

УДК 622.245.42

Я. М. Кочкодан

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

## Обґрунтування необхідної величини розширення тампонажного каменю

Описано процес взаємодії тампонажного розчину і каменю з пластом у газових родовищах, а також вплив водяного середовища гірських порід на об'ємні зміни тампонажного розчину і каменю. Показані основні причини виникнення міжколонних тисків, міжпластових перепадів та затрубних проявів при цементуванні газових свердловин. Визначено розширення зовнішньої та внутрішньої границі цементного кільця при використанні розширювальних тампонажних цементів, а також вплив зниження температури і тиску на зовнішній радіус обсадної колони. Показано у яких випадках відбувається напружений контакт у яких герметичний тампонажного каменю із стінкою свердловини і обсадною колоною, а у яких відбуваються відрив цементного кільця від обсадної колони при використанні розширювальних тампонажних цементів. Приведені розрахункові значення розмірів тампонажного кільця типової свердловини на підземних сховищах газу при різних величинах розширення. Обґрунтовано необхідну величину розширення тампонажного розчину (каменю), яка забезпечує напружений або герметичний контакт тампонажного каменю зі стінкою свердловини та обсадною колоною.

Ключові слова: свердловина, розширювальний тампонажний цемент, цементний камінь, тампонажний розчин, герметичний (напружений) контакт, затрубний простір.

Однією з основних проблем подальшого розвитку газовидобування є підвищення якості будівництва свердловин і, в першу чергу, забезпечення їх герметичності з метою запобігання виникнення міжпластових перетоків та міжколонних тисків. Навіть при дотриманні всіх технологічних вимог та застосуванні серійно випускаючих тампонажних матеріалів і реагентів при цементуванні газових свердловин, особливо при наявності близькорозташованих пластів з аномально високими і низькими пластовими тисками, не завжди можна запобігти виникненню газопроводів. Тампонажні матеріали для низьких і нормальних температур, які використовують у промислових масштабах для цементування свердловин на підземних сховищах газу та газових свердловин у багатьох випадках не забезпечують формування герметичного цементного кільця. У зв'язку з цим необхідна розробка тампонажних цементів зі спеціальними технологічними властивостями, які дають можливість запобігти довільному утворенню каналів у тампонажному розчині (камені) та ущільнити контактні поверхні з обсадною колоною і стінкою свердловини.

Газові родовища України, які мають нормальну (до 60°C) температуру, як правило, багатопластові і перемежуються глинистими породами. Різноманітність геолого-технічних умов кріплення газових свердловин вимагає розробки та застосування ефективних тампонажних матеріалів з різними технологічними і фізико-хімічними властивостями. Відомо, що на ізоляційні властивості цементного кільця свердловини вирішальну роль чинить склад і властивості поверхонь, з якими контактує тампонажний розчин (камінь). Важливим процесом взаємодії є масообмін між тампонажним розчином – каменем та пластом, який проявляється у вигляді водообміну між ними. Геолого-технічні умови газових родовищ за цим показником можна розділити на три типи:

1. Проникні водонасичені або зволожені породи (пісковики, алеволіти), в інтервалі яких у перші хвилини тужавіння відбувається водовіддача тампонажного розчину у пласт, а потім можлива міграція води у зворотному напрямку. В цих умовах цементний камінь постійно знаходиться у контакті з пластовими водами і тому в процесі твердіння усадочних деформацій немає.
2. В інтервалі щільних, малопроникних порід (вапняки, гіпс, галіт), а також у просторі між обсадними колонами немає істотного водообміну між пластом і цементним каменем.

Міграція води при цьому, в основному, відбувається знизу догори. В цих умовах у зв'язку з відсутністю вільного доступу води ззовні можливі усадочні деформації цементного каменю.

3. В інтервалі достатнього великих глинистих відкладів або сухих пористих порід можливий перенос надлишкової води, яка міститься у порах цементного каменю.

Встановлено, що цементний камінь, сформований в міжколонному просторі, а також проти щільних, малопроникних порід (вапняки, гіпси, галіти), тобто в умовах практичної відсутності фільтраційних процесів між цементним каменем і пластами, має гірше зчеплення з колоною і породою, ніж в інтервалі проникних, особливо водонасичених пластів. Основною причиною цього мабуть є усадочні деформації цементного каменю у зв'язку з відсутністю вільного доступу води.

Значна кількість свердловини на газових родовищах, а також на підземних сховищах газу мають міжколонні тиски, міжпластові перетоки або затрубні газопрояви, зумовлені різноманітними причинами, основними з яких є:

1. Зменшення гідростатичного тиску в заколонному просторі свердловини до величини, меншої від пластового.
2. Примусове утворення каналів в цементному розчині під впливом перепаду тиску між близькорозташованими продуктивними та водоносними пластами.
3. Зменшення об'єму тампонажного розчину і каменю у процесі тужавіння і твердіння.
4. Конtrakція в цементному розчині і камені і обезводнення глинистої кірки і залишків глинистого розчину за рахунок підсмоктування з них води твердіючим тампонажним розчином, внаслідок вакууму на його поверхні, що призводить до утворення каналів. Швидкість зневоднення глинистих кірок залежить перш за все від вологості глинистої кірки, контракційного ефекту в'язучого, а також масштабного фактора, який визначає площу контакту компонентів.
5. Утворення розколин у залишках промивальної рідини та фільтраційній кірці, сформованої на проникній частині геологічного розрізу свердловин. Після тужавіння тампонажного розчину серед елементів кріплення ця ланка є найслабшою, оскільки під дією фізико-хімічних процесів вона розколюється на окремі частини, формуючи високопроникні шляхи для міграції газу.
6. Седиментаційна нестійкість тампонажних розчинів, яка може призвести до утворення каналів всередині цементного розчину як у випадку похилого, так і вертикального його стану.
7. Фільтрація у пласт значних об'ємів дисперсійного середовища.
8. Мимовільне каналоутворення у затрубному просторі свердловини після заповнення його тампонажним розчином.

Таким чином, причини виникнення каналів у затрубному просторі можна розділити на дві групи. В першому випадку канали утворюються в цементному розчині, а в іншому-канали, які утворюються в глинистому розчині і кірці. Найімовірнішими причинами газопроявлень вважають зниження гідростатичного тиску у затрубному просторі при переході із рідкого стану у твердий у поєднанні з високою проникністю цементного каменю у цей період, а також рух газу під дією перепаду тиску в зазорі між цементним каменем і стінкою свердловини, який відбувається завдяки наявності обезводненої або коагуляційної кірки. Видалити глинисту кірку зі стінок свердловини і обсадних труб практично неможливо. Між іншим фільтраційна кірка є ефективним бар'єром для відфільтровування хімічно незв'язаної води, розчиненої в тампонажному розчині, запобігаючи формуванню в ньому шляхів для міграції газу. Тому прихильники позитивної ролі фільтраційної кірки у процесі формування герметичного заколонного простору ущільнюють та зміцнюють її, а противники – застосовують ерозію або інші способи її руйнування.

Аналіз промислових даних показує, що найчастіше порушення герметичності затрубного простору відбувається внаслідок недостатньої міцності зв'язу цементного кільця з колоною обсадних труб і стінкою свердловини та різної міцності по висоті зацементованого інтервалу. У деяких випадках зв'язок труби з цементним каменем здійснюються тільки за рахунок муфтових з'єднань, а зчеплення цементного каменю зі стінкою свердловини і обсадною колоною відсутнє. Герметичність контакту може бути досягнута шляхом застосування нових тампонажних матеріалів, зокрема таких, які розширюються у процесі тужавіння і твердіння.

Розширювальні тампонажні цементи (РТЦ) створюють при твердінні напружений контакт з обмежувачами об'єм розширювального тампонажного розчину (каменю) зв'язками будуть перешкоджати відриву контактних поверхонь, їх руйнуванню і утворенню каналів – шляхів прориву флюїдів. При твердінні розширювального тампонажного цементу в герметичному об'ємі з практично недеформованими стінками при постійній температурі та відсутності зовнішніх силових (крім першопочатково створених) впливів, фізико-хімічні процеси, які проходять у розчині, призводять до виникнення в РТЦ власних напруг, (тиску, розширення), які проявляються у створенні тиску на стінки посудини, тобто на обмежувальні об'єм РТЦ зв'язки. Тиск створюється скелетом каменю РТЦ, а не рідиною чи газом, які містяться у порах каменю. Само собою зрозуміло, що тиск розширення не характеризує герметичність напруженого контакту, оскільки важливо знати ще і довжину контактуючих поверхонь (висоту стовпа РТЦ між пластинами з різними пластовими тисками), а також різницю пластових тисків [1].

Згідно із законом Гука

$$\sigma = \frac{\delta}{D} \cdot E = \varepsilon \cdot E,$$

де  $\sigma$  – напруження;

$\delta$  – деформація вільного розширення;

$D$  – зовнішній діаметр кільця;

$E$  – модуль пружності цементного каменю у визначений термін твердіння;

$\varepsilon$  – відносна деформація вільного розширення.

Якщо існує зовнішнє обмеження із напруженням більшим ніж  $\sigma$ , то розширення цементного розчину (каменю) не відбувається. Таким чином, якщо розширення відбувається в період коагуляційного структуроутворення, то модуль пружності розчину (каменю) малий і створювані напруження невеликі навіть при значному (до 20%) вільному розширенні, що характерно для цементів на оксидній основі, розширення яких відбувається до кінця тужавіння. У цементів гідросульфатоалюмініатного типу розширення відбувається як в період коагуляційного структуроутворення, так і в період, коли коагуляційно-кристалізаційна структура сформована і модуль пружності високий. Тому вони мають більші напруження. У період коагуляційного структуроутворення напруження, які виникають у процесі розширення, спричиняють рівномірну розсувку елементів структури каменю. У цьому випадку розширення цементного кільця відбувається рівномірно і всіх напрямках. У міру гідратації кількість і міцність структурних зв'язків зростають. Тому у період кристалізаційного структуроутворення (після кінця тужавіння) розширення відбувається як по товщині, так і по довжині цементного кільця, що встановлено нами експериментально. У цьому випадку відбувається такий собі «ефект кільця». Розглянемо ідеальний випадок. Цементне кільце не має внутрішніх і зовнішніх обмежень. Цементний камінь ізотропний і розширяється в одній площині. У цьому випадку розширення зовнішньої границі складає  $\delta_{\Sigma}$ , а внутрішньої  $\delta_{\mathbf{B}}$

$$\delta_{\Sigma} = \frac{\delta D + \delta d}{2},$$

$$\delta_{\mathbf{B}} = \frac{\delta d - \delta S}{2},$$

де  $\delta D$  – збільшення зовнішнього діаметр цементного кільця після розширення;

$\delta d$  – збільшення внутрішнього діаметр цементного кільця після розширення;

$\delta S$  – потовщення цементного кільця після розширення;

Якщо:

$\delta d = \delta S$  – розширення внутрішньої поверхні не відбувається;

$\delta d > \delta S$  – відрив цементного кільця від колони;

$\delta d < \delta S$  – обтискання обсадної колони.

Звідси видно, що абсолютні значення розширення зовнішньої і внутрішньої границі цементного кільця будуть різними.

Крім того, при зміні тиску та температури в обсадній колоні, що характерно для свердловини на підземних сховищах газу, виникають радіальні деформації обсадної труби [2]. При зменшенні тиску в обсадній колоні та її охолодженні зовнішній радіус колони зменшується на деяку величину  $\delta R$

$$\delta R = \delta_{гр} + \delta_{рт};$$

де  $\delta_{гр}$  – зменшення радіуса колони від зниження тиску;

$\delta_{рт}$  – зменшення радіуса колони від зменшення температури.

$$\delta_{гр} = \frac{p \cdot R^2}{(R_c - R) \cdot \delta_k \cdot E} \cdot \left(1 - \frac{\mu}{2}\right) \cdot 100\%; \quad (5)$$

$$\delta_{рт} = \frac{\alpha_t \cdot R \cdot \Delta T}{R_c - R} \cdot 100\%. \quad (6)$$

де  $p$  – перепад тиску;

$R$  – зовнішній радіус колони;

$R_c$  – радіус свердловини (внутрішній радіус проміжної колони);

$\delta_k$  – товщина стінки обсадної труби;

$\mu$  – коефіцієнт Пуассона;

$\alpha_t$  – коефіцієнт температурного розширення;

$\Delta T$  – різниця температур.

$$\delta R = \left[ \frac{p \cdot R^2}{(R_c + R) \cdot \delta_k \cdot E} \cdot \left(1 - \frac{\mu}{2}\right) + \frac{\alpha_t \cdot R \cdot \Delta T}{R_c - R} \right] \cdot 100\%; \quad (7)$$

Для реальних свердловин на підземних сховищах газу, величини, які входять у рівняння (7) мають такі значення:

$$\begin{array}{lll} R = 0,084 \text{ м}; & \delta_k = 0,0112 \text{ м}; & \alpha_t = 1,22 \cdot 10^{-5} \frac{1}{^\circ\text{C}}; \\ R_c = 0,112 \text{ м}; & \Delta T = 50^\circ\text{C}; & \\ p = 10 \text{ МПа}; & \mu = 0,3; & \end{array}$$

Тоді

$$\delta R = \left[ \frac{10 \cdot 10^6 \cdot 0,084^2}{(0,112 + 0,084) \cdot 0,0112 \cdot 2,1 \cdot 10^{11}} \cdot \left(1 - \frac{0,3}{2}\right) + \frac{1,22 \cdot 10^{-5} \cdot 0,084 \cdot 50}{0,112 - 0,084} \right] \cdot 100\% = 0,285\%$$

Таким чином, щоб компенсувати зменшення зовнішнього радіуса обсадної колони від перепаду тиску та зміни температури тампонажний камінь повинен розширитись на величину, дещо більшу ніж  $\delta R = 0,3\%$ .

У реальній свердловині цементне кільця має обмеження, які не зовсім жорсткі. Тому частина розширення повинна компенсувати зазори, зім'яття глинистої кірки, пружні деформації стінок свердловини, цементного каменю і труби. Позначимо цю величину  $\delta_k$ . При виборі величини розширення цементного каменю необхідно враховувати, що для цементування заколонного простору між обсадною трубою і стінкою свердловини внаслідок наявності глинистої кірки, необхідний тампонажний цемент з більшою, ніж для міжтрубного простору, величиною розширення. Дослідженнями Мальцева А.В.[3] встановлено, що максимальна деформація глинистої кірки складає 20-25%, а при подальшому збільшенні навантаження на кірку вона практично не змінюється.

Для підвищення герметичності заколонного простору газових свердловин важливо обґрунтувати границі розширення тампонажних матеріалів. В.С. Данюшевський вважає, що при величинах зазорів в затрубному просторі, характерних для існуючих конструкцій свердловини, і

при фільтраційних властивостях застосовуваних промивальних рідин величина розширення повинна бути не менше 2% [3]

Герметичний (напружений) контакт на контактні тампонажний камінь-стінка свердловини буде створюватися якщо:

$$\delta_{\Sigma} - \delta_K > 0;$$

тобто

$$\frac{\delta D + \delta S}{2} - \delta_K > 0 \quad (8)$$

У випадку, якщо

$$\frac{\delta D + \delta S}{2} - \delta_K - \frac{\delta d - \delta S}{2} > 0$$

або

$$\delta D + 2\delta S - 2\delta_K - \delta d > 0 \quad (9)$$

одержимо напружений контакт на зовнішній та внутрішній поверхнях

Якщо:

$$\delta D + 2\delta S - 2\delta_K - \delta d = 0 \quad (10)$$

маємо герметичний контакт на зовнішній та внутрішній поверхнях

Якщо:

$$\delta D + 2\delta S - 2\delta_K - \delta d < 0 \quad (11)$$

то відсутній герметичний контакт на зовнішній поверхні і відбувається відрив кільця від внутрішньої поверхні.

Якщо перейти до напружень, то одержимо:

$$\varepsilon_{\Sigma} = \frac{2\delta_{\Sigma}}{D}; \quad \varepsilon_{\text{в}} = \frac{2\delta_{\text{в}}}{d}; \quad \varepsilon_K = \frac{\delta_K}{d}.$$

Додатня величина свідчить про напружений контакт на зовнішній та внутрішній поверхнях.

Напруження, які виникають при контактні зовнішньої поверхні цементного кільця з гірськими породами чи обсадної трубою, перевищують напруження, які передаються внутрішньою поверхнею цементного кільця, що підтверджує ефективність застосування цементів, які розширюються при твердінні.

Від'ємна вказує на відрив кільця від колони і відсутність герметичного зовнішнього контакту.

У випадку, якщо:

$$\frac{\delta D + \delta S}{2} - \delta_K < 0,$$

то герметичного контакту на зовнішній поверхні не буде. Відбуватися часткове ущільнення глинистої кірки і відрив цементного кільця від внутрішньої поверхні.

У таблиці наведені розрахункові значення розмірів кільця типової свердловини на підземних сховищах газу Прикарпаття при різній величині розширення. При наявності на стінках свердловини пухкої і грубої глинистої кірки (4–5мм) плівки промивальної рідини на обсадних трубах, а також зменшення зовнішнього радіуса обсадної колони від її охолодження та зменшення тиску зазор  $\delta_K$  знаходиться в межах 1,5-2,5мм. При зазорі  $\delta_K = 1,5\text{мм}$ , для одержання герметичного контакту необхідно щоб розширення тампонажного каменю для експлуатаційної колони складало не менше 3,3%, для проміжної колони – не менше 3%, а для міжколоного простору – не менше 2%. При зазорі  $\delta_K = 2,5\text{мм}$  величина розширення тампонажного каменю за експлуатаційною колоною повинна бути не менша ніж 4,3%, за проміжною колоною не менше 4%. Таким чином, для одержання герметичного контакту тампонажного каменю зі стінкою свердловини і обсадною колоною необхідно, щоб розширення було не менше 3,5-4,5%, а одержати напруженого контакту розширення повинно бути більше 4,5%.

Механізм формування тампонажного каменю у затрубному просторі свердловини можна представити таким чином. У міру розширення тампонажного розчину і каменю відбувається стискування глинистої кірки та ущільнення контактних поверхонь, а далі коли деформування стає неможливим, через жорсткість масиву породи і обсадної колони, виникає самонапруження каменю, яке забезпечує подальше ущільнення контакту та підвищення герметичності системи.

Таблиця 1 – Розрахункові значення розмірів кільця свердловин при різній величині розширення.

Діаметр долота, D, мм	Діаметр колони, d, мм	Товщина кірки	Розширення 1%			Розширення 2%		
			$\frac{\delta D}{2}, \text{мм}$	$\frac{\delta d}{2}, \text{мм}$	$\frac{\delta S}{2}, \text{мм}$	$\frac{\delta D}{2}, \text{мм}$	$\frac{\delta d}{2}, \text{мм}$	$\frac{\delta S}{2}, \text{мм}$
215,9	168,3	23,8	1,0795	0,8418	0,119	2,159	1,683	0,238
244,5	168,3	38,1	1,2225	0,8418	0,1905	2,445	1,683	0,381
295,3	244,5	25,4	1,4765	1,2225	0,127	2,953	2,445	0,254

  

Діаметр долота, D, мм	Діаметр колони, d, мм	Товщина кірки	Розширення 3%			Розширення 4%		
			$\frac{\delta D}{2}, \text{мм}$	$\frac{\delta d}{2}, \text{мм}$	$\frac{\delta S}{2}, \text{мм}$	$\frac{\delta D}{2}, \text{мм}$	$\frac{\delta d}{2}, \text{мм}$	$\frac{\delta S}{2}, \text{мм}$
215,9	168,3	23,8	3,2385	2,5245	0,357	4,318	3,366	0,476
244,5	168,3	38,1	3,6675	2,5245	0,5715	4,89	3,366	0,762
295,3	244,5	25,4	0,254	3,6675	0,381	5,906	4,89	0,508

### Бібліографічний список

1. Булатов А.И. Формирования и работа цементного камня в скважине / А.И. Булатов. - М.:Недра, 1990. – 409 с.
2. Сухін Є.І. Елементи створення, формування та експлуатації підземних сховищ газу / Є.І. Сухін, Б.І. Навроцький. – Київ: «ПНВ», 2004. – 528 с.
3. Мальцев А.В. Уплотнение контакта тампонажного камня с породой, покрытой глинистой коркой / А.В. Мальцев // Бурения: РНТС ВНИИОЭНГ. – 1979. - № 2. - С. 12-14.
4. Применение расширяющегося тампонажного цемента на скважинах подземных газохранилищ / В.С. Данюшевский, Н.П. Снегирев, В.Н. Розов, П.Х. Чжаго // Газовая промышленность. – 1970. - № 2. - С. 6-9.

Надійшла до редакції 14.12.2012

Я. М. Кочкодан

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківск, Україна*

### Обоснование необходимой величины расширения тампонажного камня

Описан процесс взаимодействия тампонажного раствора и камня с пластом газовых месторождений и влияние водной среды горных пород на объемные изменения тампонажного раствора и камня. Показаны основные причины возникновения межколонных давлений, межпластовых перетоков и затрубных проявлений при цементировании газовых скважин. Определено расширение наружной и внутренней границ цементного кольца при использовании расширяющихся тампонажных цементов, а также влияние снижения температуры и давления на внешний радиус обсадной колонны. Показано, в каких случаях происходит напряженный контакт, в каких герметичный контакт тампонажного камня с вмещающей средой, а когда происходит отрыв цементного кольца от обсадной колонны при использовании расширяющихся тампонажных цементов. Приведены расчетные значения размеров тампонажного кольца типовой скважины на подземных хранилищах газа при различных величинах расширения. Обоснована необходимая величина расширения тампонажного раствора (каменя), которая обеспечивает напряженный или герметичный контакт тампонажного камня со стенкой скважины и обсадной колонной.

Ключевые слова: скважина, расширяющийся тампонажный цемент, цементное кольцо, тампонажный раствор, герметичный (напряженный) контакт, затрубное пространство.

Y. Kochkodan

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

### Required Expansion of Oil-Well Cements.

The article deals with the process of oil-well cement and set cement interaction with gas fields, we consider rocks aqueous medium impact on volumetric changes of oil-well cement and set cement. The main causes of inter-string pressures, interstratal fluid flows and annulus showings in gas well cementing are shown. We defined the expansion of the outer and inner boundaries of the cement ring when applying expanding oil-well cement and considered the influence of temperature and pressure decrease on the outer radius of the casing string. The article shows in which cases there is a stressed contact and in which ones there is a sealed contact of the set cement with the borehole wall and casing string. The cases when there is a break off of the cement ring from the casing string when using expanding oil-well cements are also provided. We give calculated values of oil-well cement ring dimensions for a standard well at underground gas storage facilities with different values of expansion. The necessary value of oil-well cement (set cement) expansion is grounded, which provides stressed or sealed contact of oil-well set cement with the borehole wall and casing string.

Key words: well, expanding oil-well cement, cement ring, cement slurry, sealed (stressed) contact, hole annulus.