднення

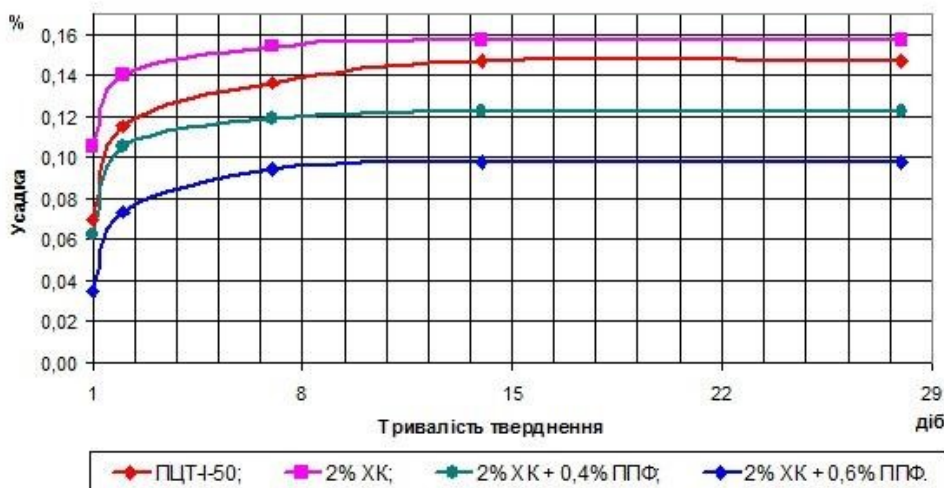


Рис.5. Усадка тампонажного розчину/каменю при  $P_{пл} = 20$  МПа,  $T_{пл} = 55$  °С

У результаті дослідження виявили, що протягом 12–14 діб усадка цементних сумішей за нормальних умов тверднення інтенсивно збільшується, а в подальшому не змінюється. За пластових умов випробування усадка інтенсивно збільшується протягом 10 діб, а в подальшому так само не змінюється.

Із введенням до тампонажного розчину добавки хлористого кальцію до 2% усадка збільшується в 1,1–1,3 раза порівняно з не армованим цементом. Вочевидь, це зумовлено більш повною гідратацією аліту ( $C_3S$ ) у цементній суміші. За пластових умов тверднення усадка суміші без домішок збільшується в 1,1–1,5 раза, оскільки в такому разі тужавіння та тверднення відбувається інтенсивніше.

Із введенням до тампонажного розчину добавки ППФ зменшується його усадка. Порівняно з не армованим цементним каменем, за концентрації ППФ понад 0,4% усадка каменя зменшується в 1,3–2 раза в залежності від тривалості тужавіння за нормальних умов, та в 1,3–1,5 раза в пластових умовах. Зафіксовано також, що за пластових умов після 7–10 діб усадка тампонажного каменя не змінюється.

Вочевидь, механізм зменшення усадки зумовлюється фізичними чинниками. Так, зневоднення пор тампонажного каменя внаслідок капілярних явищ призводить до зменшення його об'єму. Поліпропіленова фібра здатна іммобілізувати воду за рахунок капілярних сил, які виникають на поверхні розподілу «волокно–вода» і сприяють капілярному утриманню води. Структуру волокон ППФ, які утримують навколо себе воду зображено на рис. 6.

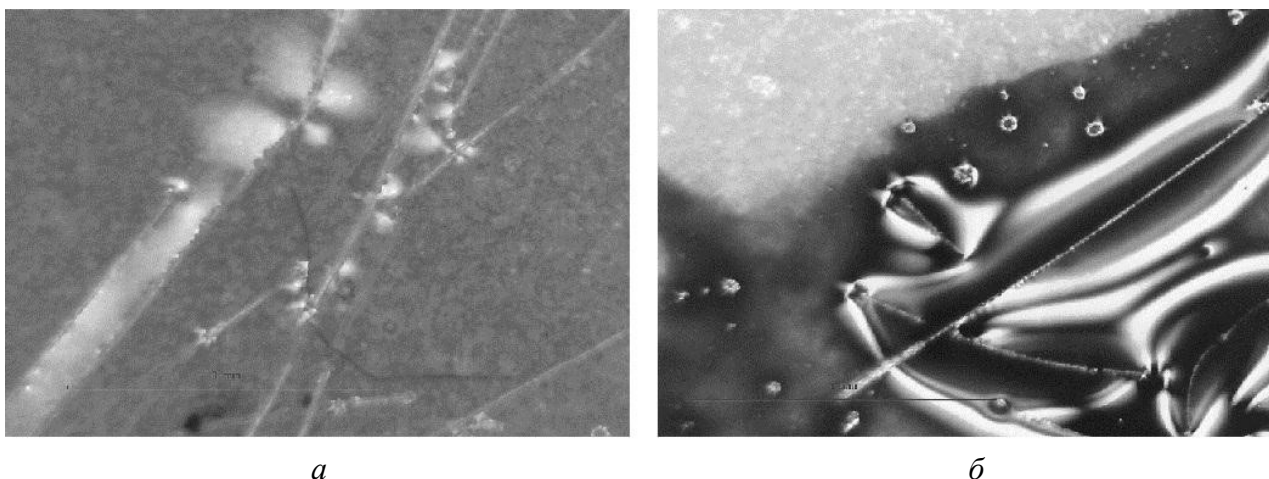


Рис.6. Структура волокон ППФ під мікроскопом (масштаб 30:1): а – у звичайній воді ; б – у підфарбованій чорнилом воді



Рис. 7. Фото тріщини армованого тампонажного каменя (масштаб 30:1)

За густини ППФ  $910 \text{ кг/м}^3$  та концентрації 0,6% від маси цементу, створюється ефект «зависання» волокон фібри відповідно у воді затворення та в тампонажному розчині. Це сприяє формуванню внутрішнього «каркасу» у тужавіючому цементному розчині (рис. 7), який у подальшому перешкоджатиме вільному перетіканню води, седиментації частинок цементу та сприятиме утриманню води в порах тампонажного каменя що, у свою чергу, зумовить зменшення його усадки.

## Висновки

1. На відміну від нормальних умов тверднення, за пластових умов усадка не армованого цементу збільшується в 1,1–1,3 раза, що є однією з причин утворення міжколонного тиску.
2. За пластових умов у початковий період тужавіння/тверднення усадка тампонажного каменя інтенсивніша і завершується за 7–10 діб, а за нормальних умов – за 12–14 діб. За

нормальних умов тверднення усадка тампонажного каменю припиняється впродовж 12–14 діб, за пластових умов – 7–10 діб.

3. Ведення домішок – (0,4–0,6)% ППФ та (2–2,5)% CaCl<sub>2</sub> забезпечує зменшення усадки тампонажного каменю при зберіганні протягом 28 діб у 1,4–1,5 раза порівняно не армованим тампонажним розчином, що сприяє підвищенню герметичності заколонного простору та кріпленню свердловини загалом.

*В результате анализа состояния крепления скважин на северо-западном шельфе Черного моря установлено, что почти в 30% скважин наблюдается межколонное давление. Приведены результаты исследования интенсивности усадки тампонажного раствора/камня, армированного синтетическими и минеральными волокнами. Установлено, что добавление к цементу полипропиленовой фибры (0,4–0,6%) и хлорида кальция (2%) позволяет уменьшить усадку тампонажного камня 1,5–2 раза в сравнении с цементным раствором ПЦТ-1-50, что позволит улучшить качество цементирования скважин.*

**Ключевые слова:** скважина, шельф, межколонное давление, цементный камень, усадка, полипропиленовая фибра.

*According to the analyze of well cementing, which has been done in North-West region of Black Sea, the pressure between casing pipes exists in almost 30% of wells. Results of cement stone shrinkage investigations which were reinforced by synthetic and mineral fibre has been produced in the article. It was found out that polypropylene fibre in amount of 0,4–0,6% and 2% of calcium chloride can cause the reduction of cement stone shrinkage 1,5–2 times more if to compare with no-additive cement stone. This mechanism helps to improve quality of well cementing.*

**Key words:** well, shelf, cement stone, pressure between casing pipes, shrinkage, polypropylene fiber.

### Література

1. Коцкулич Я.С., Лужаниця О.В., Лазаренко О.Г. Попередження міжпластової міграції газу в період цементування свердловин // Буріння нафтових і газових свердловин. – 2002. – №2(3). – С. 23–25.
2. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой скважины / Д.К. Лейвон, Э.У. Томас, Х.П. Безнер, Д.К. Толпе // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1980. – №10. – С. 5–9.
3. Булатов А.И., Чудновский Д.М. Методы повышения и оценки качества тампонажных материалов и цементования скважин: В 3 т. – Краснодар: Просвещение-Юг, 2004. – Т. 3. – 382 с.
4. Боннет А., Демос П., Шугар Л. Миграция газа и взгляд вглубь проблемы // Нефтегазовое обозрение. – М.: Шлюмберже, 1998. – С. 18–33.
5. Гребенщикоов В.М. Разработка и исследование газированной тампонажной суспензии // Автореф. дис. канд. техн. Наук : 25.00.15. – Тюмень, 2010. – 26 с.
6. Гриманюк В.І. Дослідження тріщиностійкості армованого тампонажного каменю для кріплення нафтових і газових свердловин // Наук. вісн. НГУ. – 2014. – №1(139). – С. 5–10.
7. Коцкулич Я.С., Гриманюк В.І. Вибір складу армованих тампонажних розчинів // Наукові праці ДонНТУ. Серія «Гірничо-геологічна». – 2011. – №14(181). – С. 122–126.

*Поступила 19.05.14*