

УДК 622.22.24

**А. І. Вдовиченко**, акад. АТН України<sup>1</sup>; **М. Я. Магун**, чл.- кор. АТН України<sup>2</sup>;  
**Р. В. Зіньков**<sup>2</sup>; **Г. С. Салижин**<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Академія технологічних наук України, м. Київ,

<sup>2</sup>Науково-дослідний і проектний університет нафти і газу ПАТ «Укрнафта»,  
м. Івано-Франківськ, Україна

<sup>3</sup>Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Україна

## **ВИСОКОІНГІБОВАНІ БУРОВІ ПРОМИВАЛЬНІ РІДИНИ З ПІДВИЩЕНИМИ ТРИБОТЕХНІЧНИМИ ВЛАСТИВОСТЯМИ**

*Наведені результати удосконалення та промислового випробування високоінгібованої промивальної рідини з підвищеними змащувальними властивостями для буріння нафтогазових свердловин у складних геолого-технічних умовах родовищ в Дніпровсько-Донецькій западині.*

**Ключові слова:** нафтогазові свердловини, інгібовані промивальні рідини, обробка бурових розчинів хімічними реагентами.

### **Актуальність проблеми**

У підвищенні ефективності і якості буріння та освоєння нафтогазових свердловин важливу роль відіграє процес стабілізації стінок свердловин спеціальними промивальними рідинами, які мають високі інгібуючі властивості і одночасно забезпечують збереження колекторських характеристик порід та сприяють продуктивній роботі долота на вибою.

Підбір оптимальних рецептур для відповідних геолого-технічних умов є одна із найбільш актуальних проблем.

**Мета дослідження** – розробити оптимальної рецептури високоінгібованої рецептури промивальної рідини з підвищеними змащувальними властивостями для заданих геолого-технічних умов Дніпровсько-Донецької западини.

### **Аналіз опублікованих досліджень за темою**

Процеси, що відбуваються при взаємодії промивальної рідини із навколо стовбурними породами є предметом досліджень багатьох науковців і фахівців з буріння нафтогазових та інших свердловин, які споруджуються в глинистих товщах, схильних до втрати стійкості. В основу даних досліджень взяті методи, які висвітлені в роботі [1], а також враховані результати удосконалення рецептур, здійснених Коцкуличем Я. С., Тершаком Б. А., Андрусяком А. М., Коцкуличем Є. Я. [2, 3, 4], Щукіним М. В. [5], Титаренко М. Х. [6] і Рязановим Я. А. [7]. Стійкість розбурюваних порід значною мірою залежить від близькості компонентного складу фільтрату бурової промивальної рідини та складу пластової води: Чим ближчий цей склад, тим вища стійкість порід, що складають стінки свердловини.

Аналіз геолого-гідрогеологічних умов буріння. Проведені дослідження складу глинистих порід і пластових вод Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) показує, що верхній інтервал геологічного розрізу представлено монтморілоніто-натрієвими та гідрослюдястими глинами. Нижньопермський комплекс є перехідною зоною натрієвих глин у кальцієві, решта частини палеозою – кальцієвими гідрослюдястими, каолінітовими і хлоритовими глинами.

До верхньої частини розрізу відносяться гідрокарбонатно-натрієві води, а до нижньої – хлоркальцієві води першого типу лужні (показник рН = 8,2–7,1), а другого – із різко вираженою кислотністю (показник рН зменшується від 7 до 3,9). Основними іонообмінними компонентами лужних вод є натрій, вміст якого 12-50 г/л, гідрокарбонати (0,04–1,5 г/л), хлор

(65–150 г/л), сульфати (0,54–1,5 г/л), а кислих – кальцій (4–43 г/л), магній (1,1–2,3 г/л), хлор (65–150 г/л). При цьому метаморфізм вод із глибиною збільшується (загальна мінералізація пермських вод 80–150 г/л, а девонських 216–320 г/л) [1].

Розробка оптимальних рецептур промивальних рідин для заданих умов. Найбільші труднощі виникають при бурінні відкладів нижнього карбону. Ефективною промивальною рідиною, що попереджує виникнення ускладнень, є крейдяний висококальцієвий розчин (ВКР). Крейдяні ВКР завдяки складу твердої фази поєднують у собі цінні властивості крейдяних прісних розчинів (висока густина 1,32–1,43 г/см<sup>3</sup> при добрій прокачуваності та низькій абразивності) і глинистих ВКР (інгібуюча дія відносно нестійких аргілітових відкладів).

Як захисні реагенти в хлоркальцієвих промивальних рідинах переважно використовують КМЦ і КССБ. Комбінована обробка цими реагентами дає кращі результати (синергетичний ефект), при цьому зменшуються витрати реагентів.

В НДПІ під час розроблення кошторисних норм витрат хімреагентів та матеріалів для приготування та обробки бурових промивальних рідин для підприємств ПАТ «Укрнафта» в 2005 році зібрано та систематизовано матеріали, що стосуються конструкції свердловин, проектних та фактичних витрат хімреагентів та матеріалів і типів бурових промивальних рідин. Вказаний матеріал зібрано по закінчених буріннях свердловинах за період 2000–2004 рр. на площах Дніпровсько-Донецької западини та Карпатського регіону. Всього було проаналізовано близько 200 свердловин. Саме для лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини (ЛКПР), що переважно використовували при бурінні фахівці Прилуцького УБР, були характерні найменші витрати ряду хімреагентів та матеріалів із розрахунку на 1 м<sup>3</sup>. Зокрема, порівняно із лігносульфонатним та лігносульфонатно-калієвим витрати КМЦ фін-фікс НС є меншими відповідно у 3,25 і 5,6 рази, розріджувача ФХЛС (РВ-СМ) – більше як у 10 разів. Значно меншими, порівняно із лігносульфонатно-калієвою та полімер-калієвою на основі поліакрилатгуматів, є витрати неорганічного інгібітору. Для калієвих систем оптимальний вміст хлориду калію в фільтраті промивальної рідини знаходиться у межах від 3 до 5%.

Одними із основних компонентів лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини є неорганічний інгібітор – хлорид кальцію та вапно. Хлорид кальцію є основним носієм іона кальцію, вміст якого повинен бути в межах 1500–3500 мг/л або  $(110,99:40,08) \cdot 0,15 = 0,42\%$ ,  $(110,99:40,08) \cdot 0,35 = 0,97\%$ . Хлорид кальцію зменшує гідратацію глинистих порід внаслідок переводу останніх у кальцієву форму, а також коагулює їх, сприяючи утворенню конденсаційно-кристалізаційних структур, зміцнюючи стінки свердловини. Вапно використовують для регулювання рН, значення якого повинно бути в межах 8–10, а також з метою зменшення ступеню гідратації глинистих часток. Механізм даного явища пов'язаний з утворенням важкорозчинних гідросилікатів кальцію [3].

#### **Результати промислових випробувань**

Протягом останніх років ЛКПР використовували при бурінні свердловин 53-Малодівицької (під проміжну та експлуатаційну колону), 76-Східнорогінцівську (при закінченні буріння під експлуатаційну колону), 119-Великобубнівську (під проміжну та експлуатаційну колони). Найкращі результати були отримані на 119 -Великобубнівській, буріння якої здійснювали фахівці Прилуцького УБР ПАТ «Укрнафта».

Проектна конструкція: колон: Ø426 мм – 50 м; Ø324 мм – 950 м; Ø245 мм – 2545 (2681) м; Ø168/146 мм – 2755 (2978). Зенітний кут спуску 245 мм проміжної колони – 45°, зенітний кут експлуатаційної колони – 45°, проектний відхід від вертикалі – 598 м. Набір кута починали з глибини 1920 м після проходження нижньопермських відкладів.

Початку набору кута передував перехід із гуматно-натрієвої промивальної рідини на ЛКПР. Параметри ЛКПР під час буріння свердловини 119-Велико-бубнівської при бурінні під 245 мм проміжну та 168/146 мм експлуатаційну колону наведено в табл. 1.

Таблиця 1. Параметри ЛКПР під час поглиблення свердловини 119-Великобубнівської

Густина, кг/м <sup>3</sup>	T, с	Φ, см <sup>3</sup> за 30 хв	СНЗ, дПа	Вміст Ca <sup>++</sup> , мг/л	Вміст Mg <sup>++</sup> , мг/л	Sф, %	PV, мПа с	УР, дПа	pH
поглиблення під 245 мм проміжну колону									
1180-1240	40-55	5,0-5,5	60-75/ 70-90	3000-3300	1368-3615	4.5-5.75	16-18	85-90	7-8
поглиблення під 168/146 мм експлуатаційну колону									
1160-1190	32-56	5,0-5,5	6-20/ 9-40	2507-3256	0	3,6-4,8	19-27	24-39	8,8-9,3

Коефіцієнт відновлення проникності керна ( $\beta$ ) після прокачування проби ЛКПР, яку відібрано при вибої 2916 м, становив 70 %.

За результатами контрольних аналізів, відібраних під час буріння під проміжну та експлуатаційну колони, проби бурового розчину характеризувались:

– стабільністю фільтраційних, структурно-механічних та реологічних показників; високими інгібуючими властивостями (іони кальцію в БПР становили 2500–3300 мг/л, тоді як запроєктовано 5000–7000 мг/л), розробка ефективних рецептур сприяла економії реагентів стабілізаторів.

Враховуючи високі інгібуючі властивості лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини та стабільність її параметрів впродовж буріння свердловин, основний акцент було зроблено на регулювання структурно-механічних та реологічних властивостей. Одним із стверджуючих факторів високоінгібуючих властивостей застосовуваних рідин є набухання породи у фільтраті цієї системи (рис. 1).

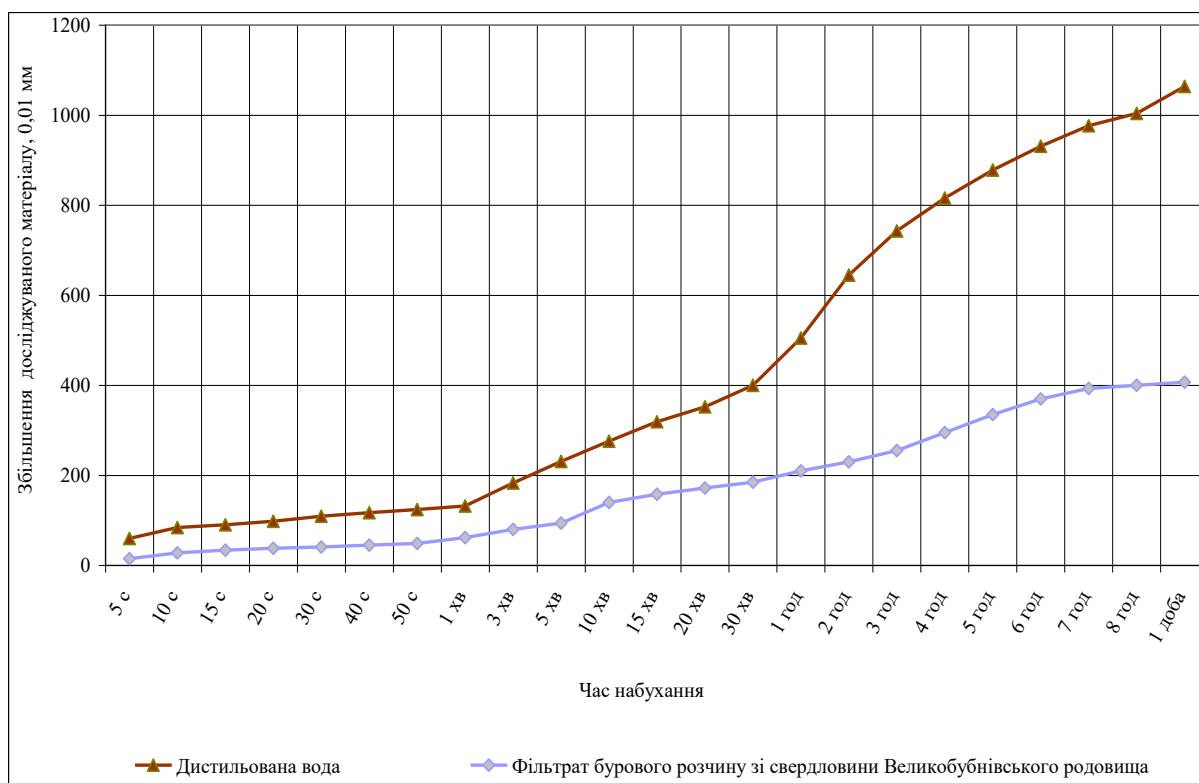


Рис. 1. Графіки набухання бентонітового глинопорошку у дистильованій воді та фільтраті бурової промивальної рідини.

Це дозволило успішно пробурити інтервали під проміжну та експлуатаційну колону і провести їх кріплення до проектної глибини.

Враховуючи досвід використання ЛКПР і стабільність її параметрів впродовж буріння свердловини, фахівцями НДПІ було проведення удосконалення її рецептури для забезпечення ефективної очистки стовбура від вибуреної гірської породи при значеннях зенітного кута від 30° до 80° і підвищення ефективності буріння під проміжну колону або «хвостовик» похило-скерованих та горизонтальних свердловин в умовах родовищ ПАТ «Укрнафта».

Розроблена рецептура ЛКПР, що пропонується, розрахована на застосування наявного обладнання і базується на використанні реагентів як вітчизняного, так і зарубіжного виробництва.

Удосконалення рецептури ЛКПР проведено таким чином:

- для покращення регулювання структурно-механічних та реологічних властивостей передбачено одночасно із використанням бентонітового глинопорошку використання палигорськітового глинопорошку марки ППМВ в кількості 10 кг/м<sup>3</sup>;

- для регулювання змащувальних властивостей проведено заміну 50 кг нафти на 10 кг (додатково) змащувальної домішки Лабрикол. Відповідно до удосконаленої рецептури кількість нафти зменшено до 70 кг/м<sup>3</sup>, а змащувальної домішки Лабрикол підвищено до 20 кг/м<sup>3</sup>;

- з метою покращення фільтраційних показників підвищено вміст КМЦ фін-фікс НС з 6,5 до 15 кг/м<sup>3</sup>;

- для попередження поглинань передбачено використання кольматантів, а саме дерев'яної тирси або гумової крихти в кількості 20 кг/м<sup>3</sup> в комбінації із поліпропіленовими волокнами в кількості 0,2 кг/м<sup>3</sup>;

- для покращення флокулюючих властивостей передбачено додаткове використання флокулянту Праестол 2530 в кількості 0,2 кг/м<sup>3</sup>;

- забезпечення необхідних псевдопластичних властивостей досягається використанням ксантанового біополімеру в кількості 2 кг/м<sup>3</sup>;

- для попередження незворотної кольматації привибійної зони пласта передбачено використання кислоторозчинного кольматанту (карбонату кальцію, крейди, мікрокальциту різного фракційного складу – 5 мкм, 25 мкм та 50 мкм у співвідношенні 1:2:2);

- для попередження незворотної кольматації привибійної зони пласта та підвищення інгібуючих властивостей передбачено використання органіколіду (асфасол, солтекс, сульфований асфальт або їх аналог вітчизняного виробництва реагент Премікс-О) в кількості 20 кг/м<sup>3</sup>;

- враховуючи включення до рецептури ксантанового біополімеру для попередження біологічної деструкції, передбачено використання біоциду в кількості 0,5 кг/м<sup>3</sup>;

- для регулювання лужності приготовлених лігносульфонатно-полімерних реагентів передбачено використання каустичної соди в кількості 3 кг/м<sup>3</sup>. Використання каустичної соди для підвищення рН розчину недоцільно, так як вона зменшує вміст іонів кальцію в розчині, а при реакції із хлоридом кальцію утворюється вапно.

В результаті проведених досліджень та аналізу по пробурених свердловинах (53-Малодівицька, 76-Східно-Рогінцівська, 119-Великобубнівська) було розроблено оптимальний компонентний склад ЛКПР.

Перелік хімреагентів та їх оптимальна концентрація для приготування ЛКПР, параметри та функціональні властивості компонентів наведено в таблицях 2–3.

Таблиця 2. Оптимальний компонентний склад високоінгібованої ЛКПР

Хімреагенти та матеріали	Конц. кг/м <sup>3</sup>	Функціональні властивості
Глинопорошок ПБМБ	40	Утворення у воді структурної дисперсійної системи з мінімальним вмістом твердої фази
Глинопорошок ППМВ	10	
Графіт	8	Змащувальна домішка
КМЦ	15	Стабілізатор водовіддачі (регулятор фільтрації)
КССБ-МТ	75	Регулятор фільтраційних, структурно-механічних і реологічних властивостей
РВ-СМ	15	Регулятор структурно-механічних і реологічних властивостей
Хлористий кальцій	40	Неорганічний інгібітор
Сульфонол	1	Аніонне ПАР призначене для зниження міжфазного натягу БПР при розкритті продуктивних пластів; для покращення фільтраційних характеристик привибійної зони нафтових, газових та нагнітальних свердловин
Савенол	2	Неіоногенне ПАР призначене для зниження міжфазного натягу при розкритті продуктивних пластів; для покращення фільтраційних характеристик привибійної зони нафтових, газових та нагнітальних свердловин
Пентакс	5	Піногасник
Вапно	20	Регулятор водневого показника (рН) для осадження іонів карбонатів і бікарбонатів
Лабрикол	20	Змащувальна домішка, що дозволяє зменшити ймовірність сальнікоутворення та диференційних прихоплень
Наповнювачі: гумова крихта, дерев'яна тирса поліпропіленові волокна	20 0,2	Для попередження поглинання
Прасстол 2530	0,2	Флокулянт
Нафта	70	Змащувальна домішка
Ксантанова камедь	2	Структурутворювач промивальної рідини
Карбонат кальцію (крейда, мікрокальцит, baracarb) різного фракційного складу- 5 мкм, 25 мкм, 50 мкм у співвідношенні 1:2:2	відповідно до	Органічний кольматант, кислоторозчинний регулятор густини
Асфасол (Солтекс, сульфований асфальт)	20	Органічний кольматант та інгібітор глинистих сланців
Біоцид (MI CIDE)	0,5	Попередження бактеріального забруднення
Каустична сода	3	Регулятор водневого показника (рН)

Таблиця 3. Параметри високоінгібованої ЛКПР

Параметри бурового розчину	Значення
Густина, кг/м <sup>3</sup>	1100–1250
Умовна в'язкість, с	60–100
Статичне напруження зсуву, дПа	20–50/30–70
Показник фільтрації за 30 хв, см <sup>3</sup>	< 5
Товщина фільтраційної кірки, мм	< 1
Водневий показник	7,5–10,0
Концентрація твердої фази, %	< 15
Концентрація колоїдних частинок, %	2,0–2,6
Показник мінералізації фільтрату, %	3–5
Концентрація піску, %	< 1
Вміст іонів кальцію, %	3000-3500

Для замірювання реологічних параметрів ЛКПР в лабораторії відділу використано ротаційний віскозиметр Fann 800. Обробку даних замірів на ротаційному віскозиметрі проведено за допомогою програми "FineRheo" (розробник – Салижин Ю.М.).

Результати розрахунку для моделі Оствальда і для моделі Шведова-Бінгама наведено в таблицях 4 і 5.

Таблиця 4. Результати розрахунку для моделі Оствальда

Параметри	Значення
Міра консистенції, Па·с <sup>n</sup>	3,99
Показник не лінійності, n	0,372
Функціонал для вибору моделі	10,07

Таблиця 5. Результати розрахунку для моделі Шведова - Бінгама

Параметри	Значення
Динамічне напруження зсуву, дПа	14,78
Пластична в'язкість, мПа·с	0,0441
Функціонал для вибору моделі	9,859

З аналізу графіків, наведених на рис. 2 для оцінки реологічних характеристик бурової промивальної рідини підходить як реологічна модель Освальда, так і модель Шведова-Бінгама.

Промивальна рідина володіє високою в'язкістю при низьких швидкостях зсуву, характерних для затрубного простору, і низькою в'язкістю при високих швидкостях зсуву, характерних для течії розчину в насадках долота і вибійному двигуні.

Необхідно відзначити, що удосконалена рецептура ЛКПР може бути оптимізована та адаптована із врахуванням кокретних геолого-технічних умов спорудження свердловини та враховувати специфічні вимоги замовників. Це відбувається за рахунок підбору фракційного складу карбонату кальцію, використання додаткових інгібіторів та полімерних реагентів.

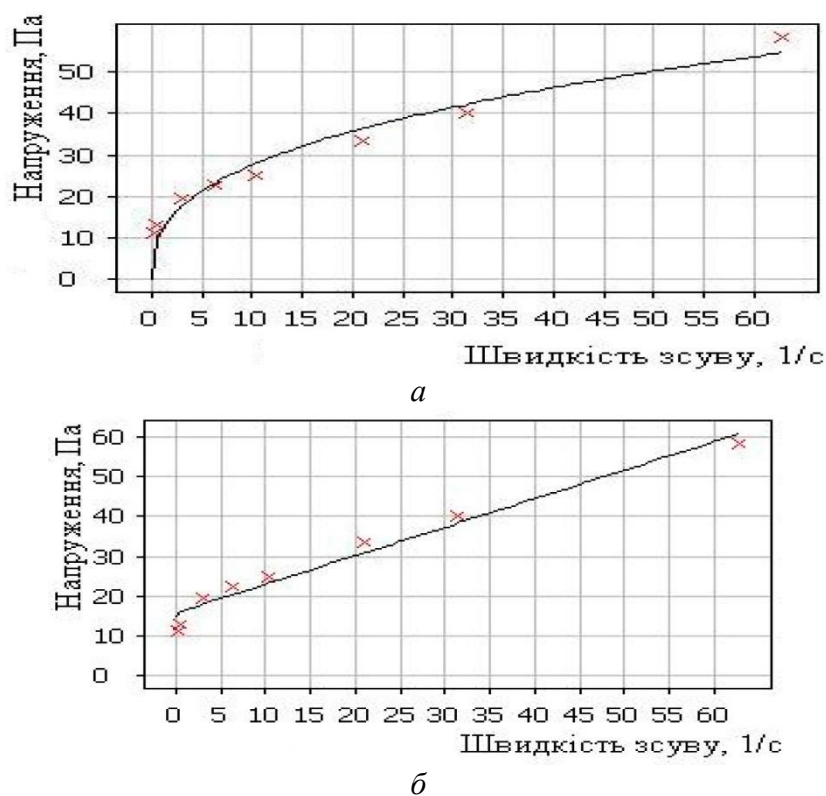


Рис. 2. Графіки для оцінки реологічних характеристик бурової промивальної рідини для моделей: а – Освальда; б – Шведова–Бінгама

### Висновки

Результати успішного досвіду буріння похило скерованих свердловин 76-Східнорогінцівської та 119-Великобубнівської підтвердив стабільність технологічних параметрів ЛКПР, її високі інгібуючі властивості.

Реологічні параметри удосконаленої лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини необхідно коректувати впродовж буріння залежно від інтервалу проводки (глибини, діапазону кута нахилу тощо), механічної швидкості, подачі насосів, діаметра стовбура і бурильного інструменту та ін.

Концентрацію біополімерного реагенту в рецептурі удосконаленої високоінгібованої лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини контролюють по в'язкості при низьких швидкостях, яку визначають віскозиметром Брукфільда, або при його відсутності віскозиметром *Fann*.

За результатами аналізу проведених в НДПІ лабораторних досліджень можна рекомендувати використання удосконаленої лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини при буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин, в тому числі при бурінні бокових стовбурів (БС) при відновленні бездіючого фонду свердловин.

Удосконалена рецептура ЛКПР може бути оптимізована та адаптована із врахуванням конкретних геолого-технічних умов спорудження свердловини та із врахуванням специфічних вимог замовників.

*Приведены результаты усовершенствования и промышленного испытания высокоингибованной промывочной жидкости с повышенными смазочными свойствами для бурения нефтегазовых скважин в сложных геолого-технических условиях месторождений в Днепроовско-Донецкой впадине.*

**Ключевые слова:** нефтегазовые скважины, ингибированные промывочные жидкости, обработка буровых растворов химическими реагентами.

## HIGHLY INHIBITED DRILLING FLUID WITH ENHANCED TRIBOLOGICAL CHARACTERISTICS

*Results of improvements and industrial testing visokoingibovannoy washing fluid with high lubricity for drilling oil and gas wells in complex geological and technical conditions of deposits in the Dnieper-Donets Basin.*  
**Key words:** oil and gas wells, drilling fluids inhibited, treatment of drilling mud chemicals.

### Література

1. Гошовский С. В., Дудля Н. А., Мартыненко И. И. Промывочные жидкости в бурении. – К: УкрГГРИ, 2008. – 453 с.
2. Тершак Б. А., Коцкулич Я. С., Андрусак А. М., Коцкулич Є. Я. Випробування мало глинистої емульсійної промивальної рідини під час розкриття продуктивних пластів свердловиною 83 Старосамбірського родовища // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология изготовления и применения. Сб. научн. тр. – К: ИСМ им. В. Н. Бакуля, 2015. – № 18. – С 147–151.
3. Андрусак А. М., Коцкулич Э. Я. Удосконалення рецептур інгібованих бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів // Матеріали міжн. наук.-техн. конф. «Нафтогазова енергетика».- Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – С. 19–2.
4. Коцкулич Є. Я. Особливості первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського нафтопромислового району // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология изготовления и применения. Сб. научн. тр. – К: ИСМ им. В. Н. Бакуля, 2014. – № 17. – С 41–46.
5. Щукин Н. В., Мухин А. В., Беляева А. И. Применение различных видов промывочных жидкостей при бурении глубоких скважин в ДДВ // Нефтяная и газовая промышленность. – 1968. – Сентябрь-октябрь. – С. 22–24.
6. Титаренко Н. Х., Шевченко А. Т., Якимчук И. Я., Розенгафт А. Г. Промывочные растворы для бурения на площадях ДДВ // Нефтяная и газовая промышленность. – 1968. – Июль-август. – С. 25–27.
7. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам.- Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.

*Надійшла 21.06.16*

УДК 622.233

**О. М. Давиденко**, д-р техн. наук; **О. Ф. Камишацький**, канд. техн. наук

*ДВНЗ «Національний гірничий університет, м. Дніпро Україна*

## ОБГРУНТУВАННЯ ЧАСТОТНОГО СПЕКТРУ РОБОТИ ПРИСТРОЮ ДЛЯ ОБРОБКИ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН

*Обґрунтовано частоту кавітаційних коливань пристрою для обробки промивальних рідин при бурінні свердловин.*

**Ключові слова:** буріння свердловин, свердловина, промивальна рідина, гідродинамічна суперкавітація, кавітаційний диспергатор.

### Актуальність теми

Промивальна рідина розглядається як невід'ємний елемент технології буріння свердловин. Від якості і відповідності промивальних розчинів геолого-технічним умовам залежать швидкість буріння, запобігання аваріям і ускладненням, отримання якісного кривого матеріалу, зносостійкість бурового устаткування, інструменту і вартість спорудження свердловини. Загальна частка витрат на їх приготування складає від 5 до 14 %