



УДК 621:622.276

## АНАЛІЗ ПРИЧИН УСКЛАДНЕНЬ ПРИ БУРІННІ ТА КРІПЛЕННІ ОБСАДНИХ КОЛОН СВЕРДЛОВИН ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

**А. М. Похилко,**

асистент, кафедра обладнання нафтових і газових промислів,  
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.

**Ю. С. Міщук,**

асистент, кафедра обладнання нафтових і газових промислів,  
Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка.

*Розглянуто основні причини ускладнень при бурінні та кріпленні свердловин Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ). Показані домінуючі фактори, які характеризують технічний стан свердловини. Розкриті взаємозв'язки між геологічними, хімічними і фізичними чинниками, які впливають на якість цементного каменю. Подана класифікація дефектів цементного кільця за походженням та ступенем впливу на фактичну ізоляцію заколонного простору. Проаналізовані гірничо-геологічні особливості спорудження свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини. Наведені статистичні дані про ускладнення та аварії на деяких свердловинах ДДЗ за період 2000 – 2008 рр. Показано, що якість цементування залежить, зокрема, від властивостей тампонажного розчину та їх регулювання відповідно до конкретних параметрів у пласті.*

**Ключові слова:** ускладнення при бурінні, цементний камінь, кріплення свердловин, заколонні переточки, Дніпровсько-Донецька Западина

## EVALUATION OF REASONS THE PROBLEMS DRILLINGS AND CASING IN DNEPER-DONETSK RIFT

**A. Pohylko,**

assistant, Department equipment oil and gas fields,  
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University.

**Y. Mishchuk,**

assistant, Department equipment oil and gas fields,  
Poltava National Technical Yuri Kondratyuk University.

*The article presents main reasons of the drilling problems and well casing on the Dnieper-Donets rift (DDR). The dominant factors which is characterizing of well integrity study were showed. Interrelation of geological, chemical and physical factors that have impact on the cementing quality were detected. Classification of defects cement sheath by genesis and influences quantity for real isolation bore hole annulus were suggested. Mining-and-geological characteristics of well casing on the fields of the Dnieper-Donets rift were analyzed. The statistics of complication in the course of drilling in some wells of Dnieper-Donets rift for the 2000 - 2008 year were described. The article presents dependence of well cement off control rheologic properties cementing slurry respectively reservoir conditions.*

**Keywords:** drilling problems, cement stone, well casing, wellbore leakage, Dnieper-Donets rift.

**Вступ.** При цементуванні свердловин на бурових підприємствах України використовують переважно стандартний тампонажний портландцемент ПЦТІ-100, цементно-золи суміші (ЦЗС) на основі ПЦТІ-100 і золи кислоти

ТЕС (ЗК), будівельний портландцемент ПЦІ-500-Н та спеццементи ШПЦС, ПЦТІІ-Пол5-100, ЦТП 1,5-100, ЦТО-100, ОШЦ [1]. Проте проведені дослідження [2, 3] свідчать, що при твердінні цементний камінь з багатьох тампо-

нажних цементів має тенденцію до деформації усадки, дія якої є негативним фактором для надійного розмежування пластів. Як правило, це є головною причиною неякісного цементування.

**Актуальність проблеми.** Створення надійного цементного каменю у свердловинах суттєво визначає надійність їх безаварійної роботи. В Україні близько 11 продуктивних (5 – газоносних, 1 – газонафтоносний, 1 – нафтовий та 4 – перспективних) комплексів, які розробляються та мають потенціал на площі Дніпровсько-Донецької западини. Для повноцінного використання ресурсного потенціалу даного регіону постає необхідність забезпечення безаварійної роботи свердловин з максимально можливим видобутком. Тому, перш за все, потрібно провести моніторинг існуючих ускладнень та аварій при бурінні та кріпленні свердловин, щоб попередити їх повторення при спорудженні наступних гірничих виробок.

**Аналіз досліджень і публікацій.** Оpubліковано ряд наукових праць присвячених проблемам ускладнень та аварій при бурінні та кріпленні свердловин. Значний внесок у вивчення їх причин зробили А.І. Булатов, В.Ф. Абубакиров, Ю.М. Басаригін, В.С. Бакшутів, В.П. Детков, М.О. Ашраф'ян, Є.М. Соловйов, Р.С. Pessier та інші. Із українських науковців варто виділити праці В.М. Орловського, С.Г. Михайленка, В.Ф. Горського, В.М. Світлицького, М.А. Мислюка, Я.С. Коцкулича.

Окремі праці [1, 3, 5,6, 9] присвячені розробленню нових та удосконаленню існуючих тампонажних розчинів для підвищення надійності цементного каменю при кріпленні свердловини.

Разом з тим, багатофакторність явища ускладнень при бурінні та кріпленні свердловин, його залежність від конкретних геологічних умов актуалізують проблему моніторингу та узагальнення інформації [10], зокрема, в умовах ДДЗ.

**Мета статті** – огляд і аналіз причин ускладнень при бурінні та кріпленні обсадних колон свердловин Дніпровсько-Донецької западини.

**Виклад основного матеріалу.** Багатофакторність процесів кріплення та експлуатації свердловин, їх залежність від геологічних, хімічних і фізичних чинників, обумовлюють необхідність при їх вивченні і реалізації спиратися як на практичний досвід, так і на теоретичні узагальнення. Від якості розмежування пластів залежить тривалість безаварійної експлуатації свердловини та максимальний видобуток флюїду з пласта.

Цементування свердловини є найбільш відповідальним завершальним етапом будівництва свердловин і у разі його недосконалоного виконання всі успіхи попередніх робіт можуть нівелюватися.

Поняття технічного стану кріплення свердловин має досить широке значення і залежить від конкретних умов.

Якщо використовувати це поняття для обсаджених нафтогазових свердловин, їх технічний стан оцінюється на основі володіння достовірною інформацією про:

- стан контакту цементного кільця з породою і колоною;
- наявність, місцезнаходження і розмірів дефектів цементування об'ємно-контактного типу в заколонному просторі;
- наявність і місцезнаходження заколонних і міжпластових перетікань;
- наявність і місцезнаходження ділянок колони, уражених корозією внутрішньої поверхні;
- наявність, місцезнаходження і характер дефектів герметичності стінок обсадної колони;
- стан ізоляції цементного кільця і заколонного простору;
- місце і характер прихвату(прихоплення) обсадних труб гірськими породами.

Головним критерієм оцінки технічного стану кріплення свердловин є якість ізоляції заколонного простору і герметичність обсадної колони в момент проведення геофізичних досліджень.

За своїм походженням дефекти цементного кільця поділяються на первинні, тобто ті які утворюються до початку експлуатації продуктивних горизонтів, і вторинні, які виникають в процесі тривалої експлуатації свердловини.

Утворення дефектів первинного типу обумовлено впливом технології бурових і тампонажних робіт, вибраними режимами очікування затвердіння цементу, опресування і перфорації обсадної колони. Причиною їх утворення є недосконалість технологічних операцій, проведених бурових і тампонажних робіт, при яких не враховуються геологічні і гідргеологічні особливості конкретного району робіт, а саме:

- погіршення реологічних властивостей бурових розчинів – призводить до інтенсивного каверноутворення у стовбурі свердловини і, як наслідок, впливає на неоднорідність заповнення заколонного простору тампонажним ро-

зчином, що порушує суцільність цементування і, відповідно, зменшує інтегральні міцнісні характеристики ізолюючого цементного шару;

- проведення тампонажних робіт в інтервалах з аномально-високими пластовими тисками (АВПТ) – супроводжується інтенсивними нафтогазопроявами, що призводить до заколонних перетікань, а в інтервалах з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ) – гідророзривами пласта з активним поглинанням тампонажного розчину;

- недосконало підібрана рецептура тампонажного розчину – призводить до порушення його седиментаційної стійкості, а також зміни реологічних характеристик;

- порушення технології опресовки і перфорації колони, або недотримання оптимального режиму, невідповідності його конкретним умовам приводить до утворення дефектів цементування контактного типу – мікророзривів або вертикальних тріщин в цементному кільці.

Утворення дефектів вторинного типу обумовлюється режимом експлуатації продуктивних інтервалів, агресивністю ізолюваних пластових вод і видобувного продукту, корозійною стійкістю цементного каменю і обсадної колони.

Присутність у складі флюїду (продукту, пластової води) сірководню або вуглекислоти значно прискорює процес корозії і руйнування цементного каменю – знижується його механічна міцність, зменшується об'ємна густина і відбувається послаблення адгезійних зв'язків з поверхнею колони, розвиваються контактні дефекти (мікророзриви).

Дефекти цементування незалежно від часу їх утворення (первинні або вторинні) в конкретний момент часу за ступенем впливу на фактичну ізоляцію заколонного простору поділяються на дефекти активного і пасивного типу.

Активними є дефекти, через які в даний момент часу відбувається рух рідини між водопроявним пластом і прилеглими горизонтами або безпосередньо на денну поверхню.

Пасивними є дефекти, через які рух рідини не відбувається.

Аналіз причин, що впливають на утворення дефектів технічного стану різного типу в обсаджених свердловинах нафтових і газових родовищ показує, що найбільш розповсюдженими є наступні дев'ять типів дефектів:

- контактний мікроазор на межі цементного кільця з колоною (з розкритістю 0 – 200 мкм);

- вертикальний канал в цементному кільці (з кутом розкриття 5 - 180°);

- маломіцний цемент ( $\sigma \leq 10 \text{ кгс/см}^2$ );

- тампонажний розчин із несформованою структурою;

- ковзний контакт цементного кільця з породою (для товщини цементного кільця 1,5 – 3 см);

- негерметичність колони у вигляді отвору, щілини або інтервалу перфорації;

- корозія внутрішніх і зовнішніх стінок обсадної колони;

- заколонні зв'язки або перетоки (з витратою в межах  $Q = 5 - 100 \text{ м}^3/\text{добу}$ );

- прихват обсадної колони або бурильного інструмента у відкритому стовбурі свердловини.

Однією з головних причин таких явищ є неякісне кріплення (цементування) свердловин, особливо в зоні залягання продуктивних горизонтів.

За даними [2] на більшості родовищ нафти і газу України виявлені міжколонні тиски, ще до здачі свердловин в експлуатацію. Наприклад, в НГВУ «Полтаванафтогаз» у 23,5 % газових свердловин міжколонні тиски виникли на стадії спорудження, а в ГПУ «Полтавагазвидобування» таких свердловин виявилось 16,7 %.

Нафтогазоконденсатні родовища центральної і східної частини ДДЗ в межах України розташовані на території Дніпропетровської, Харківської, Сумської, Полтавської та Чернігівської областей.

Нафтогазоносність ДДЗ, насамперед, приурочена до чотирьох нафтогазоносних комплексів: девонського, кам'яновугільного, нижньопермського і тріасового.

В таблиці 1 наведені основні можливі ускладнення під час буріння у стратиграфічних і літологічних розрізах Дніпровсько-Донецької западини.

У зв'язку із наявними ускладненнями під час буріння постає проблема створення надійного міцного каналу, в якому будуть відсутні ускладнення та аварії. Запорукою цього є правильний підбір тампонажного цементу та досконале проектування самого процесу ізоляції продуктивного пласта.

Крім того, складна геологічна будова ДДЗ створює передумови для виникнення характерних аварій та ускладнень під час кріплення свердловин. В таблиці 2 наведена інформація про ускладнення на деяких свердловинах цього регіону за період 2000 – 2008 рік.

**Таблиця 1 – Гірничо-геологічні особливості споруджування свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини [3]**

Стратиграфічний підрозділ (система)	Літологічний склад гірських порід	Термобаричні умови	Можливі ускладнення під час буріння	Тип обсадної колони	Тип тампонажного матеріалу
Четвертинна Неогенова Палеогенова	Глини, суглинки, піски, пісковики, мергелі, буре вугілля, алевроліти слабозцементовані	15 – 25 °С Ka = 0,8 – 0,9	Поглинання бурової промивальної рідини, порушення цілісності стовбура свердловини (осипи, обвали, звуження стовбура), сальнікоутворення	Кондуктор	ПЦТ ІІІ-Пол.5-100 + ПЦТ ІІ-50
Крейдова Юрська Триасова	Крейда, мергелі, глини, пісковики, буре вугілля, алевроліти	25 – 65 °С Ka = 0,9 – 1,05	Поглинання бурової промивальної рідини, порушення цілісності стовбура свердловини, сальнікоутворення	Проміжна колона	ПЦТ ІІІ-Пол.5-100 + ПЦТ І-100
Пермська	Ангідрити, доломіти, вапняки, засолені глини, пісковики, алевроліти, КМСП (каліймагнієві сольові породи), чергування пачок кам'яної солі з пластами ангідритів, доломітів і глинистих карбонатів	55 – 80 °С Ka = 1,0 – 1,1; 1,4 – 1,6	Порушення цілісності стовбура свердловини, інтенсивне жолобоутворення та каверноутворення, поглинання бурової промивальної рідини	Проміжна колона	ПЦТ І-100 + ШП(ПЦТ І-100 + МДТР)
Кам'яновугільна	Аргіліти, алевроліти, вапняки, вугілля кам'яне, пісковики	70 – 130 °С Ka = 0,3 – 1,15	Поглинання бурової промивальної рідини, порушення цілісності стовбура свердловини, нафтогазопрояви	Експлуатаційна колона	ПЦТ І-100(ШПЦС-120) + РТМ-75(РТМ-120)
Девонська	Пісковики, алевроліти, глинисті доломіти та темно-сірі аргіліти	80 – 150 °С Ka = 0,3 – 1,15			

Причиною деформації обсадних колон в інтервалах залягання нестійких відкладів, можна виділити наступні причини порушення цілісності колон:

- змінання гірничим тиском, що передається на обсадну колону у разі відсутності надійного ізоляційного екрану;
- порушення колони нерівномірним тиском, що передається на труби при деформаціях відкладів, при однобічному розташуванні це-

ментного каменю, чи у незацементованій ділянці у жолобах та кавернах;

- змінання надлишковим тиском рідини, защемленої в ізольованих кавернах;
- деформування колони внаслідок однобічної дії гірничого тиску на ділянках підвищеної кавернозності.

Три з чотирьох вищеперерахованих різновидів порушення цілісності колон безпосередньо пов'язані з неякісним цементуванням, що

можна вважати однією з основних причин деформації обсадних труб.

Закріплююча дія цементного кільця сприяє підвищенню опору колони зовнішньому тиску. Величина тиску зминання у системі "труба-труба" здебільшого залежить від стану цементної оболонки у міжтрубному просторі. Якщо цементне кільце незадовільної якості,

воно деформується від вигину зовнішньої труби, підсилюючи здатність цементнокам'яню нівелюється, і система кріплення порушується. У випадку, коли цементний камінь володіє необхідними властивостями, навіть незважаючи на значну деформацію зовнішньої труби, система кріплення збереже свою функціональність [5].

**Таблиця 2 – Статистика ускладнень та аварій на деяких свердловинах ДДЗ за період 2000 – 2008 рік [3]**

Свердловина	Період виникнення ускладнення, рік	Затрати часу на ліквідацію, годин	Вид ускладнення
28 - Ярошівська	2000	2664	Передчасне тужавіння цементного розчину внаслідок впливу солей на структуроутворення тампонажного розчину
100 – Машівська	2002	2809	Деформація обсадної колони
56 – Східно-Полтавська	2003	1340	Деформація обсадної колони
101 – Біс-Машівська	2003	1635	Поглинання тампонажного розчину
11 – Кобзівська	2004	3887	Деформація обсадної колони
55 – Ярошівська	2008	8472	Передчасне тужавіння цементного розчину внаслідок відфільтровування води, заміщення у високوپроникні пісковики

У свердловині на тампонажний камінь діє ряд навантажень, які виникають впродовж всього терміну її спорудження та експлуатації і безпосередньо впливають на цілісність цементного кам'яню поза обсадною колоною. Важливу роль також відіграє якість зчеплення цементного кам'яню з обмежувальними поверхнями – породою, обсадною колоною та допоміжним інструментом. Особливо на якість зчеплення впливають динамічні навантаження, при яких зміна величини, місця та напрямку прикладання сили відбувається так швидко, що під час розрахунку необхідно враховувати значні сили інерції. Таким чином, напруження та деформації в місцях їх прикладання можуть призводити до руйнування цементного кільця та зношування обсадної колони. Це, у свою чергу, тягне за собою порушення нормальної роботи свердловини, необхідність зупинки свердловини та ремонтні роботи, що відповідно вимагає великих вкладень.

За даними [4] в кожній третій свердловині на українських підземних сховищах газу спостерігаються міжколонні тиски. Причиною

цього є негерметичності та прояви дефектів, що сформовані в процесі буріння та кріплення свердловин.

В таблиці 3 виділено ряд основних причин неякісного кріплення свердловини та їх ознаки.

Початкова стадія очікування твердіння цементного розчину є однією з найнебезпечніших оскільки можливі виникнення нафтогазопроявів і міжпластових перетоків [6]. Оскільки створюється небезпека фільтрації пластового флюїду через цементний камінь на стадії формування (коли він являє собою проникну суміш гідратаційних продуктів твердої фази розчину, пори якої заповнені рідиною замішування), це стає причиною суфозійного каналотворення.

За даними [7] Полтавського відділу бурових робіт бурового управління «Укрбургаз», від 10 до 50% нафтових та до 60% газових свердловин мають за колонні перетікання і є частково або повністю непридатними для подальшої експлуатації.

**Таблиця 3 – Основні причини неякісного кріплення свердловин та їх характеристики[5]**

№ з/п	Причини неякісного кріплення свердловин	Ознаки
1	Зниження тиску в обсадній колоні в процесі ОЗЦ	Утворення каналів між обсадною колоною та цементним кільцем
2	Низький коефіцієнт вилучення фільтраційної кірки бурового розчину з міжколонного простору	Утворення каналів між обсадною колоною, цементним кільцем та/або гірською породою
3	Пониження тиску на пласті	Проникнення пластового флюїду в цементний розчин.
4	Формування цементного каменю при безпосередньому контакті з цементною кіркою	Зміна макро- та мікроструктури цементного каменю в контактній зоні
5	Деформація обсадної колони при її опресуванні та інших технологічних операціях	Утворення каналів між обсадною колоною та цементним кільцем
6	Деформація обсадної колони та цементного каменю в процесі механічного буріння	Поява тріщин в цементному камені та/або його остаточне руйнування

### Висновки

Для попередження ускладнень при бурінні та кріпленні свердловин особливу увагу необхідно приділяти якості цементування, враховуючи найбільш розповсюджені проблеми[8]:

- неповне видалення промивальної рідини і фільтраційної кірки із зони цементування;
- неточно підібрані технологічні параметри цементного розчину (густина, в'язкість, час тужавіння, фільтратовіддача, статична напруга зсуву та ін.);
- високе поглинання цементного розчину на ранній стадії гідратації;
- осмотичний масоперенос;
- усадка цементного каменю при твердінні;
- недостатнє зчеплення цементного каменю зі стінкою свердловини і обсадною колоною.

Герметичність кріплення нижньої частини зацементованого інтервалу можна покращити, якщо в період тужавіння тампонажного розчину і формування каменю всередині експлуатаційної обсадної колони підтримувати тиск близький до тиску періоду експлуатації свердловини, що дозволить попередити відрив зовнішньої поверхні колони від каменю і утворення зазору між ними в результаті радіального стиску труб при створенні депресії.

### Література

1. Орловський В.М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні монографія / В.М. Орловський. – Полтава, 2015. – 129 с.
2. Коцкулич Я.С., Коцкулич Є.А. До проблеми забезпечення надійності розмежування пластів у нафтових і газових свердловинах //

Прикарпатський вісник НТШ.Число.-2010.- №1(9).

3. Ставичний Є.М. Розроблення тампонажних систем для цементування хомогенних відкладів у свердловинах родовищ Дніпровсько-Донецької западини: дис. на здоб. вчен. ступ. канд. тех. наук: спец. 05.15.10 "Буріння свердловин" / Ставичний Євген Михайлович. –Івано-Фраківськ, 2015. – 13 с.
4. Сухін Є.І. Елементи створення, формування та експлуатації підземних сховищ газу / Є.І. Сухін, Б.І. Навроцький. – К. : ППНВ, 2004. – 528 с. – ISBN 966-8638-00-Х.
5. Гриманюк В. І. Дослідження механічних властивостей дисперсноармованого тампонажного каменю під час статичних та динамічних навантажень / В. І. Гриманюк// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 2 (43). – С. 91-97.
6. Горський В. Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В.Ф. Горський /. – Чернівці – 2006 – 524 с.
7. Коцкулич Я.С. Підвищення довговічності кріплення нафтових і газових свердловин / Я.С. Коцкулич, М.В. Сенюшкович, Б.А. Тершак // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – № 1 (15). – С. 21-26.
8. Булатов А.И. Механика цементного камня нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1994. – 387 с.
9. Soltanian H. A new cement additive to improve the physical properties of oil well cement and to enhance zonal isolation / H. Soltanian, A. Khojastefar, A. Ghorban. – Journal of Petroleum Science and Technology, Tehran, Iran: April. - №3 (1). – 2013. – P. 31-38.
10. R.C. Pessier (Hughes Tool Co.) | M.J. Fear (BP Exploration). Quantifying Common Drilling

Problems With Mechanical Specific Energy and a Bit-Specific Coefficient of Sliding Friction. // Society of Petroleum Engineers. SPE Annual

Technical Conference and Exhibition, 4-7 October, Washington, D.C. 1992. <https://doi.org/10.2118/24584-MS>.

*Рассмотрены основные причины осложнений при бурении и креплении скважин Днепровско-Донецкой впадины. Показаны доминирующие факторы, характеризующие техническое состояние скважины. Раскрыты взаимосвязи между геологическими, химическими и физическими факторами, которые влияют на качество цементного камня. Представлена классификация дефектов цементного кольца за происхождением и степенью влияния на фактическую изоляцию заколонного пространства. Проанализированы горно-геологические особенности сооружения скважин на месторождениях Днепровско-Донецкой впадины. Наведены статистические данные об осложнениях и авариях на некоторых скважинах ДДВ за период 2000 – 2008 г. Показано, что качество цементирования зависит, в частности, от свойств тампонажного раствора и его регулирования в соответствии с конкретными параметрами в пласте.*

**Ключевые слова:** осложнения при бурении, цементный камень, крепления скважин, заколонные перетоки, Днепровско-Донецкая впадина

**Відомості про авторів:**

Похилко Аліна Миколаївна, асистент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: PohylkoAlina@pntu.edu.ua.

orcid.org/0000-0003-4565-3411.

Міщук Юлія Сегіївна, асистент кафедри обладнання нафтових і газових промислів, Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, Україна, 36011, м. Полтава, Першотравневий проспект, 24.

E-mail: MischukYuliya@pntu.edu.ua.

orcid.org/0000-0002-0200-2451