

© С.А. Гурський
М.Я. Магун
Р.В. Зіньков
А.Ю. Карпова
НДПІ ПАТ «Укрнафта»

Досвід використання лігносульфонатно-кальцієвої бурової промивальної рідини на свердловинах родовищ ПАТ «Укрнафта»

УДК 622.24.06

У статті наведено результати використання лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини для буріння свердловин у складних геолого-технічних умовах родовищ ПАТ «Укрнафта» та шляхи вдосконалення рецептури.

Ключові слова: бурові промивальні рідини, хімреагенти, лігносульфонати, інгібування.

В статье представлены результаты применения лигносульфонатно-кальциевой промывочной жидкости для бурения скважин в сложных геолого-технических условиях месторождений ПАО «Укрнафта» и пути усовершенствования рецептуры.

Ключевые слова: буровые промывочные жидкости, химреагенты, лигносульфонаты, ингибирование.

The article presents the results of lignosulfonate-calcium flushing fluid application for wells drilling under complex geological and technical conditions of field of Ukrnafta PJSC fields and ways of its improvement.

Key words: drilling flushing fluids, chemicals, lignosulfonates, inhibition.

Існує успішний досвід будівництва нафтових та газових свердловин в Україні з використанням кальцієвих промивальних рідин. Відомі фахівці в галузі промивальних рідин зазначають, що стійкість розбурюваних порід значною мірою залежить від наближеності компонентного складу фільтрату бурового розчину та складу пластової води. Чим вони ближчі один до одного, тим вища стійкість порід, що складають стінки свердловини.

Результати досліджень складу глинистих порід і пластових вод Дніпровсько-Донецької западини показують, що верхній інтервал геологічного розрізу представлено монтморилоніто-натрієвими та гідро-слюдистими глинами. Нижньопермський комплекс є перехідною зоною натрієвих глин у кальцієві, решта частини палеозою – кальцієвими гідро-слюдистими, каолінітовими і хлоритовими глинами.

До верхньої частини розрізу відносять гідрокарбонатно-натрієві води, а до нижньої – хлоркальцієві. Води першого типу лужні (рН=8,2–7,1) та другого – з різко вираженою кислотністю (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 кислотні – 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].

Найбільші труднощі виникають під час буріння відкладів нижнього карбону. Ефективною промивальною рідиною, що попереджує виникнення ускладнень, є крейдянний висококальцієвий розчин (ВКР). Крейдяні ВКР завдяки складу твердої фази поєднують у собі цінні властивості

крейдяних прісних (висока питома вага 1320–1430 кг/м³ із доброю прокачуваністю та низькою абразивністю) і глинистих ВКР (інгібувальна дія відносно нестійких аргілових відкладів) [2].

Як захисні реагенти в хлоркальцієвих промивальних рідинах переважно використовують КМЦ і КССБ. Комбінована обробка цими реагентами дає кращі результати (синергетичний ефект), при цьому розхід реагентів зменшується [3].

Автори статті під час розроблення кошторисних норм витрат хімреагентів та матеріалів для приготування та обробки бурових розчинів для бурових підприємств ПАТ «Укрнафта» у 2005 р. зібрали та систематизували матеріали, що стосуються конструкції свердловин, проектних та фактичних витрат хімреагентів та матеріалів, типів розчинів. Згаданий матеріал зібрано щодо закінчених бурінням свердловин за період 2000–2004 рр. на площах Дніпровсько-Донецької западини та Карпатського нафтогазоносного регіону. Всього було проаналізовано близько 200 свердловин. Саме для лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини (ЛКПР), яку переважно використовували під час буріння фахівці Прилуцького УБР, були характерні найменші витрати ряду хімреагентів та матеріалів із розрахунку на 1 м³. Зокрема, порівняно із лігносульфонатною та лігносульфонатно-кальцієвою промивальною рідиною витрати реагенту КМЦ фінфікс НС є меншими відповідно в 3,25 і 5,6 рази, розріджувача ФХЛС (РВ-СМ) – у понад 10 разів. Значно меншими порівняно з лігносульфонатно-кальцієвою буровою промивальною рідиною та полімер-кальцієвою на основі поліакрилатгуматів є витрати неорганічного інгібітору. Для кальцієвих систем опти-

мальний вміст хлориду кальцію в фільтраті промивальної рідини знаходиться у межах від 3 до 5 %.

Одними із основних компонентів лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини є неорганічні інгібітори – хлорид кальцію та вапно. Хлорид кальцію є основним носієм іона кальцію, вміст якого повинен бути в межах від 1500 до 3500 мг/л (0,42 та 0,97 % відповідно). Хлорид кальцію зменшує гідратацію глинистих порід унаслідок переведення 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 8–10, а також із метою зменшення ступеня гідратації глинистих часток. Механізм цього явища пов'язаний із утворенням важкорозчинних гідросилікатів кальцію [3].

Протягом останніх років ЛКПР використовували під час буріння св. 53-Малодівицької (під проміжну та експлуатаційну колони), 76-Східнорогінцівської (під час закінчення буріння під експлуатаційну колону), 119-Великобубнівської (під проміжну та експлуатаційну колони). Більш детально зупинимося на св. 119-Великобубнівській, буріння якої здійснювали фахівці Прилуцького УБР із проектною конструкцією колон: Ø 426 мм–50 м; Ø 324 мм–950 м; Ø 245 мм–2545 (2681) м; Ø 168/146 мм–2755 (2978) м.

Зенітний кут спуску 245 мм проміжної колони становив 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 св. 119-Великобубнівської у ході буріння під 245 мм проміжну та 168/146 мм експлуатаційну колону наведено в табл. 1.

Коефіцієнт відновлення проникності керна (β) після прокачування проби ЛКПР, яку відібрано на вибої 2916 м, становив 70 %.

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

- 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).

Враховуючи високі інгібуючі властивості лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини та стабільність її параметрів упродовж буріння свердловин, основний акцент

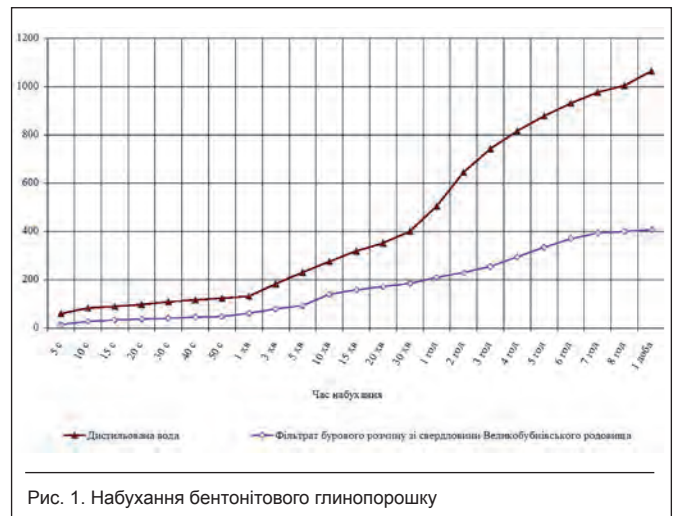


Рис. 1. Набухання бентонітового глинопорошку

було зроблено на регулювання структурно-механічних та реологічних властивостей. Одним із стверджувальних факторів високоінгібуючих властивостей застосовуваних рідин є набухання породи у фільтраті цієї системи (рис. 1).

Це дало можливість успішно пробурити інтервали під проміжну та експлуатаційну колони і провести їх кріплення до проектної глибини.

Ураховуючи досвід використання ЛКПР і стабільність її параметрів упродовж буріння свердловини, фахівці НДПІ удосконалили її рецептуру для забезпечення ефективного очищення стовбура від вибуреної гірської породи за значень 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 з бентонітовим глинопорошком використання палігорськітового глинопорошку марки ППМВ у кількості 10 кг/м³;
- для регулювання змащувальних властивостей проведено заміну 50 кг нафти на 10 кг (додатково) змащувальної домішки Лабрикол. Відповідно до удоскона-

Таблиця 1

Параметри ЛКПР під час поглиблення св. 119-Великобубнівської

Густина, кг/м ³	Умова в'язкість, с	Показник фільтрації, см ³ за 30 хв	СНЗ, дПа	Вміст, %		Вміст Са ⁺⁺ , мг/л	Вміст Mg ⁺⁺ , мг/л	S _ф , %	PV, мПа с	УР, дПа	рН
				T _ф	K _ф						
поглиблення під 245 мм проміжну колону											
1180–1240	40–55	5,0–5,5	60–75/ 70–90	12–14	4,4–4,5	3000–3300	1368–3615	4,5–5,5	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	6–10	3,6–3,96	2507–3256	0	3,6–4,8	19–27	24–39	8,8–9,3

леної рецептури кількість нафти зменшено до 70 кг/м^3 , а змащувальної домішки Лабрикол підвищено до 20 кг/м^3 ;

- для попередження поглинань передбачено використання кольматантів, а саме дерев'яної тирси або гумової крихти, в кількості 20 кг/м^3 у комбінації з поліпропіленовими волокнами в кількості $0,2 \text{ кг/м}^3$;

- для покращення флокулюючих властивостей передбачено додаткове використання флокулянту Праєстол 2530 у кількості $0,2 \text{ кг/м}^3$;

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

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

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

- ураховуючи включення до рецептури ксан-

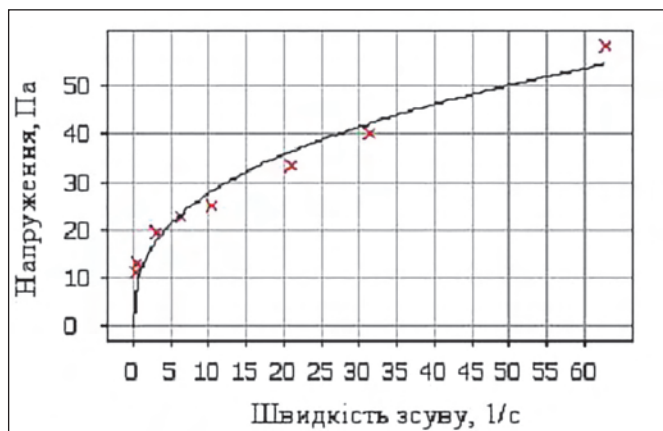


Рис. 2. Реограма промивальної рідини для моделі Оствальда

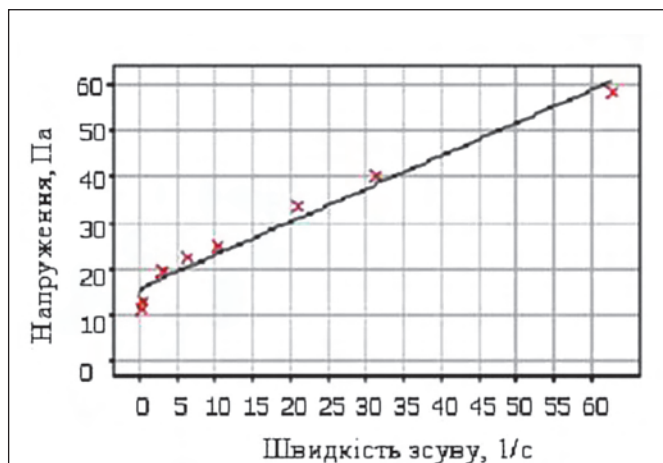


Рис. 3. Реограма промивальної рідини для моделі Шведова-Бінгама

Таблиця 2

Оптимальний компонентний склад ЛКПР

Назва хімреагентів та матеріалів	Концентрація, %	Функціональні властивості компонентів ЛКПР
ПБМБ	40	Глино порошок, що сприяє утворенню у воді структурної дисперсійної системи
ППМВ	10	
Графіт	8	Змащувальна домішка
Нафта	70	
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	Аніонна ПАР призначена для зниження міжфазного натягу БПР
Савенол	2	Неіоногенна ПАР призначена для зниження міжфазного натягу БПР
Пентакс	5	Піногасник
Вапно	20	Регулятор водневого показника (рН) для осадження іонів карбонатів і бікарбонатів
Лабрикол	20	Змащувальна домішка, що допомагає зменшити ймовірність сальнікоутворення та диференційних прихоплень
Гумова крихта (дерев'яна тирса)	20	Наповнювачі для попередження поглинання
Поліпропіленові волокна	0,2	
Праєстол 2530	0,2	Флокулянт
Ксантанова камедь	2	Структуроутворювач промивальної рідини
Карбонат кальцію (крейда, мікрокальцит, CaCO_3) різного фракційного складу – 5 мкм, 25 мкм, 50 мкм у співвідношенні 1:2:2	відповідно до розрахунку	Органічний кольматант, кислоторозчинний регулятор густини
Асфасол (солтекс, сульфований асфальт)	20	Неорганічний кольматант та інгібітор глинистих сланців
MI SIDE	0,5	Антиферментатор для попередження бактеріального забруднення
Каустична сода	3	Регулятор водневого показника (рН)

Таблиця 3

Параметри ЛКПР

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

танового біополімеру для попередження біологічної деструкції, передбачено використання біоциду в кількості 0,5 кг/м³;

- для регулювання лужності підготовлених лігносульфонатно-полімерних реагентів передбачено використання каустичної соди в кількості 3 кг/м³. Використання каустичної соди для підвищення рН розчину недоцільно, оскільки вона зменшує вміст іонів кальцію в розчині, а у ході реакції з хлоридом кальцію утворюється вапно.

У результаті проведених досліджень та аналізу в пробурених св. 53-Малодівській, 76-Східнорогінцівській, 119-Великобубнівській було розроблено оптимальний компонентний склад ЛКПР.

Перелік хімічних реагентів та їх оптимальну концентрацію для приготування ЛКПР, параметри та функціональні властивості компонентів наведено в табл. 2 та 3.

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

Таблиця 4

Результати розрахунку для моделі Оствальда

Параметри	Значення
Консистенція, Па·с ⁿ	3,99
Показник нелінійності, 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

Результати розрахунків для моделі Оствальда і для моделі Шведова-Бінгама наведено в табл. 4 та 5. Реограми промивальної рідини наведено на рис. 2 та 3.

Із аналізу графіків, наведених на рис. 2 і 3, бачимо, що для оцінки реологічних характеристик бурового розчину підходить як реологічна модель Шведова-Бінгама, так і модель Освальда. Промивальна рідина має високу в'язкість за низьких швидкостей зсуву, характерних для затрубного простору, і низьку в'язкість при високих швидкостях зсуву, характерних для течії розчину в насадках долота і вибійному двигуні.

Необхідно зазначити, що удосконалену рецептуру ЛКПР може бути оптимізовано та адаптовано із урахуванням конкретних геолого-технічних умов спорудження свердловини та специфічних вимог замовників. Це відбувається за рахунок підбору фракційного складу карбонату кальцію, використання додаткових інгібіторів та полімерних реагентів.

Висновки

Успішний досвід буріння похило-скерованих св. 76-Східнорогінцівської та 119-Великобубнівської підтвердив стабільність технологічних параметрів ЛКПР та її високі інгібуючі властивості.

Запропонований оптимальний компонентний склад ЛКПР забезпечив успішне буріння ряду свердловин на родовищах ПАТ «Укрнафта».

Оптимальний вміст іонів кальцію, за якого досягається необхідний рівень інгібування ЛКПР, становить 3000–3500 мг/л.

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 інструмента тощо.

Концентрацію біополімерного реагенту в рецептурі удосконаленої лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини контролюють за в'язкістю при низьких швидкостях, яку визначають віскозиметром Брукфілда або у разі його відсутності – віскозиметром Fann.

За результатами проведених у НДПІ лабораторних досліджень можна рекомендувати використання удосконаленої лігносульфонатно-кальцієвої промивальної рідини у процесі буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин, у тому числі буріння бокових стовбурів зі старого фонду свердловин.

Удосконалену рецептуру ЛКПР може бути оптимізовано та адаптовано з урахуванням конкретних геолого-технічних умов спорудження свердловини та специфічних вимог замовників.

Список використаних джерел

1. **Щукин Н.В.** Применение различных видов промывочных жидкостей при бурении глубоких скважин в ДДВ / Н.В. Щукин, А.В. Мухин, А.И. Беляева // Нефть и газовая пром-сть. – 1968. – № 5. – С. 22–24.

2. **Титаренко Н.Х.** Промывочные растворы для бу-

рения на площадях ДДВ / Н.Х. Титаренко, А.Т. Шевченко, И.Я. Якимчук, А.Г. Розенгафт // Нефть и газовая пром-сть. – 1968. – № 4. – С. 25–27.

3. **Рязанов Я.А.** Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.