

8. Ihnatov, A.O., Askerov I.K. (2022). *Patent of Ukraine № 151535. МПК E21B4/14. Prystii dlia hidroudarnoho burinnia. [Device for water hammer drilling].* (Patent Ukrainy № 151535) [in Ukrainian].
9. Ihnatov, A.O., Askerov I.K. (2022). *Patent of Ukraine № 151571. МПК E21B4/14. Hidroudarnyk dlia burinnia. [Hydraulic hammer for drilling].* (Patent Ukrainy № 151571) [in Ukrainian].
10. Pavlychenko A.V., Ihnatov, A.O., Koroviaka Ye.A., Rastsvietaiev V.O., Zahrytsenko A.M., Askerov I.K. (2022). *Patent of Ukraine № 151453. МПК E21B4/00. Hidroudarnyk dlia burinnia. [Hydraulic hammer for drilling].* (Patent Ukrainy № 151453) [in Ukrainian].
11. Speight, J.G. (2018). *Formulas and calculations for drilling operations. Second Edition.* Scrivener publishing.
12. Modi, P.N., & Seth, S.M. (2004). *Fluid mechanics and hydraulic machines.* Standard Book House.

УДК 622.245.4

DOI: 10.33839/2708-731X-28-1-102-117

Є.М. Ставичний, канд. техн. наук¹, **А.О. Ігнатів**, канд. техн. наук²

¹ПАТ «Укрнафта», Несторівський пров., 3-5, 04053, Київ, Україна, e-mail: stavichnyi@i.ua

²Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», пр. Дмитра Яворницького, 19, 49027, м. Дніпро, Україна, e-mail: A_3000@i.ua

ПІДВИЩЕННЯ ДОСКОНАЛОСТІ ЦЕМЕНТУВАННЯ ЯК ОСНОВА УПРАВЛІННЯ ЯКІСТЮ СПОРУДЖЕННЯ СВЕРДЛОВИН НАФТОГАЗОВИМИ ПІДПРИЄМСТВАМИ

В статті розглянуто питання удосконалення технології кріплення й цементування свердловин за знижених пластових тисків, яке передбачає раціональне очищення каверн від глинисто-шламових відкладень та оптимізацію рецептур тампонажних розчинів (зокрема полегшених), що має забезпечити формування довговічного герметичного цементного кільця й підвищити надійність експлуатації нафтогазових свердловин.

Встановлено, що за наявності кавернозних інтервалів та знижених пластових тисків застосування базових полегшених тампонажних матеріалів приводить до формування ослабленого, неоднорідного цементного каменю з низьким зчепленням з обсадною колоною та породою, що не забезпечує належної міжпластової ізоляції. Показано обмежену ефективність традиційних механічних засобів підготовки стовбура і доведено переваги поінтервального гідравлічного пристрою, здатного інтенсифікувати очищення каверн від глинисто-шламових відкладень. Лабораторні дослідження наростання міцності в термобаричних умовах продемонстрували істотно нижчі та повільніше зростаючі міцнісні характеристики полегшених систем порівняно з розчинами нормальної густини, що обґрунтовує необхідність оптимізації їх рецептур з урахуванням седиментаційної стійкості та мікроструктури цементного каменю.

Отримані результати дають змогу вдосконалити технологію кріплення й цементування свердловин за умов кавернозності стовбура та знижених пластових тисків за рахунок цілеспрямованого вибору способів очищення каверн і оптимізації складу полегшених тампонажних розчинів. Запропоновані підходи можуть бути використані при проєктуванні технології цементування експлуатаційних свердловин для підвищення надійності міжпластової ізоляції та зниження ризику виникнення необхідності здійснення ремонтно-ізоляційних робіт.

Ключові слова: *кавернозність стовбура, полегшені тампонажні розчини, цементування свердловин, знижені пластові тиски, поінтервальне очищення, гідравлічний пристрій, седиментаційна стійкість, мікроструктура цементного каменю.*

Постановка проблеми

Важливим буде нагадати, що розробка перспективних родовищ рідких і газоподібних корисних копалин (а також і інших їх видів) невід’ємно пов’язана з необхідністю спорудження достатньо великої кількості спеціального типу гірничих виробок – бурових свердловин, які слугують майже єдиним можливим каналом транспортування нафти та газу на поверхню [1].

Підкреслимо, що свердловина є складною інженерною спорудою великої глибини, утвореною в надрах за спеціальною конструкцією [2]. Для експлуатаційних свердловин (як одного з її різновидів), а в цьому випадку нафтогазових, визначальною вимогою є забезпечення тривалої роботи щодо отримання якісної сировини з глибоких покладів. Вказане можливо, зокрема, виключно за наявності надійного кріплення стовбура обсадними трубами та заповнення утвореного ними кільцевого простору між породними стінками і самими трубами щільним, непроникним цементним каменем належних фізико-механічних, а також хімічних властивостей [3]. Доволі складні процеси кріплення й наступного цементування експлуатаційних свердловин мають на меті низку основних завдань, а саме: створення довговічного герметичного каналу для надійного транспортування флюїдів між продуктивним пластом і поверхнею; міцне ізолювання проникних шарів, запобігання можливим міжпластовим перетокам; зміцнення нестійких порід стінок стовбура свердловини; захист металевих обсадних труб від корозії під дією наявних в геологічному розрізі свердловини агресивних середовищ; формування основи для закріплення гирлового обладнання тощо. За таких обставин якість процесу цементування набуває ключового значення для довготривалої надійності експлуатації свердловини, причому особливо ускладнюється вона в зоні нестійких, кавернозних інтервалів та при знижених пластових тисках. Саме в подібних гірничо-геологічних умовах найбільша кількість порушень технологічного процесу цементування пов’язана з недопідйомом тампонажного розчину на проектну висоту внаслідок виникнення поглинань та інтенсивного заповнення кавернозно-розширених ділянок, що зумовлює формування незацементованих інтервалів, міжпластову міграцію флюїдів та інші негативні наслідки для подальшої експлуатації свердловини.

Досягнення ознак високої надійності кріплення та цементування передбачає комплексне вирішення таких складних завдань: якісна підготовка стовбура свердловини до кріплення, зокрема в зонах місцевих розширень (каверн), виникнення яких в стінках свердловини є наслідком порушення цілісності масиву порід через обвали, осипання чи оповзання під впливом промивальної рідини за наявності гірського тиску та дії бурового інструменту; тривале екранування флюїдонасичених пластів; використання тампонажних матеріалів і розчинів, властивості яких якомога більше відповідають геолого-технічним умовам конкретного родовища [4].

Виконання позначених нами вимог є в певній мірі складним завданням, проте саме комплексний підхід забезпечує формування в надрах надійного каналу зв’язку між продуктивним горизонтом і поверхневим обладнанням із дотриманням норм технологічної безпеки, а також охорони надр та довкілля [5]. Від досягнутого рівня ефективності проведення робіт з цементування залежить не лише герметичність стовбура (та інші згадані нами чинники), а й загальна якість спорудження свердловини, що робить цей процес базовим елементом системи управління якістю виконання операцій зі спорудження свердловин на нафтогазових підприємствах [6]. Можна стверджувати наступне: удосконалення технології підготовчих робіт та самого процесу цементування, вибір оптимальних рецептур тампонажних матеріалів, контроль параметрів підготовки та закачування розчинів, а також впровадження сучасних методів моніторингу результатів цементування мають розглядатися

як невід'ємні складові комплексного управління якістю спорудження свердловин, що дозволить не лише мінімізувати техногенні ризики, а й підвищити ефективність подальшої експлуатації нафтогазових об'єктів.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

Відповідно до сучасної спрямованості здійснюваних наукових досліджень і технологічних розробок у галузі створення умов для виконання якісного кріплення та наступного ефективного цементування обсадних колон, основною метою поточного етапу розвитку технології спорудження свердловин можна вважати формування базових принципів довговічної й безаварійної експлуатації нафтових і газових свердловин [7].

Результати власних та численних інших проаналізованих нами лабораторних і промислових досліджень переконливо свідчать, що виникнення ускладнень під час експлуатації доволі великої кількості свердловин – таких як міжпластові перетікання чи затрубні флюїдопрояви – безпосередньо зумовлене формуванням проникного, негерметичного цементного кільця [8]. Позначене, у свою чергу, пов'язано з низкою різномірних причин, серед яких найвагомішими є: недостатній рівень якості, а іноді і майже відсутність, виконання технологічних операцій з підготовки стовбура свердловини до спуску обсадної колони, а також невідповідність властивостей використовуваних тампонажних розчинів та способу їх використання конкретним геолого-технічним умовам, зокрема за наявності знижених пластових тисків [9].

Виконувані наукові й виробничі дослідження і спостереження переконливо підтверджують, що якість процесів кріплення та цементування на пряму визначається сукупністю технологічних заходів, реалізованих у підготовчий період, параметрами гідравлічної програми цементування, а також фізико-хімічними характеристиками бурових, буферних і тампонажних розчинів, що застосовуються під час спорудження свердловин [10].

Встановлені нами та іншими дослідниками закономірності не залишають жодного сумніву про те, що усі етапи комплексних процесів кріплення та цементування мають базуватися виключно на точних даних про фактичний стан стовбура споруджуваної свердловини, який доволі часто відхиляється від номінальних параметрів та технологічних вимог до нього через наявність каверн, жолобів, глинистих кірок або шламових відкладень [7].

Отримані власні та прийняті до уваги результати лабораторно-промислових експериментів та прийняті до уваги результати лабораторно-промислових експериментів з вивчення основних впливових технологічних властивостей тампонажних розчинів і сформованого з них цементного каменю, особливо в умовах взаємодії зі сторонніми домішками, засвідчили виникнення критичних незворотних змін, що істотно знижують міцність і, як слідство, герметичність свердловинного кріплення. Позначене призводить до необхідності завчасного проведення дорогих і масштабних за змістом ремонтно-відновлювальних робіт у свердловинах [11].

Не слід тут оминати і проголошену нами необхідність підвищення досконалості процесу цементування як ключової передумови ефективного управління якістю спорудження свердловин нафтогазовими підприємствами [9]. В проаналізованих роботах чітко простежується акцентування уваги на проблематиці вдосконалення технологічних режимів, оптимізації рецептур тампонажних матеріалів і впровадження сучасних методів контролю цементування, які сприятимуть формуванню стабільного та герметичного цементного кільця, забезпечуючи при цьому надійність експлуатації свердловин і підвищуючи загальний рівень якості бурових робіт.

Проведене нами узагальнення отриманих результатів аналізу доступних наукових і виробничих джерел дозволяє зробити важливий висновок наступного змісту: для забезпечення якісного функціонування свердловини як каналу транспортування вуглеводневої сировини на поверхню необхідно мінімізувати вплив геологічних, технологічних і фізико-хімічних факторів, що визначають ефективність процесів кріплення та цементування.

Виділення невіршених раніше частин загальної проблеми

Не може викликати жодних сумнівів твердження, що саме процеси додержання раціональних режимів поглиблення і наступного кріплення стовбура свердловини, під час її спорудження, є одними із ключових чинників, які запобігають активному руйнуванню стінок і, відповідно, утворенню кавернозних порожнин (часто значних за розмірами) із усіма наступними негативними наслідками. У випадку наявності вже сформованих каверн в обов'язковому порядку необхідно суворо дотримуватись техніко-технологічних вимог та рекомендацій щодо мінімізації їх впливу на кінцеві результати кріплення та цементування свердловин [10]. При цьому – в умовах знижених пластових тисків – особливу небезпеку становить недопідйом тампонажного розчину на проектну висоту внаслідок поглинань і порушення гідравлічного режиму в затрубному просторі, що, у поєднанні з наявністю кавернозних зон, призводить до істотного зниження надійності ізоляції.

Виконувані геофізичні дослідження достовірно показують, що стовбур свердловини це не ідеальний циліндр значної протяжності, оскільки в його стінках утворюються радіальні розширення – кавернозні виробки, в яких здатні концентруватися уламки зруйнованої породи, утворюючи, в кінцевому підсумку, в'язкі, малорухомі глинисто-шламові відкладення, характерним параметром яких є кут їх укусу. Процеси буріння істотно не піддаються впливу таких утворень, але у період виконання операцій з кріплення та цементування саме вони стають основною причиною небезпечної міжпластової міграції флюїдів, зокрема водо-, газо- та нафтопроявлень. Серією спеціальних комплексних досліджень достеменно підтверджено, що забезпечення якісного цементування в кавернозних зонах безпосередньо пов'язане з ефективним очищенням застійних ділянок у кавернах [12].

До основних завдань цементування свердловин (заповнення кільцевого простору між обсадною колоною та стінками стовбура спеціальним цементним розчином) відносяться такі наступні: ізоляція продуктивних пластів від водоносних горизонтів і один від одного, запобігання міжпластовим перетокам флюїдів по стовбуру, закріплення обсадної колони в породах, захист обсадних труб від корозійного впливу тощо. До цементного розчину і утвореного каменю висувують вимоги щодо стабільності під час закачування, керованого інтервалу загуснення з урахуванням термобаричних умов свердловини, забезпечення необхідної міцності на стиск при мінімальній проникності та усадці, а також стійкості до підвищених температур і тисків, агресивних флюїдів та механічних навантажень у процесі експлуатації свердловини. Максимального ступеню важливості перелічені вимоги набувають при виконанні робіт з цементування свердловин в умовах знижених пластових тисків, коли рекомендоване застосування полегшених тампонажних систем [13].

На завершальному етапі спорудження виключно процеси якісного кріплення та цементування визначають надійну експлуатаційну придатність свердловини; вони надають можливість: отримати безперешкодний доступ до продуктивного пласта для створення замкнутого технологічного циклу видобутку, виконувати передбачені відповідним регламентом ремонтно-відновлювальні роботи (пов'язані, до прикладу, з ліквідацією потенційних міжпластових перетікань флюїдів у затрубному просторі; істотно підвищити загальну довговічність і надійність свердловини [10], причому в умовах знижених пластових тисків зазначені умови особливо критичні, оскільки тут передбачається застосування полегшених тампонажних систем.

Дотримання сформульованих нами вимог можливе виключно на підставі усунення шламонакопичення в кавернах, видалення глинисто-шламових відкладень і запобігання їх активному змішуванню з цементним (тампонажним) розчином. Удосконалення процесів кріплення (які супроводжуються видаленням відкладень з каверн за допомогою спеціалізованих пристроїв або переведенням їх у інертний стан) та цементування спрямовані на покращення якості ізоляції кавернозних зон, оптимізацію рецептур тампонажних розчинів

(у тому числі полегшених систем, що застосовуються в умовах знижених пластових тисків) і впровадження контролю параметрів їх приготування та закачування; перелічене нами виступає ключовим інструментом управління якістю спорудження свердловин нафтогазовими підприємствами [14].

Мета статті – удосконалення технології кріплення й цементування свердловин в ускладнених умовах за присутності знижених пластових тисків шляхом розроблення раціональних підходів до очищення каверн від глинисто-шламових відкладень, а також оптимізації рецептур (у тому числі полегшених) тампонажних розчинів, що в сукупності має забезпечити формування довговічного, герметичного цементного кільця та підвищити якість спорудження і подальшої експлуатації нафтогазових свердловин.

Обґрунтування вживання і опис вибраної автором методики

Дослідження основних особливостей споруджування свердловин у складних умовах, зокрема процесів їх підготовки до кріплення та наступного цементування, виконано із застосуванням сучасних методів аналізу й експериментальних досліджень із використанням методів математичного та фізичного моделювання, методик моделювання та обробки результатів досліджень у середовищі *SolidWorks*, *MATHCAD*, *EXCEL*, контрольно-вимірjuвальних приладів і відповідних матеріалів [15]. Лабораторні випробування полегшених тампонажних розчинів відбувались у термобаричних умовах на ультразвуковому аналізаторі цементу *UCA* компанії *OFI Testing Equipment Inc.* (№ 120-50). Здійснено інтерпретацію матеріалів акустичного каротажу цементування, а також порівняльний аналіз ефективності традиційних механічних і поінтервальних гідравлічних пристроїв очищення стовбура свердловини від глинисто-шламових паст.

Виклад основного матеріалу дослідження

Відокремлення пластів доцільно вважати ключовою стадією в загальному комплексі операцій зі спорудження експлуатаційних нафтогазових (і не тільки) свердловин [16], що передбачає: по-перше, виконання комплексу операцій з підготовки стовбура свердловини до спуску обсадної колони, а по-друге – закачування цементного (тампонажного) розчину в затрубний простір для формування надійної ізоляції у вигляді щільного цементного (тампонажного) каменю, що утворюється внаслідок тверднення розчину [17].

Виробнича практика переконливо свідчить, що буріння нафтових, газових, геотехнологічних і водозабірних свердловин, у переважній більшості, ведеться в товщах осадових порід, які характеризуються, з-поміж іншого, підвищеною схильністю до утворення каверн. У процесі поглиблення стовбура свердловини в результаті дії, зокрема, циркулюючої промивальної рідини, гідродинамічних навантажень та розущільнення порід відбувається руйнування стінок розглядуваної специфічної гірничої виробки, в результаті чого формуються локальні розширення – кавернозні порожнини. У цих зонах номінальний діаметр стовбура значно зростає, що призводить до збільшення площі поперечного перерізу кільцевого простору і, відповідно, до помітного зменшення швидкості висхідного потоку бурового розчину; за таких гідродинамічних умов шламовий матеріал не повністю виноситься на поверхню, а накопичується в кавернах, утворюючи доволі стійкі глинисто-шламові відкладення [8]. В табл. 1 наведені інформативні відомості, які дають змогу оцінити ступінь негативного впливу явища каверноутворення.

Таблиця 1. Інформативні показники для якісної оцінки негативності явища каверноутворення

Окремі характеристики процесу каверноутворення	Зміст та механізм виникнення явища каверноутворення	Наслідки явища каверноутворення та їх оцінка
Геологічні умови буріння	Буріння ведеться в осадових породах, схильних до руйнування і каверноутворення	Початкова передумова формування нерівномірного профілю стовбура
Каверноутворення	У стінках стовбура локально утворюються розширення (каверни) порівняно з проектним діаметром	Стовбур втрачає форму близьку до циліндра, ускладнюється гідравлічний режим циркуляції промивальної рідини
Збільшення площі поперечного перерізу	У зоні каверни площа перерізу кільцевого простору зростає при незмінній подачі бурових насосів	Зменшується швидкість висхідного потоку промивальної рідини
Зменшення швидкості потоку	Швидкість потоку в каверні стає недостатньою для надійного транспортування шламу	Погіршується очищення стовбура, виникають зони застою промивальної рідини
Накопичення шламового матеріалу	Частинки зруйнованої породи осідають у кавернах і частково агломеруються	Формуються локальні шламові «кишені» та ущільнені відкладення
Формування глинисто-шламових відкладень	Уламки породи змішуються з компонентами промивальної рідини, утворюючи в'язкі глинисто-шламові пасти	Підвищення ризику прихватів, ускладнення спуско-підіймальних операцій, погіршення умов для кріплення та цементування

Наведені в табл. 1 інформативні показники наочно демонструють, що зростання ступеня каверноутворення безпосередньо супроводжується погіршенням умов очищення стовбура, підвищенням ризику прихватів, ускладненнями при кріпленні та цементуванні, а також зниженням надійності подальшої експлуатації свердловини; узагальнення наведених нами показників дає змогу якісно оцінити негативність явища кавернозності та використовувати отримані дані для своєчасного коригування параметрів технології буріння й тампонажних робіт з метою мінімізації її впливу.

При наявності яскраво вираженої кавернозності стовбура свердловини під час закачування цементного (тампонажного) розчину в затрубний простір неминуче відбувається його інтенсивне перемішування з глинисто-шламовими відкладеннями, що скупчилися в порожнинах [4]. У результаті вказаного явища формується неоднорідна за складом система, в якій первинні реологічні, фільтраційні та структурно-механічні характеристики цементного розчину суттєво порушуються. Після тверднення такої суміші замість повноцінного цементного каменю утворюється ослаблений, нерівномірно структурований масив із включеннями шламу, зниженими міцнісними показниками, підвищеною проникністю та низькою тріщиностійкістю; вказане нами, у свою чергу, зумовлює втрату надійної ізоляції пластів, підвищує ризики міжпластових перетоків, водо-, газо- та нафтопроявлень, а також сприяє передчасному обводненню видобувних інтервалів. Наслідком такої деградації якості цементування є істотне зниження надійності свердловини як експлуатаційного об'єкту. У промисловій практиці саме згадане явище є однією з ключових причин, через які значну кількість свердловин, уже прийнятих в експлуатацію, доводиться піддавати дороговартісним ремонтно-відновним роботам, що істотно підвищує собівартість видобутку і ускладнює досягнення проектних техніко-економічних показників родовищ (табл. 2).

Таблиця 2. Наслідки прояву кавернозності стовбура для якості цементування та експлуатації свердловини

Окремі складові процесу цементування в ускладненому стовбурі свердловини	Суть явища, що відбувається в кавернах	Наслідки для цементного каменю	Наслідки для ізоляції пластів	Експлуатаційні та економічні наслідки
Наявність каверн і шламових відкладень	Скупчення глинисто-шламових паст у кавернах	-	-	-
Перемішування цементного розчину зі сторонніми компонентами	Інтенсивне змішування при закачуванні в затрубний простір	Порушення реологічних, фільтраційних і структурно-механічних властивостей	Зниження якості заповнення затрубного простору	Зростання ймовірності дефектного цементування
Формування неоднорідної суміші	Цемент + шламові включення	Ослаблений, неоднорідно структурований масив із підвищеною проникністю та низькою тріщиностійкістю	Відсутність повноцінного екрана між пластами	Зменшення загальної надійності кріплення
Втрата герметичності затрубного простору	Локальні канали фільтрації	Розвиток мікроканалів і тріщин	Міжпластові перетоки, водо-, газо- та нафтопроявлення	Передчасне обводнення, погіршення якості продукції
Деградація якості цементування	Сукупний ефект усіх наведених чинників	Стієке зниження міцності і довговічності цементного каменю	Втрата надійної ізоляції продуктивних і вміщуючих пластів	Необхідність дорогих ремонтно-відновних робіт, зростання собівартості видобутку, недосягнення проєктних ТЕП родовищ

Подані в табл. 2 відомості узагальнено показують, що кавернозність стовбура споруджуваної свердловини через погіршення умов закачування та тужавіння тампонажного розчину безпосередньо призводить до формування дефектного, неоднорідного цементного каменю, що, в кінцевому підсумку, обумовлює втрату герметичності затрубного простору, інтенсифікацію міжпластових перетоків і, як наслідок, зниження надійності свердловини та зростання витрат на ремонтно-відновлювальні роботи [9].

Проблема якісного тампонування в ускладнених кавернозних інтервалах стовбура свердловини, в багатьох аспектах, зводиться до здатності відповідних спеціалізованих технічних засобів видаляти глинисто-шламові скупчення із застійних зон. Існуючі і промислово

придатні переважно механічні пристрої (наприклад, скребки або пристрої з канатними петлями) ефективні лише в зоні номінального діаметра стовбура: вони в основному зчищають та частково ущільнюють фільтраційну кірку на стінках, але зовсім не руйнують відкладення в глибоких кавернах значних поперечних розмірів. Закономірним наслідком вказаного є залишення в затрубному просторі значного об'єму глинисто-шламових відкладень та створення передумови формування дефектного цементного кільця. Запропонований нами поінтервальний гідравлічний пристрій з шарнірними лопатями змінює підхід: при вході в каверну лопаті розкриваються, при обертанні створюють спрямовані потоки промивальної рідини, які руйнують і змивають кавернозні глинисто-шламові скупчення; при виході з каверни механізм складається, а в кінці циклу переводиться в неробочий стан. Оскільки він належить до гідравлічних робочих органів, його ефективність визначається гідродинамічними параметрами потоку, що задаються числом обертів, геометрією лопатей та параметрами каналу течії.

Для наочного обґрунтування переваг застосування лопатевого поінтервального гідравлічного пристрою порівняно з традиційними механічними пристроями доцільно проаналізувати їх основні експлуатаційні характеристики та вплив на якість очищення стовбура в кавернозних інтервалах; узагальнені результати такого порівняння наведено в табл. 3.

Таблиця 3. Результати порівняння традиційних механічних пристроїв та поінтервального гідравлічного пристрою

Критерії техніко-технологічного порівняння	Тип розглядуваних пристроїв	
	Традиційні механічні (на прикладі скребоків або пристроїв з канатними петлями)	Поінтервальний гідравлічний пристрій з лопатями
1	2	3
Принцип дії	Безпосереднє тертя петель/скребоків по стінці стовбура	Створення спрямованих потоків рідини лопатями
Основна зона ефективної дії	Область близька до номінального діаметра стовбура свердловини	Місцеві розширення, каверни значних поперечних розмірів
Механізм впливу на глинисто-шламові відкладення	Зняття поверхневого шару, часткове ущільнення кірки	Руйнування і вимивання об'ємних скупчень у кавернах
Здатність очищати застійні зони	Обмежена, радіус дії малий	Підвищена за рахунок гідродинамічної дії спрямованих потоків
Вплив на якість цементування	Часто залишається невидалений шлам у кавернах, що провокує виникнення дефектів в цементному кільці	Сприяє формуванню більш однорідного й суцільного цементного кільця
Адаптивність до зміни діаметра	Погана, при великій кавернозності дія різко падає	Лопаті розкриваються в кавернах, складаються в номінальному перерізі
Складність конструкції	Порівняно проста, технологічна	Складніша: шарніри, пружини, замковий вузол, кулевий механізм
Керованість режимів роботи	Переважно пасивна, задана геометрією петель	Можливість розрахункового підбору геометрії лопатей і режимів

Закінчення таблиці 3

1	2	3
Основні обмеження	Недостатня сила руйнування відкладень у кавернозних інтервалах	Потребує точного розрахунку гідравлічних параметрів і режимів обертання
Ефективна область застосування	Стандартні інтервали з помірною кавернозністю	Інтервали з вираженою кавернозністю і значними об'ємами шламових скупчень

Наведене нами порівняння (табл. 3) показує, що традиційні механічні пристрої залишаються обмежено ефективними переважно в зоні номінального діаметра стовбура та практично не забезпечують руйнування шламових скупчень у глибоких кавернах; поінтервальний гідравлічний пристрій, завдяки формуванню спрямованих потоків рідини та адаптації лопатей до зміни діаметра, має значно вищий потенціал для очищення кавернозних інтервалів і, відповідно, для підвищення якості подальшого цементування [18].

Отже, удосконалення засобів поінтервальної підготовки стовбура, зокрема застосування гідравлічних пристроїв, дає змогу суттєво підвищити рівень очищення кавернозних інтервалів і створити більш сприятливі умови для формування повноцінного цементного кільця [19]. Водночас навіть за якісно підготовленого стовбура ключовим обмежувальним чинником на низці родовищ залишаються ускладнені гірничо-геологічні умови, передусім знижені пластові тиски, що вимагають переходу до використання тампонажних систем пониженої густини. В зв'язку з позначеним, вибір і проектування полегшених тампонажних систем не може обмежуватися лише досягненням заданої густини, тут необхідно також враховувати сукупність певних технологічних і геолого-технічних вимог до процесу тампонування, серед яких визначальними є такі обумовлені чинники потреби зниження густини тампонажних розчинів: попередження поглинання тампонажного розчину при закачуванні на проєкту висоту і запобігання гідророзриву пласта; попередження розриву суцільності стовпа цементного розчину при цементуванні; забезпечення ефективного заміщення технологічних рідин; запобігання забруднення нафтогазонасичених колекторів; забезпечення відповідного рівня зчеплення цементного каменю з поверхнею обсадної колони та гірською породою [10].

В якості полегшуючих домішок застосовуються наступні матеріали: діатоміт, цеоліт, трепел, опока, крейда, порохоподібні золи ТЕС, кам'яне вугілля, графіт, пластмасові й скляні мікробалони та ін., а одержати полегшений тампонажний розчин можна такими шляхами: додаванням перелічених домішок до цементу; збільшенням водоцементного відношення або зміною типу рідини замішування (вода, нафта, нафтопродукти); використанням тампонажного цементу з високою питомою поверхнею (більше 300 м²/г); комбінованим способом (додаванням полегшених домішок з додатковими модифікаторами до в'язучого з високою питомою поверхнею із паралельним збільшенням водоцементного відношення). Необхідно відмітити, що за допомогою різних полегшуючих домішок, а також збільшення водоцементного відношення до 0,7–1,2 можна одержати густину тампонажного розчину в межах 1,5–1,45 г/см³ і навіть менше [20]; однак не слід забувати про те, що тампонажні розчини з пониженою густиною повинні володіти також і седиментаційною стійкістю. Крім вказаного, тампонажні розчини з пониженою густиною характеризуються доволі різким зменшенням міцності цементного каменю з його значною усадкою та збільшенням водовідділення.

Для наочного демонстрування реальності окреслених вище проблем, пов'язаних із застосуванням полегшених тампонажних систем в умовах знижених пластових тисків та підвищених вимог до якості міжпластової ізоляції, розглянемо конкретний приклад цементування обсадної колони. Кріплення свердловини номінальним діаметром 444,5 мм, в

яку спущено обсадні труби діаметром 339,7 мм, відбувалося на глибину 920 м; при цьому було застосовано двохпорційний тампонажний розчин: перша порція на основі полегшеного тампонажного матеріалу густиною $1,52 \text{ г/см}^3$ в інтервалі 0–770 м, друга на основі тампонажного матеріалу нормальної густини $1,83 \text{ г/см}^3$ в інтервалі 770–920 м. Цементування проведено із застосуванням двох розділювальних пробок; свердловина умовно вертикальна; на гирлі вимито розрахункове значення гелцементної суміші. Згідно з отриманими результатами дослідження рецептури полегшеного тампонажного розчину, за допомогою ультразвукового аналізатора цементу USA компанії *OFI Testing Equipment Inc.* (№ 120-50) (рис. 1), міцність у $3,5 \text{ МН/м}^2$ для нього становила через 12 год; міцність цементного каменю у віці 24 год становила 7 МН/м^2 , а у віці 48 год – 10 МН/м^2 . Для тампонажного розчину з густиною цементного тіста $1,83 \text{ г/см}^3$ міцність цементного каменю у віці 24 год становила 10 МН/м^2 , а у віці 48 год – 17 МН/м^2 .



Рис. 1. Ультразвуковий аналізатор цементу USA OFI Testing Equipment: 1 – прилад-моноблок, 2 - комп'ютер зі спеціалізованим програмним забезпеченням «OFITE USA»

Вивчення динаміки міцнісних характеристик цементного каменю у термобаричних умовах з використанням ультразвукового аналізатора цементу USA компанії *OFI Testing Equipment Inc.* (№ 120-50) дозволяє кількісно оцінити процес наростання міцності цементного каменю в часі, встановити моменти досягнення критичних рівнів міцності, а також зіставити між собою різні рецептури тампонажних розчинів і оптимізувати їх склад з урахуванням реальних термобаричних умов в свердловині. Дослідження міцності цементного каменю засновано на кореляції між часом проходження ультразвукового сигналу через взірець структуро-утворюючого цементного розчину і міцністю при стисканні, визначеною в аналогічних умовах під дією механічних навантажень. Зв'язок між часом проходження хвиль та міцністю при стисканні цементного каменю встановлено на основі емпіричних досліджень, визначених багаточисельними експериментальними тестуваннями. Отримані нами результати досліджень дозволяють стверджувати, що полегшений тампонажний розчин характеризується суттєво нижчими значеннями міцності та повільнішим її наростанням порівняно з розчином густиною $1,83 \text{ г/см}^3$: при однаковому віці цементного каменю різниця становить близько 1,4–1,7 рази на 24–48-й годині тверднення; це свідчить про необхідність урахування знижених міцнісних характеристик полегшених систем при проєктуванні режимів очікування тужавіння цементу і оцінці надійності кріплення в умовах знижених пластових тисків.

Для контролю фактичної якості кріплення та підтвердження результатів лабораторної оцінки тампонажних систем у свердловині був виконаний комплекс акустичного каротажу цементування (АКЦ) з аналізом цілісності та висоти підйому цементного кільця, а також можливих зон розуцільнення й каналів міжпластової міграції (рис. 2); дослідження АКЦ здійснено через 12 діб після закачування цементного розчину, що дозволило оцінити реальний технічний стан інтервалу за колонного простору після закінчення процесу тверднення цементного каменю.

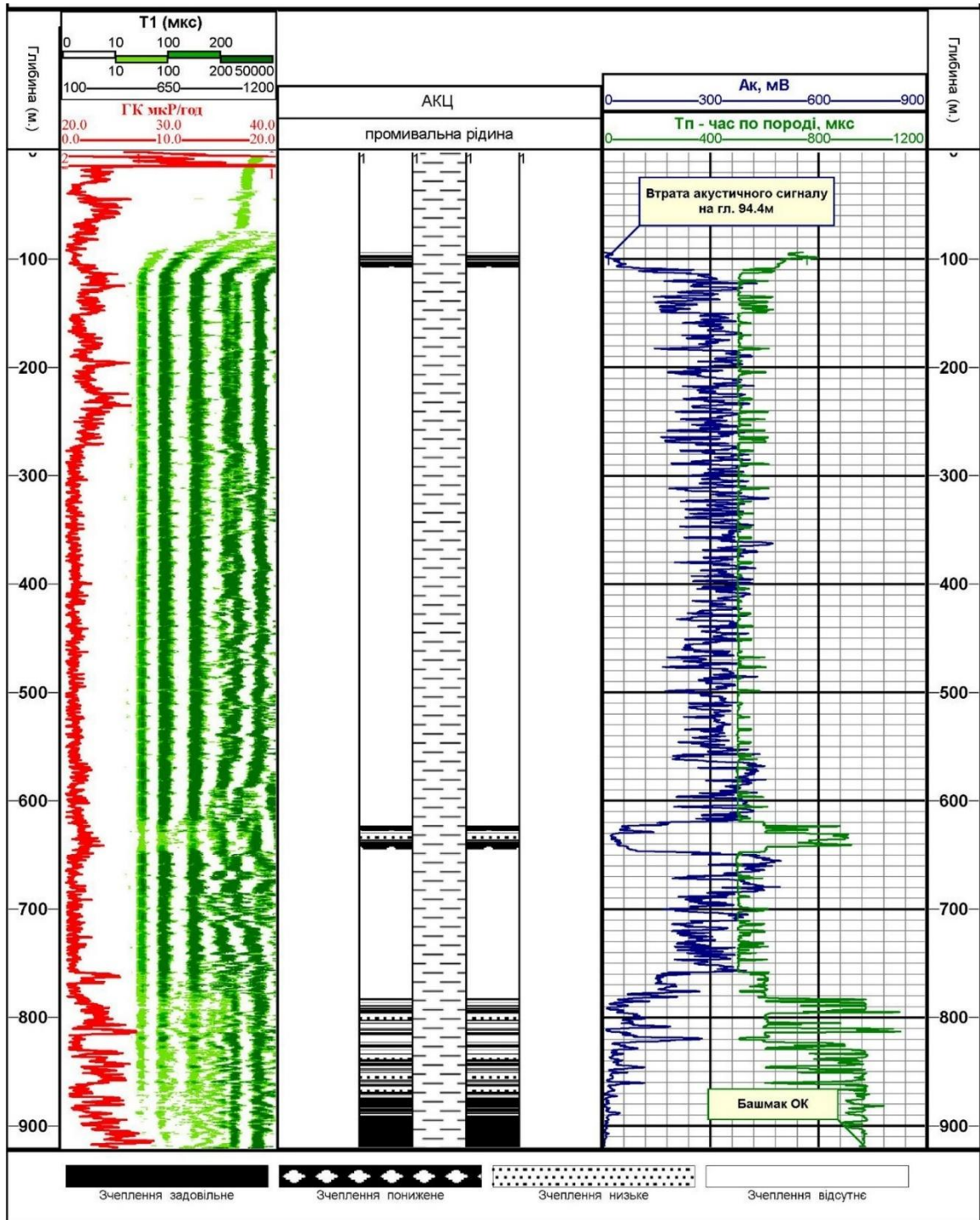


Рис. 2. Каротажна діаграма АКЦ

Результати інтерпретації даних АКЦ показують (рис. 2) присутність наступних обставин: в інтервалі застосування базового полегшеного тампонажного матеріалу практично не фіксується ефективно зчеплення цементного каменю з обсадною колоною. На відміну від цього, під час використання тампонажного розчину нормальної густини встановлено істотне поліпшення якості кріплення, що підтверджується наявністю інтервалів як із пониженим та низьким, так і з жорстким зчепленням цементного каменю з обсадною колоною. Узагальнення результатів проведених досліджень дає підстави стверджувати, що базові полегшені тампонажні матеріали не забезпечують формування цементного каменю з необхідними адгезійними характеристиками та, відповідно, не гарантують належної якості цементування обсадних колон; отже, їх застосування в умовах знижених пластових тисків потребує подальшої оптимізації складу та технології цементування.

Узагальнення результатів лабораторних та промислових досліджень доводить, що сам по собі факт відповідності полегшених тампонажних систем нормативним вимогам за окремими фізико-механічними показниками не гарантує досягнення необхідного рівня надійності міжпластової ізоляції. Разом з тим практика будівництва свердловин свідчить наступне: для надійного і якісного розмежування пластів, схильних до гідророзривів та поглинань, міцність цементного матеріалу в ряді випадків є недостатньою, незважаючи на те, що показник міцності на вигин знаходиться в регламентованих існуючими технічними умовами та стандартами межах 1,0–1,3 МПа (основні фізико-механічні показники якості полегшених тампонажних матеріалів, що регламентовані вимогами нормативних документів, наведено в табл. 4).

Таблиця 4. Основні фізико-механічні показники якості базових полегшених тампонажних матеріалів, регламентовані вимогами нормативних документів

Назва показника	Тип цементу, нормативний документ	
	ЦТО-1,5-100 ТУ У 320.00138.751.021-97	ПЦТ III-пол.5-100 ДСТУ Б В.2.7-88-99
Розтічність цементного тіста, мм	180 - 240	-
Густина тампонажного розчину, кг/м ³	1450 - 1550	1460 - 1540
Міцність на вигин, МПа, не менше, у віці:		
1 доба	1,2	-
2 доби	1,3	1,0
Тонкість помелу: залишок на ситі № 008, не більше	12	12
Водовідділення, мл, не менше	7,5	7,5
Час загуснення до консистенції 30 Вс, хв	90	90

Виконаний нами аналіз вимог до полегшених тампонажних систем дає підстави стверджувати, що поряд із міцнісними характеристиками принципового значення набувають показники водовідділення, які безпосередньо визначають седиментаційну стійкість розчину та однорідність сформованого цементного каменю. Як видно з даних табл. 4, при густині тампонажного розчину в інтервалі 1450 - 1550 кг/м³ основні виробники декларують величину водовідділення на рівні близько 7,5 мл, тоді як міцність цементного каменю у віці двох діб становить лише 1,0–1,3 МН/м². Сукупність наведених параметрів свідчить, що розглядувані тампонажні системи не в повній мірі відповідають як реальним гірничо-геологічним умовам цементування в зонах знижених пластових тисків і підвищеної кавернозності, так і вимогам

до формування надійного ізоляційного екрана із заданими наперед експлуатаційними характеристиками.

Проведені раніше дослідження засвідчили, що седиментаційну стійкість полегшених тампонажних розчинів доцільно забезпечувати комплексним керуванням їх структуроутворення, зокрема шляхом: зменшення водоцементного відношення та дисперсності твердої фази; підвищення інтенсивності й тривалості перемішування; модифікування поверхні полегшуючих добавок із метою зниження їх схильності до спливання, максимального скорочення часу структуроутворення розчину; застосування армуючих полегшуючих компонентів, які формують просторовий каркас структури цементного каменю. Властивості тампонажного розчину та сформованого цементного каменю зумовлюються їх хімічною природою й особливостями мікроструктури, причому остання визначається характеристиками як твердої фази, так і дисперсійного середовища, а також геометрією та структурою порового простору.

Виводи з цього дослідження і перспективи подальших досліджень

1. Встановлено, що наявність кавернозних інтервалів у поєднанні із необхідністю застосування базових полегшених тампонажних матеріалів приводить до формування ослабленого, неоднорідного цементного каменю з низьким рівнем зчеплення з металевою обсадною колоною та гірськими породами, що не забезпечує належної міжпластової ізоляції в умовах знижених пластових тисків.

2. Показано, що традиційні механічні засоби підготовки стовбура свердловини (на прикладі скребків або пристроїв з канатними петлями) не створюють достатнього впливу в кавернозних інтервалах, тоді як поінтервальний гідравлічний пристрій з лопатевим робочим органом має значно вищий потенціал руйнування глинисто-шламових відкладень і забезпечує покращення умов формування суцільного цементного кільця.

3. Лабораторні дослідження наростання міцності цементного каменю в термобаричних умовах показали, що полегшені тампонажні системи характеризуються істотно нижчими та повільніше зростаючими міцнісними показниками порівняно з розчинами нормальної густини, а це потребує коригування часу очікування тужавіння цементу та підвищених вимог до седиментаційної стійкості й водовідділення.

4. Перспективними напрямками подальших досліджень є оптимізація складу полегшених тампонажних розчинів з урахуванням їх мікроструктури та порового простору, кількісне моделювання гідродинамічної дії поінтервальних гідравлічних пристроїв у кавернозних інтервалах, а також розроблення комплексних критеріїв оцінки якості цементування на основі поєднання лабораторних випробувань і геофізичних досліджень свердловин.

Ye.M. Stavychnyi¹, A.O. Ihnatov²

¹*Ukrnafta PJSC*

²*Dnipro Polytechnic National Technical University*

IMPROVING WELL CEMENTING PROCESSES AS A FOUNDATION FOR QUALITY MANAGEMENT IN WELL CONSTRUCTION AT OIL AND GAS ENTERPRISES

This article investigates the enhancement of well casing and cementing technologies for low reservoir pressures. The study focuses on the effective removal of clay and sludge deposits from borehole cavities and the optimization of cement slurry compositions (including lightweight systems). These improvements are essential for forming a durable, impermeable cement sheath and enhancing the operational reliability of oil and gas wells.

The research establishes that in intervals with significant cavitation and reduced reservoir pressures, conventional lightweight cement materials result in a weakened, heterogeneous set cement with

poor bonding to the casing and formation, failing to provide adequate zonal isolation. The limited efficacy of traditional mechanical wellbore cleaning methods is demonstrated, highlighting the advantages of an interval-specific hydraulic tool designed to intensify the removal of clay and sludge deposits. Laboratory studies of strength development under downhole thermobaric conditions revealed substantially lower and slower-growing compressive strength in lightweight systems compared to conventional-density slurries. This finding underscores the necessity of optimizing their formulations with regard to sedimentation stability and set cement microstructure.

The obtained results enable the improvement of well casing and cementing technologies in cavernous wellbores under low reservoir pressures through the targeted selection of cavity cleaning methods and the optimization of lightweight cement slurry compositions. The proposed approaches can be applied in the design of production well cementing to enhance zonal isolation reliability and mitigate the risk of subsequent remedial cementing operations.

Key words: wellbore cavernosity, lightweight cementing slurries, well cementing, reduced formation pressures, interval-based cleaning, hydraulic tool, sedimentation stability, cement stone microstructure.

Література

1. Hossain, M.E., Islam, M.R. Drilling engineering: problems and solutions. Wiley – Scrivener publishing, 2018. 627 p.
2. Azar J.J., Robello S.G. Drilling Engineering. PennWell Corporation, 2007. 486 p.
3. Коцкулич Я.С., Тищенко О.В. Закінчування свердловин. К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. 366 с.
4. Ігнатов А.О., Ставичний Є.М. Геологічні й техніко-технологічні особливості кріплення нафтогазових свердловин з урахуванням фізико-хімічного стану їх стовбурів. *Інструментальне матеріалознавство: Зб. наук. пр. Вип. 24.* К.: ІНМ ім. В.Н. Бакуля НАН України, 2021. С. 87102.
5. Павличенко, А., Ігнатов, А., Ставичний, Є., Коровяка, Є., & Аскеров, І. Визначення окремих завдань з охорони ґрунтів та надр при спорудженні свердловин на родовищах нафти і газу. *Збірник наукових праць НГУ.* 2024. Вип. 78. С. 161–173.
6. Павличенко А.В., Коровяка Є.А., Ігнатов А.О., Давиденко О.М. Гідрогазодинамічні процеси при спорудженні та експлуатації свердловин. Дніпро: НТУ «ДП», 2021. 201 с.
7. Aziukovskyi O.O., Koroviaka Ye.A., Ighnatov A.O. Drilling and operation of oil and gas wells in difficult conditions. Dnipro: Zhurfond, 2023. 159 p.
8. Ігнатов А.О., Ставичний Є.М. Лабораторні та промислові дослідження процесу цементування нафтогазових свердловин в умовах товщ осадових порід. *Інструментальне матеріалознавство: Зб. наук. пр. Вип. 23.* К.: ІНМ ім. В.Н. Бакуля НАН України, 2020. С. 88–103.
9. Ставичний Є.М., Ігнатов А.О. Особливості кріплення стовбура свердловини у хомогенних відкладах. *Породоразрушаючий і металлообробляючий інструмент–техніка і технологія його виготовлення і застосування:* Сб. науч. тр. Вып. 22. К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2019. С. 164–174.
10. М.В. Сенюшкович, Б.А. Тершак, І.І. Витвицький, О.Б. Марцинків. Спеціальні тампонажні системи. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2022. 407 с.
11. O. Vutyaz, O. Chernova, Ye. Stavychnyi, R. Martyniuk, J. Ziaja. Increasing the reliability of oil and gas well fastening with polycomponent plugging systems. *Mining of Mineral Deposits.* 2024. – Vol. 18, N 3. P. 82–93.
12. Davidenko A. Ighnatov A. Basic results of researches of lining and plugging processes at wells construction. *Metallurgical and Mining Industry.* 2016. N 9. P. 58–64.
13. Ставичний Є.М., Магун М.Я., Зіньков Р.В. Досвід спорудження свердловин на Волошківській площі в умовах проявлення текучості калієво-магнієвих солей. *Нафтова і газова промисловість.* 2008. № 4. С. 34–36.

14. В. С. Терлига, Х.С. Соболев, Н.І. Петровська, М.Б. Ковальчук. Фізико-механічні властивості модифікованих полегшених тампонажних сумішей. *Теорія і практика будівництва*. 2013. № 755. С. 417–421.
15. Curry, G.L. & Feldman, R.M. *Manufacturing systems. Modeling and analysis*. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 2011. 338 p.
16. Pavlychenko, A.V., Ihnatov, A.O., Koroviaka, Ye.A., Ratov, B.T., & Zakenov, S.T. Problematics of the issues concerning development of energy-saving and environmentally efficient technologies of well construction. *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*. 2022. Vol. 1049. 012031.
17. Войтенко В., Вітрик В. *Технологія і техніка буріння*. К.: Центр Європи, 2012. 708 с.
18. Пристрій для обробки стовбура свердловини: пат. 90541 Україна: МПК E21B37/02; опубл. 11.05.10, Бюл. № 9.
19. Стенд для дослідження аерогідродинамічних потоків: пат. 114761 Україна: МПК E21B47/00; опубл. 25.07.17, Бюл. № 14.
20. Горський В. Ф. *Тампонажні матеріали і розчини*. Чернівці, 2006. 524 с.

Надійшла 11.11.25

References

1. Hossain, M.E., & Islam, M.R. (2018). *Drilling engineering: problems and solutions*. Wiley – Scrivener Publishing.
2. Azar, J.J., & Robello, S.G. (2007). *Drilling Engineering*. PennWell Corporation.
3. Kotskulych, Ya.S., & Tyshchenko, O.V. (2004). *Zakinchuvannia sverdlovyn [Well completion]*. Interpres LTD [in Ukrainian].
4. Ihnatov, A.A., & Stavychnyi, Ye.M., (2021). Heolohichni y tekhniko-tekhnologichni osoblyvosti kriplennia naftohazovykh sverdlovyn z urakhuvanniam fizyko-khimichnoho stanu yikh stovburiv [Geological and technical-and-technological features of casing oil and gas wells, taking into account the physical and chemical state of their wellbore]. *Instrumentalne materialoznavstvo – Tooling materials science*, 24, 87–102 [in Ukrainian].
5. Pavlychenko, A.V., Ihnatov, A.O., Stavychnyi, Ye.M., Koroviaka, Ye.A., Askerov I.K. (2024). Vyznachennia okremykh zavdan z okhorony gruntiv ta nadr pry sporudzhenni sverdlovyn na rodovyshchakh nafty i hazu. [Determination of individual tasks for the protection of soils and subsoil during the construction of wells in oil and gas fields]. *Zbirnyk naukovykh prats NHU – Collection of research papers of the NMU*, 78, 161–173 [in Ukrainian].
6. Pavlychenko, A.V., Koroviaka, Ye.A., Ihnatov, & Davydenko, A.N. (2021). *Hidrohazodynamichni protsesy pry sporudzhenni ta ekspluatatsii sverdlovyn: monograph [Hydro-gas-dynamic processes during the construction and operation of wells]*. Dnipro University of Technology [in Ukrainian].
7. Aziukovskyi O.O., Koroviaka Ye.A., Ihnatov A.O. (2023). *Drilling and operation of oil and gas wells in difficult conditions*. Dnipro: Zhurfond.
8. Ihnatov, A.O., & Stavychnyi, Ye.M. (2020). Laboratorni ta promyslovi doslidzhennia protsesu tsementuvannia naftohazovykh sverdlovyn v umovakh tovshch osadovykh porid [Laboratory and industrial research of cementation process of oil-and-gas bore holes in the conditions of sedimentary rock beds]. *Instrumentalne materialoznavstvo – Tooling materials science* (23rd Issue, p. 88–103). ISM im. V.N. Bakulia, NAN Ukrainy [in Ukrainian].
9. Stavychnyi, Ye.M., & Ihnatov, A.A. (2019). Osoblyvosti kriplennia stovbura sverdlovyny u khemohennykh vidkladakh [Fastening features barrel of bore hole in chemogenic deposits]. *Porodorazrushaiushchii i metalloobrabatyvaiushchii instrument – tekhnika i tekhnolohiia eho izhotovleniia i primeneniia – Rock Destruction and Metal-Working Tools*

- *Techniques and Technology of the Tool Production and Applications* (22nd Issue, p. 164–174). ISM im. V.N. Bakulia, NAN Ukrainy [in Ukrainian].
10. Seniushkovych, M.V., Tershak, B.A., Vytvytskyi, I.I., Martsynkiv O.B. (2022). *Spetsialni tamponazhni systemy*. IFNTUNH [in Ukrainian].
 11. Vytyaz, O., Chernova, O., Stavychnyi Ye., et al. (2024). Increasing the reliability of oil and gas well fastening with polycomponent plugging systems. *Mining of Mineral Deposits*, 18(3), 82–93.
 12. Davidenko, A. Ighnatov, A. (2016). Basic results of researches of lining and plugging processes at wells construction. *Metallurgical and Mining Industry*, 9, 58–64.
 13. Stavychnyi, Ye.M., Mahun, M.Ia., Zinkov, R.V. (2008). Dosvid sporudzhennia sverdlovyn na Voloshkivskii ploshchi v umovakh proiavlennia tekuchosti kaliievo-mahniievkykh solei [Experience of well construction in the Voloshkovskaya area under conditions of potassium-magnesium salt fluidity]. *Naftova i hazova promyslovist – Oil and gas industry*, 4, 34–36. 407 [in Ukrainian].
 14. Terlyha, V S., Sobol, Kh.S., Petrovska, N.I., Kovalchuk. M.B. (2013). Fyzyko-mekhanichni vlastyvosti modyfikovanykh polehshenykh tamponazhnykh sumishei [Physical and mechanical properties of modified lightweight cement mixtures]. *Teoriia i praktyka budivnytstva – Theory and practice of construction*, 755, 417–421 [in Ukrainian].
 15. Curry, G.L. & Feldman, R.M. (2011). *Manufacturing systems. Modeling and analysis*. Springer-Verlag.
 16. Pavlychenko, A.V., Ihnatov, A.O., Koroviaka, Ye.A., Ratov B T and Zakenov S T et al/ (2022). Problematics of the issues concerning development of energy-saving and environmentally efficient technologies of well construction, *IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science*, 1049, 012031.
 17. Voitenko, V., & Vitryk, V. (2012). *Tekhnolohiya i tekhnika burinnya [Technology and technique of drilling]*. Center of Europe [in Ukrainian].
 18. Davydenko, O.M., Ihnatov, A.O., Yatsyk V.V. (2010). Patent of Ukraine 90541 МПК E21B37/02. *Prystrij dlia obrobky stovbura sverdlovyny [Device for treating a wellbore]*. (Patent Ukraine № 90541) [in Ukrainian].
 19. Davydenko, O.M., Ihnatov, A.O., Dvornyk, S.Y. (2017). Patent of Ukraine 114761. МПК E21B47/00. *Stend dlia doslidzhennia aerohidrodynamichnykh potokiv [Stand for studying aerohydrodynamic flows]*. (Patent Ukraine № 114761) [in Ukrainian].
 20. Horskyi, V. F. (2006). *Cementing materials and solutions*. Chernivtsi [in Ukrainian].

УДК 622.243.95

DOI: 10.33839/2708-731X-28-1-117-133

А.О. Ігнатів, канд. техн. наук

Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», пр. Дмитра Яворницького,
19, 49027, м. Дніпро, Україна, e-mail: A_3000@i.ua

КОНСТРУКТИВНО-ТЕХНОЛОГІЧНІ СКЛАДОВІ ГІДРОМЕХАНІЧНОГО БУРІННЯ ТА МОЖЛИВОСТІ АВТОМАТИЗОВАНОГО УПРАВЛІННЯ НИМ

В статті обґрунтовано раціональні конструктивні і технологічні параметри модернізованих засобів гідромеханічного буріння на підставі встановлених закономірностей процесу взаємодії рухливих твердих куль із породним масивом у привибійній частині свердловини, що забезпечує підвищення ефективності буріння свердловин.

Встановлено обмеження традиційних кулеструминних і механічних методів буріння в складних гірничо-геологічних умовах. Обґрунтовано доцільність переходу до гідромеханічних схем руйнування