

Буріння свердловин

УДК 622.224

DOI: 10.31471/2304-7399-2026-22(83)-141-157

ПІДВИЩЕННЯ СТІЙКОСТІ СТІНОК СВЕРДЛОВИНИ ПІД ЧАС БУРІННЯ НЕСТІЙКИХ ІНТЕРВАЛІВ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ БІОПОЛІМЕР-СИЛКАТНИХ БУРОВИХ РОЗЧИНІВ

І. Ф. Дудич*^{id}, М. В. Сенюшкович^{id}, В. В. Богославець^{id},
О. Б. Марцинків^{id}, І. І. Витвицький^{id}, Р. Р. Ганчук^{id}

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, Україна
e-mail: ivan.dudych@nung.edu.ua, mykolasen56@gmail.com,
oleh.martsynkiv@nung.edu.ua, ivan.vytvytskyi@nung.edu.ua,
roman.hanchuk-a185-23@nung.edu.ua

У статті досліджено ефективність застосування біополімер-силікатного бурового розчину під час буріння нестійких інтервалів свердловин. Показано, що під час проходження глинистих і тріщинуватих порід виникають ускладнення, пов'язані з осипанням і обвалюванням стінок свердловини, накопиченням твердої фази у буровому розчині та погіршенням умов винесення вибуреної породи. Обґрунтовано склад біополімер-силікатного бурового розчину, до якого входять модифікований крохмаль, біополімер *Діо-віс*, карбоксиметилцелюлоза, силікат натрію, хлорид натрію та гідроксид натрію. Проведено аналіз технологічних параметрів запропонованого розчину та виконано їх порівняння з фактичними показниками хлоркалієвого біополімерного розчину, що застосовувався під час буріння свердловини №9 Грабинської площі. Встановлено, що використання силікатного реагенту сприяє підвищенню інгібувальних властивостей бурового розчину, зменшенню фільтраційних втрат і зміцненню стінок свердловини завдяки утворенню кремнеземистих гелів у поровому просторі порід. Показано, що запропонований розчин забезпечує стабільні реологічні властивості, ефективне винесення шламу та відповідає проектним вимогам буріння. Промислова апробація розробленого бурового розчину під час буріння свердловини №5 Грабинської площі підтвердила його ефективність і доцільність використання для буріння нестійких інтервалів свердловин.

Ключові слова: буровий розчин, силікат натрію, біополімерний розчин, нестійкі породи, реологічні властивості, фільтрація, стійкість стінок свердловини.

Вступ. Буріння свердловин у нестійких інтервалах геологічного розрізу супроводжується значними ускладненнями, зумовленими схильністю гірських порід до обвалення, набухання, розущільнення та руйнування стінок свердловини. Однією із основних причин цього ускладнення є тріщини в гірській породі, що утворились під дією тектонічних процесів в надрах земної кори. Ці тріщини слугують ідеальним каналом, через який фільтрат бурового розчину проникає на значну віддаль від стінок свердловини. Ускладнення, обумовлені втратою стійкості стінок свердловини, найчастіше спостерігають в глинистих відкладах, що є найбільш поширеним типом гірських порід.

Такі процеси призводять до зниження стійкості стовбура свердловини, втрат бурового розчину, прихоплень бурильного інструменту та суттєвого погіршення техніко-економічних показників буріння. Сучасні дослідження підтверджують, що втрата стійкості стінок свердловин є результатом складної взаємодії механічних, гідродинамічних та фізико-хімічних факторів, незалежно один від одного або їх одночасної дії, особливо в умовах складних і слабозцементованих порід [16].

Традиційно вважають, що густина розчину є основним параметром, який впливає на стійкість стінок свердловини. Однак цей підхід не враховує значної кількості інших чинників впливу [3, 10]. Тому, з метою запобігання виникненню перелічених ускладнень потрібно приділяти особливу увагу оптимальному вибору і раціональному використанню компонентів бурових розчинів з урахуванням умов провідки свердловин. Насамперед враховують літологічну характеристику розбурюваних порід, а також пластові температуру і тиск. Буровий розчин за своїм складом повинен бути сумісним із усіма породами інтервалу буріння [2].

У світовій практиці під час буріння у складних гірничо-геологічних умовах, де розріз свердловини складають породи, що схильні до осипання чи обвалювання, популярним є застосування промивальних рідин на нафтовій чи синтетичній основі [12, 13]. Але для них притаманна низка негативних вад, що обмежує їхнє використання. Традиційні розчини на водній основі часто виявляються низько ефективними у боротьбі з гідратацією активних сланців, тоді як розчини на нафтовій основі, попри їхню високу інгібуючу здатність, обмежені у використанні через високу вартість та екологічні ризики.

У цьому контексті використання бурових розчинів з високими інгібувальними та структуроутворюючими властивостями, становить особливий науково-практичний інтерес, як один з найефективніших напрямів підвищення стійкості стінок свердловини шляхом забезпечення стабілізації порід. Серед таких систем особливу увагу привертають силікатні бурові розчини, які характеризуються високою інгібувальною здатністю, здатністю до зміцнення стінок свердловини та утворенням захисних

структур у поровому просторі гірських порід. Використання силікатного реагенту як добавки до бурового розчину є предметом багатьох наукових досліджень [9, 12, 15].

Водні системи з силікатними компонентами розглядаються як перспективна альтернатива традиційним розчинам завдяки їх здатності стабілізувати глинисті породи та зменшувати фільтраційні процеси [10, 13, 14]. У практиці буріння широко розповсюдженим є застосування натрієвого рідкого скла як інгібітора та структуроутворювача. Найважливішою властивістю розчинних силікатів є вагове співвідношення $\text{SiO}_2:\text{Na}_2\text{O}$, котре називають K_2O – модулем. Найбільш часто застосовують рідке скло з модулем від 2 до 4 [12]. У роботі [3] рекомендовано застосовувати силікат натрію із модулем 2,4-3.

Силікати натрію спричиняють глибокі і незворотні зміни структури кальцієвих глин, що збільшує їх водостійкість і покращує стійкість стінок свердловини в глинистих відкладах [12].

Механізм дії силікатних бурових розчинів пов'язаний із проникненням силікат-іонів у структуру глинистих мінералів та утворенням кремнеземистих гелів, що сприяє ущільненню порового простору, ізоляції мікротріщин і зниженню проникності порід. Крім того, такі розчини здатні утворювати малопроникні плівки на поверхні стінок свердловини, що зменшує фільтрацію та запобігає розвитку деструктивних процесів, що позитивно впливає на підвищення міцнісних характеристик порід стінок свердловини. Експериментальні дослідження показують, що застосування силікатних систем дозволяє істотно зменшити набухання глин та підвищити стійкість порід схильних до осипання [8]. Аналогічні результати отримані при використанні нанодисперсного кремнезему, який ефективно закупорює нанопори та знижує проникнення фільтрату в породу [17].

Останні наукові роботи також демонструють перспективність використання модифікованих силікатних матеріалів і наночастинок SiO_2 як добавок до бурових розчинів, що забезпечують покращення реологічних властивостей, знижують фільтраційні втрати та підвищують термостійкість систем [16]. Крім того, сучасні дослідження вказують на можливість застосування кремнеземистих матеріалів для зміцнення зон нестійких порід та підвищення стабільності свердловин в умовах високих температур і тисків [11]. Серед бурових розчинів із використанням силікатного реагенту найбільш поширеними є малосилікатні глинисті розчини із вмістом рідкого скла в межах 2-5%. Ці розчини сприяють зменшенню ускладнень під час буріння інтервалів із заляганням нестійких глин і аргілітів [2].

Оскільки силікатні розчини часто є технологічним компромісом між складністю приготування та високою ефективністю, їхнє впрова-

дження вимагає чіткого контролю параметрів, особливо рН та концентрації солей. Для буріння в інтервалах, складених стійкими та нестійкими аргілітами (особливо схильними до гідратації та обвалювання), рецептура має забезпечувати максимальне інгібування та швидке формування захисного екрана.

Незважаючи на значний обсяг наукових досліджень у цій галузі, питання оптимізації складу силікатних бурових розчинів, а також оцінювання їхніх ефективності в конкретних гірничо-геологічних умовах залишаються недостатньо вивченими. Особливо актуальним є встановлення впливу концентрації силікатних компонентів, мінералізації середовища, температури та часу контакту на стабілізаційні властивості розчинів.

Постановка проблеми. Під час буріння свердловин у нестійких інтервалах геологічного розрізу часто виникають ускладнення, пов'язані з обвалюванням, осипанням і розшліщенням стінок свердловини. Особливо це характерно для глинистих і тріщинуватих порід, у яких фільтрат бурового розчину може проникати на значну відстань у поровий простір, спричиняючи гідратацію глинистих мінералів, зниження міцності порід та порушення стійкості стовбура свердловини. Наслідками таких процесів є звуження стовбура, утворення каверн і жолобів, прихоплення бурильного інструменту, втрати бурового розчину та погіршення техніко-економічних показників буріння. Незважаючи на значну кількість досліджень у цій галузі, питання оптимізації складу силікатних бурових розчинів і оцінки їх ефективності в конкретних гірничо-геологічних умовах залишаються недостатньо вивченими, що обумовлює актуальність даної роботи.

Метою роботи є дослідження ефективності застосування біополімер-силікатного бурового розчину під час буріння нестійких інтервалів свердловин, встановлення його впливу на технологічні параметри промивальної рідини та обґрунтування раціональних параметрів використання в конкретних гірничо-геологічних умовах.

Завдання дослідження. Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

1. Проаналізувати геолого-технічні умови буріння нестійких інтервалів свердловин та основні фактори, що впливають на їх стійкість.
2. Обґрунтувати склад біополімер-силікатного бурового розчину та обґрунтувати основні технологічні параметри розробленого бурового розчину (густина, фільтрацію, реологічні властивості, пластичну в'язкість, динамічні та статичні напруження зсуву) для буріння свердловини Грабинської площі.
3. Провести порівняльний аналіз параметрів запропонованого біополімер-силікатного розчину з фактичними параметрами хлор-калієвого біополімерного розчину, що застосовувався раніше.

4. Оцінити ефективність застосування розробленого бурового розчину за результатами промислового впровадження під час буріння свердловин Грабинської площі.

Викладення основного матеріалу. Проведеними аналітичними та експериментальними дослідженнями була обґрунтована базова рецептура біополімер-силікатного бурового розчину [1, 4] котра уточнюється та адаптується до конкретних геолого-технічних умов .

Для підтвердження ефективності розробленої рецептури бурового розчину, проведена його адаптація до умов буріння інтервалу (410-1550 м) похилої свердловини на Грабинській площі, складеного нестійкими гірськими породами. Грабинська площа належить до Більче-Волинської нафтогазоносної зони Передкарпатської нафтогазоносної області Західного нафтогазоносного регіону України.

Характеристика стратиграфічних підрозділів по глибині свердловини:

- антропогенові відклади – 25 м;
- нижній сармат, дашавська світа – 1390 м;
- міоцен, верхньобаденський підярус, косівська, тираська світи, баранівські верстви – 1425 м;
- міоцен, карпатський ярус – 1445 м;
- верхня юра – 1505 м.

Найбільш складним з погляду забезпечення ефективного промивання є буріння інтервалу 410-1550 м, оскільки основна його частина є похило-скерованою. Під час буріння цього інтервалу можливі такі ускладнення: звуження стовбура свердловини, каверно- та жолобоутворення, зтяжки і прилипання бурового інструменту, часткове поглинання бурового розчину, газопрояви, осипання та обвалювання стінок свердловини.

Для промивання цієї ділянки використовують хлор-калієвий біополімерний буровий розчин для забезпечення ефективного промивання свердловини, особливо в умовах проходження інтервалів стабілізації зенітного кута в діапазоні 30-36° і високо-проникних пластів з аномально низьким пластовим тиском.

Фактори, що впливають на винесення шламу в свердловинах Грабинської площі з кутами більше 30° слід розмістити в такій послідовності, за ступенем впливу:

1. Продуктивність бурових насосів. Для стовбурів діаметром 393,7 мм не менше 45 л/с, для стовбурів діаметром 295,3 мм не менше 35 л/с, для стовбурів діаметром 215,9 мм не менше 26 л/с, для стовбурів діаметром 152, 9 мм не менше 12 л/с.

2. Рух інструменту розходжуванням або обертанням. Причому під час обертання має велике значення швидкість і ексцентриситет обертан-

ня – чим вони вищі, тим краще очищення стовбура. При розходжуванні має значення його інтенсивність. Однак у будь-якому випадку без руху інструменту винесення шламу ускладнено. Особливо це стосується протяжних ділянок стовбура з кутами 35° - 55° , довжиною понад 500 м.

3. Вплив реологічних властивостей розчину вагомий, але без забезпечення руху інструменту і високої продуктивності насосів він дещо послаблюється. Для оцінки виносної здатності використовується показник котрий іменують «динамічні напруження зсуву при низьких швидкостях», котрий чисельно визначається на основі показів ротаційного віскозиметра OFITE при 3 і 6 об/хв. Загальне правило таке: для кращого виносу шламу зі свердловини з кутами понад 30° ДНЗ має дорівнювати 1-1,2 діаметра свердловини в дюймах. Наприклад, для діаметра 220,7 мм ДНЗ має дорівнювати 10-15 Па. Однак необхідно враховувати, що на практиці для більшості систем глинистих розчинів такі значення важко досяжні без втрати інших технологічних властивостей розчину. Крім того, часто прагнення будь-якою ціною отримати ці значення призводить до втрати інших експлуатаційних властивостей бурового розчину. Тому в кожному конкретному випадку до визначення величини реологічних параметрів розчину треба підходити індивідуально.

За результатами проведеного аналізу геолого-технічних умов та досвіду спорудження свердловин на Грабинській площі, для інтервалу 410-1550 м розроблено і рекомендовано до впровадження таку рецептуру біополімер-силікатного бурового розчину, мас. %: модифікований крохмаль – 0,8; Duo-vis – 0,4; СМС-LV – 0,3; Na_2SiO_3 – 0,275; NaCl – 12; NaOH – 0,2; вода – решта. Обважнення бурового розчину до необхідних значень здійснюється завдяки добавкам обважнювача крейди в розрахованій кількості. Технологічні властивості рекомендованої рецептури: густина – 1090-1110 кг/м^3 ; умовна в'язкість – 60 с; СН310с/10хв – 3,4/4,5 Па; фільтрація – 4 $\text{см}^3/30\text{хв.}$; КТК – 0,054; ДНЗ – 14 Па; пластична в'язкість – 16 мПа·с; показник рН – 11,5.

Компоненти, що включені до складу біополімер-силікатного бурового розчину виконують такі функції:

–модифікований і біологічно стабілізований крохмаль, використовують для контролю показника фільтрації бурових розчинів на водній основі;

–ксантановий біополімер марки Duo-vis використовують як структуроутворювач;

–СМС-LV (карбоксиметилцелюлоза) – органічний колоїд, який застосовують для зменшення показника фільтрації прісних і мінералізованих розчинів;

– Na_2SiO_3 (силікат натрію) використовують для приготування малосилікатних розчинів, з метою запобігання набухання та гідратації гли-

нистих порід, схильних до обвалювання. Оптимальна домішка рідкого скла при цьому коливається від 2,0 % до 5,0 % мас.;

–NaCl (хлорид натрію) використовують як інгібітор набухання та гідратації глинистих порід;

–NaOH (гідроксид натрію, каустична сода) використовують для збільшення показника рН.

Технічні особливості приготування розчину та контролю:

Порядок змішування: Спочатку готується полімер-крохмальна основа з додаванням карбоксиметилцелюлози, і лише після повного розчинення реагентів додається силікат натрію та решта компонентів. Така процедура приготування запобігає "згортанню" полімерів.

Показник фільтрації: Для аргілітів критично важливо тримати водовіддачу на мінімальному рівні (менше 5–6 см³/30 хв). Силікатний гель сам по собі знижує фільтрацію, а полімери забезпечують еластичність фільтраційної кірки.

Контроль модуля силікату: Рекомендовано використовувати рідке скло з силікатним модулем (SiO₂/Na₂O) у межах 2,0–3,0. Вищий модуль забезпечує швидшу реакцію, але вимагає суворого контролю рН.

Сумісність: Силікатні розчини агресивні до окремих традиційних хімреагентів. Необхідно уникати використання солей кальцію чи магнію у великих концентраціях безпосередньо в розчині, щоб не спровокувати передчасне випадання осаду в циркуляційній системі.

Згідно з аналітичними розрахунками значення пластичної в'язкості і динамічних напружень зсуву можна визначити аналітично за такими залежностями:

$$PV = M_{n1} - M_{n2}, \quad (1)$$

$$YP = (M_{n2} - PV) \cdot 0,478, \quad (2)$$

де PV – пластична в'язкість, мПа·с;

YP – динамічне напруження зсуву, Па;

M_{n1} , M_{n2} – значення крутного моменту при кількості обертів за хвилину 600 та 300 відповідно, на ротаційному віскозиметрі «Fann 800».

За результатами інформації у добових рапортах проведено аналіз параметрів використовуваного бурового розчину на свердловині Грабинська 9 та порівняно їх з параметрами пропонуваного біополімер-силікатного бурового розчину.

Проектна густина бурового розчину для буріння інтервалу змінюється в межах 1080-1120 кг/м³. Густина рекомендованого розчину має бути в межах 1090-1110 кг/м³, що є допустимим і рекомендованим для такого інтервалу. Проаналізуємо значення густини використовуваного раніше хлоркалієвого біополімерного розчину на різних глибинах буріння інтервалу.

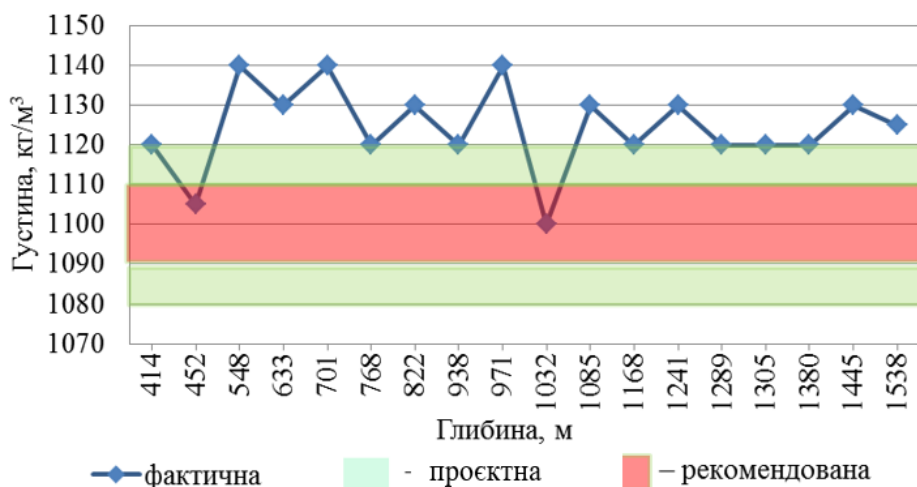


Рис. 1. Фактичні і рекомендовані значення густини бурового розчину

На рисунку 1 видно, що фактичні значення густини хлоркалієвого біополімерного розчину в певних інтервалах буріння перевищують проектні значення. Це пояснюється тим, що значна частина вибуреної гірської породи, яка потрапила в розчин, розщеплюється на дрібніші частинки і розчин не очищується від подрібненого шламу за допомогою наземної системи очищення і залишається у ньому як тверда фаза. Для боротьби з таким негативним явищем під час буріння свердловини у досліджуваному інтервалі виводили певний об'єм розчину із загальної системи у окремий резервуар і в подальшому очищали від подрібненого шламу:

– в інтервалі буріння 971-1032 м вивели 20 м³ розчину, оскільки густина на початок інтервалу становила 1140 кг/м³, кінець інтервалу – 1110 кг/м³;

– в інтервалі буріння 1085-1168 м вивели 20 м³ розчину, густина на початок інтервалу становила 1130 кг/м³, кінець інтервалу – 1120 кг/м³;

– в інтервалі буріння 1241-1289 м вивели 20 м³ розчину, густина на початок інтервалу становила 1130 кг/м³, кінець інтервалу – 1120 кг/м³;

– в інтервалі буріння 1305-1380 м вивели 15 м³ розчину, густина на початок і в кінці інтервалу становила 1120 кг/м³.

Також густину бурового розчину частково знижували шляхом його розбавлення зі свіжоприготовленим розчином дещо меншої густини. Добавляння нової порції розчину відбувалось в таких інтервалах: 548-633 м – 30 м³; 701-768 м – 30 м³; 1085-1168 м – 60 м³; 1241-1289 м – 30 м³; 1305-1380 м – 30 м³; 1445-1538 м – 30 м³. Густина рекомендованого нами біополімер-силікатного бурового розчину відповідає проектним значенням для буріння в інтервалі 410-1550 м.

Наступним параметром є умовна в'язкість. Згідно з проектною документацією її рекомендоване значення має бути в межах – 40÷65 с. Значення умовної в'язкості біополімер-силікатного розчину становить 60 с.

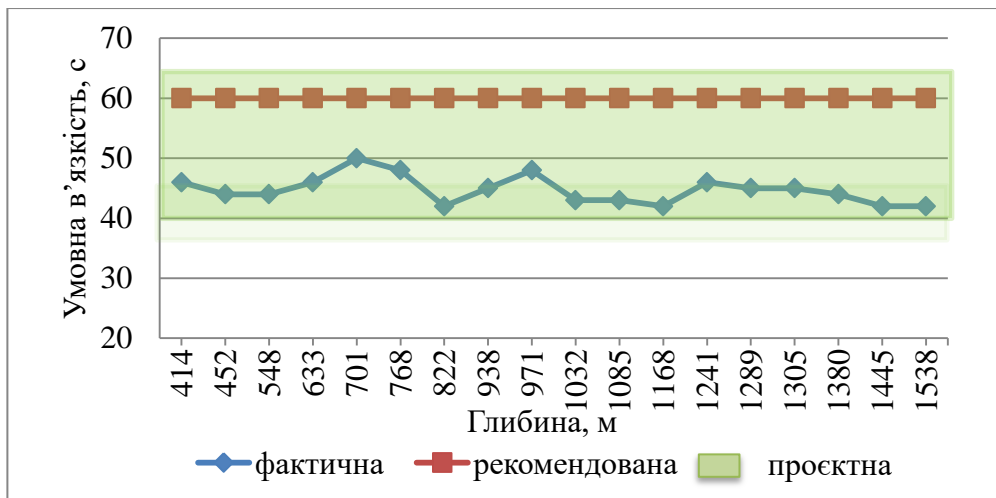


Рис. 2. Фактичні і рекомендовані значення умовної в'язкості бурового розчину

Відповідно до графіка на рис. 2, фактичні значення хлоркалієвого біополімерного розчину перебувають у проектних межах. Тому під час буріння цього інтервалу не застосовували хімічні реагенти-розріджувачі. Рекомендоване значення умовної в'язкості біополімер-силікатного бурового розчину є дещо вищими за фактичні, однак мають межі допустимих значень для буріння цього інтервалу.

Однією з основних властивостей бурового розчину, котру контролюють під час буріння свердловин, є показник фільтрації. Його постійно контролюють у процесі буріння, оскільки перевищення значень фільтрації часто призводить до виникнення ускладнень і аварій. У практиці буріння контроль за показником фільтрації проводять мінімум двічі на добу. Згідно з проектом значення показника фільтрації не повинно перевищувати 6 см³/30хв до глибини свердловини 1000 м. Під час буріння свердловини на глибині більше 1000 м показник фільтрації має бути ≤ 5 см³/30хв. Рекомендоване значення фільтрації біополімер-силікатного бурового розчину становить 4 см³/30хв.

Як видно з рис. 3 фактичне значення фільтрації під час буріння цього інтервалу не перевищує проектних, а його величину регулювали такими хімічними реагентами понижувачами фільтрації: СМС FinFix HC з глибини 701 м і до кінця інтервалу буріння; СМС FinFix LC в інтервалі 548-633 м.

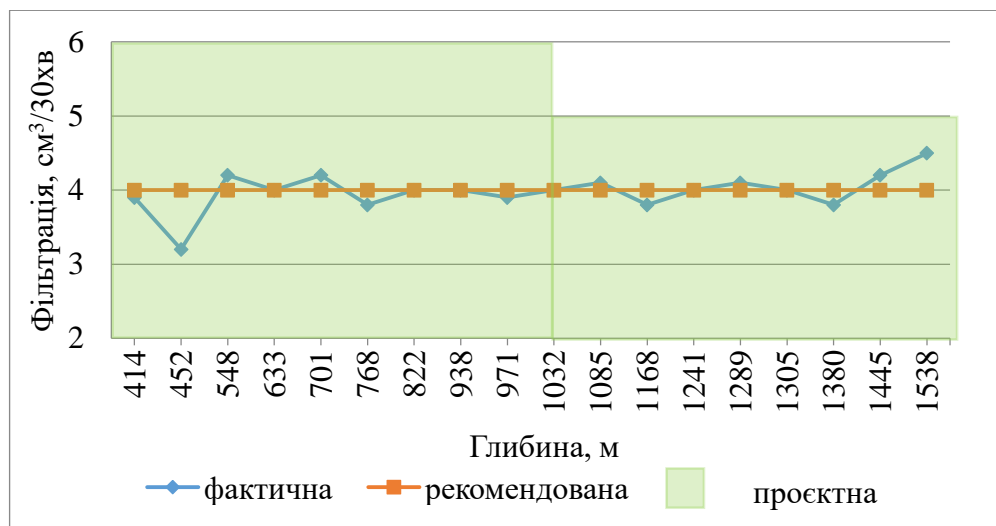


Рис. 3. Фактичні і рекомендовані значення фільтрації бурового розчину

Фактичне і рекомендоване значення фільтрації бурового розчину перебуває в межах одного діапазону і є допустимими згідно з проектними вимогами.

Вагому роль у забезпеченні успішного буріння відіграють також реологічні властивості бурового розчину, а саме статичні (СНЗ) та динамічні (ДНЗ) напруження зсуву. Вдало підібрані реологічні властивості дають змогу ефективно виносити вибурену породу з вибою по кільцевому простору свердловини на денну поверхню.

Статичні напруження зсуву було визначені, як регламентовано методикою досліджень, за 10 секунд і 10 хвилин. Проектне значення СНЗ за 10 секунд перебуває у межах 2-8 Па, за 10 хвилин в межах 4-16 Па. Рекомендовані значення СНЗ становлять: за 10 секунд – 3,4 Па; за 10 хвилин – 4,5 Па.

Як видно з наведених графіків на рис. 4 і 5, фактичні значення СНЗ за 10 секунд і 10 хвилин переважно не відповідають проектним межах, що призводить до погіршення ефективності виносу шламу через низьку утримуючу здатність розчину. Рекомендоване значення СНЗ є дещо вищим за проектне і знаходиться на нижній межі проектних значень згідно з проектними документами.

Динамічні напруження зсуву і пластична в'язкість є основними реологічними властивостями, що характеризують виносну здатність бурового розчину. Ці властивості були визначені з використанням ротаційного віскозиметра Fann 800 при різній кількості обертів за хвилину і обчислені аналітичним способом згідно формул 1 та 2.

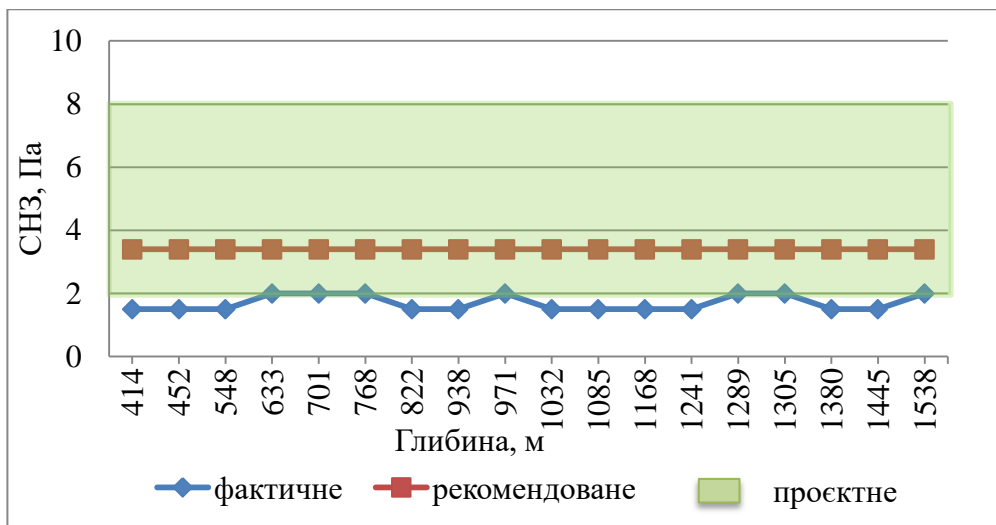


Рис. 4. Фактичні і рекомендовані значення СНЗ бурового розчину за 10 секунд

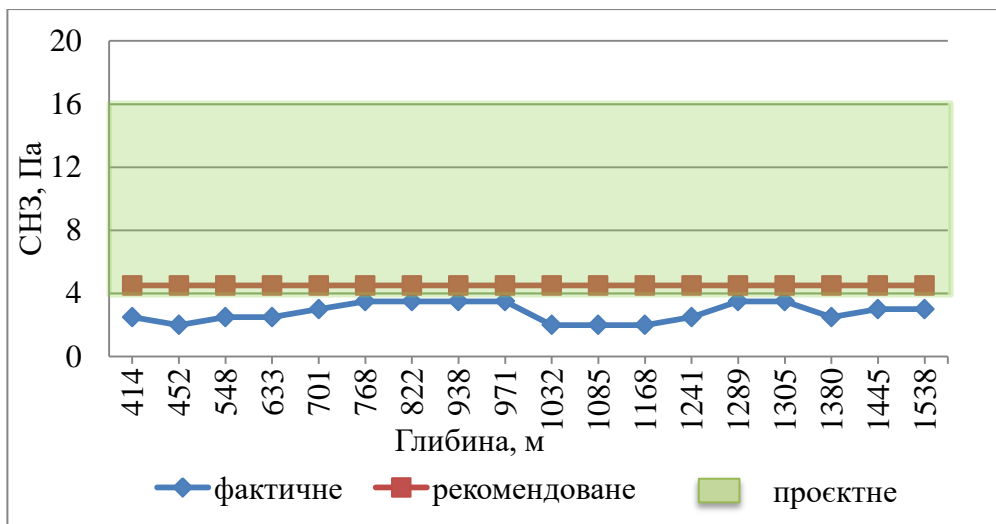


Рис. 5. Фактичні і рекомендовані значення СНЗ бурового розчину за 10 хвилин

Динамічні напруження зсуву згідно із проектними рекомендаціями під час буріння інтервалу 410-1550 м мали бути в межах 6-20 Па. Рекомендоване значення ДНЗ біополімер-силікатного розчину складає 14 Па, що зображено на рис. 6.

Рекомендовані значення ДНЗ є дещо більшими за фактичні під час буріння свердловини, проте усі вони перебувають у діапазоні проектних допустимих значень. Дотримання значення ДНЗ в необхідних межах дає змогу забезпечити ефективне винесення шламу зі стовбура свердловини Грабинська 9.

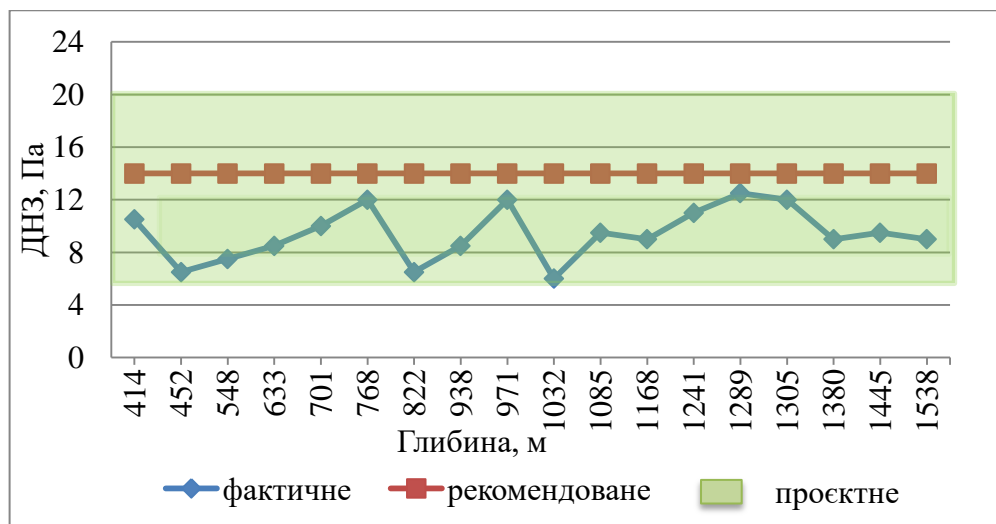


Рис. 6. Фактичні і рекомендовані значення ДНЗ бурового розчину

Ще одним параметром, що характеризує виносну здатність бурового розчину, прийнято вважати пластичну в'язкість. Її підбору приділяють особливу увагу, оскільки правильно підібране значення пластичної в'язкості дає змогу ефективно очистити вибій і кільцевий простір стовбура свердловини від вибуреної породи. Збільшення пластичної в'язкості, зазвичай, передбачає зростання об'ємного вмісту твердої фази, зменшення розміру частинок твердої фази та зміну їх форми або комбінацію перелічених чинників. Тому у випадку збільшення пластичної в'язкості особливу увагу звертають на вміст твердої фази в буровій промивній рідині, значення котрого, під час буріння інтервалу 410-1550 м свердловини Грабинська 9 має межі від 8% до 10%.

Згідно з технологічним проектом пластична в'язкість для буріння цього інтервалу має бути в діапазоні 15-24 мПа·с. Відповідно до аналітичних розрахунків пластична в'язкість рекомендованого розчину складає 16 мПа·с, що зображено на рис.7.

Під час буріння свердловини Грабинська 9 у буровий розчин потрапляє тверда фаза внаслідок руйнування породоруйнівним інструментом гірської породи і можливим осипанням стінок свердловини. Вона дещо збільшує значення пластичної в'язкості. Згідно з рис. 7 рекомендовані значення перебувають в нижній межі допустимих проектних значень. Це дасть змогу підтримувати показники пластичної в'язкості в рекомендованих межах згідно з проектною документацією із урахуванням вибуреної твердої фази, що потрапляє в розчин. Фактичні значення на рис. 7 здебільшого перебувають в допустимих проектних межах, лише на глибині 414, 633, 971 м вони перевищують допустимі. У цих випадках

вміст твердої фази в буровому розчині складає 10%, що є максимальним значенням під час буріння цього інтервалу.

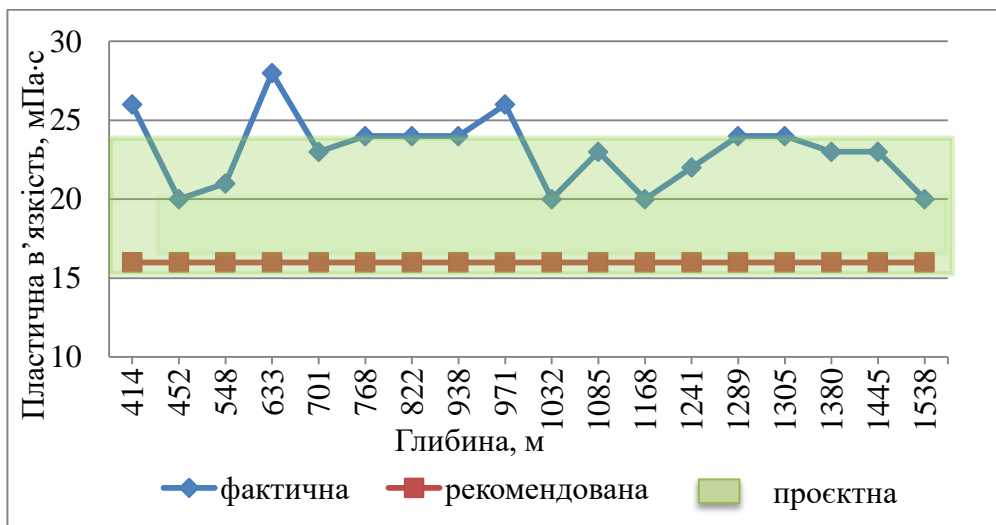


Рис. 7. Фактичні і рекомендовані значення пластичної в’язкості бурового розчину

Графічні залежності 1-7 підтверджують ефективність застосування біополімер-силікатного бурового розчину оскільки вони в усіх випадках відповідають необхідним вимогам проектної документації за результатами раніше пробурених свердловин на цій площі. Застосування біополімер-силікатного бурового розчину дасть змогу укріпити стінки стовбура свердловини, зменшити вміст твердої фази і процес її розщеплення в розчині завдяки виносній здатності і забезпечити ефективний процес промивання свердловини.

Базова рецептура бурового розчину була використана як основа промивальної рідини, з наданням їй відповідних технологічних властивостей, для буріння похило-скерованої свердловини №5 Грабинської площі в інтервалі 400-1710м з тривалим інтервалом стабілізації зенітного кута (40÷42) градуси. Геолого-технічні умови розрізу та характеристика порід свердловини №5 ідентичні умовам свердловини №9 Грабинської площі, для якої була запроєкована базова рецептура. Параметри промивальної рідини відповідали зазначеним вище показникам. Свердловина №5 Грабинської площі була пробурена за проектні терміни, без ускладнень, що підтвердило ефективність біополімер-силікатного розчину.

Отже, на підставі аналізу лабораторних та промислових досліджень встановлено, що біополімер-силікатний буровий розчин володіє

ефективнішими інгібувальними, реологічними та фільтраційними властивостями порівняно з калієвим завдяки:

1. Фізико-хімічному механізму зміцнення стінок свердловини. Основною перевагою силікатних систем є їхня здатність до миттєвої коагуляції мікротріщин та пор. На відміну від традиційних розчинів, силікатні розчини діють через два паралельні процеси: хімічне інгібування - висока концентрація іонів силікату натрію перешкоджає гідратації глинистим мінералам (осмотичний ефект); формування силікатного гелю - при контакті з поровими водами пласта, які мають нижчий рН, або з іонами полівалентних металів Ca^{2+} чи Mg^{2+} , силікат переходить у стан нерозчинного гелю. Цей "мікробетон" заповнює пори, створюючи міцний екран на стінці свердловини.

2. Забезпеченню стійкості в умовах нестабільних сланців. У розрізах свердловин, складених аргілітами та активними сланцями, основною проблемою є набрякання та обвалювання породи під дією фільтрату. Силікатні розчини створюють напівпроникну мембрану з дуже низьким коефіцієнтом передачі тиску. Це дозволяє мінімізувати термічне та гідравлічне розширення тріщин, що критично для похило-скерованого буріння та свердловин з великим відходом від вертикалі.

3. Технологічним перевагам при високих температурах та солеагресії. Силікатні системи демонструють високу стабільність у складних геохімічних умовах: висока термостійкість - силікатні системи зберігають реологічні властивості при температурах до $150\div 160^\circ\text{C}$, що робить їх придатними для глибокого буріння; стійкість до агресії - вони малочутливі до насичення солями NaCl , MgCl_2 , що часто трапляється при розкритті соленосних пропластків; корозійна інертність - високий показник рН силікатних систем (11,0–12,5) створює пасивну плівку на металі, захищаючи бурильну колону від корозії.

4. Екологічній безпеці. Порівняно з розчинами на нафтовій основі (РНО), які часто використовуються в ускладнених умовах, силікатні розчини є біорозкладними та нетоксичними та дозволяють значно знизити витрати на утилізацію шламу. Також вони відповідають сучасним стандартам екологічної безпеки при роботі на шельфі або в заповідних зонах.

Висновки

1. Проведений аналіз геолого-технічних умов буріння свердловин Грабинської площі показав, що під час проходження інтервалу 410–1550 м, складеного нестійкими глинистими та тріщинуватими породами, виникають ускладнення, пов'язані з осипанням і обвалюванням стінок свердловини, утворенням каверн, накопиченням твердої фази в буровому розчині та погіршенням умов винесення шламу.

2. Обґрунтовано склад біополімер-силікатного бурового розчину, до якого входять модифікований крохмаль, біополімер Duo-vis, карбок-

симетилцелюлоза, силікат натрію, хлорид натрію та гідроксид натрію. Запропонована рецептура забезпечує необхідні технологічні параметри бурового розчину: густину 1090–1110 кг/м³, умовну в'язкість близько 60 с, показник фільтрації 4 см³/30 хв, пластичну в'язкість 16 мПа·с, динамічне напруження зсуву 14 Па та $pH \approx 11,5$.

3. Порівняльний аналіз фактичних параметрів хлоркалієвого біополімерного розчину, який використовувався під час буріння свердловини №9 Грабинської площі, із параметрами запропонованого біополімер-силікатного розчину показав, що останній забезпечує більш стабільні реологічні та фільтраційні властивості, а також кращу відповідність проєктним значенням технологічних показників.

4. Встановлено, що використання силікатного реагенту сприяє підвищенню інгібувальної здатності бурового розчину та зміцненню стінок свердловини завдяки утворенню кремнеземистого гелю, який колюматує пори і мікротріщини гірських порід та знижує проникнення фільтрату в пласт.

5. Аналіз реологічних характеристик показав, що запропонований розчин забезпечує достатні значення статичних і динамічних напружень зсуву, що сприяє ефективному винесенню вибуреної породи з вибою та покращує очищення кільцевого простору свердловини в умовах похило-скерованого буріння.

6. Промислова апробація біополімер-силікатного бурового розчину під час буріння свердловини №5 Грабинської площі підтвердила його ефективність. Свердловина була пробурена у проєктні терміни без ускладнень, що свідчить про доцільність застосування запропонованої рецептури для буріння нестійких інтервалів свердловин.

Література

1. Chudyk, I. I., Bohoslavets, V. V., & Dudych, I. F. (2018). Biopolimer-sylikatnyi burovyy rozchyn [Biopolymer-silicate drilling mud] (Utility Model Patent No. 126994). State Register of Patents of Ukraine. (in Ukrainian)
2. Kotskulych, Y. S., Orynychak, M. I., & Orynychak, M. M. (2008). *Burovi promyvni ridyny [Drilling washing fluids]*. Fakel. (in Ukrainian)
3. Orynychak, M. I., et al. (2011). Sylikatno-kaliiievi burovyy rozchyn [Silicate-potassium drilling mud]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (2), 76–80. (in Ukrainian)
4. Chudyk, I. I., Bohoslavets, V. V., & Dudych, I. F. (2016). Biopolimer-sylikatnyi burovyy rozchyn dlia burinnia horyzontalnykh sverdlovyh [Biopolymer-silicate drilling mud for drilling horizontal wells]. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*, (4), 34–42. (in Ukrainian)

5. Pineda, W., et al. (2019). Advanced LWD oil-based mud (OBM) imaging in challenging sub-salt deepwater environments. *2019 SPWLA 60th Annual Symposium*. DOI: https://doi.org/10.30632/t60als-2019_eeee
6. Barnfather, J. L., et al. (1997). Application of silicate-based drilling fluid in tertiary clays offshore Norway. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. DOI: <https://doi.org/10.2118/38569-MS>
7. Murray, G., et al. (2002). Development of the Alba field - evolution of completion practices, part 2 open hole completions; successful outcome - drilling with SBM and gravel packing with water based carrier fluid. *International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control*. DOI: <https://doi.org/10.2118/87325-PA>
8. Fan, J., Ebadati, A., & Metwally, A. S. M. (2022). An experimental study to evaluate the efficiency of silicate drilling fluids on the stabilization of shale layers. *Applied Water Science*, 12, Article 225. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13201-022-01726-z>
9. Chudyk, I. I., et al. (2021). New methods for preventing crumbling and collapse of the borehole walls. *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*, (4), 17–22. DOI: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2021-4/017>
10. El Essawy, W. M., et al. (2004). Novel application of sodium silicate fluids achieves significant improvement of the drilling efficiency and reduce the overall well costs by resolving borehole stability problems in East Africa shale. *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*. DOI: <https://doi.org/10.2118/88008-MS>
11. Zhang, C., et al. (2024). Preparation of polymer-coated SiO₂ aerogel for weakening wellbore instability caused by heat transfer between the drilling fluid and well wall. *Geoenergy Science and Engineering*, Article 213611. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213611>
12. McDonald, M., et al. (2002). Silicate based drilling fluids: A highly inhibitive mud system offering HS&E benefits over traditional oil based muds. *AADE 2002 Technology Conference*. URL: <https://www.aade.org/application/files/2215/7295/5852/AADE-02-DFWM-HO-29.pdf>
13. Van Oort, E., et al. (1996). Silicate-based drilling fluids: Competent, cost-effective and benign solutions to wellbore stability problems. *IADC/SPE Drilling Conference*. DOI: <https://doi.org/10.2118/35059-MS>
14. Soric, T., Marinescu, P., & Huelke, R. (2004). Silicate-based drilling fluids deliver optimum shale inhibition and wellbore stability. *IADC/SPE Drilling Conference*. DOI: <https://doi.org/10.2118/87133-MS>
15. Sun, T., Wen, Z., & Yang, J. (2024). Research on wellbore stability in deepwater hydrate-bearing formations during drilling. *Energies*, 17(4), Article 823. DOI: <https://doi.org/10.3390/en17040823>

16. Bardhan, A., et al. (2024). Utilization of mesoporous nano-silica as high-temperature water-based drilling fluids additive: Insights into the fluid loss reduction and shale stabilization potential. *Geoenergy Science and Engineering*, 232, Article 212436. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212436>

17. Xia, P., & Pan, Y. (2023). Effects of nanosilica on the properties of brine-base drilling fluid. *Scientific Reports*, 13, Article 20462. DOI: <https://doi.org/10.1038/s41598-023-47932-w>

*Стаття надійшла до редакційної колегії 02.04.2026 р.
Прийнято до друку 29.04.2026 р.*

ENHANCING BOREHOLE WALL STABILITY DURING DRILLING OF UNSTABLE INTERVALS USING BIOPOLYMER-SILICATE DRILLING FLUIDS

I. F. Dudych *, M. V. Seniushkovych , V. V. Bogoslavets ,

O. B. Martsynkiv , I. I. Vytvytskyi , R. R. Hanchuk 

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas;

15 Karpatska St., Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine

e-mail: ivan.dudych@nung.edu.ua, mykolasen56@gmail.com,

oleh.martsynkiv@nung.edu.ua, ivan.vytvytskyi@nung.edu.ua,

roman.hanchuk-a185-23@nung.edu.ua

This paper investigates the effectiveness of biopolymer-silicate drilling fluids for drilling through unstable wellbore intervals. It is demonstrated that drilling through clay-rich and fractured formations leads to complications such as borehole caving and sloughing, solid phase buildup in the mud, and degraded cuttings transport efficiency. The study justifies a specific formulation for the biopolymer-silicate fluid, incorporating modified starch, Duo-Vis biopolymer, carboxymethylcellulose (CMC), sodium silicate, sodium chloride, and sodium hydroxide. A comparative analysis was conducted between the technological parameters of the proposed fluid and the actual performance of the potassium chloride biopolymer mud used in Well No. 9 of the Hrabynska field. Findings indicate that the silicate reagent enhances the inhibitive properties of the drilling fluid, reduces fluid loss, and strengthens the wellbore walls by forming silica gels within the rock pore space. The proposed fluid maintains stable rheological properties, ensures efficient hole cleaning, and meets all technical drilling requirements. Field trials conducted during the drilling of Well No. 5 at the Hrabynska field confirmed the fluid's efficiency and technical viability for managing wellbore instability in challenging intervals.

Keywords: *drilling fluid, sodium silicate, biopolymer mud, unstable formations, rheological properties, filtration, wellbore stability.*