

ГЕОТЕХНІЧНА І ГІРНИЧА МЕХАНІКА, МАШИНОБУДУВАННЯ

УДК 622.244.443

А.М. Андрусяк,
Є.Я. Коцкулич

Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ „Укрнафта“,
м.Івано-Франківськ, Україна

РОЗРОБЛЕННЯ РЕЦЕПТУР ВИСОКОІНГІБОВАНИХ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

А.М. Andrusiak,
Ye.Ya. Kotskulich

Research and Design Institute of PAT “Ukrnafta”, Ivano-
Frankivsk, Ukraine

FORMULATION OF HIGH-INHIBITOR DRILLING MUD COMPOSITION FOR WELL COMPLETION

Мета. Створення ефективних систем промивальних рідин з використанням неорганічних і органічних інгібіторів. Вирішення проблеми екологічної безпечності технологічних рідин, призначених для буріння, ремонту, інтенсифікації роботи свердловин.

Методика. Комплексна оцінка технологічних характеристик бурових промивальних рідин із застосуванням лабораторного обладнання та методик визначення параметрів, що характеризують ефективність розроблених промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів.

Результати. У роботі наведені результати вивчення особливостей дії неорганічних і органічних інгібіторів з урахуванням ефекта їх компонування при розробленні рецептур високоінгібованих малоглинисто-емульсійних промивальних рідин. За результатами аналізу експериментальних даних висвітлені функції інгредієнтів при розробленні рецептур високоінгібованих промивальних рідин. З метою підвищення екологічної безпечності доведена альтернативність застосування замість нафти вуглеводневих сполук рослинного походження (рицинової, ріпакової олів, побічних продуктів одержання біодизелів).

Результати оцінки інгібуючих властивостей бурових промивальних рідин з урахуванням критеріїв, що досягається сумісним застосуванням неорганічних і органічних інгібіторів, обмеження фільтрації через керн, ефектів гідрофобізації та солюбілізації стали підставою вбачати новизну в підходах до створення систем промивальних рідин з підвищеними інгібуючими властивостями. Залучення до рецептурного складу вуглеводневих сполук рослинного походження сприяло розширенню сфери застосування малоглинистих емульсійних промивальних рідин з огляду на підвищення їх екологічної безпечності.

Наукова новизна. Наведена диференціація механізмів дії неорганічних і органічних інгібіторів у поєднанні з інгредієнтами малоглинистих емульсійних промивальних рідин, що забезпечують передумови для оптимізації рецептур їх приготування та ефективність використання за призначенням при видобуванні нафти й газу.

Практична значимість. Результати досліджень дають підставу обґрунтовувати ефективність застосування розробленої системи промивальної рідини для забезпечення стійкості стовбура свердловини під час буріння та збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів. Рідини, що забезпечують якість первинного розкриття продуктивних пластів бурінням свердловин, можуть успішно використовуватись під час капітального ремонту свердловин. Термостійкість, широкий діапазон регулювання густини, збереження седиментаційної стійкості, збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів – вимоги до рідин глушіння, яким відповідають розроблені системи високоінгібованих промивальних рідин.

Ключові слова: буріння, промивальна рідина, інгібітор

Постановка проблеми. Проблему забезпечення стійкості глинистих порід і аргілітів під час буріння, а також збереження фільтраційних властивостей порід-

колекторів успішно вирішують шляхом посилення інгібуючих властивостей бурової промивальної рідини (БПР). Склад і властивості промивальних рідин розробляють з урахуванням гірничо-геологічних умов буріння, умов руйнування гірських порід.

© Андрусяк А.М., Коцкулич Є.Я., 2014

Реагенти, що застосовуються для одержання інгібованої промивальної рідини, різні за природою та функціональним призначенням, дають змогу керувати структурно-реологічними, фільтраційними та іншими технологічними параметрами. Це вказує на необхідність вивчення впливу інгредієнтів – окремих компонентів спеціального функціонального призначення – на ефективність дії реагентів-інгібіторів. Додатково в системах бурових промивальних рідин для високопроникних і тріщинуватих колекторів застосовують матеріали блокуючої та закріплюючої дії (крейду, мармурову крихту, сульфовані бітуми тощо).

При вирішенні проблеми стабілізації стінок свердловини до найпоширеніших заходів слід віднести модифікацію складу БПР іономолекулярними сполуками. Досить актуальним є вибір оптимального електrolітичного балансу в системах БПР. Іонообмінні процеси та процеси хімічної адсорбції на поверхні глинистих мінералів регулюють додаванням неорганічних солей (KCl, CaCl₂, AlCl₃ та інших), катіони яких підвищують структурованість води в гідратних шарах. Високомолекулярні сполуки (іоногенні та неіоногенні полімери, ефіри, багатоатомні спирти, поверхнево-активні речовини) змінюють склад і властивості дисперсійного середовища БПР, а завдяки адсорбції на поверхні глинистих порід забезпечують обмеження їх розміщення.

У більшості складів БПР як інгібітор використовують хлорид калію (KCl). Механізм дії KCl полягає в заміні іонів натрію і (або) кальцію іонами калію на породи. Слабогідратований іон калію вільно проникає до міжплощинного простору глинистих мінералів і заміщує катіони обмінного комплексу. Фіксування іонів калію призводить до зменшення вільного простору у кристалічній решітці. Створюються умови для підсилення зв'язаності глинистих часток, запобігання налипанню шламу на елементах бурильної колони, зменшення ймовірності виникнення прихоплення інструмента внаслідок адгезійної взаємодії, сприяння збереженню колекторських властивостей продуктивної зони.

Виділення навирішених раніше проблем. Однак у присутності KCl не повною мірою досягають обмеження гідратації порід і запобігання їх осипанню під час буріння. Перемотіть, тріщинність, площинність нашарування порід сприяють проникненню фільтрату промивальної рідини до масиву породи. Вплив на зміну природи гідратних шарів, взаємодію між частками глинистих порід, збереження їх міцності визначають експериментально. Це дає змогу вибирати оптимальну концентрацію солей-інгібіторів для конкретних геологічних умов і конкретної системи БПР.

Мета роботи. Нами виконане дослідження з метою порівняльного оцінювання впливу різних за природою солей на приріст об'єму дисперсоїдів (глинопошків, подрібненої гірської породи) із застосуванням приладу й методики Жигача К.Ф. і Ярова А.М.

Виклад основного матеріалу. У табл. 1 наведені результати визначення коефіцієнта набухання та об'єму набухання бентонітового глинопошку в розчинах різної концентрації солей KCl, CaCl₂, NH₄Cl, NH₄NO₃,

(NH₄)₂CO₃, KNO₃. Як видно з табл. 1, збільшення концентрації солей у більшості випадків супроводжується зменшенням показника коефіцієнта набухання, що несуттєво позначається на показникові об'єму набухання.

Таблиця 1

Показники набухання бентонітового глинопошку в досліджуваних розчинах інгібуючих агентів

№ аналізу	Досліджуваний розчин	Коефіцієнт набухання	Об'єм набухання, см ³
1	дистильована вода	3,710	18,090
2	5% розчин NH ₄ Cl	1,015	7,739
3	10% розчин NH ₄ Cl	0,885	7,240
4	5% розчин NH ₄ NO ₃	1,330	8,960
5	10% розчин NH ₄ NO ₃	0,850	7,110
6	5% розчин KNO ₃	1,330	8,960
7	10% розчин KNO ₃	0,890	7,280
8	5% розчин Ca(NO ₃) ₂	1,660	10,230
9	10% розчин Ca(NO ₃) ₂	1,600	9,990
10	5% розчин (NH ₄) ₂ CO ₃	1,120	8,090
11	10% розчин (NH ₄) ₂ CO ₃	1,140	8,240
12	5% розчин KCl	1,180	8,370
13	10% розчин KCl	0,730	6,660

Як відомо, адсорбція іонів на гірській породі, згідно із законом діючих мас, відбувається пропорційно їх концентрації. Для кожної з солей вибір оптимальної концентрації здійснюють також з урахуванням значень коефіцієнта активності.

Не завжди обгрунтовано заперечують доцільність сумісного застосування як інгібіторів солей різної природи (наприклад, KCl і NaCl, KCl і CaCl₂ тощо). Результати виконаних нами досліджень підтверджують, що у присутності іонів натрію та кальцію ефект інгібуючої дії іонів калію не зменшується, оскільки їх проникнення до міжпакетного простору глинистих порід є випереджуючим.

Збільшення концентрації KCl від 5 до 10% забезпечує зменшення коефіцієнта набухання від 1,18 до 0,73 (табл. 1, аналіз 12, 13). Близьким за ступенем зменшення коефіцієнта набухання виявився азотнокислий амоній: збільшення його концентрації в розчині з 5 до 10% супроводжувалось зменшенням коефіцієнта набухання від 1,33 до 0,85. Не вираженим виявився вплив концентраційного фактора в разі використання як інгібіторів солей карбонату амонію, азотнокислого кальцію (табл. 1, аналізи 10, 11 і 8, 9 відповідно).

Є.Ф. Філіпов (ВАТ НВО „Бурение“, РФ) за результатами виконаних ним досліджень показав, що додавання до промивальних рідин такого інгібітора як KCl під час проведення геофізичних досліджень викликає зменшення амплітуди зниження уявних опорів більше, ніж у два рази та призводить до неконтрольованого підвищення радіоактивності [1].

Тому, з метою збереження високої інформативності геофізичних матеріалів при одночасному забезпеченні стійкості стовбура свердловин у глинистих і аргілітових розрізах, здійснюють пошук нових інгібіторів і типів промивальних рідин.

Нами зосереджена увага до перегляду досвіду застосування у складних геологічних умовах буріння промивальних рідин з використанням як інгібітора хлориду кальцію. Обмеження у використанні хлориду кальцію були пов'язані з втратою, при його присутності у БПР, активності окремих реагентів-стабілізаторів аніонного типу (поліакрилатів – гідролізованого поліакриламиду, гідролізованого поліакрилінітрилу, силікатів, органосилікатів, гуматних і гуматовмісних реагентів).

Дослідженнями, виконаними в НДПІ ПАТ „Укрнафта“, на прикладі вдосконалення рецептур інгібованих нафтоемulsionних розчинів із KCl і CaCl₂, було показано, що інгібуюча дія KCl більш виражена з підвищенням температури до 60°C і тиску до 50МПа, однак при досягненні температури 120°C і тиску 60МПа об'єми набування бентоніту, узятого як глинистий матеріал, виявились близькими з тенденцією переваги CaCl₂.

З метою підвищення стійкості глинистих порід при обробленні бурових промивальних рідин як хлористим кальцієм, так і вапном за наявності в рідині іонів кальцію створюються сприятливі умови для кальцинування глин, зниження їх чутливості до гідратації та зволоження фільтратом БПР.

Реакційно активними можуть бути іони кальцію, а також молекули і, навіть, колоїдні частинки гідроксиду кальцію [2]. Механізм набування глинистих мінералів у цьому випадку описується неоднозначно та вичерпно не вивчений.

Теперішні дослідники посилаються на два механізми набування: кристалічний і осмотичний [3]. Кристалічне набування називають поверхневою гідратацією, що проходить унаслідок адсорбції мономолекулярних шарів води на поверхнях кристалів як зовнішніх, так і міжшарових у випадку глин з набуваючою решіткою. Осмотичне набування проходить унаслідок того, що концентрація катіонів між шарами більша ніж їх концентрація в основній масі розчину.

Звідси бачимо пояснення щодо різниці коефіцієнтів набування бентоніту, визначених за методикою Жигача-Ярова у розчинах KCl і CaCl₂.

Під час розроблення рецептур малоглинистих промивальних рідин враховували вплив інгредієнтів на зміну активності дії використовуюваного інгібітора. При цьому нами враховані відомості щодо проявлення синергетичного ефекту при спільному використанні хлориду кальцію, гідроксиду кальцію та лігносульфонатів (КССБ, КЛМ-СТ та інші). Як правило, додаванню хлориду кальцію передє обробка бурового розчину (глинистої суспензії) лігносульфонатним реагентом з одночасним додаванням піногасника (з метою запобігання піноутворенню). Це забезпечує зменшення водовіддачі, структурованості промивальної рідини тощо.

У новітніх тенденціях створення високоінгібованих промивальних рідин набуло поширення одночасне застосування неорганічних і органічних інгібіторів, створення подвійноінгібованих, потрійноінгібованих систем [4].

Адсорбційно-активні органічні сполуки (органічні солі, іономолекулярні поверхнево-активні речовини, багатоатомні спирти, етери тощо) здатні до спричи-

нення часткової або повної гідрофобізації поверхні гірських порід [4].

Модифіковані вододисперсійні асфальтобітумні сполуки поруч з іншими органічними речовинами (одноосновними й багатоосновними спиртами, естерами, солями органічних кислот тощо), що запобігають гідратації й розміцненню гірських порід, називають стабілізаторами глин, які здатні гальмувати гідратацію завдяки гідрофобізації та кольматації гірських порід, обмежувати диспергування вибуреної породи.

Слід відзначити, що залучення органічних інгібіторів до розроблення рецептурного складу малоглинистої емульсійної промивальної рідини з підвищеними інгібуючими властивостями позитивно позначилось не тільки на обмеженні гідратації порід та підвищенні стійкості стовбура свердловин, але й на контролі фільтрації, покращенні реологічних і змашувальних властивостей, фільтраційних властивостей порід-колекторів. Разом з тим при визначенні динаміки набування бентонітового порошку безпосередньо в розчинах таких органічних інгібіторів як асфасол (з переліку досліджуваних нами органоколоїдних сполук) і поліетиленгліколь ПЕГ-400 (із переліку полігліколів) коефіцієнти набування виявились непоказовими порівняно з такими ж для неорганічних інгібіторів. Так, в одній та двовідсоткових розчинах асфасолу ці значення були 6,55 і 5,94% відповідно. Це свідчить про відмінності механізму інгібуючої дії неорганічних і органічних інгібіторів. Сумісне ж їх використання забезпечило ефект інгібування, що видно з результатів, наведених у табл. 2.

Таблиця 2

Показники набування бентонітового порошку в розчинах органічних інгібіторів та сумішей неорганічних і органічних інгібіторів

№ аналізу	Досліджуваний розчин	Коефіцієнт набування	Об'єм набування, см ³
1	0,5% розчин ПЕГ-400	7,46	32,4
2	1% розчин ПЕГ-400	7,31	31,9
3	2% розчин ПЕГ-400	7,30	31,9
4	4% розчин ПЕГ-400	7,32	31,9
5	1% розчин асфасолу	6,55	29,0
6	2% розчин асфасолу	5,94	26,6
7	2% розчин Basodril 2200	7,20	31,5
8	1% розчин ПЕГ-400 + 5% розчин KCl	1,40	9,2
9	2% розчин Basodril 2200 + 5% розчин KCl	2,20	12,5
10	1% розчин асфасолу + 5% розчин KCl	1,35	9,0
11	1% розчин солтексу + 5% розчин KCl	1,32	8,9
12	0,5% розчин жириноксу + 5% розчин KCl	1,38	9,2

У розчинах органічних інгібіторів їх концентрація на зміну показників набування бентоніту суттєво не впливає (табл. 2, аналізи 1–7). З додаванням KCl до цих розчинів досягається ефективне зниження коефіцієнтів і об'ємів набування (табл. 2, ана-

лізи 8–12). Отже, механізми дії неорганічних і органічних інгібіторів слід розмежовувати. При сумісному їх застосуванні створюються передумови для досягнення ефектів інгібування, стабілізації структурних характеристик бурових промивальних рідин. Адсорбція органічних інгібіторів, зокрема ПЕГ-400, призводить до зменшення абсолютної величини заряду поверхонь породи, часток дисперсної фази. Посилення їх адсорбції спонукає до підвищення інгібуючих властивостей промивальної рідини, стабілізації її структурно-реологічних властивостей.

Ступінь гідратації глинистих поверхонь дослідники пов'язують також зі значенням електрокінетичного ζ -потенціалу, зменшення якого зі збільшенням концентрації ПЕГ (органічного інгібітора) забезпечує підвищення гідрофобізації та інгібуючого ефекту при збереженні коагуляційної та седиментаційної стійкості бурової промивальної рідини.

Органоколоїдні домішки – похідні асфальто-бітумних реагентів (асфасол, солтекс, сульфований асфальт) за функцією призначення ми трактуємо як органічні інгібітори, а механізм їх дії пов'язуємо з блокуючими й гідрофобізуючими властивостями. Вони спричиняють обмеження проникненню фільтрату бурової промивальної рідини до пористого середовища та запобігають розміщенню порід завдяки частковій адсорбції на поверхні й заповненню тріщинного і/або високопористого середовища [5].

Хімічна природа органічних інгібіторів визначає ступінь їх інгібуючої та закріплюючої дії, пов'язаної з явищами адсорбції, адгезії, капілярної проникності. При фільтрації через пористе середовище фільтрат промивальної рідини, навіть з ньютонівськими властивостями, може викликати появу початкового градієнта тиску. Вивчення динаміки фільтрації через пористе середовище різного складу рідин та їх фільтратів представляє практичний інтерес у багатокомпонентних системах, що включають неорганічні та органічні сполуки.

Ми виконали серію досліджень з вивчення особливостей динаміки фільтрації моделей рідин з різними комбінаціями інгібіторів. Умови експериментів на фільтраційній установці типу УИПК 1М були близькими: температура – 70°C , перепад тиску – 10МПа , проникність кернів $5,6\text{--}7\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, пористість $9\text{--}13,3\%$. Як видно з рис.1, після прокачування через керн розчинів упродовж трьох годин об'єм фільтрату в ряді розчинів з органічними інгібіторами є суттєво меншим, ніж у розчинів з неорганічними інгібіторами.

За умови їх сумісного використання досягалось обмеження фільтрації (рис. 1, криві 5–7). За визначенням збільшення об'єму фільтрату в часі (до трьох годин) результати аналізів, що наведені на рис. 1, характеризують динаміку фільтрації. Можна зауважити, що безпосередньо глиниста суспензія на п'ятнадцятій хвилині фільтрувалась через керн зі швидкістю $0,6 \cdot 10^{-3}\text{ см/с}$ з поступовим затуханням лінійної швидкості фільтрації до $0,07 \cdot 10^{-3}\text{ см/с}$ на тридцятій хвилині. Глиниста суспензія, оброблена 5% КСІ, на п'ятнадцятій хвилині фільтрувалась зі швидкістю

$0,6 \cdot 10^{-3}\text{ см/с}$ з поступовим підвищенням швидкості фільтрації на сто двадцятій і сто вісімдесятій хвилині до $7 \cdot 10^{-3}$ і $4 \cdot 10^{-3}\text{ см/с}$ відповідно.

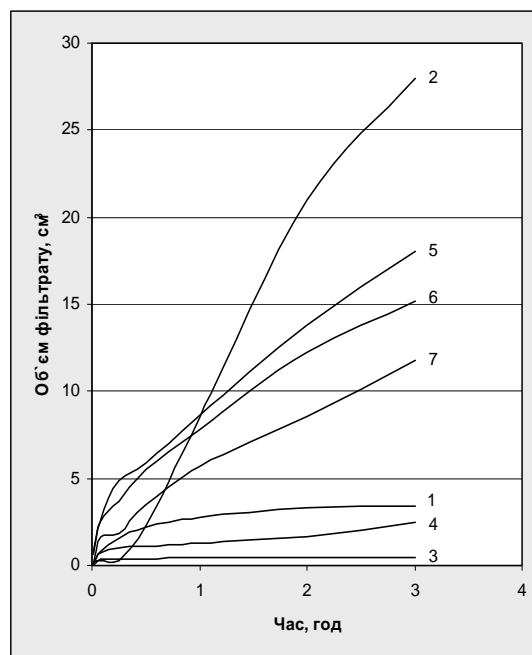


Рис. 1. Зміна об'єму фільтрату під час прокачування досліджуваних розчинів через керн: 1 – стабілізована глиниста суспензія (c/c); 2 – c/c + 5% КСІ; 3 – c/c + 2% ПЕГ-400; 4 – c/c + 2% асфасол; 5 – c/c + 5% КСІ + 2% асфасол; 6 – c/c + 5% КСІ + 2% ПЕГ-400; 7 – c/c + 5% КСІ + 2% ПЕГ-400 + 2% асфасол

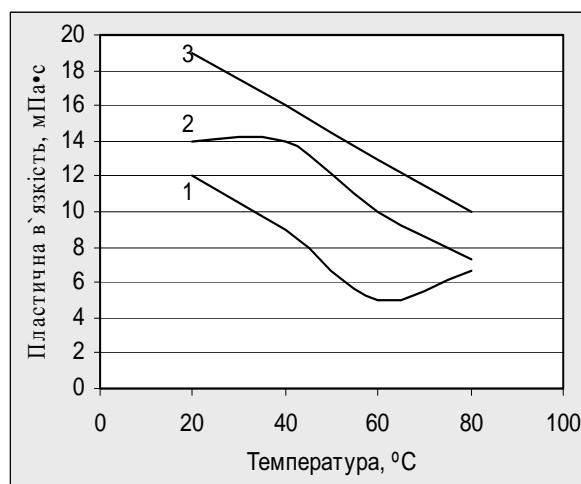
Глинисті суспензії, оброблені 5% КСІ + 2% ПЕГ-400 та 5% КСІ + 2% асфасолу, порівняні із суспензією, обробленою 5% КСІ, на п'ятнадцятій хвилині фільтрувались зі швидкістю майже на порядок меншою ($0,33 \cdot 10^{-3}$ і $0,25 \cdot 10^{-3}\text{ см/с}$ відповідно). Наведені результати свідчать, з одного боку, про сповільнення формування антифільтраційної кірки внаслідок обробки глинистої суспензії хлоридом калію (неорганічним інгібітором), з іншого боку – про сприяння утворенню та зменшенню проникності кірки з додавкою одночасно КСІ і органічного інгібітора (ПЕГ-400, асфасолу).

Зменшенню проникнення фільтрату до пласту додатково сприяють також полімери, поверхнево-активні речовини, змашувальні домішки, блокуючі агенти, що входять до складу бурової промивальної рідини. Вважають, що в сукупності вони можуть утворювати в'язкопружні комплекси, здатні захищати продуктивний пласт від глибокого проникнення.

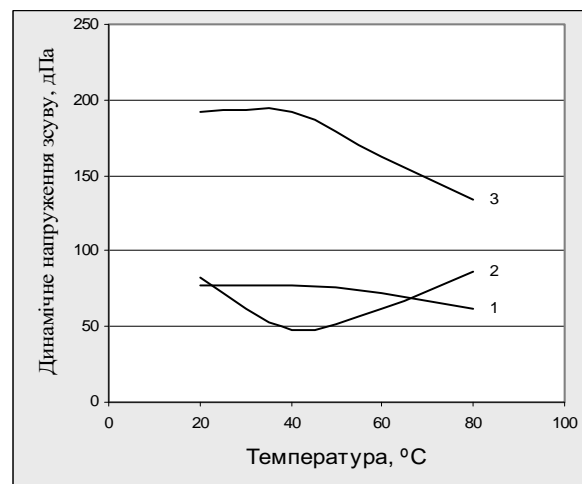
При додатковому введенні до системи промивальної рідини вуглеводневої фази (нафти, природних або синтетичних олів, мастильних реагентів) створюються передумови одержання малоглинистих емульсійних систем з псевдопластичними властивостями, поведінку яких описують рівнянням Оствальда. Такі бурові промивальні рідини з величиною показника ньютонівського

нівської поведінки (показника нелінійності) $p < 1$ характеризуються мінімальними втратами тиску у свердловині, забезпечують ефективне винесення шламу, запобігають розміщенню порід, забезпечують збереження фільтраційних властивостей колекторів.

На сучасному етапі розробки нових прогресивних технологій акцентують увагу й до вимоги підвищення екологічної безпеки промивальних рідин. З цих міркувань пошук альтернатив використанню нафти як вуглеводневої фази промивальних рідин набуває щоразу більшої актуальності. Нами випробовувалися такі продукти рослинного походження, як олива ріпакова, побічні продукти виробництва біодизелю (надалі – біодизель), олива рицинова.



а



б

Рис. 2. Зміна параметрів малоглинистої емульсійної промивальної рідини з температурою: а – зміна пластичної в'язкості; б – зміна динамічного напруження зсуву; 1 – вуглеводнева фаза – нафта; 2 – вуглеводнева фаза – рицинова олива; 3 – вуглеводнева фаза – біодизель

Це характерно й для обважнених МЕРП, у складі яких вуглеводневою фазою є біодизель, рицинова олива.

Результати замірювання параметрів після термостатування досліджуваних обважнених баритом МЕРП з вуглеводневою фазою різної природи (нафта, біодизель, рицинова олива) підтверджують, що біодизель і рицинова олива є продуктами, альтернативними нафті повною мірою за технологічними характеристиками як не обважнених, так і обважнених МЕРП. Незначне зменшення густини, у разі обважнення МЕРП з біодизелем, пов'язане з частковою аерацією рідини, що усувається додаванням піногасника. Седиментації бариту після термостатування не зауважено.

Вуглеводневі продукти (рицинова олива, ріпакова олива, біодизель) піддатливі біологічному розкладанню як в аеробних, так і в анаеробних умовах, що слід оцінювати позитивно з огляду на безпеку оточуючого середовища. Крім того, що ці продукти у складі промивальних рідин забезпечують необхідні технічні й технологічні властивості, та є екологічно безпечними, їх ринкова ціна є досить помірною.

Встановлено, що оптимальна кількість цих продуктів у складі МЕРП становить 5%, що за критерієм досягнення рівного ступеня структурованості рідини приблизно вдвічі менша за витрати нафти.

Малоглинисті емульсійні промивальні рідини (з альтернативними нафті вуглеводневими продуктами) вирізняються високим значенням коефіцієнта коагуляційного структуроутворення (η/τ) та його збереженням з температурою. Як видно на рис. 2 (а, б), де відображені зміни пластичної в'язкості та динамічного напруження зсуву з температурою, характерною особливістю є збереження високих значень динамічної напружки зсуву, необхідних для забезпечення надійного виносу вибуреної породи.

Під час розроблення рецептури МЕРП з підвищеними інгібуючими властивостями при виборі компонентного складу ми враховували ефекти синергізму, сенсibiliзації при оптимальному співвідношенні інгредієнтів системи. До складу МЕРП залучені такі компоненти: глино порошок, лігносульфонатні реагенти (КССБ, КЛМ-СТ, РВС, Polithin), целюлозні реагенти (КМЦ, ПАЦ, КМК), біополімерні полісахариди (реагенти ксантанового ряду), поверхнево-активні речовини (жиринокс, савенол), неорганічні інгібітори (KCl, CaCl₂ та ін.), органічні інгібітори (ПЕГ-400, ПЕГ-6000, Ва-sodrill, асфасол, солтекс, сульфований асфальт), вуглеводневі сполуки (нафта, ріпакова олива, рицинова олива, біодизель), мастильні домішки (СБР, лабрикол, LC Lube, LC Lube Fine та ін.).

Згідно з дослідженнями Пенькова О.І., Вахрушева Л.П., Кошелева В.Н., механізм дії полігліколів у багатокомпонентних системах бурових промивальних рідин пов'язують з особливостями ефектів інгібування [6]. Вони попереджують адсорбцію води глинистими частками й завдяки цьому сприяють підвищенню стійкості стінок свердловини. Інгібуюча

активність композиції гліколів і неорганічних солей інгібіторів (K^+ , Ca^{2+} , Al^{3+} та ін.) посилює їх дегідратуючі властивості.

Вважають, що завдяки солюбілізації в міцелах полігліколів неполярної фази вуглеводневих компонентів (нафтопродуктів, олив, органічних змашувальних домішок) посилюється проявлення гідрофобізуючих властивостей системи емульсійної промивальної рідини [7]. Це можна розглядати як складову чинників інгібування, а також одночасного покращення фільтраційних, реологічних, змашувальних властивостей промивальної рідини [8].

Виконані нами дослідження показують, що полігліколі забезпечують фізико-хімічну оптимізацію захисної дії полімерів, покращують антифільтраційні властивості промивальних рідин. При цьому їх стабілізуюча дія зберігається при підвищених температурах.

Зі збільшенням концентрації поліетиленгліколю ПЕГ-400 у системі малоглинистої емульсійної промивальної рідини спостерігаємо тенденцію до зменшення показника фільтрації (від 7 до 4 см^3 за 30хв), статичної напруги зсуву.

Показовими є результати визначення впливу розроблених нами МЕПР на відновлення проникності порід-колекторів. Дослідження здійснювали на установці типу УИПК-1М при використанні кернів з такими характеристиками: проникність у межах $20,3\text{--}24,7 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пористість 11–15,4%.

Максимально ефективним виявився результат дослідження МЕПР з використанням рицинової оливи як вуглеводневої фази. Прокачування цієї рідини в кількості 20 порових об'ємів (упродовж 25 хв.) забезпечило 87% відновлення проникності керна (початкова проникність керна $20,3 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$, пористість 11%).

Результати проведених нами тестувань на глиноємність (так звана “проба на бентоніт”) і на солестійкість до впливу солей полівалентних металів (Ca^{++}), свідчать про високі інгібуючі властивості та солестійкість МЕПР.

Висновки. Виконані дослідження дають підставу обґрунтувати переваги комплексного використання неорганічних і органічних інгібіторів.

Запропоноване поєднання виявлених ефектів щодо обмеження гідратації, посилення гідрофобізації та солюбілізації забезпечило одержання нових технологічних рішень при створенні систем малоглинистих емульсійних промивальних рідин з використанням екологічно безпечних органічних продуктів (рицинової та ріпакової олив, побічних продуктів виробництва біодизеля). Експериментально встановлена можливість сумісного використання полігліколів, асфальтобітумних реагентів у композиціях із солями калію, кальцію як агентів інгібуючої дії.

Розроблені рецептури МЕПР здатні забезпечувати стійкість стовбура свердловин та збереження ємнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів, є резервом підвищення ефективності буріння та розкриття продуктивних пластів.

Список литературы / References

1. Филиппов Е.Ф. Применение ингибированных буровых растворов, обеспечивающих получение качественных материалов ГИС при строительстве скважин в неустойчивых глинистых отложениях на площадях Краснодарского края / Е.Ф. Филиппов // Заканчивание и ремонт скважин в условиях депрессии на продуктивные пласты: сборник научных трудов ОАО НПО „Бурение“. – Краснодар: Бурение, 2004. – Вып. 12. – С. 39–47.
2. Filippov, Ye.F. (2004), “Application of inhibitor drilling mud providing high-quality GIS materials during construction of wells in unstable clay deposits at the Krasnodar Territory”, *Zakanchivaniye i Remont Skvazhyn v Usloviyakh Depressii na Produktivnye Plasty*, ОАО NPO “Bureniye”, Krasnodar, Vol. 12, pp. 39–47.
3. Васильченко А.О. Удосконалення фізико-хімічних методів збереження стійкості стінок свердловин у процесі буріння: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. тех. наук / Васильченко А.О. – Івано-Франківськ, 2001 р. – 20 с.
4. Vasilchenko, A.O. (2001), “Improvement of physical and chemical methods of maintaining the walls of wells in the process of drilling”, Abstract of Cand. Sci. (Tech.) dissertation, Ivano-Frankivsk, Ukraine.
5. Tan, C.P., Bailin, Wu, Mody, F.K. and Uday, A. Tare. (2002), “Development and Laboratory Verification of High Membrane Efficiency Water-Based Drilling Fluids with Oil-Based Drilling Fluid-Like Performance in Shale Stabilization”, *Proc. SPI/ISRM Rock Mechanics Conference*, Irving, Texas, USA.
6. Андрусак А.М. Удосконалення рецептур інгібованих бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів: матеріали міжнар. наук.-техн. конф. „Нафтова енергетика“ / А.М. Андрусак, Є.Я. Коцкулич – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – С. 519–521.
7. Андрусак, А.М. and Kotskulich, Ye.Ya. (2013), “Improvement of inhibitor drilling mud recipes for disclosure of productive layers”, *Proc. of the Intern. Scientific-Technical. Conf. “Naftova Enerhetyka”*, IFNTUOG, Ivano-Frankivsk, pp. 519–521.
8. Системи бурових промивальних рідин з органіко-лоїдними складовими / А.М. Андрусак, О.В. Гайдамака [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 1. – С. 19–22.
9. Андрусак, А.М. and Haidamaka, A.V. (2009), “Systems of drilling mud containing organic-colloidal components”, *Naftova i Hazova Promyslovist*, no. 1, pp. 19–22.
10. Пеньков А.И. Особенности поведения и применения полиалкиленгликолей для химической обработки буровых растворов / А.И. Пеньков, Л.П. Вахрушев, Е.В. Беленко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1999. – № 1–2. – С. 21–24.
11. Penkov, A.I., Vakhrushev, L.P. and Belenko, Ye.V. (1999), “Features of behavior and application of polyalkylene glycols for the chemical treatment of drilling fluids”, *Stroitelstvo Neftyanykh Skvazhyn Na Sushe i na More*, no. 1–2, pp. 21–24.
12. Исследование физико-химических свойств разветвлённых сополимеров окисей этилена и пропилена / Л.П. Вахрушев, Е.В. Беленко [и др.] // Изв. ВУЗ Севе-

ро-Кавказский регион. Естественные науки. – 2001. – № 1. – С. 53–56.

Vakhrushev, L.P. and Belenko, Ye.V. (2001), “The study of physicochemical properties of branched copolymers of ethylene oxide and propylene”, *Izvestiya VUZov Severo-Kavkazskiy Region. Natural Sciences*, no. 1, pp. 53–56.

8. Основные тенденции развития полигликолевой технологии совершенствования буровых растворов / В.Н. Кошелев, Л.П. Вахрушев, Е.В. Беленко, А.И. Пеньков // Бурение скважин. – 2001. – № 12. – С. 29–32.

Koshelev, V.N., Vakhrushev, L.P., Belenko, Ye.V. and Penkov, A.I. (2001), “The main trends in the development of the polyglycolic technology of drilling fluids improvement”, *Bureniye Skvazhyn*, no. 12, pp. 29–32.

Цель. Создание эффективных систем промывочных жидкостей с использованием неорганических и органических ингибиторов. Решение проблемы экологической безопасности технологических жидкостей, предназначенных для бурения, ремонта, интенсификации работы скважин.

Методика. Комплексная оценка технологических характеристик буровых промывочных жидкостей с применением лабораторного оборудования и методик определения параметров, характеризующих эффективность разработанных промывочных жидкостей для раскрытия продуктивных пластов.

Результаты. В работе представлены результаты изучения особенностей действия неорганических и органических ингибиторов с учетом эффекта их компоновки при разработке рецептур высокоингибированных малоглинистых эмульсионных промывочных жидкостей. По результатам анализа экспериментальных данных представлены функции ингредиентов при разработке рецептур высокоингибированных промывочных жидкостей. С целью повышения экологической безопасности доказана альтернативность использования вместо нефти углеводородных соединений растительного происхождения (кастовое, рапсовое масло, побочные продукты получения биодизелей).

Результаты оценки ингибирующих свойств буровых промывочных жидкостей с учетом критериев, которые достигаются совместным применением неорганических и органических ингибиторов, ограничением фильтрации через керн, эффектов гидрофобизации и солубилизации стали основанием видения новизны в подходе к созданию систем промывочных жидкостей с повышенными ингибирующими свойствами. Введение в их рецептурный состав углеводородных соединений растительного происхождения способствовало расширению сферы применения малоглинистых эмульсионных промывочных жидкостей с учетом их повышенной экологической безопасности.

Научная новизна. Приведена дифференциация механизмов действия неорганических и органических ингибиторов в соединении с ингредиентами малоглинистых эмульсионных промывочных жидкостей, которые обеспечивают предпосылки для оптимизации рецептур их приготовления и эффективность использования по назначению при добыче нефти и газа.

Практическая значимость. Результаты исследований дают возможность обосновать эффективность применения разработанной системы промывочной жидкости для обеспечения стойкости ствола скважины в процессе бурения и сохранения фильтрационных свойства пород-коллекторов. Жидкости, которые обеспечивают качество первичного раскрытия продуктивных пластов бурением скважин, могут быть успешно использованы при капитальном ремонте скважин. Термостойкость, широкий диапазон регулирования плотности, сохранение седиментационной стойкости и фильтрационных свойств пород-коллекторов являются требованиями к жидкостям глушения, которым отвечают разработанные системы высокоингибированных промывочных жидкостей.

Ключевые слова: бурение, промывочная жидкость, ингибитор

Purpose. Development of an effective drilling fluid system using inorganic and organic inhibitors. Solving of the problem of environmental safety of the technological liquids intended for drilling, repair, and intensification of wells.

Methodology. Comprehensive evaluation of operational characteristics of drilling fluids using laboratory equipment and techniques for determination of the parameters that characterize the performance of the drilling fluids prepared for disclosure of productive layers has been carried out.

Findings. The results of the evaluation of inhibitive properties of drilling fluids with combined application of inorganic and organic inhibitors, limiting filtering through the core, and solubilization and hydrophobic effects allowed us to see the novelty of the approach to the creation of drilling fluid with increased inhibitory properties. Involvement of hydrocarbon compounds of plant origin into the composition allowed expanding the scope of thin clay drilling fluids taking into account the improvement of their environmental safety.

Originality. Authors present the differentiation of mechanisms of action of inorganic and organic inhibitors in combination with the ingredients of thin clay drilling fluid, providing conditions for optimizing recipes of its preparation and effectiveness of the intended use in oil and gas industry.

Practical value. The research results allow us to substantiate the effectiveness of the developed system of drilling fluids for providing stability of the borehole during drilling and preservation of filtration properties of reservoir rocks. The fluids that provide high-quality primary opening of productive layers by drilling wells can be successfully used during well workover. Thermal stability, wide density regulation range, sedimentation stability preservation, retention of filtration properties of reservoir rocks are the main requirements for well-killing fluids; and the developed system of inhibitor drilling fluid meets the requirements.

Keywords: drilling, drilling fluid, inhibitor

Рекомендовано до публікації докт. техн. наук О.М. Давиденком. Дата надходження рукопису 25.11.13.