

## РЕЗУЛЬТАТИ ВПРОВАДЖЕННЯ РОЗРОБЛЕНИХ ПРОТИЗНОШУВАЛЬНИХ ДОМІШОК ДО БУРОВИХ РОЗЧИНІВ РІЗНИХ ТИПІВ ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН

С.О.Овечький, Я.М.Дрогомирецький

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел/факс (03422)  
e-mail: public@nung.edu.ua

*Разработана методика добавления предварительно разработанных противозносных добавок к буровым растворам. Проведенные исследования подтвердили справедливость и эффективность полученных регрессивных уравнений оптимизации содержания соответствующих добавок к буровым растворам различных типов.*

*The methodology of addition antiwear impurities to drilling fluid, devised tentatively, is developed in this article. Carried investigations confirmed the validity and effectiveness of regressive equation, which had been put forward concerning optimum of content of appropriate impurities to drilling fluid of various types.*

**I. Постановка проблеми.** Бурові розчини виконують ряд функцій, основними з яких є забезпечення швидкого заглиблення; збереження стійкості стінок свердловини і колекторських властивостей продуктивних пластів. Іноземні спеціалісти виділяють, як одну з основних властивостей промивальних рідин, охолодження і змащування бурового обладнання та інструменту, а в ряду важливості дана функція бурового розчину посідає друге місце (після функції видалення шламу) [1]. Отже, склад і властивості бурового розчину суттєво впливають на зносостійкість деталей обладнання, які працюють в його середовищі [2]. Це, у свою чергу, вимагає якісного та повного дослідження протизношувальних та мастильних властивостей бурових розчинів та розробки нових мастильних домішок до бурових розчинів різних типів.

**II. Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Для визначення впливу протизношувальних домішок на зносостійкість елементів обладнання, за умовами відповідності характеру взаємодії елементів і енергетичного навантаження використано:

– для відтворення умов роботи опори долота зі сферичними елементами - чотирикулькова машина тертя (головний критерій - високе питоме контактне навантаження) [3];

– для відтворення роботи опори долота з циліндричними елементами, опори ковзання і бурильної колони - машина тертя СМЦ-2 [4];

– при випробуваннях тертя колони по кірці – прилад тертя ПТ-2.

Проведені випробування розроблених протизношувальних домішок засвідчили їх високу ефективність [1–4]. Мікроструктурні дослідження довели цю ефективність і засвідчили наявність теоретично очікуваних результатів, однак дозволили це зробити тільки якісно. Кількісні характеристики поверхонь тертя після проведених випробувань отримано за допомогою інфрачервоної спектрометрії, оскільки після трибологічних випробувань на поверхнях

пар тертя залишаються плівки специфічного складу і властивостей. Їхні властивості визначені за допомогою спектрального аналізу в інфрачервоному діапазоні [5].

**III. Виділення невирішених частин загальної проблеми.** Невирішеними на даний момент залишаються питання практичного введення протизношувальних домішок у бурові розчини, оскільки розроблені домішки мають різну структуру та властивості. Крім того, не зважаючи на застосування сучасних методів моделювання процесів зношування, змащування та відтворення тертя елементів обладнання не завжди можливо адекватно відтворити складні умови роботи пар тертя (наприклад, циліндропоршнева і клапанна групи бурового насоса).

**IV. Постановка задачі.** Завершальним етапом дослідження властивостей протизношувальних домішок щодо різних видів бурових розчинів повинні стати промислові випробування, які б довели ефективність застосування бурових розчинів та розроблених оптимізаційних моделей складу, а також моделей зношування у середовищі бурових розчинів [6].

**V. Основний матеріал дослідження.** Введення у буровий розчин таких домішок, як колоїдний графіт С-1 [1] і модифікований антифрикційний графіт МАГ [2] не являє собою складного завдання через порошкоподібний характер цих продуктів. Як будь-який порошкоподібний хімічний реагент, дані види домішок розчиняють у розрахунковій кількості води у ємності і ретельно перемішують за допомогою механічних перемішувачів (наприклад, компанії TRI-FLO INTERNATIONAL, INC. – TF-20, TF-80, TF-250 та інші) або перекачують у замкненій системі “ємність-насос-ємність”. Можливе також завантаження домішок через бункери і гідравлічний ежекторний змішувач або ежекторні мішалки ГДМ-1.

Складності можуть виникати при введенні у буровий розчин таких протизношувальних

домішок як “Полікар” [3]. Протизношувальну домішку “Полікар”, яка може бути поставлена у вигляді порошку з досить великим розміром зерен (до декількох міліметрів), необхідно змішати з невеликою кількістю води і пропустити через фрезерно-струминні млини, наприклад, ФСМ-3 або ФСМ-7. Аналогічно необхідно діяти у випадку поставки “Полікару” у змішаному з водою вигляді.

Лабораторні дослідження проводились з різними складами бурових розчинів, враховуючи їх класифікацію за протизношувальними властивостями, а також розповсюдженість і наявність необхідних реагентів в Україні [7].

Перед промисловими випробуваннями запропонованих складів бурових розчинів [1–4] проводились незалежні лабораторні випробування у Науково-дослідному проектному інституті ВАТ “Укрнафта” на чотирикульковій машині тертя СР-1, недоліком якої є невисокі питомі навантаження. При максимально допустимих для даної машини навантаженнях, результати лабораторних випробувань загалом підтвердились.

На випробування було представлено такі змащувальні домішки:

С-1 – препарат колоїдно-графітовий;

МАГ – модифікований антифрикційний графіт;

“Полікар” – хімічно зшитий поліакриламід; суміш натрієвих мил – відходи виробництва концерну “Луکور”.

Для оцінки впливу мастильних домішок на технологічні та протизношувальні показники використано: прісний буровий розчин (15%-ва бентонітова суспензія + 0,5%  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  + 0,2% КМЦ + 0,5% КССБ – розчин зі свердловини № 6 Монастирчанська Івано-Франківського ВБР з 1140 м глибини); обважнений буровий розчин (попередній розчин з 30% гематиту – розчин зі свердловини № 6 Монастирчанська з 970 м); мінералізований буровий розчин (перший розчин з 10% NaCl зі свердловини № 21 Монастирчанська); нафтоемультсійний буровий розчин (60% дизельного пального + 6% води + 10% бітуму + 24% CaO).

Аналізуючи одержані результати, можна зробити такі висновки:

коефіцієнт тертя кочення у прісному буровому розчині при додаванні домішки С-1 (у кількості 0,36% мас.) зменшився порівняно з додаванням сріблястого графіту (у кількості 2% мас.) у 1,4 рази;

коефіцієнт тертя кочення у обважненому буровому розчині при додаванні домішки МАГ (у кількості 0,34% мас.) зменшився порівняно з додаванням сріблястого графіту (у кількості 2% мас.) у 1,35 рази;

коефіцієнт тертя кочення у мінералізованому буровому розчині при додаванні домішки “Полікар” (у кількості 0,4% мас.) зменшився порівняно з додаванням ПАА у кількості 2% (за масою) у 1,25 рази;

коефіцієнт тертя кочення у нафто-емультсійному буровому розчині при додаванні домішки суміші натрієвих мил (у кількості 5,24% мас.)

зменшився порівняно з додаванням СМАД-1 (у кількості 6% мас.) у 1,15 рази;

на зміну основних загальнотехнологічних параметрів бурових розчинів (напружень зсуву, водовіддачі і інших) застосування випробовуваних мастильних домішок суттєво не впливає.

З результатів проведених випробувань випливає, що представлені мастильні домішки можна рекомендувати для випробувань у промислових умовах.

Промислові випробування проводились на свердловинах Стрийського відділення бурових робіт бурового управління “Укрбургаз” дочірньої компанії “Укргазвидобування” національної акціонерної компанії “Нафтогаз України”.

Перед випробуваннями для вибору необхідної концентрації домішок скористалися формулами, які отримано лабораторними випробуваннями з імітацією умов роботи опори бурового долота [1–4] на чотирикульковому приладі тертя.

З метою проведення симплекс-гратчастого планування експериментів визначено межі факторного простору за точками А, В, С:

– для І-го типу (вихідний прісний буровий розчин):

А = 0,5% С-1+15% бентоніту + 84,5% решта;

В = 1% С-1 + 15% бентоніту + 84% решта;

С = 0,5% С-1+ 15,5% бентоніту + 84% решта;

– для ІІ-го типу (вихідний обважнений буровий розчин):

А = 29,5% гематиту + 0,5% МАГ + 70% решта;

В = 29,5% гематиту + 1% МАГ + 69,5% решта;

С = 30% гематиту + 0,5% МАГ + 69,5% решта;

– для ІІІ-го типу (вихідний мінералізований буровий розчин):

А = 9,5% NaCl + 0,5% “Полікар” + 90% решта;

В = 9,5% NaCl + 1% “Полікар” + 89,5% решта;

С = 10% NaCl + 0,5% “Полікар” + 89,5% решта;

– для ІV-го типу (вихідний нафтоемультсійний буровий розчин):

А = 60% ДП + 2% натрієвого мила + 38% решта;

Б = 56% ДП + 2% натрієвого мила + 42% решта;

В = 56% ДП + 6% натрієвого мила + 38% решта.

Отримано регресійні рівняння:

для глинистих розчинів, при застосуванні протизношувальної домішки С-1

$$I_{h1} = 15,663X_1 - 15,647X_2 + 15,8535X_3 - 0,113X_1X_2 + 0,126X_1X_3 - 0,459X_2X_3, \quad (1)$$

де:  $I_{h1}$  – інтенсивність зношування поверхонь тертя у середовищі бурового розчину першого складу;

$X_1, X_2, X_3$  – вміст компоненту основи розчину, колоїдного графіту, бентоніту відповідно (при похибці досліду  $S\hat{\sigma}=0,091$ , складовій дисперсії передбаченого значення  $\xi=0,474$ , з критерієм Стьюдента для досліду №122 (згідно симплекс-графтачного планування  $t_{122}=2,052 < t_{\text{табл}}^{0,05}=2,145$ );

– для обважнених розчинів, при застосуванні протизношувальної домішки МАГ

$$I_{h2} = 21,0855X_1 - 20,2145X_2 + 21,1205X_3 - 2,038X_1X_2 + 0,296X_1X_3 - 2,086X_2X_3, \quad (2)$$

де  $X_1, X_2, X_3$  – вміст компоненту основи розчину, модифікованого антифрикційного графіту, гематиту відповідно (при  $S\hat{\sigma}=0,042$ , складовій дисперсії передбаченого значення (за дослідом  $y_{122}$ )  $\xi=0,165$ , з критерієм Стьюдента  $t_{122}=1,480 < t_{\text{табл}}^{0,05}=2,145$ );

– для мінералізованих розчинів, при застосуванні у якості протизношувальної домішки “Полікар”

$$I_{h3} = 18,1X_1 - 16,224X_2 + 18,3375X_3 - 1,02X_1X_2 + 0,179X_1X_3 - 0,407X_2X_3, \quad (3)$$

де:  $X_1, X_2, X_3$  – вміст компоненту основи розчину, домішки “Полікар”, солі відповідно (при  $S\hat{\sigma}=0,059$ , складовій дисперсії передбаченого значення (за дослідом  $y_{122}$ )  $\xi=0,634$ , з критерієм Стьюдента  $t_{122}=0,427 < t_{\text{табл}}^{0,05}=2,145$ );

– для бурових розчинів на нафтовій основі, при застосуванні у якості протизношувальної домішки натрієвого мила

$$I_{h4} = 13,1775X_1 - 13,4695X_2 + 10,132X_3 + 0,264X_1X_2 - 1,101X_1X_3 - 0,549X_2X_3, \quad (4)$$

де:  $X_1, X_2, X_3$  – вміст компоненту основи розчину, нафти, суміші натрієвих мил відповідно (при  $S\hat{\sigma}=0,088$ , складовій дисперсії передбаченого значення (за дослідом  $y_{122}$ )  $\xi=0,045$ , з критерієм Стьюдента  $t_{122}=0,830 < t_{\text{табл}}^{0,05}=2,145$ ).

Оскільки критерій Стьюдента для точки  $y_{122}$  не перевищує табличного значення, всі квадратні моделі адекватно описують процес і потреби переходу до кубічної моделі немає.

При відтворенні умов тертя бурильної колони по внутрішній поверхні обсадної колони на машині тертя СМЦ-2 [3, 4], отримано наступні регресійні рівняння згідно наведеного факторного простору:

– для глинистих розчинів, при застосуванні протизношувальної домішки С-1

$$I_{h1} = 10,521X_1 - 10,545X_2 + 10,563X_3 - 0,107X_1X_2 - 0,003X_1X_3 - 0,144X_2X_3, \quad (5)$$

де:  $X_1, X_2, X_3$  – вміст компоненту відповідно до формули (1), при похибці досліду  $S\hat{\sigma}=0,104$ , складовій дисперсії передбаченого значення (за дослідом  $y_{122}$ )  $\xi=0,475$ , з критерієм Стьюдента  $t_{122}=2,026 < t_{\text{табл}}^{0,05}=2,145$ ;

– для обважнених розчинів, при застосуванні протизношувальної домішки МАГ

$$I_{h2} = 16,680X_1 - 16,803X_2 + 17,258X_3 - 0,320X_1X_2 - 0,431X_1X_3 - 1,035X_2X_3, \quad (6)$$

де:  $X_1, X_2, X_3$  – вміст компоненту відповідно до формули (2), при  $S\hat{\sigma}=0,141$ , складовій дисперсії передбаченого значення (за дослідом  $y_{122}$ )  $\xi=0,165$ , з критерієм Стьюдента  $t_{122}=2,052 < t_{\text{табл}}^{0,05}=2,145$ );

– для мінералізованих розчинів, при застосуванні у якості протизношувальної домішки “Полікар”

$$I_{h3} = 13,605X_1 - 14,505X_2 + 14,302X_3 + 1,323X_1X_2 - 1,208X_1X_3 + 0,243X_2X_3, \quad (7)$$

де:  $X_1, X_2, X_3$  – вміст компоненту відповідно до формули (3), при  $S\hat{\sigma}=0,150$ , складовій дисперсії передбаченого значення (за дослідом  $y_{122}$ )  $\xi=0,635$ , з критерієм Стьюдента  $t_{122}=4,187 > t_{\text{табл}}^{0,05}=2,145$ );

– для бурових розчинів на нафтовій основі, при застосуванні у якості протизношувальної домішки натрієвого мила

$$I_{h4} = 7,804X_1 - 8,011X_2 + 7,727X_3 - 0,188X_1X_2 - 1,415X_1X_3 - 0,549X_2X_3, \quad (8)$$

де:  $X_1, X_2, X_3$  – вміст компоненту у відповідності до формули (4), при  $S\hat{\sigma}=0,088$ , складовій дисперсії передбаченого значення (за дослідом  $y_{122}$ )  $\xi=0,045$ , з критерієм Стьюдента  $t_{122}=0,457 < t_{\text{табл}}^{0,05}=2,145$ ).

Оскільки критерій Стьюдента для точки  $y_{122}$  не перевищує табличного значення для моделей (5), (6), (8), дані квадратичні моделі адекватно описують процес, на відміну від (7) і потреби переходу до кубічної моделі немає. Перейдемо до кубічної моделі при описі мінералізованих бурових розчинів:

$$I_{h3} = 13,605X_1 - 14,505X_2 + 14,302X_3 - 1,376X_1X_2 - 0,530X_1X_3 - 0,794X_2X_3 + 3,016X_1X_2(X_1 - X_2) + 2,564X_1X_3(X_1 - X_3) - 0,695X_2X_3(X_2 - X_3) + 6,813X_1X_2X_3$$

при  $S\hat{\sigma}=0,119$ , складовій дисперсії передбаченого значення (за дослідом  $y_{1223}$ )  $\xi=0,096$ , з критерієм Стьюдента  $t_{122}=1,530 < t_{\text{табл}}^{0,05}=2,145$ ).

При цьому необхідно звичайно знати вихідний склад бурового розчину, який на даний момент застосовується на свердловині.

Для випробування ефективності колоїдного графіту при його застосуванні у якості протизношувальної домішки у глинистих розчинах підібрано свердловину Залужани № 55 (Стрийське ВБР). В інтервалі 1733 – 1808 м використовувався буровий розчин, який складався з 15%-вої бентонітової суспензії і 10% ПВЛР, з дотриманням таких параметрів:  $\gamma = 1100 \text{ кг/м}^3$ ;  $T = 22 \text{ с}$ ;  $V = 4,5 \times 10^{-6} \text{ м}^3$ ;  $K = 1,14 \text{ мм}$ ;  $\text{СНЗ} = 1,14/2,28 \text{ кг/см}^2$ . В інтервалі 1808–2025 м додавали колоїдний графіт С-1 як протизношувальну домішку. За формулами (1) і (5) визначили необхідну концентрацію С-1, виходячи з умови мінімальності зносу обладнання.

За рівняннями (1) і (5), розв’язаними відносно  $X_2$  знайдемо, що середнє між знайденими значеннями складає 0,36% (близько 400 кг домішки для даної свердловини). При цьому відхилення на 0,01% (11 кг для даної свердловини),

в той чи інший бік, від рекомендованої концентрації, призводить до збільшення інтенсивності зношування відносно мінімального значення, на 4-5% по кожному виду пар тертя. В результаті додавання до бурового розчину С-1 стійкість шарошkových доліт діаметром 215,9 мм збільшилась на 24%. Так, в інтервалі буріння 1733–1808 м при роботі долота 215,9МЗ-ГАУ-Р02М без мастильної домішки С-1 пропрацювало на вибої 32,5 год., а при додаванні С-1 долота такої ж модифікації пропрацювало (в інтервалі 1808–2025 м) всього 40,4 год.

Також отримано позитивні результати при спостереженні за швидкозношувальними деталями бурових насосів – при застосуванні С-1 їх стійкість збільшилась в середньому на 21%.

Для випробування ефективності модифікованого антифрикційного графіту при його застосуванні в якості протизношувальної домішки у обважнених розчинах підбрано свердловину Макунів № 10 (Стрийського ВБР). В інтервалі 733 – 800 м використовувався буровий розчин, оброблений 30% гематиту, КМЦ і КССБ, з дотриманням таких параметрів:  $\gamma = 1290 \text{ кг/м}^3$ ;  $T = 35 \text{ с}$ ;  $V = 7 \times 10^{-6} \text{ м}^3$ ;  $K = 1 \text{ мм}$ ;  $CHZ = 61,6/92,3 \text{ кг/см}^2$ . В інтервалі 800–905 м додавали модифікований антифрикційний графіт МАГ в якості протизношувальної домішки. За формулами (2) і (7) визначили необхідну концентрацію МАГ, виходячи з умови мінімальності зносу обладнання.

За рівняннями (2) і (7), розв'язаними відносно  $X_2$  знайдемо, що середнє між знайденими значеннями складає 0,34% (170 кг для даної свердловини). При цьому відхилення на 0,01% (5 кг в умовах даної свердловини), в той чи інший бік, від рекомендованої концентрації, веде до збільшення інтенсивності зношування, відносно мінімального значення, на 5-6% по кожному виду пар тертя.

В результаті додавання до бурового розчину МАГ стійкість шарошkových доліт діаметром 215,9 мм збільшилась на 20,5%. Так, в інтервалі буріння 733–800 м при роботі долота 215,9МЗ-ГАУ-Р02М без мастильної домішки МАГ пропрацювало на вибої 27,7 год., а при додаванні МАГ долота такої ж модифікації пропрацювало (в інтервалі 800–905 м) всього 33,4 год.

Також отримано позитивні результати при спостереженні за швидкозношувальними деталями бурових насосів – при застосуванні МАГ їх стійкість збільшилась в середньому на 15%.

Для випробування ефективності зшитого полімеру “Полікар” при його застосуванні в якості протизношувальної домішки у мінералізованих розчинах підбрано свердловину Арданівська № 3 (Стрийського ВБР). В інтервалі 808–1025 м використовувався буровий розчин, оброблений 10% NaCl, КМЦ і КССБ, з дотриманням таких параметрів:  $\gamma = 1240 \text{ кг/м}^3$ ;  $T = 20 \text{ с}$ ;  $V = 5,5 \times 10^{-6} \text{ м}^3$ ;  $K = 2 \text{ мм}$ ;  $CHZ = 4,6/56,1 \times 10 \text{ г/м}^2$ . В інтервалі 1025–1308 м додавали “Полікар” в якості протизношувальної домішки. За формулами (3) і (9) визначили необхідну концентрацію “Полікару”, виходячи з умови мінімальності зносу обладнання.

За рівняннями (3) і (9), розв'язаними відносно  $X_3$  знайдемо, що середнє між знайденими значеннями складає 0,40% (310 кг домішки для даної свердловини). При цьому відхилення на 0,01% (8 кг домішки для даної свердловини), в той чи інший бік, від рекомендованої концентрації, призводить до збільшення інтенсивності зношування відносно мінімального значення, на 3-4% по кожному виду пар тертя.

В результаті додавання до бурового розчину «Полікар» стійкість шарошkových доліт діаметром 215,9 мм збільшилась на 28%. Так, в інтервалі буріння 1025–1100 м при роботі долота 215,9МЗ-ГАУ-Р02М без мастильної домішки «Полікар» пропрацювало на вибої 30,75 год., а при додаванні «Полікар» долота такої ж модифікації пропрацювало (в інтервалі 1100–1308 м) всього 39,4 год.

Також отримано позитивні результати при спостереженні за швидкозношувальними деталями бурових насосів – при застосуванні “Полікар” їх стійкість збільшилась в середньому на 23%.

**VI. Висновки.** Проведені дослідження дозволили оцінити і довели високу ефективність попередньо розроблених мастильних і протизношувальних домішок до бурових розчинів. Подальших досліджень потребує розчин на нафтовій основі, який на даний час застосовується в Україні рідко.

Отримані регресійні рівняння допомогли швидко та точно визначити необхідну концентрацію відповідної мастильної домішки. Подальші роботи планується спрямувати на створення регресійних залежностей для визначення оптимальних концентрацій мастильних домішок для тертя бурильної колони по стінці свердловини та пар тертя бурового насоса.

### Література

- 1 Дрогомирецький Я.М., Овецький С.О. Мастильна та протизношувальна добавка до бурового розчину на основі колоїдного графіту С-1 // Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин: Держ. міжвідом. наук-техн. зб. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1996. – Вип. 33. – С. 28-36.
- 2 Овецький С.О. Вдосконалення протизношувальних добавок до обважнених бурових розчинів // Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин: Держ. міжвідом. наук-техн. зб. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1997. – Вип. 34. – С. 128-136.
- 3 Овецький С.О., Акульшин О.О., Дрогомирецький Я.М. Протиспрацьовувальна домішка до мінералізованих бурових розчинів // Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин: Держ. міжвідом. наук-техн. зб. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2001. – Вип. 38 (том 2). – С. 184-190.

4 Овецький С.О., Дрогомирецький Я.М. Розробка протизношувальної домішки до бурового розчину на нафтовій основі // Розвідка та розробка нафтових і газових свердловин: Держ. міжвідом. наук-техн. зб. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1999. – Вип. 36 (том 2). – С. 140-145.

5 Овецький С.О., Дрогомирецький Я.М., Тимошенко В.А. Визначення фізико-хімічних характеристик адсорбованого з бурових розчинів на поверхнях тертя шару із застосуванням інфрачервоної спектрометрії // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. – 2004. – № 3 (9). – С. 44-49.

6 Кузьменко А.Г., Овецький С.О., Диха А.В., Дрогомирецький Я.М. Формування моделей зношування при випробуванні протизношувальних і мастильних властивостей бурових розчинів на чотирикульковому приладі тертя // Проблемы трибологии (Problems of Tribology). – 2004. – № 1. – С. 125-129.

7 Овецький С.О. Класифікація бурових розчинів стосовно їх протиспрацьовувальних властивостей // Тези наук.-техн. конф. проф.-виклад. складу ун-ту (секція механічного факультету). – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 2001. – С. 44-46.

УДК 622.244.4

## ГІДРОФОБНО-АДГЕЗІЙНА ВАННА

<sup>1</sup>М.М.Оринчак, <sup>2</sup>М.І.Оринчак

<sup>1</sup>НАК “Нафтогаз України”, м.Київ, вул. Б.Хмельницького, 6

<sup>2</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел/факс (03422)  
e-mail: drill@nuing.edu.ua

С целью повышения устойчивости стенок скважины, на основании лабораторных исследований, рекомендуется гидрофобно-адгезионная ванна. В состав ванны входит: 3÷5% синтетического клея, который растворим в бензине и 97÷95% дизельного топлива. Время выдержки гидрофобно-адгезионной ванны в скважине, в зоне обваливающихся пород, составляет 6-8 часов. Прочность образцов породы под воздействием гидрофобно-адгезионной ванны увеличивается от 130 до 260%. Время действия гидрофобно-адгезионной ванны возрастает в десятки раз по сравнению с силикатно-калиевой ванной.

A hydrophobic adhesive bath is recommended in order to increase the stability of well walls, based on the laboratory experiments. This bath consists of 3-5% synthetic glue, which is soluble in benzene, and 95-97% diesel fuel. The time, that the hydrophobic adhesive bath is kept in the well (in the zone of falling reservoir), is equal to 6-8 hours. The stability of reservoir samples increased from 130 % to 260%. Under the influence of the hydrophobic adhesive bath. The working time of this bath increased more than ten times compared to silicate potassium baths.

Обвалювання та осипання стінок свердловини є основним видом ускладнень, які виникають при бурінні нафтових та газових свердловин в нашій країні.

Основною причиною обвалювання та осипання стінок свердловини на більшості площ нашої країни є тектонічні порушення потужних відкладів аргелітів, алевролітів, глинистих сланців тощо, які залягають під значним кутом до горизонту. Тектонічні порушення є ідеальними каналами для проникнення фільтрату бурового розчину на значну глибину. Фільтрат, проникаючи в стінки свердловини, ще більше зменшує вже до цього ослаблені сили зчеплення в гірській породі і викликає обвалювання та осипання стінок свердловини.

Зберегти стійкість стінок свердловини при розбурюванні тектонічно порушених порід дуже важко. Простих однозначних рішень цієї проблеми на сьогодні немає. Застосування способів попередження обвалювання стінок свердловини, які відомі в літературі і практиці буріння (зменшення фільтрації, збільшення густини,

реологічних параметрів тощо) відчутного ефекту не дають [2, 5].

Заслугує на увагу застосування силікатної та силікатно-калієвої ванн [4], які закачують в свердловину після відробки долота або під час ремонтних робіт і розміщують проти горизонтів, які осипаються або обвалюються. Силікатно-калієва ванна, проникаючи в стінки свердловини, зменшує набухання глиняних відкладів, підвищує сили зчеплення між частинками породи, що зменшує інтенсивність обвалювання та осипання стінок свердловини.

Основний недолік силікатно-калієвої ванни є недовготривалість її дії (10÷14)діб.

Мета даної роботи – подовження терміну дії рідинних ванн з одночасним підвищенням їх ефективності. Досягається поставлена мета шляхом заміни в силікатно-калієвій ванні води на вуглеводневу рідину, а рідкого скла – на гідрофобно клеючу речовину, яка нерозчинна у воді.

Серед гідрофобно клеючих речовин широке розповсюдження отримали синтетичні та