

© Б.А. Тершак  
ПАТ «Укрнафта»  
Є.М. Ставичний  
А.М. Андрусак  
Л.Я. Припула  
НДПІ ПАТ «Укрнафта»

## Інноваційні розробки зі спорудження свердловин на родовищах ПАТ «Укрнафта»

УДК 622.24:001.895

*У статті наведено інформацію про інноваційні технології, що впроваджують на бурових підприємствах ПАТ «Укрнафта», застосування яких покращує якість будівництва свердловин.*

**Ключові слова:** будівництво свердловин, породоруйнівний інструмент, долотні програми, бурові промивальні рідини, тампонажні розчини, буферні рідини, гідророзрив пласта.

*В статті дана інформація про інноваційні технології, що впроваджують на бурових підприємствах ПАТ «Укрнафта», застосування яких покращує якість будівництва свердловин.*

**Ключевые слова:** сооружение скважин, породоразрушающий инструмент, долотные программы, буровые промывочные жидкости, тампонажные растворы, буферные жидкости, гидроразрыв пласта.

*The article provides information on innovation technologies implemented at the drilling enterprises of Ukrnafta PJSC. It gives the opportunity to improve the quality of well construction.*

**Key words:** well construction, rock cutting tool, bit programs, drilling fluids, cement slurries, buffer fluids, fracturing.

Нафта і газ є основою паливного балансу нашої країни. Серед народногосподарських проблем паливно-енергетична є однією з найбільш актуальних. Завданням бурових та видобувних організацій є не лише збільшення обсягів буріння свердловин, покращення якості розкриття продуктивних горизонтів із метою отримання максимально можливого дебіту, а й удосконалення технологій, запровадження інноваційних підходів і підвищення організаційного рівня робіт зі спорудження та подальшої експлуатації свердловин.

Середня глибина закінчених бурінням свердловин ПАТ «Укрнафта» становить у 2014 р. 2546 м – в експлуатаційному бурінні та 4127 м – розвідувальному. Разом із цим на деяких родовищах як Східного, так і Західного регіону вона перевищує 4–5 тис. м, зокрема на Рудівсько-Червонозаводському (5600–5800 м), Анастасівському (4700–5000 м), Лопушнянському (4200–4600 м). Буріння свердловин на такі глибини з рядом ускладнень геологічного характеру потребує нових підходів і техніко-технологічних рішень.

Однією з необхідних умов забезпечення високих техніко-економічних показників будівництва свердловин у складних гірничо-геологічних умовах є застосування ефективного породоруйнівного інструменту.

Із 1996 року на родовищах ПАТ «Укрнафта» започатковано використання доліт, що виготовляються за стандартами API (Американського нафтового інституту). Останнім часом спостерігається стійка тенденція до зростання обсягів впровадження доліт зарубіжного виробництва таких компаній, як Hughes Christensen, Ulterra, Halliburton, Smith, Varel, Reed Nusalog тощо. Частка застосування імпортних доліт збільшилася з 6,6 % у 2005 р. до 58,5 % у 2013 р.

Порівняно з вітчизняними долотами і долотами, виготовленими в Росії, застосування доліт зарубіжного виробництва дало змогу збільшити проходку на долото в 3,6 раза, механічну швидкість буріння – в 1,2 раза і стійкість до-

та – в 3,1 раза. Загальний дохід від використання 192 доліт зарубіжного виробництва становив 13,5 млн грн.

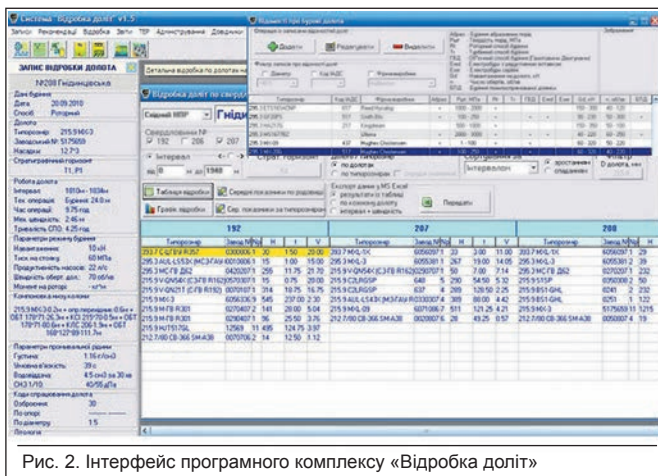
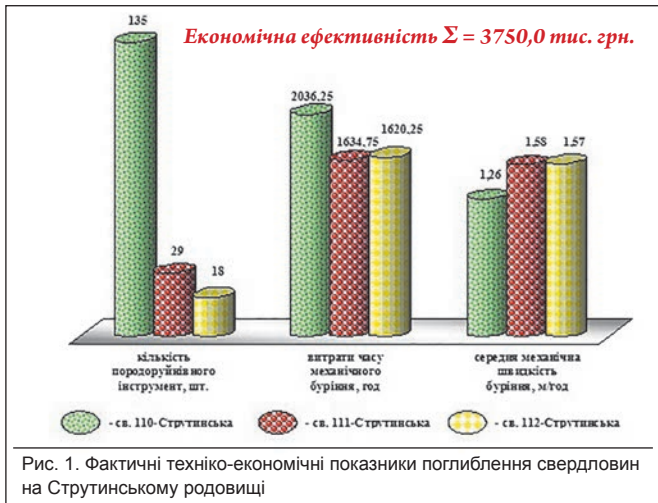
Наявність широкого асортименту високої якості доліт виробників різних компаній є передумовою постановки і вирішення завдання оптимального вибору та максимального використання ресурсу дороговартісних імпортних доліт. Із 2010 року у ПАТ «Укрнафта» уперше запроваджено практику буріння свердловин за індивідуальними долотними програмами, що розроблені в НДПІ на основі аналізу фактичних показників відпрацювання доліт у споріднених умовах з урахуванням особливостей їх застосування: літологічний склад порід, спосіб буріння, режимні параметри, просторова архітектура стовбура свердловини, КНБК тощо. Також враховується найкращий попередній досвід буріння свердловин.

Буріння свердловин за індивідуальними долотними програмами сприяє оптимізації відробки доліт та підвищенню техніко-економічних показників спорудження свердловин.

Яскравим прикладом цього є результати запровадження долотних програм на Струтинському родовищі (рис. 1). Реалізація долотних програм дала змогу зменшити кількість бурових доліт із 135 (раніше пробурено св. 110-Струтинську) до 28 шт. на св. 111-Струтинській та до 18 шт. на св. 112-Струтинській. Витрати часу на механічне буріння на св. 111 та 112-Струтинських на 25 % менші, ніж на св. 110-Струтинській. Отже, економічна ефективність від запровадження долотних програм на Струтинському родовищі становила близько 3750,0 тис. грн.

Застосування високоефективних доліт згідно з долотними програмами зменшує ризик виникнення різноманітних ускладнень (порушення цілісності стінок, прихилання бурильного інструмента тощо), сприяє якісному розкриттю продуктивних горизонтів і успішному закінченню свердловин.

Усього розроблено понад 40 долотних програм, які успішно реалізовано під час будівництва свердловин.



Для якісного проектування долотних програм у НДПІ розроблено програмний комплекс «Відробка доліт». Інтерфейс цієї програми представлено на рис. 2.

Програмний комплекс дає можливість:

- переглянути записи про роботу конкретного долота на свердловинах, де його було використано;
- зіставляти дані роботи доліт на родовищі/площі в заданому інтервалі, стратиграфічному підрозділі;
- отримувати середні показники роботи доліт у вибраних свердловинах у конкретному інтервалі, стратиграфічному підрозділі, на родовищі/площі.

На сьогодні в базі даних програмного комплексу «Відробка доліт» є інформація про відпрацювання доліт на 310 свердловинах, що пробурені на 63 родовищах ПАТ «Укрнафта».

За останні роки характерним для ПАТ «Укрнафта» є збільшення обсягів похило-скерованого і горизонтального буріння, сумарна частка яких у загальній проходці становить 85–90 %. Із горизонтальних свердловин заслуговує на увагу св. 700 Мільківського родовища, пробурена Прилуцьким УБР. Горизонтальне зміщення вибою становить 714 м, у т.ч. у продуктивному пласті – 245 м. Така довжина стовбура в продуктивній зоні забезпечила на сьогодні найвищий в Україні добовий дебіт свердловини – 250 т легкої нафти і 250 тис. м<sup>3</sup> газу.

Спорудження свердловин зі складною просторовою архітектурою потребує широкого застосування вибійних гвинтових двигунів. Останнім часом серійним гвинтовим двигунам (ДІ-105, ДРН76М, ДРУЗ-172РС) складають конкуренцію гідравлічні двигуни з профільованою робочою парою ДРУ-195-185ПМК, використання яких забезпечує більш тривалий міжремонтний період роботи.

З метою покращення техніко-економічних показників буріння та підвищення продуктивності свердловин перспективними є розробки НДПІ ПАТ «Укрнафта» в напрямку створення й удосконалення рецептур нових типів бурових промивальних рідин, які адаптовані до гірничо-геологічних умов буріння і завершення будівництва свердловин на родовищах Прикарпаття і ДДЗ.

Під час розроблення і коректування параметрів бурових промивальних рідин у ході буріння перед інженерно-технічними працівниками інституту стоїть завдання створювати найбільш ефективні й економічно вигідні (проектні) технологічні рішення та сприяти їх оперативному втіленню на виробництві. Це потребує залучення висококваліфікованих фахівців різного профілю, обізнаності їх у технології буріння, геології, геофізиці, хімії, екології тощо. Для вирішення проблем, пов'язаних із ускладненнями буріння свердловин, враховують особливості конкретних родовищ та конкретних свердловин.

З орієнтацією на використання хімреагентів і матеріалів вітчизняного виробництва розроблено системи безглинистих інгібованих біополімерних рідин (БІБР), подвійноінгібованих бурових розчинів (ПІБР), бурових розчинів із органоколоїдними (бітумними) складовими, високомінералізованих, малоглинистих емульсійних, полімер-калієвих, лігносульфонатно-калієвих, лігносульфонатно-кальцієвих, полімер-гуматних бурових розчинів тощо.

Погіршення колекторських властивостей продуктивних пластів запобігають використанням безглинистих біополімерних рідин. Система БІБР як альтернатива системам зарубіжних компаній відрізняється більшою захищеністю від біодеструкції завдяки вдалому поєднанню біоцидних домішок і поверхнево-активних речовин із підвищеною гідрофобізуючою дією.

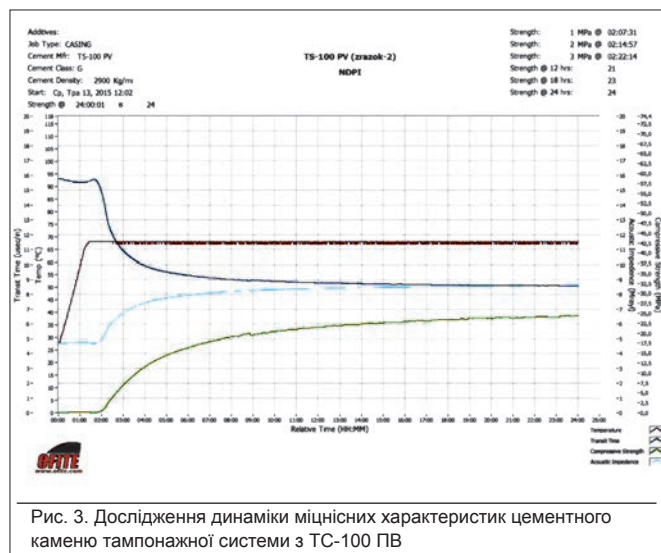
Подвійноінгібовані бурові розчини дали можливість успішно вирішити проблему стійкості і попередження кольматації у глибокозалягаючих продуктивних розрізах на свердловинах Південно-Гвіздецького, Любіжнянського, Росільнянського родовищ.

Полімер-гуматні бурові розчини з використанням модифікованих реагентів вітчизняного виробництва (Полігум, Полібур, Лігноксин) значною мірою забезпечили попередження ускладнень під час буріння свердловин на Червонозаводському, Ярошівському, Велико-Бубнівському, Східно-Рогінцівському та інших родовищах ДДЗ.

Підтверджено успішністю доцільність використання для обробки різних типів бурових розчинів таких реагентів вітчизняного виробництва: піногасника Пентакс та Премікс Д, змашувальної домішки СБР, реагенту-розріджувача РВ-СМ, органоколоїду Премікс О, які не поступаються, а часто й переважають зарубіжні аналоги.



Таблиця



Дослідження окремих реагентів спрямовані на пошук раціональних шляхів і диференціацію способів їх застосування в конкретних умовах буріння свердловин. При цьому увагу зосереджено на використанні хімреагентів і систем бурових промивальних рідин, які не чинять негативного впливу на екосферу.

Цікавими з наукової та практичної точки зору є дослідження щодо виявлення синергетичних ефектів сумішей поверхнево-активних речовин (ПАР), застосування неіонних ПАР із гідрофобізуючою дією для одержання органофільних глин, для активації розчинення полімерних реагентів у водному середовищі, для одержання гідрофільних і гідрофобних бурових промивальних емульсій, полімеремулсійних рідин гідророзриву. Розробки нових систем бурових промивальних рідин знайшли практичне використання з досягненням економічного ефекту щодо техніко-економічних показників буріння і дебітів нафти і газу.

Аналіз якості кріплення свердловин родовищ України, Росії та зарубіжних країн показує, що питання створення надійного та довговічного каналу, який з'єднує продуктивні пласти з денною поверхнею, залишаються доволі актуальними. Складні геолого-промислові умови та виснаження більшості родовищ, що перебувають на пізній стадії розробки, спричиняють ряд проблем на етапах спорудження та експлуатації свердловин. Довготривала експлуатація родовищ призвела до значного падіння пластових тисків, збільшення обводненості покладів і виникнення міжпластових перетоків.

Із метою підвищення якості кріплення свердловин у НДПІ проводять комплексні дослідження від моменту розроблення тампонажних систем і адаптації їх до умов цементування кожної свердловини і до забезпечення технологічного супроводу кріплення. Тестування тампонажних матеріалів і буферних сумішей здійснюють у лабораторії тампонажних розчинів НДПІ із використанням як вітчизняного обладнання (КЦ-3, ПЦК-1, УС-1, МР-0,5, ПСУ-10), так і сучасного закордонного (прилад для дослідження гранулометричного складу та питомої поверхні порошкоподібних матеріалів ПСХ-12SP, віскозиметр FANN 35, фільтр-прес ФЛР-1, ультразвуковий аналізатор

Характеристика тампонажного розчину для умов цементування експлуатаційної колони в продуктивній товщі у св. 112-Струтинській

| Показник, одиниця вимірювання                      |                  | Рецептура ТР:<br>ТС-100 ПВ –<br>100 м.ч.<br>НТФК <sup>(*)</sup> – 0,03 м.ч.<br>В/С <sup>(**)</sup> – 0,44 |
|--|------------------|---|
| Густина цементного розчину, г/см <sup>3</sup>      |                  | 1,87  |
| Розтічність цементного тіста, мм                   |                  | 215   |
| Водовідділення, мл                                 |                  | 0   |
| Час загуснення до 30 одиниць Бердена, год-хв       |                  | 2–35  |
| Температура досліджень, °С                         |                  | 68  |
| Строки схоплення, год-хв, (початок / кінець)       |                  | 2–50/3–10   |
| Міцність цементного каменю у віці однієї доби, МПа | у разі вигину    | 5,8   |
|  | у разі стискання | 23,6  |
| Водовіддача, см <sup>3</sup> /30 хв                |                  | 24  |

\*НТФК – нітрилотриметилфосфоновна кислота;  
\*\*В/С – водосумішеве відношення

цементу UCA (OFITE 120-50), аналізатор міграції флюїду (OFITE 120-57), консистометр ZM-1003, прилад для контролю міцності під час стискання «Пульсар»).

Крім того, для підвищення якості розмежування пластів у НДПІ ПАТ «Укрнафта» розроблено програму, яка дає змогу комплексно підходити до вибору параметрів цементування свердловини на стадії проектування процесу кріплення та безпосередньо перед цементуванням прогнозувати його попередній результат. Програма враховує геологічні та цілий комплекс техніко-технологічних факторів, що впливають на якість цементування обсадних колон (реологічні параметри бурового розчину, тривалість часу між закінченням спуску колони та початком цементування, кількість і місце встановлення центраторів, тип тампонажного матеріалу, терміни схоплення тампонажного розчину, товщина цементного кільця тощо). Апробацію цієї програми проведено більш ніж на чотирьох десятках свердловин.

У 2010–2013 рр. успішно пройшли дослідно-промислові випробування сухі тампонажні суміші ТС-50, ТС-100, ТС-100ПВ, ТС-150, ТС Пол, РТС-50ПВ, РТС-100ПВ, РТС-150ПВ, РТС-50Пол.ПВ (РТС Пол ПВ), КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) виробництва ТОВ «Спецбудконструкція», призначені для первинного і повторного цементування нафтових і газових свердловин [1]. Вивчено технологічні особливості приготування та застосування тампонажних матеріалів на основі ТС і РТС, а також розроблено в НДПІ стабілізованої буферної суміші СБС, встановлено їх відповідність вимогам чинних нормативних документів, техніко-технологічним умовам цементування свердловин та показано доцільність їх використання на родовищах ПАТ «Укрнафта». Усього за період випробувань на 40 свердловинах проведено 74 свердловино-операції із цементування обсадних колон та встановлення цементних мостів. Підтверджена економічна ефективність від впровадження тампонажних сумішей типу ТС і РТС за період 2010–2013 рр. становила 3360,5 тис. грн, а від застосування СБС – 904,6 тис. грн.

Як приклад у таблиці наведено характеристики тампонажного розчину (ТР), приготовленого згідно з розробленою рецептурою із застосуванням стабілізованої седиментаційно-стійкої тампонажної системи ТС-100ПВ, яку апробовано



Рис. 4. Графік зміни параметрів цементування нижнього ступеня експлуатаційної колони у св. 112-Струтинській

на св. 112-Струтинській. Особливості технологічного процесу цементування нижнього ступеня в інтервалі 2550–1560 м 146 мм експлуатаційної колони (друга порція тампонажного розчину): тривалість цементування:  $T_{\text{цем}} = 2 \text{ год } 30 \text{ хв}$ , густина тампонажного розчину  $\rho_{\text{тр}} = 1880 \text{ кг/м}^3$ , статична температура  $t_{\text{ст. макс}} = 68 \text{ }^\circ\text{C}$ , максимальний вибійний тиск  $P_{\text{макс}} = 36 \text{ МПа}$ .

Для ефективного розділення бурового і тампонажного розчинів розроблено рецептуру буферної рідини на основі стабілізованої буферної суміші (СБС) із підвищеними відмивальними, виносними та розділяючими властивостями [2].

Відсутність водовіддлення та мінімальна водовіддача тампонажного розчину за достатньо високих міцнісних характеристик цементного каменю мінімізують негативний вплив фільтрату тампонажного розчину на фільтраційно-емнісні характеристики продуктивних відкладів і забезпечують формування надійного цементного кільця. При цьому тестування динаміки міцнісних характеристик цементного каменю в термобаричних умовах здійснено додатково неруйнівним методом згідно з рекомендаціями API з використанням ультразвукового аналізатора цементу USA компанії OFI Testing Equipment Inc. (№ 120–50) (рис. 3).

Закачування та протискування рідини проведено відповідно до результатів гідравлічного розрахунку, отриманих за допомогою програми TurboSem-1, яка дає можливість розраховувати вибійний тиск, тиск на усті свердловини, об'єм та розміщення закачаних технологічних рідин у будь-який момент технологічного процесу та інтерпретувати одержані дані в графічному вигляді. Застосування цієї програми дає змогу прогнозувати, а отже, і попереджати гідророзрив порід чи поглинання розчинів. Графік зміни параметрів цементування нижнього ступеня експлуатаційної колони у св. 112-Струтинській наведено на рис. 4.

Якість цементування експлуатаційної колони у цій свердловині за результатами АКЦ характеризується як «добра». Після освоєння свердловини міжпластових перетоків немає.

До ефективних технологічних заходів, спрямованих на збільшення обсягів нафтовидобутку, потрібно віднести про-

ведення гідророзриву пластів (ГРП). Із цією метою в НДПІ розроблено рецептури рідин гідророзриву для здійснення ГРП в умовах мало- і високопроникних порід-колекторів та в різних температурних умовах свердловин на родовищах ПАТ «Укрнафта». Створено рецептури полімер-емulsійних та гелевих рідин гідророзриву. Є успіхи в одержанні хімреагентів для гелевих рідин, що не поступаються за технологічними характеристиками світовим аналогам.

Із 2005 р. широкого застосування в промислових умовах набули системи «Галгель», що відрізняються підвищеними відновлювальними властивостями, забезпечують самоочищення навколотріщинної зони, що сприяє покращенню фільтраційних властивостей порід-колекторів після проведення потужного ГРП. Технологічна рідина гідророзриву «Галгель» призначена для розкриття і розвитку тріщин під час її нагнітання у свердловину та транспортування піску чи пропанту в тріщинах для їх закріплення.

Основою рідини гідророзриву «Галгель» є полімер-гелеутворювач, до складу якого входять зшивач, деструктор, активатор гелеутворення. Вибір компонентів за функціональним призначенням та їх співвідношенням забезпечують комплекс необхідних характеристик рідини гідророзриву. Після деструкції рідини гідророзриву «Галгель» осадоутворення, порівняно з гелевою рідиною на основі WGA-1 (гугар-гель), незначне.

Розроблена рідина «Галгель» сприяє підвищенню ефективності ГРП за рахунок збільшення обсягів видобутку нафти і газу в умовах родовищ ПАТ «Укрнафта» та економії затрат на приготування рідини для гідророзриву.

В умовах значного зростання вартості бурових робіт особливо актуальним є відновлення експлуатаційних свердловин шляхом їх перебудування другим стовбуром. У НДПІ ПАТ «Укрнафта» розроблено техніко-економічне обґрунтування доцільності відновлення свердловин для кожного нафтопромислового району: Бориславського, Долинського, Надвірнянського, Чернігівського, Охтирського і Полтавського.

## Висновки

Застосування інноваційних технологій, що впроваджуються на бурових підприємствах ПАТ «Укрнафта», зокрема удосконалених технологій буріння і кріплення свердловин, модифікованих тампонажних матеріалів, нових рецептур бурових промивальних рідин і тампонажних розчинів, рідин для гідророзриву, покращує якість будівництва свердловин загалом. Оснащення лабораторій бурового напрямку НДПІ сучасним обладнанням і приладами дає змогу виконувати широкий спектр досліджень як за нормальних, так і змодельованих пластових умов. Ресурсна база вуглеводнів і значний проектний фонд для буріння нових видобувних нафтових і газових свердловин створюють сприятливі умови і можливості для збільшення обсягів буріння, стабілізації та нарощування видобутку нафти і газу в Україні.

## Список використаних джерел

1. Суміші сухі тампонажні: ТУ У 26.6-32571045-001:2011. – [Чинний від 2012-02-09]. – Дніпропетровськ, 2011. – 11 с.
2. Пат. 70694, Україна, МПК E21B33/128. Стабілізова-

на буферна суміш (СБС) / Б.А. Тершак, Є.М. Ставичний, Ю.Г. Сук. – Заявник та патентовласник ПАТ «Укрнафта». – № 201113544; заявл. 17.11.2011; опубл. 25.06.2012, Бюл. № 12.