

Міністерство освіти і науки України
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

Коцкулич Євген Ярославович

УДК 622.244.442

**Розроблення малоглинистої емульсійної промивальної
рідини для розкриття продуктивних пластів
(на прикладі родовищ Бориславського
нафтопромислового району)**

05.15.10 - Буріння свердловин

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник:

Тершак Богдан Андрійович,

кандидат технічних наук, доцент

ЗМІСТ

ВСТУП	4
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ОДИНИЦЬ, СИМВОЛІВ.	10
Розділ 1	
СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ.	12
1.1 Сучасні методи первинного розкриття продуктивних пластів	12
1.2 Гірничо-геологічні умови розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського нафтопромислового району	20
1.3 Аналіз первинного розкриття продуктивних пластів під час буріння свердловин	24
1.4 Напрями підвищення якості первинного розкриття продуктивних пластів	29
Висновки до розділу 1.	33
Розділ 2	
ДОСЛІДЖЕННЯ МЕХАНІЗМУ ІНГІБУВАННЯ БУРОВИХ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН.	34
2.1 Методи дослідження інгібуючих властивостей промивальних рідин	34
2.2 Дослідження механізму дії неорганічних інгібіторів.	36
2.3 Дослідження механізму дії органічних інгібіторів.	45
2.4 Дослідження інгібування промивальних рідин за спільного використання неорганічних і органічних інгібіторів.	52
Висновки до розділу 2.	57
Розділ 3	
РОЗРОБЛЕННЯ МАЛОГЛИНИСТОЇ ЕМУЛЬСІЙНОЇ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ	59
3.1 Прилади і методи досліджень. Вибір базової рецептури малоглинистої емульсійної промивальної рідини.	60
3.1.1 Вхідні матеріали, прилади і методи досліджень.	60
3.1.2 Розроблення базової рецептури малоглинистої емульсійної промивальної рідини.	64

3.2 Дослідження технологічних властивостей малоглинистої емульсійної промивальної рідини.	71
3.3 Дослідження впливу малоглинистої емульсійної промивальної рідини на проникність порід-колекторів	81
Висновки до розділу 3.	85
Розділ 4	
РОЗРОБЛЕННЯ МАЛОГЛИНИСТОЇ ЕМУЛЬСІЙНОЇ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ З ВИКОРИСТАННЯМ СИНТЕТИЧНИХ ВУГЛЕВОДНІВ РОСЛИННОГО ПОХОДЖЕННЯ.	
86	86
4.1 Дослідження технологічних властивостей малоглинистої емульсійної промивальної рідини з вмістом різної за природою вуглеводневої фази.	86
4.2 Дослідження властивостей малоглинистої емульсійної промивальної рідини з вмістом рицинової оливи	90
4.3 Дослідження ефективності хімічних реагентів з компонентами рослинного походження	101
4.4 Дослідження впливу малоглинистої емульсійної промивальної рідини з рициновою оливою на проникність порід-колекторів.	107
4.5 Дослідження екологічної безпеки малоглинистої емульсійної промивальної рідини	112
Висновки до розділу 4.	115
Розділ 5	
ДОСЛІДНО-ПРОМИСЛОВІ ВИПРОБУВАННЯ МАЛОГЛИНИСТОЇ ЕМУЛЬСІЙНОЇ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ	
117	117
5.1 Сverdловина 83 Старо-Самбірського родовища.	117
5.2 Сverdловина 301 Східно-Решетняківського родовища.	124
5.3 Сverdловина 318 Долинського родовища.	128
Висновки до розділу 5.	140
ВИСНОВКИ	141
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.	143
ДОДАТКИ.	156

ВСТУП

Актуальність теми. Україна належить до енергодефіцитних країн, що задовольняє свої паливно-енергетичні потреби за рахунок власних ресурсів менше, ніж на 50 %. Тому досягнення максимально можливого рівня забезпеченості цими ресурсами є головним завданням національної економіки України, без вирішення якого неможлива стабільність економічного та соціального розвитку суспільства, збереження енергетичної безпеки і державної незалежності.

Характерною особливістю нафтових і газових родовищ України є значна виснаженість основних запасів нафти і газу. За таких умов надзвичайно важливим є створення і впровадження нових вітчизняних технологій, технічних засобів та матеріалів, спрямованих на стабілізацію і збільшення об'ємів видобування нафти і газу.

Основні запаси покладів нафти Західного нафтопромислового району зосереджено в Карпатській нафтогазоносній провінції, приурочені до родовищ, які літологічно представлені низькопроникними піщаноалевролітовими пісковиками з чергуванням аргілітів і глин. Колектори, здебільшого, порового і порово-тріщинуватого типів. Первинне розкриття продуктивних покладів здійснюється при репресії на пласт від 10 до 20 МПа і вище, що призводить до підвищення фільтратовіддачі промивальних рідин, проникнення фільтрату в пори порід-колекторів, перезволоження глинистих мінералів і, як наслідок, до погіршення колекторських властивостей порід, зниження продуктивності свердловин та коефіцієнта нафтовилучення з пластів.

Загально визнаною умовою якісного первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах із складними гірничо-геологічними умовами, до яких належать родовища Бориславського нафтопромислового району (БНПР), є застосування таких методів і технологій первинного розкриття пластів, які забезпечують збереження колекторських характеристик порід. Особливо важливу роль тут відводять буровим промивальним рідинам, тому розроблення нових типів промивальних рідин, здатних забезпечити високу якість розкриття пластів та екологічну безпеку виконання бурових робіт, є актуальною проблемою.

Значний внесок у вивчення проблеми та розроблення нових типів і рецептур промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів зробили вітчиз-

зняні і зарубіжні вчені, серед яких Аветисов А.Г., Ангелопуло О.К., Андрусак А.М., Бейзик О.С., Бойко В.С., Булатов А.І., Васильченко А.О., Городнов В.Д., Дорошенко В.М., Зарубін Ю.О., Жуховицький С.Ю., Капітонов В.О., Кістер А.Г., Кондрат Р.М., Кошелев В.Н., Крецул В.В., Крилов В.І., Круглицький М.М., Кунцяк Я.В., Лубан Ю.В., Мірзаджанзаде Н.Х., Мітельман Б.І., Мислюк М.А., Оринчак М.І., Пеньков А.І., Рябоконт С.О., Рязанов Я.А., Тершак Б.А., Яремійчук Р.С., Грей Дж.Р., Дарлі Г.С.Г., Роджерс В.Ф. та інші.

На даний час для забезпечення належної якості первинного розкриття продуктивних пластів у вітчизняній та зарубіжній практиці найчастіше застосовують безглинисті полімерні промивальні рідини, інгібуючі, соленасичені та рідини на вуглеводневій основі.

Застосування типових інгібуючих та соленасичених промивальних рідин в умовах родовищ БНПР, як правило, призводить до проникнення фільтрату дисперсійного середовища в пори гірських порід і, як наслідок, порушення цілісності стінок свердловин, набухання материнських глин, які входять до літологічного складу гірських порід та суттєвого зниження проникності продуктивних горизонтів. Коефіцієнт відновлення проникності керна, визначений відповідно за таких умов, не перевищує 0,6 – 0,7.

Безглинисті полімерні рідини володіють низькими показниками фільтрації, високими мастильними властивостями, низькою корозійною активністю. Однак, застосування у цих системах для пониження показника фільтрації хімічних реагентів на основі акрилових полімерів і водорозчинних ефірів целюлози (Finnpol, Finnfix, Celnol, Tylose, POLYPAC та інших), які проникають у пори порід-колекторів і, адсорбуючись на поверхні пор, зменшують їх ефективний діаметр. Структуроутворювачами у цих рідинах є дорогі імпорتنі біополімери ксантанового типу (дуовіз, фловіз, біокар, біокар-компаунд тощо), а бактерицидна деструкція обмежує їх застосування.

В науково-дослідному і проектному інституті (НДПІ) ПАТ "Укрнафта" розроблені і впроваджуються системи інгібованих промивальних рідин, у т.ч. із спільним додаванням неорганічних (KCl , $CaCl_2$) та органічних (ПЕГ, асфасол) інгібіторів. Високий коефіцієнт відновлення проникності (0,95 – 1,0) одержано при розкритті плас-

тів на родовищах БНПР з використанням малоглинистих емульсійних промивальних рідин (МЕПР). Враховуючи те, що частина нафтових родовищ БНПР розташована в рекреаційних зонах, в яких державним законодавством заборонено застосування нафтових вуглеводнів при спорудженні свердловин, можливість використання традиційних МЕПР обмежується [56, 57].

Подальший розвиток бурових робіт у рекреаційних зонах Бориславського НПР можливий лише за умови розроблення сучасних систем бурових промивальних рідин (БПР), які відповідають особливостям застосування.

Складність гірничо-геологічних умов залягання продуктивних пластів (низькі пластові тиски та проникність порід-колекторів, наявність материнських глин) родовищ Бориславського НПР та особливості географічного розташування вимагають розроблення високоякісних та екологічно-безпечних промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів, що й робить актуальною проблему дослідження.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами та темами.

Дисертаційна робота відповідає науковому напрямку Науково-дослідного і проєктного інституту (НДПІ) ПАТ "Укрнафта" і є складовою частиною наукових досліджень, виконаних за наряд-замовленнями № 831812 "Розроблення нових систем промивальних рідин з використанням сучасних реагентів для первинного розкриття і закінчування свердловин на родовищах ПАТ "Укрнафта" та № 101832 "Аналіз світового досвіду закінчування свердловин бурінням та розробка нових систем промивальних рідин з адаптацією до умов буріння і закінчування свердловин на родовищах Дніпрово-Донецької западини (ДДз) та Прикарпаття".

Мета і задачі дослідження.

Мета роботи – розроблення бурових промивальних рідин, здатних забезпечити якісне первинне розкриття продуктивних пластів під час спорудження свердловин у складних гірничо-геологічних умовах на родовищах Бориславського НПР і на родовищах, розташованих у рекреаційних зонах.

Досягненню мети сприяло вирішення таких основних задач дослідження:

1. Виконати аналіз ефективності застосування бурових промивальних рідин під час первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського НПР.

2. Дослідити інгібуючу дію дисперсійного середовища промивальних рідин із спільним використанням неорганічних і органічних інгібіторів.

3. Розробити рецептуру малоглинистої емульсійної промивальної рідини з підвищеними інгібуючими властивостями і екологічною безпечністю щодо впливу на довкілля.

4. Виконати промислово-дослідні випробування розроблених рецептур промивальних рідин під час спорудження свердловин на родовищах Бориславського НПР та родовищах з аналогічними умовами застосування.

Об'єктом досліджень є бурові промивальні рідини та реагенти-модифікатори технологічних і спеціальних властивостей.

Предмет дослідження є основні технологічні властивості промивальної рідини та вплив реагентів-модифікаторів на ці властивості.

Методи дослідження. Компонентний склад та рецептуру малоглинистої емульсійної промивальної рідини обґрунтовано застосуванням сучасних аналітичних та експериментальних методів дослідження з використанням новітніх методик, приладів і екологічно безпечних матеріалів.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Одержано подальший розвиток дослідження спільного застосування неорганічних і органічних інгібіторів у складі малоглинистих емульсійних промивальних рідин.

2. Вперше розроблено бурову промивальну рідину, яка відповідає вимогам якісного розкриття продуктивних пластів та екологічної безпеки буріння свердловин на родовищах, розташованих у рекреаційних зонах.

3. Вперше доказано ефективність застосування в складі бурової промивальної рідини компонентів на основі вуглеводнів рослинного походження.

Практичне значення одержаних результатів.

1. Розроблено рецептуру, технологію приготування та застосування малоглинистої емульсійної промивальної рідини, використання якої забезпечило якісне розкриття продуктивних пластів та одержання значного технологічного ефекту в умовах родовищ Бориславського НІР та Східно-Решетняківського родовища ПАТ "Укрнафта".

2. Вперше підтверджено можливість ефективного застосування малоглинистої емульсійної промивальної рідини під час відновлення свердловини 318 Долинського родовища ПАТ "Укрнафта" бурінням другого стовбура.

3. Розроблено та успішно апробовано під час буріння другого стовбура свердловини 318 Долинського родовища екологічно безпечні хімічні реагенти рослинного походження – органоколоїд "Премікс О" та піногасник "Премікс D" як добавки до бурової промивальної рідини.

Особистий внесок здобувача.

Постановка задачі досліджень належить науковому керівнику к.т.н., доценту Тершаку Б.А. [76, 95]. Особисто автором проведено огляд літературних джерел та аналіз промислового матеріалу з первинного розкриття продуктивних пластів, проаналізовано гірничо-геологічну будову, літологічний склад порід-колекторів родовищ Бориславського НІР та типи промивальних рідин, що застосовуються для первинного розкриття продуктивних пластів [16, 64, 70, 78]. Проведено аналітичні та експериментальні дослідження властивостей подвійноінгібованих малоглинистих емульсійних промивальних рідин [86, 94], розроблено методику і рекомендації з проведення промислових випробувань наукових розробок [88, 101, 104, 108]. Спільно з фахівцями ПАТ "Укрнафта" уточнено рецептури розроблених промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів та проведено промислові випробування розроблених систем на свердловині 83 Старо-Самбірського родовища, свердловині 301 Східно-Решетняківського родовища та під час буріння другого стовбура під експлуатаційну колону при відновленні свердловини 318 Долинського родовища.

Апробація результатів дисертації. Основні результати та положення дисертаційної роботи представлено на: Міжнародній науково-технічній конференції "Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі" (м. Івано-Франківськ, 2012 р.); Міжнародній науково-технічній конференції "Нафтогазова енергетика – 2013" (м. Івано-Франківськ, 2013 р.); XVII і XVIII Міжнародних науково-технічних конференціях "Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника, технология его изготовления и применения" (м. Трускавець, 2014 і 2015 р.), Міжнародній науково-технічній конференції "Нефть и газ Западной Сибири", присвяченій 55-річчю Тюм-НГУ (м. Тюмень, 2011 р.), Міжнародній науково-технічній конференції "Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи", присвяченій 70-річчю газонафтопромислового факультету (м. Івано-Франківськ, 2014 р.).

У повному обсязі дисертаційну роботу представлено і обговорено на засіданні розширеного наукового семінару Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу 22 червня 2016 р.

Публікації. Основні положення та результати дисертаційної роботи опубліковано в 12 наукових працях, серед яких 7 статей у фахових наукових виданнях (у т.ч. 1 стаття, що індексується у базі даних Scopus), 4 тези доповідей у збірниках праць Міжнародних конференцій, 1 патент України на корисну модель.

КОШКУ.

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ОДИНИЦЬ, СИМВОЛІВ

АВПТ	–	аномально високий пластовий тиск;
АНПТ	–	аномально низький пластовий тиск;
асфасол	–	органічний інгібітор;
БНПР	–	Бориславський нафтопромисловий район;
БПР	–	бурова промивальна рідина;
в.о.	–	вуглеводневі одиниці;
ДДз	–	Дніпрово-Донецька западина;
Е	–	електрорушійна сила, мВ;
жиринокс	–	ПАР неіоногенного типу, емульгатор;
K^+	–	іони калію;
КМЦ	–	карбоксиметилцелюлоза;
КСІ	–	хлорид калію;
КССБ	–	конденсована сульфід-спиртова барда;
лабрикол	–	змашувальна домішка;
МЕПР	–	малоглиниста емульсійна промивальна рідина;
Na^+	–	іони натрію;
NaOH	–	гідроксид натрію;
NaCl	–	хлорид натрію;
Na_2CO_3	–	кальцинована сода;
NH_4^+	–	іони амонію;
NH_4Cl	–	хлорид амонію;
ПАР	–	поверхнево-активна речовина;
ПАТ	–	публічне акціонерне товариство;
ПБМБ	–	порошок бентонітовий модифікований;
ПЕГ	–	поліетиленгліколь;
ППГ	–	поліпропіленгліколь;
Премікс О	–	органоколоїдний реагент;
Премікс D	–	піногасник;

pH	– водневий показник;
Ca ⁺⁺	– іони кальцію;
савенол	– поверхнево-активна речовина;
CaCO ₃	– крейда, неорганічний блокатор, кіркоутворювач;
солтекс	– реагент-блокатор;
CaCl ₂	– хлорид кальцію, неорганічний інгібітор;
СБР	– змашувальна домішка, ПАР аніонного типу, емульгатор;
СНЗ _{1/10}	– статичне напруження зсуву за 1 і 10 хв, дПа;
сульфонол	– поверхнево-активна речовина;
T	– умовна в'язкість, с;
Φ ₁	– первинна фільтрація, см ³ /30 хв;
Φ ₂	– вторинна фільтрація, см ³ /30 хв;
ε	– діелектрична проникність, Ом·м;
η	– пластична в'язкість, мПа·с;
σ	– поверхневий натяг, Н/м;
ν	– кінематична в'язкість, мм ² /с;
τ ₀	– динамічне напруження зсуву, дПа;
ρ	– питомий електричний опір, Ом/м.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ПЛАСТІВ

1.1 Сучасні методи первинного розкриття продуктивних пластів

Процес первинного розкриття продуктивних пластів є важливим етапом розробки нафтогазових родовищ. Високоякісне розкриття продуктивних пластів забезпечує підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт, підвищує приплив нафти і газу з малопроникних пропластків, що в кінцевому результаті сприяє підвищенню нафтогазовіддачі пластів [1].

Спорудження нафтогазових свердловин призводить до порушення природної рівноваги продуктивних пластів, змінюється баланс складових гірського тиску, характер насичення порового простору порід навколо свердловини. Внаслідок проникнення фільтрату і твердої фази промивальних рідин проходять процеси, зумовлені їх фізико-хімічною взаємодією з породою і пластовими флюїдами, які тією чи іншою мірою погіршують фільтраційні властивості гірських порід. За даними [2] продуктивність свердловин у разі неякісного розкриття пластів зменшується від природної до десяти і більше разів.

Таким чином, збереження природних властивостей продуктивних пластів є надзвичайно важливою проблемою спорудження свердловин, оскільки саме отримання продукції є кінцевим результатом, за яким визначається ефективність бурових робіт.

На сьогодні відпрацьовано різні підходи до вирішення цієї проблеми, проте специфіка її полягає в тому, що технологія розкриття продуктивних пластів, раціональна за певних геологічних чи географічних умов, не завжди адаптується до інших через відмінності у складі і стані порід, властивостях флюїдів, термобаричних умов тощо. Саме розмаїття геологічних умов залягання продуктивних пластів визначає необхідність прогнозування дії вибраних технологій їх розкриття на зміну фізичних властивостей об'єктів досліджень.

Аналіз впливу технології розкриття продуктивних пластів родовищ Прикарпаття на зміну проникності порід-колекторів і на продуктивність свердловин свідчить,

що із збільшенням репресії на пласт спостерігається чітка тенденція зниження продуктивності свердловин, причому найбільше вона виражена у пластах менілітової світи, оскільки вони характеризуються тріщинною проникністю [3]. Максимальне зниження проникності пластів зумовлено значним перевищенням гідростатичного тиску стовпа промивальної рідини над пластовим.

На родовищах БНПР за даними [1, 4] під час розкриття продуктивних пластів гідростатичний і гідродинамічний тиски перевищують пластовий на 50 – 80 %, хоча за даними ЄТП перевищення не повинно бути більшим, ніж 5 – 15 % [5].

У деяких випадках проникнення в пласт великої кількості фільтрату і промивальної рідини пояснюється недосконалістю конструкцій свердловин, особливо при розкритті багатопластових покладів, оскільки проектування параметрів промивальної рідини в цьому разі виконується з умови забезпечення стійкості вищезалігаючих незакріплених горизонтів. Кількість фільтрату і промивальної рідини, що проникають у пласт, значно збільшується в результаті коливань тиску під час спуско-підймальних операцій та залежить від тривалості розкриття покладів. Значні репресії на пласт призводять до гідророзриву пласта і, як наслідок, до поглинання промивальної рідини.

Слід зазначити, що у всіх випадках проникнення в пласт фільтрату і самої промивальної рідини негативно впливає на його колекторські властивості, що призводить до збільшення часу на освоєння свердловин, зменшення їх продуктивності тощо. Уникнути головної причини поглинань можна нівелюванням диференціального тиску, якщо підтримувати рівновагу між тиском у свердловині і пластовим тиском або навіть створити від'ємний диференціальний тиск [6].

Розкриття продуктивних пластів в умовах рівноваги в системі "свердловина-пласт" дає змогу розкрити його без порушення колекторських властивостей порід, підвищити інформативність і достовірність результатів геофізичних досліджень свердловин [7].

Розкриття пластів на рівновазі тисків та при депресії на пласт все частіше застосовується передовими зарубіжними нафтовими компаніями. Авторами [8] зауважено, що за останні роки технологія і методи з від'ємним диференціальним тис-

ком у системі "свердловина-пласт" зазнали значних змін. Модифіковано основні компоненти традиційного комплексу обладнання для буріння з від'ємним диференціальним тиском. Система нагнітання, як правило, включає високопродуктивні гвинтові компресори низького тиску, мембранну систему генерування азоту (чи іншого газу), поршневі компресори об'ємного типу, бурові насоси і систему подачі хімічних реактивів.

Буріння свердловин в умовах депресії все частіше застосовується в Росії [8-15]. В "СевКавНИПИгаз" [9, 10] розроблено та випробувано нову технологію і спеціальне технологічне обладнання, яке забезпечує поглиблення свердловини в режимі депресії, рівноваги і мінімальної репресії тисків в системі "свердловина-пласт" в умовах аномально високих та аномально низьких пластових тисків.

Розроблена технологія забезпечує:

- точне визначення наявності продуктивних пластів у розрізі безпосередньо в процесі буріння;
- збереження природної проникності присвердловинної зони продуктивного пласта;
- скорочення термінів освоєння свердловини і отримання додаткового видобутку нафти і газу;
- попередження забруднення навколишнього середовища промивальною рідиною і пластовими флюїдами.

Розкриття продуктивних пластів в умовах збалансованого тиску в останні роки почало впроваджуватись на нафтових родовищах Західного Сибіру, зокрема нафтовими компаніями "Юкос" та "Лукойл" [10].

На Черемухівському родовищі Татарстану ВАТ "РИТЭК" силами бурової підприємної організації ЗАТ "ЛУКОЙЛ-Бурение-Пермь" пробурено 5 експлуатаційних свердловин з розкриттям продуктивних відкладів башкирського горизонту при депресії, величина якої складала від 1,5 до 2,0 МПа [11-13], що сприяло зростанню середнього дебіту нафти з башкирського горизонту у 3,2 рази.

Реалізація технології буріння з регулюванням диференціального тиску в системі "свердловина-пласт" у свердловині 968 Котур-Тепе (ВО "Туркменнафта") забез-

печила підвищення механічної швидкості і проходки на долото більш ніж у 2 рази порівняно з показниками базових свердловин [15].

Важливу роль у створенні умов якісного розкриття продуктивних пластів відіграє конструкція привибійної зони свердловини. За даними [6] відомі типи конструкцій привибійної зони можна класифікувати за способом входження в продуктивну зону та способом її кріплення.

Вибір тієї чи іншої конструкції привибійної зони свердловини здійснюють залежно від характеристики продуктивних пластів, типу пластового флюїду, нафтогазонасиченості та умов подальшої експлуатації свердловини.

При спорудженні свердловин на родовищах Прикарпаття найчастіше розкриття продуктивного пласта проводять безпосередньо після буріння верхнього інтервалу на тій же промивальній рідині без кріплення останнього. Після розкриття продуктивного пласта у свердловину спускають експлуатаційну колону, цементують і проводять вторинне розкриття – перфорацію.

Такий метод застосовується практично у всіх розвідувальних і в більшості експлуатаційних свердловинах, оскільки є простим у реалізації, а продуктивна зона надійно ізолюється. Така конструкція дає можливість вибірково з'єднувати свердловину з будь-якою ділянкою продуктивної зони. Істотним недоліком цього методу є те, що склад і густину промивальної рідини необхідно підбирати з урахуванням стійкості порід, коефіцієнтів аномальності пластових тисків та індексів тисків поглинання не тільки продуктивної зони, але і всієї товщі порід, які не перекриті попередньою колоною. Крім цього, продуктивні пласти можуть забруднюватись під час цементування свердловин.

Заслуговує уваги конструкція привибійної зони, за якої попередня колона спускається до покрівлі продуктивного пласта, після чого промивальну рідину підбирають залежно від характеристики пласта. Кріплення продуктивної зони проводять хвостовиком з цементуванням по всій довжині з наступною перфорацією. Забруднення цементним розчином у цьому разі зводиться до мінімуму, оскільки висота стовпа цементного розчину мала. Таку конструкцію широко використовують у зарубіжній практиці.

Рідше застосовуються конструкції з кріпленням продуктивної зони фільтром або конструкції з відкритим вибоєм. Застосування таких конструкцій обмежується такими умовами:

- продуктивний пласт має бути складений стійкими породами;
- продуктивний пласт має бути насичений тільки одним видом флюїду і мати однакові колекторські властивості по всій товщині.

Однак, незалежно від методів первинного розкриття продуктивних пластів, основна роль у забезпеченні якісного розкриття пластів належить буровим промивальним рідинам.

Для первинного розкриття продуктивних пластів повинні використовуватись промивальні рідини, які відповідають таким вимогам [16, 17]:

- 1) густина промивальної рідини повинна бути такою, щоб гідростатичний тиск був близьким або дещо перевищував пластовий тиск у тій частині пласта, в якій коефіцієнт аномальності пластового тиску має максимальну величину;
- 2) промивальна рідина не повинна містити глинистої твердої фази або, в крайньому випадку, її вміст повинен бути якомога меншим. Вміст твердих частинок, діаметр яких дорівнює 0,3 – 0,5 діаметра пор порід колектора, повинен бути не меншим 5 %. Такі частинки утворюють перепону для проникнення в продуктивний пласт дрібнодисперсних частинок твердої фази. Доцільно, щоб в якості твердої фази використовувались такі частинки, які розчиняються кислотами (крейда, мармурова крихта, вапняк, сидерит тощо). З цієї ж причини не рекомендується використовувати баритові та залізисті обважнювачі;
- 3) оскільки дисперсійне середовище значно зменшує проникність порід-колекторів, то показник фільтрації промивальних рідин повинен бути мінімальним. Фільтрат промивальних рідин повинен містити речовини, що мають властивість запобігати набухання глинистого матеріалу гірських порід, а його мінералізація має бути близькою до мінералізації пластових вод. У фільтраті не повинно бути компонентів, які при контактуванні з пластовими рідинами утворювали б нерозчинні осади;

4) до промивальних рідин доцільно додавати такі поверхнево-активні речовини (ПАР), які гідрофобізують поверхню порових каналів і попереджують утворення в них водонафтових емульсій. ПАР повинні бути спорідненими з пластовими рідинами, не випадати в осад і не втрачати ефективність дії;

5) промивальна рідина повинна бути низькотиксотропною, мати невеликі значення статичного і динамічного напружень зсуву та пластичної в'язкості. Це дасть змогу звести до мінімуму гідродинамічні втрати в процесі відновлення циркуляції, промивання свердловини та під час спуско-підйомальних операцій. Крім цього, таку промивальну рідину буде легше витіснити у свердловину з пласта під час освоєння, причому з меншими величинами депресії;

б) витрата промивальної рідини повинна бути такою, щоб режим її руху в інтервалі продуктивного пласта був, по можливості, ламінарним. В той же час витрата повинна бути достатньою для винесення частинок розбуреної породи з вибою, з метою недопущення їх подрібнення та збагачення ними промивальної рідини. Під час первинного розкриття промивальна рідина повинна якісно очищатись.

Дослідженнями [17, 18] встановлено, що проникнення у пристовбурну зону фільтрату промивальної рідини всього на декілька сантиметрів призводить при подальшій розробці родовищ з підтриманням пластового тиску до зниження охоплення пласта заводненням по товщині на 30÷40 %.

Дані промислових і лабораторних досліджень свідчать, що під час розкриття продуктивних пластів бурінням залежно від їх проникності дисперсна фаза промивальної рідини може відігравати двояку роль: позитивну, обмежуючи проникнення фільтрату в пласт при проникності останнього менше $0,25 \div 0,28 \text{ мкм}^2$, і негативну – при більшій.

Багаторічна практика застосування промивальних рідин на водній основі свідчить, що проникнення в пласт фільтрату і твердої фази промивальної рідини під час його розкриття є основною причиною погіршення колекторських властивостей пласта [19, 20, 21].

Вплив промивальних рідин на продуктивні пласти зумовлений проникненням у поровий простір порід-колекторів фільтрату і дисперсної фази, що сприяє набухан-

ню глинистого цементу, утворенню твердих осадів та емульсій під час взаємодії з пластовими водами, зменшенню ефективного об'єму пор унаслідок прояву капілярних і електростатичних ефектів тощо. Ці процеси залежно від тривалості дії різною мірою погіршують природні фільтраційні характеристики порід-колекторів. Вплив промивальних рідин на зміну властивостей присвердловинної зони пласта вивчався багатьма науковцями [17, 22, 23], однак подальші дослідження цих процесів залишаються актуальними.

Вимоги до якості розкриття продуктивних пластів, складених низькопроникними колекторами, за останні роки значно підвищилися, що сприяло пошукам з розроблення безглинистих біополімерних промивальних рідин, які покращують якість розкриття продуктивних пластів [24-27, 29-32].

Основними чинниками, що суттєво впливають на погіршення колекторських властивостей гірських порід, є висока фільтрація та наявність глинистої фази у промивальних рідинах, які під час буріння з репресією на пласт проникають у пори гірських порід, знижуючи їх проникність [32, 33, 34].

Характерною особливістю полімерних промивальних рідин є те, що вони володіють псевдопластичними властивостями, чим забезпечується зниження гідравлічних опорів і збільшення гідравлічної потужності, підведеної до долота, порівняно із глинистими промивальними рідинами, а також створюється можливість здійснювати буріння на рівновазі тисків [35-40].

Широке застосування одержали безглинисті біополімерні промивальні рідини Hydro quard, BARADRIL-N, Flo-pro NT, Біокар та інші [41-51].

Промивальна рідина на водній основі Hydro quard розроблена компанією Baroid і рекомендована для розкриття продуктивних пластів з високим вмістом материнських глин. За рахунок мінеральних інгібіторів (KCl, NaCl) та полімерів-флокулянтів вона запобігає механічному та хімічному диспергуванню глинистих мінералів.

Для регулювання реологічних і фільтраційних властивостей використовують поліаніонну целюлозу, а структуроутворювач – біополімер BARAZAN D та модифікований крохмаль.

В НТП "Бурова техніка" і ТзОВ "Газ Інвест" (Україна) розроблено біополімерні промивальні рідини, аналогічні "Flo-pro NT" фірми MJ SWACO. Із використанням цих рідин було успішно завершено буріння і кріплення горизонтальної свердловини 152 Яблунівського газоконденсатного родовища та отримано приплив нафти з дебітом 160 м^3 на добу [52, 53]. Основою успішного застосування безглинистої біополімерної системи є забезпечення повного очищення свердловини від вибуреної породи, постійний контроль параметрів і своєчасна хімічна обробка промивальної рідини.

Біополімерна безглиниста промивальна рідина Біокар, розроблена в ЗАТ "НДІ КББІ" (Україна) [51], успішно використовується для розкриття продуктивних горизонтів у вертикальних, похило-скерованих та горизонтальних свердловинах. Біокар характеризується псевдопластичними властивостями і складається з компонентів, що розчиняються під дією соляної кислоти або піддаються деструкції. Структуроутворювачем цієї рідини є біополімер біокар-компаунд, інгібітор використовується КСІ, а для регулювання густини – карбонатні обважнювачі. До позитиву останньої слід віднести відмову від застосування однотипних жорстких "блокаторів-кольматантів" та перехід до композитних наповнювачів, що містять у своєму складі як жорсткі, так і пружні речовини.

Застосування безглинистих полімерних промивальних рідин забезпечує високі показники відновлення первинної проникності порід-колекторів. Однак, вони мають деякі недоліки, а саме:

- для регулювання фільтраційних та реологічних характеристик застосовуються реагенти на основі акрилових полімерів, які, проникаючи у продуктивний пласт, знижують його проникність, а забезпечити їх деструкцію складно через відсутність необхідних реагентів;
- структуроутворювачі у цих рідинах використовують імпорتنі біополімери ксантанового ряду, вартість яких висока, що робить їх дефіцитними і унеможливає широке застосування;
- схильність до біологічної деструкції.

1.2 Гірничо-геологічні умови розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського нафтопромислового району

Основні поклади нафти і газу Карпатської нафтогазоносною провінції відносяться до родовищ, що розташовані у Передкарпатському прогині. За тектонікою Передкарпатський прогин розділяють на Внутрішню та Зовнішню структурні зони [54]. Внутрішню зону поділено на дві самостійні зони: Бориславсько-Покутську та Самбірську, а Зовнішню зону називають Більче-Волицькою.

У тектонічному відношенні родовища БНПР належать до першого і другого ярусів складок північно-західної частини Бориславсько-Покутської зони, а також до Орівської і Берегової скиб Складчастих Карпат. До родовищ Бориславського НПР відносяться Бориславське і Південно-Бориславське, Східницьке і Новосхідницьке, Верхньомасловецьке, Старосамбірське, Орів-Уличнянське, Іваніківське та інші.

У межах Внутрішньої зони нафтогазоносним є весь крейдяно-палеогеновий розріз. Основні нафтогазові поклади пов'язані з відкладами олігоцену і еоцену. Геологічний розріз родовищ Передкарпатського прогину у літологічному відношенні однаковий, і продуктивні горизонти в основному характеризуються чергуванням пісковиків та алевролітів [55].

Бориславське нафтогазоконденсатне родовище складається з теригенних флішевих відкладів верхньої крейди (стрийська світа), палеоцену (ямненська світа), еоцену (витвицька та попеліницька світа), олігоцену (менілітова світа) та моласових утворень неогену (теригенна поляницька світа і теригенно-соленосна світа).

Промислово нафтогазоносними на родовищі є пісковики та алевроліти всього розрізу від воротищенської до стрийської світи включно. Продуктивні горизонти розкриті свердловиною 1800-Борислав залягають в інтервалі 2160 – 2480 м і складені:

в інтервалі 2160 – 2330 м алевролітами (30 %), аргілітами (30 %), пісковиками (35 %) і роговиками (5 %);

в інтервалі 2330 – 2480 м алевролітами (20 %), аргілітами (60 %), пісковиками (20 %).

Пісковики дрібнозернисті, глинисто-карбонатні і глинисті, щільні, кварцеві.

Пластовий тиск у продуктивному горизонті нижче аномального, коефіцієнт аномальності пластового тиску коливається в межах 0,7 – 0,77, а індекс тиску поглинання дорівнює 1,85.

Колектор гранулярний, пористість 15 – 20 %, проникність $(2 - 20) \cdot 10^{-3}$ мкм², глинистість 25 %, карбонатність – 5 %. Густина нафти в пластових умовах – 745 кг/м³, після дегазації – 850 – 875 кг/м³. Вода хлоркальцієвого типу, густина 1195 – 1230 кг/м³, мінералізація 240 – 320 г/кг, коефіцієнт нафтовилучення 0,18 – 0,3.

Східницьке нафтове родовище в тектонічному відношенні належить до північно-західної частини Орівської скиби Карпат.

У початковий період розробку здійснювали на природних режимах виснаження: пружному і розчиненого газу. З 1971 р. на Східницькій структурі впроваджено внутріпластове горіння на дослідній ділянці з 48 свердловинами.

У 1978 р. урядом України затверджено документи щодо охорони курорту Східниця, якими передбачено консервацію свердловин, а у разі її неефективності – ліквідацію діючого промислу [56, 57]. У результаті проведення робіт встановлено неможливість ліквідації видобувного фонду до повного виснаження нафтових покладів.

Пористість 12,7 – 14 %, проникність $(0,004 - 1,12) \cdot 10^{-3}$ мкм², пластовий тиск на початку експлуатації 52,3 МПа на глибині 4270 м. Густина нафти в пластових умовах – 564 кг/м³, після дегазації – 844,25 кг/м³. Вода хлоркальцієвого типу, густина 1212 кг/м³, мінералізація 319,7 г/кг, рН = 5,3.

Нафтові поклади Верхньомасловецького родовища в тектонічному відношенні приурочені до двох структурних одиниць: Скибової зони та перехідного елемента між Скибовою і Бориславсько-Покутською зоною – Проміжного ярусу. Скибова зона в межах родовища представлена Південнопопельською і Попельською лусками Орівської скиби, а Проміжний ярус – Верхньомасловецькою і Південномасловецькою складками.

Продуктивні відклади, розкриті свердловинами на Верхньомасловецькому родовищі, залягають на глибинах 1150 – 1410 м (P₃ml₁) та 1410 – 1600 м (P₂bs). Геологічний розріз в основному складений аргілітами, алевролітами та пісковиками, які перешаровуються по всій глибині. Верхня частина розрізу (0 – 15 м) складена туго-

пластичними глинистими суглинками і гравієм. Коефіцієнт аномальності пластового (порового) тиску дорівнює 1,0 (інтервал 0 – 300 м) та 0,6 – 0,7 (інтервал 300 – 1150 м), а індекс тиску гідророзриву в інтервалі 0 – 1150 м дорівнює 2,0. В інтервалі залягання продуктивних пластів коефіцієнт аномальності пластового тиску становить 0,7 – 0,8, а індекс тиску гідророзриву – 1,9 – 2,0.

Основним об'єктом розробки Старосамбірського родовища є поклади ямненської світи, які представлені в нижній частині яремчанськими шарами, складеними строкатими аргілітами з малопроникними прошарками пісковиків і конгломератів.

Похило-скерована свердловина № 80-Старий Самбір, пробурена в західній частині Старо-Самбірського родовища, розкрила нафтоносні пласти в інтервалах 3325-3300 м (P₂Vg) та 3450 – 3550 м (P₁jm). Колектори порово-тріщинні, пористість – 20 %, проникність $(0,1 - 13,5) \cdot 10^{-3}$ мкм, карбонатність 15 %. Густина нафти в пластових умовах – 0,755 кг/м³, дегазованої – 846, кг/м³. В інтервалі 2500 – 2750 м залягають плинні породи з соленасиченістю 10 – 15 %. Коефіцієнт аномальності пластового тиску з глибиною змінюється в межах від 1,0 до 1,28, а в інтервалі продуктивних пластів – від 0,81 до 0,9. Вода хлоркальцієвого типу, густина 1105 – 1143 кг/м³, мінералізація 155,8 – 267,0 г/кг, рН = 6,0. Вміст газу 140 м³/т. Коефіцієнт нафтовилучення – (0,12 – 0,33).

Найбільш значною нафтогазоносністю характеризуються породи менілітової світи олігоцену. Поклади, виявлені в цих відкладах, простежуються майже на всіх родовищах Бориславського НПП в I і II ярусах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Основним нафтоносним горизонтом цих відкладів є бориславський пісковик, що залягає в основі менілітової світи, а також клівські пісковики і надроговиковий горизонт та інші. Дослідженнями [54, 55] виявлено літологічну неоднорідність колекторів продуктивних горизонтів родовищ Бориславського НПП, що є досить характерним для найбільшого в даному районі Бориславського родовища. Це суттєво ускладнює досягнення якісного розкриття продуктивних пластів.

Слід зазначити, що 38 % родовищ Бориславського НПП (рис.1.1) розташовані в рекреаційних зонах, що ставить додаткові вимоги до властивостей промивальних рідин з точки зору екологічної безпеки.



Рисунок 1.1 – Схема розташування рекреаційних зон на родовищах Бориславського НІР

Аналіз гірничо-геологічних умов розкриття продуктивних пластів родовищ Бориславського НІР свідчить про те, що вони характеризуються низькими пластовими тисками (АНПТ), складені низькопроникними колекторами з малою пористістю. Тому виникає необхідність оцінки та аналізу основних чинників, що обмежують область застосування промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів [16, 58], а саме:

- відповідність радіуса обводнення умові допустимої депресії при освоєнні свердловини. Радіус обводнення може визначатися, наприклад, як функція фільтрації водних промивальних рідин у привибійній зоні та часу їх контакту з колектором;
- відповідність фільтраційних властивостей промивальної рідини гранулометричному складу колектора;
- відповідність репресії на пласт у процесі буріння свердловини величині фільтрації в умовах свердловини;
- відповідність густини промивальної рідини гірничо-геологічним умовам проводки свердловини;
- відповідність вимогам екологічної безпеки виконання бурових робіт.

1.3 Аналіз первинного розкриття продуктивних пластів під час буріння свердловин

Основою успішного первинного розкриття продуктивного пласта вважається збереження природної проникності порід-колекторів та цілісності стінок свердловини в інтервалі його залягання. Вказане може бути досягнуто за рахунок використання таких технологій, які виключають можливість потрапляння в пори порід-колекторів побічних матеріалів або таких промивальних рідин, які не спричиняють негативної дії на пласт з точки зору його закупорювання та втрати стійкості стінок свердловини [16]. Вимоги до промивальних рідин, що використовуються для первинного розкриття продуктивних пластів, сформульовано в розділі 1.1.

На основі результатів досліджень погіршення колекторських властивостей продуктивних пластів під час первинного розкриття автори [59 – 63] та інші пов'язують із наслідками негативного впливу бурових промивальних рідин. Спричиненням цього є:

- особливості формування і властивості гірських порід;
- фізико-хімічні властивості пластових флюїдів;
- тип і фізико-хімічні властивості гірських порід;
- величина репресії, створеної рідиною на пласт;
- тривалість взаємодії промивальної рідини з продуктивним пластом;
- ефективність технології освоєння свердловини після закінчення її бурінням тощо.

Вода, що вміщується у породах-колекторах і пластових флюїдах, переважно хлоркальцієвого типу. Вона недостатньо обмежує гідратацію глинистих включень поверхні порід порового простору, у зв'язку з чим спеціальна хімічна обробка технологічних рідин повинна передбачати, передусім, забезпечення інгібуючих властивостей фільтрату для запобігання погіршенню колекторських властивостей і продуктивності нафтових і газових пластів.

Важливим показником якості первинного розкриття продуктивного пласта є величина коефіцієнта відновлення проникності, яка залежить від багатьох чинників і, насамперед, від типу і властивостей промивальної рідини.

В табл. 1.1 наведено результати досліджень впливу різних видів промивальної рідини на величину коефіцієнта відновлення проникності керна [61]. Експерименти проводили в рівних умовах фільтрації через гранульований пісковик.

З даних табл. 1.1 видно, що за величиною коефіцієнта відновлення проникності з глинистих розчинів найкраще умовам розкриття продуктивних пластів відповідають ті, які не містять лугів. Піни забезпечують значно вищий коефіцієнт відновлення проникності, ніж рідина на водній основі, а рідини на нафтовій основі забезпечують повне відновлення початкової проникності.

Таблиця 1.1 – Вплив виду промивальної рідини на проникність породи

Вид промивальної рідини	Початкова проникність, 10^{-12} м^2	Відновлена проникність, 10^{-12} м^2	Коефіцієнт відновлення проникності
Розчин на нафтовій основі	0,72	0,72	1,00
Піна	0,58	0,55	0,94
Глинистий розчин без хімічної обробки	0,59	0,42	0,72
Глинистий розчин з додаванням 1 % карбоксиметилцелюлози (КМЦ)	0,43	0,26	0,60
Глинистий розчин з додаванням 10 % вуглелужного реагенту	0,44	0,21	0,48
Вода	0,53	0,31	0,59

Переваги мінералізованих промивальних рідин найбільше проявляються під час розкриття порід із вмістом глини. Аналізуючи дані досліджень [2], наведених в табл. 1.2, можна зробити висновок, що мінералізація розчину хлористим кальцієм значно ефективніша, ніж хлористим натрієм.

Таблиця 1.2 – Вплив дисперсійного середовища на відновлення проникності керна

Порода	Тип води	Коефіцієнт відновлення проникності
Глинистий пісковик	Дистильована вода	0,26
	1 %-й розчин NaCl	0,36
	1 %-й розчин CaCl ₂	0,87

Авторами [4, 64] проведено аналіз стану первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах НАК "Нафтогаз України" по 78 свердловинах БУ "Укрбургаз" ДК "Укргазвидобування" та 51 свердловині ПАТ "Укрнафта". У свердловинах БУ "Укрбургаз" для розкриття продуктивних горизонтів найчастіше використовують полімеркалієві (34,4 %), хлоркалієві (17,6 %) та гуматно-акрилокалієві (17,6 %) промивальні рідини, а у свердловинах ПАТ "Укрнафта" – полімеркалієві (41,2 %), хлоркалієві (23,5 %) та хлоркальцієві (19,6 %) промивальні рідини. Первинне розкриття продуктивних пластів промивальними рідинами на нафтовій основі практично не використовується.

Випереджуюча експлуатаційна свердловина 20-Масловецька пробурена глибиною 1700 м. Продуктивний горизонт – менілітові відклади верхньомасловецької складки (P_{3ml}) залягає в інтервалі 1210 – 1350 м.

Розкриття продуктивного пласта проведено роторним способом із застосуванням безглинистої інгібованої промивальної рідини, до складу якої входять такі компоненти: поліміксан М-03, карбоксиметилкрохмаль, гідроксид натрію NaOH, хлористий калій KCl, біоцид, кофос (лабрикол СЗД), органічний блокатор, крейда, пропінол Б-400. Параметри промивальної рідини: густина 1120 кг/м³; умовна в'язкість 60 – 80 с; показник фільтрації 4 – 6 см³/30 хв; статичне напруження зсуву за 1 і 10 хвилин 30/50 дПа; кірка 0,15 – 0,18 мм; показник рН = 9,5; пластична в'язкість 20 – 40 мПа·с; динамічне напруження зсуву 120 – 250 дПа.

Під час розкриття продуктивного пласта на глибині 1362 м при густині промивальної рідини 1120 кг/м³, умовній в'язкості 60 – 70 с та показнику фільтрації 6 см³/30 хв, відбулося поглинання промивальної рідини без виходу циркуляції. Свердловина

поглинула 20 м^3 рідини. Ускладнення вдалося ліквідувати шляхом приготування 80 м^3 і закачування збагаченої наповнювачами (тирса і відходи шкіри) промивальної рідини та зменшенням густини до $1070 - 1090 \text{ кг/м}^3$.

Розкриття продуктивних пластів в інтервалі 2166 – 2486 м (свердловина 1800 Борислав) проводилось із застосуванням малоглинистої емульсійної промивальної рідини такого компонентного складу: бентонітовий глинопорошок ПБМБ; кальцинована сода Na_2CO_3 ; КМЦ фін-фікс НС; КССБ-МТ; нафта; гідроксид натрію NaOH ; хлористий кальцій CaCl_2 ; сульфатне мило; піногасник Пентакс; савенол; мармурова крихта. Її приготування проведено на основі полімеркалієвої промивальної рідини, яку використовували в інтервалі 1150 – 2166 м під час буріння під проміжну колону. Для цього, згідно з рецептурою НДПІ ПАТ "Укрнафта", густину МЕРП доведено до 1120 кг/м^3 і проведено її кальцинування з метою нейтралізації компонентів кольматуючої дії.

Для забезпечення якісного розкриття продуктивних горизонтів в інтервалі 3450 – 3550 м свердловини 80 Старий-Самбір проектом передбачено використовувати нафтоемульсійну промивальну рідину, до складу якої входили бентонітовий глинопорошок ПБМБ, каустична сода, савенол, КМЦ фін-фікс, ЛМК-СТ (КССБ-2М), нафта, АМ-5, дизельне паливо, хлористий кальцій, СМАД (СБР), ВМЖК.

Розкриття продуктивних пластів у свердловинах 81 і 91 Старий-Самбір проводили на інвертних емульсіях. Ефективність їх застосування на Старо-Самбірському родовищі підтверджена високими техніко-економічними показниками.

Враховуючи рекреаційний статус робіт, через заборону регіональних екологічних служб було обмежено використання ряду реагентів, не передбачених проектом.

Як наслідок, попри відповідність параметрів промивальної рідини проектним (густина 1110 кг/м^3 , умовна в'язкість 64 с, показник фільтрації $6 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$, статичне напруження зсуву за 1 і 10 хвилин, відповідно, 68,4/67,3 дПа, товщина фільтраційної кірки 1,0 мм, показник рН = 9,11 загальна мінералізація 8,1 %) , за результатами дослідження на кернах було встановлено, що спричинена рідиною кольматація була значною ($V_1 = 20,1 \%$), а хімічні методи декольматації виявились неефективними.

Після перфорації та зниження рівня методом свабування одержано приплив і свердловину введено в експлуатацію з дебітом $2,16 \text{ м}^3$.

В практиці зарубіжного і вітчизняного досвіду буріння мінімальна тривалість контакту промивальної рідини з продуктивними пластами є визначальним фактором у забезпеченні якості їх розкриття і отримання прогнозних дебітів нафти і газу. Оскільки техніко-економічні показники буріння значною мірою визначаються характеристиками промивальних рідин (мастильними, інгібуючими, фільтраційними тощо), то мастильні домішки, органічні і неорганічні інгібітори, ПАР, флокулянти є невід'ємними складовими систем рідин на водній основі. За умови збереження повного очищення промивальної рідини від вибуреної породи ефективність застосування якісних промивальних рідин для розкриття пластів суттєво впливає на збільшення швидкості буріння [65, 70].

Слід зауважити, що на тривалість буріння в інтервалі продуктивних пластів негативно впливають і не завжди є виправданими додаткові заходи з дослідження свердловин, відбору керна, почергове випробування окремих об'єктів тощо.

Гідрогазодинамічні дослідження цілого ряду свердловин свідчать про те, що глибина кольматації пристовбурової зони пласта при використанні промивальних рідин на водній основі коливається в межах від 3 до 29 м, а зменшення проникності – на $35 \div 92 \%$ [32, 66, 67].

З урахуванням літолого-петрографічних характеристик порід-колекторів, сольового складу фільтрату та інших чинників для первинного розкриття пластів розроблено склади промивальних рідин на водній основі, які за типом поділяють на інгібовані (хлоркалієві, хлоркальцієві, вапнянокалієві, алюмокалієві, алюмосилікатні), подвійноінгібовані, малоглинисті з домішками поверхнево-активних речовин, малоглинисті нафтоемульсійні, безглинисті на основі полімерів. Крім цього, на Прикарпатті в 70-х роках минулого століття почали успішно застосовувати промивальні рідини на нафтовій основі (інвертні емульсії).

З огляду вимог екологічної безпеки в подальшому використання промивальних рідин із вмістом нафтових компонентів заборонено законодавчими актами України [56, 57], оскільки 38 % родовищ Бориславського нафтопромислового району розта-

шовано в рекреаційних зонах. У зв'язку з цим поставлено задачу з розроблення промислових рідин із вмістом вуглеводнів рослинного походження замість нафти.

1.4 Напрями підвищення якості первинного розкриття продуктивних пластів

Аналіз результатів досліджень, виконаних багатьма вітчизняними і зарубіжними вченими, та промисловий досвід розробки нафтових і газових родовищ свідчать, що термін освоєння, продуктивність свердловин та коефіцієнти нафтогазовилучення з пластів за однакових умов можуть бути різними залежно від якості виконання робіт під час первинного розкриття продуктивних пластів [16]. Водночас, залежно від фільтраційних властивостей порід-колекторів та фізико-хімічних властивостей флюїдів, що насичують їх пори, використання одних і тих же технологічних операцій з однаковими параметрами призводить до різних кінцевих результатів.

Критерієм успішного первинного розкриття продуктивних пластів вважається збереження природної проникності порід-колекторів та цілісності стінок свердловини в інтервалі продуктивного пласта. Це може бути досягнуто за рахунок використання технологій, які не спричиняють негативної дії на пласт з точки зору його закупорювання та втрати стійкості стінок свердловини.

Зокрема, в зарубіжній практиці, насамперед, застосовуються методи буріння на рівновазі тисків та при депресії на пласт, оптимізуються конструкції привибійної зони свердловини залежно від гірничо-геологічних умов залягання, структури і характеристики покладу тощо.

Розробка малопроникних пластів з аномально низьким тиском, великою в'язкістю нафти, виснажених після тривалої експлуатації, нерідко є нерентабельною. Для збільшення продуктивності таких свердловин до економічно прийняттого рівня необхідно збільшити зону дронування, а відповідно і площу поверхні фільтрації. Цього можна досягти бурінням багатовибійних і горизонтальних свердловин.

Багатовибійні свердловини мають у нижній частині розгалуження у вигляді декількох різнопохилих стовбурів, які перетинають продуктивні пласти і утворюють велику сумарну зону дренування.

Свердловина з горизонтальним розкриттям пласта має один стовбур, який переходить з вертикального в горизонтальний у межах продуктивної зони. В такій свердловині довжина частини стовбура, що проходить уздовж пласта, не залежить від його товщини і може в десятки разів перевищувати її. Особливо доцільно розробляти таким способом пласти з вертикально-розвиненою тріщинуватістю і з неоднорідною пористістю.

Слід зазначити, що вітчизняні фахівці мають досвід буріння горизонтальних і багатовибійних свердловин [16]. Так, наприклад, на Бориславському родовищі, яке розроблялось з 1914 року густою мережею свердловин, пробурених на відстані 30-80 м одна від одної, на невеликій площі пробурено 23 свердловини з дебітами до 2 т за добу. У 1970-х роках поміж ними пробурено 3 свердловини: одна з них мала 5 додаткових стовбурів, друга – 3, а третя пробурена одним горизонтальним стовбуром по нафтоносному пісковіку на довжину 100 метрів. Початкові дебіти цих свердловин становили, відповідно, 28 т, 12 т і 16 т за добу, а вартість їх будівництва перевищувала всього в 1,5-2,5 рази вартість вертикальних свердловин. За два роки експлуатації дві багатовибійні свердловини перевершили видобуток сусідніх 23 вертикальних свердловин.

Складні гірничо-геологічні умови залягання продуктивних пластів (низькі пластові тиски, мала проникність, високий вміст материнських глин у породах-колекторах) родовищ Бориславського НПП та розташування окремих з них у санітарно-курортній зоні потребують розроблення високоякісних та екологічно-безпечних методів первинного розкриття продуктивних пластів.

Результати багаторічних досліджень, одержаних вітчизняними і зарубіжними вченими [68-74], дають підстави стверджувати, що основна роль у забезпеченні якісного розкриття продуктивних пластів у складних гірничо-геологічних умовах належить промивальним рідинам.

Виходячи з цього, під час проектування складів промивальних рідин традиційно уникали застосування хімічних компонентів, здатних утворювати осади при контакті з пластовими флюїдами, в тому числі гідролізованих поліакрилатів і гуматних реагентів. Останнім часом бурові підприємства Прикарпаття застосовували під час розкриття продуктивних пластів полімергуматні і гуматнокалієві промивальні рідини.

Запобіганню водяної і емульсійної блокади сприяють оброблення промивальних рідин поверхнево-активними речовинами (ПАР) деемульгуючої дії, що, зокрема, входять до складу нафтоемульсійних глинистих розчинів. Однак, вимоги екологічної безпеки не дають змоги використовувати нафтоемульсійні рідини.

Для обмеження кольматуючої дії твердої фази промивальної рідини як блокатори використовують органоколоїдні домішки (вододисперсійні або нафтодисперсійні асфальтобітумні речовини) або калібровані карбонати (крейда, мармурова крихта) [21, 23].

Для умов аномально низьких пластових тисків перспективним напрямом є застосування систем МЕРП. Технологічні характеристики МЕРП, що за класифікацією Кістера Е.Г. належать до суспензійно-емульсійних систем, відповідають вимогам успішного буріння і якісного первинного розкриття пластів. З метою запобігання негативному впливу репресії на кольматацію порід-колекторів рекомендовано додатково використовувати для обробки МЕРП реагенти-блокатори – вододисперсійні бітумні реагенти (асфасол, солтекс, сульфований асфальт, бітум-емульсію), а також дрібнодисперсну крейду. Тимчасова блокуюча дія цих реагентів забезпечує підвищення стійкості стовбура свердловини і збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів.

Вода, що є у пластових флюїдах, переважно хлоркальцієвого типу. Вона недостатньо обмежує гідратацію глинистих включень поверхні порід порового простору, у зв'язку з цим спеціальна хімічна обробка технологічних рідин передбачає, передусім, забезпечення інгібуючих властивостей фільтратів для запобігання погіршенню продуктивності нафтогазових пластів. У НДПІ ПАТ "Укрнафта" [75, 76] розроблено рецептури подвійноінгібованих промивальних рідин, що включають неорганічні та органічні інгібітори.

Додавання солей-інгібіторів забезпечує ущільнення гідратних шарів навколо твердих частинок у дисперсній системі промивальної рідини, у поровому просторі, зумовлює іонообмінні процеси, гальмує диспергування породи. Органічні інгібітори здатні запобігати гідратації завдяки адсорбції на поверхні твердої фази. Окремі органічні сполуки з молекулярною дисперсністю можуть потрапляти з фільтратом рідини у поровий простір, впливати на зміну фізико-хімічних, передусім, в'язкісних характеристик фільтрату промивальної рідини.

На даний час асортимент хімічних реагентів для одержання і оброблення промивальних рідин поповнюється низкою реагентів органічної природи вітчизняного виробництва, що за хімічними властивостями належать до групи органоколоїдних домішок, здатних утворювати колоїдні дисперсії у водному та вуглеводневому середовищах [77].

Авторами [78, 79] розроблені компонентні склади реагентів для оброблення промивальних рідин, призначених для первинного розкриття продуктивних пластів та освоєння свердловин. За рахунок компонентного складу одержані реагенти забезпечують високу якість розкриття продуктивних пластів, сприяють очищенню пор і тріщин колекторів і покращують умови для виклику припливу пластового флюїду. Оптимальний вміст компонентів і їх співвідношення отримано лабораторним шляхом, у.т.ч. з моделюванням пластових умов (тиск до 100 МПа, температура до 160 °С).

Слід зауважити, що питанню підвищення якості первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського НПР приділяють ще недостатню увагу. Цей процес потрібно розглядати як комплекс заходів, пов'язаних з розбурюванням і кріпленням продуктивної частини свердловини, кінцевою метою якого є отримання максимально можливого припливу нафти, забезпечення надійної та екологічно безпечної роботи свердловини під час її експлуатації.

На основі аналізу стану первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського НПР та результатів досліджень вітчизняних і зарубіжних вчених з проблем підвищення якості розкриття пластів розроблено такі вимоги:

– забезпечення максимального обмеження гідратації і набрякання глинистих мінералів розбурюваних порід;

- запобігання утворенню водяної і емульсійної блокади, наслідком якої є закупорювання порового простору між зернами породи і тріщин;
- обмеження гідростатичних і гідродинамічних репресій на продуктивні пласти, створюваних внаслідок перевищення густини промивальної рідини у відношенні до значень пластових тисків і швидкості спуску бурильної колони в інтервалах залягання продуктивних пластів та недотримання режиму промивання свердловини;
- обмеження репресій внаслідок негативного впливу на пласт цементного розчину (його густини та компонентного складу, технології тампонування);
- скорочення тривалості буріння в інтервалі залягання продуктивних пластів (тривалості контакту промивальна рідина – пласт).
- попередження коагуляції компонентами твердої фази колоїдної дисперсності (колоїдні глини);
- забезпечення виконання вимог екологічної безпеки, використовуючи у компонентному складі промивальної рідини вуглеводні рослинного походження.

Висновки до розділу 1

1. На основі аналізу геологічної будови родовищ Бориславського НПР, літологічної характеристики порід, що формують нафтові поклади, фізико-хімічних і колекторських властивостей порід та вимог охорони надр і довкілля, окреслено вимоги до бурових промивальних рідин з урахуванням особливостей будівництва свердловин у рекреаційних зонах Прикарпаття.
2. Визначено напрями підвищення якості первинного розкриття продуктивних пластів і дотримання екологічної безпеки шляхом вдосконалення компонентного складу подвійноінгібованих промивальних рідин та розроблення малоглинистих емульсійних екологічно безпечних промивальних рідин і технології їх застосування під час спорудження свердловин на родовищах Бориславського НПР.
3. Сформульовано основні задачі досліджень, які ґрунтуються на аналізі сучасних методів первинного розкриття продуктивних пластів під час спорудження свердловин на родовищах Бориславського НПР.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ МЕХАНІЗМУ ІНГІБУВАННЯ БУРОВИХ ПРОМИВАЛЬНИХ РІДИН

2.1 Методи дослідження інгібуючих властивостей промивальних рідин

Порушення цілісності стовбура свердловин, кольматацію порід-колекторів нафти й газу, насамперед, пов'язують із гідратацією і набуханням глинистих мінералів гірських порід, передусім глинистих сланців [32]. Інгібуючі властивості рідини зумовлюють її здатність до обмеження диспергування і поступлення вибуреної породи до складу твердої фази, а також здатність фільтрату промивальної рідини попереджувати набухання схильних до гідратації компонентів порід, що формують поровий простір. Обмеження гідратації гірських порід значною мірою є заходом збереження стійкості і закріплення стінок свердловини.

Сланці містять такі глинисті мінерали як іліт, каолінит і монтморилоніт і характеризуються структурою змішаних прошарків. Різновиди глинистих сланців мають характерну спільність щодо іонообмінної здатності, піддаються гідратації і набухання, що особливо характерно для глин групи монтморилонітів. Знаходячись у контакті з гірською породою, оскільки сланець складається із пластинчастих шарів глини, вони під час буріння свердловини руйнуються і, як наслідок, перемішуються з буровою промивальною рідиною.

Внаслідок проникнення води у міжшаровий простір обмінні іони з відкритої поверхні пластинок глин дисоціюють, а самі глини набувають позитивного заряду. Диспергуючись у БПР, вони можуть адсорбувати як воду, так і хімреагенти, які застосовують для обробки БПР. Внаслідок цього суттєво збільшується поверхня глинистих частинок і може спостерігатися утворення неупорядкованих довільних структур, що часто призводить до зростання структурно-реологічних властивостей, кольматування пористого середовища колектора тощо.

Для запобігання цьому здійснюють інгібування БПР шляхом збільшення у їх складі вмісту солей-електролітів. Гідратації глин запобігають висока концентрація

одновалентних іонів або відносно менші концентрації полівалентних іонів [18, 65]. Тому, наприклад, іони калію чи амонію, маючи менші радіуси і гідратні оболонки порівняно з іншими, глибше проникають у тонкі пори.

Разом з тим, під час розбурювання пластичних глин пори для цих іонів недоступні і, навіть, за збільшення концентрації ефект їх дії послаблений. Корисну дію їх слід пов'язувати з гальмуванням диспергування вибуреної породи у буровій промивальній рідині. Дослідження механізму інгібуючої дії солей дає підставу обґрунтовувати вибір солей для інгібування БПР.

З метою збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів під час їх первинного розкриття бурінням при компонуванні таких систем передбачається враховувати такі фактори: характеристики гірських порід, пластових флюїдів, фізико-хімічні властивості промивальних рідин, тривалість контакту рідини з породами-колекторами, величину репресії на пласт [72, 81].

За наявності тріщинних колекторів підвищеної проникності додатково коригують склад твердої фази, модифікуючи його компонентами дисперсійного середовища, які піддаються кислотному руйнуванню (крейда, доломіт, мармурова крихта тощо) та обмежують вміст в рідині твердої фази з колоїдною дисперсністю.

При дослідженні механізмів цієї взаємодії слід передусім розглядати процес поглинання води гідрофільною гірською породою. Наслідком накопичення води в порах і тріщинах є необмежене зростання тиску, що призводить до руйнування розбурюваної породи. При цьому суттєве значення щодо динаміки процесу мають характеристики порід. Якщо пластичні глини з високим вмістом монтморилоніту здатні до швидкого набухання при контакті з водою, то тріщинні сланці (аргіліти) належать до порід, які є мало- або непроникними і, відповідно, не набухають при контакті з водою. Однак, слід врахувати, що у разі прошаркової структури і системи тріщин наявний своєрідний резервуар для поступлення води, за умови збільшення якого спостерігається необмежене збільшення напружень, при перевищенні яких межі міцності гірської породи призведе до її руйнування.

Відомо багато методів дослідження інгібуючих властивостей бурових промивальних рідин. У вітчизняній практиці найбільшого поширення набув метод, відо-

мий як метод Жигача-Ярова [80], який полягає у визначенні набухання глинистих взірців. Останнім часом як зарубіжні, так і вітчизняні компанії застосовують метод диспергування кернавого матеріалу в обертових автоклавах – Hot Rol Test. За цим методом регламентується проведення випробувань впродовж чотирьох годин при температурі 56 °С. Коефіцієнт стійкості досліджуваної породи розраховують за відношенням мас висушеного після експерименту залишку до початкової маси матеріалу, взяті у процентах.

Метод "Blue Test" полягає у визначенні ступеня диспергування глинистих порід за концентрацією колоїдних часток.

Менш поширеним, але досить інформативним є метод, який полягає у визначенні діелектричної проникності, зміна якої корелюється в розчинах, що містять неорганічні солі, зі зміною осмотичного тиску. Це дає змогу визначати рівень інгібуючих властивостей промивальної рідини [75].

Відомий також метод визначення швидкості капілярного проникнення води із БПР у поровий простір гідрофільного матеріалу [81]. Швидкість проникнення характеризує рівень інгібуючих властивостей промивальної рідини, що дає змогу визначити у її складі оптимальну концентрацію солей-електролітів. Важливо, що за методом CST можна оцінювати інгібуючі властивості органічних інгібіторів та реагентів-гідрофобізаторів.

Кожен із вищезгаданих методів має свої переваги і недоліки, тому в дослідженнях їх доцільно поєднувати.

2.2 Дослідження механізму дії неорганічних інгібіторів

Механізм дії неорганічних інгібіторів, до яких відносяться солі-електроліти (KCl, NaCl, CaCl₂ та інші), полягає в тому, що їх присутність забезпечує ущільнення гідратних шарів навколо твердих частинок у дисперсній системі рідини та попереджує їх диспергування [75].

В дослідженнях процесів набухання розглядають переважно зміну об'єму глинистих мінералів за рахунок зміни поверхневих зарядів та проникнення води у міжпакетний простір.

Дерягін Б.В. і Чураєв Н.В. [82], узагальнюючи багаточисельні експериментальні дані, вказують на існування на твердій поверхні граничних шарів рідини, що за товщиною і протяжністю значно перевищують товщину моношару води, на структурні відмінності води граничного шару і об'ємної води, на залежність протяжності і товщини граничних шарів від величини гідрофільності.

Граничні шари на більш гідрофільній поверхні за товщиною є більшими, причому прошарки води в глинах мають значно нижчі значення діелектричної проникності (ϵ_0), ніж в об'ємі води (23-25 проти 80). При підвищенні температури спостерігається збільшення ϵ_0 для води в прошарках і наближення її до значень для об'ємної води.

За допомогою теорії молекулярних сил [81, 82, 83] розраховують густини рідини в об'ємі і в граничних прошарках, а шляхом об'єднання теорії молекулярних сил і теорії простих рідин пояснюють і розраховують тиски рідини в прошарках різної товщини. За різницею тисків в об'ємі рідини і в прошарках одержують ізотерми розклинюючого тиску. Розрізняють адсорбційні і стереохімічні складові розклинюючого тиску.

Міжшаровий і міжтріщинний простір порід є резервуаром, де нагромаджується тиск у водних прошарках. Навіть у монолітних кристалічних породах проявляються горизонтальні напруження, які можуть у 10-20 разів перевищувати напруження від гірського тиску, створеного вищезалігаючими породами. Механізм виникнення таких надвисоких напружень має фізико-хімічну природу.

Наявність у технологічних рідинах заряджених і нейтральних компонентів певним чином впливає на їх перерозподіл та результуючу осмотичних явищ. Нейтральні за зарядженістю компоненти під впливом дисперсійних сил можуть викликати структурні зміни в граничних шарах. З врахуванням цього слід розглядати особливості інгібування за одночасної присутності заряджених і незаряджених компонентів.

За ефективністю руйнування структурованості води в об'ємі середовища і в гідратних порах катіони солей-електролітів згідно з Гедройцем К.К. можна розташувати в ліотропний ряд за принципом встановленої дослідником обмінної здатності катіонів, яка збільшується із збільшенням валентності, а в разі іонів однакової валентності збільшується із збільшенням атомної ваги [71]:



Узагальнене пояснення збереження стійкості гірських порід під час буріння пов'язують з осмотичними процесами. Усі випадки самовільного руху рідини є наслідком концентраційного та термоелектрокапілярного осмосу. У системі "вода у промивальній рідині - вода у гірських породах привибійної зони" постійно проходять ентропійні зміни. Оскільки вода у порах і мікротріщинах гірських порід сильно структурована (діелектрична проникність $\varepsilon = 2-6$), а вода в промивальній рідині менш структурована ($\varepsilon > 10$), то осмотичний потік завжди буде мати напрям зі свердловини у пори і мікротріщини порід, що складають стінки свердловини. Цей потік стискає структуру води у порах, спрацьовує позитивний зворотній зв'язок, у водневих структурних зв'язках нагромаджується енергія і, коли напруження перевищує міцність порід, стінки свердловини руйнуються [84, 85].

Оцінювання інгібуючих властивостей компонентів бурових промивальних рідин здійснюють, зокрема, вимірюванням діелектричної проникності (ε), що доповнює оцінку інгібуючих властивостей за традиційним визначенням кінетики набухання бентонітової глини (за методикою Жигача - Ярова). Показано, що замір ε добре корелюється із величиною осмотичного тиску [80].

Збільшення концентрації водних розчинів солей-електролітів, наприклад KCl і NaCl, призводить до зменшення значень ε і, відповідно, збільшення осмотичного тиску.

Додавання солей-інгібіторів гальмує процес зростання напружень, і динаміка цього процесу пов'язана з природою солей. Так, швидкість набухання бентоніту у розчині KCl порівняно з розчинами NaCl протягом першої години за експериментальними даними менша (табл. 2.1), і в загальному у зв'язку з різницею радіусів іонів K^{+} і Na^{+} KCl забезпечує ефективніше обмеження набухання.

Таблиця 2.1 - Характер набування бентоніту в присутності KCl і NaCl

Тривалість набування	Приріст об'єму набування бентоніту, см ³		
	H ₂ O	5 % розчин KCl	5 % розчин NaCl
5 с.	28	40	50
10 с.	33	60	70
20 с.	50	74	95
30 с.	58	88	108
40 с.	72	97	120
50 с.	77	104	128
60 с.	92	110	135
3 хв.	135	144	158
5 хв.	168	152	163
10 хв.	230	152,5	170
15 хв.	280	163	175
30 хв.	370	168	181
1 год.	453	172	187
2 год.	536	175	192
3 год.	572	177	199
4 год.	598	177	200
5 год.	611	177	204,5
6 год.	621	178	206
доба	679	181	211,5

Характерно, що у багатокомпонентній системі промивальних рідин неорганічні електроліти можуть призводити до загального збільшення діелектричної проникності, в той час як колоїдні компоненти, створюючи адсорбційний шар на глинистих частинках, можуть спричинювати зниження діелектричної проникності.

Тому досить актуальним є вибір оптимального електролітичного балансу в системах промивальних рідин. Іонообмінні процеси і процеси хімічної адсорбції на поверхні глинистих мінералів ефективно регулюють додаванням неорганічних солей (KCl, CaCl₂, AlCl₃ та інших), катіони яких підвищують структурованість води в гідратних шарах і сприяють їх ущільненню.

У більшості складів БПР як інгібітор використовують хлорид калію (KCl). Механізм дії KCl полягає в заміні іонів натрію і (або) кальцію іонами калію на породі. Слабогідратований іон калію вільно проникає в міжплощинний простір глинистих мінералів і зменшує вміст катіонів обмінного комплексу. Фіксування іонів калію

призводить до зменшення об'єму вільного простору в кристалічній решітці. Створюються умови для підсилення зв'язаності глинистих часток, запобігання налипанню шламу на елементах бурильної колони, зменшення імовірності виникнення прихоплення інструмента внаслідок адгезійної взаємодії, сприяння збереженню колекторських властивостей продуктивної зони.

Однак, за присутності KCl не повною мірою досягають обмеження гідратації порід і запобігання їх осипанню під час буріння. Перем'ятість, тріщинність, площинність нашарування порід сприяють проникненню фільтрату промивальної рідини в масив 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.

Виконані нами дослідження проведені з метою порівняльного оцінювання впливу різних за природою солей на приріст об'єму дисперсоїдів (глинопорошків, подрібненої гірської породи) із застосуванням приладу і методики Жигача К.Ф. і Ярова А.М.

У табл. 2.2 наведено результати визначення коефіцієнта набухання і об'єму набухання бентонітового глинопорошку в розчинах різної концентрації солей KCl, NH_4Cl , NH_4NO_3 , $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$, KNO_3 , $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$. Як видно з табл. 2.2, збільшення концентрації солей у більшості випадків супроводжується зменшенням показника коефіцієнта набухання і несуттєво позначається на кінцевому значенні показника об'єму набухання.

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

При цьому не завжди обґрунтовано заперечують доцільність спільного застосування як інгібіторів солей різної природи (наприклад, KCl і NaCl, KCl і CaCl_2 тощо). Результати виконаних нами досліджень підтверджують [86], що у присутності іонів натрію та іонів кальцію ефект інгібуючої дії іонів калію не зменшується, оскільки проникнення іонів калію в міжпакетний простір глинистих порід є випереджуючим.

Таблиця 2.2 - Показники набухання бентонітового глинопорошку у досліджуваних розчинах інгібуючих агентів

Номер аналізу	Досліджуваний розчин	Коефіцієнт набухання	Об'єм набухання, см ³
1	дистильована вода	3,71	18,09
2	5 % розчин NH ₄ Cl	1,015	7,739
3	10 % розчин NH ₄ Cl	0,885	7,24
4	5 % розчин NH ₄ NO ₃	1,33	8,96
5	10 % розчин NH ₄ NO ₃	0,85	7,11
6	5 % розчин KNO ₃	1,33	8,96
7	10 % розчин KNO ₃	0,89	7,28
8	5 % розчин Ca(NO ₃) ₂	1,66	10,23
9	10 % розчин Ca(NO ₃) ₂	1,6	9,99
10	5 % розчин (NH ₄) ₂ CO ₃	1,12	8,09
11	10 % розчин (NH ₄) ₂ CO ₃	1,14	8,24
12	5 % розчин KCl	1,18	8,37
13	10 % розчин KCl	0,73	6,66

Збільшення концентрації KCl від 5 % до 10 % забезпечує зменшення коефіцієнта набухання від 1,18 до 0,73 (табл. 2.2, аналіз 12, 13). Близьким за ступенем зменшення коефіцієнта набухання виявився азотнокислий амоній: збільшення його концентрації у розчині від 5 % до 10 % супроводжувалось зменшенням коефіцієнта набухання від 1,33 до 0,85. Не вираженим виявився вплив концентраційного фактора у разі використання як інгібіторів солей карбонату амонію, азотнокислого кальцію (табл. 2.2, аналізи 10, 11 і 8, 9 відповідно).

Є.Ф. Філіповим (ВАТ НВО "Бурение", РФ) [87] за результатами виконаних ним досліджень виявлено, 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, що призводить до неконтрольованого підвищення радіоактивності.

Тому забезпечення необхідної інформативності сучасних геофізичних матеріалів при одночасному забезпеченні стійкості стовбура свердловин у глинистих і аргілітових розрізах здійснюють пошук нових інгібіторів і типів промивальних рідин.

Нами зосереджено увагу щодо досвіду застосування в складних геологічних умовах буріння промивальних рідин з використанням як інгібітора хлориду кальцію

[86, 88]. Обмеження у використанні хлориду кальцію були пов'язані з втратою, у разі його присутності в БПР, активності окремих реагентів-стабілізаторів аніонного типу (поліакрилатів – гідролізованого поліакриламід, гідролізованого поліакрилонітрилу, силікатів, а також органосилікатів, гуматних і гуматовмісних реагентів). У той же час, враховуючи склад пластових вод та фільтрату тампонажних систем, які використовуються в подальшому під час цементування обсадних колон, застосування саме CaCl_2 як інгібітора сланців є доцільним [86].

Дослідженнями, виконаними в НДПІ ПАТ "Укрнафта", на прикладі удосконалення рецептур інгібованих нафтоемульсійних розчинів солями KCl і CaCl_2 було встановлено, що інгібуюча дія KCl більш виражена за температури до 60°C і тиску – до 50 МПа. Однак при досягненні температури 120°C і тиску 60 МПа об'єми набування бентоніту виявились близькими з тенденцією переваги CaCl_2 [86]. При обробленні бурових промивальних рідин як хлористим кальцієм, так і вапном та за наявності в рідині іонів кальцію створюються сприятливі умови для кальцинування глин, зниження їх чутливості до гідратації і зволоження фільтратом БПР.

Реакційно активними можуть бути іони кальцію, а також молекули і, навіть, колоїдні частинки гідроксиду кальцію [85, 88]. Механізм набування глинистих мінералів у цьому разі описується неоднозначно і вичерпно не вивчений.

Дж. Р. Грей і Г.С.Г. Дарлі посилаються на два види механізму набування: кристалічний і осмотичний [65]. Кристалічне набування називають поверхневою гідратацією, яка відбувається внаслідок адсорбції мономолекулярних шарів води на поверхнях кристалів як зовнішніх, так і міжшарових у випадку глин з набухаючою решіткою. Осмотичне набування відбувається внаслідок того, що концентрація катіонів між шарами більша, ніж їх концентрація в основній масі розчину.

Експериментальні дослідження оцінки ефективності застосування солей-інгібіторів проводились з використанням бентонітового глинопорошку, основу якого складає монтморілоніт, що є найбільш гідратуєчим компонентом набухаючих глинистих порід. Оцінювали вплив солей-інгібіторів і на інтенсивність набування конкретних взірців порід з еоценових і олігоценових відкладів різних родовищ Прикарпаття. Встановлено, що для порід з еоценових відкладів більш вираженими є ін-

гібуючі властивості солей полівалентних металів. Гальмуюча дія щодо швидкості набухання і диспергування порід із менілітових відкладів у середовищі 3-5 %-них розчинів KCl і NH₄Cl спостерігається при нормальній температурі (в межах 20 – 24 °C). При підвищеній температурі (> 80°C) обмеження гідратації більшою мірою залежить від концентрації солей-інгібіторів і меншою – від їх природи.

Щодо впливу показника рН середовища на набухання глин певних закономірностей не встановлено. У кислих і в лужних середовищах можливі мінімуми і максимуми набухання залежно від властивостей і концентрації інгредієнтів.

В розчинах досліджуваних нейтральних солей-електролітів KCl, NaCl, NH₄Cl залежно від зміни рН спостерігаються зміни динаміки набухання бентоніту (вимірювання виконували на приладі ПНГ-1).

Додавання до сильнолужного середовища 1 % NaCl впливає на динаміку набухання і в той же час, як видно з табл. 2.3, не суттєво впливає на граничне значення набухання.

Таблиця 2.3 – Характер набухання бентоніту в лужному середовищі

Час набухання	Об'єм набухання, см ³	
	Розчин 20 %-й NaOH	Розчин 20 %-й NaOH + 1% NaCl
5 с	15	20
10 с	25	50
20 с	47	94
30 с	66	130
40 с	83	145
50 с	100	155
60 с	112	164
3 хв	165	176
5 хв	180	177
15 хв	187	178
30 хв	189	179
1 год	189	179
5 год	194	182
доба	198	182

В присутності солі швидкість набухання бентоніту у сильнолужному середовищі в початковий період значно більша, ніж у разі відсутності солі (у 2 рази), а вже через одну хвилину спостерігається затухання процесу набухання з досягненням практично граничних значень.

Із схематичного зображення (рис.2.1) видно, що за розміром іони K^+ значно менші, ніж іони Na^+ , Ca^{++} , Li^+ , Mg^{++} , то відповідно і стійкість глиновмісних порід до гідратації у разі застосування KCl більша, ніж при застосуванні $NaCl$ (рис.2.2).

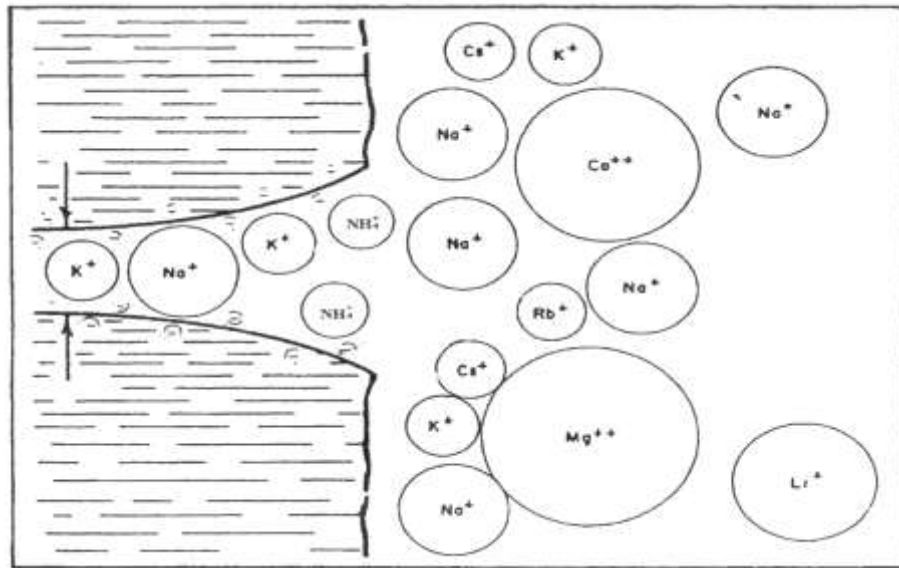


Рисунок 2.1 – Схема проникнення катіонів металів у міжпакетний простір глинистих мінералів

Близькими за розміром до іонів K^+ є іони NH_4^+ . На використанні сполук NH_4^+ нами виконані попередні розробки [75, 76, 86]. Виявленню особливостей впливу сполук амонію на характеристики рідин звернено увагу в даній роботі. Як видно із рис. 2.1, розмір гідратованих іонів K^+ і NH_4^+ приблизно однакові, і механізм їх інгібуючої дії подібний.

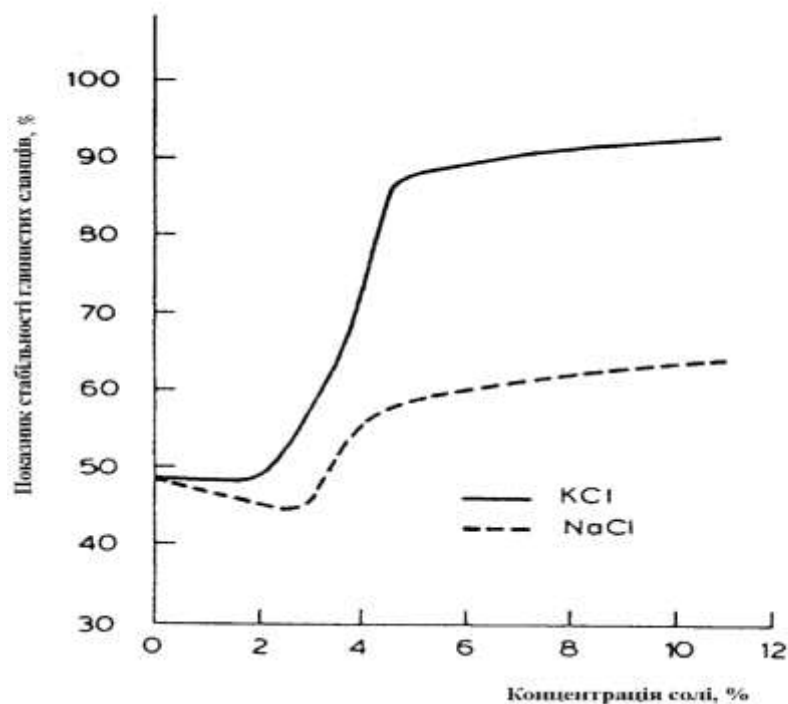


Рисунок 2.2 – Вплив солей KCl і NaCl на стійкість глинисто-вапняних порід до руйнування

Важливо, що за умови збільшення вмісту лугів з хлориду амонію вилучається аміак, і при відповідній температурі його можна легко видалити з рідини. Можна застосовувати також і сульфат, і кислий фосфорнокислий амоній, однак при цьому слід враховувати солевий склад водного середовища технологічної рідини і пластової води, уникати присутності солей полівалентних металів.

У разі застосування промивальних рідин з $\text{pH} < 7$ як неорганічний інгібітор можна застосовувати сульфат алюмінію. При цьому реакційну активність проявляють як іони Al^{+++} , так і іони $\text{Al}(\text{OH})^{2+}$ та $\text{Al}(\text{OH})_2^+$. Тому їх доцільно використовувати під час буріння слабо зволжених глинистих сланців (до 10 %). За даними Булатова А.І., Пенькова А.І., Просьолкова Е.М. [89, 90] при більшому вмісті вологи у породах ефективність інгібувальної дії солей Al^{+++} зменшується.

2.3 Дослідження механізму дії органічних інгібіторів

Адсорбційноактивні органічні сполуки, зокрема, органічні солі, іоно-молекулярні сполуки, до яких, зокрема, належать поверхнево-активні речовини, зда-

тні до часткової або повної гідрофобізації поверхні гірських порід. Такий спосіб обмеження гідратації та диспергування порід використовують як у зарубіжній, так і у вітчизняній практиці [77].

Однак, інгібування цим способом потребує кваліфікованого контролю за технологією його проведення та зміною параметрів промивальної рідини. Агрегація продуктів гідрофобізації в об'ємі рідини може викликати порушення її коагуляційної стабільності. При цьому ускладнюється технологія стабілізації фільтраційних параметрів, виникає потреба в проведенні обробок промивальної рідини з метою гідрофілізації системи, врівноваження гідрофільно-гідрофобного балансу.

За присутності органічної (вуглеводневої) фази система набуває властивостей колоїдно-емульсійної рідини. Часткова адсорбція вуглеводнів спричиняє гідрофобізацію поверхні твердої фази і гальмує процес її диспергування. Ефективність інгібування посилюється, якщо одночасно проводити емульгування вуглеводневої фази, чому сприяють поверхнево-активні речовини.

Як органічні інгібітори можуть застосовуватись органофільні колоїдні сполуки (органоколоїди), які беруть участь як у процесах додаткової гідрофобізації, так і, головним чином, у процесах закупорювання порового простору у привибійній зоні, формування тонкої малопроникної антифільтраційної кірки. До органоколоїдів ми відносимо бітуми, сульфовані асфальти та такі їх модифікації, які технологічно полегшують диспергування органоколоїдних домішок у гідрофільному середовищі бурової промивальної рідини.

Поліосновні органічні кислоти, які теж слід відносити до органічних інгібіторів, здатні впливати на кристалохімічну перебудову глинистої речовини. Відбувається витіснення міжплощинної води, зміна структури й характеристик мікро-елементного комплексу порід-колекторів. Результатом таких процесів є закріплення стінок стовбура свердловини, а також перегрупування в каркасі породи-колектора, яке призводить до розкладу й виносу глинистих агрегатів, а, отже, і до покращення нафтопроникності [91]. Безперечно, позитивний результат застосування цього способу інгібування можливий за умови режиму депресії або рівноваги тисків.

Багатоатомні (поліосновні) спирти характеризуються здатністю до часткової дегідратації порід. При поступленні з фільтратом промивальної рідини у поровий простір завдяки порівняно невеликій молекулярній масі відбувається їх дегідратація. Це призводить до збільшення в'язкісних характеристик фільтрату, утворення блокуючого шару. З цим пов'язують підвищення стійкості стовбура свердловини (інгібування гідратації порід-колекторів) і покращення фільтраційних властивостей продуктивних пластів.

Застосування як інгібіторів олігомерних полімерних сполук, тобто сполук з низьким ступенем полімеризації, до яких належать, зокрема, багатоатомні спирти – полігліколі, викликає практичний інтерес.

Поліетиленгліколь (ПЕГ), має таку будову полімерної молекули:

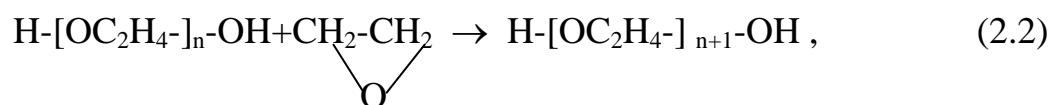


Виробляють продукти цього типу з "n" від двох до приблизно 1000 вуглеводневих одиниць (в.о.). Зокрема, виробництво полігліколів налагоджено на заводі тонкого органічного синтезу (ТОС) ВАТ "Барва" (м. Івано-Франківськ).

Синтез ПЕГ проводять з'єднанням заданої кількості етилену в присутності каталізаторів (основного, рідше кислого характеру) до вихідних речовин – води або гліколю.

Каталізаторами синтезу ПЕГ виступають алкоголяти, гідрати окису і карбонати лужних та лужноземельних металів в кількості 0,1-2 % від маси вихідної речовини.

Механізм приєднання [91] допускає рівність констант швидкості всіх послідовних стадій росту ланцюга:



де $K_p = \text{const} \neq f(n)$ – константа швидкості і стадій росту ланцюга.

Властивості ПЕГ визначають за молекулярною масою і ступенем кристалічності. При кімнатній температурі ПЕГ-200 – ПЕГ-400 в'язкі рідини, із збільшенням молекулярної маси – воскоподібні речовини і, навіть, тверді кристалічні продукти. Гідрофільність розповсюджена рівномірно по всій довжині полімерного ланцюга. В табл. 2.4 наведено характеристики поліетиленгліколів.

Таблиця 2.4 – Характеристики стандартних поліетиленгліколів

Марка ПЕГ	d_{25}^{25}	n_D^{75}	$T_{пл}, ^\circ C$	Кінематична в'язкість при 100 $^\circ C$, mm^2/c	Розчинність у воді при 25 $^\circ C$, %
200	1,124	–	–	4,3	100
400	1,125	1,4459	15 – 8	5,8	100
600	1,126	1,4496	20 – 25	10,5	100
1000	1,12 – 1,16	1,4512	38 – 41	17	≈ 70
1540	1,15	1,4523	43 – 47	25 – 32	73
4000	1,20	1,4535	53 – 56	78 – 85	62
6000	1,21	1,4536	60 – 63	700 – 900	50

В табл 2.5 наведено показники розчинів поліетиленгліколю ПЕГ-400 різних концентрацій, які рекомендовано як органічні інгібітори для одержання і оброблення бурових промивальних рідин.

Таблиця 2.5 – Залежність показників розчинів ПЕГ-400 від концентрації

Концентрація ПЕГ-400	pH	Кінематична в'язкість ^{*)} , mm^2 /c
0,5	5,5	0,95
1,0	5,5	1,02
2,0	5,6	1,08
5,0	5,5	1,18

^{*)} Замір проводили на капілярному віскозиметрі з діаметром 0,56 мм; $K = 0,008115$, при температурі 25 $^\circ C$.

Із збільшенням концентрації ПЕГ-400 від 0,5 % до 5,0 % pH середовища практично не змінюється, а підвищення кінематичної в'язкості незначне.

Результати дослідження впливу солей-електролітів на властивості ПЕГ-400 наведено в табл. 2.6. Із даних таблиці видно, що збільшення концентрації домішки KCl і NH_4Cl у 2 %-му розчині ПЕГ-400 сприяє незначному зниженню кінематичної в'язкості та зменшенню питомого опору майже в два рази. Збільшення концентрації домішки $CaCl_2$ від 0,1% до 1,0 % практично не впливає на кінематичну в'язкість, а величина питомого опору зменшується в два рази, однак абсолютна величина опору в п'ять разів більша, ніж з добавками KCl і NH_4Cl .

Таблиця 2.6 – Характеристики розчинів ПЕГ-400 з домішками різних солей

Склад розчину	ν , мм ² /с	E, мВ	ρ , ом·м
2 % ПЕГ-400 + 0,5 % КС1	1,10	- 25	2,38
2 % ПЕГ-400 + 1,0 % КС1	1,07	- 25	1,38
2 % ПЕГ-400 + 3,0 % КС1	1,02	- 30	0,82
2 % ПЕГ-400 + 5,0 % КС1	0,998	- 36	0,70
2 % ПЕГ-400 + 0,5 % NH ₄ С1	1,11	- 10	1,0
2 % ПЕГ-400 + 1 % NH ₄ С1	1,05	- 4	0,75
2 % ПЕГ-400 + 3 % NH ₄ С1	1,02	25	0,6
2 % ПЕГ-400 + 5 % NH ₄ С1	1,02	32	0,62
2 % ПЕГ-400 + 0,1 % СаС1 ₂	1,04	- 66	11,0
2 % ПЕГ-400 + 0,3 % СаС1 ₂	1,08	- 84	8,25
2 % ПЕГ-400 + 0,5 % СаС1 ₂	1,06	- 116	6,0
2 % ПЕГ-400 + 1 % СаС1 ₂	1,05	- 185	5,25

Дослідженнями виявлено особливість утворення асоціатів води і ПЕГ за присутності СаС1₂. Звичайно, що між молекулами і гідроксильними групами утворюються міцні водневі зв'язки з утворенням не замкнутих асоціатів кількох молекул ПЕГ і води, особливо у разі багатомолекулярних полімерних систем з розгалуженими водневими зв'язками, що зображено на рис. 2.3.

Важливо підкреслити, що для ПЕГ, особливо високомолекулярних, характерним є те, що атом кисню у полімерній ланці - СН₂ - СН₂ - О - досить міцно зв'язується з 2 – 4 молекулами води.

Автори [91] зазначають, що при утворенні водневих зв'язків між атомами кисню ефірних груп ПЕГ і молекулами води електронна хмара останньої менше деформується, а порушення мережі водневих зв'язків може спричинювати замерзання. У зв'язку з цим ПЕГ знайшли застосування як понижувачі температури замерзання технологічних рідин.

Під час використання ПЕГ як посилювача інгібуючих властивостей бурових промивальних рідин його здатність проявляти дегідратуючі властивості слід вважати надзвичайно важливими.

Ефективність домішок полігліколів для сприяння осмотичного вилучення води із сланців засвідчив, зокрема, Артур Герман [92].

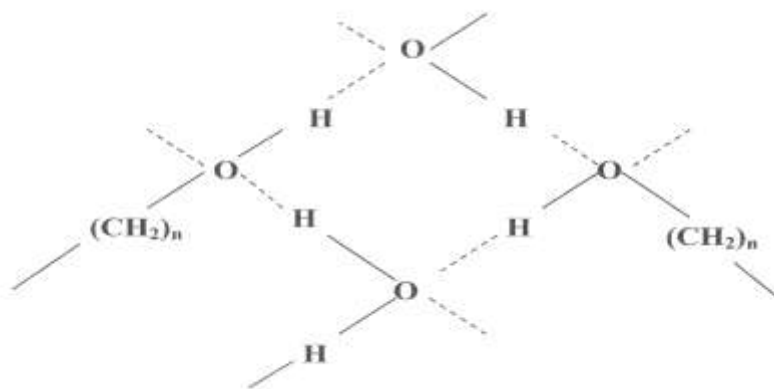


Рисунок 2.3 – Схема утвореної системи з розгалуженими водневими зв'язками внаслідок взаємодії ПЕГ і води

Вибір типу органічного інгібітора здійснено за результатами експериментальних досліджень впливу ПЕГ-400 і ПЕГ-4000 на технологічні властивості МЕР. З даних, наведених у табл. 2.7, видно, що фізико-хімічні, фільтраційні та структурно-реологічні характеристики МЕР практично однакові при використанні як ПЕГ-400, так і ПЕГ-4000.

Враховуючи те, що ПЕГ-4000 слабозрочинний у воді на відміну від ПЕГ-400, а його вартість вища, то до базового складу МЕР рекомендовано ПЕГ-400.

Встановлено, що багатоатомні спирти належать до поверхнево-інертних речовин. Виразна неіоногенність дає підстави вважати їх і адсорбційно-інертними.

Оскільки в'язкісні показники розчинів ПЕГ знаходяться в пропорційній залежності від концентрації, нами виконані дослідження з визначення зміни в'язкості ПЕГ-400 після витримання у ньому вірців глинистих мінералів і гірських порід з різних стратиграфічних відкладів.

Встановлено, що навіть у разі найбільш адсорбційно-активного бентонітового порошку зміни значень показника в'язкості розчину поліетиленгліколю при 25 °С не виявлено, а після термостатування при температурі 60 °С протягом 5,5 год як видно з таблиці 2.8, відмічено незначну зміну величини кінематичної в'язкості. Заміри проводили на віскозиметрі капілярному скляному ВПЖ-2 (діаметр 0,99 мм). Розчини до замірювання витримували за кімнатної температури впродовж 16 год.

Таблиця 2.7 – Порівняльна оцінка впливу ПЕГ-400 і ПЕГ-4000 на технологічні властивості МЕПР

Номер заміру	Досліджувана рідина (склад)	Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м ³	СНЗ _{1/10} хв, дПа	Пласт. в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	Показник фільтрації, см ³ /30 хв	Товщина фільтрац. кірки, мм	Коеф. тертя кірки	рН
1	МЕПР базова	40	1050	33/51	15	31	5,0	0,5	0,0393	9,4
2	МЕПР базова + 1 % ПЕГ-400	40	1050	27/29	16	30	5,5	0,5	0,0393	8,7
3	МЕПР базова + 2 % ПЕГ-400	42	1050	24/40	15	27	6,5	0,5	0,0393	8,1
4	МЕПР базова + 1 % ПЕГ-4000	41	1050	22/37	14	25	5,5	0,5	0,0414	9,1
5	МЕПР базова + 2 % ПЕГ-4000	40	1050	26/38	14	25	5,0	пл	0,0437	8,6

В термостаті ці розчини витримувались за температури 60 °С впродовж 5 – 5,5 год:

розчин I – 5 %-й розчин ПЕГ-400;

розчин II – 100 мл 5 %-го розчину ПЕГ-400 + 2,5 г бентоніту;

розчин III – 100 мл 5 %-го розчину ПЕГ-400 + 20 г породи.

Таблиця 2.8 – Зміна кінематичної в'язкості розчину ПЕГ-400 до і після обробки ним суспензій бентоніту та породи

Умови проведення вимірювань	Кінематична в'язкість, мм ² /с		
	5 %-й розчин ПЕГ-400	фільтрат суспензії з бентоніту	фільтрат суспензії з породи
25 °С	1,30	1,30	1,30
60 °С	0,89	0,84	0,84

2.4 Дослідження інгібування промивальних рідин за спільного використання неорганічних і органічних інгібіторів

У сучасних тенденціях створення високоінгібованих промивальних рідин набуло поширення одночасне застосування неорганічних і органічних інгібіторів, і на їх основі створення подвійноінгібованих систем [86, 93, 94].

Адсорбційно-активні органічні сполуки (органічні солі, іономолекулярні поверхнево-активні речовини, багатоатомні спирти, етери тощо) здатні до досягнення часткової або повної гідрофобізації поверхні гірських порід [93].

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

Слід зазначити, 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 величині фільтратовіддачі, покращенні реологічних і мастильних властивостей, фільтраційних властивостей порід-колекторів. Крім цього, при визначенні динаміки набухання бентонітового порошку безпосередньо у розчинах таких органічних інгібіторів як асфасол (з переліку досліджуваних нами органоколоїдних сполук) і поліетиленгліколь ПЕГ-400 (із переліку полігліколів) коефіцієнти набухання виявились близькими порівняно з такими ж для неорганічних інгібіторів. Так, у одно - та двовідсоткових розчинах асфасолу ці значення були 6,55 % і 5,94 % відповідно. Це свідчить про відмінності механізму інгібуючої дії неорганічних і органічних інгібіторів. Спільне ж їх використання забезпечило ефект інгібування, що видно з результатів, наведених у табл. 2.9.

У розчинах органічних інгібіторів їх концентрація на зміну показників набухання бентоніту суттєво не впливає (табл. 2.9, аналізи 2–5). При спільному їх застосуванні створюються (табл. 2.9, аналізи 10–11) передумови для досягнення ефектів інгібування, стабілізації структурних характеристик бурових промивальних рідин.

Отже, механізми дії неорганічних і органічних інгібіторів слід розмежовувати. Адсорбція органічних інгібіторів, зокрема ПЕГ-400, призводить до зменшення абсолютної величини заряду поверхонь породи і частинок дисперсної фази.

Таблиця 2.9 – Показники набухання бентонітового порошку у розчинах органічних інгібіторів та сумішей неорганічних і органічних інгібіторів

Номер аналізу	Досліджуваний розчин	Коефіцієнт набухання	Об'єм набухання, см ³
1	Вода дистильована	7,6	33,4
2	1 % розчин ПЕГ-400	6,7	30,5
3	2 % розчин ПЕГ-400	4,8	20,1
4	1 % розчин асфасолу	6,55	29
5	2 % розчин асфасолу	5,94	26,6
6	0,3 % розчин CaCl ₂	6,2	27,6
7	0,5 % розчин CaCl ₂	5,3	23,8
8	1 % розчин KCl	2,9	12,3
9	2 % розчин KCl	2,56	10,2
10	1 % розчин ПЕГ-400 + 0,3 % розчин CaCl ₂ + 1 % розчин асфасолу	3,4	15,2
11	2 % розчин ПЕГ-400 + 0,5 % розчин CaCl ₂ + 2 % розчин асфасолу	2,98	12,4

Посилення їх адсорбції призводить до підвищення інгібуючих властивостей промивальної рідини і стабілізації її структурно-реологічних властивостей.

Ступінь гідратації глинистих поверхонь дослідники пов'язують також зі значенням електрокінетичного ξ – потенціалу, зменшення якого зі збільшенням концентрації ПЕГ (органічного інгібітора) забезпечує підвищення гідрофобізації та інгібуючого ефекту при збереженні коагуляційної та седиментаційної стійкості бурової промивальної рідини [92].

Органоколоїдні домішки – похідні асфальто-бітумних реагентів (асфасол, солтекс, сульфований асфальт) за функцією призначення ми трактуємо як органічні інгібітори. Вони спричиняють обмеження проникнення фільтрату бурової промивальної рідини в пористе середовище і запобігають розміцненню порід завдяки частковій адсорбції на поверхні і заповненню тріщинного і/або високопористого середовища [93]. Механізм їх дії пов'язують з блокуючими і гідрофобізуючими властивостями.

Хімічна природа органічних інгібіторів визначає ступінь їх інгібуючої і закріплюючої дії, пов'язаної з явищами адсорбції, адгезії, капілярної проникності. Під час 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.

Нами виконано серію досліджень з вивчення особливостей динаміки фільтрації моделей рідин з різними комбінаціями інгібіторів. Умови експериментів на фільтраційній установці типу "УДПК-1М" були близькими: температура – 70 °С, перепад тиску – 10 МПа, проникність кернів $5,6 - 7 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$, пористість 9 – 13,3 %. Як видно з рис. 2.4, після прокачування через керн розчинів впродовж трьох годин об'єм фільтрату розчинів з органічними інгібіторами суттєво менший, ніж розчинів з неорганічними інгібіторами. За умови їх спільного використання досягалось обмеження фільтрації (рис. 2.4, криві 5, 6, 7).

За даними збільшення об'єму фільтрату в часі (до трьох годин), що наведені на рис. 2.4, оцінюють динаміку фільтрації. Дані свідчать про те, що глиниста суспензія на п'ятнадцятій хвилині фільтрувалась через керн зі швидкістю $0,6 \cdot 10^{-3} \text{ см/с}$ з поступовим зниженням 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 $7 \cdot 10^{-3} \text{ см/с}$ і $4 \cdot 10^{-3} \text{ см/с}$ відповідно.

Глинисті суспензії, оброблені 5 % КСІ + 2 % ПЕГ-400 та 5 % КСІ + 2 % асфасолу, порівняно із суспензією, обробленою тільки 5 % КСІ, на п'ятнадцятій хвилині фільтрувались зі швидкістю $0,33 \cdot 10^{-3}$ 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 і зменшенню проникності кірки з добавкою одночасно КСІ і органічного інгібітора (ПЕГ-400, асфасолу).

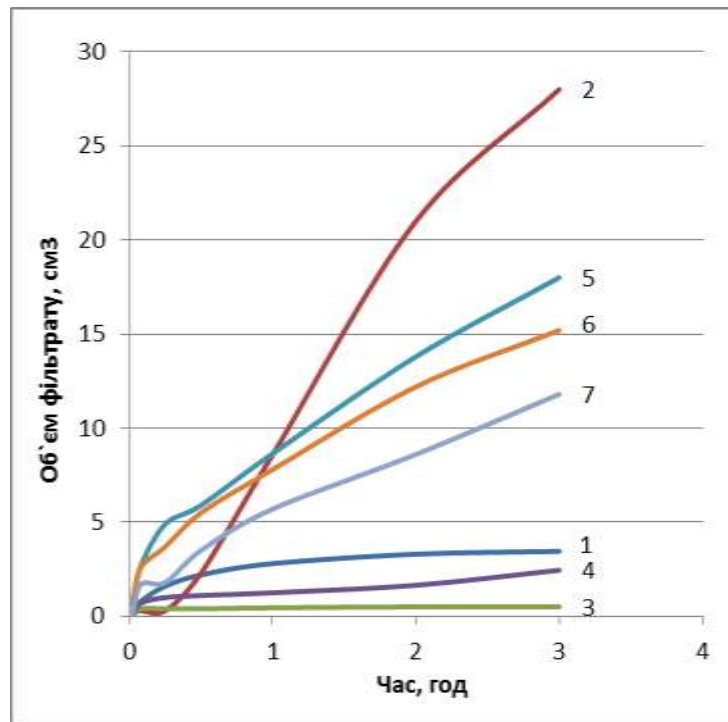


Рисунок 2.4 – Зміна об'єму фільтрату під час прокачування досліджуваних розчинів через керн

- 1 – стабілізована глиниста суспензія (с/с)
- 2 – с/с + 5 % КСІ
- 3 – с/с + 2 % ПЕГ-400
- 4 – с/с + 2 % асфасол
- 5 – с/с + 5 % КСІ + 2 % асфасол
- 6 – с/с + 5 % КСІ + 2 % ПЕГ-400
- 7 – с/с + 5 % КСІ + 2 % ПЕГ-400 + 2 % асфасол

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

При додатковому введенні в систему промивальної рідини вуглеводневої фази (нафти, природних або синтетичних олив, мастильних реагентів) створюються передумови одержанню малоглинистих емульсійних систем з псевдопластичними властивостями, поведінку яких описують рівнянням Оствальда [94]. Такі бурові промивальні рідини з величиною показника неньютонівської поведінки (показника нелінійності) $n < 1$ характеризуються мінімальними втратами тиску у свердловині, за-

безпечують ефективно винесення шламу, запобігають розміцненню порід, забезпечують збереження фільтраційних властивостей колекторів.

Оскільки в складі порід-колекторів Бориславського НПР вміщуються глинисті породи, тому важливими є результати дослідження впливу полігліколів на диспергування шламу. В лабораторії НДІ КББІ Ю.В.Лубаном проводились дослідження з визначення впливу ПЕГ вітчизняного та імпортного виробництва Cla-Cure (США), DCP та Kemelix (Великобританія) на диспергування шламу, відібраного із свердловин Бугруватівського родовища, з використанням методу Rolling Test.

Нами, за адаптованою Лубаном Ю.В. методикою, проведені дослідження з визначення впливу ПЕГ вітчизняного виробництва на диспергування порід-колекторів Бориславського НПР. Дослідження проводили у такій послідовності.

Після відбору шламу із свердловини дослідження проводили за таким режимом:

- 5 – 6 год – обкатування;
- 15 – 16 год – витримка у спокої;
- 3,5 – 4 год – обкатування.

Для дослідів відбирали пробу шламу, що залишився після просіювання через сітки з розміром вічок 5 і 3 мм. Маса наважки 25 г. Після досліду залишки шламу промивали 2 л водопровідної води через сітку 0,5 мм і висушували до постійної маси за температури 90 °С.

Об'єм посудини для обкатування – 500 мл; об'єм рідини – 300 мл; частота обертання – 1 с⁻¹.

Коефіцієнт диспергування визначали як відношення маси сухого залишку шламу до вихідної маси шламу, в процентах:

$$K = \frac{M_3}{M_6} \cdot 100, \quad \% \quad (2.3)$$

де M_3 – маса сухого залишку;

M_6 – маса вихідного шламу.

Коефіцієнт диспергування визначали після витримання шламу у воді та водних розчинах сумішей неорганічного інгібітора КСІ та органічних інгібіторів вітчизняного виробництва ПЕГ. Результати досліджень наведено в табл. 2.10.

Таблиця 2.10 – Результати досліджень з визначення коефіцієнта диспергування шламу

Номер досліду	Склад середовища	Коефіцієнт диспергування, %
1	Вода	34,64
2	Вода + 3 % КСІ	52,76
3	Вода + 3 % КСІ + ПЕГ-400	62,14
4	Вода + 3 % КСІ + ПЕГ-1500	66,38
5	Вода + 3 % КСІ + ПЕГ-2000	66,54
6	Вода + 3 % КСІ + ПЕГ-4000	68,92
7	Вода + 3 % КСІ + ПЕГ-6000	67,96

З результатів виконаних досліджень видно, що полігліколі підсилюють інгібуючий вплив хлориду калію і здатні підвищувати стійкість глиновміщуючих гірських порід.

Висновки до розділу 2

1. За результатами аналізу відомих методів тестування інгібуючих властивостей бурових промивальних рідин обґрунтовано, що найбільш поширеним є метод визначення набухання глинистих порід. Використовуються також методи диспергування гірських порід у середовищі промивальної рідини, визначення швидкості капілярного проникнення води з промивальної рідини у поровий простір та інші. Кожен з них має свої переваги і недоліки, тому в дослідженнях доцільно поєднувати їх з метою досягнення достовірних результатів.

2. Результатами досліджень встановлено можливість спільного застосування КСІ і CaCl_2 як неорганічних інгібіторів. За результатами досліджень встановлено, що інгібуюча дія КСІ більш виражена за температури до $60\text{ }^\circ\text{C}$ і тиску до 50 МПа, а CaCl_2 – за температури до $120\text{ }^\circ\text{C}$ і тиску понад 50 МПа.

3. Обґрунтовано доцільність використання поліетиленгліколю як підсилювача інгібуючих властивостей промивальної рідини, оскільки він володіє здатністю про-

являти дегідратуючі властивості, що є надзвичайно важливим у процесах інгібування промивальних рідин.

4. Показано, що спільне використання неорганічних і органічних інгібіторів забезпечує посилення ефектів інгібування, стабілізації властивостей бурових промивальних рідин та покращення інших їх технологічних характеристик.

Коцкулич Євген Ярославович

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБЛЕННЯ МАЛОГЛИНИСТОЇ ЕМУЛЬСІЙНОЇ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ

Як було раніше показано, для забезпечення ефективного первинного розкриття продуктивних пластів при спорудженні свердловин на родовищах Бориславського НПР, які окрім рекреаційного статусу характеризуються низькими пластовими тисками, а породи-колектори – низькою проникністю і значним вмістом материнських глин, необхідне застосування відповідних промивальних рідин.

Свого часу на родовищах Бориславського НПР застосовували як нафтоемulsionні промивальні рідини, так і інвертні емульсії, приготовлені на основі нафти з додаванням високоокисленого бітуму в кількості (2 – 3) % і кубових залишків (7 – 10) %. Вміст водної фази становив (32 – 46) %, яка була представлена водним розчином хлориду кальцію 20 %-ої концентрації. Під час одержання інвертної емульсії до водної фази додавали каустичну соду в кількості 1 % і поліакриламід-гель в кількості 0,3 %.

Широкого застосування такі системи не знайшли у зв'язку з відсутністю ефективних емульгаторів і, головним чином, у зв'язку з вимогами екологічної безпеки, оскільки частина родовищ Бориславського НПР розташована в санітарно-курортній зоні, де використання вуглеводнів нафтового походження заборонено.

Саме тому поставлено задачу розробити сучасні екологічно безпечні інгібовані малоглинисті емульсійні промивальні рідини, адаптовані до застосування в рекреаційних зонах, з використанням вуглеводнів рослинного походження, таких як рицинова олива, ріпакова олива, продукти виготовлення соняшникової оливи та біодизелю.

3.1 Прилади і методи досліджень. Вибір базової рецептури малоглинистої емульсійної промивальної рідини

3.1.1 Вхідні матеріали, прилади і методи досліджень

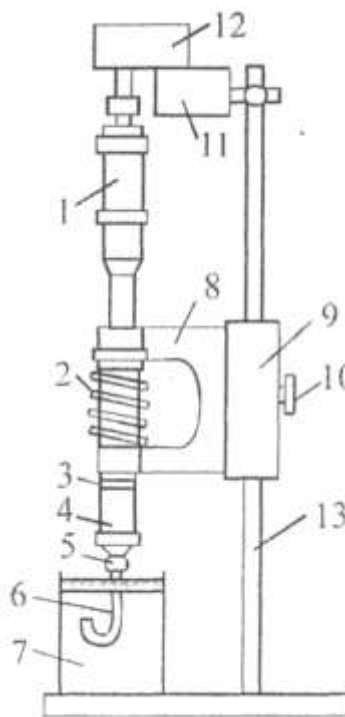
Основними компонентами малоглинистих емульсійних промивальних рідин МЕПР є:

- глинопорошок бентонітовий ПБМБ (ТУ У14.2-00223941-003) – структуроутворювач;
- жиринокс (ТУ У24.5-30769698-002) – ПАР неіоногенного типу, емульгатор;
- КМЦ FINNFIX НС (імпортний, фірма "СРKelco", Фінляндія) – стабілізатор водовіддачі (регулятор фільтрації);
- кальцій хлористий (ГОСТ 450) – неорганічний інгібітор;
- ПЕГ-400 – органічний інгібітор;
- КССБ-МТ (ТУ У24.6-32860217-001) – понижувач водовіддачі;
- гідроксид натрію (ГОСТ 2263) – луг, регулятор рН середовища, емульгатор;
- крейда (ГОСТ 17498), карбонат кальцію (CaCO_3) – неорганічний блокатор, кіркоутворювач;
- мастильна домішка СБР (ТУ У24.6-32860217-001) – ПАР аніонного типу, емульгатор і регулятор мастильних властивостей;
- солтекс (імпортний, Польща) – органоколоїд, реагент-блокатор;
- вуглеводнева фаза: нафта, рицинова олива, соняшникова олива;
- вода технічна.

Основні параметри промивальної рідини (густину, умовну в'язкість, показник фільтрації в статичних умовах, статичне напруження зсуву, коефіцієнт набування глини і глинопорошків) під час експериментальних досліджень визначали відповідно до діючих методик [24, 60, 72]:

Для визначення показників реологічних властивостей бурових промивальних рідин, у т.ч. і при високих температурах, використовували ротаційні віскозиметри OFI Testing Equipment модель 800, Reotest-2 та ВСН-3.

Величину поверхневого натягу реагентів і фільтратів промивальних рідин визначали за допомогою спеціального приладу – сталагмометра. Схему приладу наведено на рис. 3.1.



- 1 - мікрометр з лімбом; 2 - пружина; 3 - поршень; 4 - медичний шприц; 5 - голка;
6 - капіляр; 7 - посудина; 8 - скоба; 9 - втулка; 10 - гвинт;
11 - електродвигун; 12 - редуктор; 13 - стійка штатива

Рисунок 3.1 – Схема приладу для визначення міжфазного натягу

Методика визначення поверхневого натягу (σ) ґрунтується на припущенні, що маса краплі, яка відривається під дією власної ваги від кінця капіляра, пропорційна величині поверхневого натягу на межі розділу "крапля – навколишнє середовище". Поверхневу активність досліджуваних рідин визначали за величиною міжфазного натягу на межі розділу "фільтрат промивальної рідини – очищений гас".

Питомий електричний опір промивальної рідини визначали за допомогою "Резистивиметра-2000" [90]. Діапазон вимірювання приладу ($1 \cdot 10^{-4}$ - $1 \cdot 10^4$) Ом·м з точністю до 0,5 %.

Коефіцієнт відновлення проникності керн визначали за допомогою установки УДПК-1М [36, 37]. За зміною проникності пористого зразка, порівняно з базовим (первинним) значенням цього параметра, визначають на еталонному пористому середовищі за еталонною вуглеводневою рідиною при регламентованих умовах і порядку проведення експерименту. Суть методики полягає у визначенні зміни проникності керн при постійному перепаді тиску в напрямі "пласт – свердловина".

У процесі фільтрування моделі пластового флюїду (суміш трансформаторного масла і гасу) постійно фіксують об'єм флюїду, що пройшов через керн, а також періодично – проникність через рівні проміжки часу або рівні об'єми прокачаного флюїду, кратні об'ємові порового простору керн.

На основі цих даних будують графік залежності зміни проникності керн від часу або від об'єму прокачаного флюїду (рис. 3.2).

Характер кривої "проникність – об'єм (час)" дає змогу аналізувати процес вимивання досліджуваної рідини з пористого середовища керн: зона відновлення проникності – I; зона стабілізації проникності – II; зона затухання (зменшення) проникності – III. Якість досліджуваної рідини оцінюють за характером перших двох зон.

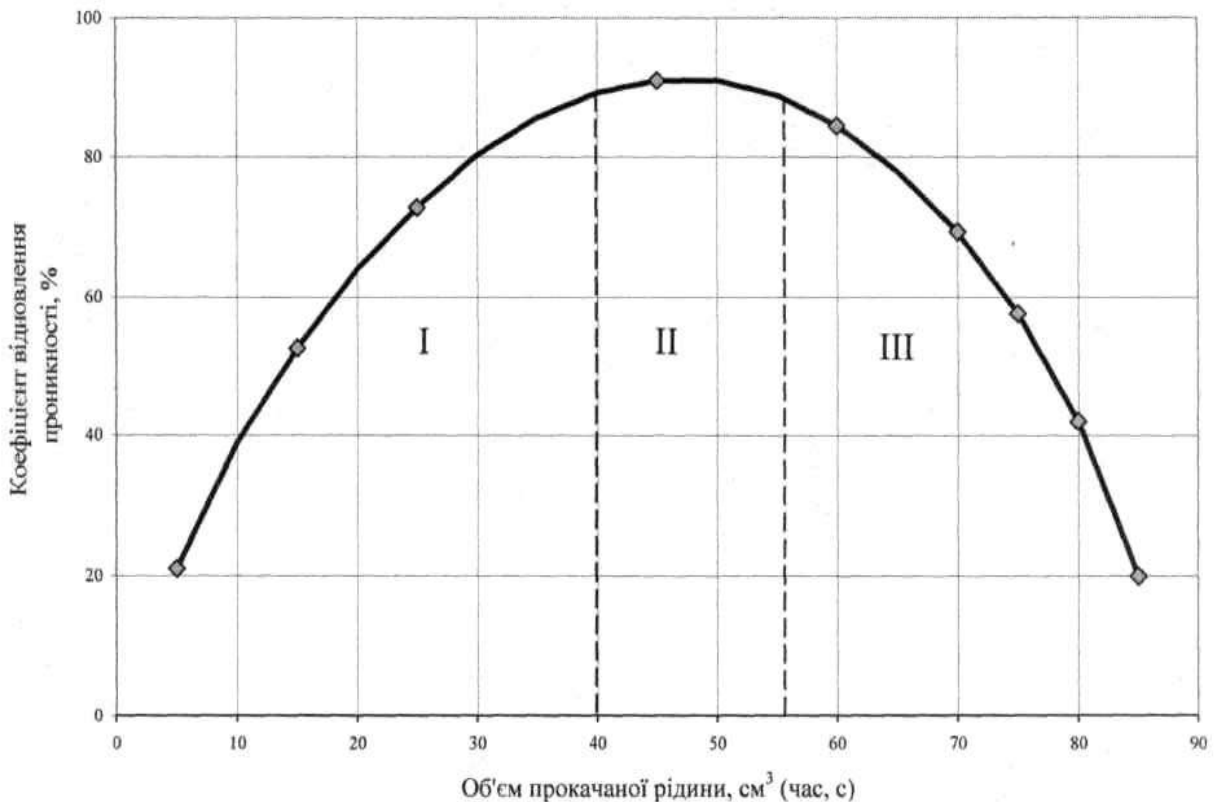
Коефіцієнт відновлення проникності β у відсотках для досліджуваної технологічної рідини визначають з умови (3.1):

$$\beta = \frac{\Delta t_2}{\Delta t_1} \cdot 100, \quad (3.1)$$

де Δt_1 - середнє значення часу фільтрування 10 см^3 робочої рідини через чистий керн, с;

Δt_2 - середнє значення часу фільтрування 10 см^3 робочої рідини (моделі пластового флюїду) після прокачування через керн досліджуваної технологічної рідини, с.

Коефіцієнт відновлення проникності β для досліджуваної рідини визначають під час неперервної фільтрації робочої рідини через керн у кількості, кратній об'ємові порового простору керна, з періодичною фіксацією значення коефіцієнта β .



I – зона відновлення проникності; II – зона стабілізації проникності;
III – зона затухання (зменшення) проникності.

Рисунок 3.2 – Графік залежності зміни проникності керна від об'єму прокачаного флюїду

Наявність третьої зони вказує на те, що в процесі вимивання залишків досліджуваної рідини кольматаційний шар, утворений нею, ущільнюється і не вимивається, тим самим знижує проникність пористого середовища і зменшує значення коефіцієнта відновлення проникності β .

У разі низького значення коефіцієнта β ($< 70\%$) вирішують питання про додаткові дослідження щодо методів підвищення рівня відновлення проникності шляхом повторного оцінювання впливу технологічних рідин на пористе середовище.

3.1.2 Розроблення базової рецептури МЕРР

Вибір типу і рецептури промивальної рідини для первинного розкриття продуктивних пластів визначається гірничо-геологічними, технологічними, технічними та екологічними чинниками та передбачає багатокритеріальність процедури вибору і потребує додаткової інформації стосовно пріоритетів критеріїв оцінювання альтернатив.

Критерії оптимальності промивальної рідини для первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського НПП повинні, насамперед, передбачати збереження колекторських властивостей порід-колекторів (мінімальний показник фільтрації і максимальний коефіцієнт відновлення проникності кернів), відповідність реологічних характеристик промивальної рідини та екологічну безпеку проведення бурових робіт.

Побудова базових моделей промивальних рідин потребує дослідження технологічних властивостей промивальної рідини в широкому діапазоні концентрації реагентів. Досвід розв'язку таких задач за методом латинського квадрата є відомим [95, 96].

При плануванні експерименту в дисертаційній роботі прийнято, що вплив кожного фактора на одержаний результат проявляється в дослідах при одночасній зміні всіх інших факторів. Разом з цим у кожному досліді рівні змінюються таким чином, щоб виділити залежність результату від будь-якого фактора при нейтралізації решти факторів. Такий метод забезпечує охоплення дослідями всієї області зміни впливових факторів за мінімальної кількості окремих факторів та одержання інформації про вагомність впливу того чи іншого фактора на досліджуваний процес, побудову емпіричних залежностей тощо.

У разі неможливості виділити єдиний характерний показник використовують функцію бажаності [97]. Суть методу полягає в тому, що оцінку бажаності D всього комплексу показників визначають як середню геометричну бажаність d_n окремих показників.

$$D = \sqrt[n]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3 \dots d_n}, \quad (3.2)$$

де $d_1, d_2, d_3, \dots, d_n$ – бажаність показників $Y_1, Y_2, Y_3, \dots, Y_n$.

Для дослідження впливу вмісту компонентів, а саме: домішок бентоніту (X_1), КССБ (X_2), КМЦ (X_3), CaCl_2 (X_4), ПЕГ-400 (X_5) використано сім параметрів промивальної рідини. Були прийняті обмеження та інтервали зміни семи показників відповідно до розроблених критеріїв оцінки якості промивальної рідини (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Прийняті обмеження на показники МЕПР

Показник промивальної рідини	Умовне позначення	Обмеження	
		нижнє	верхнє
Густина, кг/м^3	Y_1	1020	1060
Умовна в'язкість, с	Y_2	40	80
СНС за 1 хв, дПа	Y_3	40	60
СНС за 10 хв, дПа	Y_4	60	90
Показник фільтрації, $\text{см}^3/30$ хв	Y_5	3,5	6
Товщина фільтраційної кірки, мм	Y_6	0,5	1,0
Водневий показник	Y_7	9	10

Інтервали зміни факторів розділено рівномірно на 5 рівнів з однаковим кроком для кожного з них (табл. 3.2).

Таблиця 3.2 – Інтервали зміни факторів експериментальних досліджень

Фактор	Інтервал зміни фактора, %				
	2,0	2,75	3,5	4,25	5,0
X_1	2,0	2,75	3,5	4,25	5,0
X_2	0	0,75	1,5	2,25	3,0
X_3	0	0,175	0,35	0,525	0,7
X_4	0	0,075	0,15	0,225	0,3
X_5	0	1,25	2,5	3,75	5,0

У таблиці 3.3 наведено співвідношення факторів для кожного з дослідів, які визначено з використанням програми MathCAD, що дозволило оптимізувати кількість дослідів, зменшивши їх до 25 експериментів.

Таблиця 3.3 – Значення факторів для проведення експериментів

Номер дослі- ду	Фактори, %				
	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅
1	3,5	0,75	0,7	0,15	1,25
2	4,25	0,75	0,35	0,075	0
3	2,0	0	0,525	0	1,25
4	4,25	0	0,7	0,3	2,5
5	4,25	1,5	0,525	0,15	3,75
6	3,5	1,5	0	0,3	5
7	3,5	3	0,35	0	3,75
8	3,5	0	0,175	0,225	0
9	3,5	2,25	0,525	0,075	2,5
10	2,75	2,25	0,7	0,225	3,75
11	4,25	2,25	0,175	0	5
12	2,75	1,5	0,175	0,075	1,25
13	2,75	3	0,525	0,3	0
14	4,25	3	0	0,225	1,25
15	2,75	0	0,35	0,15	5
16	2	2,25	0	0,15	0,3
17	5	2,25	0,35	0,3	1,25
18	5	3	0,175	0,15	2,5
19	2	1,5	0,35	0,225	2,5
20	2,75	0,75	0	0	2,5
21	2,0	0,75	0,175	0,3	3,75
22	2,0	3,0	0,7	0,075	5,0
23	5,0	0	0	0,075	3,75
24	5,0	1,5	0,7	0	0
25	5,0	0,75	0,525	0,225	5,0

У таблиці 3.4 наведено результати експериментальних досліджень з визначення показників МЕПР при різних співвідношеннях факторів.

Таблиця 3.4 – Результати експериментальних досліджень показників МЕПР

Показники						
Y ₁	Y ₂	Y ₃	Y ₄	Y ₅	Y ₆	Y ₇
1040	56	54	72	6,5	1,5	9,42
1050	62	64	82	3,5	0,5	9,37
1020	26	32	43	4,5	1,0	9,43
1050	82	82	90	5,5	1,5	9,16
1050	74	76	88	4,5	1,0	9,38
1040	48	67	90	5,0	1,5	9,27
1040	54	58	76	4,0	0,5	9,0
1040	48	78	92	5,5	1,5	9,14
1040	65	72	91	4,0	0,5	9,24
1030	58	56	74	4,5	1,0	9,41
1050	68	68	92	4,0	0,5	9,36
1030	38	42	63	5,0	1,0	9,44
1030	32	38	56	4,5	1,0	9,41
1050	46	58	78	4,0	1,0	9,48
1030	42	36	62	6,0	1,5	9,49
1020	26	14	18	6,5	1,5	9,39
1060	54	42	76	3,5	0,5	9,35
1060	48	38	70	4,0	0,5	9,36
1020	28	9	12	6,0	1,5	9,34
1030	25	18	32	6,5	1,5	9,51
1020	24	12	16	6,5	1,5	9,49
1020	34	16	28	6,0	1,0	9,46
1060	83	54	82	6,0	1,5	9,30
1060	75	46	78	3,5	0,5	9,28
1060	90	60	92	0,5	0,5	9,37

Для проведення розрахунків з оцінки якості відповідно до [97] використано шкалу залежності між бажаністю та умовним еталоном у вигляді чисел: дуже висока бажаність – (0,8 – 1,0); висока бажаність – (0,63 – 0,8); задовільна бажаність – (0,37 – 0,63); погана бажаність – (0,2 – 0,37); дуже погана бажаність – (0 – 0,2).

Для переведення досліджуваного показника в показник якості використано формулу (3.3) для умови двостороннього обмеження показників

$$d = \exp[-(|y'|)^n]. \quad (3.3)$$

Результати визначення виду поліному показника якості при двосторонньому обмеженні наведено у табл. 3.5.

Таблиця 3.5 – Значення показників якості МЕРР

Умовне позначення	Шкала якості					Функціональний зв'язок
	0,2	0,37	0,63	0,8	1,0	
Y_1	1020	1030	1040	1050	1060	$Y_1' = (Y_1 - 1040)/20$
Y_2	80	70	60	50	40	$Y_2' = -(Y_2 - 60)/40$
Y_3	60	55	50	45	40	$Y_3' = -(Y_3 - 50)/10$
Y_4	90	80	75	70	60	$Y_4' = -(Y_4 - 75)/15$
Y_5	6	5	4,5	4	3,5	$Y_5' = -(2Y_5 - 9,5)/2,5$
Y_6	1,0	0,8	0,7	0,6	0,5	$Y_6' = -(2Y_6 - 1,5)/0,5$
Y_7	10	9,7	9,5	9,3	9	$Y_7' = -(2Y_7 - 19)$

Користуючись функціональним зв'язком $Y' = f(Y_n)$ з табл. 3.5 за формулою (3.3) визначимо показник якості кожного з 25 експериментів за допомогою програмного забезпечення MathCAD. Проміжні результати розрахунків показників якості МЕРР наведено в табл. 3.6.

Таблиця 3.6 – Проміжні результати розрахунків показників якості МЕРР

Номер експерименту	Бажаність показників МЕРР						
	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4	Y_5	Y_6	Y_7
1	1	0,96	0,75	0,89	0,21	0,01	0,92
2	0,68	0,98	0,21	0,7	0,34	0,37	0,85
3	0,37	0,45	0,11	0,06	0,89	0,37	0,93
4	0,68	0,64	0,008	0,37	0,61	0,01	0,55
5	0,68	0,79	0,03	0,44	0,89	0,37	0,86
6	1	0,82	0,13	0,37	0,89	0,01	0,7
7	1	0,93	0,48	0,97	0,61	0,37	0,37
8	1	0,82	0,02	0,31	0,61	0,01	0,53
9	1	0,94	0,06	0,34	0,61	0,37	0,66
10	0,68	0,98	0,61	0,97	0,89	0,37	0,91
11	0,68	0,89	0,11	0,31	0,61	0,37	0,84
12	0,86	0,64	0,48	0,48	0,89	0,37	0,94
13	0,68	0,54	0,28	0,25	0,89	0,37	0,91
14	0,68	0,79	0,48	0,89	0,61	0,37	0,99
15	0,68	0,71	0,21	0,44	0,37	0,01	1
16	0,37	0,45	0,003	0,002	0,21	0,01	0,88
17	0,37	0,93	0,48	0,97	0,34	0,37	0,82
18	0,37	0,82	0,28	0,8	0,61	0,37	0,84
19	0,37	0,48	0,001	0,001	0,37	0,01	0,81
20	0,68	0,43	0,008	0,02	0,21	0,01	1

Кінець таблиці 3.6

21	0,37	0,42	0,002	0,002	0,21	0,01	1
22	0,37	0,57	0,005	0,009	0,37	0,37	0,37
23	0,37	0,62	0,75	0,7	0,37	0,01	0,75
24	0,37	0,77	0,75	0,89	0,34	0,37	0,72
25	0,37	0,51	0,37	0,31	0,61	0,37	0,85

За проміжними результатами розрахунків показників МЕПР, користуючись формулою (3.2), визначено значення показника бажаності для кожного із 25-ти дослідів при відповідних величинах факторів (табл. 3.7)

Таблиця 3.7 – Результати розрахунків усереднених показників якості МЕПР

Номер дослідів	Показник якості, D	Номер дослідів	Показник якості, D
1	0,38	14	0,65
2	0,52	15	0,29
3	0,32	16	0,06
4	0,17	17	0,79
5	0,41	18	0,54
6	0,31	19	0,05
7	0,62	20	0,10
8	0,21	21	0,05
9	0,43	22	0,13
10	0,64	23	0,32
11	0,45	24	0,76
12	0,63	25	0,46
13	0,50		

Аналіз результатів розрахунку показників якості МЕПР свідчить, що найвищий показник якості ($D = 0,79$) одержано для рецептури, використаної в досліді № 17 (табл. 3.7), до складу якої входять такі компоненти: бентоніт – 5 %; КССБ – 2,5 %; КМЦ – 0,35 %; CaCl_2 – 0,3 %; ПЕГ-400 – 2,5 %.

Оскільки отримані параметри МЕПР відповідають встановленим вимогам, то для подальших досліджень як базову прийнято рецептуру досліду № 17.

Параметри МЕПР при цьому були: густина – 1060 кг/м³; умовна в'язкість – 60 с; статичне напруження зсуву за 1 і 10 хв – 45/70 дПа; показник фільтрації – 3,5 см³/30 хв; товщина фільтраційної кірки – 0,5 мм; водневий показник – 9,35.

Для обґрунтування мінімальної кількості експериментів для кожного співвідношення факторів, при якій будуть отримані достовірні результати, нами використано відомі методи математичної статистики, які передбачають відбракування даних з грубими похибками [98-100].

Необхідну кількість експериментів визначають за формулою (3.4):

$$N = \frac{t_z^2 \cdot \sigma^2}{\xi^2}, \quad (3.4)$$

де N - необхідна кількість експериментів;

σ - середньоквадратичне відхилення;

ξ_z - гранична похибка даних експерименту;

t_z - значення критерію Стюдента, яке визначається з таблиці [99] при заданій ймовірності.

Таким чином, при ймовірності $z = 0,9$ $t_z = 1,92$ [99]. За формулою 3.4 обчислюємо мінімальну кількість експериментів N , за результатами яких визначаємо оптимальну рецептуру промивальної рідини з ймовірністю $z = 0,9$, відхиленням $\sigma = 0,1$ і граничною похибкою $\xi_z = 0,09$ (9 %).

$$N = \frac{1,92^2 \cdot 0,1^2}{0,09^2} = 5.$$

Отже, для встановлення оптимальної рецептури промивальної рідини необхідно повторити кожен експеримент не менше 5 разів, що було прийнято за основу під час дослідження.

3.2 Дослідження технологічних властивостей МЕПР

Компонентний склад бурових промивальних рідин повинен відповідати усім особливостям розкриття пластів. При цьому в межах однієї системи реагенти повинні доповнювати один одного і взаємно підсилювати ефект стабілізуючої дії та покращення технологічних властивостей промивальних рідин [104].

Як було показано в розділі 1, проблему забезпечення стійкості глинистих порід і аргілітів під час буріння з одночасним збереженням фільтраційних властивостей порід-колекторів можна вирішити шляхом посилення інгібуючих властивостей БПР. Здебільшого як ефективний інгібітор використовують хлорид калію, дія якого полягає в заміні на породі іонів натрію на іони калію. 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. Тим самим створюються умови для посилення зв'язаності глинистих часток, запобігання налипанню шламу на елементах бурильної колони, зменшення ймовірності прихоплення бурильного інструмента внаслідок адгезійної взаємодії, збереження колекторських властивостей продуктивної зони. Перем'ятість, тріщинуватість, площинність нашарування порід сприяють проникненню фільтрату промивальної рідини до масиву породи.

Слід зазначити, що за такої схеми інгібування не повною мірою досягається обмеження гідратації порід і запобігання їх осипанню при бурінні. Вплив на зміну природи гідратних шарів, взаємодію часток глинистих порід та збереження їх міцності визначають експериментально шляхом пошуку оптимальної концентрації солей-інгібіторів для конкретних геологічних умов і конкретної системи БПР.

Дослідження порівняльного оцінювання впливу різних за природою солей (KCl , $CaCl_2$, NH_4Cl , NH_4NO_3 , $(NH_4)_2CO_3$, KNO_3) на приріст об'єму дисперсоїдів (глинопошків, подрібненої гірської породи) виконано за класичною схемою [80]. Встановлено, що збільшення концентрації солей у більшості випадків супроводжується зменшенням показника коефіцієнта набухання і неістотно позначається на показникові об'єму набухання (розділ 2, табл. 2.2).

Якщо у складі БПР достатньо концентрації полівалентних катіонів, передовсім двовалентних катіонів кальцію, то вони запобігатимуть диспергуванню породи, частинки якої будуть залишатися в агрегованому стані.

Джерелом катіонів кальцію у відомих системах БПР, які застосовують у бурінні, є вапно (вапняні бурові розчини), гіпс (гіпсові бурові розчини), хлористий кальцій (висококальцієві бурові розчини). Інгредієнти цих систем визначають варіанти їх модифікацій (наприклад, лігносульфонатні вапняні бурові розчини, вапняно-гуматні бурові розчини, вапняно-біополімерні бурові розчини, вапняні бурові розчини на основі синергетичних композицій та інші).

Для створення високоінгібованих промивальних рідин доцільне спільне застосування неорганічних і органічних інгібіторів, створення подвійноінгібованих систем. Адсорбційно-активні органічні сполуки (органічні солі, іономолекулярні ПАР, багатоатомні спирти, етери та ін.) здатні спричиняти часткову або повну гідрофобізацію поверхні гірських порід [94]. Спільне використання неорганічних і органічних інгібіторів створює передумови для посилення ефектів інгібування і стабілізації структурних характеристик бурових промивальних рідин. Адсорбція органічних інгібіторів, зокрема ПЕГ-400, зумовлює зменшення абсолютної величини заряду поверхонь породи та часток дисперсної фази, а посилення їх адсорбції призводить до підвищення інгібуючих властивостей промивальної рідини, стабілізацію її структурно-реологічних властивостей [106].

З переліку застосовуваних бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів обґрунтовано перевагу надають малоглинистим емульсійним промивальним рідинам [94]. Під час розроблення рецептур останніх необхідно враховувати вплив кожного з інгредієнтів на зміну активності дії використовуваного інгібітора. При цьому враховують ефекти синергізму, сенсibiliзації за оптимального співвідношення інгредієнтів системи. Традиційно до складу таких систем входять: глинопопорошок, лігносульфонатні реагенти (КССБ, КЛМ-СТ, РВС, Polithin), целюлозні реагенти (КМЦ, ПАЦ, КМК), біополімерні полісахариди (реагенти ксантанового ряду), ПАР (жиринокс, савенол), неорганічні інгібітори (KCl, CaCl₂ та ін.), органічні інгібітори (ПЕГ-400, Vasodrill, асфасол, солтекс), вуглеводневі сполуки (нафта, наф-

топродукти, ріпакова, рицинова та соняшникова оливи, біодизель) та мастильні домішки (СБР, лабрикол, LC Lube, LC Lube Fine та ін.).

У даному разі завдання пошукових досліджень полягало у необхідності керованого регулювання реологічних та фільтраційних властивостей за умови обмеження (зменшення) концентрації глинистої фази як структуроутворюючого агента. Обмеження концентрації глинистої складової вирішують, використовуючи:

- полімерні реагенти-структуроутворювачі;
- вуглеводневі сполуки і емульгатори для створення додаткової дисперсної фази;
- стимулювання ефекту гідрофобних взаємодій для одержання структурованих систем завдяки використанню адсорбційно-активних вуглеводневих сполук.

Перший напрям найбільш витратний, оскільки водорозчинні полімери, переважно гідролізовані, з одного боку сприяють диспергуванню і частковому переходу вибуреної породи до складу рідини, а з другого – активно адсорбуючись на твердій фазі виводять її із системи при циркуляції на стадії очищення рідини віброситом, гідроциклоном, центрифугою. Це потребує додаткового введення полімерного реагенту для підтримання заданих технологічних параметрів.

З метою підвищення ефективності інгібованих розчинів вдаються до їх оброблення реагентами гідрофобізуючої дії. Цей напрям викликає наукове і практичне зацікавлення.

Саме тому вітчизняні фахівці [75, 86] вважають за доцільне створення систем малоглинистих промивальних рідин за другим і третім напрямом.

Механізм позитивної дії гідрофобізуючих домішок полягає в наступному. Адсорбуючись і закріплюючись на вільних гідрофільних частинках глинистих порід, гідрофобні компоненти створюють водовідштовхуючий екран, який запобігає їх зволоженню.

До певної міри гідрофобізуючою домішкою у промивальній рідині можна вважати асфальто-смолисту нафту, однак її ефективність є недостатньо високою [77].

Більш ефективними є дифільні поверхнево-активні сполуки. Результати виконаних нами досліджень підтверджують ефективність застосування синтетичних ПАР з підвищеною гідрофобізуючою дією, наприклад, жиринокс-С, пропінол Б-400,

неонол В 1020-12. Ефект доповнюють сульфовані асфальто-бітумні реагенти. Використанню гідрофобізуючих домішок повинно передувати досягнення максимальної гідратації глинистої фази промивальної рідини.

Для приготування суспензії бентонітового глинопорошку додатково використовували кальциновану соду в кількості 0,2 – 0,3 % [104].

Критеріями якісної оцінки характеристик глинистої суспензії і вибору оптимальної концентрації глинопорошку при виконанні досліджень відповідно до [94] нами були використані значення реологічних параметрів і показника фільтрації. Як бачимо з табл. 3.8, необхідна ступінь структурованості суспензії досягається вже при концентрації 4 % глинопорошку, яка збільшується із підвищенням його концентрації. Оптимальною ж слід вважати бентонітову суспензію 5 %-ої концентрації, для якої коефіцієнт коагуляційного структуроутворення K_c (τ_0/η) становить 1,9 (табл. 3.8, аналіз 4), а подальше збільшення добавки бентоніту призводить до інтенсивного підвищення в'язкісних характеристик.

Шляхом визначення динаміки набухання глинопорошку встановлено, що повноти процесу досягають через 2,5 – 3 доби [104].

Таблиця 3.8 – Параметри глинистих суспензій різної концентрації

Номер досліджуваної рідини	Досліджувана рідина	Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м ³	СНЗ _{1/10} , дПа	Пласт. в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	K_c
1	Глиниста суспензія 2 %-ї конц.	16	1020	0/0	3	–	–
2	Глиниста суспензія 3 %-ї конц.	20	1030	4/17	6	–	–
3	Глиниста суспензія 4 %-ї конц.	24	1040	13/33	7	3	0,4
4	Глиниста суспензія 5 %-ї конц.	52	1050	28/70	18	35	1,9
5	Глиниста суспензія 6 %-ї конц.	84	1060	96/132	19	35	4,5
6	Глиниста суспензія 7 %-ї конц.	капає	1060	187/197	20	130	6,5

Ахмадєєв Р.Г. і Данюшевський В.С. розглядають такі стадії процесу: подрібнення дисперсної фази; змочування дисперсійним середовищем окремих агрегатів дисперсної фази, що супроводжується зниженням міжфазного натягу на межі розділу фаз; дезагрегація (пептизація) агрегатів, які зв'язані міжмолекулярними силами частин; перемішування системи з метою рівномірного розподілу диспергованих частинок в об'ємі рідини і запобігання їх агрегації [103].

При змочуванні частинок дисперсної фази дисперсійним середовищем проходить сольватація поверхні, а в разі подальшої адсорбції молекул води – гідратація.

Міцнозв'язана адсорбована вода добре утримується дисперсними частинками і за характеристиками має більшу густину ($1200 - 1800 \text{ кг/м}^3$ проти 1000 кг/м^3) і меншу діелектричну проникність ($2,0 - 2,2 \text{ Ф/м}$ проти 81 Ф/м) порівняно з водою дисперсійного середовища.

Тому, розчинююча здатність зв'язаної води менша [106]. Це значить, що дисперсійне середовище з розчиненими і диспергованими в ньому речовинами практично не впливає на стан зв'язаної глинистими частинками води.

Додавання домішок гідрофобізуючої дії до приготовленої таким чином глинистої суспензії супроводжується зменшенням вільної поверхневої енергії завдяки їх частковій адсорбції на поверхні глинистих частинок і прояву ефекту гідрофобної взаємодії між ними.

Частина гідрофобізуючих домішок залишається у водному середовищі суспензії і сприяє підвищенню гідрофобізуючих властивостей фільтрату промивальної рідини, одержаної на основі цієї суспензії.

Раніше дослідженнями Кошельова В.Н., Растегаєва Б.А. [105] встановлено, що гідрофобізуючі домішки, передусім ПАР, зменшують негативний вплив гідрофільних фільтратів бурових промивальних рідин на водяній основі, сприяючи гідрофобізації порового простору порід-колекторів та, відповідно, капілярному припливові нафти до вибою свердловини.

Нами встановлено, що обробка глинистої суспензії ПАР з гідрофільно-гідрофобним балансом, тенденційно скерованим до збільшення гідрофобності (наприклад, жириноксу), сприяє емульгуванню вуглеводневої фази. Із збільшенням

вмісту жириноксу спостерігається тенденція до підвищення значень структурно-реологічних показників (табл. 3.9), що може свідчити про проявлення гідрофобних взаємодій у дисперсії із збереженням коагуляційного характеру структурування.

Як видно із табл. 3.9, додавання жириноксу від 0,2 до 0,5 % сприяє незначному посиленню псевдопластичних властивостей рідини: зменшенню значень показника нелінійності (неньютонівської поведінки) від 0,43 до 0,34. Однак, при цьому значення показників пластичної в'язкості, граничного динамічного напруження зсуву, коефіцієнта коагуляційного структуроутворення, коефіцієнта пластичності залишаються стабільними (табл. 3.9, аналізи 1-4). Також експериментально встановлено, що збільшення концентрації жириноксу більше 0,2 % суттєво не впливає на характеристики попередньо гідратованої суспензії.

Таблиця 3.9 – Вплив вмісту жириноксу на структурно-реологічні показники глинистої суспензії

Номер аналізу	Досліджувана рідина	Показники ^{*)}					
		пласт. в'язкість η , мПа·с	динамічне напруження зсуву τ_0 , дПа	коэф. коагуляційного структуроутворення K_c , с ⁻¹	показник нелінійності, n	коэф. консистентності, K	коэф. пластичності, m
1	Глиниста суспензія 5 %-ї концентрації	10,5	52,5	5	0,43	0,8	471
2	№1 + 0,2 % жириноксу-С	11,6	75,8	6,5	0,37	1,5	600
3	№1 + 0,3 % жириноксу-С	11,9	76,5	6,4	0,37	1,5	588
4	№1 + 0,5 % жириноксу-С	11,3	78	6,9	0,34	1,8	600

^{*)} Вимірювання реологічних показників проведено на віскозиметрі ВСН-3

Результати досліджень впливу температури на реологічні характеристики МЕПР (табл. 3.10) свідчать, що з підвищенням температури від 20 до 80 °С спостерігається тенденція до збільшення значень показника коефіцієнта коагуляційного структуроутворення (τ_0/η).

Дослідження після наступного етапу реалізації технології одержання МЕПР, який пов'язаний з додаванням вуглеводневої фази (нафти від 5 до 15 %), підтверджують ефективне емульгування нафтової фази, про що свідчить збереження значень коефіцієнта коагуляційного структуроутворення $K_c > 1$, відсутність ознак відшарування нафтової фази і, як наслідок, стабільність реологічних показників.

Таблиця 3.10 – Вплив температури на структурно-реологічні показники глинистої суспензії, обробленої жириноксом

Номер аналізу	Досліджувана рідина	Температура, °С	Показники *)		
			пласт. в'язкість η , мПа·с	динамічне напруження зсуву τ_0 , дПа	коэф. коагуляційного структуроутворення K_c , с ⁻¹
1	Глиниста суспензія 5 %-ї концентрації + 0,2 % жириноксу	20	12	76	6,3
		40	11	77	7,0
		60	11	88	8,0
		80	8	106	13,5
2	Глиниста суспензія 5 %-ї концентрації + 0,5 % жириноксу	20	10	86	8,6
		40	10	92	9,2
		60	8	98	11,2
		80	5	116	23,2

*) Вимірювання реологічних показників проведено на віскозиметрі OFITE-800

Характерно, що подальше додавання до МЕПР гідрофільного реагенту-стабілізатора (КССБ) сприяло збереженню ефекту структуроутворення та псевдопластичних властивостей системи (повною мірою завдяки тенденції переважання гідрофобних взаємодій).

Саме ці передумови регулювання колоїдно-хімічних властивостей рідини стали сприятливими для введення в систему неорганічного інгібітора (CaCl_2), що не спричиняло негативного впливу на реологічні і фільтраційні характеристики розробленої промивальної рідини. Як бачимо з результатів експериментальних досліджень, наведених у табл. 3.11, з додаванням хлористого кальцію і КССБ система зберігає структурну стабільність (коефіцієнт коагуляційного структуроутворення $K_c = 4,9-5,1$) і псевдопластичність за реологічною поведінкою (показник нелінійності $n = 0,42$).

Регулювання фільтраційних властивостей та підтримання стабільності базової МЕПР можливе за допомогою відомих реагентів КМЦ і КССБ.

Таблиця 3.11 – Вплив добавок КССБ та CaCl₂ на реологічні характеристики рідини

Номер аналізу	Досліджувана рідина	Показники *)				
		пласт. в'язкість η , мПа·с	динамічне напруження зсуву τ_0 , ∂ Па	коэф. коагуляційного структуроутворення K_c , с ⁻¹	показник нелінійності n	коэф. консистентності K
1	Глин.суспензія 5 %-ї конц. + 0,2 % жириноксу + 15 % нафти + 3 % КССБ	6,1	35,3	6,3	0,361	0,82
2	№1 + 2 % КССБ + 0,3 % CaCl ₂	6,6	32,3	4,9	0,42	0,52
3	№1 + 3 % КССБ + 0,3 % CaCl ₂	6,8	34,5	5,1	0,42	0,57

*) Вимірювання реологічних показників проведено на віскозиметрі ВСН-3

Як видно із табл. 3.12, збільшення вмісту КМЦ від 0,05 до 0,5 % суттєво не позначилося на в'язкісних і структурно-механічних властивостях МЕПР.

Таблиця 3.12 – Залежність технологічних властивостей МЕПР від вмісту КМЦ

Добавки КМЦ, %	Технологічні показники			
	умовна в'язкість, с	СНЗ _{1/10} , ∂ Па	показник фільтрації, см ³ /30хв	КТК
0,05	50	26/76	5,5	0,04
0,1	52	24/72	5,0	0,048
0,3	60	24/63	4,5	0,06
0,5	66	19/54	4,5	0,06

Результати дослідження впливу КССБ як реагенту-стабілізатора гідрофілізуючої дії в кількості від 0,5 до 3 % в розрахунку на суху речовину наведено в табл. 3.13.

З даних табл. 3.13 видно, що зі збільшенням концентрації КССБ у МЕПР від 0,5 до 3 % умовна в'язкість знизилася з 96 до 56 с, при цьому показник фільтрації зменшився з 6 до 5 см³/30хв, а товщина фільтраційної кірки і коефіцієнт тертя кірки залишилися без змін. Реологічні характеристики МЕПР із збільшенням вмісту КССБ практично не змінюються. Коефіцієнти консистентності і пластичності при

Таблиця 3.13 – Залежність властивостей МЕПР від вмісту КССБ

Номер аналізу	Добавка	Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м ³	СНЗ _{1/10хв} , дПа	Показник фільтрації за 30хв, см ³	рН	Коефіцієнт нелінійності	Коефіцієнт консистентності	Коефіцієнт пластичності	Товщина фільтруючої кірки, мм	КТК
1	МЕПР ^{*)} без КССБ	96	1050	45/100	6	9,57	0,57	0,59	267	1	0,0437
2	№1+ КССБ 0,5 %	86	1050	64/131	5	9,48	0,57	0,57	258	0,5	0,0437
3	№1+ КССБ 1,0 %	78	1050	44/99	5	9,27	0,6	0,46	233	0,5	0,048
4	№1+ КССБ 1,5 %	60	1050	31/79	5	9,17	0,56	0,55	275	0,5	0,0437
5	№1+ КССБ 2,0 %	70	1050	26/62	4,5	9,4	0,63	0,34	200	0,5	0,0437
6	№1+ КССБ 3,0 %	56	1050	39/86	4,5	9,33	0,63	0,31	200	0,5	0,048
*) Склад МЕПР: 5 % бент. сусп. + 0,3 % КМЦ + 0,3 % СаСl ₂ + 0,3 % жиринокс + 5 % нафти + 0,1 % NaOH + 2 % ПЕГ-400 + 2 % асфасол											

збільшенні вмісту КССБ з 0,5 до 3 % при постійному вмісті КМЦ (0,3 %) знижуються, відповідно, від 0,59 до 0,31 та від 267 до 200. Коефіцієнти нелінійності та тертя кірки практично не змінюються.

Щодо підтвердження оптимальних концентрацій реагентів-стабілізаторів КССБ і КМЦ слід зауважити, що на етапі приготування МЕПР їх оптимальна концентрація складає 0,5 – 2,0 % і 0,3 – 0,5 % відповідно.

Результати проведених досліджень на глиноємність (так звана "проба на бентоніт") і на солестійкість до впливу солей полівалентних металів (Ca^{++}), що наведено в табл. 3.14, підтверджують високі інгібуючі властивості та солестійкість МЕПР.

Таблиця 3.14 – Результати випробувань МЕПР на глиноємність і солестійкість

Досліджувана рідина	Показник фільтрації за 30 хв, см^3	Товщина фільтраційної кірки, мм	КТК	Пластична в'язкість, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	Динамічне напруження зсуву, дПа
Вихідна МЕПР ^{*)}	4	0,5	0,039	17	68
"проба на бентоніт"					
вихідна + 1 % бентоніту	5	0,5	0,039	18	71
вихідна + 2 % бентоніту	5	1,0	0,048	20	78
вихідна + 5 % бентоніту	5,5	1,5	0,052	24	92
випробування на солестійкість щодо агресивної дії полівалентних іонів					
вихідна + 0,2 % CaCl_2	4,5	0,5	0,039	17	76
вихідна + 0,4 % CaCl_2	4,5	0,5	0,048	17	84
вихідна + 0,6 % CaCl_2	4,5	0,5	0,048	18	96
*) Склад МЕПР: 5% бентонітова суспензія + 0,3 % КМЦ + 2 % КССБ + 0,3 % CaCl_2 + 0,3 % жириноксу + 0,1% NaOH + 2 % ПЕГ-400 + 5 % вуглеводневої фази + 0,1 % NaOH					

Для забезпечення високих інгібуючих властивостей МЕПР, покращення технологічних параметрів, фільтраційних показників, реологічних характеристик і масти-

льних властивостей промивальних рідин на основі виконаних нами досліджень прийнято таку рецептуру базової промивальної рідини: глиниста суспензія 5 %-ї концентрації + 0,3 % КМЦ + 2 % КССБ МТ + 0,3 % CaCl_2 + 0,3 % жириноксу + 0,1% NaOH + 2 % ПЕГ-400 + 5 % вуглеводневої фази.

В табл. 3.15 наведено результати експериментальних досліджень властивостей базової МЕПР до і після термостатування.

Таблиця 3.15 – Характеристика базової МЕПР до і після термостатування

Показник МЕПР	Густина, $\text{кг}/\text{м}^3$	Умовна в'язкість, с	$\text{СНЗ}_{1/10 \text{ хв}}$, дПа	Показник фільтрації, $\text{см}^3/30 \text{ хв}$	Товщина фільтрац. кірки, мм	pH	Пласт. в'язкість, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	ДНЗ, дПа	Коеф. тертя кірки
до термостатування	1050	40	33/51	4,0	0,5	9,4	15	51	0,0393
після термостатування при $t=80\text{ }^\circ\text{C}$ протягом 7 год	1045	36	32/49,9	5,0	0,5	9,0	11	32	0,048

За результатами термостатування МЕПР при температурі $80\text{ }^\circ\text{C}$ впродовж 7 год виявлено, що її властивості практично не змінилися, а температурний діапазон застосування розширюється.

3.3 Дослідження впливу МЕПР на проникність порід-колекторів

Дослідження виконували на кернавому матеріалі із вмістом залишкової води солевого складу, наближеного до характеристик пластової води Старо-Самбірського

родовища, з допомогою стандартної установки для дослідження проникності кернів УДПК-1М.

Для цього природний керн попередньо екстрагували спирто-бензольною сумішшю і висушували, після чого керн зважували і під вакуумом насичували пластовою водою до повного насичення. Насичений керн витримували в ексикаторі з хлоридом кальцію, і періодично контрольним зважуванням керна визначали завершення осушення.

Розрахунок ваги пластової води проводили за формулою:

$$P_p = \frac{V_n \cdot \rho_e \cdot S_b}{100}, \quad (3.5)$$

де P_p – вага пластової рідини, якою заповнювали поровий простір керна, г;

V_n – об'єм порового простору, см^3 ;

ρ_e – густина води, г/см^3 ;

S_b – кількість залишкової води, %.

При виконанні досліджень використовували пластову воду з продуктивних горизонтів Старо-Самбірського родовища компонентного складу (мг-екв): Ca^{++} – 2,19; Mg^{++} – 0,67; Na^+ – 46,8; Cl^- – 44,4; SO_4^{--} – 2,86.

Як вуглеводневу фазу використовували модель нафти (суміш трансформаторного масла і гасу) з в'язкістю 0,025 мПа·с, що відповідає середній в'язкості нафти на родовищі.

Вибір керна і умов проведення експерименту здійснювали з урахуванням реальних умов свердловини [59, 108].

Загальноприйнятим критерієм оцінки впливу промивальної рідини на відновлення нафтопроникності продуктивних порід-колекторів приймали відношення нафтопроникності до (K_0) і після (K_1) прокачування досліджуваної промивальної рідини через керн, що оцінюється коефіцієнтом відновлення проникності (β) [107].

Динаміку ж фільтрації визначали шляхом встановлення залежності об'єму відфільтрованого через керн фільтрату в часі, тобто швидкості фільтрації промивальної рідини і її фільтрату в пласт.

Зворотна фільтрація, що моделює процес витіснення з керна вуглеводневим пластовим флюїдом фільтрату промивальної рідини, додатково характеризує особливості впливу промивальної рідини на перебіг освоєння свердловини.

Тим самим, беручи до уваги компонентний склад БПР, можна розглядати і певною мірою прогнозувати характер формування зовнішньої і внутрішньої фільтраційної кірки.

У суспензійно-емульсійних промивальних рідинах, до яких належить МЕПР, структуруючими є не тільки глиниста, але й вуглеводнева фаза, диспергування і емульгування якої забезпечує навіть за невеликим вмістом глинистої фази досягнення необхідних структурно-реологічних характеристик. А тому у формуванні антифільтраційної кірки, екрануючого бар'єру проникнення промивальної рідини і її фільтрату у пласт, беруть участь всі компоненти рідини.

У складі розробленої нами базової системи МЕПР регулювання характеру її фільтрації через kern здійснювали із застосуванням органічних інгібіторів: поліетиленгліколів (ПЕГ) і органоколоїдних домішок типу асфасол (модифікацій сульфованих бітумних реагентів).

Для досліджень вибрано керни з характеристиками, типовими для родовищ БНПР (табл. 3.16).

Таблиця 3.16 – Характеристика досліджуваних кернів

Номер аналізу	Досліджувана рідина	Діаметр, см	Довжина, см	Абсолютна проникність, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	Пористість, %	Проникність по рідині, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$
1	МЕПР №1	2,71	5,12	25,3	15,1	9,6
2	№1 + 2 % ПЕГ-400	2,71	6,1	25,3	15,1	9,0
3	№2 + 2 % асфасол	2,68	5,8	18	15,6	9,5

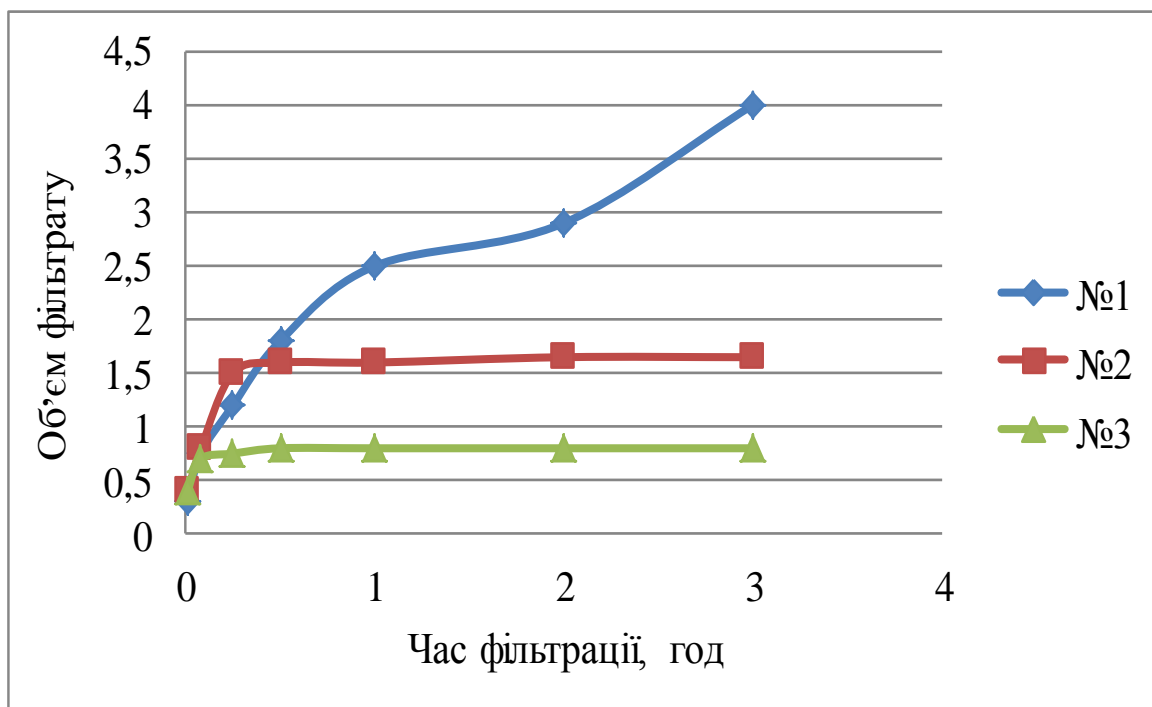
Базовий склад МЕПР (№1): бентоніт 5 % + 0,3 % КМЦ + 2 % КССБ + 0,3 % CaCl_2 + 0,3 % жиринокс + 0,1 % NaOH .

Дослідження проводили за наступних умов:

- тиск гідравлічного обтискування керна 10 МПа;
- температура робочої зони 70 °С;

– перепад робочого тиску на керні – 1 МПа.

Як бачимо з рис. 3.3, добавки органічних інгібіторів ПЕГ-400 і асфасолу сприяли зменшенню проникнення об'ємів фільтрату МЕРП (за рівні проміжки часу протягом 3 год) від 4 см^3 до $1,6 \text{ см}^3$ – у разі додавання ПЕГ-400, та від 4 см^3 до $0,8 \text{ см}^3$ – за сумісного додавання ПЕГ-400 та органоколоїду.



№ 1 – базовий склад МЕРП; № 2 – №1 + 2 % ПЕГ-400; № 3 – №2 + 2 % асфасолу

Рисунок 3.3 – Вплив домішок ПЕГ-400 та асфасолу на фільтрацію МЕРП через керн

В подальшому проводили дослідження коефіцієнтів відновлення проникності кернів (β) базової МЕРП до і після додавання органічних інгібіторів ПЕГ-400 і асфасолу. З табл. 3.17 видно, що при використанні базового складу МЕРП з вмістом хлориду кальцію як неорганічного інгібітора в умовах проведення експерименту отримано коефіцієнт відновлення проникності ($\beta=0,94$).

Екрануюча дія від додавання органічних інгібіторів (2 % ПЕГ-400 і 2 % асфасолу) призвела до незначного зменшення показників коефіцієнта відновлення проникності, що в даному разі слід розцінювати позитивно, оскільки обмеження об'ємів відфільтрованої промивальної рідини (фільтрату) в пласт завдяки

дії тимчасово блокуючих агентів і сприяє збереженню фільтраційних властивостей порід-колекторів.

Таблиця 3.17 – Результати визначення коефіцієнтів відновлення проникності МЕР

Номер аналізу	Досліджувана рідина	Умови аналізу					Показники відновлення проникності				
		Р _{гидр.обт.} , МПа	t, °C	ΔР _{роб.} , МПа	час, год	об'єм фільтрату, см ³	відновлення			обробка HCl	
							кількість порових об'ємів	β	час, хв	кількість порових об'ємів	β
1	МЕР (базовий № 1)	10	70	1,5	3	4,2	27,5	0,94	–	–	–
2	№ 1 + 2 % ПЕГ-400	10	70	1,5	3	4,45	15	0,53	45	30	0,875
3	№ 2 + 2 % асфасолу	10	70	1,3	3	2,9	20	0,84	–	–	–

Висновки до розділу 3

1. Виконано аналіз ефективності промивальних рідин, що застосовуються для первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Прикарпаття, за результатами якого визначено шляхи удосконалення складу і властивостей малоглинистої емульсійної промивальної рідини.

2. Розроблено базову рецептуру малоглинистої промивальної рідини для розкриття продуктивних пластів під час буріння свердловин на родовищах Бориславського НПР із спільним використанням неорганічних і органічних інгібіторів.

3. Досліджено вплив інгредієнтів МЕР на її технологічні властивості, в тому числі за зміни термобаричних умов.

4. За результатами досліджень з відновлення проникності кернів встановлено, що тимчасова блокуюча дія органічних інгібіторів (ПЕГ-400, асфасол) сприяє збереженню фільтраційних властивостей порід-колекторів.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБЛЕННЯ МАЛОГЛИНИСТОЇ ЕМУЛЬСІЙНОЇ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ З ВИКОРИСТАННЯМ СИНТЕТИЧНИХ ВУГЛЕВОДНІВ РОСЛИННОГО ПОХОДЖЕННЯ

4.1 Дослідження технологічних властивостей малоглинистої емульсійної промивальної рідини з вмістом різної за природою вуглеводневої фази

На сучасному етапі розроблення нових прогресивних технологій спорудження свердловин особливу увагу акцентують на екологічній безпеці застосування технологічних, насамперед, промивальних рідин. З цих міркувань пошук альтернатив використанню нафти, як вуглеводневої фази промивальних рідин, набуває щораз більшої актуальності.

Відомо, що якість емульсійних промивальних рідин безпосередньо залежить від властивостей нафти, що використовується як дисперсійне середовище або як дисперсна фаза [109, 110]. Щодо розроблення методик дослідження умов створення і стабілізації емульсій з використанням вуглеводневих сполук як дисперсної фази в емульсіях на водній основі значний внесок належить Кістеру Є.Г. [111]. Стабільність гідрофільних емульсій визначають за часом існування глобул вуглеводневої фази та їх відділення у стані спокою. Кістером Є.Г. встановлено, що кількість нафтових глобул у розмірі 10 – 100 мкм становить більше 90 %. Зменшення дисперсності глобул вуглеводневої фази забезпечує покращення мастильних і фільтраційних властивостей, зменшення міжфазного натягу, підвищення стабільності емульсій. При цьому суттєва роль належить також реагентам-емульгаторам і глинистій фазі. Емульсійні системи за характером структурування з участю глинистої фази називають суспензійно-емульсійними.

Роль хімічних реагентів, інгредієнтів системи, допоміжна. Вони підсилюють диспергування та емульгування вуглеводневої фази, утворення гідратних оболонок довкола глобул вуглеводневої фази, сприяють підвищенню стабільності емульсії.

Враховуючи вимоги до промивальних рідин щодо застосування в рекреаційних

зонах, як альтернативних нафті нами випробувано можливість застосування продуктів рослинного походження, зокрема оливи рицинової, а також продуктів виробництва соняшникової оливи.

Властивості олив рослинного походження визначають, передусім, склад і вміст жирних кислот. Зазвичай, це насичені і ненасичені (з одним, двома, трьома подвійними зв'язками) одноосновні жирні кислоти із нерозгалуженими ланцюгами. Залежно від вмісту ненасичених жирних кислот змінюється консистенція і температура застигання.

Переваги вуглеводневих сполук рослинного походження порівняно із нафтою полягають у тому, що вони характеризуються більш стабільними значеннями фізико-хімічних характеристик.

Як видно з табл. 4.1, оливи рослинного походження більшою мірою різняться між собою значенням йодного числа, тобто кількістю ненасичених сполук.

Таблиця 4.1 – Характеристики рослинних олив

Олива	Густина при 15 °С, кг/м ³	Коефіцієнт рефракції при 20 °С	Число омилення	Йодне число
Ріпакова	917 – 918	1,48	171 – 180	95 – 103
Рицинова	950 – 974	1,46	176 – 187	81 – 90
Соняшникова	920 – 927	1,47	185 – 194	119 – 144

Йодне число (як і бромне число) характеризує вміст ненасичених сполук у аналізованій речовині і рівне масі йоду (г), що приєднується до 100 г даної речовини.

Хімічні властивості рослинних олив пов'язані з реакційною здатністю тригліцеридів, які здатні розкладатися з утворенням гліцерину і жирних кислот, особливо при підвищених температурах і тисках. Тригліцериди омилюються лугами.

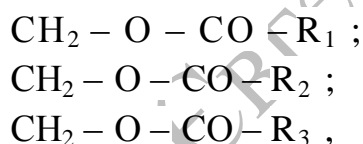
За оцінкою американського нафтового інституту (American Petroleum Institute - API) ці сполуки відповідають стандартам вимог для їх випуску і застосування. У світовій практиці відомі розробки технологічних рідин з використанням рицинової і

ріпакової олив. Так, компанія "Baroid" (США) у співавторстві з компанією "Henkel KGaA" (Німеччина) практикували використання системи рідин із назвою "Petrofee", подібні системи пропонує компанія "British Petroleum Development" (Великобританія), певні елементи новизни з досвіду застосування рицинової оливи внесено ВАТ "Бурение" (РФ).

Рицинова олива належить до продуктів біологічно і екологічно безпечних. В її складі переважає вміст складних ефірів жирних кислот (R-O-R), які забезпечують їх ефективність в аеробних і анаеробних умовах, що свідчить про їх сумісність з оточуючим середовищем. Рицинова і ріпакова оливи характеризуються антиоксидантними і антиспінюючими властивостями, вогнестійкістю і пожежобезпечністю.

Оливи рицинові вилучають із рослинної сировини, що на 95 – 97 % складається із тригліцеридів – органічних сполук складних ефірів гліцерину і жирних кислот. До складу олив можуть входити воски, фосфатиди, вільні жирні кислоти, ліпохроми, токофероли та інші речовини.

Загальна будова вказаних олив відповідає такій структурі:



де R - радикали жирних кислот.

В табл. 4.2 наведено результати наших досліджень властивостей МЕРП з концентраціями бентонітового глинопорошку від 2 до 7 % та з використанням однакової кількості (5 %) різних за природою вуглеводнів (нафта, рицинова олива, продукти виготовлення соняшникової оливи). Як бачимо, структурно-реологічні, фільтраційні і мастильні властивості МЕРП з різними вуглеводневими фазами за значеннями показників є співмірними. Із збільшенням вмісту бентоніту в глинистій суспензії, на базі якої отримували МЕРП, підвищуються значення структурно-реологічних параметрів.

Встановлено, що МЕРП (з альтернативними нафті вуглеводневими продуктами) вирізняються високим значенням коефіцієнта коагуляційного структуроутворення (τ/η). Зокрема, значення τ/η для 5 %-ї глинистої суспензії з рициновою оливою становить 3,3, а з нафтою і соняшниковою оливою – 2,6 та 1,6 відповідно.

Таблиця 4.2 – Властивості МЕРП з різними за походженням вуглеводнями

Номер досліджуваної рідини	Досліджувана рідина (МЕРП)		Показники							
	Глиниста фаза, %	Вуглеводнева фаза	Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м ³	СНЗ _{1/10} , дПа	Пластична в'язкість, мПа·с	Динамічне напруження зсуву, дПа	Показник фільтрації за 30 хв, см ³	Товщина фільтраційної кірки, мм	Коефіцієнт тертя кірки
1	2,0	нафта	24	1020	1/1	9	3	9	0,5	0,15
2	3,0	нафта	28	1030	1/36	12	13	9	0,5	0,07
3	4,0	нафта	40	1040	18/54	17	25	5,5	0,5	0,052
4	5,0	нафта	52	1040	28/70	18	49	5	0,5	0,048
5	7,0	нафта	116	1050	137/186	22	71	5,5	1	0,035
6	2,0	олива рицинова	28	1020	3/4	13	10	9	0,5	0,19
7	3,0	олива рицинова	34	1025	10/41	14	38	7,5	0,5	0,123
8	4,0	олива рицинова	44	1030	18/54	16	58	5,5	1	0,052
9	5,0	олива рицинова	46	1040	32/67	19	67	4,5	1	0,035
10	7,0	олива рицинова	156	1050	143/204	22	73	5,5	1	0,035
11	2,0	олива соняшникова	30	1020	1/5	13	6	8,5	0,5	0,136
12	3,0	олива соняшникова	36	1025	17/59	14	11	6	0,5	0,039
13	4,0	олива соняшникова	56	1040	47/104	16	23	5,5	0,5	0,035
14	5,0	олива соняшникова	72	1050	117/178	19	31	5,5	0,5	0,035
15	7,0	олива соняшникова	232	1060	184/234	21	49	4	1	0,035

Показник фільтрації МЕПР з рициною оливою найнижчий ($4,5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$), в той час як з нафтою і соняшниковою оливою цей показник становив $5,0$ і $5,5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ відповідно при однакових концентраціях компонентів.

Дослідження структурно-реологічних характеристик МЕПР з різною вуглеводневою фазою зі зміною температури (табл. 4.3) свідчать, що значення пластичної в'язкості промивальних рідин з 5 %-им вмістом нафти, рицинової та соняшникової оливи підвищуються із збільшенням вмісту глинистої фази в МЕПР, а з підвищенням температури знижуються, що є характерним для всіх типів псевдопластичних рідин. Показовим є те, що для МЕПР спостерігається тенденція до стабільності і/або підвищення значень динамічного напруження зсуву, що є свідченням збереження коагуляційних характеристик структуроутворення ($\tau/\eta > 1$) і проявлення псевдопластичних властивостей МЕПР. Зокрема за температури $80 \text{ }^\circ\text{C}$ коефіцієнт коагуляційного структуроутворення МЕПР з рициною оливою становив $9,6$, а з нафтою і соняшниковою оливою – $7,3$ та $6,0$ відповідно.

Як бачимо з результатів дослідження (табл. 4.3), МЕПР із вмістом рицинової оливи характеризується кращими антифільтраційними і структурно-реологічними властивостями. Виходячи з цього, подальші дослідження проведено з оптимізації рецептури МЕПР із вмістом рицинової оливи.

4.2 Дослідження властивостей малоглинистої емульсійної промивальної рідини з вмістом рицинової оливи

Особливими відмінностями від інших вуглеводнів рослинного походження вирізняється рицинова олива, яка належить до рідких невисихаючих олив.

Рицинова олива містить 3 – 9 % олеїнової кислоти, 3 – 5 % лінолевої кислоти і не менше 80 % рицинової кислоти. Це забезпечує їх підвищену кінематичну в'язкість (при $50 \text{ }^\circ\text{C} > 110 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$) і густину (при $15 \text{ }^\circ\text{C}$ – в межах 950 – 974 кг/м^3).

Таблиця 4.3 – Вплив температури на зміну реологічних показників МЕПР

Номер досліджуваної рідини (МЕПР)	Досліджувана рідина (МЕПР)		Показники при температурі, °С							
	глиниста фаза, %	вуглеводнева фаза	20		40		60		80	
			пласт. в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	пласт. в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	пласт. в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа	пласт. в'язкість, мПа·с	ДНЗ, дПа
1	2,0	нафта	9	3	8	19	6	23	2	24
2	3,0	нафта	12	13	10	24	8	29	3	32
3	4,0	нафта	17	25	13	28	10	32	7	38
4	5,0	нафта	18	49	16	58	11	67	10	73
5	7,0	нафта	22	71	19	86	13	92	12	96
6	2,0	рицинова олива	13	10	11	12	6	19	2	34
7	3,0	рицинова олива	14	38	12	43	7	48	6	59
8	4,0	рицинова олива	16	58	15	60	9	67	8	74
9	5,0	рицинова олива	19	67	18	75	12	82	9	86
10	7,0	рицинова олива	22	73	21	86	17	92	16	97
11	2,0	соняшникова олива	13	6	11	14	9	18	6	22
12	3,0	соняшникова олива	14	11	12	24	10	34	7	41
13	4,0	соняшникова олива	16	23	13	29	11	33	9	49
14	5,0	соняшникова олива	19	31	16	53	14	64	12	72
15	7,0	соняшникова олива	21	49	18	64	16	73	14	89

Рицинова олива як суміш складних ефірів і жирних кислот містить, головним чином, кислоти рициноолеїнову $C_{17}H_{32}(OH)COOH$ і діоксистеаринову $C_{17}H_{32}(OH)_2COOH$.

Важливою властивістю рицинової оливи є здатність змішуватися у будь-яких співвідношеннях з більшістю органічних розчинників (бензол, гексан, дихлоретан та ін), що пов'язано з її невисокою полярністю, вона добре розчиняється у спиртах. Діелектрична проникність рицинової оливи, порівняно з іншими oliвами рослинного походження, найвища і складає 4,7 (проти 3,0 – 3,2 для інших). До переваг рицинової оливи слід віднести вогнестійкість і пожежобезпечність, крім того вона володіє антиспінюючими і антиоксидантними властивостями.

Означені властивості рицинової оливи зумовили її вибір у розробленні екологічно безпечної емульсійної промивальної рідин. Таку МЕРП слід розглядати як пряму емульсію, в якій рицинова олива виконує роль вуглеводневої фази.

В основу розроблення рецептури такої МЕРП нами покладено наукові засади праць Клейтона, Абрамзона [112, 113].

Особливу увагу акцентовано на виборі ПАР-емульгаторів. Нами встановлено, що жиринокс виявився ефективним як у разі використання як вуглеводневої фази нафти, так і у разі використання рицинової оливи. Тому в подальшому удосконалювалися способи введення жириноксу в систему МЕРП.

Подальші дослідження зосереджено на вивченні технологічних властивостей промивальних рідин залежно від вмісту рицинової оливи (табл. 4.4). Як бачимо, вони відповідають вимогам до промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського НПП, які розташовані в рекреаційних зонах. Із збільшенням вмісту рицинової оливи від 1 до 10 % стабільність структурно-реологічних параметрів МЕРП зберігається. З додаванням до МЕРП рицинової оливи покращується її тиксотропність, коагуляційна стабільність, показник фільтрації, коефіцієнт тертя фільтраційної кірки та інші характеристики. Із збільшенням вмісту рицинової оливи умовна і пластична в'язкість, динамічне напруження зсуву знижуються, показник фільтрації знижується і за концентрації 5 % рицинової оливи найменший ($4,5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$), а за концентрацій 7 і 10 % дещо зростає ($5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$).

Таблиця 4.4 – Технологічні властивості МЕПР з рициновою оливою

Номер дослідження	Вміст рицинової оливи в МЕПР, %	Показники								
		умовна в'язкість, с	густина, кг/м ³	СНЗ _{1/10} , дПа	пластична в'язкість, мПа·с	динамічне напруження зсуву, дПа	показник фільтрація за 30 хв, см ³	товщина фільтраційної кірки, мм	коефіцієнт тертя кірки	коефіцієнт неоднорідності
1	базовий склад МЕПР	64	1050	113/133	15	126	8,0	плівка	0,045	0,6
2	№1+1 %	44	1050	72/83	16	50	7,0	1,0	0,035	0,38
3	№1+3 %	38	1045	58/71	17	57	5,5	1,0	0,035	0,4
4	№1+5 %	46	1040	32/67	19	67	4,5	1,0	0,035	0,41
5	№1+7 %	72	1030	60/76	19	72	5,0	1,0	0,032	0,42
6	№1+10 %	52	1020	76/82	20	78	5,0	1,0	0,032	0,43

Порівняльні дослідження структурно-реологічних характеристик базової МЕРП з вмістом як вуглеводневої фази нафти (5 %) і рицинової оливи (5 %) за програмою Reotest 2.1 показали, що зі зміною швидкості зсуву рідини зміна пластичної в'язкості і динамічного напруження зсуву для обох рідин практично однакова.

На рис. 4.1 зображено залежність пластичної в'язкості від швидкості зсуву, з якої можна зробити висновок, що промивальна рідина як з вмістом нафти, так і рицинової оливи, є неньютонівська і володіє псевдопластичною в'язкістю. При низькій швидкості зсуву показник пластичної в'язкості МЕРП з вмістом рицинової оливи на 30 % вищий порівняно з промивальною рідиною з вмістом нафти.

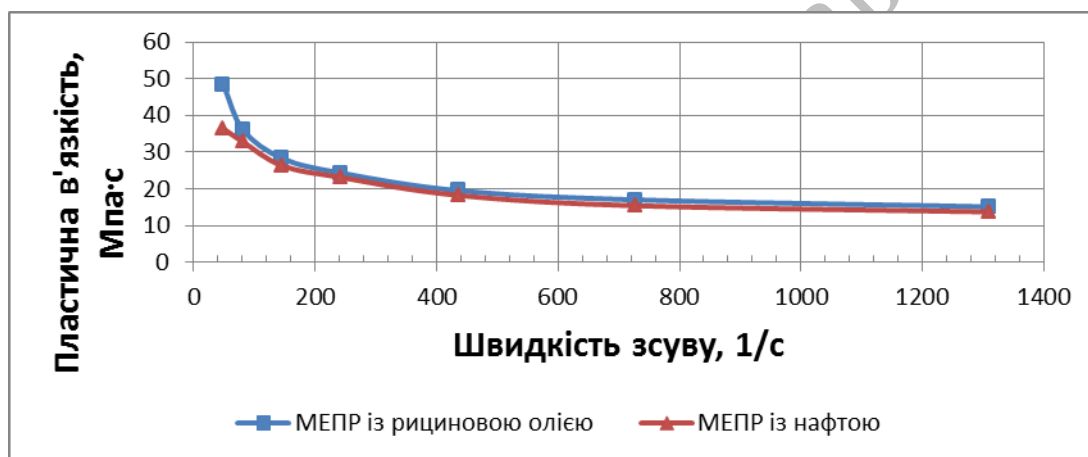


Рисунок 4.1 – Залежність пластичної в'язкості від швидкості зсуву

Підтвердженням псевдопластичності промивальної рідини є зміна динамічного напруження зсуву МЕРП залежно від швидкості зсуву (рис. 4.2).

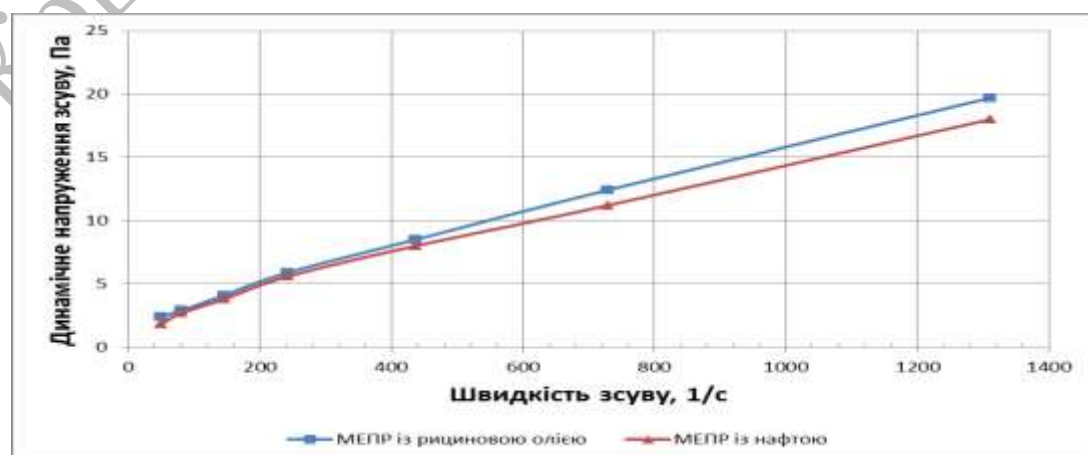


Рисунок 4.2 – Залежність динамічного напруження від швидкості зсуву

Композиція МЕПР із вмістом нафти має коефіцієнт консистенції 0,13 при коефіцієнті нелінійності 0,68, а з вмістом рицинової оливи – 0,17 і 0,65, відповідно.

Встановлено можливість ефективного регулювання фільтраційних властивостей МЕПР із вмістом рицинової оливи за допомогою реагентів-стабілізаторів КМЦ і КССБ. Зокрема дослідження проводили з додаванням від 0,05 до 0,7 % КМЦ до базового складу МЕПР (табл. 4.5). При збільшенні в МЕПР вмісту КМЦ спостерігається підвищення умовної в'язкості, реологічних показників, коефіцієнтів консистентності і пластичності, а також зниження показника фільтрації та коефіцієнта нелінійності. Мінімального значення показник фільтрації досягає $4,5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$ при додаванні 0,3 % КМЦ із забезпеченням задовільних структурно-реологічних показників та мастильних властивостей.

При додаванні КССБ в кількості від 0,5 до 3 % умовна в'язкість знижується у 1,5 рази, а структурно-реологічні показники змінюються не суттєво (табл. 4.6). Показник фільтрації зменшився з 6,0 до $4,5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$, а коефіцієнт нелінійності, товщина фільтраційної кірки і коефіцієнт тертя кірки практично не змінюються. Аналіз результатів показав, що найбільшою мірою властивості МЕПР відповідають вимогам первинного розкриття продуктивних пластів при додаванні 2 – 3 % КССБ.

Таблиця 4.5 – Вплив КМЦ на властивості МЕПР з рициновою оливою

Номер досліджуваної рідини	Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м ³	СНЗ _{1/10} , дПа	Пластична в'язкість, мПа·с	Динамічне напруження зсуву, дПа	Показник фільтрації за 30 хв, см ³	Товщина фільтраційної кірки, мм	Коефіцієнт тертя кірки	pH	Коефіцієнт нелінійності	Коефіцієнт конситентності	Коефіцієнт пластичності	
1	МЕПР ^{*)}	52	1050	24/70	17	20	7	1,0	0,052	9,28	0,76	0,11	106
2	№1+0,05% КМЦ	48	1050	26/75	16	23	5,5	0,5	0,052	9,16	0,68	0,17	162
3	№1+0,1% КМЦ	52	1050	24/76	16	25	5	0,5	0,048	9,14	0,65	0,15	144
4	№1+0,3% КМЦ	60	1050	33/77	22	48	4,5	0,5	0,048	9,14	0,60	0,38	214
5	№1+0,5% КМЦ	66	1050	34/83	25	53	4,5	0,5	0,039	9,13	0,50	0,42	212
6	№1+0,7% КМЦ	78	1050	39/88	28	67	4,5	0,5	0,039	9,12	0,48	0,56	233

^{*)} Склад МЕПР: 5 % -на гл. сусп. + (0,05 – 0,7)% КМЦ + 2 % КССБ + 0,3 % СаСl₂ + 0,3 % жиринокс + 5 % рицинова олива + 0,1 % NaOH + 2 % ПЕГ-400 + 2 % органоколоїд + 0,3 % піногасник

Таблиця 4.6 – Вплив КССБ на властивості МЕПР з рициновою оливою

Но- мер дос- ліду	Досліджувана рі- дина	Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м ³	СНЗ _{1/10} , дПа	Пластич- на в'язкість, мПа·с	Динаміч- не на- пружен- ня зсуву, дПа	Показник фільтрації за 30 хв, см ³	Товщина фільтра- ційної кірки, мм	Коефіці- єнт тертя кі- рки	рН	Коефіці- єнт не- лінійно- сті	Коефіці- єнт кон- сидент- ності	Коефіці- єнт пла- стичнос- ті
1	МЕПР ^{*)}	96	1050	65/100	23	63	6	1,0	0,0437	9,57	0,57	0,59	267
2	№1 + 0,5 % КССБ	86	1050	54/91	23	64	5	0,5	0,0437	9,48	0,57	0,57	258
3	№1 + 1,0 % КССБ	80	1040	44/79	23	53	5	0,5	0,0437	9,27	0,6	0,46	233
4	№1 + 2,0 % КССБ	60	1040	41/70	20	49	4,5	0,5	0,0437	9,17	0,56	0,55	275
5	№1 + 3,0 % КССБ	70	1030	36/62	20	42	4,5	0,5	0,0437	9,14	0,63	0,34	200
6	№1 + 5,0 % КССБ	56	1025	27/51	20	38	4,5	0,5	0,0437	9,11	0,63	0,31	200

^{*)} Склад МЕПР: 5 % -на гл. сусп. + 0,3 % КМЦ + (0,5 – 5,0)% КССБ + 0,3 % СаСl₂ + 0,3 % жиринокс + 5 % рицинова олива + 0,1 % NaOH + 2 % ПЕГ-400 + 2 % органоколід + 0,3 % піногасник

За результатами дослідження властивостей МЕРП при додаванні органічного інгібітора ПЕГ-400 (табл. 4.7) виявлено, що збільшення концентрації ПЕГ-400 від 1 до 7 % практично не впливає на структурно-реологічні та фільтраційні властивості промивальної рідини. В той же час, добавка вже 1 % ПЕГ призводить до зміни окремих параметрів МЕРП порівняно з параметрами у разі його відсутності. Так, наприклад, умовна в'язкість знижується з 98 до 84 с, динамічне напруження зсуву з 95 до 60 дПа, коефіцієнт консистентності з 1,7 до 0,64, відношення τ_0/η високе і дорівнює близько 3,0, що характеризує високу виносну здатність вибуреної породи рідиною.

Під час буріння свердловин виникає необхідність підвищення густини промивальної рідини. З метою оцінювання впливу обважнюючої добавки на технологічні параметри МЕРП проведено дослідження, результати яких наведено в табл. 4.8.

Для обважнення промивальних рідин під час первинного розкриття продуктивних пластів рекомендовано використовувати матеріали, які найменшою мірою призводять до кольматації порід-колекторів і забезпечують досягнення високого коефіцієнта відновлення їх проникності під час освоєння свердловини. До таких матеріалів належать карбонатні обважнювачі, зокрема крейда.

Під час досліджень вміст крейди в промивальній рідині змінювали від 5 до 50 %, що забезпечило зміну її густини від 1050 до 1310 кг/м³. Умовна в'язкість МЕРП із збільшенням вмісту крейди від 0 до 50 % знижується, відповідно, від 84 до 56 с, а величина статичного напруження зсуву – від 36/63 до 5/19 дПа. Знижується також і величина динамічного напруження зсуву з 65 до 36 дПа, в той же час величина пластичної в'язкості збільшується з 21 до 31 мПа·с. Показник фільтрації знизився з 4,5 до 3,5 см³/30 хв при товщині фільтраційної кірки 0,5 мм.

Після зберігання обважненої МЕРП у стані спокою протягом шести діб седиментації крейди не відбулося. В результаті термостатування МЕРП при температурі 80 °С протягом 7 год параметри промивальної рідини залишалися стабільними за незначного підвищення структурно-реологічних властивостей та показника фільтрації (з 3,5 до 4,0 см³/30 хв – табл. 4.8).

Таким чином, одержані результати дослідження з регулювання густини МЕРП з рициновою оливою підтвердили, що при використанні крейди параметри промивальної рідини відповідають необхідним вимогам, що ставляться до розкриття продуктивних пластів, і її можна використовувати при коефіцієнтах аномальності пластового тиску до 1,2÷1,25.

Таблиця 4.7 – Вплив ПЕГ-400 на властивості МЕПР з рициною оливою

Но- мер дос- ліду	Досліджувана рідина	Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м ³	СНЗ _{1/10} , δПа	Пластич- на в'язкість, мПа·с	Динамічне напружен- ня зсуву, δПа	Показник фільтрації за 30 хв, см ³	Товщина фільтра- ційної кірки, мм	Коефіці- єнт тертя кірки	рН	Коефіці- єнт не- лінійно- сті	Коефіці- єнт кон- сидент- ності	Коефіці- єнт пла- стичнос- ті
1	МЕПР ^{*)}	98	1050	74/74	18	95	5,5	0,5	0,0524	9,44	0,4	1,7	523
2	№1 +1 % ПЕГ- 400	84	1050	61/106	20	80	5	0,5	0,048	9,51	0,54	0,64	300
3	№1 +2 % ПЕГ- 400	78	1050	55/105	20	72	4,5	0,5	0,0437	9,44	0,55	0,62	289
4	№1 +3 % ПЕГ- 400	76	1050	51/92	21	66	4,5	0,5	0,0437	9,44	0,55	0,64	283
5	№1 +5 % ПЕГ- 400	74	1050	49/82	22	56	4,5	0,5	0,0437	9,37	0,53	0,48	241
6	№1 +7 % ПЕГ- 400	72	1050	48/76	22	50	4,5	0,5	0,0437	9,36	0,61	0,41	220

^{*)} Склад МЕПР: 5 % -на гл. сусп. + 0,3 % КМЦ + 2 % КССБ + 0,3 % СаСl₂ + 0,3 % жиринокс + 5 % рицинова олива + 0,1 % NaOH + 1-7 % ПЕГ-400 + 2 % органоколоїд

Таблиця 4.8 – Параметри МЕРП після обважнення крейдою

Но- мер дос- ліду	Досліджувана рідина	Умовна в'язкість, с	Густина, кг/м ³	СНЗ _{1/10} , δПа	Пластич- на в'язкість, мПа·с	Динамічне напружен- ня зсуву, δПа	Показ- ник фі- льтрації за 30 хв, см ³	Товщина фільтра- ційної кірки, мм	Коефіці- єнт тертя кі- рки	рН	Коефіці- єнт не- лінійно- сті	Коефіці- єнт кон- ситент- ності	Коефіці- єнт пла- стичнос- ті
1	базова МЕРП ^{*)}	84	1040	36/63	21	65	4,5	0,5	0,039	8,22	0,58	0,54	253
2	№1+5% крейди	64	1070	17/45	24	46	4,5	0,5	0,039	8,20	0,59	0,22	144
3	№1+10% крей- ди	68	1110	14/36	25	42	4,5	0,5	0,043	8,16	0,64	0,25	152
4	№1+20% крей- ди	64	1170	10/28	28	41	4,0	0,5	0,043	8,12	0,66	0,24	140
5	№1+30% крей- ди	60	1210	8/23	31	36	4,0	0,5	0,044	8,08	0,67	0,19	131
6	№1+40% крей- ди	58	1260	8/21	31	38	4,0	0,5	0,045	8,07	0,7	0,22	128
7	№1+50% крей- ди	56	1310	5/19	31	36	3,5	0,5	0,051	7,98	0,71	0,18	120
Після шести діб перебування у стані спокою седиментації крейди не спостерігали. Термостатування МЕРП при температурі 80 °С протягом 7 год													
9	№8 після тер- мостатування	56	1320	10/36	28	49	4,0	1,0	0,051	8,09	0,65	0,19	122
*) Склад МЕРП: 5 % бентоніту + 0,3 % КМЦ + 2 % КССБ + 0,3 % CaCl ₂ + 0,3 % жиринокс + 5 % рицинова олива + 0,1 % NaOH + 2 % ПЕГ-400 + 2 % органоколоїд + 5 – 50 % крейди													

4.3 Дослідження ефективності хімічних реагентів з компонентами рослинного походження

Для підвищення екологічної безпеки МЕПР з вуглеводневою фазою рослинного походження виникла потреба у розробленні ефективних хімічних реагентів, зокрема органоколоїду та піногасника, до яких ходять компоненти рослинного походження. Як альтернативу нафтовмісному органічному інгібітору "Asphasol" було використано розроблений органоколоїд "Премікс О", а замість "Пентакс" – піногасник "Премікс D".

Відповідно до [114] проведено порівняльні дослідження ефективності органоколоїду "Премікс О" та нафтовмісного "Asphasol".

Органоколоїд "Премікс О" – дрібнозерниста композиційна суміш технічного вуглецю та добавок рослинного походження, який представляє собою однорідну речовину від темно-сірого до чорного кольору. Функціональне призначення реагенту – зменшення показників фільтрації та регулювання структурно-реологічних властивостей бурових промивальних рідин. Показник фільтрації 10 %-ої водної суспензії не перевищує $6 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$, концентрація іонів водню в 1 %-ому водному розчині змінюється від 6,5 до 9,5.

"Asphasol" – частково розчинний реагент для зниження водовіддачі, кольматції мікротріщин, зниження гідратації глинистих порід і стабілізації стінок свердловини. Вміщує суміш сульфованих органічних смол, що покращує якість фільтраційної кірки. Порошок темно-коричневого або червоного кольору густиною $1200 - 1500 \text{ кг/м}^3$. Водневий показник 1%-го розчину 9,1 – 9,5.

У табл. 4.9 наведено результати дослідження параметрів промивальної рідини без добавки органоколоїдів та з добавкою 3 % "Премікс О" і 3 % "Asphasol", з яких видно, що значення умовної в'язкості, показника фільтрації, статичного і динамічного напруження зсуву промивальної рідини із 3 %-им вмістом "Премікс О" нижчі, ніж із 3 %-им вмістом "Asphasol", що слід вважати позитивним. Інші параметри промивальної рідини співставимі.

Таблиця 4.9 – Параметри МЕР з рициновою оливою і вмістом "Премікс О" та "Asphasol"

Параметри промивальної рідини	Розмірність	Вихідна рідина	Вихідна рідина + 3 % "Asphasol"	Вихідна рідина + 3 % "Премікс О"
Густина	кг/м ³	1040	1040	1040
Умовна в'язкість	с	46	64	42
Статичне напруження зсуву за 1 і 10 хв	∂Па	32/67	42/71	31/56
Показник фільтрації	см ³ /30 хв	4,5	5,0	4,5
Товщина фільтраційної кірки	мм	0,5	0,5	0,5
Водневий показник	-	9,66	8,67	9,55
Пластична в'язкість	мПа·с	21,0	27,0	22,0
Динамічне напруження зсуву	∂Па	67,0	72	57
Вторинна фільтрація	см ³	1,5	1,0	1,0
Вміст колоїдної фази	%	2,31	2,24	2,31

Порівняльні дослідження властивостей проби промивальної рідини, відібраної із свердловини 59-Долинська, після додавання, відповідно 3 % органоколоїду "Премікс О" і 3 % "Asphasol", показали (табл. 4.10), що параметри обох промивальних рідин близькі за значеннями, окрім умовної в'язкості і статичного напруження зсуву. Промивальна рідина з вмістом 3 % "Премікс О" має дещо вищі значення в'язкісних показників, ніж рідина з вмістом 3 % "Asphasol" (умовна в'язкість 60 с і 48 с, статичне напруження зсуву 60/81 та 13,2/23 ∂Па, відповідно).

Таблиця 4.10 – Параметри промивальної рідини зі свердловини 59-Долинська

Параметри промивальної рідини ^{*)}	Розмірність	Вихідна рідина	Вихідна рідина + 3 % "Asphasol"	Вихідна рідина + 3 % "Премікс О"
Густина	кг/м ³	1160	1150	1150
Умовна в'язкість	с	40	48	60
Статичне напруження зсуву за 1 і 10 хв	дПа	11/19,8	13,2/23	60/81
Показник фільтрації	см ³ /30хв	7,5	5,5	5,0
Товщина фільтраційної кірки	мм	1,0	0,5	0,5
Коефіцієнт тертя кірки	-	0,26	0,19	0,19
Вторинна фільтрація	см ³	6,0	3,5	3,5
*) Склад промивальної рідини: 6 % глинопорошок + 0,4 % Na ₂ CO ₃ + 1,0 % КМЦ + 5 % КССБ-МТ + 0,4 % РВ-СМ + 3 % CaCl ₂ + 0,5 % NaOH + 0,1 % сульфонол + 0,3 % жиринокс + 0,55 % KCl + 0,25 % ПЕГ-400 + 8 % нафта + 10 % карбонат кальцію				

Результати порівняльних досліджень промивальної рідини зі свердловини 63-Перекопівська з вмістом відповідно 3 % "Премікс О" та 3 % "Asphasol" (табл.4.11) показали, що окремі параметри промивальної рідини з вмістом "Премікс О" виявились кращими, ніж з асфасолом. Так, показник фільтрації промивальної рідини з вмістом "Премікс О" становив 5,0 см³ за 30хв., а з "Asphasol" – 9 см³/30 хв, коефіцієнт тертя кірки 0,08 і 0,19 відповідно, вторинна фільтрація 1,5 і 3,5, відповідно.

Аналізуючи результати порівняльних досліджень, можна зробити висновок, що промивальна рідина з добавкою органоколоїду "Премікс О" за антифільтраційними і мастильними властивостями співставима з властивостями рідин із вмістом "Asphasol". В той же час промивальна рідина з вмістом "Премікс О" екологічно безпечна і може використовуватись також при спорудженні свердловин, розташованих у рекреаційних зонах.

Піногасник "Премікс D" – суміш поверхнево-активних речовин, багатоатомних та одноатомних спиртів, алкоголятів і призначений для запобігання або ліквідації піноутворення бурових промивальних і технологічних рідин.

Таблиця 4.11 – Параметри промивальної рідини зі свердловини 63-Перекопівська

Параметри промивальної рідини ^{*)}	Розмірність	Вихідна рідина	Вихідна рідина + 3% асфасолу	Вихідна рідина + 3% "Премікс О"
Густина	кг/м ³	1200	1150	1200
Умовна в'язкість	с	124	48	96
Статичне напруження зсуву за 1 і 10 хв.	дПа	60/108	13,2/23	60/126
Показник фільтрації	см ³ /30хв	6,0	9,0	5,0
Товщина фільтраційної кірки	мм	1,0	1,0	1,0
Коефіцієнт тертя кірки	-	0,07	0,19	0,08
Вторинна фільтрація	см ³	3,0	3,5	1,5
*) 4 % глинопорошок + 6 % Na ₂ CO ₃ + 11 % KCl + 0,6 % КМЦ + 7,5 % КССБ-МТ + 1,8 % РВ-СМ + 0,15 % графіт + 0,75 % NaOH + 1,5 % вапно + 15 % нафта + 25 % карбонат кальцію				

За зовнішнім виглядом – це однорідна рідина темно-коричневого кольору без механічних домішок. Густина при 20 °С – 950 – 1100 кг/м³, умовна в'язкість – 24 – 36 с, концентрація іонів водню – 8,0 – 10,0.

Дослідження ефективності піногасника "Премікс D" проведено згідно з загальноприйнятою методикою [114]. Під час дослідження як піноутворювач використовували водний розчин реагенту РВ-СМ 5 %-ої концентрації у прісній та мінералізованій воді (5 % KCl + 2 % CaSO₄). Для оцінювання ефективності піногасника "Премікс D" проведено аналіз показників зниження спінення водного розчину з використанням піногасників "Пентакс", "Пента", "МАС-200", "Pentosil Freeze" та "Шам" з результатами, одержаними в НДПІ ПАТ "Укрнафта". Нами для порівняльних досліджень ефективності піногасника "Премікс D" прийнято результати досліджень піногасника "Пентакс", який характеризується високою ефективністю зниження показника спінення водного розчину.

Піногасник "Пентакс" – це універсальний рідкий піногасник. Призначений для запобігання або ліквідації піноутворення промивальних рідин, що використовуються при бурінні свердловин на нафту і газ. При застосуванні піногасника Пентакс слід

дотримуватись інструкцій і правил безпеки в нафтогазовидобувній промисловості України.

В табл. 4.12 наведено результати порівняльного дослідження впливу піногасників "Премікс D" і "Пентакс" на зниження показника спінення водного розчину РВ-СМ 5 %-ої концентрації. Дослідження проведено з використанням прісної і мінералізованої води.

Таблиця 4.12 – Вплив піногасників на показник спінення водного розчину РВ-СМ 5 %-ої концентрації

Номер аналізу	Концентрація піногасника, %	Показник зниження спінення, %			
		Пентакс	"Премікс D", номер проби		
			1	2	3
Вода + 5 % РВ-СМ					
1	0,05	100	90,74	98	98
2	0,1	100	94,44	100	98
3	0,3	100	100	100	98
Вода + 5 % РВ-СМ + 5 % КСl + 2 % CaSO ₄					
4	0,05	95	92,55	96	98
5	0,1	100	97,87	98	98
6	0,3	100	100	99	100

Як бачимо з табл. 4.12, "Пентакс" забезпечує зниження показника спінення водного розчину РВ-СМ 5 % концентрації при вмісті піногасника від 0,05 до 0,3 % на 100 % у разі використання прісної води і при вмісті піногасника 0,1 і 0,3 % – мінералізованої. Ефективність піногасника "Премікс D" за таких же концентрацій дещо нижча і знаходиться в межах 91– 100 з використанням як прісної, так і мінералізованої води.

Порівняльні дослідження впливу концентрації піногасників "Премікс D" і "Пентакс" на зниження показника спінення проведено з використанням промивальної рідини зі свердловини Долинська-59. Результати наведено в табл. 4.13 (параметри промивальної рідини наведено раніше в табл. 4.10).

Таблиця 4.13 – Результати дослідження показника зниження спінення промивальної рідини зі свердловини 59-Долинська

Вміст піногасника, %	Показник зниження спінення рідини, %			
	"Пентакс"		"Премікс D"	
	ручне перемішування	швидкісне перемішування	ручне перемішування	швидкісне перемішування
0,05	31,8	19,1	36,4	36,4
0,1	54,6	27,3	77,3	45,5
0,3	72,7	54,6	86,4	72,7
0,5	84,1	77,3	95,4	81,8
1,0	90,9	81,8	97,7	91,9

Дослідження проведено після перемішування промивальної рідини протягом однієї хвилини в ручному режимі та після перемішування протягом однієї хвилини з допомогою швидкісної мішалки. З табл. 4.13 видно, що у разі перемішування промивальної рідини в ручному режимі величина показника зниження спінення промивальної рідини вища, ніж після перемішування у швидкісному режимі, так як висока швидкість перемішування підсилює процес піноутворення.

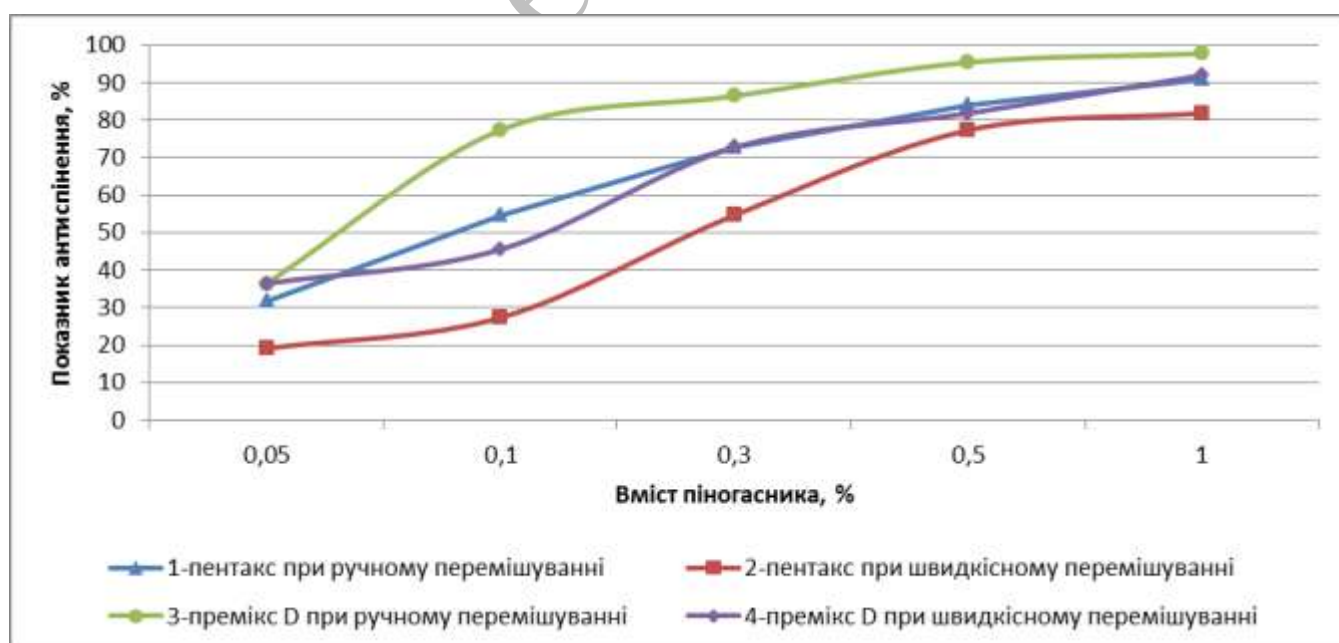


Рисунок 4.3 – Вплив режиму перемішування МЕПР на показник зниження спінювання

На рис. 4.3 зображено залежності показника зниження спінення промивальної рідини від концентрації піногасників (криві 3, 4 – "Премікс D" і криві 1, 2 – "Пентакс"). З рис. 4.3 видно, що ефективність зниження піноутворення вища у разі використання піногасника "Премікс D" порівняно з ефективністю "Пентакс", причому за високої швидкості перемішування ефективність піногасників зменшується для "Пентакс" і "Премікс D" на 50 – 10 % та 25 – 5 %, відповідно, залежно від їх вмісту.

Як бачимо з рис. 4.3, оптимальною добавкою "Премікс D" є 0,3 %, а Пентакса – 0,5 %. З підвищенням концентрації піногасників більш, ніж 0,3 і 0,5 %, відповідно, показник зниження спінення промивальної рідини практично не змінюється.

Результатами експериментальних досліджень підтверджено, що до компонентного складу МЕРП з рициновою оливою доцільно включати ораноколоїд "Премікс О" замість асфасолу та піногасник "Премікс D" замість Пентаксу, які забезпечують високі технологічні параметри промивальної рідини та підвищення екологічної безпеки використання МЕРП під час спорудження свердловин, розташованих у рекреаційних зонах.

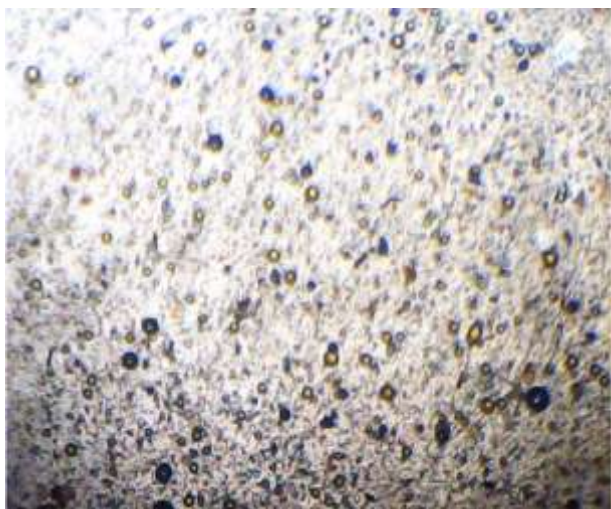
4.4 Дослідження впливу малоглинистої емульсійної промивальної рідини з рициновою оливою на проникність порід-колекторів

Дослідження виконано на кернавому матеріалі за методикою, описаною у розділі 3. Відомо, що гідрофобні властивості промивальних рідин на водяній основі посилюються емульгуванням вуглеводневої фази [115]. Застосування таких рідин покращує умови освоєння свердловини на етапі її введення в експлуатацію.

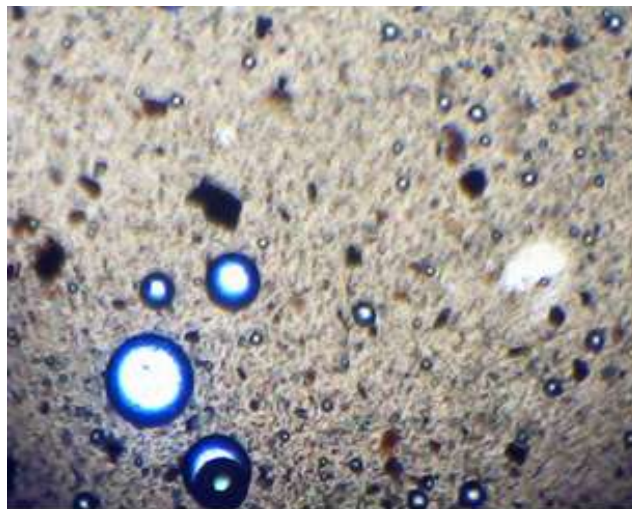
Оброблення рідин ПАР також є одним із шляхів посилення гідрофобних властивостей і забезпечує вилучення із порового простору фільтрату промивальних рідин, який утримується капілярними силами, а також запобігає утворенню водонафтових емульсій в порах продуктивного пласта.

На рис. 4.4 зображено фото структури емульсій МЕРП (збільшення у 240 разів) із вмістом нафти і рицинової оливи, з яких видно, що дія ультразвуком покращує ступінь емульгування рідини як із вмістом нафти, так і рицинової оливи.

МЕПР з вмістом нафти



МЕПР з вмістом рицинової оливи



МЕПР після впливу ультразвуку

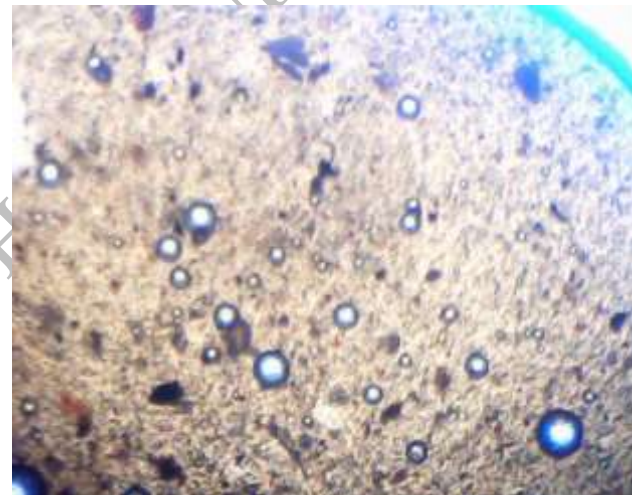
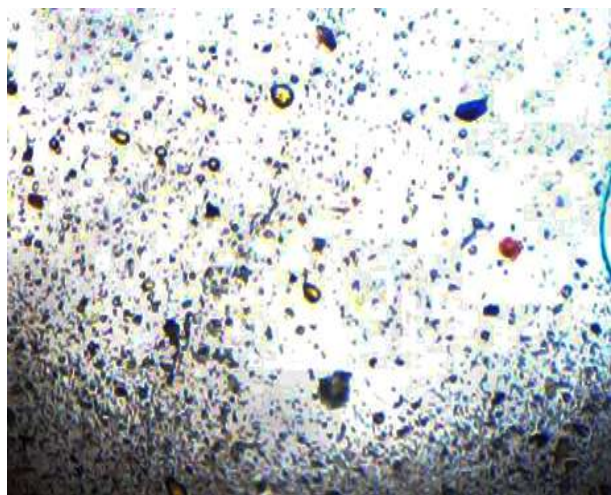


Рисунок 4.4 – Мікрофотографії емульсій МЕПР з різними за природою вуглеводневими фазами (збільшення в 240 разів)

Емульгування МЕПР покращується також при додаванні ПАР диспергуючої дії (сульфонол). При цьому забезпечується вища стабільність емульсійної рідини, зокрема і термостійкість, що сприяє розширенню можливостей регулювання технологічних характеристик МЕПР з урахуванням зміни умов її застосування.

Зміну балансу фільності фільтрату промивальної рідини здійснюють шляхом додавання ПАР – гідрофобізаторів, які забезпечують підвищення змочуваності порових каналів вуглеводневою фазою [111]. Цьому ж сприяє і запропоноване нами використання в системі МЕПР реагенту "Премікс О".

Слід зазначити, що у разі додавання "Премікс О" і сульфону створюються передумови для запобігання утворенню у привибійній зоні водонафтових емульсій, за наявності яких затруднюється приплив нафти у свердловину. Емульсії можуть характеризуватися не тільки високою в'язкістю, але і тиксотропними властивостями, аж до утворення в стані спокою пружного гелю. Відомо, що суміші неіоногенних і аніонних ПАВ забезпечують фільтрату промивальної рідини деемульгуючі і десорбуючі властивості.

Дослідження впливу МЕРП з вмістом рицинової оливи на зміну проникності керна здійснювали з використанням керна з проникністю $20,3 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ і пористістю 12 %. При перепаді тиску 0,5 МПа і температурі 70 °С об'єм фільтрату становив $5,5 \text{ см}^3$, а значення коефіцієнта відновлення проникності досягало 0,87.

З метою оцінювання впливу неорганічних і органічних інгібіторів на зміну проникності кернів, через керни з близькими за значеннями проникностями ($9,0 - 9,6 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$) прокачували МЕРП з вмістом 0,3 % CaCl_2 , з подальшим додаванням 2 % ПЕГ-400.

Результати досліджень, наведені у табл. 4.14, свідчать, що для МЕРП з вмістом 0,3 % CaCl_2 величина коефіцієнта відновлення проникності (β) дорівнювала 0,8, а після додавання 2 % ПЕГ-400 початкова величина коефіцієнта відновлення проникності зменшилась до 0,53. Зменшення величини коефіцієнта відновлення проникності керна після додавання ПЕГ-400 пояснюється тимчасовим екрануванням, оскільки після солянокислотної обробки величина коефіцієнта β підвищилася до 0,875. Тимчасово блокуюча дія ПЕГ-400 позначилась і на зменшенні об'єму відфільтрованої рідини (15 см^3). Таким чином, слід вважати, що органічні інгібітори можуть впливати на динаміку і об'єм відфільтрованої під час зворотного прокачування рідини. Однак, в кінцевому результаті значення коефіцієнта відновлення проникності для досліджуваної рідини слід вважати задовільним.

Для оцінки залежності кольматуючої здатності промивальної рідини від геометричних розмірів порових каналів нами були підготовлені керни з проникністю від 2,5 до $137,4 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ і пористістю від 11,0 до 18 % відповідно.

Радіус пор згідно з виконаними розрахунками збільшувався з підвищенням проникності кернів від 1,34 мкм для керна з проникністю $2,5 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ до 7,76 мкм – для керна з проникністю $137,4 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$ (табл. 4.15).

Таблиця 4.14 – Результати визначення коефіцієнта відновлення проникності кернів

Досліджувана рідина	Характеристика керна			Умови аналізу			Прокачувана рідина		Відновлення проникності					
	$\frac{d, \text{ см}}{l, \text{ см}}$	Пористість, %	Проникність, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	$P_{\text{гідроб}}$, МПа	Температура, °С	Перепад тиску, МПа	Час, год	Об'єм прокачаної рідини, см^3	Об'єм відібраної рідини, см^3	Час відновлення, хв	Швидкість фільтрації, см/с		Коефіцієнт відновлення	Оброблення НСІ
											від	до		
МЕПР з вмістом 0,3 % CaCl_2	$\frac{2,7}{5,77}$	11	9,6	10	70	1,5	3	4,2	27,5	16	0,09	0,17	0,8	–
МЕПР з вмістом 0,3 % CaCl_2 + 2 % ПЕГ-400	$\frac{2,67}{5,7}$	10,5	9,0	10	70	1,5	3	4,5	15	35	0,04	0,08	0,53	0,875

Після прокачування МЕПР з вмістом рицинової оливи через керни встановлено, що для низькопроникних колекторів ($2,5$ та $7,0 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$) початкові значення коефіцієнта відновлення проникності становили 0,475 та 0,57 відповідно (табл. 4.16), що свідчить про створення екрануючого бар'єру фільтрації на торці керна, оскільки після зрізу торця керна на 1 мм значення коефіцієнтів відновлення проникності збільшились майже до 1,0. Характерно, що для кернів з більшою проникністю ($56,8$ і $137,4 \text{ мкм}^2 \cdot 10^{-3}$) спостерігається майже повне відновлення проникності (до 1,0) без зрізу торця керна.

Таблиця 4.15 – Характеристика кернів для дослідження впливу МЕПР на зміну проникності

Номер аналізу	d, см	l_k , см	V_k , см^3	m, %	$V_{\text{пор}}$, см^3	K, $\text{мкм}^2 \cdot 10^{-3}$	$r_{\text{пор}}$, мкм
1	2,76	3,76	22,48	11,0	2,47	2,5	1,34

2	2,63	4,75	25,8	13,4	3,5	7,0	2,0
3	2,77	5,13	30,9	11,3	3,49	56,8	6,3
4	2,74	4,86	28,64	18,0	5,1	137,4	7,76

Отримані результати виконаних досліджень є підтвердженням високих відновлювальних властивостей розробленої системи малоглинистої емульсійної промивальної рідини з вмістом рицинової оливи.

Таблиця 4.16 – Результати дослідження впливу МЕПР на коефіцієнт відновлення проникності кернів з різною проникністю і пористістю

Номер аналізу	Прокачування рідини		Відновлення				Зріз 1 мм			
	час, год	об'єм, см ³	час, хв.	об'єм пор, см ³	$v \cdot 10^{-2}$, см/с	β	час, хв.	об'єм пор, см ³	$v \cdot 10^{-2}$, см/с	β
1	3,0	3,0	90	40	2,6-3,0	0,475	32	40	7,3 – 8,0	≈1,0
2	3,0	3,25	24,5	20	5,8-7,5-5,9	0,57	16	20	10 – 11,9	0,883
3	3,0	2,7	45	28,6	5-6-5,3	≈1,0	–	–	–	–
4	3,0	3,3	15	20	7-12,5-10,8	≈1,0	–	–	–	–

Встановлено, що компоненти МЕПР не спричинюють кольматації не тільки низько-, але і високопроникних порід-колекторів, оскільки система високоінгібованої МЕПР забезпечує гальмування адсорбції високомолекулярних інгредієнтів на поверхні порового простору. Цим пояснюється той факт, що у разі проникнення рідини (фільтрату) у високопроникний керн отримано результат повного відновлення проникності після витіснення фільтрату МЕПР вуглеводневим флюїдом (зворотна фільтрація).

На основі результатів експериментальних досліджень можна зробити висновок, що за нижчої проникності керна товщина та проникність створюваної на ньому екрануючої кірки менша. На високопроникному ж керні спочатку формується рихла, нещільна кірка, а під час тривалої фільтрації тверді частинки проникають разом з фільтратом всередину кірки і ущільнюють попередньо утворені шари, тобто швидкість формування щільної кірки значною мірою залежить від проникності порового простору, тому зазначену обставину слід враховувати під час спорудження свердловин. На основі аналізу результатів, наведених в табл. 4.16, слід вважати, що швидке формування

ущільненої кірки у разі кернів з низькою проникністю відбувалося тимчасове екранування їх торця. Механічне усунення блокуючого шару (зріз торця кірки на 1 мм) забезпечило практично повне відновлення проникності (табл. 4.16, аналізи 1, 2) і це означає, що перфорація здатна забезпечити повне відновлення проникності продуктивних пластів у разі використання промивальної рідини з рициновою оливою.

Таким чином, за результатами досліджень розробленої рецептури МЕРП з вмістом рицинової оливи як вуглеводневої фази виявлено, що система забезпечує збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів у широкому діапазоні зміни їх проникності.

4.5 Дослідження екологічної безпечності малоглинистої емульсійної промивальної рідини

Завдання щодо вирішення проблеми екологічної безпеки БПР на нафтовій основі, а також рідин на водній основі, які містять нафту як дисперсну фазу, в країнах зарубіжжя було поставлено ще в кінці 70-х років минулого століття. За даними дослідників [116] біологічний розклад рідин на нафтовій основі не перевищує 5 %. БПР, що містять нафту або нафтопродукти, потрапляючи в ґрунт, незначною мірою піддаються руйнуванню (деструкції), оскільки в складі мікрофлори ґрунту посеред інших мікроорганізмів присутні мікроорганізми-деструктори. Завдяки цьому ґрунт лише частково самовідновлюється, а при підвищених концентраціях нафти ця здатність мікроорганізмів до її утилізації знижується, і самоочищення ґрунту заповільнюється.

Перспективним способом запобігання негативному впливу БПР на довкілля є застосування замість нафти екологічно чистих продуктів, передовсім рослинного походження. Рослинні оливи містять складні етери жирних кислот (R-O-R) і/або прості етери жирних кислот (R-O-вуглеводень) з різною довжиною ланцюгів. Відсутність ароматичних вуглеводнів у складі олив рослинного походження є одним із факторів їх безпечності для природного середовища. Свідченням сумісності з довкіллям є їх біодеструкція (як в аеробних, так і анаеробних умовах).

Вуглеводневі сполуки рослинного походження порівняно з нафтопродуктами мають переваги щодо забезпечення підвищеної стабільності фізико-хімічних характеристик бурових промивальних рідин. Хімічні властивості рослинних олив пов'язані з реакційною активністю тригліцеридів, які здатні, розкладаючись, утворювати гліцерин і жирні кислоти, особливо при підвищених температурах. Тригліцериди омилуються лугами, що в середовищі промивальної рідини може сприяти покращанню її технологічних характеристик.

З метою підтвердження ефективності і розширення сфери застосування технологічних рідин з рициновою оливою нами здійснена постановка і виконання досліджень з екотоксичності і біодеструкції МЕПР. Для порівняння досліджено взірці МЕПР з вмістом рицинової оливи та МЕПР з вмістом нафти. Аналіз біодеструкції проведено у двох варіантах: за присутності автохтонної мікрофлори та із додаванням препарату мікроорганізмів-деструкторів нафти. У стерильні колби з вмістом 100 мл середовища Шишкіної-Троценко вносили по 2 г зразків досліджуваних бурових промивальних рідин, проби інкубували при 220 об/хв (на ротаційній качалці) впродовж семи діб при температурі 30 °С для активування автохтонної мікрофлори [117]. Для дослідження деградації (біодеструкції) рідин у колби у стерильних умовах вносили додатково по 10 мл препарату мікроорганізмів-деструкторів нафти.

Аналіз залишкових нафтопродуктів після біодеструкції проводили гравіметричним методом [118]. Пробу культуральної рідини після проведення процесу біодеструкції екстрагували тетрахлоретаном у апараті Сокслета. Отриманий екстракт очищали від полярних сполук на хроматографічній колонці з оксидом алюмінію. Розчинник випаровували під вакуумом, і гравіметричним методом визначали концентрацію нафтопродуктів.

Надалі здійснювали кількісний облік мікроорганізмів. Для аналізу кількості мікроорганізмів застосовували метод послідовних розведень за Пастером [119]. Для цього в стерильних умовах 1 мл культуральної рідини послідовно вносили при розмішуванні в колбу з вмістом 100 мл стерильної водопровідної води. Потім 1мл проби вносили у пробірку з 9 мл води і, добре розмішуючи отримували розведення 1:1000. З першої пробірки переносили 1 мл суміші в другу, із другої – в третю і т.д.

Таким чином отримували послідовні розведення. З кожної пробірки на поверхню однієї чашки Петрі, яка містила 20 мл поживного агаризованого середовища Шишкіної-Троценко з 1 % вазелінової оливи, вносили по 0,1 мл суспензії і ретельно розтирали шпателем. Чашки Петрі ставили у термостат при температурі 30 °С на п'ять діб, і підраховували кількість колоній, зважаючи на розведення. Отримані результати з біодеструкції дослідних зразків наведено в таблиці 4.17.

Таблиця 4.17 – Біодеструкція зразків досліджуваних промивальних рідин

Номер аналізу	Варіант	Кількість залишкових вуглеводнів, %	Чисельність мікроорганізмів, КУО/мл
1	МЕПР з вмістом нафти (5 %)	2	$14 \cdot 10^6$
2	№ 1 + деструктор	3,8	$19 \cdot 10^6$
3	МЕПР з вмістом рицинової оливи (5 %)	0,3	$10 \cdot 10^6$
4	№ 3 + деструктор	1,2	$90 \cdot 10^6$

Як видно з табл. 4.17, біодеструкція промивальних рідин обох типів ефективніше проходить у присутності автохтонної мікрофлори. Причому рідини на основі рицинової оливи розкладаються значно ефективніше – до 0,3 %. У разі додавання препарату мікроорганізмів-деструкторів кількість залишкових вуглеводнів була вищою, ніж без нього. Це можна пояснити тим, що цей мікробний препарат спеціалізований на деструкцію нафти, а не рослинних олив, або екстрагуються додатково жирні кислоти та ліпіди з біомаси клітин. У всіх пробах МЕПР з рициновою оливою відмічено дещо більшу чисельність мікроорганізмів. Це свідчить про те, що процес біодеструкції проходить ефективно.

Проведено також дослідження фітотоксичності (екотоксичності) дослідних зразків, яка є показником їх впливу на довкілля. Фітотоксичність досліджували на стандартному тест-об'єкті редису посівному (*Raphanus sativus* var. *radicula* Pers). [120].

Пророщування насіння проводили на чашках Петрі в середовищах із досліджуваними продуктами за відповідних концентрацій при температурі 23 – 25 °С впродовж семи діб. На третю добу оцінювали проростання насіння, а на сьому

добу – морфометричні показники проростків. Результати досліджень наведено в таблиці 4.18.

Таблиця 4.18 – Схожість насіння редису посівного під впливом досліджуваних бурових промивальних рідин

Вміст дослідних рідин у середовищі	Схожість, %	
	3 доба	7 доба
Контроль (вода)	73,3	83,3
0,5 % МЕРП з рициновою оливою	76,6	83,1
1,0 % МЕРП з рициновою оливою	72,8	80,6
3 % МЕРП з рициновою оливою	62,0	72,2
0,5 % МЕРП з нафтою	65,1	68,8
1,0 % МЕРП з нафтою	53,0	65,6
3 % МЕРП з нафтою	46,4	60,3

Як свідчать дані табл. 4.18, продукт МЕРП з рициновою оливою (за всіх досліджених концентрацій), практично не виявляв фітотоксичної дії на використаний в експерименті тест-об'єкт.

Отримані результати виконаних досліджень дають підставу вважати, що застосування олив рослинного походження, зокрема рицинової оливи, запропонованої нами як альтернативну нафті вуглеводневу фазу у складі малоглинистої емульсійної промивальної рідини, є ефективним рішенням у пошуках шляхів підвищення екологічної безпеки технологічних рідин, що застосовуються у нафтогазовидобуванні. Це розширює перспективи використання розробки, зокрема в рекреаційних зонах нафтогазових родовищ, де підвищення вимог до екологічної безпеки технологічних рідин особливо актуальне.

Висновки до розділу 4

1. Вперше розроблено та досліджено фізико-хімічні властивості МЕРП з вмістом вуглеводневої фази рослинного походження замість нафти, результати яких пі-

дтвердили доцільність їх застосування для буріння свердловин на родовищах, розташованих у рекреаційних зонах.

2. Обґрунтовано переваги використання рицинової оливи як вуглеводневої фази МЕРП, оскільки вона володіє здатністю змішуватися у будь-яких співвідношеннях з більшістю розчинників, має найвищу діелектричну проникність порівняно з іншими оливами рослинного походження, характеризується вогнестійкістю і пожежобезпечністю, антиспінюючими і антиоксидантними властивостями та екологічно безпечна у використанні.

3. Показано, що регулювання властивостей розробленої МЕРП традиційними хімічними реагентами, зокрема КМЦ та КССБ, крейдою, забезпечує їх високі антифільтраційні, інгібуючі та мастильні характеристики, можливість регулювання структурно-реологічних характеристик рідини та густини в широких межах.

4. За результатами досліджень підтверджено високу стійкість емульсії МЕРП з вмістом рицинової оливи, стабільність структурно-реологічних і фільтраційних характеристик обважненої крейдою промивальної рідини та забезпечення високого коефіцієнта відновлення проникності порід-колекторів з різними характеристиками до 1,0.

5. Результати дослідження впливу реагентів "Премікс О" та "Премікс D" на властивості МЕРП показали, що за ефективністю дії вони співставимі з реагентами "Asphasol" і "Пентакс", водночас вони екологічно безпечні і рекомендовані для використання у компонентному складі МЕРП із вмістом рицинової оливи.

6. Застосування олів рослинного походження, зокрема рицинової оливи, запропонованої нами як альтернативну нафті вуглеводневу фазу у складі МЕРП, є ефективним рішенням у пошуках шляхів підвищення екологічної безпеки технологічних рідин, що застосовуються у нафтогазовидобуванні.

РОЗДІЛ 5

ДОСЛІДНО-ПРОМИСЛОВІ ВИПРОБУВАННЯ МАЛОГЛИНИСТОЇ ЕМУЛЬСІЙНОЇ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ

Дослідно-промислові випробування малоглинистої емульсійної промивальної рідини здійснювали з метою відпрацювання технології її приготування та оцінювання ефективності застосування у виробничих умовах при спорудженні свердловини 83 Старо-Самбірського родовища і свердловини 301 Східно-Решетняківського родовища з аналогічними гірничо-геологічними умовами, та при бурінні другої стовбура під час відновлення свердловини 318 Долинського родовища.

Результати наведено в додатках А, Б, В, Г, і Д.

5.1 Свердловина 83 Старо-Самбірського родовища

У тектонічному відношенні Старо-Самбірське родовище розташоване у північно-західній частині Внутрішньої зони Передкарпатського прогину, яка перекрита насувом Скибової зони Карпат. Поклади ямненських відкладів пластові, склепінні, тектонічно екрановані з неактивними контурними водами.

Геологічний розріз Старо-Самбірського родовища в зоні розташування свердловини 83 складено крейдовим і палеогеновим флішем та моласовими утвореннями міоцену. Відклади верхньої крейди представлені стрийською світою, літологічно складеною тонкоритмічним чергуванням аргілітів, алевролітів та дрібнозернистих пісковиків.

Основним об'єктом розробки Старо-Самбірського родовища є поклади ямненської світи, які представлені в нижній частині яремчанськими шарами, складеними строкатими аргілітами з тонкими прошарками пісковиків і конгломератів.

Колекторські властивості піщано-алевролітових різновидностей порід ямненських покладів вивчали за керновим і промислово-геофізичним матеріалом. Досліджуваний керновий матеріал характеризується пористістю від 7 % до 11,2 % при середній величині 8,9 %. Проникність більшості взірців коливається в межах від

$1,0 \cdot 10^{-3}$ до $2,0 \cdot 10^{-3}$ мкм² і тільки в деяких випадках досягає $13,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коефіцієнт пористості, визначений за даними промислово-геофізичних досліджень, коливається в межах від 0,08 до 0,137 при середній величині 0,12. Геолого-геофізичну характеристику колекторів ямненської світи зведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Геоолого-геофізична характеристика колекторів ямненської світи

Характеристика колектора	Одиниця вимірювання	Показник
Середня глибина залягання	м	3500
Тип колектора	–	терігенний
Середня загальна товщина	м	110
Середня ефективна товщина	м	60,2
Коефіцієнт пористості	–	0,12
Коефіцієнт нафтонасиченості	–	0,77
Проникність, 10^{-3}	мкм ²	1,0 – 13,5
Пластова температура	°С	89
Пластовий тиск початковий	МПа	46,8
Пластовий тиск поточний	МПа	27,6
В'язкість нафти у пластових умовах	МПа·с	1,55
Густина нафти у пластових умовах	кг/м ³	755
Коефіцієнт нафтовилучення	-	0,33

Експлуатаційна свердловина 83 Старо-Самбірська похило-скерована, пробурена до глибини 3485 м. Продуктивні горизонти розкриті в інтервалах:

3030 – 3120 м (P₂Vg);

3220 – 3410 м (P₁jm).

Розкриття продуктивного горизонту проведено роторним способом.

Враховуючи досвід розкриття продуктивних горизонтів в умовах аномально низьких пластових тисків під час будівництва свердловини 80 Старо-Самбірська, було прийнято рішення згідно з доповненням №1 до робочого проекту – прив'язки №28-2007 ІГ на будівництво експлуатаційної свердловини № 83 Старо-Самбірського родовища буріння під експлуатаційну колону в інтервалі 3305-3485 здійснювати на малоглинистій емульсійній промивальній рідині. До складу МЕРП, що використовували для первинного розкриття продуктивних пластів, входили такі компоненти:

глинопорошок бентонітовий ПБА (5-7 %) – структуроутворювач;

солтекс (2 – 4 %) – органічний блокатор;
 карбоксиметилцелюлоза – стабілізатор водовіддачі промивальної рідини;
 конденсована сульфит-спиртова барда (1,25 %) – реагент-розріджувач і стабілізатор промивальної рідини;
 каустична сода (0,2 %) – регулятор рН;
 хлористий кальцій (0,3 %) – інгібітор гідратації порід;
 жиринокс (савенол) (0,4 %) – неіоногенні ПАР;
 СБР (3,0 %) – змашувальна домішка;
 крейда, мармурова крихта (5 %) – неорганічний блокатор;
 нафта (10 – 15 %);
 вода – решта.

Після спуску і цементування хвостовика в інтервалі 2843 – 3305 м свердловину було заповнено полімеркалієвою промивальною рідиною об'ємом 123,7 м³. Згідно з доповненням № 1 до робочого проекту – прив'язки №28-2007 ІФ полімеркалієву промивальну рідину густиною 1360 кг/м³ переведено в МЕРП після попереднього доведення її густини до проектної (1060 кг/м³) шляхом розбавлення водою.

Перехід на МЕРП здійснювали поетапно:

етап 1 – до вихідної промивальної рідини №1 додавали 2 % СБР + 10 % нафти + 0,5 % жириноксу і перемішували протягом одного циклу промивання;
 етап 2 – промивальна рідина №1 + 0,3 % CaCl₂;
 етап 3 – промивальна рідина №2 (після етапу 2) + 5 % КМЦ 2 %-ої концентрації + 1 % солтексу з перемішуванням протягом одного циклу.

Після оброблення параметри промивальної рідини були такими:

- густина – 1060 кг/м³;
- умовна в'язкість – 192 с;
- показник фільтрації – 2,5 см³/30 хв;
- товщина фільтраційної кірки – 1,0 мм;
- коефіцієнт тертя кірки – 0,0568;
- статичне напруження зсуву за 1 і 10 хв – 96/130 дПа;
- пластична в'язкість – 66,75 мПа·с;
- динамічне напруження зсуву – 238,5 дПа.

Регулювання структурно-реологічних і в'язкісних характеристик промивальної рідини проводили шляхом додавання водного розчину 10 %-ої концентрації КССБ (20 %) з одночасним введенням савенолу (0,05 %) і СБР (1,0 %), що забезпечило зниження показників умовної в'язкості до 48 с, $CHZ_{1/10}$ – до 58/104 дПа, пластичної в'язкості – до 24,5 мПа·с, динамічного напруження зсуву – до 207 дПа, фільтрації – до 3,5 см³/30 хв.

З метою ефективного емульгування вуглеводневої фази промивальної рідини використано поверхнево-активну речовину жиринокс в кількості 0,3 %.

Після оброблення параметри промивальної рідини стали такими: густина – 1120 кг/м³; умовна в'язкість – 68 с; показник фільтрації – 3 см³/30 хв; товщина кірки – плівка; КТК – 0,0612; $CHZ_{1/10}$ – 81/130 дПа; пластична в'язкість – 29 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 192 дПа.

Для зниження густини промивальної рідини до проектної величини використовували легку нафту зі Східницького родовища.

В процесі поглиблення свердловини з глибини 3305 м до проектної (3485 м) регулярно відбирали проби МЕПР, вимірювали її властивості і при потребі проводили регулювання параметрів промивальної рідини до проектних значень із застосуванням реагентів, передбачених доповненням №1 до проекту (СБР, жиринокс, солтекс, КМЦ, КССБ, NaOH, CaCl₂, нафта, крейда або мармурова крихта, глино порошок бентонітовий) за рекомендаціями НДПІ ПАТ "Укрнафта".

Склад МЕПР підтримували з таким процентним вмістом компонентів:

глино порошок ПБА – 5 %;

кальцинована сода Na₂CO₃ – 0,5 %;

КМЦ Finn-Fix HC – 0,5 %;

КССБ-МТ (метанол-С) – 5 %;

нафта – 15 %;

каустична сода NaOH – 0,6 %;

хлористий кальцій CaCl₂ – 0,3 %;

жиринокс (савенол) – 0,4 %;

пентакс – 0,2 %;

СБР – 3,0 %;

органоколоїдна домішка (солтекс) – 1,5 %;

крейда, мармурова крихта – 5 %.

В табл. 5.2 наведено параметри промивальної рідини, відібраної із свердловини 83-Старо-Самбірська при досягненні проектної глибини 3485 м.

Таблиця 5.2 - Параметри МЕРП зі свердловини 83-Старо-Самбірська

Номер аналізу	Параметри МЕРП, одиниці вимірювання	Значення параметра	
		проектне	фактичне
1	Температура БПР, °С	–	20
2	Густина, кг/м ³	1060 – 1090	1090
3	Умовна в'язкість, с	40–80	50
4	СНЗ за 1хв. і за 10 хв, дПа	40–60/60–90	64/86
5	Показник фільтрації за 30 хв, см ³	3-4	4
6	Товщина фільтраційної кірки, мм	0,5	0,5
7	Коефіцієнт тертя кірки	–	0,1184
8	Пластична в'язкість, мПа·с	–	24
9	Динамічне напруження зсуву, дПа	–	216
10	Водневий показник розчину, рН	9 – 10	8,33
11	Вміст іонів кальцію Ca ⁺⁺ , мг/л	–	400,8
12	Вміст іонів магнію, Mg ⁺⁺ , мг/л	–	243,2
13	Загальна мінералізація, %	3 – 5	4,1
14	Вміст колоїдної фази, %	1,9	1,8
15	Вміст карбонатів CO ₃ ²⁻ , мг/л	–	180
16	Вміст бікарбонатів HCO ₃ ⁻ , мг/л	–	5978

Результати аналізу свідчать, що промивальна рідина характеризується задовільними структурно-реологічними, фільтраційними і в'язкісними властивостями.

З метою покращення відмиваючої та гідрофілізуючої здатності промивальної рідини проведено її оброблення: вихідний розчин + 3 % розчину жириноксу 5 %-ої конц. + 3 % розчину КССБ 10 %-ої конц.

Після оброблення параметри промивальної рідини стали:

густина – 1090 кг/м³; умовна в'язкість – 36 с; показник фільтрації – 3 см³/30 хв; товщина кірки – плівка; СНЗ_{1/10} – 59/66 дПа; пластична в'язкість – 20 МПа·с; динамічне напруження зсуву – 162 дПа.

Під час первинного розкриття продуктивних пластів в інтервалі 3305 – 3485 м відібрано 9 проб МЕПР з різних глибин (табл. 5.3). В лабораторії НДІІ ПАТ "Укрнафта" вимірювали їх параметри та проводили аналіз технологічних властивостей МЕПР. За результатами досліджень розроблено рекомендації з оброблення рідини хімічними реагентами, передбаченими доповненням №1 до технічного проекту.

Таблиця 5.3 – Результати аналізу властивостей МЕПР, відібраної із свердловини 83-Старо-Самбірська

Параметри МЕПР	Проектні	Фактичні параметри проб МЕПР, відібраних з глибини, м								
		3305	3322	3339	3351	3364	3398	3417	3464	3485
Температура рідини, °С	–	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Густина, кг/м ³	1060-1090	1060	1060	1080	1090	1090	1100	1100	1100	1090
Умовна в'язкість, с	40-80	80	60	52	80	80	96	64	60	50
СНЗ _{1/10} , дПа	40-60/ 60-90	79/99	76/104	54/82	85/99	87/96	104/133	85/93	92/110	64/86
Показник фільтрація за 30 хв, см ³	3-4	4,0	4,0	5,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0
Товщина кірки, мм	0,5	1,0	1,5	0,5	1,5	1,0	1,0	1,0	0,5	0,5
Коефіцієнт тертя кірки	–	0,11	0,122	0,087	0,131	0,066	0,08	0,101	0,101	0,118
Пластична в'язкість, МПа·с	–	29,0	26,0	26,0	27,5	27,5	30,0	26,0	29,0	24,0
Динамічне напруження зсуву, дПа	–	239	210	176	276	327	326	273	279	216
Водневий показник, рН	9-10	8,22	8,15	8,1	8,04	8,27	8,06	8,18	8,34	8,33
Вміст іонів Са ⁺⁺ , мг/л	–	601	501	–	401	200,4	400,8	601,2	300,6	400,8
Вміст іонів Mg ⁺⁺ , мг/л	–	243	243	–	122	182,4	121,6	182,4	243,2	243,2
Загальна мінералізація, %	3-5	3,53	3,57	–	4,0	3,4	4,55	4,47	4,3	4,1
Вміст колоїдної фази, %	1,9	1,98	1,98	–	1,98	1,98	2,15	2,15	2,15	1,8

Результати аналізу властивостей МЕРП під час розкриття продуктивних пластів підтвердили, що в'язкісні, структурно-реологічні, фільтраційні, інгібуючі та мастильні властивості МЕРП відповідали проектним значенням (табл. 5.3).

Густина промивальної рідини в інтервалі 3398 – 3464 м дещо перевищувала межі проектних значень (20 кг/м^3), що свідчить про необхідність якіснішого її очищення від вибуреної породи. В той же час показники умовної в'язкості, фільтрації, товщина фільтраційної кірки, водневий показник, загальна мінералізація та вміст колоїдної фази знаходилися в межах проектних значень. Величина статичного напруження зсуву, структурно-реологічні показники та коефіцієнт тертя кірки виявились стабільними.

Динаміку зміни основних параметрів МЕРП зображено на рис. 5.1.

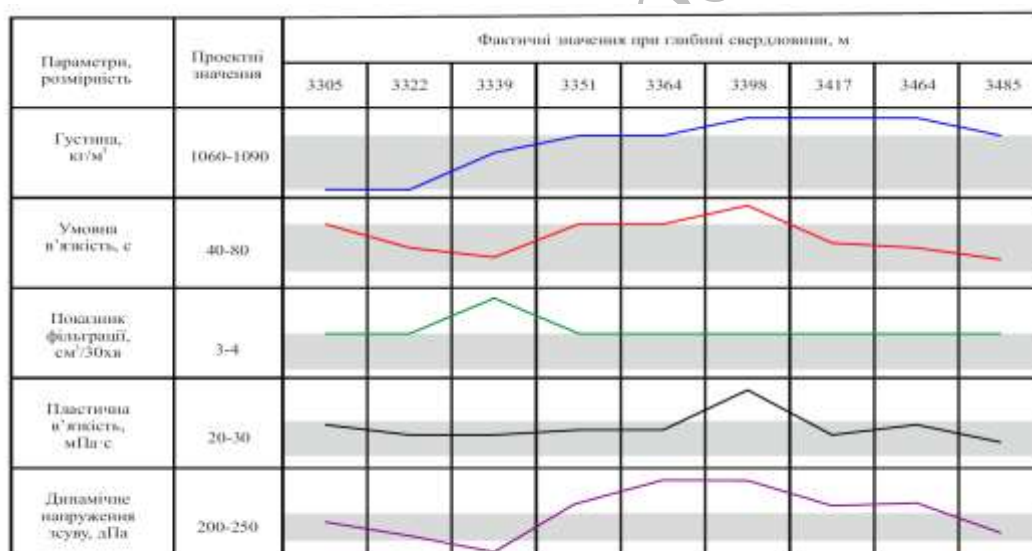


Рисунок 5.1 – Динаміка зміни параметрів МЕРП під час розкриття продуктивних горизонтів (свердловина 83 Старо-Самбірська)

Розкриття продуктивних горизонтів із застосуванням розробленої МЕРП під час спорудження свердловини 83-Старо-Самбірська проведено без ускладнень, величина коефіцієнта відновлення проникності ядра порід-колекторів знаходилась у межах 0,85 – 1,0.

5.2 Свердловина 301 Східно-Решетняківського родовища

Свердловина 301 Східно-Решетняківського родовища розташована на Східно-Решетняківській ділянці Решетняківського родовища. Свердловина розвідувальна, похило-скерована з проектною глибиною 2850 м по вертикалі (2864 м по стволу).

Максимальний зенітний кут 12° , максимальна інтенсивність зміни зенітного кута 12 град. на 10 м. Спосіб буріння – роторний.

Глибина залягання продуктивного пласта C_1^S , С-3 по вертикалі 2320 м, проектний горизонт C_1^S (горизонти С8, С9) залягає на глибині 2780 м.

Тип колектора – поровий, пористість – 2– 15%, проникність – 109 мД, пісковиків – до 280 мД, глинистість – 15 – 80. Густина нафти до дегазації 805 кг/м^3 , після конденсації 861 кг/м^3 , вільний дебіт до 20 т. Градієнт пластового тиску – 0,105 МПа/10м, градієнт тиску гідророзриву – 0,190 МПа/10м, градієнт гірського тиску – 0,230 МПа/10м. Пластова температура на глибині 2850 м – 73°C .

Проектування конструкції свердловини 301-Східно-Решетняківська виконано з урахуванням конструкцій раніше пробурених свердловин (№№ 102, 104, 201) та очікуваних ускладнень під час спорудження свердловини.

Первинне розкриття продуктивних пластів в інтервалі 2150-2850 м проводили з використанням подвійноінгібованої малоглинистої промивальної рідини. Проектний компонентний склад промивальної рідини для розкриття продуктивних пластів наведено в табл. 5.4.

Проектні параметри МЕРП: густина – 1160 кг/м^3 ; умовна в'язкість – 30 – 456 с; показник фільтрації – 4 – 6 $\text{см}^3/30 \text{ хв}$; товщина фільтраційної кірки – 1,0 мм; статичне напруження зсуву за 1 і 10 хв – $(30 - 50)/(50 - 80) \text{ дПа}$; водневий показник – 8 – 9; пластична в'язкість – 13,9 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 21,6 дПа.

При досягненні свердловиною глибини 2194 м з метою регулювання структурно-реологічних, покращання інгібуючих, закріплюючих та зниження фільтраційних властивостей промивальної рідини здійснили оброблення вихідної рідини: + 0,5 % ПЕГ-400 +1,5 % КСІ +1% метанолу.

Таблиця 5.4 – Компонентний склад малоглинистої емульсійної промивальної рідини (проектний)

Назва компонента	Призначення компонента	Вміст компонента, %
Глинопорошок ПБМБ	структуроутворювач	6,25
КМЦ Finn-Fix НС	стабілізатор водовіддачі	0,5
КССБ-2М	понижувач водовіддачі	3,0
Нафта	вуглеводнева фаза	8,0
КСІ	неорганічний інгібітор	5,0
ПЕГ-400	органічний інгібітор	3,0
Савенол	регулятор міжфазного натягу	0,4
Сульфатне мило	ПАР-емульгатор	3,0

Після оброблення параметри промивальної рідини стали: густина – 1160 кг/м^3 ; КТК – 0,0875; $\text{СНЗ}_{1/10}$ – 42/66 дПа; пластична в'язкість – 14 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 29 дПа.

Для подальшого регулювання структурно-реологічних характеристик провели оброблення рідини 1% СБР і 0,1% жириноксу, після чого $\text{СНЗ}_{1/10}$ – 85/111 дПа; пластична в'язкість – 12 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 95 дПа.

При глибині свердловини 2305 м до промивальної рідини ввели: + 5 % бентонітової суспензії 5 %-ої концентрації + 0,5 % ПЕГ-400 + 0,2 % жириноксу + 2 % нафти.

Після оброблення параметри промивальної рідини стали: густина – 1180 кг/м^3 ; умовна в'язкість – 36 с; $\text{СНЗ}_{1/10}$ – 77/94 дПа; пластична в'язкість – 11,4 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 61,5 дПа.

За результатами контрольного аналізу проби промивальної рідини, відібраної з глибини 2505м, зазначено також зниження показника рН від 10,2 до 7,64, загальної мінералізації фільтрату від 15,0 до 12,57 % та збільшення вмісту бікарбонатів НСО_3 від 4514 до 10300 мг/л.

Для покращання реологічних, фільтраційних та інгібуючих властивостей проведено оброблення промивальної рідини: + 0,5 % Na_2CO_3 + 0,5 % ПЕГ-400 + 0,5 % KCl + 4 % КССБ 25%-ої концентрації. Параметри промивальної рідини стали: умовна в'язкість – 65 с; показник фільтрації – $3,5 \text{ см}^3/30\text{хв.}$; $\text{СНЗ}_{1/10}$ – 69/99 $\partial\text{Па}$; пластична в'язкість – 22 $\text{мПа}\cdot\text{с}$; динамічне напруження зсуву – 93 $\partial\text{Па}$.

Таблиця 5.5 – Результати аналізу властивостей МЕПР, відібраної із свердловини 301-Східно-Решетняківська

Параметри промивальної рідини	Розмірність	Проектне значення	Фактичне значення при глибині, м					
			2194	2305	2505	2764	2800	2850
Температура рідини	$^{\circ}\text{C}$	-	24	23	20	20	20	21
Густина	$\text{кг}/\text{м}^3$	1160-1090	1160	1180	1230	1250	1210	1180
Умовна в'язкість	с	30-50	32	36	65	52	48	52
Показник фільтрація за 30 хв	см^3	4-6	8	4	3,5	5,0	4,5	5,5
Товщина кірки	мм	1-1,5	2	1,5	1,0	1,5	1,0	1
Коефіцієнт тертя кірки		-	0,079	0,105	0,078	0,105	0,1	0,092
$\text{СНЗ}_{1/10}$	$\partial\text{Па}$	30-50/50-80	30/46	77/94	69/99	38/46	34/51	$\frac{41}{6}$ 7
Пластична в'язкість	$\text{мПа}\cdot\text{с}$	15-30	14	11,4	22,0	19,0	18,0	38
Динамічне напруження зсуву	$\partial\text{Па}$	35-70	29	61,5	93	72	48,0	94
Водневий показник, рН	-	8-9	11,67	10,2	7,64	9,09	9,0	8,87
Вміст іонів Ca^{++}	$\text{мг}/\text{л}$	-	401	501	401	200,4	200	200
Вміст іонів Mg^{++}	$\text{мг}/\text{л}$	+	122	122	182	121,6	91	91
Загальна мінералізація	%	5-7	11,2	15	12,58	11,38	11,1	10,5
Вміст колоїдної фази	%	2,2	2,3	2,2	2,15	2,31	2,16	2,1

Результати аналізу малоглинистої рідини, відібраної з глибини 2764 м свідчать, що вона характеризується задовільними значеннями структурно-реологічних, антифільтраційних та інгібуючих властивостей.

З метою нейтралізації бікарбонатів HCO_3^- проведено оброблення промивальної рідини вапняним молоком 30 – 35 %-ої концентрації з разовим додаванням у кількості 1 – 2 %. Для підтримання інших параметрів у межах проектних значень в подальшому використовували жиринокс, СБР, КССБ, ПЕГ, KCl , КМЦ. Звернуто увагу на необхідність забезпечення більш ефективного очищення промивальної рідини від вибуреної породи.

При досягненні свердловиною проектної глибини (2850 м) проведено замір реологічних характеристик на віскозиметрі OFITE-800 за таких температур:

температура 20 °С: пластична в'язкість – 38 мПа·с;

динамічне напруження зсуву – 94 дПа;

температура 40 °С: пластична в'язкість – 36 мПа·с;

динамічне напруження зсуву – 61 дПа;

температура 60 °С: пластична в'язкість – 236 мПа·с;

динамічне напруження зсуву – 52,6 дПа;

Під час первинного розкриття продуктивних пластів в інтервалі 2194 – 2850 м було відібрано 6 проб МЕРП з різних глибин (табл. 5.5). Результати аналізів засвідчили, що властивості МЕРП (умовна в'язкість, показник фільтрації, товщина фільтраційної кірки, статичне напруження зсуву, водневий показник та показники реологічних властивостей) знаходились в межах проектних значень. Вміст колоїдної фази відповідав проектним значенням. Загальна мінералізація фільтрату незначно перевищує проектну. МЕРП має високі мастильні властивості, коефіцієнт тертя кірки знаходиться в межах 0,08 – 0,1. Динаміку зміни основних параметрів МЕРП під час розкриття продуктивних пластів при спорудженні свердловини 301 Східно-Решетняківська відображено на рис. 5.2.

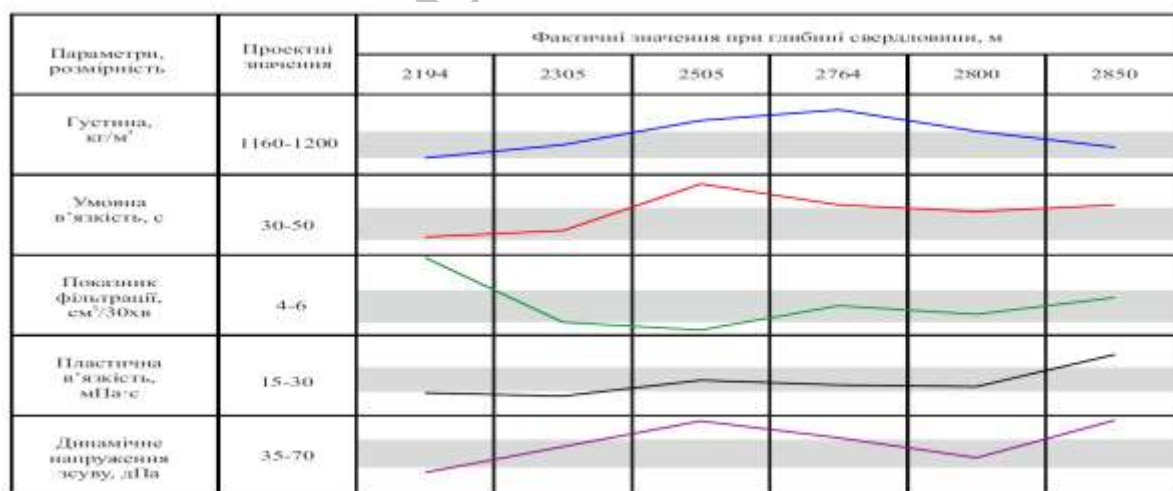


Рисунок 5.2 – Динаміка зміни параметрів МЕРП під час розкриття продуктивних горизонтів (свердловина 301 Східно-Решетняківська)

Дослідження впливу промивальної рідини на зміну проникності порідколекторів продуктивного пласта проведено на керні, характеристику якого наведено в табл. 5.6.

Таблиця 5.6 – Характеристика керна

Номер керна	Діаметр, см	Довжина, см	Об'єм, см ³	Пористість, %	Проникність, мкм ² ·10 ⁻³
014	2,8	5,91	36,37	15	40,3

Аналіз проведено за таких змодельованих пластових умов:

- тиск гідравлічного обтискування керна – 10 МПа;
- температура робочої зони – 70 °С;
- перепад робочого тиску на керні – 2 МПа.

Промивальну рідину прокачували через керн протягом 3 год. Об'єм фільтрату при цьому склав 4,5 см³. На робочому торці керна утворилась щільна кірка товщиною 5 мм.

За результатами проведених досліджень встановлено, що після прокачування через керн вуглеводневої рідини в кількості 36,4 об'ємів пор протягом 1,4 год коефіцієнт відновлення проникності керна $\beta = 0,822$.

Швидкість фільтрації при цьому постійно підвищувалась від 0,033 см/с до 0,054 см/с.

Отримані результати свідчать про задовільні антифільтраційні, мастильні та реологічні властивості промивальної рідини і достатньо високий коефіцієнт відновлення проникності керна.

5.3 Свердловина 318 Долинського родовища

Свердловина 318 Долинського родовища згідно з розробленою програмою підлягала відновленню шляхом зарізання вікна в експлуатаційній колоні на глибині 2410 м і буріння другого стовбура в інтервалі 2410 – 2670 м.

Для проведення робіт з відновлення свердловини фахівцями НДПІ ПАТ "Укрнафта" було рекомендовано застосування подвійноінгібованої емульсійної промива-

льної рідини такого компонентного складу: глино порошок ПБМБ, Na_2CO_3 , КМЦ, КССБ-МТ, РВ-СМ, NaOH, сульфол, савенол, жиринокс, нафта, KCl, пентакс, ПЕГ, лабрикол, праестол 2530, асфасол, карбонат кальцію, біоцид.

Згідно з рекомендаціями на свердловині 318 Долинського родовища заготовлено і передано в НДПІ глинисту суспензію, яка за результатами аналізу характеризувалася такими параметрами: густина – 1095 кг/м^3 ; пластична в'язкість – $6 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; динамічне напруження зсуву – 62 дПа .

Відповідно до СОУ 09.1-00135390-135:2012 "Бурові промивальні рідини для буріння свердловин в умовах родовищ ПАТ "Укрнафта" з метою одержання подвійноінгібованої промивальної рідини в лабораторії НДПІ здійснено оброблення переданої суспензії послідовним додаванням таких реагентів: $0,2 \%$ КМЦ; 12% КССБ-МТ 25% -ої концентрації; $0,3 \%$ Na_2CO_3 ; $0,3 \%$ РВ-СМ; 3% KCl; 1% ПЕГ-400; 5% нафти; 2% СБР; $0,1 \%$ NaOH; $0,2 \%$ савенолу.

Одержана МЕРП характеризувалась такими параметрами: густина – 1110 кг/м^3 ; умовна в'язкість – 42 с ; показник фільтрації – $4,5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$; товщина кірки – $0,5 \text{ мм}$; КТК – $0,0568$; рН – $9,57$; $\text{СНЗ}_{1/10}$ – $23/33 \text{ дПа}$; пластична в'язкість – $13 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; динамічне напруження зсуву – 52 дПа .

У зв'язку з відсутністю одного з головних компонентів МЕРП – органічного інгібітора ПЕГ-400, відповідно до рішення геолого-технічної наради від $03.02.2015 \text{ р.}$ в м. Івано-Франківську, за пропозицією Прикарпатського УБР в НДПІ було скориговано програму використання МЕРП (табл. 5.7).

В НДПІ протестовано МЕРП такої рецептури: 5% бентонітової суспензії + $0,5 \%$ жириноксу + $0,3 \%$ КМЦ (у вигляді 2% -го водного розчину) + $0,3 \%$ CaCl_2 + $2,5 \%$ КССБ-МТ (у вигляді 25% -го водного розчину) + $0,4 \%$ NaOH + 5% крейди + $2,5 \%$ СБР + 3% асфасол + 10% нафти.

Одержана промивальна рідина характеризувалася такими параметрами: густина – 1060 кг/м^3 ; умовна в'язкість – 50 с ; показник фільтрації за 30 хв – 4 см^3 ; кірка – "плівка"; КТК – $0,0919$; рН – $9,5$; $\text{СНЗ}_{1/10}$ – $26/40 \text{ дПа}$; пластична в'язкість – $20 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; динамічне напруження зсуву – 30 дПа .

Надалі передбачено додавання хлориду калію в кількості 3 – 5 % (разова добавка 1 % у вигляді 25 %-го розчину).

Після обважнення крейдою промивальна рідина відповідала параметрам: густина – 1260 кг/м³; умовна в'язкість – 98 с; показник фільтрації за 30 хв – 4 см³; кірка – "плівка"; КТК – 0,0437; рН – 11,04; СНЗ_{1/10} – 78/100 дПа; пластична в'язкість – 23 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 69 дПа.

Таблиця 5.7 – Параметри і компонентний склад МЕРП для буріння під експлуатаційну колону другим стовбуром

Тип рідини – малоглиниста емульсійна	
Стратиграфічний розділ в інтервалі 2410 – 2670 м	2407 – 2505 м – бистрицькі відклади; 2505 – 2637 м – вигодські відклади; 2637 – 2670 м – манявські відклади
Параметри МЕРП	
Густина, кг/м ³	1200 – 1250
Умовна в'язкість, с	40 – 120
Статичне напруження зсуву, дПа	30 – 60/45 – 90
Показник фільтрації за 30 хв, см ³	5 – 6
Товщина фільтраційної кірки, мм	0,5 – 1,5
Водневий показник	8,5 – 9,5
Концентрація твердої фази, %	менше 24
Концентрація колоїдних частинок, %	1,8 – 2,3
Показник мінералізації фільтрату, %	8,5 – 10
Вміст піску, %	менше 1,0
Вміст хлориду калію, %	5 – 8,5
Компонентний склад МЕРП для буріння інтервалу 2410 – 2670 м	
Найменування реагенту	Концентрація, кг/м ³
ПБМБ	60
Na ₂ CO ₃	5
КМЦ ^{*)}	15
КССБ-МТ ^{*)}	50
РВ-СМ	5
NaOH	10
Сульфонол	1
Вапно	20
Жиринокс	5
Нафта	150
Хлористий кальцій	3
Пентакс (Премікс –D відповідно до розпорядження ПАТ "Укрнафта" за № 09.2.1-29/231 від 28.11.2014 р.)	2
Хлористий калій	50
Лабрикол	25
Флокулянт Праєстол 2530	2
Asphasol (Премікс О відповідно до розпорядження	20

ПАТ "Укрнафта" за № 09.2.1-29/230 від 28.11.2014 р.)	
Карбонат кальцію: (крейда, мікрокальцит, baracarb) різного фракційного складу: 5 мкм, 25 мкм, 50 мкм у співвідношенні 1:2:2	385
Біоцид	0,5
*) В інтервалі 2410 – 2670 м збільшити витрати реагентів-стабілізаторів (КМЦ, КССБ-МТ) в 1,3 раза	

Дослідження впливу температури на зміну реологічних параметрів проведено з допомогою віскозиметра OFITE–800) і одержано такі результати:

при температурі 20 °С:

пластична в'язкість – 32 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 58 дПа;

при температурі 40 °С:

пластична в'язкість – 20 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 39 дПа;

при температурі 60 °С:

пластична в'язкість – 15 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 48 дПа;

при температурі 80 °С:

пластична в'язкість – 11 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 67 дПа.

Роботи з приготування базової глинистої суспензії та її стабілізації реагентом КМЦ Finn-Fix HC розпочато Прикарпатським УБР самостійно 10.02.2015 р.

Фахівці НДПІ були задіяні до проведення робіт на свердловині 318-Долина починаючи з 13.02.2015 р. після переведення свердловини з рідини, на якій проводили вирізання "вікна" в експлуатаційній колоні, на попередньо заготовлену та стабілізовану глинисту суспензію. Проведено засолення промивальної рідини неорганічними інгібіторами (хлоридом калію та хлоридом кальцію), стабілізацію (комбінованою обробкою КМЦ Finn-Fix HC та КССБ-МТ), обважнення – крейдою. Для покращення змащувальних властивостей введено змащувальну домішку лабрикол у комбінації з ПАР жиринокс, а для покращення кольматуючих властивостей – мармурову крихту. Всього було заготовлено 65 м³ базової промивальної рідини (30 м³ – попередній об'єм свердловини, 35 м³ – приймальні ємкості), для чого було використано такі матеріали та хімреагенти: глинопорошок бентонітовий; Na₂CO₃ – 0,150 т; КМЦ Finn-Fix HC – 0,650 т; КССБ-МТ – 2,090 т; KCl – 3,0 т; CaCl₂ – 0,150 т; сульфонол – 0,02 т; жиринокс – 0,2 т; вапно – 0,18 т; лабрикол – 0,6 т; карбонат кальцію – 13,9 т.

16.02.2015р. пробу заготовленої промивальної рідини було направлено в НДПІ ПАТ "Укрнафта" для проведення контрольного аналізу, результати якого наведено в табл. 5.8.

Таблиця 5.8 – Результати аналізу МЕПР із свердловини 318-Долинська з добавкою "Премікс О" і "Премікс D"

Параметр МЕПР, розмірність	Значення параметра			
	проектні згідно з програмою (2410 – 2670 м)	фактичні, станом на 16.02.15 р.	вихідна база-ва БПР + 1,8 % "Премікс О"	вихідна база-вова БПР + 0,05 % "Премікс D"
Температура БПР, °С	–	20	20	20
Густина, кг/м ³	1200 – 1250	1245	1245	1250
Умовна в'язкість, с	40 – 120	48	48	46
Показник фільтрації за 30 хв, см ³	5 – 6	4,5	4,0	4,5
Товщина фільтраційної кірки, мм	0,5 – 1,5	1,0	1,0	1,0
Коефіцієнт тертя кірки	–	0,083	–	0,07
СНЗ за 1 хв і за 10 хв, дПа	30 – 60/ 45 – 90	45/111	43/107	41/96
Пластична в'язкість, мПа·с	–	15	–	–
Динамічне напруження зсуву, дПа	–	8	–	–
Водневий показник, рН	8 – 9	8,1	8,0	–
Вміст іонів кальцію Ca ⁺⁺ , мг/л	–	4709	–	–
Вміст іонів магнію Mg ⁺⁺ , мг/л	–	608	–	–
Загальна мінералізація, %	8 – 14	6,75	–	–
Вміст КСl, %	–	4,7	–	–
Вміст колоїдної фази, %	1,9 – 2,65	3,3	–	–
Вміст карбонатів CO ₃ ²⁻ , мг/л	–	0	–	–
Вміст бікарбонатів HCO ₃ ⁻ , мг/л	–	5368	–	–

За результатами аналізу проби промивальної рідини зафіксовано високий вміст іонів бікарбонатів з концентрацією 5368 мг/л, що свідчило про бактерицидне забруднення.

Слід зазначити, що на момент відбору проби для проведення аналізу в НДПІ реагенти "Премікс О" і "Премікс D" ще не були завезені на свердловину. На думку фахівців НДПІ, ймовірним джерелом початкового бактерицидного забруднення промивальної рідини могли бути як привозна (технічна) вода, використана для приготування і обробки суспензії, так і технологічний транспорт для її транспортування.

Після одержання НГВУ "Долинанафтогаз" органоколоїдного реагенту "Премікс О" та піногасника "Премікс D" було відібрано їх проби і надано для тестування в НДПІ (лист №36 БМТЗ-63 від 16.02.15 р.). За результатами тестування на відповідність вимогам ТУ У 20.5-38991834-002:2014 встановлено, що зазначені реагенти відповідають вимогам ТУ і були допущені до промислового застосування.

Після тестування проб органоколоїдного реагенту "Премікс О" та піногасника "Премікс D" у лабораторних умовах проведено їх моделювання з буровою промивальною рідиною із свердловини 318-Долинська. За результатами моделювання рецептури МЕПР безпосередньо на свердловині прийнято рішення щодо поетапного введення протягом циклу циркуляції у свердловину зі спостереженням роботи всього обладнання з приготування, очищення та перекачування промивальної рідини.

I етап: у глиномішалку закачали базову бурову промивальну рідину в кількості $3 \text{ м}^3 + 120 \text{ кг}$ "Премікс О". Після перемішування додано ще 1 м^3 БПР із циркуляції. Після досягнення гомогенності рідини протягом 1 год 20 хв її однаковими порціями додано до базової БПР під час циркуляції.

II етап: у глиномішалку закачали базову БПР в кількості $3 \text{ м}^3 + 280 \text{ кг}$ "Премікс О" + 10 кг "Премікс D". Після перемішування додано ще 1 м^3 БПР із циркуляції. Після досягнення гомогенності рідини протягом 1 год 20 хв однаковими порціями додано до базової БПР під час циркуляції.

Обробки здійснено до досягнення вмісту 1,8 % органоколоїдного реагенту "Премікс О" у приготуваній системі. Після добавок реагентів "Премікс О" та "Премікс D" БПР характеризувалася такими показниками: густина – 1245 кг/м^3 ; показник фільтрації – $4,0 \text{ см}^3$ за 30 хв, умовна в'язкість – 49 с; СНЗ – 41/109 дПа·с.

В лабораторії НДПІ проведено дослідження реологічних характеристик промивальної рідини, відібраної із свердловини 318-Долина 17.03.15р. з використанням ротаційного віскозиметра OFITE-800. Оброблення даних вимірювань проведено з допомогою програми "FineRheo". З аналізу результатів досліджень випливає, що для оцінювання реологічних характеристик промивальної рідини найбільше відповідає реологічна модель Шведова-Бінгама, яка добре корелюється з реологічними моделями полімер-глинистих промивальних рідин. При підвищенні температури пластична

в'язкість промивальної рідини при високих швидкостях зсуву зменшується тому, що в'язкість дисперсійного середовища знижується. На рис. 5.3 зображено динаміку зміни пластичної в'язкості промивальної рідини, відібраної із свердловини 318-Долина під час її поглиблення. Дослідження реологічних параметрів проведено за температури 20 °С і 50 °С, з результатів яких видно, що пластична в'язкість за температури 20 °С (рис. 5.3, лінія 1) на всіх глибинах вища, ніж за температури 50 °С (рис. 5.3, лінія 2).

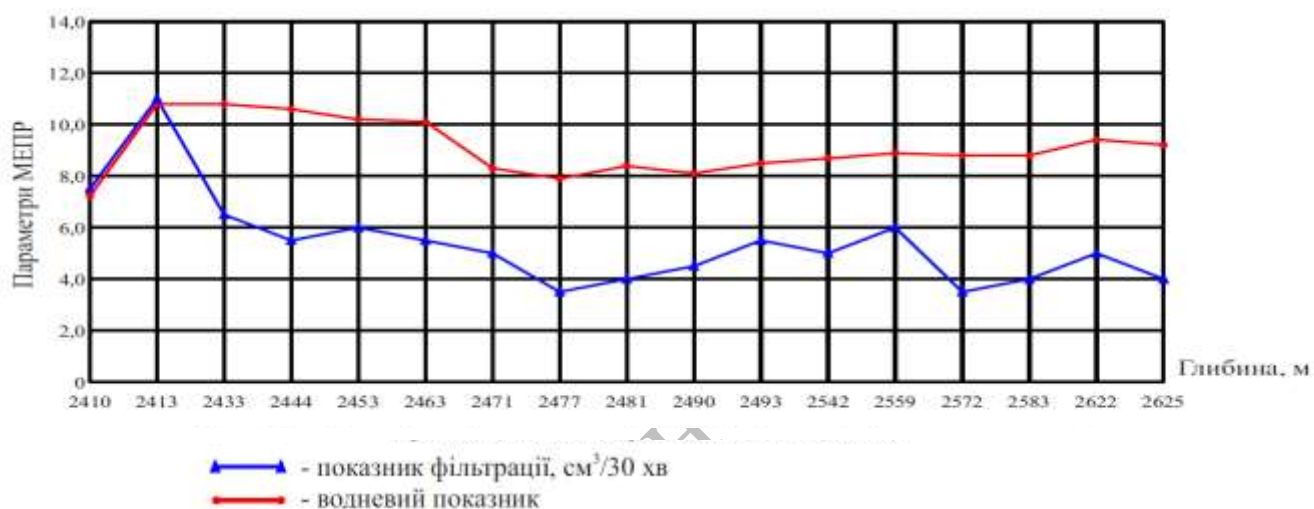
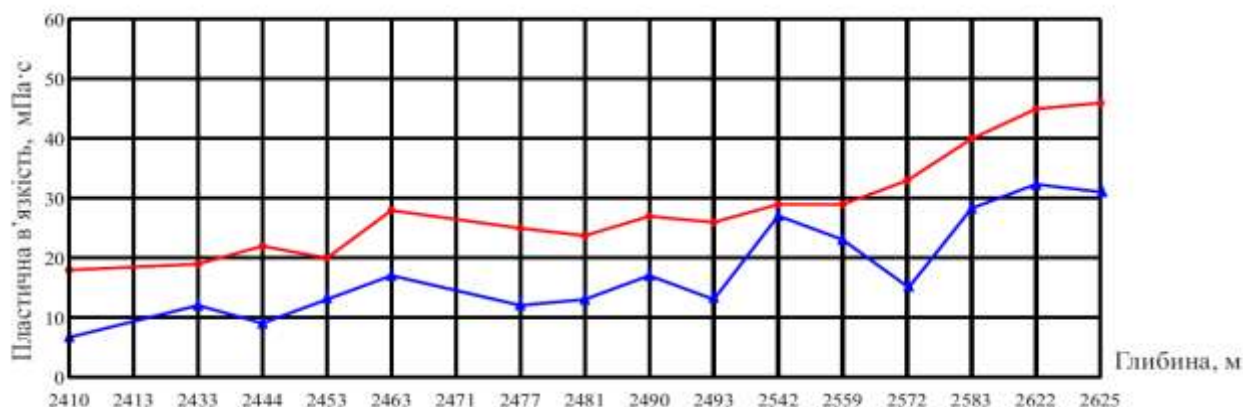


Рисунок 5.3 – Динаміка зміни параметрів МЕРП під час буріння другого стовбура при відновленні свердловини 318-Долина

Під час буріння другого стовбура свердловини в інтервалі 2410 – 2625 м спостерігалось періодичне зменшення показника рН (мінімальне значення якого становило 7,2). Максимальне значення показника (рН = 10,77) спостерігалось після установавлення та розбурювання до глибини 2413 м цементного моста (рис. 5.4, лінія 2).



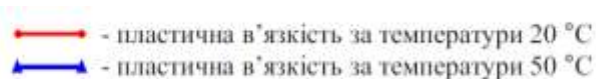


Рисунок 5.4 – Динаміка зміни пластичної в'язкості МЕПР під час буріння другого стовбура при відновленні свердловини 318-Долина

Регулювання показника рН здійснювали за методикою, запропонованою НДПІ, шляхом оброблення промивальної рідини вапном.

Фільтраційні показники БПР залишалися стабільними і знаходились у межах, передбачених проектною документацією (3,5 – 6 см³), за винятком підвищення фільтрації до 11 см³/30 хв після розбурювання цементного моста (рис. 5.4, лінія 1).

Під час буріння другого стовбура свердловини було відібрано 18 проб промивальної рідини, узагальнені результати параметрів яких наведено в табл. 5.9. Аналіз результатів визначення показників фізико-хімічних характеристик промивальної рідини із свердловини 318 Долинського родовища та результатів їх коригування дає підставу зазначити, що її параметри відповідали проектним значенням.

Інгібуючі властивості у застосовуваній промивальній рідині підтримували додаванням КС1, вміст якого впродовж поглиблення свердловини знаходився в межах 3-4,7 %, що дещо менше від проектних значень, а вміст іонів кальцію складав 200 – 709 мг/л при загальній мінералізації фільтрату 4,23 – 10,3 %. Ефективне комбіноване використання хлориду калію та кольматанту "Премікс-О" забезпечили стійкість стовбура свердловини в нестійких бистрицьких відкладах за густини БПР 1210 – 1250 кг/м³.

Дослідження впливу БПР на фільтраційно-ємнісні характеристики порідколекторів проводили шляхом визначення коефіцієнта відновлення проникності керна після прокачування через нього проби промивальної рідини, відібраної із свердловини при глибині вибою 2542 м. Характеристику керна наведено в табл. 5.10.

Таблиця 5.10 – Характеристика досліджуваного керна

Діаметр, см	Довжина, см	Об'єм, см ³	Пористість, %	Проникність, мкм ² ·10 ⁻³
2,74	5,85	34,5	11,3	5,9

Параметри промивальної рідини: – густина – 1260 кг/м³; умовна в'язкість – 50 с; статичне напруження зсуву при 20 °С – 9/29 дПа, при 50 °С – 35/56 дПа; пластична

в'язкість – 25 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 26 дПа; показник фільтрації за 30 хв – 5 см³; товщина кірки – 1 мм; КТК – 0,078; водневий показник – 8,6; загальна мінералізація – 7,85 %; вміст КСl – 3,8 %; тверда фаза – 31,9 %; колоїдна фаза – 2,97%; вміст: Ca²⁺⁺ – 200 мг/л; Mg²⁺⁺ – 61 мг/л; CO₃²⁻ – 120 мг/л; HCO₃⁻ – 7260 мг/л; вуглеводнева фаза – 9,98 % (об.).

Коцкулич Євген Ярославович

Таблиця 5.9 – Результати контрольних аналізів промивальної рідини при бурінні другого стовбура

Дата 2015 р.		Проектні значення	До введення "Премікс О" та "Премікс D"	19.02	26.02	01.03	05.03	10.03	16.03	23.03	26.03	30.03
Параметри розчину				19.02	26.02	01.03	05.03	10.03	16.03	23.03	26.03	30.03
Вибій, м		2410 – 2670 м			перед цементажем	2413	2432,5	2444	2453	2463	2471	2477,1
Густина, кг/м ³		1200 – 1250*	1245	1210	1215	1220	1230	1230	1220	1220	1210	1230
Умовна в'язкість, с		40 – 120	48	32	24	32	41	44	44	80	76	44
СНЗ	за 1 хв, дПа	30 – 60	45	3	2	0,4	32	48	33	65	56	29
	за 10 хв, дПа	45 – 90	111	18	13	1	51	79	57	99	86	51
Показник фільтрації за 30 хв, см ³		5 – 6	4,5	6	7,5	11	6,5	5,5	6	5,5	5,0	3,5
Товщина фільтраційної кірки, мм		0,5 – 1,5	1,0	2	1	1,5	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	0,5
Коефіцієнт тертя кірки		–	0,083	0,096	0,15	0,19	0,10	0,05	0,05	0,05	0,10	0,08
Водневий показник розчину		8 – 9	8,1	7,2	7,21	10,77	10,8	10,62	10,22	10,12	8,33	7,87
Вміст колоїдної фази, %		1,8 – 2,3	3,3	2,6	4,29	4,62	5,31	4,45	4,29	4,95	3,14	3,14
Загальна мінералізація, %		8 – 14	6,75	7,3	6,65	4,5	6,16	10,3	10,3	5,5	4,5	5,09
Вміст іонів кальцію Ca ⁺⁺ , мг/л		–	4709	–	751	1102	300	200	400	250,5	150,3	200
Вміст іонів магнію Mg ⁺⁺ , мг/л		–	608	–	0	0	0	0	0	0	0	0
Концентрація карбонатів CO ₃ ²⁻ , мг/л		–	–	0	0	1260	420	720	960	840	0	0
Концентрація бікарбонатів HCO ₃ ⁻ , мг/л		–	5368	5490	4575	2806	1281	1403	3172	2867	4880	3965
Вміст хлориду калію, %		5-8,5	4,7	3,8	3,9	3,0	3,0	4,5	4,0	4,0	4,5	4,2
Вміст вуглеводневої фази, %		–	–	–	7	7	6	6	8	7	8	7
Вміст твердої фази, %		менше 24	–	–	12	10	14	8	10	12	11	10
Вміст піску, %		менше 1	–	–	0,8	–	0,8	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Пластична в'язкість, мПа·с (на OFITE-800)		–	15	18/ 7**	–	–	19/ 12 **	22/ 9**	20/ 13**	28/ 17**	–	25/ 12**
Динамічне напруження зсуву, дПа (на OFITE-800)		–	8	14/ 58**	–	–	21/ 54**	48/ 77**	38/ 28**	100/ 105**	–	38/ 72**

Кінець таблиці 5.9

Дата		Проектні значення	01.04	05.04	08.04	14.04	16.04	21.04	23.04	27.04	05.05
Параметри розчину											
Вибій, м		2410 – 2670 м	2481	2489,7	2492,85	2542	2559	2572	2583	2622	2625
Густина, кг/м ³		1200 – 1250 ^{*)}	1230	1230	1245	1250	1250	1250	1250	1250	1250
Умовна в'язкість, с		40 – 120	48	64	56	50	64	70	90	110	108
СНЗ	за 1 хв, дПа	30 – 60	18/66 ^{**)}	42/78	23/43 ^{**)}	9/35 ^{**)}	24/81 ^{**)}	4/45 ^{**)}	9/21 ^{**)}	14/71 ^{**)}	28
	за 10 хв, дПа	45 – 90	54/103 ^{**)}		35/65 ^{**)}	29/56 ^{**)}	49/105 ^{**)}	18/75 ^{**)}	30/49 ^{**)}	46/98 ^{**)}	47
Показник фільтрації за 30 хв, см ³		5 – 6	4,0	4,5	5,5	5	6	3,5	4	5	4
Товщина фільтраційної кірки, мм		0,5 – 1,5	0,5	1	1	1	1	0,5	0,5	1,5	1,5
Коефіцієнт тертя кірки		–	0,10	0,16	0,11	0,0787	0,0524	0,07	0,105	0,0787	0,0787
Водневий показник розчину		8 – 9	8,4	8,12	8,46	8,7	8,9	8,84	8,78	9,45	9,17
Вміст колоїдної фази, %		1,8 – 2,3	3,63	3,63	3,63	2,97	2,8	2,97	2,8	3,3	3,3
Загальна мінералізація, %		8 – 14	4,23	6,63	6,9	7,85	7,89	8,4	6,8	8,9	8,65
Вміст іонів кальцію Ca ⁺⁺ , мг/л		–	200	200,4	250,5	200	250	301	301	301	250,5
Вміст іонів магнію Mg ⁺⁺ , мг/л		–	0	0	0	61	61	61	61	61	30,4
Концентрація карбонатів CO ₃ ²⁻ , мг/л		–	300	0	0	120	120	0	240	780	600
Концентрація бікарбонатів HCO ₃ ⁻ , мг/л		–	3965	5185	5490	7260	7076	7686	6710	9760	13420
Вміст хлориду калію, %		5 – 8,5	4,2	4,7	3,3	3,8	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8
Вміст вуглеводневої фази, %		–	8	7	7	10	–	–	–	–	10
Вміст твердої фази, %		менше 24	14	14	12	–	–	–	–	–	–
Вміст піску, %		менше 1	0,4	0,4	0,4	–	–	–	–	–	–
Пластична в'язкість, мПа·с (на OFITE-800)		–	23/13 ^{**)}	27/17 ^{**)}	26/13 ^{**)}	29/27 ^{**)}	29/23 ^{**)}	33/15 ^{**)}	40/28 ^{**)}	45/32 ^{**)}	46/31 ^{**)}
Динамічне напруження зсуву, дПа (на OFITE-800)		–	43/34 ^{**)}	62/38 ^{**)}	34/63 ^{**)}	91/29 ^{**)}	53/53 ^{**)}	19/54 ^{**)}	63/34 ^{**)}	115/91 ^{**)}	91/82 ^{**)}
*) із подальшим зниженням у продуктивних відкладах, **) замір при температурі 50 °С											

За результатами дослідження рекомендовано провести додаткове оброблення вихідної БПР такими компонентами: 5 % бентонітової суспензії 5 %-ої концентрації + 3 % КССБ 25 %-ої концентрації + 3 % КМЦ 2 %-ої концентрації + 1% "Премікс О".

Після оброблення параметри БПР стали такими: густина – 1230 кг/м³; умовна в'язкість – 60 с; статичне напруження зсуву – 19/39 дПа; пластична в'язкість – 19 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 29 дПа; показник фільтрації за 30 хв – 4 см³; товщина кірки – 1 мм; КТК – 0,07.

Умови дослідження :

- тиск гідравлічного обтискування керна – 10 МПа;
- температура робочої зони – 70 °С;
- перепад робочого тиску на керні – 2 МПа.

В результаті прокачування через керн досліджуваної рідини об'єм фільтрату склав 2,6 см³ за 3 год прокачки. На керні утворилася липка кірка товщиною 1 мм середньої щільності.

Після прокачування 10 порових об'ємів вуглеводневої рідини за 30 хв відновлення проникності керна β (зворотна фільтрація) становило 0,672. Швидкість фільтрації знижувалась від 0,135 см/с до 0,0144 см/с.

В результаті зрізання торця керна на 1 мм і прокачування 5 порових об'ємів вуглеводневої рідини за 30 хв, швидкість фільтрації інтенсивно знижувалася від 0,0735 до 0,0094 см/с, а коефіцієнт відновлення проникності керна β становив 0,28.

Після витримування керна у 10%-ому розчині HCl впродовж 16 год прокачали 25 порових об'ємів вуглеводневої рідини за 15 хв. При цьому швидкість фільтрації знижувалася від 0,2 до 0,12 см/с і було досягнуто практично повного відновлення проникності керна (~ 1,0).

За одержаними результатами було рекомендовано:

– підвищення реологічних показників МЕПР здійснювати з використанням композиції суміші реагентів: бентонітової суспензії 5 – 7% конц. + КМЦ + Праестол-2530. Дана композиція реагентів забезпечувала покращення антифільтраційних властивостей завдяки утворенню щільної малопроникної кірки, стабі-

лізацію показників фільтрації, статичного і динамічного напруження зсуву ($\text{CHZ}_{1/10} - 50/90$ дПа; $\Phi_1 - 4 \text{ см}^3$ за 30 хв);

– з метою зниження вмісту іонів HCO_3^- та підвищення лужності промивальної рідини запропоновано періодично проводити її вапнування;

– здійснення заходів з коригування складу твердої фази, підвищення інгібуючих, закріплюючих і блокуючих властивостей здійснювати шляхом введення карбонатів (крейди, мармурової крихти). Блокуючі і закріплюючі функції забезпечували додаванням органічної домішки "Премікс О" в кількості 1,8 %;

– підвищення інгібуючих властивостей здійснювати використанням хлориду калію та кальцинуванням БПР, а як стабілізатори водовіддачі в системі використовувати КССБ-МТ і КМЦ.

Ефективний супровід будівництва свердловин спеціалістами НДПІ та ПУБР з розроблення та оперативного впровадження рецептури оброблення бурової промивальної рідини забезпечили підтримання її параметрів у межах проектних значень. Результати контрольних аналізів проб БПР свідчать, що вона характеризувалася задовільними фільтраційними, структурно-механічними, реологічними, триботехнічними та високими інгібуючими властивостями, а завдяки введенню випробовуваних реагентів "Премікс О" та "Премікс D" – блокуючими і деаеруючими властивостями.

На основі результатів дослідно-промислових випробувань МЕПР під час буріння другого стовбура у свердловині 318-Долина можна зробити висновки:

1. Промивальна рідина у свердловині 318-Долинська характеризується задовільними фільтраційними та структурно-реологічними показниками, однак має певні ознаки бактеріального забруднення в межах, характерних для більшості свердловин ПАТ "Укрнафта".

2. Негативна динаміка вмісту бікарбонатів не призвела до очікуваного погіршення фільтраційних, структурно-механічних та реологічних показників промивальної рідини, що засвідчує як дієвість технологічного супроводу фахівців НДПІ, так і збалансованість компонентного складу системи промивальної рідини. Зростання вмісту іонів бікарбонатів до 5368 мг/л виникло до моменту застосування реагентів "Премікс О" та "Премікс D".

3. Високі інгібуючі властивості промивальної рідини сприяли підвищенню гідрофобізації та зменшенню гідратації глинистої фази, що забезпечило стійкість стовбура свердловини у бистрицьких відкладах за густини БПР 1210 – 1250 кг/м³.

4. Випробувані реагенти "Премікс О" та "Премікс D" повною мірою виконують своє функціональне призначення. Фахівцями НДПІ та Прикарпатського УБР не зафіксовано негативного впливу реагентів "Премікс О" і "Премікс D" на показники рН та концентрацію іонів бікарбонатів.

5. За результатами досліджень БПР на керновому матеріалі встановлено, що дана система сприяє збереженню фільтраційних властивостей порід-колекторів і рекомендується для використання під час виконання бурових робіт в аналогічних гірничо-геологічних умовах.

Висновки до розділу 5

1. Проведено промислово-дослідні випробування малоглинистої емульсійної промивальної рідини під час первинного розкриття продуктивних пластів в інтервалі 3305 – 3485м при бурінні свердловини 83 Старо-Самбірського родовища, результати яких підтвердили високу ефективність її застосування в умовах родовищ Бориславського НПР.

2. Промислово-дослідні випробування високоінгібованої промивальної рідини, розробленої для первинного розкриття продуктивних пластів в інтервалі 2194 – 2850м, під час буріння свердловини 301 Східно-Решетняківського родовища підтвердили її ефективність, що забезпечило успішну провідку свердловини і якісне розкриття продуктивних пластів. Коефіцієнт відновлення проникності керна становив 0,822, а після соляно-кислотної обробки – понад 0,95.

3. Застосування високоінгібованої МЕПР забезпечило успішне буріння другого стовбура свердловини у бистрицьких відкладах з високим вмістом глинистої фази під час відновлення свердловини 318 Долинського родовища без ускладнень. Випробування реагентів "Премікс О" та "Премікс D" свідчать, що вони повною мірою виконали своє функціональне призначення і не зазначено їх негативного впливу на показник рН та концентрацію іонів бікарбонатів.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій для якісного первинного розкриття продуктивних пластів, складених малопроникними колекторами з низькими тисками, обґрунтовано компонентний склад високоінгібованих малоглинистих промивальних рідин із вмістом вуглеводневої фази рослинного походження, що створює екологічно безпечні умови для спорудження свердловин на родовищах, розташованих у рекреаційних зонах Бориславського НПР. Основні результати зводяться до наступного.

1. Проаналізовано гірничо-геологічні умови буріння, первинного розкриття пластів та досвід застосування бурових промивальних рідин на родовищах Бориславського НПР, для яких характерна складна геологічна будова, літологічна неоднорідність розрізу, присутність різнонапірних покладів, аномально низьких пластових тисків та покладів, складених малопроникними, низькопористими породами. Уточнено вимоги до промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів, які територіально розташовані в рекреаційних зонах.

2. За результатами проведених досліджень уточнено механізм спільної дії неорганічних та органічних інгібіторів за різних термобаричних умов, виявлено ефект їх синергізму, що створює передумови для одержання бурових промивальних рідин з підвищеними інгібуючими властивостями.

3. Застосуванням математичного планування експериментів з використанням композиції хімічних реагентів розроблено базову рецептуру малоглинистої емульсійної промивальної рідини.

4. Вперше розроблено рецептуру малоглинистої промивальної рідини, в компонентному складі якої як вуглеводневу фазу використано рицинову оливу, що є передумовою її екологічно безпечного застосування в рекреаційних зонах Бориславського НПР. Показано, що регулювання фільтраційних, інгібуючих та структурно-реологічних властивостей рідини можна здійснювати шляхом застосування відомих методів, матеріалів та реагентів.

5. Вперше розроблено та впроваджено під час буріння свердловини, як альтернатива зарубіжним аналогам, реагенти рослинного походження – інгібітор-органоколоїд "Премікс О" та піногасник "Премікс D".

6. За результатами дослідно-промислових випробувань розробленої МЕПР під час спорудження свердловин 83 Старо-Самбірського і 301 Східно-Решетняківського родовищ та відновленні свердловини 318 Долинського родовища підтверджено висока ефективність її промислового використання під час первинного розкриття продуктивних пластів.

Коцкулич Євген Ярославович

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Амиян В. А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В. А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1980. – 380 с.
2. Феदिшин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення / В.О. Федишин. – К.: УкрДГРІ, 2005. - С. 148.
3. Яремийчук Р.С. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин / Р.С. Яремийчук, Ю.Д. Качмар. – Львов: Вища школа. Изд-ство при Львов. ун-те, 1982. – 152 с.
4. Мислюк М.А. До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України / М.А. Мислюк, І.М. Ковбасюк, В.М. Стасенко, М.В. Гунда // Нафтова і газова промисловість. – 2008. - № 5. – С. 17-19.
5. Единые технические правила работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. – М.: ВНИИОЭНГ, 1983. – 48 с.
6. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
7. Балувев А.А. Бурение продуктивных пластов в условиях равновесия (депрессии) в системе скважина-пласт / А.А. Балувев // Нефтяное хозяйство. – 2001. - №9. – С. 38-39.
8. Тейхроб Р. Как изменяется технология бурения с отрицательным дифференциальным давлением / Р. Тейхроб, Д. Вейлларджен // Нефтегазовые технологии. – 2000. - №6. – С. 43-57.
9. Тагиров К.М. Новые технологии при бурении и ремонте скважин / К.М. Тагиров, В.Е. Нифонтов, В.Е. Дубенко и др. // Газовая промышленность. – 1997. – С. 32-39.
10. Онищенко В.Т. Эффективные научные исследования ДАО "СевКавНИПИГаз / В.Т. Онищенко // Газовая промышленность. – 1997. - №9. – С. 30-32.
11. Буримов Ю.Г. Создание технических средств для бурения с регулированием дифференциального давления в системе скважина-пласт / Ю.Г. Буримов, А.С. Са-

вельев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. - №5. – С. 50-51.

12.Щукин В.Н. Инновационный подход к технологии буровых работ на месторождениях ОАО "РИТЭК" / В.Н. Щукин, Р.Г. Шевалдин, Д.А. Лубяный // Бурение и нефть. – 2003. - №3. – С. 40-41.

13.Белоруссов В.О. Новые методы буровой технологии / В.О. Белоруссов // Бурение и нефть. – 2003. - №6. – С. 42-43.

14.Никитин Б.А. Состояние техники и технологии заканчивания скважин / Б.А. Никитин, А.Г. Потапов, А.Н. Гноевых // Газовая промышленность. – 2000. - №7. – С. 38-40.

15.Рустамбеков Т.Ф. Состояние и перспективы совершенствования техники и технологии глубокого разведочного бурения / Т.Ф. Рустамбеков // Нефтяное хозяйство. – 1992. - №11. – С. 7-9.

16.Коцкулич Є.Я. Стан якості первинного розкриття продуктивних пластів з аномально низькими пластовими тисками / Є.Я. Коцкулич, Я.С. Коцкулич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №2(28)– С. 93-96.

17.Амиян В.А. Влияние свойств промывочных жидкостей на проницаемость коллектора в процессе вскрытия пласта / В.А. Амиян, Н.П. Васильева // Вопросы вскрытия нефтяного пласта. – М.: ВНИИОЭНГ, 1965. – 12 с.

18.Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтяного пласта / В.А. Амиян, Н.П. Васильева. – М.: Недра, 1973. – 336 с.

19.Бейзик О.С. Буровий розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів / О.С. Бейзик, М.І. Оринчак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. - №1(30). – С. 88-92.

20.Орлов Л.И. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа / Л.И. Орлов, А.В. Ручкин, А.М. Свихнушин. – М.: Недра, 1976. – 85 с.

21.Роджерс В.Ф. Промывочные жидкости для бурения скважин. Пер. с англ. / В.Ф. Роджерс. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 390 с.

22. Гайворонский И.Н. Оценка качества вскрытия пласта по промысловым данным / И.Н. Гайворонский // Нефтепромысловое дело: НТС. – 1976. – №8. – С. 17-18.

23. Иващенко В.А. Условия формирования зоны проникновения в коллекторах нефти и газа месторождений Западной Сибири / В.А. Иващенко, В.И. Леонтьев, Р.С. Сагибчареев // Тр. Зап.-Сиб. научн.-исслед. геол. нефтеразвед. ин-та. – Тюмень, 1971. – С. 54-64.

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

25. Кошелев В.Н. Опыт применения малоглинистого бурового раствора для вскрытия низкопроницаемых нефтенасыщенных пластов в ТПП "Урайнефтегаз" / В.Н. Кошелев, А.И. Пеньков, Ю.В. Демин // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола: Сб. научн. тр. ОАО НПО "Бурение". – 1998. – С. 129-140.

26. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. Т.2.: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – 303 с.

27. Васильченко А.О. Новый безглинистый буровой розчин з підвищеними інгібуючими властивостями / А.О. Васильченко, О.В. Кустурова // Проблеми нафтогазової промисловості: Зб. наук. пр. – Київ, 2005. – С. 146-150.

28. Кошелев В.Н. Новые типы безглинистых структурированных буровых растворов – альтернатива биополимерным растворам / В.Н. Кошелев // –Сб. научн. тр. ОАО НПО "Бурение". – Вып.6. – Краснодар, 2001. –С. 25-36.

29. Андерсон Б.А. Асептическая деструкция полисахаридных реагентов, применяемых при бурении скважин / Б.А. Андерсон // Нефтяное хозяйство. – 2004. - №6. – С. 64-66.

30. Особенности применения биополимерного бурового раствора "Бурвис" при бурении горизонтальных скважин в ООО "Мегионское УБР" / Е.Ю. Камбулов, А.М. Бородин, И.Е. Александров, В.А. Проскурин // Сб. научн. тр.: ОАО НПО Бурение. – Вып. 11. – Краснодар, 2004. – С. 256-267.

31. Российский биополимерный реагент АСГ-1 и гидрогелевая система "Бурвис" для бурения горизонтальных и наклонно-направленных скважин / Е.Ю. Камбулов, Н.И. Резник, Е.Н. Молканова, Ю.Н. Мойса // Сб. научн. тр.: ОАО НПО Бурение. – Вып. 6. – Краснодар, 2001. – С. 135-143.

32. Ткачишин С.В. О зоне проникновения глинистого раствора в продуктивные пласты / С.В. Ткачишин // Геофизические исследования на Украине. – К.: Техніка. – 1970. – С. 221-223.

33. Сихьют М. Применение биополимерных растворов для проводки горизонтальных стволов / М. Сихьют, Л. Гриб // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1990. - №1. – С. 13-18.

34. Крезуб А.П. Выбор технологии вскрытия продуктивных пластов / А.П. Крезуб, Н.Р. Рабинович // Нефтяная и газовая промышленность. – 1988. - №1. – С. 12-14.

35. Кустурова О.В. Розробка і дослідження гуматно-біополімерного бурового розчину для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. - №1. – С. 16-21.

36. Кошелев В.Н. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов за счет использования буровых растворов на основе полианионной целлюлозы (ПАЦ) / В.Н. Кошелев, В.А. Куксов // Сб. научн. тр.: ОАО НПО "Бурение". – Вып 3. - Краснодар, 1999. – С. 66-69.

37. Крецул В.В. Повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами / В.В. Крецул // Автореф. дис. канд. техн. наук: М., 2003. – 25 с.

38. Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес. – М.: Недра, 1985. – 157 с.

39. Патент США 3841419, МПК⁶ E211321/04 Control of colligative properties of drilling mud (USA); Vc Graw-Hill Inc. - № 819407; Заявл. 14.09.73; Оpubл. 15.10.74; НКИ 17540.

40. The capillary suction Time (CST) method for analyzing shale dispersion // Baroid/NL Industries, Inc. – 1989. – P108.

41. Овчинников В.П. Промывочные жидкости для вскрытия продуктивных пластов / В.П. Овчинников, О.В. Овчинников, О.В. Гаршина, В.Г. Татауров, В.В. Салтыков // Шестая Международная научн.-практ. конф. 31 окт.-3 нояб. 2000г. – Иваново-Франковск: Изд-во "Факел", 2000. – С. 97-100.

42. Кузнецов А.В. К решению проблемы качественного вскрытия и разобщения пластов / А.В. Кузнецов, В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова, П.В. Овчинников // Бурение. – 2000. - №3. – С. 8-10.

43. Васильченко А.А. Безглинистый биополимерный буровой раствор на основе синергетической смеси / А.А. Васильченко, Е.В. Кустурова // XIX межотр. научн.-практ. конф. ОАО НПО "Бурение" по проблемам строительства и ремонта скважин, Анапа, 22-25 мая 2006 г.. – Анапа, 2006.

44. Пат. 5148 Україна, МПК⁵ C09K7/02. Біополімерний буровий розчин / О.В. Кустурова, А.О. Васильченко, М.В. Гордійчук, В.Л. Кушнар'ов // (Україна): Опубл. 15.02.05, Бюл. №2. – 3 с.

45. Овчинников П.В. Промывочные жидкости для вскрытия терригенных коллекторов Уренгойской группы месторождений: Монография / П.В. Овчинников, В.В. Салтыков, О.В. Нагарев // Тюмень: Нефтегазовый университет, 2007. – 216 с.

46. Аксенова Н.А. Биополимерсолевые промывочные жидкости: Монография / Н.А. Аксенова, В.П. Овчинников, В.В. Салтыков. – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2007. – 216 с.

47. Лебеза А.С. Разработка биополимерных малокомпонентных буровых растворов из отечественных реагентов для проводки скважин с большим углом отклонения от вертикали: Автореферат дис. канд. техн. наук. – М., 2003. – 23 с.

48. Васильченко А.О. Малоглинисті системи бурових розчинів на основі синергетичних сумішей / А.О. Васильченко, О.В. Кустурова, М.В. Гордійчук // Зб. наук. пр.: Питання розв. газової пром-сті. – Вип. XXXII. – Харків, 2004. – С. 161-162.

49. Flo Pro Technology. The Reality of Rheological Engineering : Рекламный проспект. – 1996. – 20 с.

50.Кунцяк Я.В. Буровые растворы для сложных горногеологических условий Украины / Я.В. Кунцяк, Ю.В. Лубан // Технологии ТЭК. – 2006. – С. 36-38.

51.Лубан Ю.В. "Біокар" – безглиниста промивальна рідина для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин та розкриття продуктивних горизонтів / Ю.В. Лубан, Я.В. Кунцяк, С.В. Лубан [та ін.] // Нафтова і газова промисловість. – 2008. - №4. – С. 18-21.

52.Досвід буріння свердловини 152 Яблунівського ГКР з горизонтальним закінченням ствола / М.П. Мельник, М.М. Мельник, Я.С. Яремійчук та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2005. - №1. – С. 23-26.

53.Кунцяк Я.В. Буріння бокового горизонтального стовбура за вітчизняною технологією / Я.В. Кунцяк, В.Д. Новіков // Нафтова і газова промисловість. – 2002. - №1. – С. 20-21.

54.Микитко І.Т. Особливості будови покладів нафти Орів-Уличнянського родовища і розроблення їх у природному режимі / І.Т. Микитко, В.С. Іванишин // Нафтова і газова промисловість. – 2007. - №1. – С. 3-6.

55.Маєвський Б.Й. Нафтогазозносні провінції світу / Б.Й. Маєвський, М.І. Євдощук, О.Є. Лозинський . – К.: Наукова думка. – 2002. – 403 с.

56.Закон України "Про природно-заповідний фонд України" від 16.06.1992, №2456 – XII (поточна редакція від 26.04.2014).

57.Закон України "Про правовий режим зон санітарної охорони водних об'єктів" Постанова Кабінету Міністрів від 18.12.1998 №2024 (поточна редакція від 19.10.2012).

58.Кошелев В.Н. Обеспечение качественного вскрытия продуктивных пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / В.Н. Кошелев, С.Н. Шишков // Нефтяное хозяйство. – 2007. - №6. – С. 38-41.

59.Зазуляк М.И. Исследование влияния растворов химреагентов, солей и ПАВ на качество вскрытия пластов на газохранилищах Прикарпатья / М.И. Зазуляк, В.И. Романюк, В.А. Федышин // Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – М.:ВНИИгазпром. – 1978. – Вып.1. – С.17-22.

60.Городнов В.Д. Буровые растворы / В.Д. Городнов. – М.:Недра, 1985. – 206 с.

61.Алекперов В.Т. Кольматация проницаемых пластов в процессе бурения и ее последствия / В.Т. Алекперов, В.А. Никишин // Нефтяное хозяйство. – 1972. - №8. – С. 21-24.

62.Глушич В.Г. Вскрытие продуктивного горизонта в условиях АНПД на строящихся ПХГ / В.Г. Глушич, Н.И. Македонов, В.М. Кульбаба // Нефтяная и газовая промышленность. – 1988. – №1. – С.35.

63.Дедусенко Г.Я. Буровые растворы с малым содержанием твердой фазы / Г.Я. Дедусенко, В.И. Иванников, М.И. Липкес. – М.:Недра, 1985. – 157 с.

64.Коцкулич Я.С. Аналіз ефективності промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів / Я.С. Коцкулич, Є.Я. Коцкулич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №1(31)– С. 21-28.

65.Капитонов В.А. Модификация биополимерных растворов на основе ксантановых смол для первичного вскрытия нефтяных и газовых пластов / В.А. Капитонов // VII Международная молодежная научная конференция "Севергеозкотех – 2006" [Текст]: Материалы конференции (22-24 марта 2006 г., г.Ухта): в 3-х ч.; ч.2. – Ухта:УГТУ, 2006. – С. 15-20.

66.Федин Л.М. Новые представления о зоне проникновения / Л.М. Федин, В.Г. Рейтенбах // Нефтяное хозяйство. – 1988. – №8. – С. 28-33.

67.Яремійчук Р.С. Освоєння та дослідження свердловин / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. – Львів: Оріана-Нова, 1994. – 450 с.

68.Васильченко А.О. Завершення нафтогазових свердловин в Україні: сучасний стан і можливі напрямки розвитку технології / А.О. Васильченко, М.А. Мислюк // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №5. – С. 13-15.

69.Андрусак А.М. Системи бурових промивальних рідин із органоколоїдними складовими / А.М. Андрусак, О.В. Гайдамака та ін. // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – №1. – С.19-22.

70.Коцкулич Є.Я. Особливості первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах Бориславського нафтопромислового району / Є.Я. Коцкулич // Поро-

разрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология изготовления и применения. Сб. научн. тр., вып.17. – Киев, 2014. – С. 41-46.

71. Овчаренко Ф.Д. Гидрофильность глин и глинистых минералов / Ф.Д. Овчаренко. – К.: Изд-во АН УССР. – 1961. – 291 с.

72. Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини. Підручник / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 500 с.

73. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – М.: Недра, 1979. – 215 с.

74. Тагиров К.М. Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями / К.М. Тагиров, А.Н. Гноевых, А.Н. Лобкин. – М.: Недра, 1996. – 183 с.

75. Андрусак А.Н. К вопросу ингибирования нефтеэмульсионных буровых растворов. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение нефтегазовых скважин / А.Н. Андрусак, А.В. Мельник, З.С. Войтик // Материалы Всесоюзной научн.-практ. конф. – Ивано-Франковск: ИФИНГ, 1982. – С. 47-48.

76. Андрусак А.М. Досвід застосування інгібованих промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів на родовищах Прикарпаття / А.М. Андрусак, Б.А. Тершак, Я.С. Коцкулич, Є.Я. Коцкулич // Матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. "Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі". – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2012. – С. 48-50.

77. Андрусак А.М. Органоколоїдні реагенти. Характеристики і технології їх одержання для застосування в бурінні свердловин / А.М. Андрусак // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №6. – С. 13-17.

78. Патент №27075 Україна. МПК Е 21В 21/00. Склад для приготування реагенту для обробки бурових розчинів. Білецький Я.С., Білецький М.С. Коцкулич Я.С., Коцкулич Є.Я. Опубл. 10.10.2007, бюл. №16.

79. Патент №56334 Україна. МПК Е 21В 21/00. Склад для приготування реагенту для обробки бурових розчинів. Білецький Я.С., Білецький М.С. Коцкулич Я.С.,

Коцкулич Є.Я., Сушинський І.І., Сенюшкович М.В., Цифра Ю.М. Опубл. 10.01.2011, бюл. №1.

80. Жигач К.Ф. Об оценке набухаемости глин / К.Ф. Жигач, А.Н. Яров // Нефть и газ. – М.:Изд-во вузов, 1959. – №10. – С. 13-18.

81. Жигач К.Ф. Применение поверхностно-активных веществ в нефтяной промышленности / К.Ф. Жигач. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 69 с.

82. Дерягин Б.В. Поверхностные силы / Б.В. Дерягин, Н.В. Чураев, В.М. Муллер. – М.: Баку, 1985. – 396 с.

83. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей): пер. с англ. / Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. – М.:Недра, 1985. – 509 с.

84. Ангелопуло О.К. Буровые растворы для осложненных условий / О.К. Ангелопуло, В.М. Подгорнов, В.Э. Аваков. – М.:Недра, 1998. – 136 с.

85. Васильченко А.О. Інгібовані бурові розчини: аналіз, проблеми і тенденції їх розвитку / А.О. Васильченко, М.А. Мислюк // Нафтова і газова промисловість. – 2006. – №4. – С. 7-11.

86. Андрусак А.М. Удосконалення рецептур інгібованих бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів / А.М. Андрусак, Є.Я. Коцкулич // Матеріали Міжнародн. наук.-техн. конф. "Нафтогазова енергетика". – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – С.19-22.

87. Филиппов Е.Ф. Применение ингибированных буровых растворов, обеспечивающих получение качественных материалов ТИС при строительстве скважин в неустойчивых глинистых отложениях на площадях Краснодарского края / Е.Ф. Филиппов // Заканчивание и ремонт скважин в условиях депрессии на продуктивные пласты. Сб. научн. тр. ОАО НПО "Бурение"№. – Краснодар: Бурение, 2004. – Вып. 12. – С. 39-47.

88. Коцкулич Я.С. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов в условиях аномально низких пластовых давлений / Я.С. Коцкулич, Б.А. Тершак, А.Н. Андрусак, Е.Я. Коцкулич // Материалы межд. научн.-техн. конф., посвященной 55-летию ТюмНГУ. Т. 1. – Тюмень, 2011. – С. 106-108.

89. Булатов А.И. Буровые промывочные жидкости и тампонажные растворы: Учебное пособие для вузов / А.И. Булатов, П.П. Макаrenchенко, Ю.М. Проселков – М.:Недра, 1999. – 424 с.

90. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород / В.Н. Дахнов. – М.:Недра, 1980. – 213 с.

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

92. Hale Arthur Herman, Vort Ericvan: Shell oil Co. - №774337 – Efficiency of polyglycerol with other additives to remove water from shall (Пат.№5686395, США), МПК⁶ C.09K7/02.

93. Herman Zdislaw. Zabezpieczenie pierwotnych właściwości zbiornikowych skat słabozwielych poprzez unowocześnie technologii płuczek wiertniczych / Konf.Nauk.-tech. "Uwarunkowania opłacalności poszukiwan gazu ziemnego w zapadlisku przedkarpackim w świetle nowych technik poszukiwawczych". Jasło-Krosno-Sanok, 2001. – S. 89-102.

94. Андрусак А.М. Застосування подвійноінгібованих бурових промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів / А.М. Андрусак, Б.А. Тершак, Є.Я. Коцкулич // Наукові праці ДонНТУ. Серія "Гірничо-геологічна". – Вип. 16 (206), 2012. – С. 61-64.

95. Коцкулич Я.С. Малоглиниста емульсійна промивальна рідина для первинного розкриття продуктивних пластів / Я.С. Коцкулич, Б.А. Тершак, А.М. Андрусак, Є.Я. Коцкулич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2016. – №1(58)– С. 19-27.

96. Мыслюк М.А. Выбор оптимальной рецептуры бурового раствора для вскрытия продуктивных пластов / М.А. Мыслюк, Ю.М. Салыжин, В.В. Богославец // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №1. – С. 35-40.

97. Аветисов А.Г. Методическое руководство по применению статистических методов при проведении лабораторных исследований с буровыми и тампонажными

системами / А.Г. Аветисов, А.И. Булатов, А.Л. Каплан, В.И. Крылов, Н.А. Мариампольский, А.Х. Мирзаджанзаде. – Краснодар, 1971. – 118 с.

98. Мислюк М.А. Моделювання явищ і процесів у нафтогазовій промисловості [навчальний підручник] / М.А. Мислюк, Ю.О. Зарубін. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 496 с.

99. Мирзаджанзаде А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С. Степанова. – М.: Недра, 1977. – 228 с.

100. Большев Л.Н. Таблицы математической статистики / Л.Н. Большев, Н.В. Смирнов. – М.: Недра, 1965. – 464 с.

101. Коцкулич Є.Я. Малоглиниста емульсійна промивальна рідина для первинного розкриття продуктивних пластів / А.М. Андрусак, Є.Я. Коцкулич, Б.А. Тершак, Я.С. Коцкулич // Матеріали Міжнародної науково-технічної конференції "Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи". – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – С. 196-198.

102. Городнов В.Д. Исследование глин, новые рецептуры глинистых растворов / В.Д. Городнов, В.Н.Тесленко, И.М.Тимохин и др. – М.: Недра, 1975. – 272 с.

103. Ахмадеев Р.Г. Химия промывочных и тампонажных жидкостей / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1981. – 40 с.

104. Андрусак А.М. Розроблення рецептур високоінгібованих промивальних рідин для розкриття продуктивних пластів / А.М. Андрусак, Є.Я. Коцкулич // Наук. вісник Національного гірничого університету, вип.6. – Дніпропетровськ, 2014. – С.63-67.

105. Кошелев В.Н. Исследование гидрофобизации коллекторов различного типа композиционными ПАВ / В.Н. Кошелев, Б.А. Растегаев, А.Р. Арсламбеков // Сб.научн.тр. ОАО НПО "Бурение", вып. 12. – Краснодар, 2004. – С. 31-38.

106. Пат. 3841419 США, МПК⁶ E211321/04. Control of colligative properties of drilling mud / Russll (USA); Vc Graw-Hill Inc. - №819407; Заявл. 14.09.73; Опубл. 15.10.74; НКИ 175-40.

107. Жигач К.Ф. Влияние промывочных жидкостей на проницаемость кернов / К.Ф. Жигач, К.Ф. Паус // Нефтяное хозяйство. – 1957. – №11. – С. 10-13.

108. Тершак Б.А. Випробування малоглинистої промивальної рідини при розкритті продуктивних пластів свердловиною 83 Старо-Самбірського родовища / Б.А. Тершак, Я.С. Коцкулич, А.М. Андрусак, Є.Я. Коцкулич // "Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника, технология его изготовления и применения". Сб. научн. тр., вып 18. – Киев, 2015. – С. 147-151.

109. Мархасин И.Л. К вопросу о выборе нефти для составления растворов на нефтяной основе / И.Л. Мархасин, Г.М. Гусманова // Сб. тезисов IV Республ. конф. по физико-химии и технологии получения и применения промывочных жидкостей. – К.: Изд. "Наукова думка". - 1977. – С. 108-110.

110. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий / Г.Н. Позднышев. – М.: Недра. – 1982. – С. 23-32.

111. Кистер Е.Г. О набухании глин / Е.Г. Кистер // Нефтяное хозяйство, 1947. – №12. – С. 23-28.

112. Клейтон В. Эмульсии, их теория и техническое применение / В. Клейтон. – М.: Изд-во иностр. литературы. – 1950. – С. 208.

113. Абрамзон А.А. Поверхностно-активные вещества, свойства и применение / А.А. Абрамзон. – Л.: Химия. – 1981. – С. 230-265.

114. Висновок державної санітарно-епідеміологічної експертизи від 30.12.2014р. Затв. Заст. гол. Держ. Санітарного лікаря України С.В. Протас. – М.:К. – С.37.

115. Жуховицкий С.Ю. Промывочные жидкости в бурении / С.Ю. Жуховицкий. – М.:Недра, 1976. – 181 с.

116. Федосов Р.И. Новые экологические чистые биорастворы для бурения нефтегазовых скважин в условиях различной геологической сложности – Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. №5, 2008г., С.34-38

117. Шишкина В.Н., Троценко Ю.А. Свойства нового штампа *Nurhomicobium*, использующего одноуглеродные соединения // Микробиология. – 1974. – Т. 5. – С. 765-770

118. РД 52.18.647-2003. Методические указания. Определение массовой доли нефтепродуктов в почвах. Методика выполнения измерений гравиметрическим методом.

119. Сеги Й. Методы почвенной микробиологии. – М.:Колос, 1983, 296 с.

120. Бешлей М., Бешлей С.В., Баранов В.І., Терек О.І. Використання рослинних тест-систем для оцінки токсичності техногенно забруднених субстратів. Вісн. Харк. нац. аграр. ун-ту. Сер. Біологія. 2014. Вип.1(31). – С. 97-102.

Коцкулич Євген Ярославович

КОЦКУЛИЧ ЄВГЕН ЯРОСЛАВОВИЧ

ДОДАТКИ

Додаток А

"Затверджую"

Директор НДПІ

ПАТ "Укрнафта"

П.В.Тарабарин



МЕТОДИКА

одержання, приготування та застосування малоглинистої емульсійної промивальної рідини

А.1 Загальні відомості

Малоглиниста емульсійна промивальна рідина (МЕПР) призначена для використання під час спорудження свердловин у складних гірничо-геологічних умовах, насамперед при бурінні теригенних відкладів, схильних до порушення цілісності стінок свердловини, а також під час розкриття продуктивних горизонтів з АНПГ.

Завдяки поєднанню у складі МЕПР неорганічних і органічних інгібіторів система характеризується покращеними інгібуючими властивостями, що забезпечує мінімальну пептизацію глин, уповільнене диспергування шламу, сприяє ефективному очищенню промивальної від вибуреної породи. Оптимальне поєднання вуглеводневої фази і поверхнево-активних речовин (ПАР) сприяє підвищенню гідрофобізуючих властивостей.

A2. Склад рідини МЕР

A2.1. Базовою основою одержання МЕР є водна суспензія бентонітового порошку (4-7%). Залежно від марки глинопорошку і величини питомого виходу промивальної рідини розраховують його витрату із урахуванням коефіцієнтів перерахунку згідно затверджених ПАТ "Укрнафта" "Тимчасових норм витрат хімреагентів, глинопорошків та обважнювачів для обробки промивальних рідин на бурових підприємствах ПАТ "Укрнафта".

A2.2. Як стабілізатори у складі МЕР застосовують лігносульфонатні реагенти КССБ і РВ-СМ, а також полісахаридні реагенти КМЦ і/або поліаміноцелюлозу, крохмальні реагенти тощо в кількостях 0,3-1,5% (в розрахунку на суху речовину від об'єму промивальної рідини) у вигляді водних розчинів 1,0-25,0%-ної концентрації.

A2.3. Для регулювання лужності використовують каустичну і кальциновану соду, вапно у кількості, необхідній для досягнення необхідних значень показника рН.

A2.4. Як неорганічні інгібітори до складу МЕР входять КСІ, CaCl₂, вапно. Їх додають у вигляді водних розчинів 10-20%-ної концентрації.

A2.5. Поліетиленгліколі (ПЕГ-400) і органіколіїдомішки типу асфасол солтекс, сульфований асфальт у системі МЕР застосовують як органічні блокатори у кількості 1,0-4,0% від об'єму промивальної рідини.

A2.6. Змащувальні домішки у складі МЕР (фасфитизні реагенти лабрикол або СБР) використовують для зменшення коефіцієнта тертя кірки, а також для підвищення емульгування вуглеводневої фази, представленої в системі МЕР нафтою або олівами (рицинова, ріпакова, соняшникова, побічні продукти виробництва біодизелю). Витрати змащувальних домішок складають 1,0-4,0%, вуглеводневої фази – 5,0-10,0%.

A2.7. Неіоногенні ПАР (савенол, жиринокс) використовують для зниження міжфазного натягу фільтрату промивальної рідини, для покращання емульгуючих, гідрофобізуючих (жиринокс) властивостей МЕР, для посилення диспергування і підвищення активності дії реагентів-стабілізаторів, для

забезпечення деемульгуючими властивостями (савенол) фільтрату МЕРП. Вміст неіоногенних ПАР у промивальній рідині – 0,3-1,5%.

A2.8. У складі МЕРП крім органічних блокаторів (органоколоїдних асфальто-смолистих реагентів типу асфасол, солтекс, сульфований асфальт) передбачено використання крейди і/або каліброваної мармурової крихти для запобігання поглинання промивальної рідини під час розкриття пластів з низькими коефіцієнтами аномальності пластового тиску.

A2.9. У разі необхідності обважнення промивальної рідини здійснюють із використанням крейди (до густини рідини 1300 кг/м^3) або сумісного використання крейди і бариту (при густині рідини більше 1300 кг/м^3) і/або мармурової крихти і бариту. За таких умов обважнення вміст карбонатів (крейди, мармурової крихти) має складати не менше 30% від загальної масової кількості твердої фази у промивальній рідині.

A3. Параметри промивальної рідини МЕРП

A3.1. Параметри базового МЕРП складають:

густина – $1040-1350 \text{ кг/м}^3$;

умовна в'язкість – 30-180 с;

СНЗ за 1 і 10хв. – 5/9 – 90/160 $\partial\text{Па}$;

пластична в'язкість – 30-110 мПа·с;

динамічне напруження зсуву – 28-140 $\partial\text{Па}$;

водневий показник рН – 8,0-9,0;

показник фільтрації – $4-6 \text{ см}^3$ за 30 хв.

A3.2. Густина, умовна в'язкість та статичне напруження зсуву пов'язані з вмістом колоїдної глинистої фази, вмістом і співвідношенням крейди, бариту, реагентів-стабілізаторів, солей-інгібіторів, вапна.

A4. Особливості приготування і застосування МЕРП у промислових умовах

В залежності від конкретних умов передбачається два способи приготування МЕРП.

При першому способі за допомогою спеціального обладнання згідно рецептури готують нову промивальну рідину у кількості, що дорівнює повному об'єму свердловини. Після цього проводиться повна заміна раніше застосовуваної промивальної рідини на приготовану нову. Одночасно вирішують питання про складування та утилізацію заміненої рідини.

За другим способом наявну у свердловині промивальну рідину розбавляють водою (прісною або мінералізованою, наприклад KCl , $CaCl_2$) до необхідної густини, після чого здійснюють її оброблення згідно розробленої рецептури утворення МЕРП.

Начальник відділу ТТБ і КС



С. М. Ставичний

Начальник групи
технологічних рідин



А. М. Андрусyak

Інженер I категорії відділу ТТБ і КС



Є. Я. Коцкулич

Додаток Б

"Затверджую"

Начальник

Прикарпатського УБР

А. Ю. Гуць



АКТ

промислового випробування малоглинистої промивальної рідини під час спорудження свердловини №83 Старо-Самбірського родовища

Мета випробування: Визначення ефективності застосування малоглинистої промивальної рідини, розробленої з метою підвищення якості первинного розкриття продуктивних пластів.

Основні задачі випробування:

- підбір оптимального компонентного складу малоглинистої промивальної рідини відповідно до гірничо-геологічних особливостей Старо-Самбірського родовища;
- апробація технології приготування малоглинистої промивальної рідини в промислових умовах;
- оцінювання впливу сумісної дії неорганічних і органічних інгібіторів на інгібуючі властивості малоглинистої емульсійної промивальної рідини в умовах спорудження свердловин на Старо-Самбірському родовищі;

- визначення впливу складових компонентів на структурно-реологічні, фільтраційні, закріплюючі та змащувальні властивості малоглинистої емульсійної промивальної рідини;
- визначення періодичності додаткових оброблень малоглинистої емульсійної промивальної рідини під час поглиблення свердловини з метою підтримання її параметрів в межах проектних значень.

Об'єкт випробування. Похило-скерована експлуатаційна свердловина № 83 Старо- запроєктована на глибину 3470 м (3485 м по стволу). Продуктивні горизонти залягають в інтервалах 3030-3120 (P₂Vg) і 3220-3410 м (P₁jm). Нафтопроявлення очікуються в інтервалах 3030-3120 м і 3290-3410 м. Водонесний горизонт залягає в інтервалі 2740-2970 м.

Результати випробування. Проектом на будівництво свердловини для буріння під експлуатаційну колону в інтервалі 3305-3485 м запроєктовано використовувати малоглинисту емульсійну промивальну рідину з наступними параметрами: густина – 1060 кг/м³; умовна в'язкість – 40-80 с; показник фільтрації – 3-4 см³/30хв; статичне напруження зсуву за 1/10 хв. – 40-60/60-90 дПа; товщина кірки – 0,5 мм; водневий показник – 9-10; вміст колоїдної фази – 1,9%; загальна мінералізація – 3-5%.

Після переведення полімеркалієвої промивальної рідини, яка використовувалась під час буріння під хвостовик в інтервалі 2751-3305 м, в малоглинисту емульсійну промивальну рідину, вона володіла такими параметрами: густина – 1120 кг/м³; умовна в'язкість – 192 с; показник фільтрації – 2,5 см³/30хв; статичне напруження зсуву за 1/10 хв. – 96/130 дПа; фільтраційна кірка – 1,0 мм.

Регулювання структурно-реологічних, в'язкісних, фільтраційних, інгібуючих властивостей промивальної рідини та ефективного емульгування вуглеводневої фази провели її оброблення КССБ, савенолом, СБР, жириноксом. Після оброблення промивальна рідина мала такі параметри: густина – 1120 кг/м³; умовна в'язкість – 68 с; показник фільтрації – 4 см³/30хв; статичне напруження

зсуву за 1/10 хв. – 81/130 дПа; товщина кірки – 1,0 мм; водневий показник – 11,67; вміст колоїдної фази – 1,98 %; загальна мінералізація – 3,53 %.

Густину промивальної рідини до проектної знизили додаванням легкої нафти зі Східницького родовища.

В процесі поглиблення свердловини з глибини 3305 м до проектної (3485 м) періодично відбирали проби МЕРІО вимірювали її параметри в лабораторії НДПІ ПАТ "Укрнафта" і проводили додаткове її оброблення з метою досягнення проектних значень. Для оброблення використовували хімічні реагенти, передбачені технічним проектом (КМЦ, КССБ, СБР, жиринокс, солтекс, NaOH, CaCl₂, нафта, крейда або мармурова крихта, бентонітовий глино порошок) з рекомендаціями НДПІ ПАТ "Укрнафта".

Відібрана проба промивальної рідини в момент досягнення свердловиною проектної глибини (3485 м) характеризувалась такими параметрами: густина – 1090 кг/м³; умовна в'язкість – 50 с; показник фільтрації – 4 см³/30хв; статичне напруження зсуву за 1/10 хв. – 64/86 дПа; товщина кірки – 0,5 мм; пластична в'язкість – 24 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 216 дПа; коефіцієнт тертя кірки – 0,118; водневий показник – 8,33; вміст колоїдної фази – 1,8 %; загальна мінералізація – 4,1 %.

Коефіцієнт відновлення проникності керна становить 87%.

Висновки

1. Компонентний склад малоглинистої емульсійної промивальної рідини відповідає гірничо-геологічним умовам спорудження свердловин Старо-Самбірського родовища.

2. Приготування малоглинистої емульсійної промивальної рідини здійснюється за традиційною технологією з використанням типового обладнання і не вимагає переобладнання наявного бурового устаткування.

3. Сумісна дія неорганічних і органічних інгібіторів забезпечує посилення інгібуючих властивостей малоглинистої емульсійної промивальної рідини.

4. Передбачені проектом складові компоненти в повній мірі забезпечують необхідний керований вплив на структурно-реологічні,

Коцкулич Євген Ярославович

фільтраційні, інгібуючі та змашувальні властивості малоглинистої емульсійної промивальної рідини. Періодичність додаткових оброблень промивальної рідини під час поглиблення свердловини з метою підтримання її параметрів в межах проектних значень практично не відрізняється від застосування промивальних рідин-аналогів.

5. Визначений коефіцієнт відновлення проникності ядра складає 87%.

Головний інженер
Прикарпатського УБР



Т.М.Кушнір

Начальник управління контролю
робіт за спорудженням
свердловин ПАТ "Укрнафта"



Б.А.Тершак

Начальник відділу техніки і технології
буріння та кріплення свердловин
НДПІ ПАТ "Укрнафта"



Є.М.Ставичний

Інженер I категорії відділу техніки і
технології буріння та кріплення свердловин
НДПІ ПАТ "Укрнафта"



Є.Я.Коцкулич

Додаток В

"Затверджую"



Начальник Прилуцького УБР

Ю.П. Кравценюк

АКТ

промислового випробування малоглинистої емульсійної промивальної рідини під час спорудження свердловини №301 Східно-Решетняківського родовища

Мета випробування: Визначення ефективності застосування подвійно-інгібованої промивальної рідини, розробленої з метою підвищення якості первинного розкриття продуктивних пластів.

Основні задачі випробування:

- підбір оптимального компонентного складу подвійно-інгібованої промивальної рідини відповідно до гірничо-геологічних особливостей Східно-Решетняківського родовища;
- апробація технології приготування подвійно-інгібованої промивальної рідини в промислових умовах;
- оцінювання впливу сумісної дії неорганічних і органічних інгібіторів на інгібуючі властивості промивальної рідини в умовах спорудження свердловин на Східно-Решетняківському родовищі;

- визначення впливу складових компонентів на структурно-реологічні, фільтраційні, закріплюючі та змащувальні властивості подвійно-інгібованої промивальної рідини;

- визначення періодичності додаткових оброблень промивальної рідини під час поглиблення свердловини з метою підтримання її параметрів в межах проектних значень.

Об'єкт випробування. Похило-скерована свердловина №301 Східно-Решетняківського родовища запроєктована глибиною 2850 м (2864 м по стволу) з метою розвідки покладів нафти у відкладах C_1^S (базові горизонти С-8 і С-9). Потенційно продуктивні горизонти залягають в інтервалі 2780–2810 м. Нафтопроявлення очікуються в інтервалах 2260–2575 м. Водоносний горизонт залягає в інтервалі 2370–2390 м.

Результати випробування. Проектом на будівництво свердловини буріння під експлуатаційну колону в інтервалі 2150–2850 м передбачене з використанням мало глинистої емульсійної промивальної рідини з наступними параметрами: густина – 1160 кг/м³; умовна в'язкість – 30–45 с; показник фільтрації – 4–6 см³/30хв; статичне напруження зсуву за 1/10 хв – 30–50/50–80 дПа; товщина кірки – 1 мм; водневий показник – 8–9; загальна мінералізація – 5–7%; вміст колоїдної фази – 2,2%.

Після приготування промивальна рідина володіла такими параметрами: густина – 1160 кг/м³; умовна в'язкість – 32 с; показник фільтрації – 8 см³/30хв; статичне напруження зсуву за 1/10 хв – 30/46 дПа; товщина кірки – 2 мм; коефіцієнт тертя кірки – 0,0787; пластична в'язкість – 13мПа·с; динамічне напруження зсуву – 45 дПа; водневий показник – 11,67; вміст іонів кальцію Ca^{++} – 401мг/л; вміст іонів магнію Mg^{++} – 122 мг/л; загальна мінералізація – 11,2%; вміст колоїдної фази – 2,3%.

З метою регулювання структурно-реологічних, покращення інгібуючих, закріплюючих та зниження фільтраційних властивостей проведено оброблення вихідної промивальної рідини: вихідна рідина + 0,5% ПЕГ-400 +0,2% жириноксу +2% нафти.

Після оброблення промивальна рідина набула наступних параметрів: густина – 1180 кг/м³; умовна в'язкість – 36 с; показник фільтрації – 5,5 см³/30хв; товщина кірки – 2 мм; коефіцієнт тертя кірки – 0,0743; статичне напруження зсуву за 1/10 хв – 77/94 дПа; пластична в'язкість – 11,4 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 61,5 дПа. Надалі для підтримання інгібуючих і антифільтраційних властивостей періодично здійснювали оброблення промивальної рідини КСІ, ПЕГ-400 і КМЦ.

Відібрана проба промивальної рідини з глибини 2850 м на момент завершення розкриття продуктивного пласта характеризується такими параметрами: густина – 1180 кг/м³; умовна в'язкість – 52 с; показник фільтрації – 5,5 см³/30 хв; товщина кірки – 1,0 мм; КТК – 0,092; СНЗ 1/10 – 41/67 дПа; пластична в'язкість – 18,25 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 47,75 дПа; вміст іонів Ca⁺⁺ – 200 мг/л; вміст іонів Mg⁺⁺ – 91 мг/л; вміст КСІ – 4,2%; загальна мінералізація – 10,5%; вміст колоїдної фази – 2,1%; вміст твердої фази – 33,5% вміст вуглеводневої фази – 14,25% вміст карбонатів CO₃⁻² – 540 мг/л; вміст бікарбонатів HCO₃⁻ – 8750 мг/л.

Результати вимірювання реологічних характеристик промивальної рідини з підвищенням температури за допомогою віскозиметра Fann 800 – OFITE наступні:

при температурі 20°C: пластична в'язкість – 38 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 94 дПа;

при температурі 40°C: пластична в'язкість – 36 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 61 дПа;

при температурі 60°C: пластична в'язкість – 23 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 52,6 дПа.

Коефіцієнт відновлення проникності керна складає $\beta=82,2\%$.

Висновки.

1. Компонентний склад мало глинистої емульсійної промивальної рідини відповідає гірничо-геологічним умовам спорудження свердловин Східно-Решетняківського родовища.

2. Приготування подвійно-інгібованої промивальної рідини здійснюється за традиційною технологією з використанням типового обладнання і не вимагає переобладнання наявного бурового устаткування.

3. Сумісна дія неорганічних і органічних інгібіторів забезпечує посилення інгібуючих властивостей промивальної рідини.

4. Передбачені проектом складові компоненти забезпечують необхідний керований вплив на структурно-реологічні, фільтраційні, закріплюючі та змащувальні властивості подвійно-інгібованої промивальної рідини. Періодичність додаткових оброблень промивальної рідини під час поглиблення свердловини з метою підтримання її параметрів в межах проектних значень практично тотожна результатам застосування промивальних рідин-аналогів.

5. Визначений коефіцієнт відновлення проникності ядра складає 82,2 %.

6. Розроблену малоглинисту емульсійну промивальну рідину використовувати для первинного розкриття продуктивних пластів на Східно-Решетняківському родовищі та в аналогічних гірничо-геологічних умовах.

Головний інженер Прилуцького УБР

 М.Д. Шафарук

Начальник управління контролю
робіт за спорудженням
свердловин ПАТ "Укрнафта"

 Б.А. Тершак

Начальник відділу техніки, технології
буріння та кріплення свердловин
НДПІ ПАТ "Укрнафта"

 С.М. Ставичний

Інженер I категорії відділу техніки, технології
буріння та кріплення свердловин
НДПІ ПАТ "Укрнафта"

 С.Я. Коцкулич

Додаток Г

"Затверджую"
Начальник
Прикарпатського УБР
А.Ю.Гуць



АКТ
промислового випробування високоінгібованої
малоглинистої емульсійної промивальної рідини при
буріння другого стовбура під час відновлення
свердловини №318 Долинського родовища

Мета випробування: Визначення ефективності застосування високоінгібованої малоглинистої емульсійної промивальної рідини (МЕПР) з добавкою органоколоїдного регенту «Премікс-О» та піногасника «Премікс-Д» під час буріння другого стовбура для відновлення свердловини №318 Долинського родовища.

Основні задачі випробування:

- підбір оптимального компонентного складу високоінгібованої малоглинистої емульсійної промивальної рідини для гірничо-геологічних умов Долинського родовища;
- апробація технології приготування малоглинистої емульсійної промивальної рідини із застосуванням органоколоїдного регенту «Премікс-О» та піногасника «Премікс-Д»;

- оцінювання впливу дії регентів «Премікс-О» та «Премікс-Д» на інгібуючі, технологічні та закріплюючі властивості промивальної рідини;
- удосконалення технології застосування та визначення періодичності додаткових оброблень промивальної рідини під час буріння другого стовбура свердловини з метою підтримання її параметрів в межах проектних значень.

Об'єкт випробування. Другий стовбур свердловини №318 Долина в інтервалі 2410-2670 м, в якому залягають бистрицькі (2407–2505м), вигодські (2505-2637 м) та манявські (2637-2670 м) відклади.

Результати випробування. Для відновлення свердловини фахівцями НДПІ ПАТ «Укрнафта» рекомендовано застосування подвійно-інгібованої промивальної рідини такого компонентного складу: глинопорошок ПБМБ, Na_2CO_3 , КМЦ, КССБ-МТ, РВ-СМ, NaOH, сульфонол, савенол, жиринокс, нафта, KCl, ПЕГ-400, пентакс, лабрикол, праестол 2530, асфасол, карбонат кальцію, біоцид.

З метою одержання подвійно-інгібованої БПР в лабораторії НДПІ здійснено оброблення відібраної із свердловини 318-Долина проби глинистої суспензії з послідовним додаванням наступних реагентів: 0,3% Na_2CO_3 ; 0,3% РВ-СМ; 3% KCl; 1% ПЕГ-400; 5% нафти; 2% СБР; 0,1% NaOH; 0,2% савенолу. МЕРП характеризувалась такими параметрами: густина – 1110 кг/м³; умовна в'язкість – 42 с; показник фільтрації – 4,5 см³/30хв.; товщина кірки – 0,5 мм; КТК – 0,0568; рН – 9,57; $\text{CHZ}_{1/10}$ – 23/33 дПа; пластична в'язкість – 13 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 52 дПа.

У зв'язку з відсутністю одного з головних компонентів МЕРП (ПЕГ-400), відповідно до рішення геолого-технічної наради від 03.02.2015р. за пропозицією Прикарпатського УБР в НДПІ було розроблено програму використання МЕРП.

В табл. 1 приведені результати аналізу БПР з добавкою органоколоїдного реагенту «Премікс-О» та піногасника «Премікс-Д».

Таблиця 1 – Результати аналізу МЕПР із свердловини 318-Долинська з добавкою «Премікс-О» і «Премікс-Д»

Параметр МЕПР, розмірність	Значення параметра			
	Проектні згідно з програмою (2410 – 2670 м)	Фактичні, станом на 16.02.15 р.	Вихідна базова БПР + 1,8 % "Премікс О"	Вихідна базова БПР + 0,05 % "Премікс D"
Температура БПР, °С	–	20	20	20
Густина, кг/м ³	1200 – 1250	1245	1245	1250
Умовна в'язкість, с	40 – 120	48	48	46
Показник фільтрації за 30 хв, см ³	5 – 6	4,5	4,0	4,5
Товщина фільтраційної кірки, мм	0,5 – 1,5	1,0	1,0	1,0
Коефіцієнт тертя кірки	–	0,083	–	0,07
СНЗ за 1 хв і за 10 хв, дПа	30 – 60/ 45 – 90	45/111	43/107	41/96
Пластична в'язкість, мПа·с	–	15	–	–
Динамічне напруження зсуву, дПа	–	8	–	–
Водневий показник	8 – 9	8,1	8,0	–
Вміст іонів кальцію Ca ⁺⁺ , мг/л	–	4709	–	–
Вміст іонів магнію Mg ⁺⁺ , мг/л	–	608	–	–
Загальна мінералізація, %	8 – 14	6,75	–	–
Вміст КСІ, %	–	4,7	–	–
Вміст колоїдної фази, %	1,9 – 2,65	3,3	–	–
Вміст карбонатів СО ₂ , мг/л	–	0	–	–
Вміст бікарбонатів НСО ₂ , мг/л	–	5368	–	–

Після тестування проб було прийнято рішення, що реагенти відповідають вимогам ТУ і допущені до промислового застосування, шляхом поетапного введення «Премікс-О» і «Премікс-Д» до промивальної рідини по циклу циркуляції у свердловину зі спостереженням роботи всього обладнання з приготування, очищення та перекачування промивальної рідини.

Обробки здійснено до досягнення вмісту 1,8 % органіколідного реагенту "Премікс О" у приготовленій системі. Після добавок реагентів "Премікс D" та "Премікс О" БПР характеризувалася такими показниками: густина – 1245 кг/м³; показник фільтрації – 4,0 см³ за 30 хв, умовна в'язкість – 49 с; СНЗ – 41/109 дПа·с.

За одержаними результатами фахівцями НДПІ було рекомендовано:

– для покращення реологічних та фільтраційних показників використати композицію суміші реагентів: бентонітової суспензії 5–7 %

конц. + КМЦ + Прастол-2530, яка забезпечила високі антифільтраційні властивості МЕРП;

- зниження вмісту іонів HCO_2 та підвищення лужності промивальної рідини проводити періодичним вапнуванням;

- коригування складу твердої фази, підвищення інгібуючих, закріплюючих і блокуючих властивостей здійснювати шляхом введення карбонатів (крейди, мармурової крихти). Блокуючі і закріплюючі функції забезпечувати додаванням органоколоїдної домішки – Премікс О (в кількості 1,8 %);

- підвищення інгібуючих властивостей здійснювати використанням хлориду калію та кальцинуванням БПР; як стабілізатори водовіддачі в системі використовувати КССБ-МТ і КМЦ.

Ефективний супровід будівництва свердловини спеціалістами НДПІ та ПУБР з розроблення та оперативного впровадження розробленої рецептури бурової промивальної рідини забезпечили доведення її параметрів до проектних значень. За результатами контрольного аналізу проби БПР характеризувалися задовільними фільтраційними, структурно-механічними, реологічними, трибо-технічними та високими інгібуючими властивостями, а завдяки введенню випробовуваних реагентів – блокуючими і деаеруючими властивостями.

Контрольний аналіз проби БПР, відібраної 05.05.15р., характеризувався такими параметрами: густина – 1250 кг/м^3 ; умовна в'язкість – 108 с; $\text{CH}_{3/10}$ – $14/46 \text{ дПа}$; показник фільтрації – $4,0 \text{ см}^3/30\text{хв.}$; товщина кірки – 1,5 мм; КТК – 0,0787; водневий показник – 9,17; пластична в'язкість – 46 мПа·с; динамічне напруження зсуву – 91 дПа, вміст колоїдної фази – 10%, вміст хлориду калію – 3,8%.

Висновки.

1. Промивальна рідина у свердловині 318-Долина характеризується задовільними фільтраційними та структурно-реологічними показниками, однак має певні ознаки бактеріального забруднення в межах, характерних для більшості свердловин ПАТ «Укрнафта».

2. Негативна динаміка вмісту бікарбонатів не призвела до очікуваного погіршення фільтраційних, структурно-механічних та реологічних показників

БПР, що засвідчує ефективність технологічного супроводу фахівців НДПІ та збалансованість компонентного складу системи БПР. Зростання вмісту іонів бікарбонатів виникло до введення реагентів "Премікс D" та "Премікс O".

3. Високі інгібуючі властивості БПР сприяли підвищенню гідрофобізації та зменшенню гідратації глинистої фази, що забезпечило стійкість стовбура свердловини у бистрицьких відкладах за густини БПР 1210-1250 кг/м³.

4. Випробувані реагенти "Премікс D" та "Премікс O" в повній мірі виконали своє функціональне призначення. Фахівцями НДПІ та Прикарпатського УБР не зафіксовано негативного впливу реагентів "Премікс D" та "Премікс O" на показники рН та концентрацію іонів бікарбонатів.

5. За результатами досліджень та застосування БПР при відновленні свердловини №318-Долина встановлено, що розроблена система забезпечила збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів і рекомендується для використання під час виконання робіт в аналогічних гірничо-геологічних умовах.

Головний інженер
Прикарпатського УБР



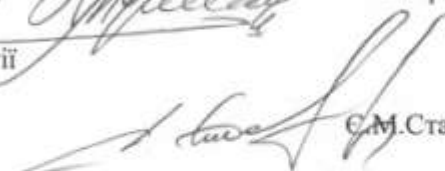
Т.М.Кушнір

Начальник управління контролю
робіт за спорудженням
свердловин ПАТ "Укрнафта"



Б.А.Тершак

Начальник відділу техніки і технології
буріння та кріплення свердловин
НДПІ ПАТ "Укрнафта"



С.М.Ставичний

Інженер I категорії, відділу техніки і
технології буріння та кріплення свердловин
НДПІ ПАТ "Укрнафта"



С.Я.Коцкулич

Додаток Д

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор НДПІ ПАТ "Укрнафта"

_____ П.В. Тарабаринів

"___" _____ 2015 р.

В НДПІ ПАТ "Укрнафта" проведено розрахунок економічного ефекту від застосування реагентів органоколоїда "Премікс-О" та піногасника "Премікс-Д" (постачальник – ПАТ "ЕНКО" м.Луцьк) по закінченню випробуванням при бурінні другого стовбура свердловини № 318 Долинського родовища.

Вихідні дані для розрахунку економічного ефекту від застосування вказаних реагентів наведені в таблиці 1. Розрахунок економічного ефекту від впровадження реагентів "Премікс-О" та "Премікс-Д" наведені в таблицях 2 та 3 відповідно.

Таблиця 1 – Вихідні дані для розрахунку економічного ефекту

Назва хімреагенту		Ціна за 1т, грн.	Розхід хімреагентів, т		Розхід хімреагентів на 1 м проходки, т	
			База	Факт	База	Факт
Органоколоїд	Асфасол	68376,21	2,157		0,01022	
	Премікс О	60000		1,132		0,00536
Піногасник	Пентакс	41532,00	0,215		0,001019	
	Премікс D	39000,00		0,15		0,00071

Таблиця 2 – Розрахунок економічного ефекту від впровадження "Премікс-О"

Показники	До впровадження	Після впровадження
Вихідні дані		
Інтервал буріння, м	2410-2675	2414-2625
Проходка в інтервалі, м	265	211
Витрати хімреагентів на приведений інтервал буріння, т		
- органоколоїд Асфасол	2,157	
- органоколоїд Премікс О		1,132
Витрати хімреагентів на 1 м проходки, т/м:		
- органоколоїд Асфасол	0,01022	
- органоколоїд Премікс О		0,00536
Усього:	0,01022	0,00536
Вартість перевезення хімреагентів, грн./т	56,24	
Витрати хімреагентів на 1 м проходки грн.:		
- органоколоїд Асфасол	$68376,21 \times 0,01022 = 698,80$	
- органоколоїд Премікс О		$60000 \times 0,00536 = 321,60$
Разом:	698,80	321,60
Розрахунок експлуатаційних витрат:		
- хімреагенти	$698,80 \times 211 = 147447,82$	$321,60 \times 211 = 67857,60$
- транспорт хімреагентів	$211 \times 0,01022 \times 56,24 = 121,28$	$211 \times 0,00536 \times 56,24 = 63,61$
Всього:	147568,08	67921,21
Економічний ефект (економія експлуатаційних витрат), тис.грн.:		79,647

Таблиця 3 – Розрахунок економічного ефекту від впровадження "Премікс-D"

Показники	До впровадження	Після впровадження
Вихідні дані		
Інтервал буріння, м	2410-2675	2414-2625
Проходка в інтервалі, м	265	211
Витрати хімреагентів на приведений інтервал буріння, т		
- пентакс	0,215	
- Премікс D		0,150
Витрати хімреагентів на 1 м проходки, т/м:		
- пентакс	0,001019	
- Премікс D		0,00071
Усього:	0,001019	0,00071
Вартість перевезення хімреагентів, грн./т	56,24	
Витрати хімреагентів на 1м проходки грн.:		
- пентакс	$41532 \times 0,001019 = 42,32$	
- Премікс D		$39000 \times 0,00071 = 27,69$
Разом:	42,32	27,69
Розрахунок експлуатаційних витрат:		
- хімреагенти	$42,32 \times 211 = 8929,52$	$27,69 \times 211 = 5842,59$
- транспорт хімреагентів	$211 \times 0,001019 \times 56,24 = 12,09$	$211 \times 0,00071 \times 56,24 = 8,43$
Всього:	8941,61	5851,02
Економічний ефект (економія експлуатаційних витрат), тис.грн.:		3,091

ВИСНОВОК:

Результати впровадження хімреагентів органоколоїда "Премікс-О" та піногасника "Премікс-D" свідчать про технологічну та економічну доцільність їх застосування під час буріння та відновлення свердловин.

Начальник відділу ТТБіКС

Начальник відділу ТЕД

Інженер I кат. відділу ТТБіКС


 Є.М. Ставичний

Т.А. Бабій

Є.Я. Коцкулич