

УДК 622.245.428

## МЕТОДИЧНІ АСПЕКТИ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОСТІ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН НА ПІЗНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ УКРАЇНИ

Б.АТершак

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (03422) 42153;

e-mail: [drill@nung.edu.ua](mailto:drill@nung.edu.ua)

*Рассмотрены методические аспекты обеспечения надежности крепления буровых скважин на примере месторождений Украины, находящихся на поздней стадии разработки. Показана необходимость учета работ по интенсификации притока пластовых флюидов использованием методов влияния на призабойную зону пласта (ПЗП).*

*Изучена динамика работ по ПЗП в буровых скважинах ОАТ "Укрнефть".*

*Рассмотрены направления обеспечения необходимого уровня показателей надежности как на этапе формирования, так и дальнейшего поддержания надежности крепления буровой скважины.*

*Methodical aspects of safety casing by example of the late stage of oil-gas fields development fields in Ukraine are analyzed. The necessity of consideration of formation fluids flow stimulation by using methods of influence on bottomhole formation zone (BFZ) is described.*

*Work dynamics of BFZ in OJSC "Ukrnafta" wells is studied.*

*Ways of required level of reliability factors providing at the formation stage and further stage of safety casing support are analyzed.*

Складні геолого-промислові умови та значна виснаженість нафтогазових родовищ України спричиняють ряд проблем на етапах спорудження та подальшої експлуатації свердловин. Інтенсивний видобуток нафти і газу на більшості родовищ України значною мірою ускладнив гірничо-геологічні та гідродинамічні умови в свердловинах. Це призвело до збільшення навантаження на цементне кільце в системі кріплення свердловини та негативно вплинуло на якість розмежування продуктивних пластів. Прикладом може бути Бориславський нафтопромисловий район, загазованість території якого значно перевищує допустимі нормативи і становить безпосередню загрозу життю та здоров'ю населення. Сьогодні більшість свердловин із тих, що є давно нерентабельними, знаходяться в експлуатаційному фонді Бориславського НГВУ. Значну небезпеку становлять старі ліквідовані свердловини, яких у межах Бориславського НІР на сьогоднішній день близько 2000 дорадянського періоду та 500 свердловин, що були пробурені за радянських часів. Щороку збитки від цих свердловин для НГВУ "Бориславнафтогаз" становлять до 3 мільйонів гривень. На виконання робіт з капітального ремонту свердловин підприємством витрачено 16 746 годин або 5 390 400 гривень.

З метою покращання ефективності експлуатації свердловин на родовищах України широко використовуються методи підвищення вилучення вуглеводнів із покладів шляхом дії на привибійну зону пласта (ПЗП). Згідно з даними Д.О.Єгера, у 2001 році на родовищах нафти і газу, що розробляються підприємствами НАК "Нафтогаз України" при експлуатаційному фонді нафтових, газових і нагнітальних свердловин у кількості 7619, проведено 1734 свердловино-операції з інтенсифікації видобутку

нафти і газу дією на привибійну зону пласта та стовбур свердловини з її підземним та наземним обладнанням. При цьому додатково видобуто 101,0 тис. тонн нафти з газовим конденсатом та 488,1 млн.м<sup>3</sup> газу, що складає відповідно 2,6% та 1,24% від загального видобутку нафти з газовим конденсатом та газу. На рис. 1 зображено динаміку кількості свердловино-операцій та додаткового видобутку нафти на одну свердловино-операцію від застосування методів інтенсифікації видобутку нафти у 1990-2000 рр. Як видно з рис.1, за 10 років кількість свердловино-операцій знаходиться на рівні 500 з певною тенденцією зниження до 371 в 1993 році та подальшим нарощуванням до 613 у 1999 році. Якщо звернути увагу на додатковий видобуток нафти за період з 1990 по 2000 роки на одну свердловино-операцію, то виключенням є 1990 і 1997 роки, коли додатковий видобуток становив 170 і 145 т нафти відповідно та на рівні 100 т нафти на одну свердловино-операцію у всі інші роки.

Структура операцій з ПЗП є практично типовою для більшості нафтогазовидобувних підприємств України і добре простежується на прикладі НГВУ "Долинанафтогаз" (рис. 2).

Як бачимо, найбільший обсяг робіт припадає на кислотні обробки привибійної зони, динаміка обсягів яких у свердловинах ВАТ "Укрнафта" наведена в таблиці 1.

Динаміка використання гідравлічного розриву пласта (ПГРП), який є найпотужнішим, найскладнішим та найдорожчим із застосовуваних методів інтенсифікації, здебільшого відповідає динаміці та стану розробки основних нафтових родовищ ВАТ "Укрнафта". У 1995 році ВАТ "Укрнафта" придбала спеціальний комплекс техніки і технології для гідравлічного розриву пласта компанії "Stuard and Stivenson",

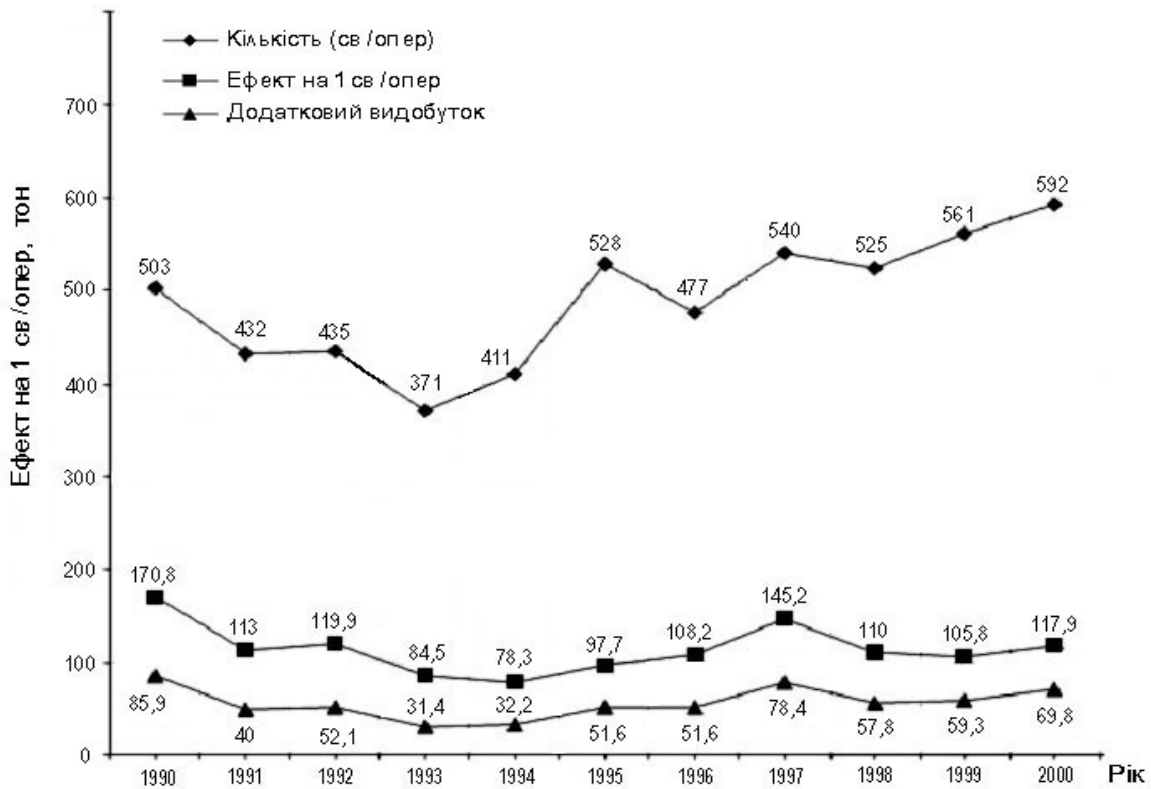


Рисунок 1 — Динаміка обсягів та ефективності методів дії на ПЗП нафтових свердловин ВАТ “Укрнафта”

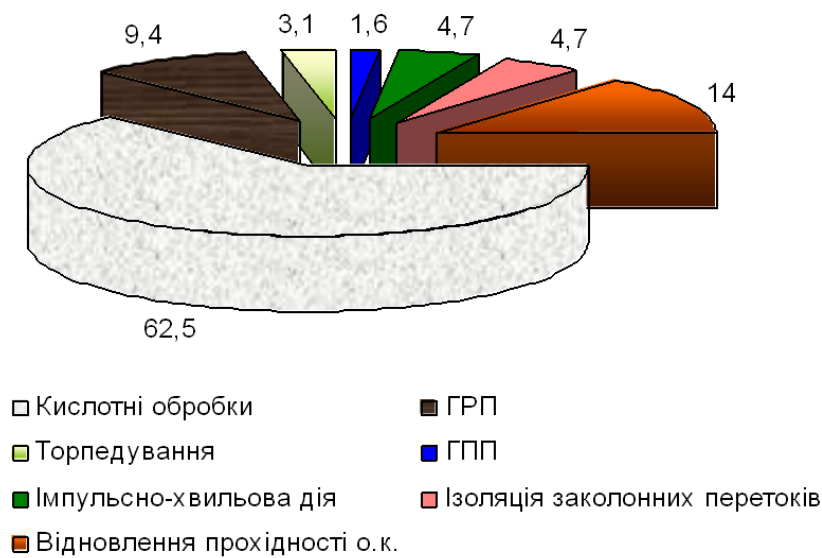


Рисунок 2 — Структура основних операцій КРС у свердловинах НГВУ “Долинанافتогаз” за 2005 рік

завдяки чому вже в 1999 році проведено 10 свердловино-операцій, а додатковий видобуток нафти на одну свердловино-операцію виріс до 677 т нафти, що є найвищим від усіх методів дії на ПЗП, які проводилися у 1999 році і більше як у 5 разів вищий за середній по ВАТ “Укр-нафта”. За 1997-2004 рр. Проведено 91 свердловино-операцію, з них 69 у нафтовидобувних свердловинах, 9 у водонагнітальних, 5 у

розвідувальних, 3 – газових та 5 у свердловинах для видобутку вугільного метану. В таблиці 2 наведено технологічна ефективність проведення ПГРП у нафтовидобувних свердловинах на родовищах ВАТ “Укрнафта” станом на 1 січня 2005 р.

Під час проведення гідравлічних розривів пласта за ненаправленою технологією найбільш ймовірне утворення тріщин у високо проникному шарі, у тому числі за колонному просторі кріплення свердловини. Оскільки процес ПГРП

Таблиця 1 — Динаміка обсягів кислотної дії на ПЗП свердловин ВАТ «Укрнафта»

№ з/п	Назва підприємства	Обсяг кислотної дії на ПЗП (свердловино-операцій)				
		2001 р.	2002 р.	2003 р.	2004 р.	2005 р.
1	НГВУ «Бориславнафтогаз»	17	22	14	10	15
2	НГВУ «Долинанафтогаз»	26	46	34	43	44
3	НГВУ «Надвірнанафтогаз»	6	8	6	9	10
4	НГВУ «Охтирканафтогаз»	30	21	28	31	51
5	НГВУ «Полтаванафтогаз»	39	34	28	38	22
6	НГВУ «Чернігівнафтогаз»	9	22	15	19	14
8	Всього по ВАТ «Укрнафта»	127	153	125	150	127

Таблиця 2 — Ефективність застосування ПГРП підприємствами ВАТ «Укрнафта»

Показник	НГВУ «Бориславнафтогаз»	НГВУ «Долинанафтогаз»	НГВУ «Надвірнанафтогаз»	НГВУ «Полтаванафтогаз»	НГВУ «Охтирканафтогаз»	НГВУ «Чернігівнафтогаз»
Кількість операцій	6	25	21	1	14	2
Середня тривалість ефекту, міс.	15	18	20	6	11	10
Додатковий видобуток нафти, т	7 027	42 939	20 559	96	37 051	1 197
Додатковий видобуток газу, тис м <sup>3</sup>	3 797	9 733	8 501	-	8 213	89

є надпотужним методом інтенсифікації, надзвичайно відповідальними є етапи вибору свердловини для його застосування не тільки з урахуванням стану розробки родовищ, типу колекторів і їх розповсюдження, виявлення зон залишкових запасів, розподілу пластового тиску та гідропровідності по площі та розрізу покладу, але й стану кріплення свердловини. Сказане повною мірою стосується й інших методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів, обсяги застосування яких значно збільшуються (з 2000 року на родовищах ВАТ «Укрнафта» їх використовують в обсягах 80 свердловино-операцій з середнім додатковим видобутком в 235,4 т нафти на одну свердловино-операцію). У першу чергу це – дилатонсійне торпедування з подальшими обробками із застосуванням технологічних рідин, електродинамічна дія, термоімпульсний, віброобробки та інші. Здебільшого це методи, які проходять дослідно-промислові випробування, а велика їх кількість і достатньо висока ефективність свідчить про активну розробку нових і вдосконалення існуючих технологій методів дії на привибійну зону пластів через експлуатаційні свердловини. Але й тут стан кріплення свердловини накладає певні обмеження на їх застосування. Наприклад, з точки зору стану кріплення свердловини недоцільним є проведення ПГРП на свердловині 122-Червонозаводська, де експлуатаційна колона негерметична в інтервалі 5191–5194 м. Причиною негерметичності є незакриті циркуляційні отвори в місці установки пакер-фільтра, через яке спостерігалось слабе виділення газу. Тому нижня секція експлуатаційної колони навіть не опресовувалась. Крім того, в інтервалі 5342,4–5346,0 м залягає водонасичений пісковик пори-

стістю 9%. За таких умов будь-які вибухові методи можуть призвести у цій свердловині до розущільнення цементного каменю за колоною і припливу води.

Слід зазначити, що системного вивчення впливу методів дії ПЗП на стан кріплення не проводиться [1]. Відсутній також і цілеспрямований, упорядкований підхід до робіт з формування надійного кріплення свердловини [2]. У той же час дослідники відзначають, що однією з головних причин порушення надійності роботи свердловини як інженерної споруди є руйнування елементів кріплення, в першу чергу ізоляційного кільця, сформованого з тампонажно-го каменю.

Згідно з [3, 4] надійність це – комплексна властивість системи, яка залежно від призначення об'єкта характеризує його здатність зберігати в часі у встановлених межах значення всіх необхідних параметрів функціонування. Характеризується такими показниками, як безвідмовність, довговічність, ремонтоздатність, збережуваність, а також готовність.

Безвідмовність – властивість об'єкта виконувати потрібні функції в певних умовах протягом заданого інтервалу часу чи наробітку. Безвідмовність системи кріплення може бути досягнута за наявності достатнього рівня герметичності, відсутності перетоків, флюїдопроявів, а також незмінності геометричних параметрів.

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 власти-

Таблиця 3 – Бездіючий фонд нафтових свердловин НГВУ “Чернігівнафтогаз”, що потребують відновлення надійності кріплення свердловини

№ з/п	№ свердловини	Дата виходу у бездію	Характер дефекту кріплення	Дебіт свердловини, т/добу	
				до зупинки	очікуваний після ремонту
1	30 Лесяки	16.04. 2004 р.	Порив обсадної колони	3,5	3,5
2	67 Лесяки	13.09. 2004 р.	Порив обсадної колони	2,3	2,3
3	146 Лесяки	02.04.2004 р.	Порив обсадної колони	2	2
4	183 Лесяки	01.10. 2005 р.	Порив обсадної колони	1,5	1,5
5	52 Софіївка	22.10. 2005 р.	Зміщення експл. колони	26	26
6	27 Мал. Дівиця	27.08. 2005 р.	Обводнення за рахунок заколонних перетоків	0,1	10
7	80 Скороходівська	22.07. 2003 р.	Обводнення за рахунок заколонних перетоків	2	2
8	211 Скороходівська	22.11.2005 р.	Обводнення за рахунок заколонних перетоків	1	37

востей, 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 зумовлені особливостями взаємодії обсадної колони з елементами ізоляційного кільця та стінками свердловини. Несправність об'єкта може настати через неміцність, перевантаження, невміле поводження чи зношування або старіння [5]. Особливо слід враховувати можливість прояву різноманітних корозійних явищ. Наприклад, газові та газоконденсатні пласти, які розробляються на родовищах НГВУ “Полтаванафтогаз”, пов'язані з пісковиками низької проникності та карбонатними колекторами, які залягають на глибинах понад 4000 м. За таких умов застосування традиційних способів інтенсифікації для збільшення дебіту свердловин (повторні перфорації, кислотні обробки) не завжди забезпечують отримання позитивного результату. В світовій практиці нафтогазовидобутку подібні пласти розробляються з обов'язковим проведенням гідророзриву на етапі закінчення свердловини бурінням. Якщо врахувати, що при традиційній технології формування міцність ізоляційного екрана у заколонному просторі на ранніх стадіях ОЗЦ незначна, це може спричинити незворотне руйнування кріплення.

Збережувальність – властивість об'єкта зберігати у заданих межах значення параметрів, які характеризують здатність виконувати потрібні функції під час зберігання, тимчасової консервації та ліквідації. З класичної точки зору вказана властивість перебуває у повному протиріччі з природою поведінки цементних систем, які з моменту замішування перебувають або у стані постійного структуроутворення, чи навпаки – деструкції [6]. Очевидно, що в нашому випадку під цим показником слід розуміти стан кріплення свердловини, коли його проектні параметри не погіршуються на момент

тимчасової зупинки чи консервації свердловини.

Ремонтопридатність – властивість об'єкта бути пристосованим до підтримання та відновлення стану, в якому він здатний виконувати потрібні функції за допомогою технічного обслуговування та ремонту. У даному випадку слід оцінювати можливість проведення ефективних ремонтно-відновлювальних робіт, скерованих на підтримання окреслених параметрів функціонування кріплення. Наприклад, станом на 01.01.2006 р. із 22 свердловин бездіючого фонду НГВУ “Чернігівнафтогаз” 8 потребувало відновлення надійності кріплення свердловини, таблиця 3.

Слід зазначити, що у випадку відновлення надійності кріплення вказаних свердловин додатковий видобуток нафти може становити 84,3 тонн нафти на добу. Однак вартість подібних робіт доволі висока. Наприклад, вартість ремонтних робіт з відновлення прохідності експлуатаційних колон у чотирьох свердловинах НГВУ “Надвірнанафтогаз” у 2005 р. становить 1,163 млн. грн., а для ізоляції заколонних перетоків у трьох свердловинах витратили 1,471 млн. грн. Враховуючи високу вартість ремонтно-відновлювальних робіт, надзвичайно перспективним напрямком досліджень буде розроблення інноваційних технологій з відновлення надійності кріплення, в першу чергу за умов АВПТ, АНПТ, виконання робіт у похило-скерованих свердловинах, застосування колтубінга тощо.

Готовність – властивість об'єкта бути здатним виконувати потрібні функції в заданих умовах у будь-який час чи протягом заданого інтервалу часу за умови забезпечення необхідними зовнішніми ресурсами.

Саме на розробці цієї ресурсної бази і слід зосередити увагу під час досліджень, скерованих на забезпечення надійності роботи кріплення свердловини як інженерної споруди.

**Література**

1. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. – М.: Недра, 1987. – 279 с.
2. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990. – 408 с.
3. ДСТУ 2860-94 Надійність техніки. Терміни та визначення. – К.: Держстандарт України, 1994. – 92 с.

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

5. Бурькин А.Н. Методический подход к исследованию надежности крепи скважин // Тампонажные материалы и технология крепления скважин / Тр. ВНИИКРнефть. – 1981. – С. 23-27.

6. Первушин Г.Н., Орешкин Д.В. Надежность нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 2005. – № 6. – С.27-31.

УДК 622.244.4.06

## ВИБІР ІНГІБУЮЧОГО ПОЧАТКУ БУРОВОГО РОЗЧИНУ ДЛЯ БУРІННЯ У СКЛАДНИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

*О.В.Кустурова, А.О.Васильченко*

*УкрНДГаз, 212914, м. Харків – 125, Красношкільна набережна, 20, тел. (0572) 212914  
e-mail: [gaz@ukrniigaz.kharkov.ru](mailto:gaz@ukrniigaz.kharkov.ru)*

*Рассмотрены существующие представления о механизме ингибирующего действия силикатов, ионов калия и гидроксида кальция. Приведены результаты сравнительных исследований влияния водных сред силикатного и известкового буровых растворов на аржиллиты*

*Existing imaginations about the mechanism of an inhibiting effect of silicates, potassium ions and calcium hydroxide are considered. Results of comparative researches of influence of aqueous mediums of silicate and lime-based drilling fluids on water sensitive shales are given.*

Головною умовою безаварійного буріння свердловин у складних гірничо-геологічних умовах є правильний вибір типу та компонентного складу бурового розчину [8], а також оптимізація його технологічних параметрів.

В технології бурових розчинів повелося так, що основний інгібуючий елемент визначає назву типу бурового розчину. На сьогодні більшою чи меншою мірою застосовують калієвий, силікатний і вапняний [1] бурові розчини та їх перспективні різновиди – силікатно-калієвий [2] і вапняно-калієвий. Основні типи бурових розчинів застосовувались під час буріння свердловин у Дніпровсько-Донецькій западині. Щоб скласти достатньо повне уявлення про переваги та недоліки цих систем бурових розчинів, необхідно взяти до уваги існуючі теоретичні погляди щодо інгібуючої дії силікатів, іонів калію та гідроксиду кальцію, а також результати лабораторних досліджень.

### **Уявлення про інгібуючу дію неорганічних компонентів бурового розчину**

**Силікати лужних металів.** Г. Дарлі [3] запропонував механізм інгібуючої дії силікату натрію (рідкого скла), суть якого полягає у тому, що зовнішні чинники – висока концентрація солі або присутність полівалентних іонів у поровому флюїді, або пониження лужності, або дія високої температури викликають утворення

кремнієвої кислоти або силікату кальцію з нестабільного високомодульного рідкого скла. Це забезпечує утворення захисного шару на поверхні та у поровому просторі глинистих мінералів і цим попереджує надходження води у глинисті породи. На підтвердження такого механізму В.Д.Городнов [4] наводить результати досліджень впливу розчину рідкого скла 40% концентрації на набухання глинистого зразка: за сприяння високої концентрації хлористого натрію глинистий зразок зберігав форму протягом двадцяти днів і навіть зміцнювався, а за відсутності солі зразок зруйнувався вже через 2 доби.

Нині застосовуються нові рецептури силікатних розчинів з концентрацією рідкого скла на рівні 2%, вмістом КСІ = 5% і рН близько 11. Прикладом може бути рецептура “Sildril” фірми MI-SWACO [2]. В результаті впровадження розчину “Sildril” було зазначено [2], що вартість такої системи у 4-6 разів вища за звичайну полімерну, і витрати реагентів виявилися у 2,3 рази вищими за проектні. Важливим недоліком силікатних розчинів нового покоління, як і попередніх рецептур, є використання силікату натрію чи калію у рідкому стані. Технологія одержання порошкових швидкорозчинних аморфних силікатів дуже складна [5], а висока вартість продукту стоїть на заваді їх промислового впровадження.