

## СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВА ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТОРУ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ РОДОВИЩ УКРАЇНИ

Б.А.Тершак, Я.С.Коцкулич, М.В.Сенюшкович

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,  
e-mail: [drill@nung.edu.ua](mailto:drill@nung.edu.ua)

*Показаны методические аспекты обеспечения надежности заколонного пространства крепления скважин на примере нефтегазовых месторождений Украины, пребывающих на поздней стадии разработки. Показано, что для обеспечения необходимого уровня эксплуатационной надежности заколонного пространства крепи скважины как инженерного сооружения, в первую очередь необходимо сосредоточиться на показателях долговечности и ремонтоспособности. Рассмотрены перспективные направления обеспечения необходимого уровня этих показателей как на этапе формирования, так и во время дальнейшей эксплуатации крепи скважины.*

*The paper contains the methodical aspects of ensuring of casing string-borehole annuity reliability on example of oil-and-gas fields in Ukraine on the late development stage. It is shown that to ensure necessary level of casing string-borehole annuity operating reliability (like engineering structure) we must consider the life ratio and maintainability index. It is analyzed the perspective ways of ensuring necessary level of these indices on the generation stages and on further casing operation.*

Складні геолого-промислові умови та значна виснаженість нафтогазових родовищ України спричиняють низку проблем на етапах спорудження та подальшої експлуатації свердловин. За останні десятиліття освоєння більшості нафтогазових родовищ України пішло по екстенсивному шляху розвитку – бурили сотні, а іноді й тисячі свердловин низької конструктивної надійності. Крім того, часто-густо культура виробництва, а також технологічний менеджмент бурових підприємств, орієнтовані у першу чергу на принцип: “метри проходки будь-якою ціною”, у даному випадку виступали стримуючими чинниками інноваційних технологій. Поширеною практикою 60-80 років стало: використання відпрацьованих бурильних колон як експлуатаційних, ізоляція виключно продуктивної частини стовбура, застосування низькоякісних цементно-глинистих, цементно-зольних сумішей тощо. За таких умов, на жаль, були втрачені довготермінові економічні, наукові, соціальні, екологічні та інші вигоди і, головне, можливості розвитку напрямків, що стали класикою світової нафтогазової науки та промисловості – проектування формування та забезпечення надійності свердловин, у тому числі складної просторової архітектури.

В сучасних ринкових умовах господарювання перед нафтогазовою галуззю країни постають якісно нові вимоги. Екстенсивні чинники зростання виробництва себе практично вичерпали. Відповідно, головне завдання полягає в тому, щоб компенсувати зменшення приросту ресурсів додатковим підвищенням ефективності виробництва на інтенсивній основі. Завдання полягає в тому, щоб компенсувати зменшення приросту ресурсів додатковим підвищенням ефективності виробництва на інтенсивній основі, прикладом чого може слугувати ВАТ “Укрнафта”. Станом на 01.01.2006 р. Компанія здій-

снювала промислову та дослідно-промислову розробку 91 родовища з видобутку нафти, газу та конденсату, з них на заході – 34 родовища і на сході – 57 родовищ. Більшість з них перебувають на пізній стадії розробки, характеризуються збільшенням обводнення продукції, зниженням рівня видобутку пластових флюїдів та збільшенням відбору рідини із продуктивних горизонтів. Це призвело до спаду по ВАТ “Укрнафта” обсягів видобування нафти з конденсатом з 13,9 млн. тонн у 1972 році до 2,9 млн. тонн у 2000 р. [1]. За таких умов абсолютно правильним було рішення на оптимізацію структури фонду свердловин, покращання якості їх будівництва, забезпечення експлуатаційної надійності діючого фонду в ускладнених геолого-технічних умовах, при широкому застосуванні різноманітних методів інтенсифікації припливів, запровадженні ресурсозберігаючих технологій у бурінні та нафтогазовидобутку (табл. 1).

Провідні російські аналітики прогнозують, що зі вступом до Світової організації торгівлі (СОТ) можуть постати проблеми якості випуску продукції, в тому числі надійності будівництва свердловин, де будуть запроваджені стандарти Американського нафтового інституту (АНИ) [2]. При цьому, як типовий, наводиться приклад спорудження свердловин у Алжирській Сахарі фахівцями ОАО «Зарубежнефть». На одній з них після цементування 178 мм експлуатаційної колони акустичний цементомір (АКЦ) засвідчив низьку якість виконаних робіт. Технічне керівництво алжирської компанії «Сонатрак» прийняло рішення обурити і підняти на денну поверхню обсадну колону, після чого здійснити спуск та цементування нової колони. На виправлення допущеного браку було затрачено 6 місяців.

Таблиця 1 — Динаміка основних показників роботи ВАТ «Укрнафта» за 2003-2005 рр.

№ п/п	Показники	2003 р.	2004 р.	2005 р.
1	Експлуатаційний фонд нафтових свердловин,	2218	2219	2227
	з них: діючі свердловини	1953	1878	1986
	бездіючі свердловини	255	332	237
	свердловини в освоєнні та облаштуванні	10	9	4
2	Видобуток нафти з газовим конденсатом, т,	2901581	3032512	3117654
	у тому числі: видобуток нафти	2595889	2739555	2808823
	видобуток газоконденсату	305692	292957	308831
3	Експлуатаційний фонд газових свердловин	235	249	266
	з них: діючі свердловини	189	190	199
	бездіючі свердловини	42	54	63
	свердловини в освоєнні та облаштуванні	4	5	4
4	Видобуток природного і нафтового газу, тис. м <sup>3</sup>	3264562	3350025	3271725
	у тому числі: газ природний	2569429	2559793	2420067
	газ нафтовий	695133	790232	851658

У той же час фахівці визнають, що діючі на даний час у практиці спорудження свердловин показники оцінювання якості робіт з формування кріплення (герметичність обсадних колон, висота цементного каменю за колоною, щільність його контакту з обсадною колоною та гірською породою, наявність чи відсутність на момент обстеження позаколонних перетікань) не можуть служити достовірними критеріями оцінювання надійності роботи свердловини як інженерної споруди.

Згідно з [3, 4] надійність — це комплексна властивість системи, яка залежить від призначення об'єкта і характеризує його здатність зберігати у часі та встановлених межах значення всіх необхідних параметрів функціонування. Характеризується такими показниками: як безвідмовність, довговічність, ремонтоздатність, збережувальність, а також готовність. Причому для забезпечення необхідного рівня експлуатаційної надійності заколонного простору кріплення свердловини як інженерної споруди, першочергову увагу слід зосередити на показниках довговічності та ремонтоздатності [5].

Довговічність – властивість об'єкта виконувати потрібні функції до переходу у граничний стан при встановленій системі технічного обслуговування чи ремонту. Довговічності кріплення можна досягти спорідненістю компонентного складу складових елементів, їх властивостей, а також схожістю процесів можливого руйнування під час експлуатації. У першу чергу, це стосуватиметься поведінки матеріалів під впливом різноманітних навантажень, що виникають на різних етапах спорудження та експлуатації свердловини. Вони обумовлені особливостями взаємодії обсадної колони з елементами ізоляційного кільця та стінками свердловини. Несправність об'єкта (цементного кільця) може настати через неміцність, перевантаження, невміле поводження, корозійне руйнування або старіння. Наприклад, за результатами досліджень основних типів тампонажних матеріалів, з практики кріплення свердловин родовищ

України автори [6] стверджують, що найменшою довговічністю та корозійною стійкістю характеризується цементний камінь на базі портландцементу з домішками золи чи палигорскітового глинопорошку. Зразки цих матеріалів, після восьми років витримування у пластовій мінералізованій воді хлоркальцієвого типу, практично повністю втрачають міцність. На основі рентгеноструктурного аналізу встановлено, що руйнування цементного каменя, у першу чергу, обумовлене утворенням етрингіту  $\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{CaSO}_4 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$  та гіпсу  $2\text{CaSO}_4$ . Механізм руйнування полягає у збільшенні етрингітом об'єму і подальшому формуванні системи тріщин, у той час як гіпс призводить до різкого зменшення міцності цементного каменя.

Сьогодні проблему забезпечення статичної довговічності каменя вирішують шляхом використання седиментаційно стійких, активованих, розширюючих, дисперсно-армуючих та інших тампонажних матеріалів, переважно на клінкевній основі. Для покращання якості кріплення використовується: порційне цементування, що передбачає використання сумішей з різними термінами тужавіння, міцнісними характеристиками; різноманітні методи регулювання процесами структуроутворення, а також елементи технологічної оснастки (муфти ступінчастого цементування, пристрої для секційного спуску колон, заколонні пакери тощо). У окремих випадках їх застосування забезпечує деякий, як правило, короткотривалий ефект. Однак, надалі під час виконання різноманітних технологічних операцій (опресування обсадних колон, розбурювання цементних стаканів та елементів технологічної оснастки, вторинного розкриття продуктивних покладів, обробки привибувної зони пласта (ПЗП), інтенсивної експлуатації спостерігається руйнування елементів кріплення, у першу чергу – порушення цілісності заколонного простору [5].

Прикладом такої ситуації може слугувати досвід кріплення 219мм “хвостовика” на свердловині 552 ГС Долинська. Перед його спуском



Рисунок 1 — Фотографія зразків цементного каменю зі свердловини 552 ГС Долина

та цементуванням основні параметри промивальної рідини (температура заміру 18°C) були такими: густина – 1350 кг/м<sup>3</sup>; умовна в'язкість – 104 с; водовіддача за 30 хв – 9,0 см<sup>3</sup>; товщина кірки – 3,0 мм; КЗК – 0,15; статична напруга зсуву СНЗ<sub>1/10</sub> – 134,2/ 300,00 дПа; пластична в'язкість – 16,0 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 230 дПа; водневий показник рН – 9,08; мінералізація фільтрату – 3,2 %; вміст колоїдної фази – 9,5 %; вміст іонів Са<sup>++</sup> – 400,8 мг/л; вміст іонів Mg<sup>++</sup> – 121,6 мг/л, вміст КСІ – сліди. Тампонування колони здійснювалось на суспензії, замішаній з цементу ПЦТ-І-100 при ВЦ – 0,5 з додаванням 0,035% НТФК. Основні параметри: густина 1820 кг/м<sup>3</sup>, розтічність – 250 мм, міцність на вигин – 5,0 МПа. Цементування відбулось без ускладнень. Під час подальшого поглиблення із застосуванням компоновки: Ш 190,5 СЗ-ГВ-2, електроробур Е 164-8МР, телеметрична система СТЕ-164, ПК1-164, ОБТС2 – 84 м разом з шламом зі свердловини виносило крупні уламки (5-7 см) цементного каменю, сформованого у заколонному просторі свердловини (рис. 1). На зовнішній поверхні зразків спостерігаються характерні сліди взаємодії каменю з обсадною колоною. За результатами аналізу встановлено, що зразки матеріалу містять від 40 до 60% бурового розчину, його міцність на стиснення складає 26-42МПа, а відкрита пористість – до 32,7%.

Таким чином, зосередження уваги дослідників лише на покращання якості тампонажних матеріалів не здатне суттєво підвищити якість кріплення свердловини. Вирішення вказаної проблеми можливе лише за рахунок комплексного підходу, розробки та реалізації інноваційних рішень із забезпечення необхідного рівня надійності кріплення. Ці рішення, очевидно, повинні передбачати розробку таких питань: відповідна підготовка стовбура свердловини до цементування; використання спеціальної технологічної оснастки, яка б забезпечила можливість взаємного переміщення тампонажної суспензії і колони обсадних труб під час та після завершення операції цементування; використання комбінованої системи кріплення; оптимізації технологічних рішень та забезпечення їх максимальної реалізації під час операції цементування;

створення необхідного режиму ОЗЦ, тощо. Над цими проблемами працювали дослідники ІФНТУНГ, фахівці ВАТ “Укрнафта”, ДК “Укргазвидобування”, УкрДРГІ, ЗАТ “НДІ КББІ”, НВП “Спецматеріали” НВК “Техноімпульс”. Їх розробки необхідно активно залучати до широкого промислового впровадження. Враховуючи різнопланове підпорядкування вище названих структур, координацію робіт доцільно було б покласти на кафедру буріння ІФНТУНГ.

Ремонтопридатність – властивість об'єкта бути пристосованим до підтримання та відновлення стану, у якому він здатний виконувати потрібні функції за допомогою технічного обслуговування та ремонту [3, 4]. У нашому випадку слід оцінювати можливості проведення ефективних ремонтно-відновлювальних робіт, скерованих на підтримання окреслених параметрів функціонування кріплення.

Питання щодо забезпечення ремонтоздатності кріплення особливо актуальне враховуючи вікову структуру свердловин більшості з родовищ України (рис. 2). Так, станом на 01.01.2006 р. на родовищах ВАТ “Укрнафта” частка нафтових свердловин віком понад 20 років складала 61,7%. Свердловини від 12 до 20 років – 17,9%, від 5 до 12 років (в межах амортизаційних відрахувань) – 15,0% і лише 5,4% свердловин мали термін експлуатації до 5 років. По газових свердловинах ситуація дещо краща: 13,5% свердловин віком до п'яти років, 37,2% – до 12 років, 24,8% – від 12 до 20 років. Свердловини, вік яких перевищує 20 років, складають 24,5%. Такий стан речей вимагає підвищеної уваги до технічного стану свердловин, розробки та впровадження високоефективних технологій підтримання експлуатаційної надійності заколонного простору кріплення.

Враховуючи високу вартість ремонтно-відновлювальних робіт, надзвичайно перспективним напрямком досліджень буде подальше удосконалення інноваційних технологій з відновлення надійності кріплення, в першу чергу – за умов АВПТ, АНПТ, виконання робіт у похило-скерованих свердловинах, застосування колтубінга тощо. Саме на розробці цих питань і слід зосередити увагу під час досліджень, ске-

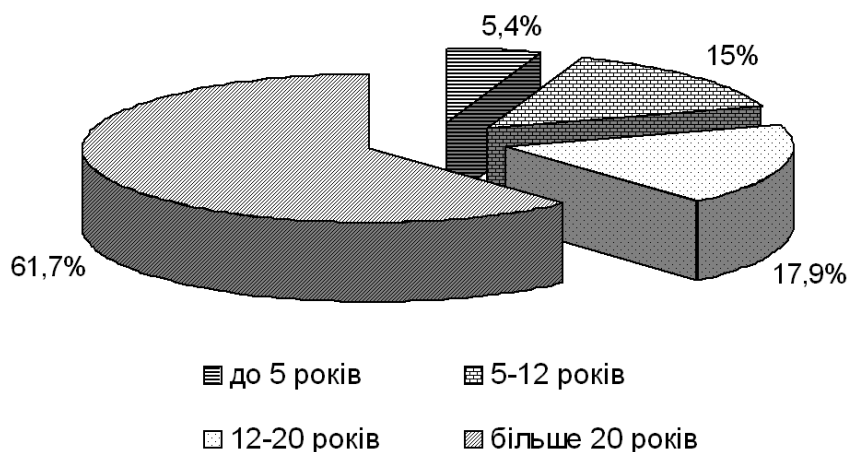


Рисунок 2 – Вікова структура свердловин родовищ України

рованих на забезпечення надійності роботи за- колонного простору кріплення свердловини.

Кафедрою буріння ІФНТУНГ розроблено та впроваджено у промислову практику ціла низка інноваційних технологій та пристроїв для виконання ремонтно-відновлювальних робіт у свердловинах. До них належать високоефективні тампонажні композиції для встановлення ізоляційних мостів та відновлення герметичності елементів кріплення. Залежно від поставле- них завдань та термобаричних умов викорис- тання як базова система можуть бути викорис- тані водорозчинні полімери чи нафтополімерна смола СПП – продукт полімеризації ненасиче- них з'єднань фракцій С8-С9 піролізних сланце- вих смол.

Також до числа таких розробок можна за- рахувати принципово нову конструкцію тампо- нажного снаряда, використання якого практич- но виключає передчасне структуроутворення нерухомої тампонажної суспензії та її пере- мішування з контактуючими рідинами, а також збільшує щільність контакту матеріалу зі стін- ками свердловини. Пристрій дає змогу встано- влювати всередині ізоляційного екрану армую- чий каркас з металевих, мінеральних чи полі- мерних волокон, використовувати ефект регу- льованого зневоднення цементного розчину, а також формувати комбіновані конструкції з використанням композитних матеріалів, що володіють в'язко-пружними властивостями та так званим "барус-ефектом". Крім того, розро- блено високоефективні пристрої для контро- льованого встановлення ізоляційних екранів з використанням колони труб, включаючи герме- тизуючу, розмежувальні та утримуючу пробки. Порівняно з відомими конструкціями їх вирізняють: простота виготовлення та експлуатації, висока надійність у роботі, можливість багато- разового використання без підйому зі свердло- вини.

Використання вказаних пристроїв дає змо- гу з достатньою технологічною гнучкістю за- стосовувати різні варіанти проведення опера- цій, досягаючи максимального результату.

З метою суттєвого зменшення затрат на виконання операції розроблено способи форсо-

ваного формування структури в'язучого мате- ріалу на клінкерній основі. Комплексними фі- зико-хімічними дослідженнями уточнено меха- нізм впливу режиму активації на процеси стру- ктуроутворення тампонажних сумішей та їх технологічні властивості.

Удосконалено технологічні методи вико- нання робіт мостів в аномальних умовах:

метод контрольованого встановлення ізо- ляційних мостів;

метод ізоляції зон поглинань;

метод селективної ізоляції кріплення свер- дловини;

метод встановлення ізоляційних екранів в умовах АНПТ, АВПТ;

метод встановлення мостів у похило- скерованих свердловинах.

Вказані розробки пройшли успішні проми- слові випробування на нафтогазових родови- щах України, Казахстану, Росії, Таджикистану, Туркменії.

### Література

1 Демченко П.М. Стан, проблеми та пер- спективи видобування нафти, конденсату та газу у ВАТ "Укрнафта".// Матер. 7-ої Міжн. наук.- практич. конф. "Нафта і газ України – 2002". – 2002. – С 22-24.

2 Кузнецов Б. Проблемы супервайзинга в бурении // Бурение и нефть. – 2006. – № 12. – С. 8-9.

3 ДСТУ 2860-94 Надійність техніки. Тер- міни та визначення. – К.: Держстандарт Украї- ни, 1994. – 92 с.

4 ДСТУ 2470-94 Надійність техніки. Сис- теми технологічні. Терміни та визначення. – К.: Держстандарт України, 1994. – 11 с.

5 Куксов А.К. Совершенствование мето- дов повышения качества крепления скважин. //Тр. ВНИИКРнефть. – 1990. – С.150-159.

6 Величко М.М., Соболевський Я.Ю., Ско- челяс А.Б. Дослідження корозійної стійкості та довговічності цементного каменю на базі поле- гшених цементів // Матеріали 7-ої Міжнародної науково практичної конференції "Нафта і газ України – 2002". – 2002. – С. 328.