

На правах рукопису

БЕЙЗИК ОЛЬГА СЕМЕНІВНА

УДК 622.244.44, 622.245.33

**ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ
ГОРИЗОНТІВ НА РОДОВИЩАХ ПРИКАРПАТТЯ**

05.15.06 – Розробка нафтових і газових родовищ

Дисертація

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник

Малярчук Богдан Михайлович

кандидат технічних наук, доцент

d414

НТБ
ІФНТУНГ



d414

Івано-Франківськ – 2011

Всі примірники дисертації ідентичні за змістом.
вчений секретар наук. рад ДЗУ. 05.2.02 Ігор Ковбасюк І. М. 1
12.09.2011.



Ігор Ковбасюк І. М.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ.....	4
ВСТУП	5
Розділ 1	
Бурові розчини для розкриття продуктивних горизонтів на родовищах Прикарпаття.....	11
1.1. Гірничо-геологічні умови первинного розкриття продуктивних горизонтів родовищ Прикарпаття.....	11
1.2. Аналіз бурових розчинів, які застосовуються для первинного розкриття продуктивних горизонтів.....	21
1.3. Аналіз сучасних безглинистих полімерних бурових розчинів...	33
1.4. Напрями підвищення якості первинного розкриття продуктивних горизонтів.....	37
Висновки до розділу.....	39
Розділ 2	
Розробка бурового розчину та пристрою для покращення якості первинного розкриття продуктивних горизонтів.....	41
2.1. Вибір основних компонентів безглинистого розчину для розкриття продуктивних горизонтів.....	41
2.2. Розробка рецептури, технології приготування та регулювання параметрів безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину.....	44
2.3. Розрахунок маси кальцинованої соди для осаджування іонів кальцію.....	67
2.4. Розробка конструкції і принцип роботи пристрою для штучної кольматації продуктивного горизонту.....	74
Висновки до розділу.....	79
Розділ 3	
Дослідження і розробка складу карбоксильного крохмального реагента.....	81
3.1. Обґрунтування і вибір способу отримання карбоксильного	

	3
крохмального реагента (ККР)	81
3.2. Визначення ефективної домішки ККР у буровому розчині.....	86
3.3. Дослідження термостійкості бурового розчину, обробленого ККР.....	88
3.4. Порівняльне оцінювання ефективності ККР.....	91
3.5. Дослідження впливу реагентів-термостабілізаторів на термостійкість ККР.....	94
3.6. Дослідження та регулювання термінів деструкції крохмалю під час буріння та освоєння свердловин.....	105
Висновки до розділу.....	119
Розділ 4	
Промислові впровадження безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину та карбоксильного крохмального реагента при бурінні свердловин на родовищах Прикарпаття.....	120
4.1. Розробка рекомендацій на приготування безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину (БККР).....	120
4.2. Впровадження карбоксильного крохмального реагента для регулювання параметрів бурових розчинів.....	121
4.2.1. Впровадження карбоксильного крохмального реагента на свердловині № 28 Солотвинського родовища Стрийського ВБР.....	121
4.2.2. Впровадження карбоксильного крохмального реагента на свердловині № 2 Буцівського родовища Стрийського ВБР.....	129
4.2.3. Впровадження карбоксильного крохмального реагента на свердловині № 12 Бабченського родовища Стрийського ВБР.....	136
Висновки до розділу	144
Висновки.....	146
Додатки	148
Список використаних джерел	179

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

У дисертації прийнято такі умовні скорочення:

АНПТ – аномально низький пластовий тиск;

ВКР – висококальцієвий розчин;

ВЛР – вуглелужний реагент;

ГБР – гуматно-біополімерний розчин;

ГПАА – гідролізований поліакриламід;

ЕКР – екструзивний крохмальний реагент;

ЄП – ємність поглинання;

ККР – карбоксильний крохмальний реагент;

КМЦ, СМС – карбоксиметилцелюлоза;

КССБ – конденсована сульфід-спиртова барда;

МХОК – монохлороцтова кислота;

ОЄ – обмінна ємність;

ПАР – поверхнево-активні речовини;

ПВЛР – порошкоподібний вуглелужний реагент;

РГГ – реагент гуматно-гранульований;

СМНЕС – карбоксиметилгідроксиетилцелюлоза;

ССБ – сульфід-спиртова барда;

ФХЛС – ферохромлігносульфонат;

ХКР – хлоркальцієвий розчин.

ВСТУП

Актуальність теми. Тривалий період розробки багатьох родовищ нафти і газу, що визначають паливно-енергетичну політику держави, призводить до значних змін геолого-технічних умов спорудження та експлуатації свердловин.

Основні запаси нафти і газу у Карпатському нафтогазоносному регіоні приурочені до родовищ, які представлені низькопроникними колекторами з низькими пластовими тисками та невисокою пористістю. Колектори в основному порово-тріщинуватого типу, а глинистий матеріал переважно порово-базального монтморилонітового типу, обмінна ємність яких сягає 50 мг-екв/100 г. Розкриття продуктивних горизонтів відбувається при репресії на пласт, яка спричинює зростання фільтрації, проникнення фільтрату всередину порової структури пластів, перезволоження глинистих мінералів, що призводить до зниження колекторських властивостей порід та продуктивності свердловини.

Однією з основних умов якісного первинного розкриття продуктивних горизонтів у складних гірничо-геологічних умовах є вибір типу, рецептури бурового розчину та його основних параметрів.

Значний внесок для вирішення цієї проблеми зробили вітчизняні та зарубіжні вчені, такі як Ангелопуло О.К., Аветисов А.Г., Андрусак А.М., Булатов А.І., Васильченко О.А., Войтович А.Ф., Городнов В.Д., Жуховицький С.Ю., Кістер А.Г., Кошелєв А.Т., Крецул В.В., Крилов В.І., Круглицький М.М., Кустурова О.В., Ліпкес М.І., Лубан Ю.В., Мірзаджанзаде А.Х., Мітельман Б.І., Оринчак М.І., Пеньков А.І., Політучий О.І., Резніченко І.Н., Рябоконт С.О., Рязанов В.І., Харів І.Ю., Роджерс В.Ф., Грей Дж. Р., Дарлі Г.С.Г., Валькер Р.Е. та інші, дослідженнями яких установлено, що значний вплив на фільтраційно-ємнісні властивості колекторів, представлених відкладами з високим вмістом глинистої

складової, має тип бурового розчину та його структурно-механічні властивості.

Найчастіше для розкриття продуктивних горизонтів у вітчизняній та зарубіжній практиці застосовують інгібуючі, соленасичені та безглинисті полімерні розчини.

Застосування інгібуючих та соленасичених розчинів призводить до проникнення фільтрату в пори продуктивного горизонту на значну віддаль, що спричиняє поверхневу гідrataцію, набухання материнських глин і самокольматацию колектора. Ці чинники суттєво погіршують проникність продуктивних горизонтів. Коефіцієнт відновлення проникності продуктивних горизонтів після застосування цих розчинів коливається в межах 0,44-0,77.

Безглинисті полімерні розчини Hydro guard, BARADRIL-N, Flo-pro NT, Glydrill, Біокар, гуматно-біополімерний розчин (ГБР) тощо, розроблені вітчизняними та зарубіжними науковцями, володіють низькими показниками фільтрації, високими мастильними властивостями, низькою корозійною активністю, псевдопластичною в'язкістю і забезпечують якісніші показники збереження первинної проникності продуктивних горизонтів. Однак, у цих системах для пониження фільтрації застосовують хімічні реагенти на основі акрилових полімерів та водорозчинних ефірів целюлози (СМС, Finnpol, Celpol, Finfix, Tylose, СМНЕС, POLYPAC тощо), які, проникаючи у продуктивний горизонт, адсорбуються на поверхні пор та тріщин, знижуючи їх ефективний діаметр.

Окрім цього, структуроутворювачами у цих розчинах є імпорتنі біополімери ксантанового типу (дуовіз, фловіз, біокар-компаунд тощо), висока вартість яких унеможлиблює їх застосування у нашій країні.

Отже, аналіз колекторів Карпатського нафтогазоносного регіону та бурових розчинів показав, що проблема забезпечення якості розкриття продуктивних пластів є актуальною і потребує подальшого вивчення та вирішення.

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

Дисертаційна робота виконана згідно з науково-тематичними планами Міністерства науки і освіти, молоді та спорту України. Результати роботи використано під час виконання держбюджетної тематики № Д-1-07-Ф «Дослідження нових енергоресурсозберігаючих, екологічно безпечних технологій видобування та транспортування вуглеводнів (№ 0107U001558) (з 01.01.2007 р. до 31.12.2009 р.), що виконувались у науково-дослідному інституті нафтогазових технологій Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

Мета і завдання дослідження. *Метою роботи є підвищення ефективності розкриття продуктивних горизонтів з низьким пластовим тиском та низькою проникністю на родовищах Прикарпаття і збереження їх колекторських властивостей впродовж тривалого часу.*

Для досягнення мети поставлені такі *завдання*:

1. Аналіз гірничо-геологічних умов та бурових розчинів у ході розкриття продуктивних горизонтів на родовищах Прикарпаття.
2. Розробка рецептури безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину і вивчення його впливу на кольматацію продуктивних горизонтів.
3. Регулювання процесу деструкції крохмальних реагентів у процесі буріння та освоєння продуктивних горизонтів.
4. Розробка карбоксильного крохмального реагента, способу його приготування та вибір його ефективної домішки.
5. Промислові впровадження розроблених рішень та оцінка їх ефективності.

Об'єктом дослідження є буровий розчин та хімічні реагенти, які покращують якість розкриття продуктивних горизонтів, а предметом дослідження – основні властивості бурового розчину та хімічних реагентів.

Методи дослідження. Компонентний склад та рецептуру безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину та карбоксильного крохмального реагента обґрунтовано аналітичними та експериментальними дослідженнями,

для проведення яких використано методи планування експериментів, вірогідність яких підтверджено результатами промислових впроваджень на трьох свердловинах, ефективність рецептури безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину оцінена лабораторними випробуваннями на кернах.

Наукова новизна одержаних результатів.

1. Вперше розроблено безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин, головною особливістю якого є низька фільтрація, відсутність глинистої фази, високі інгібуючі властивості та низький показник концентрації іонів водню, що підвищує ефективність розкриття низькопроникних продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками.

2. Отримано карбоксильний крохмальний реагент (ККР), який володіє підвищеною термостійкістю, розчинний у воді, стійкий до ферментативної деструкції.

3. Запропоновано новий інгібітор деструкції крохмальних реагентів у процесі буріння свердловини та ініціатор деструкції крохмальних реагентів під час освоєння та випробування продуктивних горизонтів.

Основні положення, що захищаються.

1. Рецептура безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину.

2. Технологія інгібування деструкції крохмальних реагентів у процесі буріння свердловин та ініціювання деструкції крохмальних реагентів у процесі їх освоєння.

3. Конструкція спеціального кольматуючого пристрою для створення штучного екрану з метою запобігання поглинанню бурового розчину при розкритті тріщинних високопроникних горизонтів з низькими пластовими тисками.

4. Рецептура карбоксильного крохмального реагента, який володіє підвищеною термостійкістю, бактерицидною стійкістю та розчинний у воді.

Практичне значення одержаних результатів.

1. Запропоновано безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин для підвищення якості розкриття низькопроникних продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками (Патент України на корисну модель № 42746).
2. Запропоновано застосування інгібіторів деструкції у процесі буріння свердловин, а під час освоєння продуктивних горизонтів – ініціаторів ферментації.
3. Отримано формулу для оперативного розрахунку маси кальцинованої соди для нейтралізації негативного впливу іонів кальцію та магнію.
4. Запропоновано формувати штучний кольматаційний екран кислоторозчинними наповнювачами за допомогою спеціального пристрою (Патент України на корисну модель № 48621) у процесі розкриття тріщинуватих продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками
5. Розроблено карбоксильний крохмальний реагент для регулювання фільтраційних властивостей бурових розчинів, що володіє підвищеною термостійкістю, бактерицидною стійкістю та розчинний у воді (Патент України на корисну модель № 28686), який впроваджено на трьох свердловинах Стрийського ВБР та отримано суттєвий економічний ефект.
6. За результатами лабораторних досліджень розроблено рекомендації щодо застосування безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину, які передано для впровадження УкрНДІгаз ДК «Укргазвидобування», м. Харків.

Особистий внесок здобувача. Постановка задачі належить науковому керівнику к.т.н., доценту Малярчуку Б.М. та к.т.н., доценту кафедри буріння нафтових і газових свердловин Оринчаку М.І. [86]. Особисто автором проведено огляд літературних джерел, промислового матеріалу, проаналізовано літологічний склад колекторів та бурові розчини, які застосовують для розкриття продуктивних горизонтів Карпатської нафтогазоносною провінції, розроблено рецептуру безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину [87], отримано формулу для розрахунку маси кальцинованої соди для нейтралізації іонів кальцію та магнію [88], удосконалено конструкцію пристрою для кольматації тріщин продуктивних

горизонтів з низькими пластовими тисками [90], розроблено склад карбоксильного крохмального реагента [95], розроблено спосіб інгібування деструкції крохмальних реагентів під час буріння та ініціювання деструкції крохмальних реагентів під час освоєння та випробування продуктивних горизонтів [101], здійснено теоретичні [86] та експериментальні дослідження [87, 88, 90, 95, 101], проаналізовано їх результати, розроблено рекомендації для приготування безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину.

Апробація результатів дисертації. Основні результати та положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на:

- міжнародній науково-технічній конференції «Ресурсозберігаючі технології у нафтогазовій енергетиці» у м. Івано-Франківську, 2007 р.
- науково-технічних конференціях професорсько-викладацького складу Івано-Франківського національного технічного університету 2002-2009 рр., м. Івано-Франківськ.

Публікації. Основні положення дисертаційної роботи опубліковано в 6 наукових працях, з них 3 статті у фахових виданнях і 3 патенти України на корисну модель.

Структура і обсяг роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків і додатків. Матеріали дисертації викладено на 190 сторінках машинописного тексту, робота містить 30 рисунків, 34 таблиці, 114 найменувань бібліографічних джерел.

Автор дисертації висловлює глибоку вдячність науковому керівнику кандидату технічних наук Малярчуку Б.М. за постійну допомогу та щире подяку кандидату технічних наук, доценту кафедри буріння нафтових і газових свердловин Оринчаку М.І. за слушні поради, сприяння та практичну допомогу під час виконання роботи, а також колективу кафедри буріння за підтримку та створення сприятливих умов для виконання роботи.

РОЗДІЛ 1

БУРОВІ РОЗЧИНИ ДЛЯ РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ
НА РОДОВИЩАХ ПРИКАРПАТТЯ

1.1. Гірничо-геологічні умови первинного розкриття продуктивних горизонтів родовищ Прикарпаття

Основний обсяг видобування нафти і газу у Карпатській нафтогазоносній провінції припадає на родовища, що розташовані у Передкарпатському прогині, який є проміжним між Волино-Подільською плитою Східно-Європейської платформи і Карпатською гірською спорудою. За характером тектоніки Передкарпатський прогин розділяють на Внутрішню та Зовнішню структурні зони [1].

На сьогоднішній день Внутрішню зону поділено на дві самостійні зони—Бориславсько-Покутську та Самбірську, а Зовнішню зону називають Більче-Волицькою. До цих зон належать нафтові та газові родовища Бориславського, Долинського, Надвірнянського нафтогазопромислових районів.

У межах Внутрішньої зони нафтогазоносним є весь крейдово-палеогеновий розріз. Основні газонафтові поклади пов'язані з відкладами олігоцену і еоцену. Розподіл запасів вуглеводнів має такий вигляд:

- крейдові відклади – 1%;
- палеогенові відклади – 99%, в тому числі:
 - еоценові відклади – 55%;
 - олігоценові відклади – 40%;
 - палеоценові відклади – 4%.

Геологічний розріз родовищ Передкарпатського прогину у літологічному відношенні майже однаковий, і продуктивні горизонти, в основному, характеризуються чергуванням пісковиків та алевролітів.

Крейдова система представлена тонко- і середньоритмічними чергуваннями пісковиків, алевролітів та аргілітів загалом карбонатних з прошарками вапняків і мергелів.

Пісковики крейдової системи сірі, темно-сірі, дрібнозернисті, кварцові, слюдисті, глауконітові, вапнисті щільні, деколи плитчасті. Алевроліти сірі, темно-сірі, кварцові, вапнисті, щільні. Породи розбиті тріщинами, які заповнені кальцитом; зустрічаються прошарки та пласти гравелітів, конгломератів, що складаються з уламків аргілітів, філітів, пісковиків з глинисто-карбонатним цементом. Товщина відкладів сягає до 634 м.

Глинистість колекторів коливається в межах 21-23 %, обмінна ємність становить від 35 до 50 мг.екв/100 г. Коефіцієнти аномальності пластових тисків у продуктивних горизонтах становлять $K_a=1,02-1,04$. Пористість колекторів – 13-15 %, проникність – $(0,22-1,0) \cdot 10^{-2}$ мкм², ефективна товщина – від 26-67 м.

Палеогенова система узгоджено залягає на крейдових утвореннях і представлена палеоценовими, еоценовими та олігоценовими відкладами.

Палеоценові відклади у підосві складаються із тонкого чергування строкатих аргілітів, алевролітів, пісковиків. Далі залягає велика товща світло-сірих, грубошаруватих пісковиків, які заміщуються тонкоритмічним флішем, складеним чергуванням пісковиків, алевролітів і аргілітів.

Глинистість колекторів коливається в межах 22-24 %, обмінна ємність становить від 42 до 48 мг.екв/100 г. Коефіцієнти пластових тисків у продуктивних горизонтах становлять ($K_a=1,02-1,06$). Пористість колекторів становить 10-16 %, проникність – $(0,28-1,5) \cdot 10^{-2}$ мкм², ефективна товщина – 67-81 м.

Еоценові відклади поділяються на Манявську, Вигодську та Бистрицьку світи. Манявська світа у нижній частині представлена ритмічним перешаруванням сіро-зелених і темно-зелених аргілітів з прошарками окременілих пісковиків, алевролітів. Зрідка серед них зустрічаються

прошарки глинистих мергелів. У верхній частині світи породи переходять товстошаруваті пісковики і конгломерати.

Манявська світа. Пісковики та алевроліти виключно мономінеральні, кварцові, міцні, сірого кольору, переважно з поровим та регенераційно-поровим глинистим і кременисто-глинистим цементом. Алевроліти відрізняються від пісковиків нерівномірним, часто пошаровим розподілом уламкових зерен кварцу. Часто в них спостерігаються глинисті мікропрошарки. Породи низької карбонатності, яка приблизно становить 4%.

Глинистість колекторів коливається в межах 21-24 %, обмінна ємність становить від 43 до 50 мг.екв/100 г. Коефіцієнти пластових тисків у продуктивних горизонтах становлять $K_a=1,03-1,07$. Пористість колекторів – 14-17 %, проникність – $(0,18-6,0) \cdot 10^{-2}$ мкм², ефективна товщина – 56-80 м.

Вигодська світа складена зазвичай грубошаруватими та масивними пісковиками, алевролітами та вапняками. Частина світи заміщується тонкоритмічним перешаруванням пісковиків, алевролітів та аргілітів. Верхня частина складена піщанистими вапняками, сильно вапнистими пісковиками з прошарками мергелів. Пісковики сірі, дрібнозернисті, алевритисті, з базальним глинистим цементом, міцні. Алевроліти сірі, кварцові, з поровим глинисто-карбонатним цементом.

Глинистість колекторів коливається в межах 20-24 %, обмінна ємність становить від 35 до 48 мг.екв/100 г. Коефіцієнти пластових тисків у продуктивних горизонтах становлять $K_a=1,02-1,08$. Пористість колекторів – 14-17 %, проникність – $(0,45-6,8) \cdot 10^{-2}$ мкм², ефективна товщина – 38-70 м.

Бистрицька світа складається із двох фацій – попельської та Бистрицької. Відклади попельської фації залягають в нижній частині розрізу і складені аргілітами з прошарками алевролітів і пісковиків. Бистрицька фація складається із сіро-зелених аргілітів з малопотужними прошарками алевролітів. У покрівлі Бистрицьких відкладів залягає шешорський горизонт

товщиною 5-10 м, складений прошарками сірих мергелів, алевролітів, пісковиків. Розріз світи загалом бідний колекторами промислового значення.

Глинистість колекторів коливається в межах 21-23 %, обмінна ємність становить від 42 до 49 мг.екв/100 г. Коефіцієнти пластових тисків у продуктивних горизонтах становлять $K_a=1,03-1,07$. Пористість колекторів – 14-17 %, проникність – $(0,16-6,5) \cdot 10^{-2}$ мкм², ефективна товщина – 62-85 м.

Олігоцені відклади широко розвинені у Внутрішній зоні Передкарпатського прогину і є комплексом порід, об'єднаних у менілітову світу.

Менілітова світа складається з нижньоменілітової та верхньоменілітової підсвіті.

У нижньоменілітовій підсвіті виділяються шість горизонтів: підроговиковий, роговиковий, аргілітовий, клівський, горизонт других зеленувато-сірих аргілітів і піщано-аргілітовий.

Підроговиковий горизонт представлений пісковиками з прошарками алевролітів, чорних аргілітів, кременистих вапняків і кременів. Товщина відкладів сягає від 23 до 84 м.

Роговиковий горизонт представлений пачкою темно-сірих і коричнеувато-чорних роговиків (халцедонолітів) з прошарками чорних аргілітів, темно-сірих дрібнозернистих пісковиків, мергелів. Товщина відкладів сягає від 10 до 35 м.

Вище роговикового горизонту залягає товща чорних, темно-сірих аргілітів з прошарками алевролітів. Товщина відкладів сягає від 5 до 37 м.

Клівський горизонт складається з перешарування аргілітів, алевролітів, пісковиків, який переходить у горизонт других зеленувато-сірих аргілітів, який складений аргілітами та малопотужними прошарками алевролітів, пісковиків.

Тобто, відклади нижньоменілітової підсвіті складаються з пісковиків, алевролітів та аргілітів. Пісковики жовтувато-світло-сірого кольору,

дрібнозернисті, низькокарбонатні, крихкі, з високим вмістом уламкового кварцового матеріалу. Цемент контактово-поровий, регенераційно-поровий та поровий змішаний. Пори виповнені жовтуватою, майже ізотропною органічною речовиною з домішками глинистого матеріалу та мікрозернистого карбонату. Алевроліти бурувато-сірі, кварцові, крупно- та різнозернисті. Цемент регенераційно-поровий змішаний (бітумінозний глинистий матеріал, глауконіт, незначна кількість карбонатів). Присутність органічної речовини характерна для всіх порід нижньоменілітової підсвіти.

Верхньоменілітова підсвіта складається з двох горизонтів: перших сіро-зелених аргілітів та піщано-аргілітового високого опору. Горизонт перших сіро-зелених аргілітів залягає в підшві підсвіти і представлений світло-сірими і зеленувато-сірими глинистими породами. Піщано-аргілітовий горизонт високого опору характеризується ритмічним чергуванням темно-сірих, дрібнозернистих пісковиків з алевролітами та аргілітами.

Пісковики за складом мономінеральні кварцові з одиничним уламками халцедонітів. За гранулометричним складом переважно дрібнозернисті, в меншій кількості – середньозернисті та крупно-алевритові. Цемент переважно порового та базально-порового типу, глинистий, зрідка кременистий із залишками глинистого матеріалу, насичений бурою органічною речовиною, у зв'язку з чим окремі пісковики мають темно-сіре забарвлення. Зазвичай вони сірого кольору з глауконітом 1-5 %. Породи високобітумінозні, буро-чорного кольору. Характерним для цих відкладів є присутність у породі халцедонових спікул, губок та тонкоагрегатного халцедону.

Глинистість колекторів коливається в межах 20-24 %, обмінна ємність становить від 38 до 47 мг.екв/100 г. Коефіцієнти пластових тисків у продуктивних горизонтах становлять $K_a=1,04-1,09$. Пористість колекторів – 15-18 %, проникність – $(0,17-10) \cdot 10^{-2}$ мкм², ефективна товщина – 65-88 м.

Загалом породи-колектори представлені прошарками і пластами пісковиків, алевролітів. У розрізах пісковики і алевроліти розповсюджені нерівномірно. Вони зустрічаються у вигляді прошарків, які, зливаючись між собою, місцями утворюють потужні неоднорідні пласти або окремі піщані пачки. Ці неоднорідні утворення – чергування в різних співвідношеннях гранулярних колекторів із щільними піщано-алевролітовими різновидами і прошарками аргілітів. Крім аргілітів зрідка зустрічаються прошарки вапняків, мергелів, деколи силіцидів. Неоднорідність колекторів підтверджується кривими геофізичних досліджень, а також керновим матеріалом.

Уламкова частина пісковиків складається з частково округлених зерен кварцу, серед яких у невеликій кількості зустрічаються окремі зерна польових шпатів, філітів, кварцитових порід. Пісковики, як правило, дрібнозернисті. Тип цементації – поровий, плівково-поровий, регенераційний та ущільнений. Цементуючий матеріал – глинистий, карбонатний, кременистий або здебільшого їх комбінація у різноманітних співвідношеннях. При регенераційному типі цемент представлений кварцовим матеріалом. Особливістю пісковиків-колекторів є переважаюча кількість глинистого монтморилонітового цементуючого матеріалу.

За мінеральним складом алевроліти практично не відрізняються від пісковиків. Кількість цементуючого матеріалу більша. Цемент здебільшого базального, базально-порового, контактено-порового типу, глинистий, карбонатний, карбонатно-глинистий. Більша частина алевролітів відноситься до неколекторів.

За результатами хіміко-мінералогічних досліджень цементуючий глинистий матеріал представлений глинами переважно монтморилонітового типу, який з глибиною залягання продуктивних горизонтів гідрослюдується. Коефіцієнт колоїдності розбурюваних порід становить 0,22-0,34. Обмінна ємність – від 35 до 50 мг.екв/100 г.

Характеристику продуктивних горизонтів окремих нафтових та газових родовищ Прикарпаття зведено до табл. 1.1.

Таблиця 1.1

Характеристика продуктивних горизонтів окремих нафтових та газових родовищ Прикарпаття

Родовище	Відклади	Тип колектора	Переважаючий тип глинистого матеріалу	Глинистість, %	Коефіцієнт аномальності пластового тиску на кінець розробки родовища	Проникність на кінець розробки родовища, мкм ²	Пористість, %	Товщина, м
Пасічнянське нафтове	Еоценові відклади	Порово-тріщинуватий	Монтморилонітовий	21-24	1,03	0,0018-0,06	14-17	56
	Олігоцені відклади			21-22	1,04	0,002-0,008	15-16	72
Микуличинське нафтогазове	Еоценові відклади	Порово-тріщинуватий	Монтмори-лонітовий	20-23	1,03	0,0045-0,068	14-16	38
	Олігоцені відклади			21-24	1,05	0,0025-0,015	16-17	65
Пнівське нафтове	Палеоценові відклади	Порово-тріщинуватий	Монтмори-лонітовий	22-24	1,04	0,0033-0,0065	10-14	67
	Еоценові відклади			22-23	1,06	0,0037-0,043	15-17	76

Продовж. табл. 1.1

Родовище	Відклади	Тип колектора	Переважаючий тип глинистого матеріалу	Глинистість, %	Коефіцієнт аномальності пластового тиску на кінець розробки родовища	Проникність на кінець розробки родовища, 10^2 мкм ²	Пористість, %	Товщина, м
Вигода-Витвицьке газове	Крейдова система	Порово-тріщинуватий	Монтморилонітовий	21-23	1,04	0,42-0,78	12-15	43
	Палеоценові відклади			23-24	1,03	0,39-0,57	12-15	79
	Еоценові відклади			20-22	1,06	0,5-6,0	14-16	38
Північно-Долинське нафтогазове	Еоценові відклади	Порово-тріщинуватий	Монтморилонітовий	21-23	1,04	0,57-6,2	15-16	66
	Олігоцені відклади			22-24	1,08	1,4-4,3	15-17	74
Грушівське газове	Еоценові відклади	Порово-тріщи-нуватий	Монтмори-лонітовий	21-23	1,07	0,2-5,0	14-16	62
	Олігоцені відклади			21-23	1,06	4,0-8,6	16-17	80
Княгиницьке газове	Олігоцені відклади	Порово-тріщи-нуватий	Монтмори-лонітовий	21-23	1,09	3,8-10	16-18	86
	Крейдова система			21-22	1,03	0,57-0,81	13-14	58

Продовж. табл. 1.1

Родовище	Відклади	Тип колектора	Переважаючий тип глинистого матеріалу	Глинистість, %	Коефіцієнт аномальності пластового тиску на кінець розробки родовища	Проникність на кінець розробки родовища, мкм ²	Пористість, %	Товщина, м
Бабченське газове	Еоценові відклади	Порово-тріщинуватий	Монтморилонітовий	21-23	1,05	0,36-5,3	15-16	82
	Олігоценові відклади			20-22	1,05	0,56-1,2	15-16	69
Буцівська газове	Олігоценові відклади	Порово-тріщинуватий	Монтморилонітовий	20-23	1,06	0,17-0,65	17-18	88
	Крейдова система			21-22	1,04	0,42-0,78	12-15	62

Отже, слід зазначити, що цементуючий матеріал пісковиків та алевролітів, зокрема глинистий, суттєво впливає на їх колекторські властивості, про що свідчать низькі показники пористості та проникності (табл. 1.1).

Важливою властивістю глинистих мінералів є їх здатність до іонного обміну, тобто катіони адсорбуються на базальних поверхнях кристалів глини, компенсуючи атомні заміщення у кристалічній структурі. Катіони та аніони утримуються також і біля ребер кристалів завдяки виникненню розривів валентних зв'язків. У водному середовищі обидва види іонів можуть

вступати в обмінні реакції з іонами основного розчину [2]. Як зазначали Грей Дж. Р., Дарлі Г.С.Г. [2], відповідно до закону збереження маси, іонообмінна реакція залежить, в основному, від відносної концентрації різних іонів у кожній фазі. Якщо присутні два іони різної валентності, то адсорбується іон більшою валентністю.

Загальна кількість адсорбованих катіонів, виражена в міліеквівалентах на 100 г сухої глини, називається ємністю поглинання (ЄП) або обмінною ємністю (ОЄ) [2, 3, 6, 7, 10]. У одних і тих же глинистих мінералів вона залежить від досконалості їх кристалічної структури. Величина обмінної ємності характеризує також адсорбційну здатність мінералів [3, 4, 5, 8, 9].

Здатність мінералів сорбувати органічні іони або радикали зумовлена декількома причинами, серед яких важливу роль відіграють поверхневі сили, що прямо пропорційні до питомої поверхні мінералів, тобто з їх дисперсністю [4, 7]. Збільшення обмінної ємності мінералів пов'язано також з ізоморфним заміщенням основних катіонів кристалічної ґратки катіонами нижчої валентності, а також гідратацією поверхні, тобто співвідношенням між кількістю кисневих та гідроксильних іонів на ній [3].

Глинисті і тонкодисперсні карбонатні мінерали адсорбують із розчинів катіони, що призводить до гідрофобізації їх поверхні [4]. Як бачимо з табл. 1.1, переважаючим типом цементуючого матеріалу є монтморилоніт, який завдяки високій дисперсності і наявності обмінних центрів володіє високою здатністю адсорбувати органічні іони та радикали. Серед глинистих мінералів максимальною обмінною ємністю володіють мінерали монтморилонітової групи, мінімальною – мінерали каолінітової групи [3-11, 14-18]. Цей факт пов'язаний з тим, що 80 % ОЄ монтморилоніту припадає на базальні поверхні, а у каолініту – на розірвані зв'язки біля ребер кристалів [2].

Такі особливості колекторів родовищ Прикарпаття пов'язані з первинними умовами формування текстури та структури порід у період

осадонакопичення, утворенням розломів та впадин у процесі горотворення та приналежністю до геосинклінального басейну [3-11].

За результатами аналізу гірничо-геологічних умов встановлено, що продуктивні горизонти родовищ Прикарпаття приурочені до крейдових та палеогенових (олігоцен, міоцен, еоцен) відкладів, колектори яких представлені пісковиками та алевролітами, цементуючий матеріал яких за типом переважно порового, базального та порово-базального типу, а за мінералогічним складом - карбонатний, кременистий, глинистий. Найбільшу частку займає глинистий цементуючий матеріал, який представлений глинами монтморилонітового та іншого типів. Глинистість колекторів коливається в межах 20-25 %, обмінна ємність становить від 35 до 50 мг.екв/100 г. Пластові тиски у продуктивних горизонтах здебільшого прирівнюються до гідростатичного, або незначно його перевищують $K_a=1,02-1,09$. Колектори продуктивних горизонтів характеризуються низькою пористістю (3-21 %), проникністю $((0,1-11) \cdot 10^{-2} \text{ мкм}^2)$ та ефективною товщиною (від декількох десятків сантиметрів до 88 м).

1.2. Аналіз бурових розчинів, які застосовуються для первинного розкриття продуктивних горизонтів

Під час буріння в інтервалах нафтоносних та газоносних продуктивних горизонтів Прикарпатським УБР та Стрийським ВБР на родовищах Прикарпаття застосовують інгібуючі бурові розчини на водній основі, у яких дисперсним середовищем, тобто структуроутворювачем, використовують глинопорошок.

До таких розчинів належать: хлоркалієвий, гуматно-акрилово-калієвий, хлоркальцієвий, гіпсокалієвий, соленасичений, характеристика яких наведена у табл. 1.2.

Характеристика бурових розчинів для розкриття продуктивних горизонтів

Тип розчину	Параметри розчину					рН
	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Фільтрація, см ³ /30 хв.	Статичне напруження зсуву, дПа, за		
				1 хв	10 хв	
Гуматно-акрилово-калієвий	1110-1250	40-120	6-10	10-20	15-30	8-9
Хлоркалієвий	1100-1180	45-140	8-10	20-25	30-40	9-10
Хлоркальцієвий	1120-1220	35-150	7-12	15-25	20-35	8-10
Гіпсокалієвий	1100-1280	30-150	6-10	30-40	45-60	8-10
Соленасичений	1180-1280	30-150	8-12	25-35	35-60	9-10

Хлоркалієвий буровий розчин [19-23] призначений для розбурювання глинистих відкладів різного мінералогічного складу, які схильні до осипання та обвалювання стінок свердловини та розкриття продуктивних горизонтів. Інгібітором глинистої фази в цьому розчині є хлористий калій. Розчинність його за нормальної температури дорівнює 25,5 %, а за температури 100 °С – 36,0 %. Іон калію, порівняно з іоном кальцію є меншим: його діаметр – 2,66 Å. Відстань між тетраедричним та октаедричним шарами кристалічної ґратки монтморилоніту дорівнює 2,8 Å, що створює ідеальні умови для проникнення іона калію в міжплощинний простір глини. В результаті проникнення іони калію змінюють іонний зв'язок (0:0) на ковалентний (К:0), міцно зв'язуючи між собою шари кристалічної ґратки, запобігаючи цим міжплощинній гідратації, набухання та диспергуванню.

Бентонітові глини в насичених водних розчинах хлористого калію поглинають води в 1,5-2 рази менше, ніж у насичених водних розчинах хлористого натрію. Період набухання бентонітових глин за цих умов зменшується в десять разів.

Регулятором рН в розчині виступає гідроксид калію, найбільш швидке насичення глини іонами калію відбувається за показника рН= 9-10.

Вищі значення показника рН небажані, оскільки в такому разі відбувається інтенсивна гідратація та диспергування водочутливих глинистих сланців.

Концентрація хлористого калію у фільтраті розчину залежить від чутливості до набухання глинистих сланців. Відомо, що глинисті сланці, які утворились на ранніх періодах формування земної кори і залягають на значних глибинах, є менш чутливі до набухання, і навпаки, глинисті сланці, які утворились на пізніх стадіях і залягають на малих глибинах – більш чутливі до набухання. У більшості випадків 3-5 % хлористого калію в розчині достатньо для інгібування глинистих сланців раннього періоду формування. Для сланців чутливих до набухання, вміст хлористого калію в розчині збільшується і може досягати до 15 %. Достатню кількість хлористого калію в розчині оцінюють за станом вибуреної породи. Якщо шлам м'який на дотик або кашоподібний, то вміст хлористого калію в розчині недостатній, і навпаки, якщо шлам твердий на дотик, зберігає цілісність, то концентрація калію в розчині достатня. На відміну від кальцієвих розчинів, при інгібуванні солями калію розчин легше стабілізується. Це дає підстави застосування більшої гами хімічних реагентів для стабілізації параметрів бурового розчину (КМЦ, КССБ, ЕКР, гіпан; ПВЛР, ССБ, окзил тощо).

Термостійкість хлоркалієвого розчину залежить від типу захисного хімреагента, що застосовується для його обробки, і становить: 100 °С (крохмаль); 120 °С (ПВЛР); 150 °С (КМЦ+КССБ); 170 °С (КССБ) і 200 °С (гіпан).

Гуматно-акрилово-калієвий буровий розчин [24] призначений, в основному, для розбурювання стійких порід та інтервалів, складених малоглинистими породами, інколи для розкриття продуктивних горизонтів. У розчині є невеликі домішки солей калію. Межа термостійкості коливається в межах 140-150 °С. Максимальна мінералізація, за якої настає прихована коагуляція гуматів, становить 0,2 % CaCl_2 . Розчини, оброблені РГГ, витримують мінералізацію солей кальцію до 0,5 %. Умовну в'язкість та статичне напруження зсуву прісного гуматного розчину зменшують шляхом ведення 0,3-0,5 % ВЛР у вигляді 10% водного розчину. Він відрізняється від хлоркалієвого тим, що до його складу додають акрилові полімери (гіпан, метас тощо), які поліпшують параметри та розширюють сферу застосування.

Хлоркальцієвий буровий розчин [25-27] використовують для розбурювання гіпсоангідритових та аргілітових відкладів, які схильні до обвалювання та осипання, розбурювання цементних мостів і горизонтів, схильних до слабких проявів пластових мінералізованих вод та для розкриття продуктивних горизонтів. Інгібітором глинистої фази в цьому розчині є хлористий кальцій, розчинність якого порівняно з вапном або гіпсом є значно більшою. За нормальної температури розчинність хлористого кальцію становить приблизно 42 %, а при 100 °С – 61,4 %.

Збільшення концентрації іонів кальцію підсилює не тільки інгібуючу дію бурового розчину, але і зміцнює глинисті породи, які схильні до обвалювання та осипання.

В бурових розчинах з концентрацією іонів Ca^{+2} нижчою за 1000 мг/л спостерігається практично повне поглинання іонів кальцію обмінним комплексом глин. Ця стадія характеризується загущенням і незначним зростанням фільтрації бурового розчину.

За концентрації іонів Ca^{+2} від 1000 до 3500 мг/л в розчині підсилюється іонообмінний процес, відбувається коагуляційне розрідження і зростає фільтрація. Саме в цей період дія іонних сил надає розчину властивостей розчину підсилювати стійкість глинистих порід.

Збільшення концентрації іонів кальцію понад 3500 мг/л недоцільно з таких причин:

- інгібує та кріпильний ефекти посилюються незначно зі зростанням концентрації іонів кальцію вище згаданої величини;

- у хлоркальцієвих розчинах з великим вмістом іонів кальцію (>3500 мг/л) розвиваються коагуляційні процеси, які супроводжуються збільшенням фільтрації та втратою агрегативної стійкості. В зв'язку з цим для стабілізації таких розчинів необхідне різке збільшення концентрації солестійких хімічних реагентів регуляторів фільтрації та понижувачів в'язкості, що здорожчує розчин;

- значне зростання концентрації іонів кальцію призводить до підвищення електропровідності розчину, що ускладнює інтерпретацію даних геофізичних досліджень.

В зв'язку з цим концентрацію іонів кальцію в хлоркальцієвих розчинах підтримують на рівні 1500-3500 мг/л. При розбурюванні в'язкопластичних глин, які легко переходять в звичайний глинистий розчин і підвищують його реологічні властивості, вміст іонів кальцію у фільтраті розчину рекомендується підтримувати на рівні 2500-3500 мг/л, а при розбурюванні набухаючих глинистих сланців – 1500-2500 мг/л.

Вміст іонів кальцію в хлоркальцієвих розчинах значно більший, ніж у вапнистих або гіпсових, тому хлоркальцієві розчини ще називають висококальцієвими розчинами (ВКР).

Для активації іонообмінних процесів величину показника рН хлоркальцієвих розчинів підтримують у межах 9-11. Використання каустичної соди (NaOH) для цього недоцільно, тому що NaOH, реагуючи з хлористим кальцієм, утворює гідроксид кальцію з одночасним зменшенням вмісту кальцію в фільтраті. Тому властивості хлоркальцієвого розчину (ХКР) рекомендують покращувати Ca(OH)₂, вапном та хлористим кальцієм. При введенні гідроксиду кальцію у хлоркальцієвих розчинах, одночасно з іонообмінними процесами в обмінному комплексі глин спостерігається

молекулярне поглинання вапна, яке підсилює процес зміцнення глинистих сланців внаслідок утворення гідрокальцієвих силікатів.

Гіпсокалієвий буровий розчин [24] призначений для розбурювання слабкостійких висококолоїдних глинистих порід та продуктивних горизонтів.

Гіпсокалієвий розчин – це багатоконпонентна система, до якої, крім глинистої суспензії, входять інгібітори глинистої фази, понижувачі в'язкості, регулятори показника рН, понижувачі фільтрації та спеціальні домішки.

Роль інгібітора глинистої фази в цьому розчині виконують хлористий калій та гіпс. Ефективний вміст домішок їх в гіпсокалієвому розчині дещо менший, ніж відповідно в хлоркалієвому та гіпсовому. Показник рН регулюють з допомогою гідроксиду калію в межах 8,5-9,5.

Гіпсокалієвий розчин, на відміну від хлоркалієвого, менш схильний до коагуляційного загущення. Інгібуюча дія гіпсокалієвого розчину сильніша, ніж хлоркальцієвого, оскільки на вибурену породу впливають не тільки коагуляційні процеси, але і катіонообмінні реакції. Він ефективно забезпечує стійкість стінок свердловини.

Термостійкість розчину залежить від типу реагентів-стабілізаторів, які використовуються для регулювання його параметрів, але не перевищує 160 °С.

Фільтрацію гіпсокалієвого розчину понижують стійкими до солей кальцію реагентами (КМЦ, КССБ і крохмалем), в'язкість – реагентами, стійкими до сульфату кальцію, лігносульфонатами (ФХЛС та окзілом).

Роль спеціальних домішок в цьому розчині виконують нафта, вапно, хромати, МАС-200 та гематит (барит).

Хромати натрію або калію підвищують термостійкість і одночасно понижують реологічні властивості розчину. Ці реагенти вводять до розчину тільки за температури понад 120 °С.

Вміст іонів кальцію в фільтраті розчину коливається в межах 1000-1200 мг/л., а калію – 5-30 г/л.

Стабілізовані соленасичені розчини [24] використовують для розбурювання хомогенних відкладів з подальшим застосуванням їх для розкриття продуктивних горизонтів.

За умови, коли хомогенні відклади складені солями лужноземельних металів різного мінералогічного складу, бурові промивальні рідини насичують карналітом ($KCl \cdot MgCl_2 \cdot 6H_2O$). В цьому випадку для приготування таких розчинів не можна застосовувати модифіковані бентонітові глинопорошки та реагенти, які зв'язують іони полівалентних металів (Na_2CO_3 , поліфосфати).

Межа термостійкості соленасичених стабілізованих розчинів коливаються в широких межах (від 100 до 200 °C) і залежить від типу понижувача фільтрації, який використовують для їх приготування.

Параметри стабілізованого соленасиченого розчину регулюють за різними схемами залежно від компонентного складу.

Для зниження фільтрації, розчин обробляють полімерними реагентами. У разі використання КМЦ краще вводити до розчину в сухому вигляді: ефект від зниження фільтрації більший і структурно-механічні властивості майже не змінюються.

За умови застосування модифікованого крохмалю порядок дій аналогічний, як і при використанні КМЦ. Звичайний крохмаль вводять до соленасиченого розчину за показника рН =9-10 або введенням до нього 3-5 % водного розчину комплексного реагенту (ЕКР+КССБ). До його складу входить 8-10 % водний розчин крохмалю та 20-25 % водний розчин КССБ у об'ємному співвідношенні 1:1.

Структурно-механічні властивості соленасиченого розчину підвищують введенням попередньо гідратованого глинопорошку і стабілізованого полімерним реагентом.

В'язкість соленасиченого розчину знижують введенням 5-10 % водно-лужного розчину лігносульфонатного реагенту. За високих температур, коли різниця між розчинністю солі на гирлі і вибої свердловини велика,

застосовують перенасичені бурові розчини. Надлишок тонкоподрібненої кам'яної солі перед введенням в соленасичений розчин гідрофобізують нафтою у співвідношенні 10:1.

У всіх соленасичених розчинах домішка, нафти в кількості 8-12 % не тільки покращує мастильні, фільтраційні та структурно-механічні властивості, але і сприяє зниженню розчинності солей NaCl та KCl, запобігає інтенсивній рекристалізації солей при охолодженні розчину на поверхні. Аніоноактивні ПАВ, введені до соленасиченого розчину, підсилюють дію нафти.

Соленасичені розчини ефективні при розбурюванні хомогенних порід та незначно забруднюють продуктивні горизонти.

Тагіров К.М., Ніфантов В.І., Гноєвих А.Н., Лобкін А.Н. [28-31] підкреслюють, що рецептури бурових розчинів, як правило, підбирають з умови запобігання виникнення ускладнень у процесі буріння відкритого ствола свердловини без урахування конкретних геологічних умов родовища, літолого-петрофізичних властивостей колекторів та фізико-хімічних характеристик пластових флюїдів. Тобто під час буріння ставлять підвищені вимоги до вибору типу бурового розчину насамперед з позиції запобігання виникнення ускладнень і аварій, втак враховують забезпечення найкращих умов роботи породоруйнівного інструмента і, на жаль, мало приділяють уваги максимальній можливості збереження природного стану продуктивного об'єкта [32, 33].

Розчини, характеристика яких наведена вище, найчастіше застосовують для буріння ускладнених інтервалів, де, завдяки інгібуючим властивостям, сприяють зниженню інтенсивності обвалів та осипань стінок свердловини, а при розкритті продуктивних товщ частково запобігають набуханню материнських глин, що пов'язано з використанням інгібіторів, які представлені солями одно- та полівалентних металів, таких як хлорид кальцію, хлорид калію, сульфат кальцію, гідроксид кальцію тощо та полімерними реагентами.

Основними недоліками описаних розчинів є:

- високий вміст глинистої колоїдної фази, що коливається в межах 6-10 %, спричиняє утворення товстої пухкої глинистої кірки на стінках свердловини; проникнення дрібнодисперсної фази глибоко в пори продуктивного горизонту, що є особливо небезпечним для колекторів із звивистим розгалуженням тріщин і пор; підвищує реологічні та структурно-механічні властивості розчину, що призводить до зниження механічної швидкості буріння та проходки на долото і збільшення тривалості дії розчину на продуктивний горизонт;

- полімерні реагенти, які застосовують для пониження фільтрації бурових розчинів, особливо на основі акрилових полімерів та водорозчинних ефірів целюлози, проникаючи в пори продуктивного горизонту, адсорбуються на їх поверхні, погіршуючи фільтраційні властивості колекторів;

- відносно високий показник фільтрації бурових розчинів (до $10-12 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$) є причиною проникнення фільтрату в пори продуктивного горизонту на значну віддаль від стінки свердловини, що спричиняє поверхневу гідратацію і самокольматацію колектора, блокує приплив пластового флюїду у свердловину за рахунок виникнення сил міжфазової взаємодії між фільтратом і пластовим флюїдом, призводить до набухання материнських глин;

- високий показник рН, який коливається в межах 9-11, сприяє гідратації та диспергуванню материнських глин, зменшуючи розмір порових та тріщинних каналів.

Ці недоліки суттєво погіршують проникність продуктивних горизонтів, що підтверджується низьким коефіцієнтом відновлення проникності, який коливається в межах 0,44-0,77 (табл. 1.3).

У табл. 1.3 наведено результати промислових досліджень впливу різних типів бурових розчинів на відновлення проникності керна.

Вплив різних типів бурових розчинів на відновлення проникності керну

Тип розчину	Склад і рецептура розчину	Довжина зразка керну, см	Проникність зразків, Д		Коефіцієнт відновлення проникності
			до дії розчину	після дії розчину	
Гуматно-акрилово-калієвий	Глинопорошок – 70-100 кг; ПВЛР – 40 кг; гіпан – 10 кг; хлорид калію – 30 кг; нафта – 80 л; емультал – 5 кг; неонол – 5 кг.	1,88	$8,90 \cdot 10^{-3}$	$5,37 \cdot 10^{-3}$	0,64
Хлоркальцієвий	Глинопорошок – 80-100 кг; їдкий натр – 5 кг; КМЦ-8 – 10 кг; КССБ – 40 кг; хлорид кальцію – 15 кг; нафта – 80 л; емультал – 5 кг; неонол – 5 кг.	3,27	$36,37 \cdot 10^{-3}$	$19,8 \cdot 10^{-3}$	0,52
Соленасичений	Глинопорошок – 80-100 кг; їдкий натр – 10-20 кг; кальцинована сода – 10-20 кг; КМЦ-600 – 8-10 кг; КССБ – 40 кг; хлорид натрію – 250-300 кг; МАС-200 – 2 л; нафта – 80 л; емультал – 5 кг.	3,22	$38,40 \cdot 10^{-3}$	$29,6 \cdot 10^{-3}$	0,77
Хлоркалієвий	Глинопорошок – 80-100 кг; їдке калі – 5 кг; КМЦ – 8-10 кг; КССБ – 40 кг; хлорид калію – 30 кг; нафта – 80 л; емультал – 5 кг; неонол – 5 кг.	1,92	$11,26 \cdot 10^{-3}$	$7,72 \cdot 10^{-3}$	0,64

Продовж. табл. 1.3

Тип розчину	Склад і рецептура розчину	Довжина зразка керну, см	Проникність зразків, Д		Коефіцієнт відновлення проникності
			до дії розчину	після дії розчину	
Гіпсокалійовий	Глинопорошок – 60-70 кг; КОН – 1-5 кг; вапно – 2-5 кг; гіпс – 10-15 кг; КМЦ-600 – 3-15 кг; ФХЛС – 10-30 кг; КСІ – 10-30 кг; МАС-200 – 3-5 кг.	3,2	$43,26 \cdot 10^{-3}$	$19,20 \cdot 10^{-3}$	0,44

Перелічені недоліки підтверджуються також і дослідженнями Орлова Л.І., Ручкіна А.В., Свихнушина М.М., Алекперова В.Т., Нікішина В.А, Васильченка А.О. [34, 35, 36], які наголошують, що проникнення твердої та рідкої фаз глинистого розчину призводить до зміни фізичних та колекторських властивостей продуктивних горизонтів. Ними встановлено, що глибина проникнення твердої фази становить 12-16 мм, проникність взірців керну знижується до 90 %, пористість зменшується до 4 %, глинистість зростає в 1,15-2,6 рази. Відзначається обернена залежність між коефіцієнтом закупорювання і абсолютною проникністю для пісковиків [35].

За даними [37-39] під час буріння фільтрат та тверда фаза бурового розчину погіршують фільтраційні властивості колекторів. Під дією перепаду тиску буровий розчин фільтрується в пласт. Тверді частинки бурового розчину, розміри яких перевищують розміри пор, відкладаються на стінки свердловини у вигляді фільтраційної кірки. Інша частина твердої фази, розміри частинок якої менші за розміри пор, проникає у пласт і осідає у приствольній області у вигляді зони кольматації. Із теоретичних та лабораторних досліджень [40, 41-46, 37, 39] випливає, що з погіршенням фільтраційно-ємнісних властивостей колектора ускладнюється структура внутрішньопорового простору і збільшується об'єм пор, що призводить до збільшення об'єму бурового розчину, що проникає у пласт.

Як зазначали Гноевих А.Н., Аміян В.А., Басаригін Ю.М., Ашрафьян М.О. [30, 32, 33, 40], під час проникнення бурового розчину зі свердловини у пласт відбувається його розділення на дисперсну фазу та дисперсійне середовище. Дисперсна фаза бурового розчину утворює на стінці свердловини глинисту кірку і в пласті – зону кольматації. Дисперсійне середовище поникає у пласт, утворюючи зону проникнення фільтрату. Погіршення фільтраційних властивостей під дією фільтрату пов'язано, по-перше, зі зменшенням фазової проникності і, по-друге, з проявами поверхневих взаємодій між дрібнодисперсними складовими цементу породи та фільтрату.

Окрім того, під час освоєння частина фільтрату може бути защемлена у зоні проникнення внаслідок капілярного блокування та формування зони так званого залишкового фільтрату [37-39, 42, 43, 44], що призводить до зниження проникності понад 30 % від первинної.

Фільтрат бурових розчинів на водній основі негативно впливає на поверхневі сили гідрофільних частинок, під дією яких найменші частинки твердої фази, підхоплені фільтратом, проникають углиб пласта і, взаємодіючи між собою, можуть утворювати згустки і застрягати у звужених місцях пор. Такий процес називають самокольматацією або глинистим блокуванням, у результаті чого проникність може знизитися на 30-40 % від первинної [37].

Окрім самокольматації, взаємодія фільтрату бурового розчину з твердою фазою породи призводить також до поверхневої гідратації, у результаті якої зменшуються ефективна пористість та проникність колектора. Зменшення проникності під дією цього чинника може становити до 40 % порівняно з первинною. Ефекти поверхневої гідратації та самокольматації найбільш типові для заглинизованих пісковиків, однак не є винятком і для практично безглинистих колекторів з низькою проникністю.

Отже, виникає необхідність у бурових розчинах з низькою фільтрацією, з розчинними у воді, кислоті, нафті компонентами, схильними до біологічної деструкції, застосуванням яких будь-якому забрудненню колектора можна було б запобігти.

1.3. Аналіз сучасних безглинистих полімерних бурових розчинів

Одним із важливих критеріїв якості розкриття продуктивних горизонтів є збереження їх первинної проникності. Основними чинниками, які суттєво впливають на зниження властивостей колекторів під час буріння свердловини, є висока фільтрація та наявність глинистої фази у бурових розчинах [36, 42, 47]. Тому виникли передумови для розвитку нової тенденції, яка полягає у розробці рецептур та широкому впровадженні безглинистих полімерних бурових розчинів з низькими фільтраційними властивостями та структуроутворювачами, схильними до біологічної деструкції.

Вперше полімерні розчини почали застосовувати в США на початку 60-х років, а у нашій країні - тільки у першій половині 70-х років минулого століття [33]. З їх застосуванням пов'язані роботи Дедусенко Г.Д., Кістера Е.Г., Крисіна Н.Н., Ліпкеса М.І., Скальської У.А., Нацепинської А.М., Турапова М.К., Шарипова А.У, Пенькова А.І., Харіва І.Ю, Андресона Б.А. тощо [43-50].

Основою для полімерних бурових розчинів були ГПАА, метас, гіпан та ін., а за необхідності до розчину додавали інгібуючі домішки. Технологічна ефективність полімерних реагентів зумовлена окремими специфічними характеристиками, які притаманні тільки їм та відрізняють від інших реагентів. До цих характеристик належать: значна молекулярна маса, конформаційне та конфігураційне розмаїття, міцність ланцюга макромолекули, поліелектролітні властивості, поверхнева активність. Численними дослідженнями [48-55] встановлено, що полімерні розчини

характеризуються псевдопластичними властивостями, що забезпечує зниження гідравлічних опорів і збільшення гідравлічної потужності, підведеної до долота, порівняно із глинистими буровими розчинами.

Застосування полімерних розчинів сприяє регулюванню диференційного тиску і уможлиблює буріння за збалансованого тиску, що значно зменшує ймовірність поглинань бурового розчину.

Віднедавна широкого застосування набули безглинисті біополімерні системи, що сприяють якісному розкриттю продуктивних горизонтів, до яких належать відомі на сьогодні Hydro guard, BARADRIL-N, Flo-pro NT, Glydrill, Біокар, ГБР та ін [56-65], розроблені відомими зарубіжними та вітчизняними науковцями.

Система Hydro guard [66] – безглинистий буровий розчин на водній основі, який розроблений компанією Varoid і рекомендований для застосування при розкритті продуктивних горизонтів з високим вмістом материнських глин.

Цей розчин запобігає механічному та хімічному диспергуванню глинистих мінералів за рахунок складного комплексу мінеральних інгібіторів (хлорид калію та хлорид натрію) та полімерів-флокулянтів (CLAYSEAL PLUS, CLAYGRABBER, CLAYSYNC). Структуроутворювачем у цьому розчині слугує біополімер BARAZAN D, а для регулювання реологічних та фільтраційних властивостей використовують поліаніонну целюлозу та модифікований крохмаль. Застосування біополімерних реагентів забезпечує задовільні псевдопластичні властивості. Розчин має високу термостійкість, що сягає 200 °С.

BARADRIL-N [66]– безглинистий біополімерний розчин на водній основі, розроблений компанією Varoid і рекомендований для застосування при розкритті продуктивних горизонтів. Структуроутворювачем у таких системах слугує N-Vis P Plus; для регулювання фільтраційних та реологічних властивостей застосовують N-DRIL HT PLUS, для підвищення інгібуючих властивостей – хлориди калію або натрію.

Така система характеризується високими реологічними властивостями, низькою фільтрацією, високим показником рН.

FLO-PRO, FLO-PRO NT [66] – покоління безглинистих біополімерних розчинів компанії M-I SWACO, що об'єднало досвід використання систем FLO-PRO, FLO-PRO F, STAR-PRO і STAR-DRIL.

Через відсутність глинистої складової цей розчин в основному рекомендують для розкриття продуктивних горизонтів. Він володіє псевдопластичними властивостями, низьким показником фільтрації, високими мастильними властивостями, низькою корозійною активністю, здатністю до біодеструкції. Термостійкість розчину сягає 135°C.

Структуроутворювачами у цих системах слугують біополімерні реагенти Flo-vis, Flo-vis plus, Biovis. Для регулювання фільтраційних властивостей розчин додатково обробляють полімерними понижувачами фільтрації Flo-trol. Для регулювання рН застосовують оксид магнію, гідроксид калію або каустичну соду. Для запобігання біодеструкції компанія M-I SWACO рекомендує застосовувати бактерицид M-I-CIDE, який є токсичним, тому при роботі з ним слід строго дотримуватись правил техніки безпеки.

Біокар [67] – біополімерний безглинистий буровий розчин на водній основі, розроблений українським ЗАТ «НДІКБ БІ» і призначений для розкриття продуктивних горизонтів у вертикальних, похило-скерованих та горизонтальних свердловинах. Особливістю цього розчину є псевдопластичні властивості та компоненти, що розчиняються під дією кислоти або піддаються біологічній деструкції. Структуроутворювачем у цьому розчині є біополімер – біокар-компаунд, для забезпечення інгібуючих властивостей рекомендують хлорид калію в кількості 3-5%. Мастильні властивості регулюють додаванням графіту, а густину – введенням карбонатних обважнювачів.

ГБР [58, 59] – безглинистий біополімерний розчин на водній основі, який рекомендують для розкриття продуктивних горизонтів та буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин.

Цей розчин містить біополімери-структуроутворювачі ксантанового типу (дуовіз, фловіз), гуматні реагенти (ВЛР, ГКР), полімерні реагенти-понижувачі фільтрації (КМЦ, ОЕЦ та ін) та інгібітори набухання глини (хлорид калію, хлорид кальцію тощо). Термостійкість розчину сягає 150 °С, а показник рН – до 10-11.

Описані вище безглинисті бурові розчини забезпечують значно кращі показники відновлення первинної проникності продуктивних горизонтів, але мають окремі недоліки:

- для регулювання фільтраційних та реологічних властивостей у цих розчинах застосовують реагенти на основі акрилових полімерів та водорозчинних ефірів целюлози (СМС, Finnpol, Celpol, Finnfix, Tylose, POLYPLUS, СМНЕС, POLYPAC та ін.), які, проникаючи у продуктивний горизонт, знижують ефективний діаметр пор, а ініціювати їх деструкцію під час випробування та освоєння продуктивних горизонтів на сьогоднішній день дуже складно через відсутність відповідних реагентів;

- структуроутворювачами у цих розчинах є біополімери ксантанового ряду (дуовіз, біокар-компаунд, Flo-vis, Flo-vis plus, Biovis, N-Vis P Plus, BARAZAN D та ін). Вартість та витрати на транспортування цих реагентів дуже високі, що робить їх дефіцитними і недоступними та унеможлиблює застосування в нашій країні для приготування та регулювання параметрів бурових розчинів.

1.4. Напрями підвищення якості первинного розкриття продуктивних горизонтів

Кінцевою метою буріння свердловин є отримання припливу нафти і газу із продуктивних горизонтів. Отримання початкових припливів нафти і газу із пласта залежить від технології буріння, складу та властивостей бурових розчинів, схеми розкриття і тривалості дії на продуктивний пласт. Однак, основну функцію – забезпечення ефективності розкриття продуктивних горизонтів бурінням – повинні виконувати бурові розчини, до яких ставлять такі вимоги [2, 28, 68-71].

1. Компонентний склад бурового розчину має запобігти набуханню глинистих частинок від дії фільтрату, збільшенню гідрофільності породи, збільшенню кількості фізично зв'язаної води у порах.

2. Склад фільтрату бурового розчину має бути таким, щоб під час проникнення його у пласт не відбувались такі фізичні чи хімічні взаємодії, у результаті яких можуть утворюватися нерозчинні осади або емульсії.

3. У складі бурового розчину має бути достатня кількість грубодисперсної твердої фази, здатної створювати штучний екран у тріщинах і перешкоджати глибокому проникненню бурового розчину у пласт.

4. Мінералізація та солевий склад фільтрату мають відповідати мінералізації та солевому складу пластової води.

5. Фільтрат бурового розчину для розкриття нафтових пластів має зменшувати поверхневий натяг на межі «фільтрат-нафта».

6. Фільтрація бурового розчину в умовах вибійних температур має бути мінімальною.

7. Густина бурового розчину має бути такою, щоб диференційний тиск був близьким до нуля або при розкритті пластів з АНПТ - меншим від нуля.

Складність геолого-технологічних умов освоєння покладів нафти і газу, виснаження їх активних запасів на родовищах, що розробляються,

потребують постійного вдосконалення і створення нових технологій, технічних засобів з метою максимального використання потенційних можливостей кожної свердловини, кожного продуктивного горизонту [71].

Як було відзначено раніше (п. 1.1.), продуктивні горизонти на більшості родовищ Прикарпаття характеризуються низькими пластовими тисками, які дорівнюють гідростатичним або незначно відрізняються від них. Окрім цього, проникність продуктивних горизонтів дуже низька, а інколи в десятки разів менша, ніж на інших родовищах України, а високий вміст материнських глин у складі порід-колекторів є причиною зниження їх проникності.

Забезпечити якісне первинне розкриття продуктивних горизонтів у таких умовах дуже важко через відсутність спеціальних комплексних технологічних підходів.

Як було зазначено раніше, хлоркалієві, хлоркальцієві, гіпсокалієві, соленасичені, гуматно-акрилово-калієві бурові розчини (п. 1.2.) негативно впливають на продуктивний горизонт, оскільки тверда фаза коьматує колектор, полімерні реагенти зменшують ефективний діаметр пор, фільтрат бурового розчину відтісняє пластовий флюїд від свердловини, а лужне середовище фільтрату сприяє набухання глинистих мінералів, що входять до складу порід колекторів.

На сьогоднішній час відомі також безглинисті полімерні бурові розчини, які за літературними даними [51, 53, 55-57, 59, 60, 62, 64] є ефективнішими, ніж ті бурові розчини, які застосовують на родовищах Прикарпаття. Їх ефективність обґрунтовується відсутністю глинистої фази, яка суттєво погіршує проникність колекторів. Водночас у безглинистих полімерних бурових розчинах структуроутворювачами є дуовіз [64], фловіз [64], біокар-компаунд [67], БП-1 [47, 48], BARAZAN PLUS [66, 67] та ін., які в сотні разів дорожчі за структуроутворювачі, що використовувались раніше. Окрім цього, для зниження фільтраційних властивостей у цих

розчинах застосовують реагенти на основі водорозчинних ефірів целюлози, які адсорбуються на поверхні пор та тріщин продуктивних горизонтів, формують тонку плівку і зменшують розмір каналів.

Отже, наведені вище технологічні підходи для гірничо-геологічних умов Прикарпаття не дають очікуваних позитивних результатів.

Тому для вирішення проблеми необхідно:

- розробити склад і рецептуру безглинистого розчину з низькими фільтрацією та показником рН і високими інгібуючими властивостями;
- розробити спосіб розкриття тріщинуватих продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками з метою збереження їх первинної проникності;
- усунути негативний вплив реагентів на основі акрилових полімерів та водорозчинних ефірів целюлози, замінивши їх ЕКР з подальшим ініціюванням його деструкції у продуктивних горизонтах;
- розширити область застосування крохмальних реагентів за рахунок підвищення їх термостійкості, бактерицидної стійкості та покращення розчинності.

Висновки до розділу

1. Проведено аналіз гірничо-геологічних умов первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах Прикарпаття, результати якого свідчать, що колектори представлені пісковиками та алевролітами, цементуючий матеріал яких переважно глинистий монтморилонітового типу. Для продуктивних горизонтів характерна низька пористість та проникність, а пластові тиски незначно відрізняються від гідростатичних.

2. Аналіз типів бурових розчинів, які застосовують для первинного розкриття продуктивних горизонтів показав, що основними їх недоліками є

високий вміст глинистої фази, відносно висока фільтрація та наявність полімерних реагентів, які, адсорбуючись на поверхні пор та тріщин, погіршують первинну проникність колекторів, а коефіцієнт відновлення проникності – низький і коливається в межах 0,44-0,77.

3. Проведено аналіз безглинистих бурових розчинів на водній основі, що застосовуються переважно у зарубіжній практиці для розкриття продуктивних горизонтів, який підтверджує застосування дорогих імпортованих біополімерних структуроутворювачів та реагентів-понижувачів фільтрації на основі акрилових полімерів та водорозчинних ефірів целюлози, що не дає бажаних позитивних результатів.

Виходячи з викладеного, встановлено необхідність у розробці рецептур нових безглинистих бурових розчинів на основі вітчизняних реагентів полісахаридної природи, які забезпечать збереження первинної проникності продуктивних горизонтів.

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБКА БУРОВОГО РОЗЧИНУ ТА ПРИСТРОЮ ДЛЯ ПОКРАЩЕННЯ ЯКОСТІ ПЕРВИННОГО РОЗКРИТТЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

2.1. Вибір основних компонентів безглинистого розчину для розкриття продуктивних горизонтів

Більшість продуктивних горизонтів нафтових родовищ Прикарпаття мають незначні пластові тиски, низьку проникність та значний вміст материнських глин, якісне розкриття яких є вкрай важливим і одночасно складним завданням, та однозначного рішення цієї проблеми на сьогодні не існує.

Найширше розповсюдження для розкриття продуктивних горизонтів мають інгібуючі або мінералізовані бурові розчини. Найчастіше серед інгібуючих розчинів застосовують калієві розчини, а серед мінералізованих – стабілізований соленасичений, які не забезпечують якісного розкриття через кольматацію продуктивних горизонтів глинистою фазою, яка є структуроутворювачем у цих бурових розчинах. Окрім того, ці бурові розчини володіють високим показником рН, під дією якого материнські глини набухають, знижуючи вже до цього незначну проникність колекторів.

За останні роки для вирішення цієї проблеми рекомендують безглинисті біополімерні розчини [58], в яких як структуроутворювач застосовують дорогі зарубіжні біополімерні реагенти дуовіз, фловіз та інші, а для регулювання фільтраційних властивостей – реагенти на основі акрилових полімерів та водорозчинних ефірів целюлози. Відсутність глинистої фази у цих розчинах покращує якість розкриття продуктивних горизонтів, але наявність полімерів і високий показник показник рН призводять до набухання глин та зниження природної проникності колекторів.

Основне призначення полімерних реагентів у цих типах бурових розчинів – регулювання їх фільтраційних властивостей. Полімерні реагенти під дією репресії, проникаючи разом із фільтратом бурового розчину у пори та тріщини колекторів, адсорбуються на площинах глинистих мінералів, утворюють складні молекулярні шари. Такий процес пов'язаний з біполярною будовою молекул полімерів та глинистих мінералів. Між негативно та позитивно зарядженими центрами цих молекул виникають сили взаємодії – негативні центри глинистих мінералів притягують позитивні центри полімерів [70, 71]. При нагромадженні полімеру в поровій структурі виникає закупорювання каналів та формування кольматаційного екрану. Тому виникає потреба у пошуку реагента, у якого можна було б регулювати процес деструкції, тобто під час буріння – забезпечувати стійкість структури молекули полімеру до впливу різних факторів, а під час випробування та освоєння – ініціювати хімічну чи біологічну деструкцію молекули полімеру, відновлюючи первинну проникність колекторів.

Серед відомих хімічних реагентів такими особливостями володіють реагенти полісахаридної природи – похідні крохмалю, які мають високі експлуатаційні властивості та не забруднюють навколишнє середовище, тому при розробці рецептури безглинистого розчину використовували ЕКР.

Крохмаль [72-75] – головний резервний полісахарид, який нагромаджується у вигляді зерен у клітинах насіння, цибулин, бульб, а також в листках і стеблах рослин у результаті фотосинтезу. Це безколірна, аморфна речовина, нерозчинна у холодній воді та деяких органічних розчинниках, у гарячій воді утворює клейстер. Крохмаль є сумішшю лінійного (амілози) та розгалуженого (амілопектину) полісахаридів із загальною хімічною формулою $(C_6H_{10}O_5)_n$. Амілоза побудована здебільшого із залишків α -D-глюкопіранози з 1:4-зв'язками. Залежно від виду рослин молекулярна маса амілози коливається у межах від 150 тис. до 500 тис. [73]. Молекули амілопектину сильно розгалужені і складаються із фрагментів амілози, зв'язаних між собою α -1:6-зв'язками, молекулярна маса – 10^6 - 10^9 . У структурі

амілопектину розрізняють центральний ланцюг з кількістю ланок понад 60, що несуть залишок глюкози з вільною відновлювальною групою. Короткі ланцюги, розташовані на периферії молекули і всередині неї. У воді амілоза та амілопектин утворюють міцелярні розчини.

Співвідношення амілози та амілопектину у крохмалю залежить від різних факторів і в ньому міститься від 15 до 25 % амілози та від 75 до 85 % амілопектину [74].

Глинисті мінерали здатні адсорбувати воду, що призводить до їх міжплощинної гідратації і набухання, тому у практиці буріння застосовують інгібітори глинистих порід (хлорид калію, хлорид кальцію, хлорид натрію, силікат натрію тощо), що сприяє підвищенню інгібуючих властивостей бурових розчинів.

Найбільш поширеним у світовій практиці є хлорид калію, тому для покращення інгібуючих властивостей бурового розчину вирішено було випробувати цей реагент.

Хлорид калію [24] – порошок білого кольору з сірим відтінком або маленькі зерна червоно-бурого кольору, добре розчинний у воді. Із збільшенням температури розчинність його підвищується.

Застосування хлориду калію, як інгібітора зумовлено тим, що порівняно з іншими інгібуючими домішками він володіє найкращими властивостями. Іони калію через малі розміри – $2,66 \text{ \AA}$ ($1 \text{ \AA} = 10^{-10} \text{ м}$) глибоко проникають у кристалічну ґратку глинистих мінералів, зменшуючи їх набухання.

Ефективна домішка залежить від типу материнських глин у продуктивному горизонті і коливається в межах 1-10 % [24]. Мінімальна доза рекомендується для глин, в яких переважають мінерали ілліт, каолініт, а максимальна – в яких переважає монтморилоніт [24].

В якості регулятора показника рН вирішено використовувати гідроксид калію [24], який буде не тільки регулювати показник рН, але і буде додатковим носієм іонів калію K^+ .

Гідроксид калію – біла кристалічна речовина густиною 2040 кг/м^3 , гігроскопічна, добре розчинна у воді [24].

2.2. Розробка рецептури, технології приготування та регулювання параметрів безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину

Пошук шляхів покращення якості розкриття продуктивних горизонтів з низькою проникністю та пластовими тисками, близькими до гідростатичних, при одночасному зменшенні вартості розчину є метою роботи, для досягнення якої запропоновано провести серію експериментальних досліджень, пов'язаних з розробкою рецептури безглинистого інгібуючого бурового розчину і замінити дорогі імпорتنі структуроутворювачі на основі ксантанової смоли доступними вітчизняними хімреагентами, сформувавши на їх основі структуру розчину з одночасним збільшенням його інгібуючих та зниженням фільтраційних і лужних властивостей.

З цією метою необхідно обґрунтувати мінімальну кількість експериментальних досліджень, для чого використали відомі методи математичної статистики з відбракуванням даних, які включають грубу похибку [76-79]:

$$N = \frac{t_z^2 \cdot \sigma^2}{\varepsilon_z^2}, \quad (2.1)$$

де N – необхідна кількість експериментів;

σ – середньоквадратичне відхилення;

ε_z – гранична похибка експерименту;

t_z – значення критерію Стюдента, яке визначається з таблиці [77] при заданій ймовірності.

Отже за ймовірності $z=0,9$ критерій Стюдента $t_z=1,92$ [77].

Обчислюємо за формулою (2.1) мінімальну кількість експериментів, за якими визначаємо ефективну рецептуру бурового розчину з імовірністю

$z=0,9$, середньоквадратичним відхиленням $\sigma=0,1$ і граничною похибкою $\varepsilon_z=0,09$ (9 %) [78].

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

Отже, для встановлення ефективної рецептури необхідно кожен експеримент повторити не менше 5 разів. Така кількість експериментів для кожної точки була прийнята за основу в подальших дослідженнях.

Рецептура безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину побудована на компонуванні таких основних хімічних реагентів:

- екструзивний крохмальний реагент (ЕКР) – понижувач фільтрації бурових розчинів на водній основі;
- хлорид калію (КСl) – інгібітор набухання глинистих мінералів;
- гідроксид калію (КОН) – регулятор показника рН бурових розчинів.

Слід зазначити, що комбінація концентрованого водного розчину крохмалю та технічного хлористого калію додатково є структуроутворювачем безглинистого розчину.

Основні параметри бурового розчину під час експериментальних досліджень вимірювали за стандартними методиками [24, 27, 69]:

- густину вимірювали за допомогою аерометра АГ-3ПП;
- умовну в'язкість вимірювали за допомогою польового віскозиметра СПВ-5;
- фільтрацію вимірювали в статичних умовах за допомогою приладу ВМ-6 при перепаді тиску 0,1 МПа;
- статичне напруження зсуву вимірювали за допомогою приладу СНС-2;
- реологічні параметри розчину вимірювали за допомогою приладу ВСН-3 (пружина №2, стала приладу А=0,3, В=1,0).

Компоненти бурового розчину вводимо у вигляді товарного продукту і їх вміст встановлюємо у відсотках.

Інтервали зміни концентрацій хімічних реагентів коливаються у межах:

ЕКР – 5-20 %;

КСІ – 0-20 %;

КОН – 0-0,6 %.

Визначення ефективних концентрацій компонентів проводили шляхом однофакторного послідовного планування експериментів.

Першим етапом експериментальних досліджень було визначення такої концентрації ЕКР, яка б забезпечувала необхідні показники бурового розчину. Другим етапом було визначення ефективної концентрації технічного хлориду калію, а третім – визначення ефективної концентрації гідроксиду калію.

Для кожного із дослідів було підготовлено по 5 проб, після проведення яких вимірювали параметри бурового розчину, отримані у результаті лабораторних досліджень.

Для встановлення достовірності результатів і визначення дефектних значень скористаємося методикою статистичної обробки, яка полягає у визначенні сукупності наявних окремих значень найбільш імовірного значення шуканого параметра з визначенням довірчого інтервалу його можливих значень [78]. Основною умовою застосування методики є підпорядкування розподілу нормальному закону.

Порядок статистичної обробки такий.

1. Визначаємо середнє арифметичне значення параметра:

$$x_{cp} = \frac{\sum x_i}{N}, \quad (2.2)$$

де x_i – окремі значення параметра;

N – кількість даних у виборці.

2. Визначаємо середнє квадратичне відхилення

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum (x_i - x_{cp})^2}. \quad (2.3)$$

3. Визначаємо коефіцієнт варіації ν

$$\nu = \frac{\sigma}{x_{cp}} \cdot 100\%. \quad (2.4)$$

4. Визначаємо помилку середнього квадратичного відхилення

$$\sigma_x = \frac{\sigma}{\sqrt{N}}. \quad (2.5)$$

5. Задавшись довірчою ймовірністю z та кількістю ступенів свободи ($\kappa=n-1$), за таблицею Стьюдента вибираємо нормоване відхилення t_z .

6. Визначаємо довірчий інтервал E

$$E = t_z \cdot \sigma_x. \quad (2.7)$$

7. Записуємо значення параметра у вигляді

$$x = x_{cp} \pm E. \quad (2.8)$$

8. Окрім цього, необхідно перевіряти вибірку даних на дефектність за критерієм «трьох сигм». Для цього визначаємо відхилення від середнього арифметичного значення кожного числа Δx_i і в подальшому вилучаємо з вибірки частинне значення x_i , у якого відхилення від середнього значення є найбільшим за абсолютною величиною, і без нього визначаємо нові середнє арифметичне значення x'_{cp} і середнє квадратичне відхилення σ' . Далі визначаємо відхилення підозрюваного частинного значення від x'_{cp} :

$$\Delta x'_i = x_i - x'_{cp}. \quad (2.9)$$

9. Отримане значення Δx_{cp} порівнюємо з потроєною величиною середнього квадратичного відхилення σ' . Якщо виконується умова $|\Delta x'_i| < 3 \cdot \sigma'$, то видалене частинне значення x_i не вважаємо дефектним. Якщо виконується умова $|\Delta x'_i| > 3 \cdot \sigma'$, то видалене частинне значення x_i вважаємо дефектним і остаточно вилучаємо з вибірки, відтак перевіряємо на дефектність наступні частинні значення доти, поки не буде виконуватися умова $|\Delta x'_i| < 3 \cdot \sigma'$.

Перевіримо вибірково достовірність результатів вимірювання умовної в'язкості 10 % крохмальної суспензії, яка для п'яти дослідів становить відповідно $T = \{27, 29, 26, 25, 28\}$ с за формулами (2.2-2.9).

1. Визначаємо середнє арифметичне значення параметра:

$$T_{cp} = \frac{27 + 29 + 26 + 25 + 28}{5} = 27 \text{ с.}$$

Окрім цього, перевіримо вибірку даних на дефектність за критерієм «трьох сигм». Для цього визначаємо відхилення від середнього арифметичного значення кожного числа.

$$\Delta T_1 = 27 - 27 = 0;$$

$$\Delta T_2 = 27 - 29 = -2;$$

$$\Delta T_3 = 27 - 26 = 1;$$

$$\Delta T_4 = 27 - 25 = 2;$$

$$\Delta T_5 = 27 - 28 = -1.$$

Значення T_2 і T_4 є підозрюваними на дефектність, так як їх відхилення від середнього арифметичного є найбільшими, тому в подальшому вилучаємо їх з вибірки і без них визначаємо нове середнє арифметичне значення

$$T'_{cp} = \frac{27 + 26 + 28}{3} = 27 \text{ с}$$

і нове середнє квадратичне відхилення

$$\sigma' = \sqrt{\frac{\sum (27^2 + 26^2 + 28^2) - \frac{1}{3} (27 + 26 + 28)^2}{3 - 1}} = 1 \text{ с.}$$

Далі визначаємо відхилення підозрюваного окремого значення від T'_{cp} :

$$\Delta T'_2 = 29 - 27 = 2,0;$$

$$\Delta T'_4 = 27 - 25 = 2,0.$$

Отримане значення ΔT_i порівнюємо з потроєною величиною середнього квадратичного відхилення σ .

$$|\Delta T_2'| = 2 < 3 \cdot 1 = 3;$$

$$|\Delta T_4'| = 2 < 3 \cdot 1 = 3.$$

Отже підозрювані значення не є дефектними, тому їх з вибірки не вилучаємо і продовжуємо обчислення наступних величин.

2. Визначаємо середнє квадратичне відхилення

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (27^2 + 29^2 + 26^2 + 25^2 + 28^2) - \frac{1}{5} (27 + 29 + 26 + 26 + 27)^2}{5 - 1}} = 0,707 \text{ с.}$$

3. Визначаємо коефіцієнт варіації ν

$$\nu = \frac{0,707}{27} \cdot 100 = 2,6 \text{ \%}.$$

4. Визначаємо помилку середнього квадратичного відхилення

$$\sigma_x = \frac{0,707}{\sqrt{5}} = 0,31.$$

5. Задавшись довірчою ймовірністю $z=0,9$ та кількістю ступенів свободи ($\kappa=5-1=4$), за таблицею Стюдента [79] вибираємо нормоване відхилення $t_z=2,132$.

6. Визначаємо довірчий інтервал E

$$E = 2,132 \cdot 0,31 = 0,661.$$

7. Записуємо значення параметра у вигляді

$$x = 27 \pm 0,661.$$

Аналогічно проводимо статистичну обробку решти експериментальних досліджень, у результаті якої встановлюємо, що коефіцієнт варіації змінюється в межах 2,5-5 %. У зв'язку з цим у таблицях і на графіках

наводимо результати, які є середньоарифметичними величинами з п'яти вимірювань.

Отже, у табл.2.1 та на рис. 2.1 наведемо результати вимірювань параметрів водних розчинів ЕКР різної концентрації.

Таблиця 2.1

Результати вимірювань параметрів водних розчинів ЕКР різної концентрації

№ досліду	Концентрація ЕКР, %	Параметри водних розчинів ЕКР			
		густина, кг/м ³	умовна в'язкість, с	фільтрація, см ³ /30 хв.	СНЗ _{1/10} , дПа
1	5	1030	24	5	0
2	10	1035	27	2,5	0
3	15	1038	28	1	0
4	20	1040	28	0	0

Як бачимо з результатів досліджень, наведених у табл. 2.1 та рис. 2.1, властивості розчину залежать від зміни концентрації ЕКР в суспензії, тобто зі збільшенням концентрації ЕКР змінюються густина, умовна в'язкість та фільтрація. З досягненням концентрації ЕКР у суспензії 20 % фільтрація дорівнює нулю, статичне напруження зсуву дорівнює нулю (на рисунку не вказано), умовна в'язкість дорівнює 28 с, густина дорівнює 1040 кг/м³. Така концентрація водного розчину ЕКР забезпечує повне завершення процесу клейстеризації молекул крохмалю.

Клейстеризація [80-83] – це руйнування структури крохмального зерна, яке супроводжується набуханням. Частинки крохмальних полісахаридів розташовані радіально і утворюють зачатки кристалічної структури. Завдяки цьому крохмальне зерно володіє анізотропністю (подвійним заломленням світла). Шари, які утворюють зерно, неоднорідні: стійкі до нагрівання чергуються із менш стійкими, щільніші – з менш щільними. Зовнішній шар

щільніший, ніж внутрішній і утворює оболонку зерна. Все зерно пронизано порами і завдяки цьому здатне поглинати вологу.

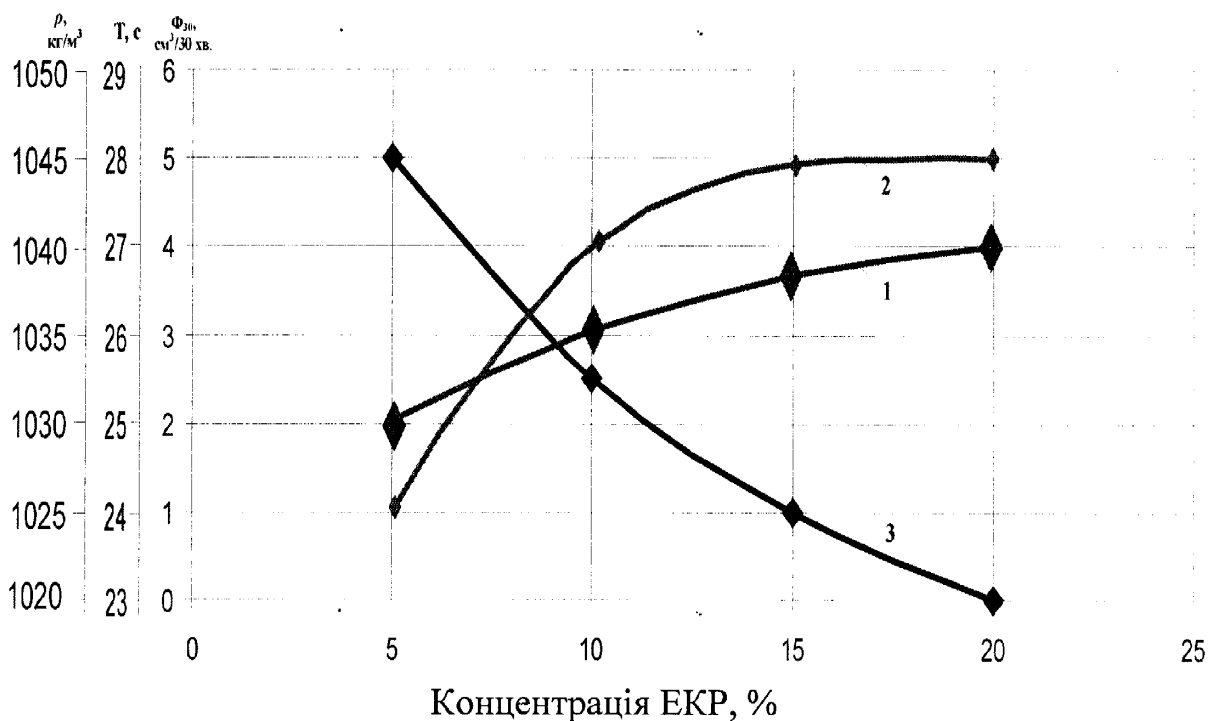


Рис. 2.1. Вплив концентрації ЕКР на основні параметри крохмальної суспензії:

1 – густина; 2 – умовна в'язкість; 3 – фільтрація.

Клейстеризація крохмалю проявляється у сильному набуханні крохмальних зерен, їх розриві і утворенні більш-менш однорідного розчину – клейстеру. Цей процес називається клейстеризацією і пов'язаний із поглинанням води крохмальними зернами, їх набуханням та утворенням бульбашок, об'єм яких збільшується у 60-100 разів порівняно з об'ємом зерен сухого крохмалю і відбувається поступово протягом 4 стадій [82]:

- 1 стадія – набухання;
- 2 стадія – розбухання крохмальних зерен;
- 3 стадія – розбухання крохмальних бульбашок;
- 4 стадія – розпадання крохмальних бульбашок.

Перша стадія відбувається за температури 35-40 °С – під час нагрівання крохмалю з водою крохмальні зерна повільно поглинають вологу (до 50 % своєї маси) і обмежено набухають. При цьому підвищення в'язкості суспензії не спостерігається. Це набухання зворотне – після охолодження та осушування об'єм крохмалю практично не змінюється. На цій стадії зерна збільшуються у об'ємі в декілька разів, втрачають оптичну анізотропність, але все ще зберігають шарувату будову, у центрі зерна крохмального зерна утворюється порожнина (бульбашка); зерна у воді перетворюються на клейстер – слабкоконцентрований золь амілози, у якому розподілені набухлі зерна.

Друга стадія (за температури 45-65 °С) – крохмальні зерна збільшуються в об'ємі у десятки разів, шарувата структура зникає, значно зростає в'язкість системи, збільшується кількість розчиненої амілози, її розчин частково залишається у зерні, а частково дифундує у середовище.

Третя стадія (за температури 60-80 °С) – при подальшому нагріванні та надлишку води великі крохмальні бульбашки набухають і розпадаються на дрібні бульбашки, а розчин амілози повністю дифундує у середовище.

Четверта стадія (за температури 80-100 °С) – при тривалому нагріванні з надлишком води крохмальні бульбашки розтріскуються і в'язкість клейстера знижується.

Таким чином, набухання зерен характеризується утворенням дрібних поглиблень і тріщин; розбухання зерен – перетворенням крохмальних зерен у драглисті бульбашки; розбухання бульбашок – розпаданню великих бульбашок на дрібні; розпаданню крохмальних бульбашок – диспергуванням крохмальної речовини до колоїдного стану.

Клейстеризація характеризується не однією температурною точкою, а конкретним температурним інтервалом, в межах якого цей процес протікає найбільш інтенсивно [81].

У міру нагрівання крохмальної суспензії в'язкість спочатку дещо знижується (за рахунок зниження в'язкості води), а потім різко зростає і,

досягнувши максимуму, повільно спадає. Поступове зменшення в'язкості, яке спостерігається під час нагрівання клейстера за температури, близької до 100 °С, пояснюється руйнуванням структури бульбашок.

Характер клейстеризації залежить від співвідношення води і крохмалю, швидкості нагрівання та інших умов. Дуже велике значення має попередня обробка крохмалю теплою водою. Від цього знижується здатність крохмальних зерен до набухання і зменшується максимальна в'язкість клейстеру.

В той час, коли крохмальні бульбашки звичайного крохмалю легко розпадаються і клейстер розріджується, бульбашки крохмалю, попередньо обробленого теплою водою, витримують відносно тривале нагрівання, протягом якого в'язкість клейстеру залишається стабільною.

Це відбувається тому, що під час нетривалої теплової обробки вода змочує тільки зовнішні шари крохмального зерна, які клейстеризуються і утворюють захисний шар, що перешкоджає поглинанню води внутрішньою частиною зерна при повторному контакті крохмалю з водою. Наявність такої гідратованої та оклейстеризованої оболонки гальмує подальше набухання і утворення крохмальних бульбашок.

Можливо також, що у ході обробки крохмалю теплою водою частково або повністю розчиняється амілоза, яка є нестійкою, ретроградує і виділяється із розчину. У такому стані амілоза розчиняється погано і, тому під час повторної дії води на крохмаль процес клейстеризації відбувається повільно і неповно.

Щоб не допустити збільшення показника рН, клейстеризацію ЕКР доцільно проводити гарячою водою за температури $t \approx 80$ °С або застосовувати водорозчинні модифікації крохмалю [80].

Для визначення вихідної концентрації крохмальної суспензії для приготування безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину проводили серію проміжних досліджень, під час яких готували проби з

проміжними концентраціями 5 %, 8 % та 20 % водного розчину ЕКР, до яких додавали окремо хлорид калію у кількості 3 % та хлорид кальцію у кількості 1,5 % і перемішували протягом 10 хв. до повного розчинення вказаних реагентів.

Після перемішування вимірювали статичне напруження зсуву CH_3 кожної проби, результати вимірювань наведені у табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Результати вимірювань статичного напруження зсуву розчинів ЕКР різної концентрації після обробки хлоридом калію та хлоридом кальцію

№ дослідів	Концентрація ЕКР, %	Концентрація хлориду калію, %	Концентрація хлориду кальцію, %	Статичне напруження зсуву CH_3 , дПа
1	5	3	0	0
2	5	0	1,5	0
3	8	3	0	3
4	8	0	1,5	2
5	20	3	0	6
6	20	0	1,5	3

Як бачимо з табл. 2.2, у перших двох дослідів статичне напруження зсуву дорівнює нулю, що свідчить про відсутність структури бурового розчину. Тому за результатами цих дослідів вплив іонів кальцію на формування структури не підтвердився.

У третьому та четвертому дослідів величина CH_3 була незначною, що також свідчило про відсутність впливу іонів кальцію та калію на формування структури крохмальної суспензії.

У п'ятому та шостому дослідів величина CH_3 була значно вищою від отриманих у попередніх дослідів, що свідчить про формування структури

крохмальної суспензії, яка відбувається за рахунок процесу клейстеризації крохмалю.

Тож, враховуючи результати цих експериментальних досліджень приймаємо, що 20% концентрацію водного розчину ЕКР беремо за основу для подальших досліджень, суть яких полягає у визначенні ефективної концентрації технічного хлориду калію, яку послідовно збільшували від 2 до 12 %.

Технологія проведення цих досліджень поділяється на такі етапи: на першому етапі обробка проб 20% водного розчину ЕКР хлоридом калію, концентрації якого змінюються від 2 % до 12 %; на другому етапі - розведення отриманої суміші ЕКР та хлориду калію водою у співвідношенні їх об'ємів 1:1 та вимірювання параметрів отриманих розчинів.

Аналогічно визначенню ефективної концентрації водного розчину ЕКР для цього етапу наведених дослідів готували по 5 проб. Після проведення експериментів вимірювали параметри бурового розчину, отримані у результаті лабораторних досліджень.

У табл. 2.3 та на рис. 2.2 наведемо результати лабораторних досліджень, які є середньоарифметичними величинами з п'яти вимірювань.

Таблиця 2.3

Результати вимірювання параметрів розчину

№ досліду	Концентрація реагентів, %		Параметри розчину				
	ЕКР	КСІ	густина, кг/м ³	умовна в'язкість, с	фільтра- ція, см ³ /30 хв.	СНЗ ₁ , дПа	рН
1	10	2	1050	27	2,0	0	7
2	10	4	1075	27	2,5	7	7
3	10	6	1100	27,2	2,7	10	7
4	10	8	1120	27,5	2,9	12	7

№ дослідю	Концентрація реагентів, %		Параметри розчину				
	ЕКР	КСІ	густина, кг/м ³	умовна в'язкість, с	фільтрація, см ³ /30 хв.	СНЗ, дПа	рН
5	10	10	1135	27,6	3	13	7
6	10	12	1160	28	4	14	7

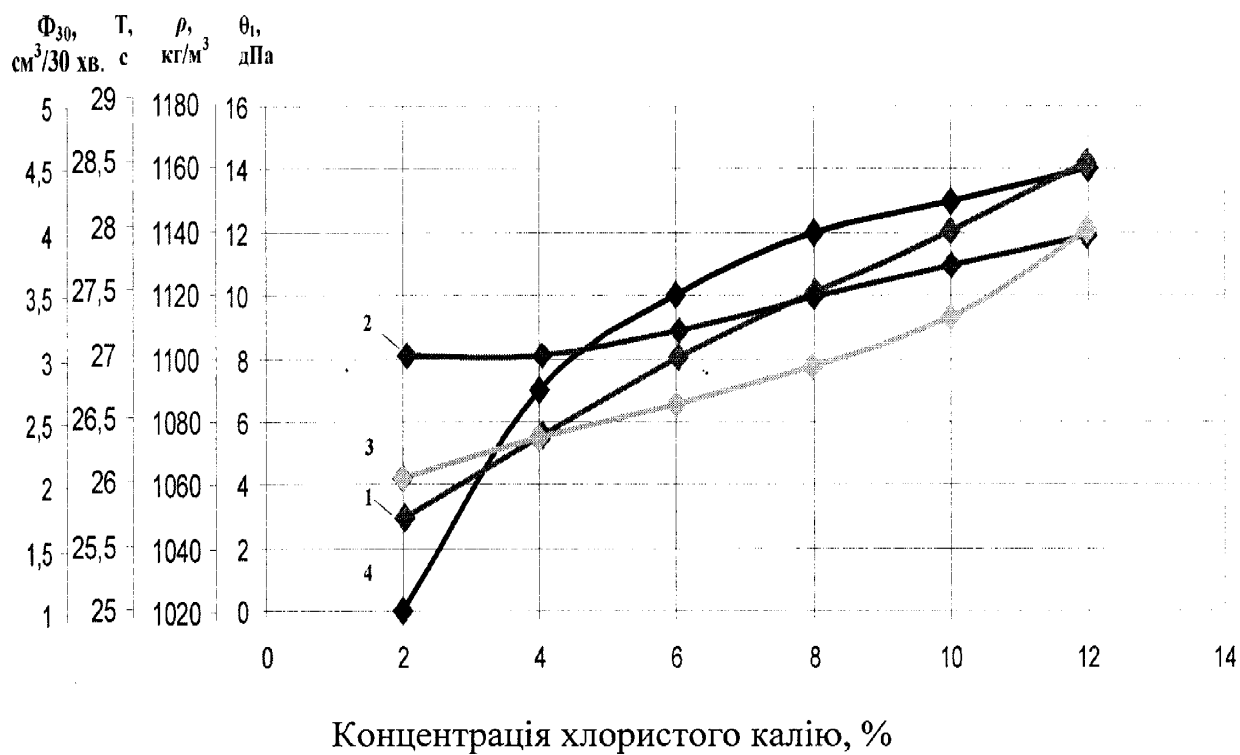


Рис. 2.2. Вплив концентрації хлористого калію на основні параметри безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину:

- 1 – густина;
- 2 – умовна в'язкість;
- 3 – фільтрація;
- 4 – СНЗ.

Як бачимо з рис. 2.2 та табл. 2.3, статичне напруження зсуву починає зростати тільки після досягнення концентрації хлористого калію у розчині понад 2%, що свідчить про початок формування структури бурового розчину.

Це пояснюється наявністю іонів кальцію, який міститься у технічному хлористому калію.

Структура у розчині утворюється внаслідок впливу таких чинників: у результаті клейстеризації ЕКР виникають поверхневі сили, які взаємодіють з іонами калію та кальцію, внаслідок чого зміцнюється структура розчину.

Умовна в'язкість зростає незначно, причому зміну параметра спостерігаємо після збільшення концентрації іонів калію понад 2 %.

Густина бурового розчину збільшується від 1035 до 1160 кг/м³ зі збільшенням концентрації хлориду калію, що може слугувати одним зі способів обважнення безглинистого крохмально-калієвого розчину.

Фільтрація бурового розчину зросла від 2 до 4 см³/30 хв.

Сили просторового зв'язку між молекулами крохмалю невеликі. Підтвердженням такої думки може слугувати те, що зі збільшенням швидкості течії розчину в'язкість його зменшується, і навпаки – зі зменшенням швидкості течії в'язкість зростає, тобто розчин володіє псевдопластичною в'язкістю. Оцінку псевдопластичних властивостей розчину оцінювали за методикою В. Крилова [84, 85] шляхом визначення реологічного критерію (K_p) за формулою:

$$K_p = \frac{\tau_o}{\eta_{nl}}; \quad (2.10)$$

де τ_o – динамічне напруження зсуву, Па;

η_{nl} – пластична в'язкість, Па·с.

Згідно з методикою, якщо реологічний критерій K_p коливається в межах 150-400 с⁻¹, то такий розчин володіє псевдопластичною в'язкістю.

У табл. 2.4 наведемо результати вимірювань динамічного напруження зсуву та пластичної в'язкості розчинів з різною концентрацією хлориду калію.

Вимірявши динамічне напруження зсуву та пластичну в'язкість обчислюємо реологічний критерій K_p .

Таблиця 2.4

Результати вимірювань динамічного напруження зсуву та пластичної в'язкості розчинів з різною концентрацією хлориду калію

№ дослідів	Концентрація реагентів, %		Параметри розчину		
	ЕКР	КСІ	динамічне напруження зсуву, дПа	пластична в'язкість, мПа·с	реологічний критерій, с ⁻¹
2	10	4	21	7,5	280
3	10	6	26	7,5	345
4	10	8	28	7,5	407
5	10	10	32	7,5	458
6	10	12	36	7,5	480

За результатами розрахунків для рекомендованої рецептури безглинистого крохмально-калієвого розчину реологічний критерій коливається в межах $K_p=200-400 \text{ с}^{-1}$ (крива 3, рис. 2.3).

Враховуючи, що до складу материнських глин продуктивних горизонтів більшості нафтових, газових та газоконденсатних родовищ входять ілліт, каолініт, гідрослюди, палигорскіт, монтморилоніт тощо, для експериментальних досліджень вирішено обмежити вміст хлористого калію від 4 % до 7%. Такі межі концентрації хлористого калію забезпечать мінімальне значення набухання материнських глин у продуктивних пластах.

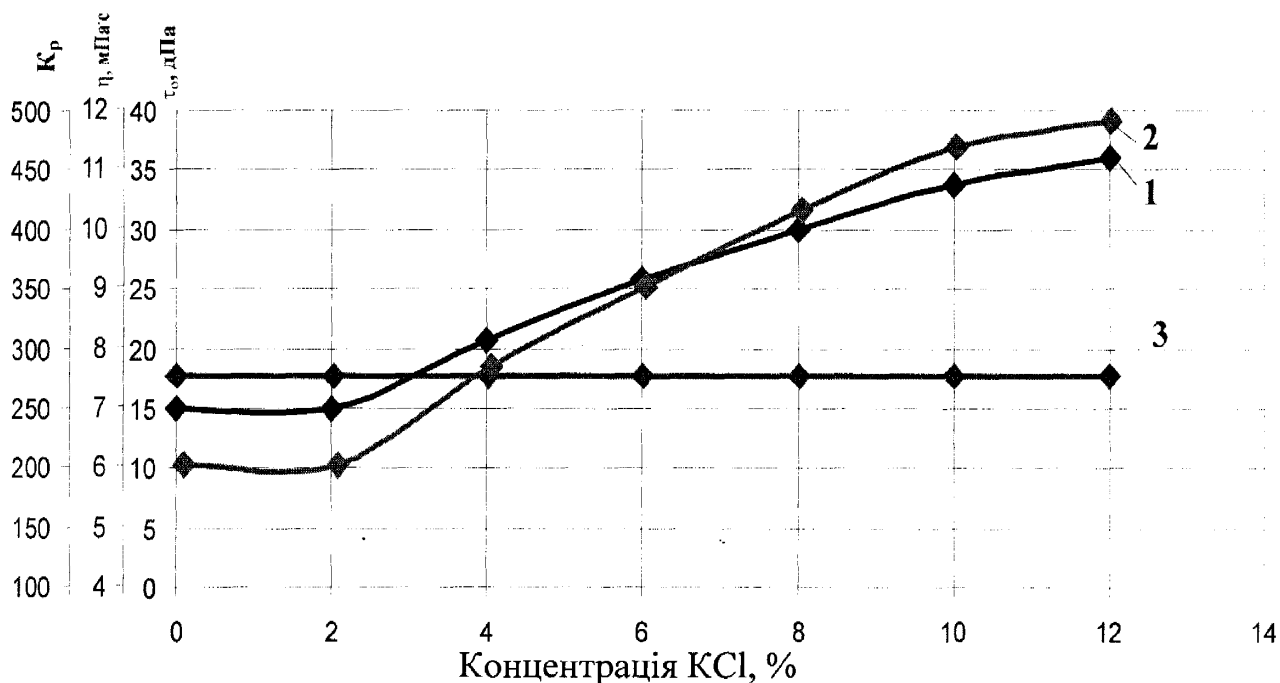


Рис. 2.3. Зміна реологічних параметрів залежно від концентрації хлориду калію KCl у безглинистому крохмально-калієвому буровому розчині:

- 1 – динамічне напруження зсуву;
- 2 – реологічний критерій;
- 3 – пластична в'язкість.

Наступним етапом було проведення лабораторних експериментів, з метою порівняння структурних властивостей крохмального розчину під дією хлористого калію та дуовізу, під час яких вирішено було вимірювання параметрів обмежити тільки контролюванням статичного напруження зсуву.

Дуовіз – біополімер на основі ксантанової смоли – порошок білого або кремового кольору, розчинний у воді. Основне призначення цього реагента – структуроутворення та підвищення виносної здатності бурового розчину.

Для проведення лабораторних експериментів готували проби крохмального розчину, кожен з яких обробляли хлористим калієм у кількості від 2 до 12 % та дуовізом у кількості від 1 до 6 %.

Після обробки проб відповідними реагентами вимірювали CH_3 розчинів, результати вимірювань заносимо у табл. 2.5 та графічно зобразимо

залежність CH_3I розчину від концентрації дуовізу та хлористого калію на рис. 2.4.

Таблиця 2.5

Залежність статичного напруження зсуву крохмального розчину від концентрації дуовізу та хлористого калію

№ досліду	Вплив хлористого калію		Вплив дуовізу	
	Концентрація хлориду калію, %	Статичне напруження зсуву CH_3I , дПа	Концентрація дуовізу, %	Статичне напруження зсуву CH_3I , дПа
1	2	0	1	5,0
2	4	0	2	8,0
3	6	0	3	10,0
4	8	4,0	4	11,0
5	10	8,0	5	12,0
6	12	13,0	6	12,0

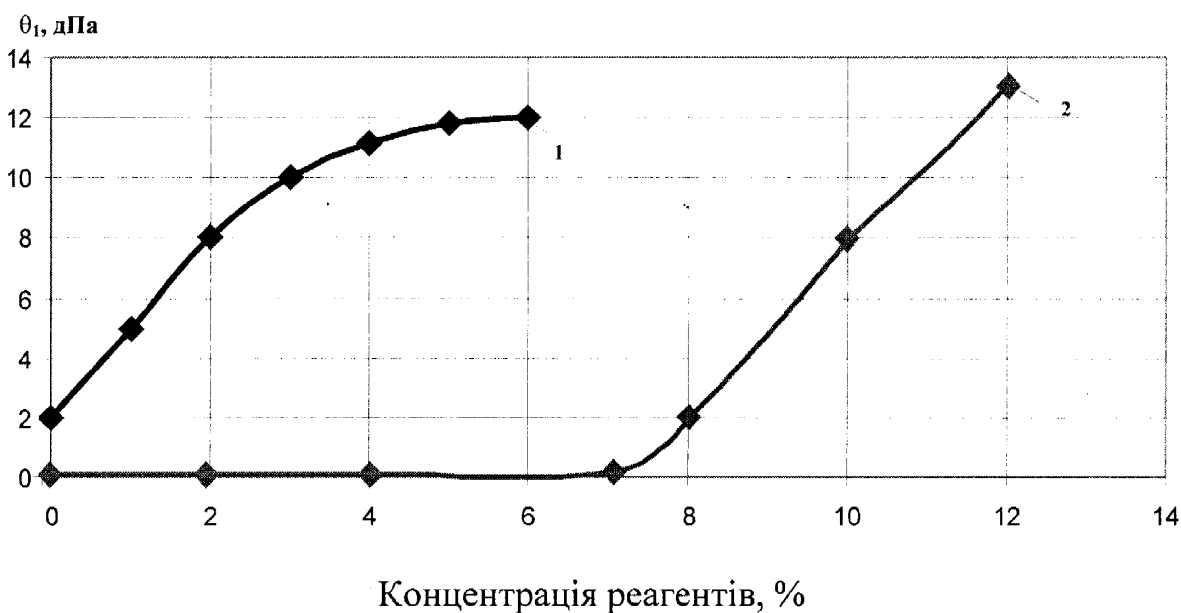


Рис. 2.4. Вплив концентрації дуовізу та KCl на θ_1 безглинистого крохмального розчину:

1 – вплив дуовізу; 2 – вплив хлористого калію.

Як видно з табл. 2.5 та рис. 2.4, дуовіз дещо інтенсивніше збільшує статичне напруження зсуву, ніж технічний хлористий калій, що пов'язано із здатністю біополімерних реагентів на основі ксантанової смоли до структуроутворення.

Але, якщо врахувати, що вартість реагентів-структуроутворювачів на основі ксантанової смоли в сотні разів вища, ніж технічного хлористого калію та крохмалю, є очевидна перевага на користь комбінованого структуроутворювача, який утворюється при взаємодії хлористого калію з концентрованим водним розчином ЕКР.

Наступним етапом експериментальних досліджень було встановлення ефективної концентрації гідроксиду калію, основна функція якого – регулювання показника рН бурового розчину і додатково цей реагент покращує структуроутворення та клейстеризацію крохмального реагента. Для проведення експерименту готували проби 20 % водного розчину ЕКР, які обробляли хлористим калієм у кількості 4 %, після чого розводили водою у об'ємному співвідношенні 1:1. Проведення експериментів з різними концентраціями хлористого калію вважаємо недоцільними, оскільки залежність параметрів розчину від зміни концентрації гідроксиду калію та хлориду калію аналогічна.

Під час лабораторних експериментів готували по 5 проб для кожного дослідження, яку обробляли гідроксидом калію у кількості від 0,1 до 0,6 %, ретельно перемішували та вимірювали параметри бурового розчину. Після проведення статистичної обробки експериментальних даних у табл.2.6 та на рис. 2.5 наводимо середньоарифметичні значення параметрів.

Вплив концентрації КОН на параметри бурового розчину

№ досліду	Концентрація КОН, %	Параметри розчину			
		умовна в'язкість, с	фільтрація, см ³ /30 хв.	СНЗ ₁ , дПа	рН
1	0,1	27	2,5	12,5	7,0
2	0,2	37	2,5	14,3	7,0
3	0,3	45	2,5	16,0	7,5
4	0,4	49	2,5	17,5	7,5
5	0,5	55	2,5	18,0	8,0
6	0,6	60	2,5	20	8,0

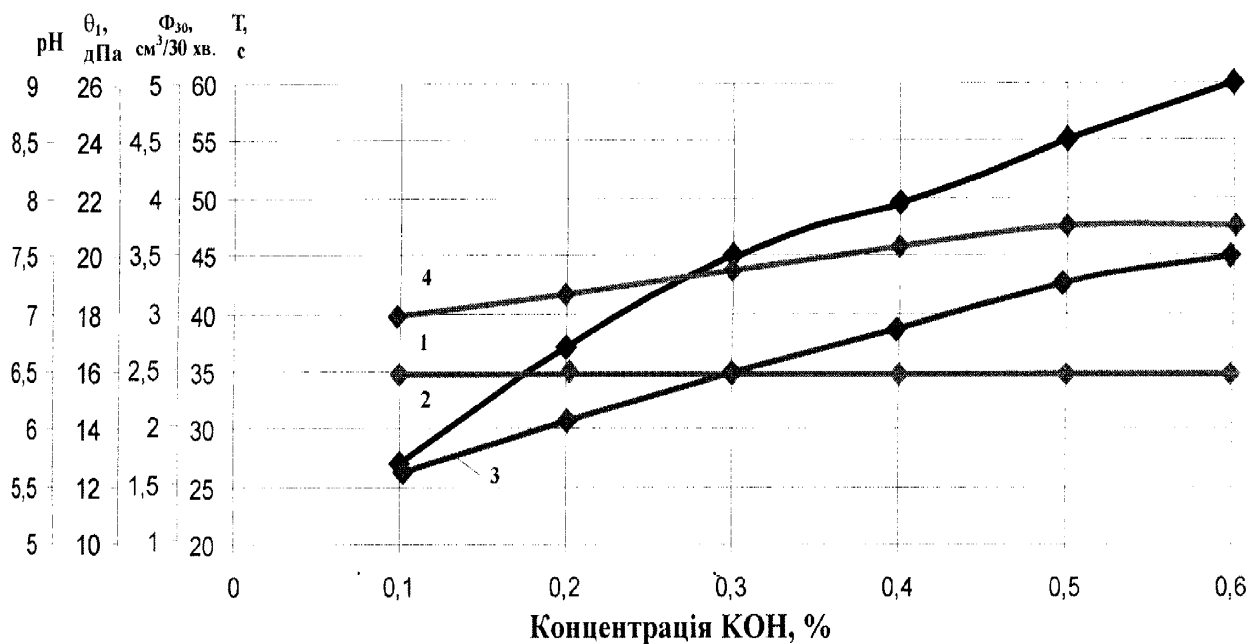


Рис. 2.5. Вплив концентрації КОН на зміну основних параметрів безглинистого крохмально-калієвого розчину (вміст КСІ = 4%, ЕКР=10%):

- 1 – фільтрація;
- 2 – умовна в'язкість;
- 3 – статичне напруження зсуву;
- 4 – рН.

Як бачимо з табл. 2.6 та рис. 2.5, зі збільшенням концентрації гідроксиду калію з 0,1 % до 0,6 % статичне напруження зсуву зросло в 1,4 рази, а умовна в'язкість в 1,5 рази. Тобто, враховуючи результати цих лабораторних експериментів, встановлюємо, що ефективна концентрація гідроксиду калію становить 0,2-0,5 %.

Отже, на основі лабораторних досліджень та додаткових літературних даних рекомендується безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів з невеликим пластовим тиском та низькою проникністю [86, 87], рецептура та основні параметри якого наведені нижче

Склад 1 м³ бурового розчину:

1 ЕКР – 9-11%;

2 КСІ – 4-7%;

3 вода – решта.

Параметри розчину:

густина – 1070-1120 кг/м³

умовна в'язкість – 27-28 с;

фільтрація – 2,0-2,5 см³/30 хв.;

СНЗ₁₁₀ – 7-12/10-15 дПа;

pH – 7-7,5.

Під час буріння свердловини буровий розчин необхідно очищувати від вибуреної породи, на поверхні якої адсорбуються хімічні реагенти. Внаслідок цього концентрація хімічних реагентів у розчині знижується, що призводить до погіршення його параметрів. Якщо зміна параметрів (збільшення чи зменшення) сягає понад 20% від нормованих, то слід провести повторну хімічну обробку бурового розчину.

Структурно-реологічні та фільтраційні властивості регулюють так. Для зниження фільтрації рекомендується вводити 20 % водний розчин екструзивного крохмалю у кількості 10-20 кг на 1 м³ розчину в перерахунку на суху речовину.

Для підвищення статичного напруження зсуву і умовної в'язкості рекомендується вводити 20 % водний розчин екструзивного крохмалю у кількості 10-20 кг на 1 м³ розчину в перерахунку на суху речовину 7 % KCl у кількості 10-14 кг на 1 м³ розчину в перерахунку на суху речовину, в окремих випадках для підвищення статичного напруження зсуву рекомендується вводити КОН у кількості 0,1-0,5 %.

Густину бурового розчину рекомендується збільшувати кислоторозчинними обважнювачами (крейда, мармурова крихта тощо). Для зменшення густини бурового розчину треба провести спочатку тонке очищення бурового розчину від вибуреної породи за допомогою шламоуловлювача, пісковідділювача та муловідділювача, а за необхідності до розчину рекомендується ввести нафту.

Для підвищення концентрації іонів калію K⁺, яка повинна становити 15700-36400 мг/л, необхідно вводити KCl у вигляді товарного продукту.

У процесі буріння густину та умовну в'язкість рекомендується контролювати через 0,5 год., фільтрацію та статичне напруження зсуву – двічі за зміну, вміст іонів калію K⁺ – 1 раз на 2 доби.

Кількість реагентів для повторної хімічної обробки бурового розчину у кожному конкретному випадку рекомендується вибирати у 5 разів меншою від ефективної домішки при первинній обробці та уточнювати у лабораторних умовах.

Так як розроблений буровий розчин рекомендується для якісного розкриття продуктивних горизонтів, то у лабораторних умовах проводили дослідження впливу запропонованого розчину на відновлення первинної проникності кернів на установці УИПК-1М за методикою [19].

Дослідження проводили на кернах, отриманих під час буріння в інтервалах продуктивних горизонтів на свердловинах Північно-Долинського родовища, за перепаду тиску 4 МПа. Під час досліджень використовували

безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин з вмістом хлористого калію 4 %.

Кольматуючі властивості розчину оцінювали за коефіцієнтом відновлення проникності, який характеризує собою відношення природної проникності вірця до проникності вірця після дії бурового розчину. За коефіцієнтом відновлення проникності можемо охарактеризувати негативну дію бурового розчину на продуктивний горизонт, ступінь його забруднення.

У табл. 2.7 наведемо результати вивчення впливу безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину на відновлення проникності кернів

З табл. 2.7 видно, що коефіцієнт відновлення проникності коливався в межах 0,95-0,98.

Таблиця 2.7

Вплив безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину
на відновлення проникності кернів

Тип розчину	Рецептура 1 м ³ розчину	Довжина зразка керну, см	Проникність зразків, Д		Коефіцієнт відновлення проникності
			до дії розчину	після дії розчину	
Безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин	ЕКР – 10 % КСІ – 4% вода - решта	2,35	$8,67 \cdot 10^{-3}$	$8,24 \cdot 10^{-3}$	0,95
		2,48	$7,93 \cdot 10^{-3}$	$7,70 \cdot 10^{-3}$	0,97
		3,18	$9,22 \cdot 10^{-3}$	$8,897 \cdot 10^{-3}$	0,96
		2,98	$11,26 \cdot 10^{-3}$	$11,04 \cdot 10^{-3}$	0,98

Буріння свердловин на нафту й газ проводиться на глибинах, які сягають понад 3000 м, де вибійна температура перевищує 90-100 °С. Параметри розчину, особливо фільтрація, змінюються під дією пластових

умов. Тому для оцінки впливу температури на фільтрацію безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину було проведено лабораторні експерименти, і термостійкість розчину перевіряли за методикою [70] на комплексному приладі ВНДБТ, у якому циркуляцію створюють по замкненому контуру, на окремих ділянках якого проводяться різні вимірювання у різних діапазонах температур. Перепад тиску змінюється від 0 МПа до 10 МПа, а загальний об'єм рідини, що циркулює, становить 0,85 л. Для виконання лабораторних експериментів було приготовлено проби розчину з вмістом ЕКР 10 % та вмістом хлористого калію 4 %. За основний критерієм оцінки впливу температури було прийнято фільтрацію бурового розчину.

У табл. 2.8 наведено результати термостатування безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину.

Таблиця 2.8

Вплив температури на фільтрацію бурового розчину

Склад 1 м ³ бурового розчину	Фільтрація розчину після термостатування, см ³ /30 хв. за температури			
	50°C	80°C	120°C	140°C
ЕКР – 10 % КСІ – 4% Вода – решта	3	5	6	>40
ЕКР – 10 % КСІ – 5% Вода – решта	3	5	6	>40
ЕКР – 10 % КСІ – 6% Вода – решта	3	4,5	5	>40
ЕКР – 10 % КСІ – 7% Вода – решта	3	4,5	5	>40

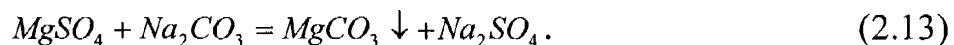
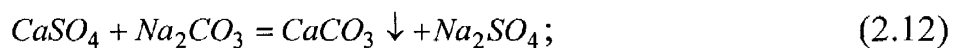
За результатами термостатування, наведеними у табл. 2.8, бачимо, що розчин зберігає свої властивості та стабільність до температури 120 °С, що

дає підстави стверджувати, що термостійкість рекомендованого розчину коливалась у межах 110-120 °С.

2.3. Розрахунок маси кальцинованої соди для осаджування іонів кальцію

У процесі буріння нафтових і газових свердловин дуже часто доводиться розбурювати гірські породи: доломіти, кальцити, гіпси, бішофіт або цементний камінь тощо, які є основними постачальниками іонів кальцію або магнію у буровий розчин. Під їх дією більшість хімічних реагентів, особливо понижувачів фільтрації, втрачають свої властивості, а буровий розчин частково коагулює, тож фільтраційні та реологічні властивості розчину зростають. Для запобігання виникненню цього негативного явища періодично визначають концентрацію іонів кальцію або магнію комплексометричним способом.

Якщо концентрація іонів кальцію або магнію досягає критичних значень $Ca^{+2} > 3500$ мг/л, $Ca^{+2} > 4000$ мг/л [24], то у буровий розчин вводять кальциновану соду або триполіфосфат натрію. Названі хімічні реагенти, взаємодіючи з іонами кальцію або магнію, утворюють нерозчинні сполуки, які випадають в осад, а потім разом з вибуреною породою виносяться на денну поверхню. Реакція взаємодії з солями кальцію або магнію запишеться так:



Кальцинована сода (Na_2CO_3) [24] – безводний карбонат натрію, порошок білого кольору густиною 2535 кг/м³, а відносна молекулярна маса - 105,99. Розчинність у воді при 0 °С становить 7 %. При досягненні температури 30 °С розчинність кальцинованої соди становить 38,8 %. З подальшим збільшенням температури розчинність не змінюється.

При бурінні свердловини кальциновану соду застосовують не тільки для осадження іонів кальцію і магнію, а й для покращання якості бентонітових глинопорошків, збільшення показника рН та поліпшення властивостей бурового розчину.

У практиці буріння для розрахунку необхідної кількості кальцинованої соди, яку потрібно ввести до бурового розчину з метою осаджування іонів кальцію, користуються табличними даними, наведеними у періодичній літературі [24].

Використання табличних даних не завжди доцільне, особливо в польових умовах при бурінні свердловини.

Тому для визначення маси кальцинованої соди проведено математичну обробку експериментальних даних, у результаті чого отримано емпіричні залежності, що значно спростять процес розрахунку у польових умовах.

Для цього побудуємо графічні залежності та опишемо їх за допомогою математичних рівнянь.

Спочатку будуємо графічні залежності маси кальцинованої соди від концентрації іонів кальцію та магнію у 1 м³ технічної води за даними відповідних таблиць [24], які наведені на рис. 2.6 і 2.7.

Як бачимо із рис. 2.6, 2.7, залежність необхідної кількості Na_2CO_3 від концентрації іонів кальцію і магнію є прямолінійною, а графік проходить через початок координат. Отже, математично ці залежності можна описати загальним рівнянням

$$m_{Na_2CO_3} = k \cdot x, \quad (2.14)$$

де k – кутовий коефіцієнт, який визначаємо як тангенс кута нахилу α прямої до осі абсцис;

x – координата точки по осі абсцис, яка відповідає концентрації іонів кальцію або магнію.

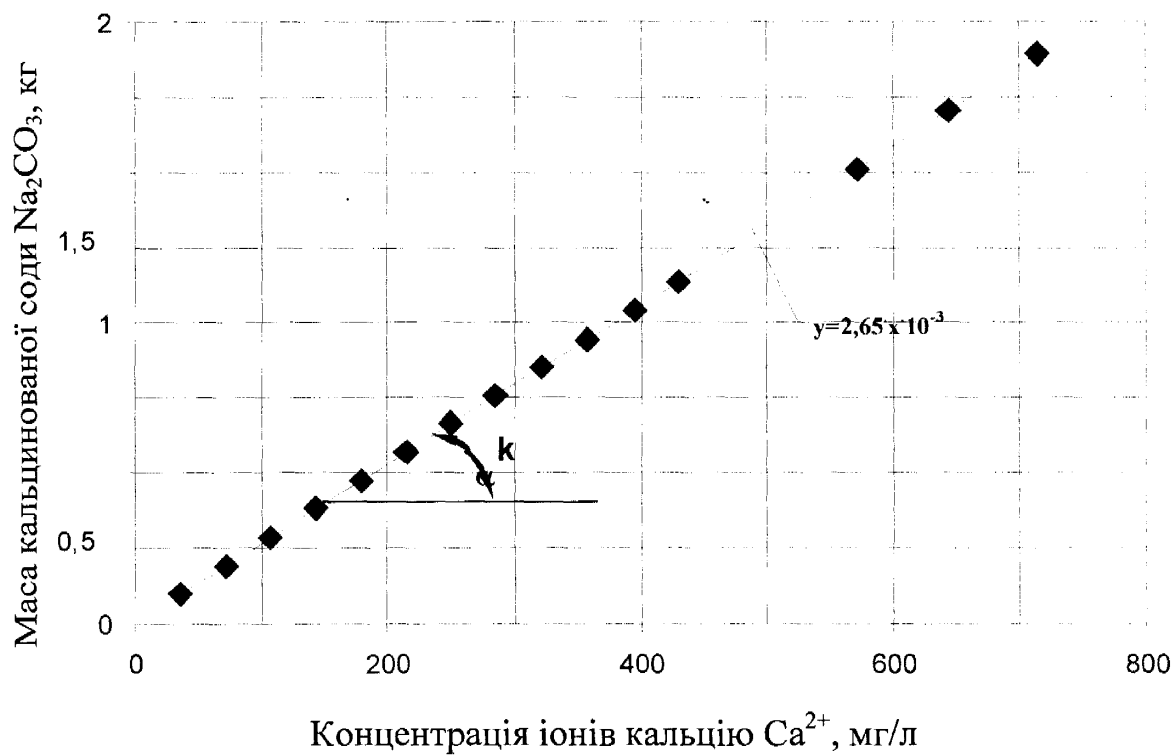


Рис 2.6. Графік залежності маси кальцинованої соди Na_2CO_3 для заданої концентрації Ca^{2+} в 1 м^3 води

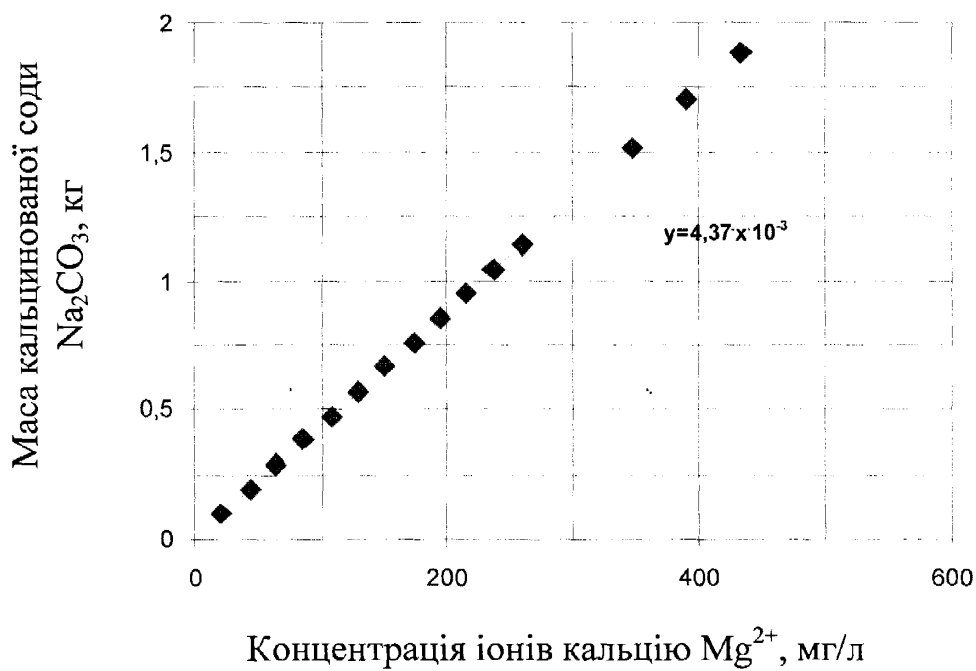


Рис. 2.7. Графік залежності маси кальцинованої соди Na_2CO_3 для заданої концентрації Mg^{2+} в 1 м^3 води

Спочатку з графіка на рис. 2.6 визначаємо значення кутового коефіцієнта k_1 як відношення маси кальцинованої соди до концентрації іонів кальцію у п'яти довільних різних точках графіка та знаходимо його середнє арифметичне значення:

$$k_1 = \frac{0,00264 + 0,00265 + 0,00265 + 0,00264 + 0,00264}{5} = 0,00265.$$

Тоді рівняння для визначення маси кальцинованої соди з метою осадження іонів кальцію в технічній воді набуде вигляду:

$$m_{Na_2CO_3} = 2,65 \cdot 10^{-3} \cdot B_{Ca^{2+}}; \quad (2.15)$$

де $m_{Na_2CO_3}$ - кількість кальцинованої соди для осадження іонів кальцію, кг;

$B_{Ca^{2+}}$ - вміст іонів кальцію у технічній воді, мг/л.

Аналогічно з графіка на рис. 2.7 визначаємо значення кутового коефіцієнта k_2 як відношення маси кальцинованої соди до концентрації іонів магнію у п'яти довільних різних точках графіка, знаходимо його середнє арифметичне значення і записуємо рівняння для визначення маси кальцинованої соди з метою зменшення жорсткості технічної води, насиченої іонами магнію Mg^{+2} :

$$m_{Na_2CO_3} = 4,37 \cdot 10^{-3} \cdot B_{Mg^{2+}}, \quad (2.16)$$

де $B_{Mg^{2+}}$ - вміст іонів кальцію у технічній воді, мг/л.

Визначення необхідної кількості кальцинованої соди для осадження іонів кальцію в буровому розчині значно складніше, тому що кількість Na_2CO_3 залежить не тільки від концентрації іонів кальцію у фільтраті, але і від густини бурового розчину. Якщо побудувати графічні залежності маси кальцинованої соди від густини бурового розчину $m_{Na_2CO_3} = f(\rho_{бр})$ за табличними даними [24] за сталої концентрації іонів кальцію, отримали б серію кривих, які описати одним рівнянням дуже важко. Тому для спрощення

розв'язку поставленого завдання побудували графічні залежності маси кальцинованої соди від концентрації іонів кальцію $m_{Na_2CO_3} = f(B_{Ca^{2+}})$ при сталій густині бурового розчину, які наведені на рис. 2.8.

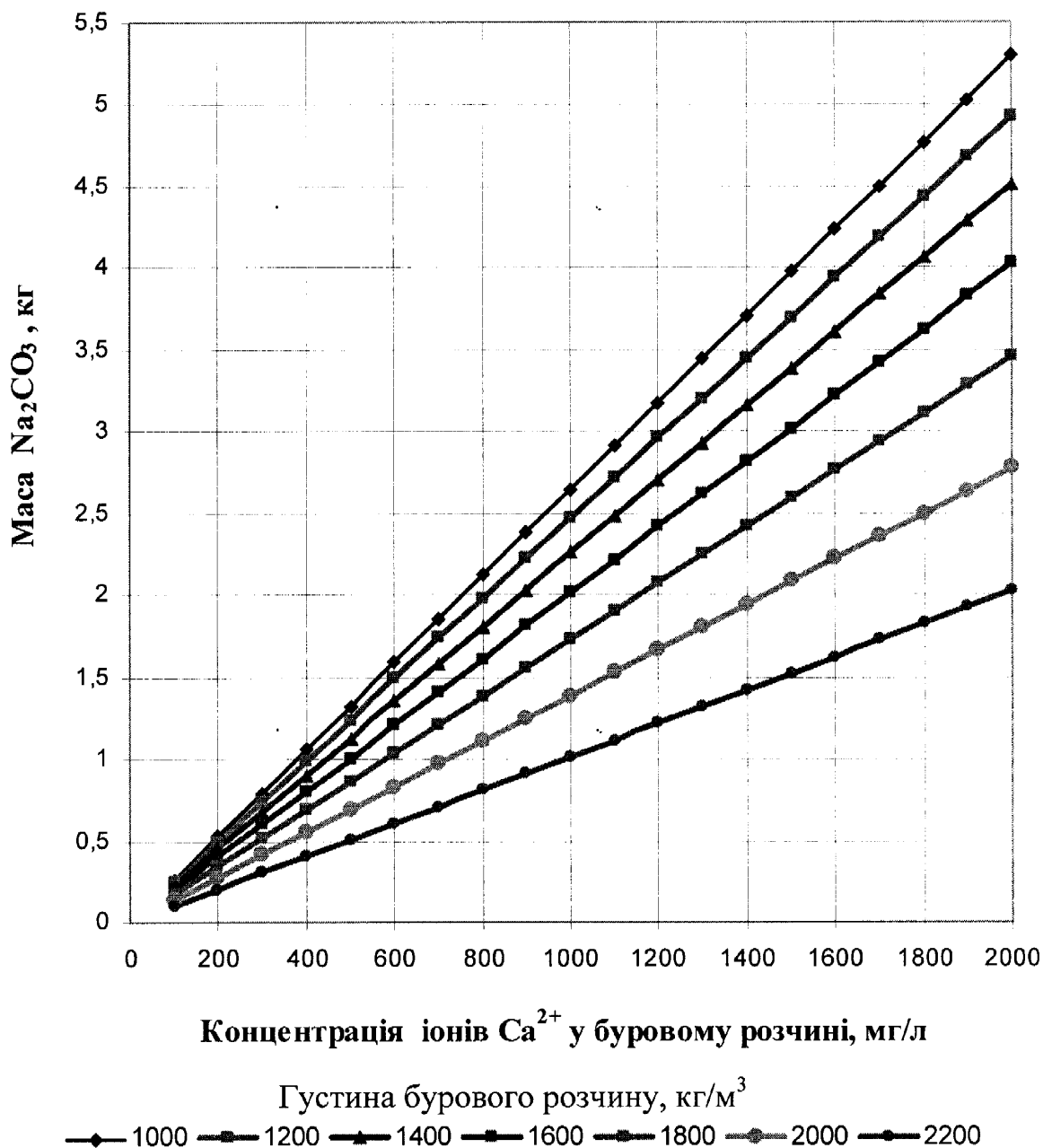


Рис. 2.8. Графік залежності маси Na_2CO_3 для осаджування іонів Ca^{2+} в 1 м³ бурового розчину

З рис. 2.8 видно, що усі залежності є прямолінійними, графіки яких проходять через початок координат і, тому в загальному випадку описуються рівнянням

$$m_{Na_2CO_3} = k \cdot \rho_{бр}, \quad (2.17)$$

де k – кутовий коефіцієнт, який визначається аналогічно, як і для рівняння (2.14).

Відмінність між графіками, зображеними на рис. 2.8, полягає тільки у тому, що вони мають різні значення k .

Визначення середнього значення k окремо для кожної прямої проводилося аналогічно, як для графіків на рис. 2.6-2.7, після чого побудували графічну залежність кутових коефіцієнтів від густини бурового розчину (рис. 2.9).

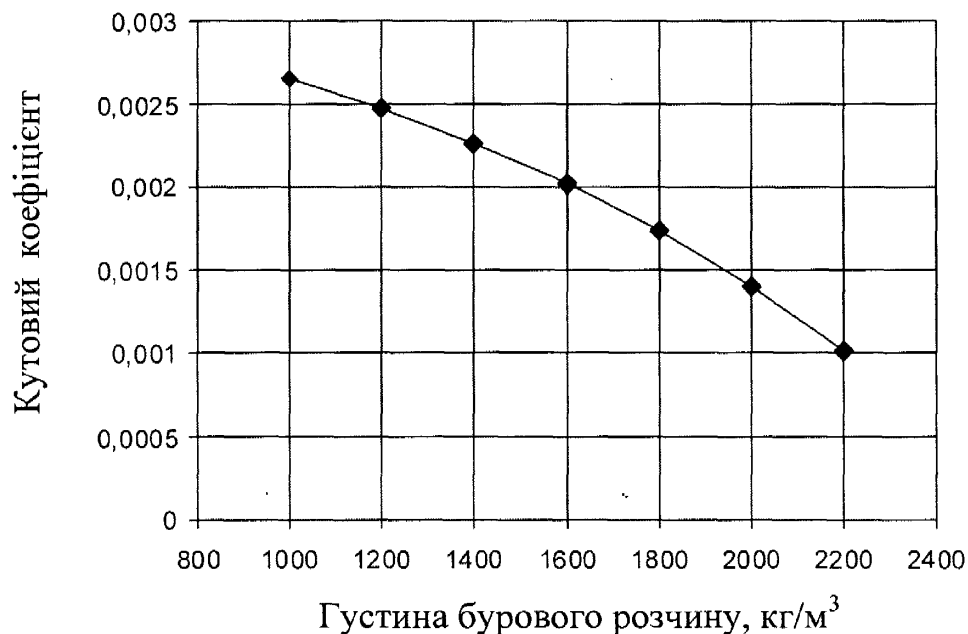


Рис. 2.9. Графік залежності кутового коефіцієнта від густини бурового розчину

Як бачимо на рис. 2.9, за характером розміщення точок залежність кутового коефіцієнта криволінійна, тому припускаємо, що крива описується рівнянням:

$$m_{Na_2CO_3} = a\rho_{бр}^2 + b\rho_{бр} + c, \quad (2.18)$$

де $m_{Na_2CO_3}$ – кількість кальцинованої соди, кг/м³;

$\rho_{бр}$ – густина бурового розчину, г/см³;

a, b, c – постійні безрозмірні параметри.

Для встановлення аналітичної залежності цієї функції застосуємо метод найменших квадратів.

Розглянемо суму квадратів різниць значень функцій ($m_{Na_2CO_3, i}$), отриманої експериментальним шляхом, і аналітичної $a\rho_{\sigma p_i}^2 + b\rho_{\sigma p_i} + c$ у відповідних точках.

$$S(a, b, c) = \sum_{i=1}^n [m_{Na_2CO_3, i} - (a\rho_{\sigma p_i}^2 + b\rho_{\sigma p_i} + c)]^2. \quad (2.19)$$

Підбираємо параметри a, b, c таким чином, щоб сума мала найменше значення:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^n [m_{Na_2CO_3, i} - (a\rho_{\sigma p_i}^2 + b\rho_{\sigma p_i} + c)\rho_{\sigma p_i}^2] &= 0 \\ \sum_{i=1}^n [m_{Na_2CO_3, i} - (a\rho_{\sigma p_i}^2 + b\rho_{\sigma p_i} + c)\rho_{\sigma p_i}] &= 0 \\ \sum_{i=1}^n [m_{Na_2CO_3, i} - (a\rho_{\sigma p_i}^2 + b\rho_{\sigma p_i} + c)] &= 0 \end{aligned} \right\}; \quad (2.20)$$

або у розгорнутому вигляді:

$$\left. \begin{aligned} \sum_{i=1}^n m_{Na_2CO_3, i} x_i^2 - a \sum_{i=1}^n \rho_{\sigma p_i}^4 - b \sum_{i=1}^n \rho_{\sigma p_i}^3 - c \sum_{i=1}^n \rho_{\sigma p_i}^2 &= 0 \\ \sum_{i=1}^n m_{Na_2CO_3, i} x_i - a \sum_{i=1}^n \rho_{\sigma p_i}^3 - b \sum_{i=1}^n \rho_{\sigma p_i}^2 - c \sum_{i=1}^n \rho_{\sigma p_i} &= 0 \\ \sum_{i=1}^n m_{Na_2CO_3, i} - a \sum_{i=1}^n \rho_{\sigma p_i}^2 - b \sum_{i=1}^n \rho_{\sigma p_i} - cn &= 0 \end{aligned} \right\}; \quad (2.21)$$

Для розв'язку цієї системи рівнянь скористаємося програмним забезпеченням у середовищі Mathcad. Матричним способом обчислюємо значення параметрів, які відповідно дорівнюють:

$$a = -5,089 \cdot 10^{-4}; \quad b = 2,696 \cdot 10^{-4}; \quad c = 2,895 \cdot 10^{-3}.$$

Підставивши отримані значення a, b, c у рівняння (2.18) і, помноживши праву частину на $V_{Ca^{2+}}$, отримаємо емпіричне рівняння, яке описує залежність необхідної маси кальцинованої соди для осаджування іонів кальцію у бурових розчинах різної густини [88]:

$$m_{Na_2CO_3} = (-5,0889 \cdot \rho_{\text{бп}}^2 + 2,696 \cdot \rho_{\text{бп}} + 28,84) \cdot 10^{-4} \cdot B_{Ca^{2+}}; \quad (2.22)$$

де $B_{Ca^{2+}}$ - вміст іонів кальцію у фільтраті бурового розчину, мг/л.

Проведений порівняльний аналіз аналітичних даних, обчислених за формулою (2.22) та табличних [24], свідчить, що похибка коливається в межах 0,1-0,19 %, що підтверджує достовірність отриманої математичної залежності.

Отже, отримана формула сприяє оперативному розрахунку маси кальцинованої соди для бурових розчинів будь-якої густини і не потребує проведення додаткових математичних дій та інтерполяції даних, як у таблицях [24], де густина бурового розчину відрізняються на 100 кг/м^3 ,

2.4. Розробка конструкції і принцип роботи пристрою для штучної кольматації продуктивного горизонту

При первинному розкритті колекторів тверда фаза у буровому розчині є основним кольматантом, який проникає на значну глибину у стінки свердловини та забруднює колектори, особливо ті, які представлені тріщинуватими високопроникними породами з низькими пластовими тисками [89]. Під час випробування цих продуктивних горизонтів для декольматації тріщин та пор треба створити значний перепад тиску, що в умовах реальної свердловини реалізувати дуже важко.

Для запобігання проникненню твердої фази у стінки свердловини пропонуємо у процесі буріння свердловини одночасно застосувати безглинистий крохмально-калієвий розчин і проводити кольматацію тріщин продуктивного горизонту спеціальними кислоторозчинними домішками, наприклад такими, як баракарб, крейда тощо, а у процесі випробування свердловини провести комбіновану обробку соляною кислотою і ферментом амілокс, які розчиняють баракарб та руйнують полімерну плівку, відновлюючи первинну проникність продуктивного горизонту.

Баракарб [65, 67] – це кислоторозчинний кольматант, представляє собою неорганічний наповнювач, отриманий шляхом багатостадійного подрібнення природного мармуру. Призначений для створення непроникних фільтраційних кірок, які ізолюють тріщинно-порові канали в пластах відкритого ствола свердловини, забезпечуючи захист продуктивних колекторів від забруднення у процесі прокачування різних технологічних розчинів і рідин при бурінні, розкритті, глушінні, консервації.

Густина реагенту 2700-2780 кг/м³.

Баракарб випускається шести розмірів: 5, 25, 50, 150, 600 та 2300 мкм.

Баракарб розміром 5, 25, 50 мкм застосовується для підвищення густини розчинів на водній та нафтовій основі.

Баракарб розміром 50, 100, 600, 2300 мкм застосовується для кольматації тріщинуватих колекторів з метою запобігання поглинанню бурового розчину при розкритті пластів з низькими пластовими тисками.

Реагент повністю розчиняється у 15% розчині соляної кислоти.

Переваги – кольматант ефективно формує гідроізолюючі екрани низької проникності, що забезпечують мінімальне забруднення продуктивних колекторів. Кольматуючі та кіркоутворюючі властивості кольматанта стабільні у часі, зберігають свою дію протягом необхідного проміжку часу. Видалення ізолюючих екранів не є складним, оскільки він практично повністю розчиняється у соляній кислоті.

Для проведення кольматації тріщин продуктивного горизонту рекомендуємо застосовувати розроблений нами спеціальний пристрій [90], схема якого наведена на рис. 2.10.

Пристрій складається з основної гідромоніторної насадки 1, корпуса 2, центруючих пристроїв 3, щіток 4, додаткових гідромоніторних насадок 5, сітки 6 для затримування і скеровування кислоторозчинного наповнювача в основну насадку 1.

Основний принципи роботи пристрою. Кислоторозчинний наповнювач разом з буровим розчином надходить під тиском у кольматуючий пристрій.

На сітці 6 наповнювач затримується і під тиском через основну гідромоніторну насадку 1 поступає у тріщини продуктивного горизонту.

Для ефективного проникнення кислоторозчинного наповнювача в тріщини сітка 6 у пристрої повинна бути розміщена під кутом 45° і більше до горизонтальної площини.

Нижній кінець сітки повинен контактувати з основною гідромоніторною насадкою 1 (рис. 2.10, вид А).

Розмір комірки на ситі повинен бути меншим за мінімальний розмір кислоторозчинного наповнювача.

Дві додаткові гідромоніторні насадки 5 розміщені симетрично у нижній частині пристрою і нахилені під кутом 45° . Основне призначення цих насадок – змивання фільтраційної кірки та запобігання утворенню сальника над долотом.

У корпусі 2 кольматуючого пристрою розміщені дротяні щітки 4 та центруючі вставки 3 (рис. 2.10, вид Б, вид В). Дротяні щітки призначенні для додаткового руйнування фільтраційної кірки, а центруючі вставки – для центрування пристрою відносно осі свердловини.

Вказаний пристрій розміщують над долотом і застосовують при роторному способі буріння свердловини або під час проведення спеціальних проробок.

Порядок роботи пристрою. Після припрацювання долота до бурового розчину за постійної швидкості вводять баракарб, крейду тощо максимального розміру. При доходженні кислоторозчинного наповнювача у пристрій він залишається на сітці 1 і порцією розчину під дією перепаду тиску витісняється крізь основну насадку у тріщини продуктивного горизонту.

Кількість гранульованого кислоторозчинного наповнювача вибирають залежно від товщини поглинаючого горизонту, його проникності та радіуса проникнення гранул у стінки свердловини, після чого оцінюють розмір гранул за діаметром устя тріщин чи пор.

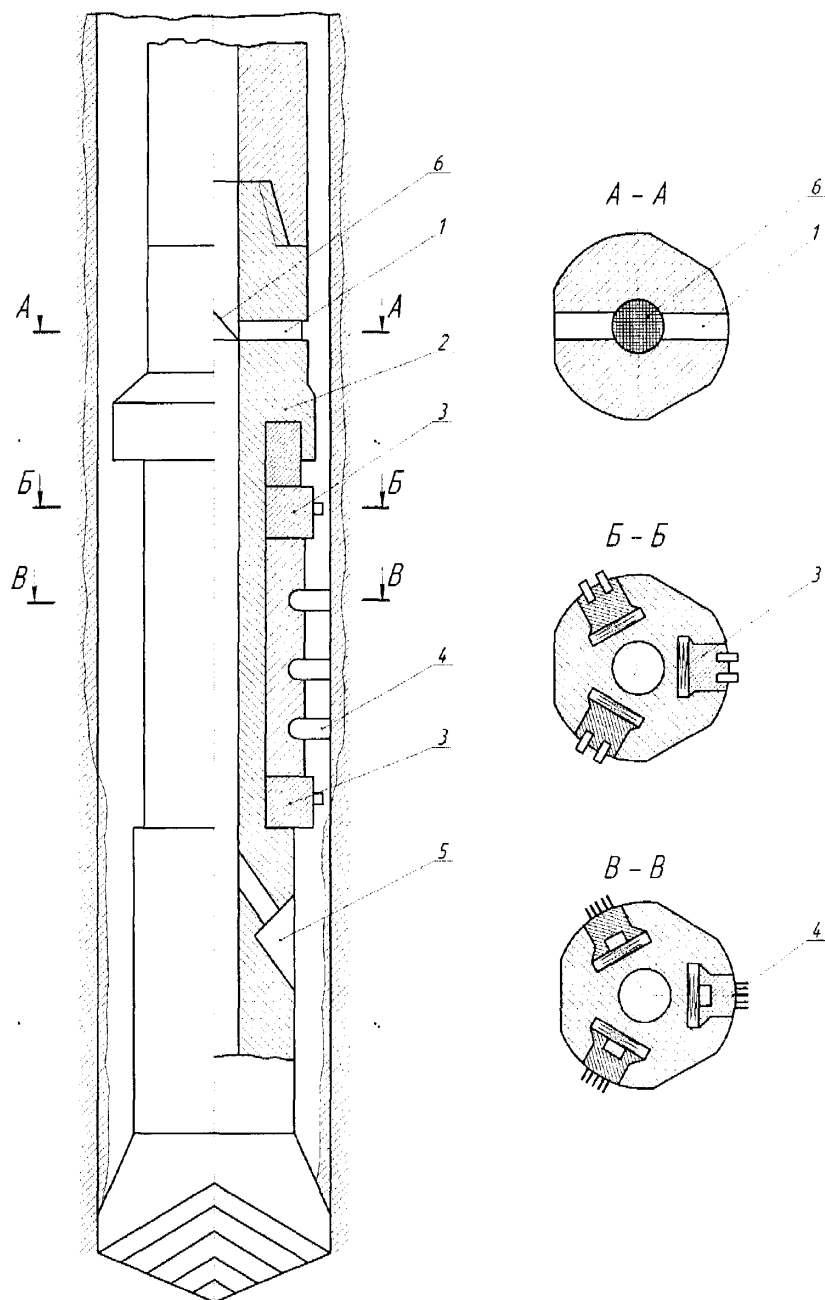


Рис. 2.10. Пристрій для кольматації тріщин у продуктивному горизонті

- 1 - основна гідромоніторна насадка;
- 2 - корпус;
- 3 - центруючий пристрій;
- 4 - дротяні щітки;
- 5 - додаткові гідромоніторні насадки;
- 6 - сітка для затримування і скеровування кислоторозчинного наповнювача в основну насадку.

Діаметр устя пор може бути визначений за допомогою таких способів [91]:

- залежності між ртутною порометрією і капілярним тиском;
- прямим вимірюванням растровим електронним мікроскопом;
- оцінюванням за допомогою рівняння Козені (Kozeny) [91], у якому зв'язано проникність та розмір устя тріщин або пор, чи за допомогою рівняння Бліка і Сайвена (Blick and Civan) [91], яке зв'язує проникність, пористість і розмір устя пор або тріщин.

Рівняння Козені

$$d = \sqrt{k}, \quad (2.23)$$

де d - діаметр устя пор, мкм;

k - проникність, мД.

Рівняння Бліка і Сайвена

$$d = \sqrt{\frac{32 \cdot k}{m}}, \quad (2.24)$$

де m - пористість, %.

Відповідно до [91] у розрахованій кількості наповнювача повинні бути гранули трьох розмірів, які вибирають після наближеної оцінки діаметра устя пор та тріщин. Отже, середній діаметр кислоторозчинного наповнювача приймають як 1/3 діаметра устя пор або тріщин.

Для ефективного тампонування продуктивної зони 20-30 % від загальної необхідної маси кислоторозчинного наповнювача повинні мати розмір частинок, що дорівнює 1/3 діаметра устя пор або тріщин [91].

З метою зменшення глибини проникнення наповнювача у тріщини до розчину спочатку вводять гранули максимального розміру, потім середнього, а відтак найменшого. Цю операцію доцільно проводити після буріння 1 м з наступним рухом долота вгору, а потім вниз. Час підняття і опускання долота повинен забезпечити витіснення барокарбу у тріщини продуктивного горизонту. З метою покращення кольматації тріщин швидкість обертання повинна бути $n < 60$ об/хв. [90].

Для ефективного руйнування гірських порід необхідно, щоб перепад тиску на гідромоніторних насадках становив не більше 30-60 % від загального тиску на пристрої [90].

Застосування рекомендованого пристрою уможливорює одночасне поглиблення свердловини і кольматацію тріщин. Товщина кольматуючого екрану у продуктивному горизонті невелика і становить порівняно із закачуванням наповнювачів для ліквідації поглинань всього 5-10 мм [90]. Отже, за такої товщини екрану його можна розчинити без особливих труднощів під час освоєння свердловини, застосувавши солянокислотну обробку за концентрації розчину соляної кислоти 15 % і відновити проникність продуктивного горизонту до первинного значення.

Висновки до розділу

1. Розроблено безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин для ефективного розкриття продуктивних горизонтів, головною особливістю якого є низька фільтрація, відсутність глинистої фази, високі інгібуючі властивості та низький показник рН, що сприяє зменшенню кольматації продуктивного горизонту і одночасному збереженню його первинної проникності.

2. Встановлено, що безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин володіє псевдопластичними властивостями за рахунок того, що сили просторового зв'язку між молекулами крохмалю незначні. Підтвердженням такої думки може слугувати те, що зі збільшенням швидкості течії розчину в'язкість його зменшується, і навпаки – зі зменшенням швидкості течії в'язкість зростає.

3. Пропонується математичне рівняння, отримане за методом найменших квадратів, для оперативного визначення необхідної маси кальцинованої соди для нейтралізації полівалентних катіонів (особливо Ca^{2+} ,

Mg²⁺), які суттєво зменшують ефективність дії хімічних реагентів та погіршують структурно-механічні властивості розчинів.

4. Рекомендується комбіноване застосування безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину з одночасною кольматацією колекторів кислоторозчинними наповнювачами за допомогою кольматуючого пристрою, удосконаленого нами, для збереження первинної проникності пористих та частково-тріщинуватих продуктивних горизонтів.

РОЗДІЛ 3

ДОСЛІДЖЕННЯ І РОЗРОБКА СКЛАДУ
КАРБОКСИЛЬНОГО КРОХМАЛЬНОГО РЕАГЕНТА

3.1. Обґрунтування і вибір способу отримання карбоксильного крохмального реагента (ККР)

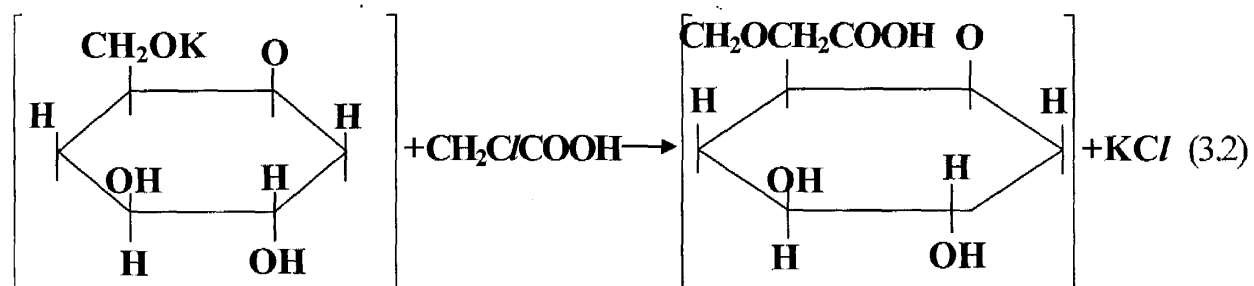
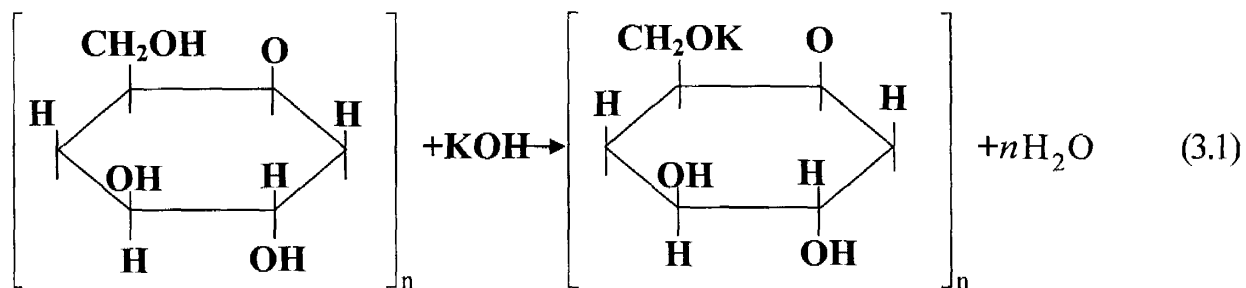
Для регулювання фільтраційних властивостей бурових розчинів у практиці буріння в нашій державі крохмальний реагент є найбільш розповсюдженим. Однак низька термостійкість (110-115°C), нерозчинність у воді, схильність до ферментативної деструкції утруднюють його застосування [24-27].

Отже, крохмальний реагент можна використовувати тільки до глибини 3300 м, де вибійна температура становить 100-110°C, оскільки зі збільшенням глибини можлива його термічна деструкція. У нафтогазовій галузі є потреба в спорудженні глибоких свердловин, на вибої яких температура може досягати до 140-160°C і вище, тому для буріння у таких умовах крохмальний реагент замінюють на КМЦ, яка значно дорожча від крохмалю. З метою підвищення термостійкості, бактерицидної стійкості та покращення розчинності крохмалю пропонується розробити карбоксильний крохмальний реагент (ККР) з властивостями, не гіршими, ніж КМЦ.

Схему отримання цього реагенту можна описати такими хімічними реакціями [92-94]:

1. Реакція мерсеризації – це реакція взаємодії складних органічних речовин з лугом. Названа на честь німецького вченого Мерсера, який першим провів таку реакцію (формула (3.1)).

2. Реакція етерифікації – утворення складних ефірів із кислот та спиртів. Лужний крохмаль є сполукою складних спиртів (формула (3.2)).



Згідно з [83] нумерація молекул вуглецю у структурній формулі елементарної ланки починається від молекули кисню за годинниковою стрілкою. Відповідно шоста молекула вуглецю фігурує у метильній групі (CH₂), яка приєднується до п'ятої молекули вуглецю разом з гідроксильною групою (OH). Ця гідроксильна група вважається первинною [92], а гідроксильні групи біля 2 та 3 молекул вуглецю – вторинними. За даними досліджень [92, 93] реакційна здатність первинних гідроксильних груп удвічі більша від реакційної здатності вторинних. Тому проведення хімічних реакцій, спрямованих на хімічну модифікацію молекули полісахариду, обмежено перетвореннями первинних гідроксильних груп [94].

Врахувавши особливості функціональних груп молекули крохмалю, для приготування ККР проведемо лабораторні експерименти, у результаті яких зможемо отримати реагент з ефективними співвідношеннями компонентів. Необхідна кількість експериментів для кожного етапу досліджень не повинна бути менше п'яти. Після проведення лабораторних досліджень здійснено статистичну обробку експериментальних даних за методикою, наведеною у п. 2.1, а у таблицях та на рисунках наводимо середньоарифметичні значення. Аналогічний підхід застосуємо для решти досліджень, описаних у цьому розділі.

Перший етап лабораторних досліджень полягає у визначенні ефективного співвідношення між ЕКР та гідроксидом калію під час протікання реакції мерсеризації. Для проведення експериментів вибираємо такі співвідношення між ЕКР та КОН – 10:0, 10:1, 10:2, 10:3, 10:5, 10:8.

Приготовлені реагенти засипали у фарфорову чашку відповідно до масових співвідношень, наведених у табл. 3.1, та ретельно перемішували протягом 15-25 хв. за кімнатної температури ($t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Під час перемішування спостерігається виділення вологи. Це підтверджує те, що у результаті перемішування КОН та ЕКР відбувається реакція мерсеризації, тобто утворюється лужний крохмаль і вода, що узгоджується з реакцією за формулою (3.1).

Перемішування компонентів проводили доти, поки вода, що виділяється внаслідок реакції, випарується – протягом 1-3 год. Відтак необхідно встановити ефективне співвідношення між ЕКР та гідроксидом калію. За критерій ефективності приймаємо розчинність отриманої суміші у воді.

Для цього до сумішей лужного крохмалю та КОН додавали воду та перемішували протягом 15-20 хв. Після перемішування в пробірках 1-3, 6 спостерігалось утворення осаду різної висоти, а у пробірках 4, 5 – суміш розчинилася.

Результати дослідів наведено у табл. 3.1 та графічно зображено на діаграмах на рис. 3.1.

Таблиця 3.1

Результати дослідження ефективної концентрації КОН

Номер досліду	1	2	3	4	5	6
Співвідношення ЕКР:КОН	10:0	10:1	10:2	10:3	10:5	10:8
Висота осаду, мм	13	6,6	12,3	0	0	3
Розчинність, %	0	58,5	94,3	100	100	0

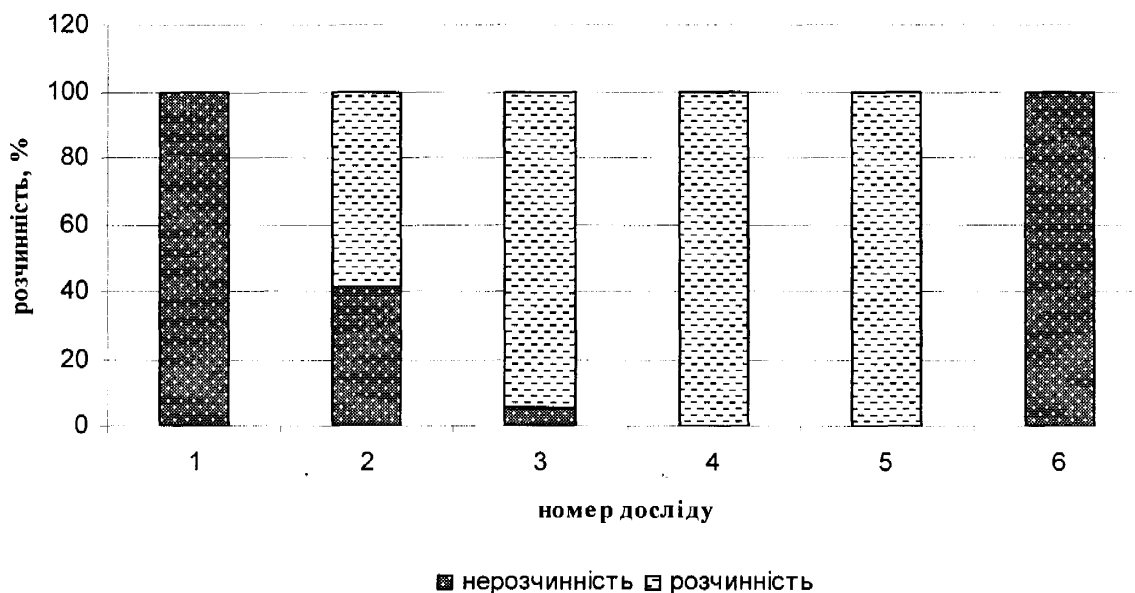


Рис. 3.1. Діаграма розчинності суміші залежно від співвідношення ЕКР:КОН:

1 – ЕКР:КОН – 10:0; 2 – ЕКР:КОН – 10:1; 3 – ЕКР:КОН – 10:2;
4 – ЕКР:КОН – 10:3; 5 – ЕКР:КОН – 10:5; 6 – ЕКР:КОН – 10:8.

Отже, як бачимо з табл. 3.1 та діаграми на рис.3.1, 100 % розчинністю вирізняються суміші у 4 та 5 пробірках зі співвідношенням ЕКР:КОН – 10:5 та 10:3. Виходячи із економічної точки зору для подальших дослідів приймаємо співвідношення 10:3 за основу [95].

Після визначення ефективного співвідношення між ЕКР та КОН приступаємо до проведення наступних лабораторних експериментів з визначення ефективного вмісту у суміші монохлороцтової кислоти (МХОК).

Для проведення досліджень на електронних вагах відважили компоненти для трьох проб у співвідношеннях ЕКР:КОН:МХОК – 10:3:1,0; 10:3:1,25; 10:3:1,5.

Після цього засипали їх почергово у фарфорову чашку, де ретельно перемішували протягом 30-35 хв. за кімнатної температури ($t=20^{\circ}\text{C}$). Насамперед у готовий лужний крохмаль вводили різну кількість кислоти. Під час перемішування суміші виділяється хлор. Виділення хлору підтверджується реакцією за формулою 3.2. Для перевірки запалювали

сірник, який при піднесенні до струменя газоподібної речовини, що виділяється, згасав. Після перемішування сумішей до них додавали воду та оцінювали ступінь розчинності кожної суміші, яку було прийнято за критерій ефективності. Результати дослідів наведено у табл. 3.2 та рис. 3.2.

Таблиця 3.2

Результати дослідження ефективної концентрації МХОК

Номер досліду	1	2	3
ЕКР:КОН:МХОК	10:3:1	10:3:1,25	10:3:1,5
Висота осаду, мм	9,8	0	11,7
Розчинність, %	75	100	90

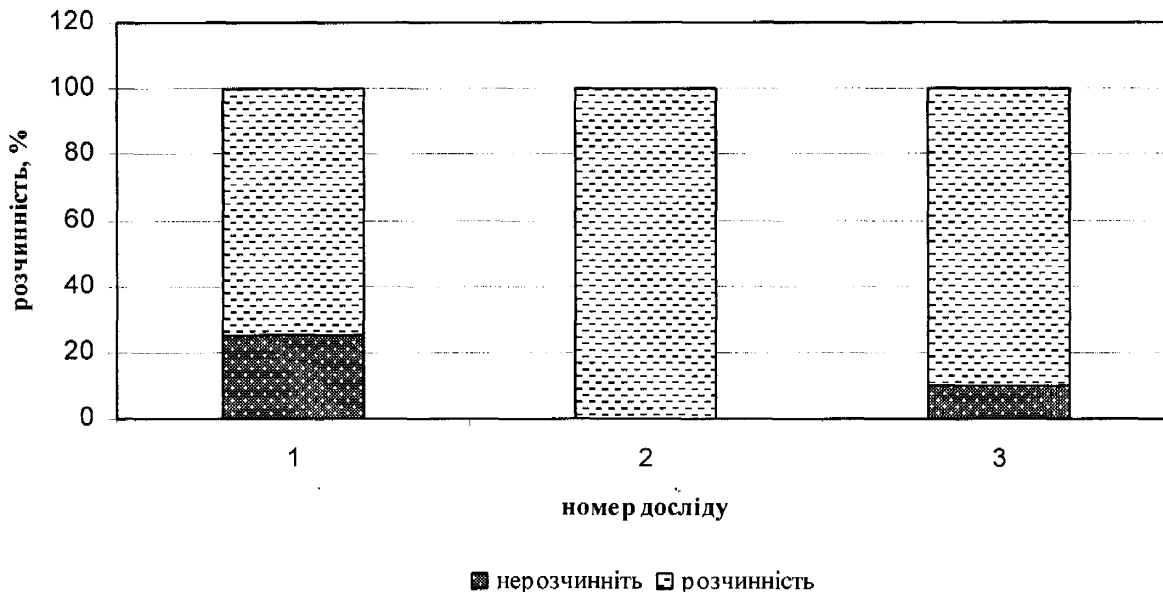


Рисунок 3.2. Діаграма розчинності суміші залежно від співвідношення ЕКР:КОН:МХОК:

1 – ЕКР:КОН:МХОК – 10:3:1;

2 – ЕКР:КОН:МХОК – 10:3:1,25;

3 – ЕКР:КОН:МХОК – 10:3:1,5.

Як бачимо з табл. 3.2 та діаграми на рис. 3.2, найбільш ефективним є таке співвідношення компонентів у суміші 10:3:1,25. Подальші дослідження проводимо з таким співвідношенням компонентів у суміші [95].

Отже, отримано карбоксильний крохмальний реагент, який є порошкоподібною речовиною білого або жовтувато-білого кольору.

3.2. Визначення ефективної домішки ККР у буровому розчині

Визначивши вміст масових часток ЕКР, КОН та МХОК у складі ККР, визначаємо ефективну домішку ККР до бурового розчину.

Спочатку готуємо буровий розчин, який є глинистою суспензією, що складається з прісної води та бентонітової глини і має такі параметри:

- густина – 1040 кг/м^3 ;
- фільтрація – $16 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$;
- умовна в'язкість – 20 с ;
- товщина фільтраційної кірки – 3 мм ;
- СНЗ_1 - 0 дПа ;
- $\text{pH} = 7,0$.

У результаті експериментальних досліджень, описаних вище, отримано ККР, який є розчинним у воді, тому до бурового розчину його вводитимемо у сухому вигляді.

Для цього етапу експериментальних досліджень плануємо провести дослідження, у яких до проб бурового розчину додаватимемо ККР у кількості від $0,3 \%$ до 1% від об'єму бурового розчину в перерахунку на суху речовину. Об'єм бурового розчину, взятий для кожної із проб, однаковий і становить 700 мл .

Під час проведення лабораторних досліджень до кожної з проб розчину додавали ККР відповідної концентрації і перемішували протягом $30\text{-}35 \text{ хв.}$, після чого вимірювали фільтрацію та умовну в'язкість оброблених проб бурового розчину, результати яких заносимо до табл. 3.3 та графічно залежність параметрів розчину від концентрації ККР зобразимо на рис. 3.3.

Таблиця 3.3

Результати вимірювання параметрів розчину при різних концентраціях ККР

Концентрація ККР, %	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
Показник фільтрації, см ³ /30 хв.	14	13	12	11	11	10	10	9
Умовна в'язкість, с	36	40	44	50	120	160	180	н.т.

Примітка: н.т. – стан обробленого бурового розчину, при якому він перестає витікати з отвору віскозиметра СПВ-5.

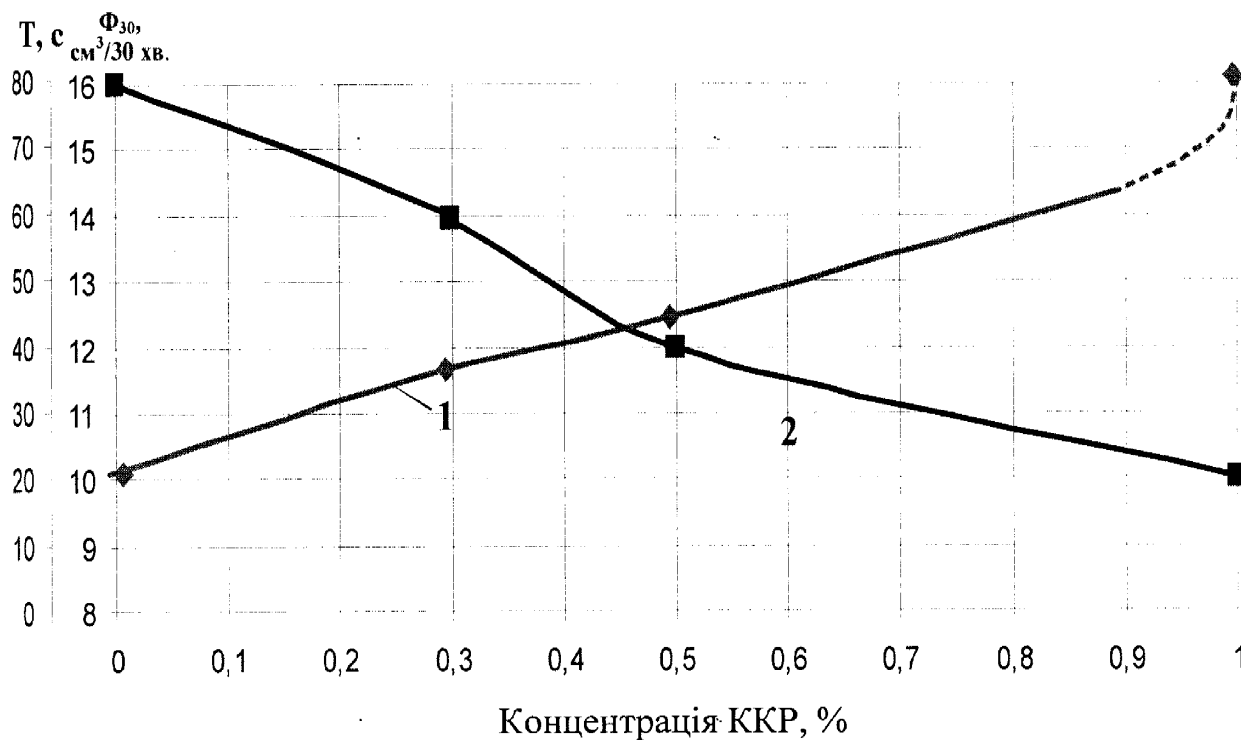


Рис. 3.3. Залежність фільтрації та умовної в'язкості бурового розчину від концентрації ККР:

1 – умовна в'язкість;

2 – фільтрація.

Отже, як бачимо з табл. 3.5 та рис. 3.3, за ефективну домішку ККР до бурового розчину доцільно прийняти 0,5-0,7 %. Це пояснюється тим, що за

концентрації ККР 0,3 % фільтрація зменшується на незначну величину, а за концентрації ККР 1 % – буровий розчин набуває нетекучого стану. За концентрації 0,5 % ми отримали значне зниження фільтрації і незначне збільшення умовної в'язкості.

В подальшому приймаємо ефективну концентрацію ККР у буровому розчині – 0,5-0,7 %.

3.3. Дослідження термостійкості бурового розчину, обробленого ККР

Полімерні хімічні реагенти полісахаридної природи при підвищенні температури можуть втрачати свої властивості внаслідок впливу структурних змін у молекулі полісахариду [96, 97], що призводить до їх термічної деструкції. У буровому розчині у такому випадку втрачається здатність реагента до регулювання фільтраційних та реологічних властивостей, що призводить до втрати стабільності розчину.

Перевірку стійкості ККР до дії високих температур проводили у такій послідовності.

Спочатку готуємо вихідний буровий розчин на прісній воді, аналогічно п.3.2 та вимірюємо його параметри за нормальної температури ($t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Після цього до проб бурового розчину об'ємом 700 мл кожна додавали порошкоподібний ККР у кількості 0,5 % в перерахунку на суху речовину за нормальної температури ($t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$) і вимірювали фільтрацію та умовну в'язкість розчину. У зв'язку з тим, що визначальними параметрами бурового розчину при дії на нього ККР є загалом фільтрація та умовна в'язкість, а решта не змінювались, то у подальшому при проведенні дослідів вимірюємо тільки їх.

Отже, при $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ параметри обробленого ККР бурового розчину становлять: фільтрація – $12\text{ см}^3/30\text{ хв.}$, умовна в'язкість – 44 с.

Для перевірки термостійкості використовували тільки проби бурового розчину, обробленого ККР. Вихідний розчин не нагрівали, оскільки при

дослідженні термостійкості випробовували тільки оброблені реагентом проби відповідно до стандартних методик [71]. Тривалість нагрівання становить 3 год. за стандартною методикою [71].

Дослідження термостійкості бурового розчину, обробленого ККР, проводитимемо за допомогою двох сушильних шаф, одна з яких оснащена пристроєм для обертання колб, для того щоб визначитись із способом перевірки термостійкості ККР. Для цього готували дві проби. Першу пробу готували таким чином: до порції бурового розчину додаємо ККР у кількості 0,5 % від об'єму розчину у перерахунку на суху речовину, перемішуємо протягом 30-35 хв. і вимірювали умовну в'язкість та фільтрацію за температури $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$, які відповідно становлять 44 с та $12\text{ см}^3/30\text{ хв}$. Після цього заливали цю пробу у колбу з припасованим корком і фіксували її у спеціальному пристрої першої сушильної шафи. Для другої проби засипали сухий порошкоподібний ККР у фарфорову чашку та перевіряли його термостійкість.

Оскільки відомо, що крохмальний реагент стійкий за температури $110\text{-}115\text{ }^{\circ}\text{C}$, його термостійкість починаємо перевіряти з температури $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ з подальшим поступовим її збільшенням на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Поступово нагрівали обидві проби до температури $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ і підтримували її протягом 3 годин. Після цього, вийнявши проби із сушильної шафи, залишили їх для охолодження до нормальної температури.

Відтак до бурового розчину вводили другу пробу ККР і перемішували протягом 30-35 хвилин. Вимірювали фільтрацію та умовну в'язкість обох проб. Параметри першої проби: фільтрація – $13\text{ см}^3/30\text{ хв}$., умовна в'язкість – 109 с. Друга проба має такі параметри: фільтрація – $12\text{ см}^3/30\text{ хв}$., умовна в'язкість – 104 с.

Оскільки розбіжність між параметрами становить менше 10 %, можна зробити висновок, що достатньо застосовувати тільки один метод визначення термостійкості ККР. Простішим у виконанні є нагрівання сухого ККР у фарфоровій чашці, тому подальші експерименти проводили у послідовності,

яка використовувалась для другої проби ККР. Отже, в подальших лабораторних експериментах нагрівали проби ККР до температур 130 °С, 140 °С та 150 °С, витримували їх у сушильній шафі протягом 3 годин, охолоджували до нормальної температури, а відтак обробляли порції бурового розчину об'ємом 700 мл кожна, перемішували протягом 30 хв. і вимірювали фільтрацію та умовну в'язкість бурового розчину, обробленого ККР. Результати вимірювань заносимо до табл. 3.4 та графічно зображаємо на рис. 3.4.

Таблиця 3.4

Залежність параметрів бурового розчину від температури

Параметри розчину	Температура, °С				
	20	120	130	140	150
Фільтрація, см ³ /30 хв.	16	12	12	12	18
Умовна в'язкість, с	44	104	106	110	н.т

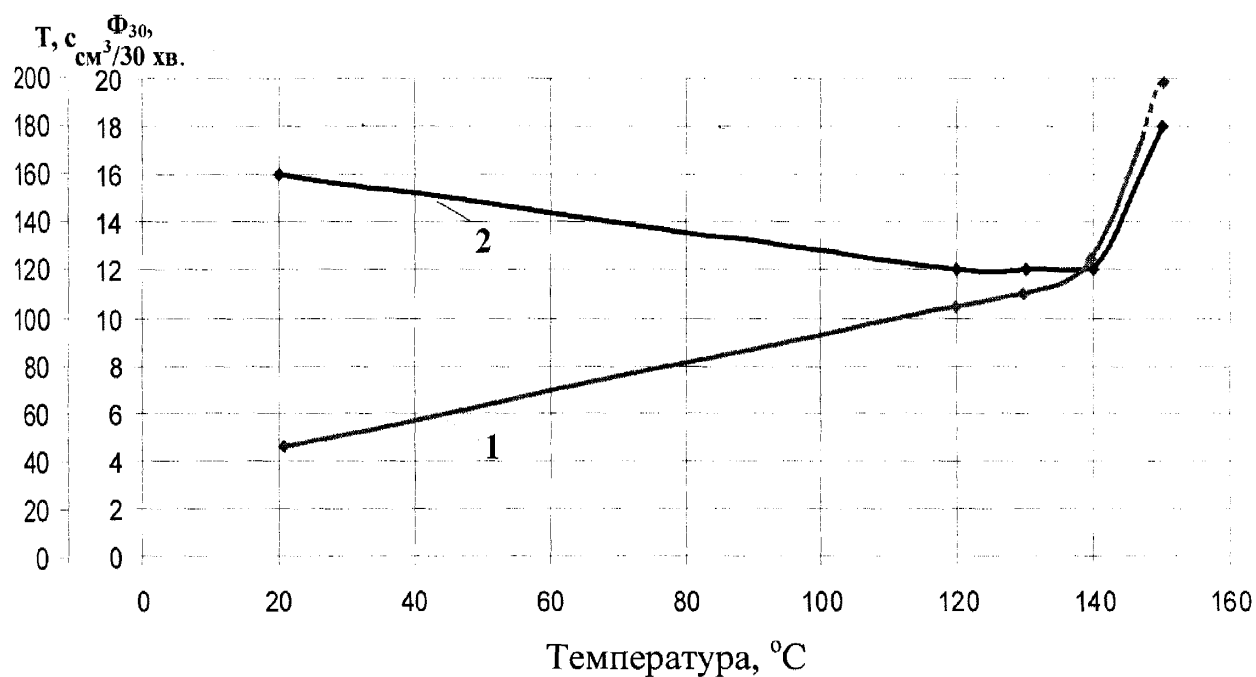


Рис. 3.4. Залежність фільтрації та умовної в'язкості розчину від температури

1 – умовна в'язкість; 2 – фільтрація

Як бачимо з табл. 3.7 та рис. 3.4, властивості розчину залишаються стабільними при досягненні температури 140 °С, а при підвищенні температури до 150 °С зростає фільтрація і розчин загусає, тобто умовна в'язкість за СПВ-5 – н.т.

Отже, на основі проведених лабораторних експериментів приймаємо остаточне рішення, що терmostійкість ККР сягає 140 °С, що у порівнянні зі звичайним крохмальним реагентом більше на 25-30 °С.

3.4. Порівняльне оцінювання ефективності ККР

Ефективність впливу ККР на параметри бурового розчину оцінювали, порівнюючи її з ЕКР. Для проведення цих лабораторних досліджень спочатку готували буровий розчин на прісній воді (аналогічно п. 3.2).

Наступним етапом є підготовка проб реагентів. Для першої проби спочатку готували 8% водно-лужний розчин ЕКР, оскільки реагент нерозчинний у воді, тому у сухому вигляді його до бурового розчину не додають. Порції розчину обробляли 8% водно-лужним розчином ЕКР у кількості 1% в перерахунку на суху речовину, перемішували протягом 30-35 хв. за температури $t=20^{\circ}\text{C}$ і вимірювали умовну в'язкість та фільтрацію бурового розчину, а результати заносимо до табл. 3.5 та графічно зображаємо на рис. 3.5.

Для другої проби використовували ККР у сухому вигляді. Порції розчину обробляли цим реагентом у кількості 0,5% (п. 3.2) в перерахунку на суху речовину, перемішували протягом 30-35 хв. за температури $t=20^{\circ}\text{C}$ і вимірювали умовну в'язкість та фільтрацію бурового розчину, а результати заносимо до табл. 3.5 та графічно зображаємо на рис. 3.6.

Результати оцінювання ефективності ККР і ЕКР

Параметри розчину	Вид обробки	
	1% (8% водного розчину) ЕКР	0,5% ККР
Фільтрація, см ³ /30 хв.	12	12
Умовна в'язкість, с	24	44

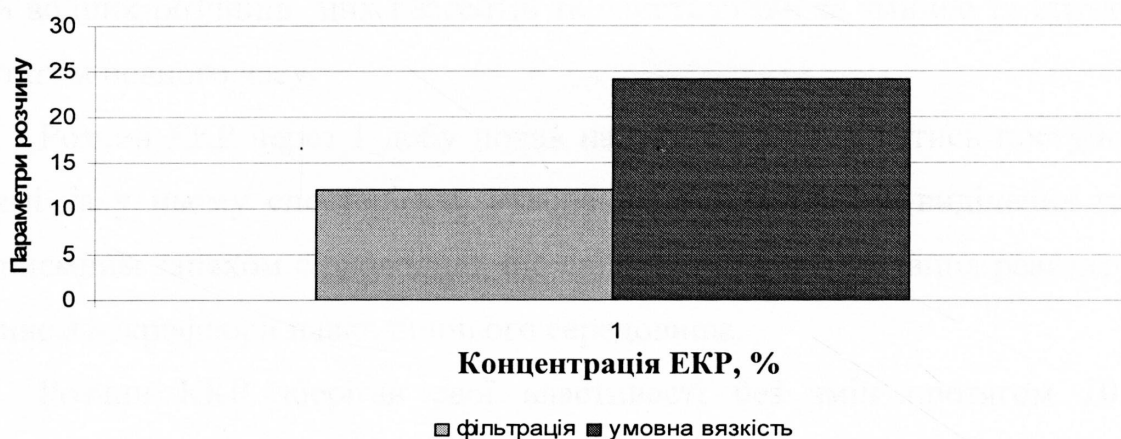


Рисунок 3.5. Параметри розчину, обробленого 1% ЕКР у вигляді 8% водно-лужного розчину



Рисунок 3.6. Параметри розчину, обробленого 0,5% сухого ККР

Як бачимо з результатів вимірювання умовної в'язкості та фільтрації, наведених у табл. 3.5 та рис. 3.5, 3.6, порція бурового розчину, оброблена 8% водно-лужним розчином ЕКР у кількості 1%, мала такі параметри: фільтрація – $12 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$, умовна в'язкість – 24 с, а порція бурового розчину, оброблена ККР у кількості 0,5%, мала наступні параметри: фільтрація – $12 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$, умовна в'язкість – 44 с.

Ферментативну стійкість ККР оцінювали, порівнюючи її зі стійкістю ЕКР, шляхом експериментальних досліджень. Для цього приготували проби 10% водних розчинів цих реагентів та спостерігали за зміною їх структури протягом певного часу.

Розчин ЕКР через 1 добу почав набухати, збільшуватись поступово у об'ємі та у ньому спостерігали утворення бульбашок та виділення газу з неприємним запахом сірководню, що свідчило про розкладання реагенту під впливом мікрофлори навколишнього середовища.

Розчин ККР зберігав свої властивості без змін протягом 10 діб спостереження.

Отже, у результаті дослідів встановлено, що ЕКР втрачає свою стійкість через 1 добу, а ККР не змінював своїх властивостей протягом 10 діб спостереження, тобто, за своєю ферментативною стійкістю він аналогічний КМЦ.

Аналізуючи результати експериментальних досліджень, можна зробити висновок, що ККР ефективніший за ЕКР. Це пояснюється тим, що, по-перше, ККР вводимо до бурового розчину у сухому вигляді, по-друге, ефективна концентрація ККР удвічі менша, по-третє, термостійкість ККР на 20-25 °С вища, по-четверте, ККР є стійким до дії мікрофлори навколишнього середовища, порівняно з ЕКР.

Після проведення серії лабораторних досліджень, пов'язаних із розробкою складу карбоксильного крохмального реагента, зроблено наступні висновки:

1. Розроблено спосіб отримання ККР, який можна описати такими хімічними реакціями:

- мерсеризації;
- етерифікації.

2. Розроблено склад ККР, до якого входять 10 частин ЕКР, 2,5÷3,0 частини КОН та 1,0÷1,5 частини МХОК.

3. Підвищено межу термостійкості ККР до 140°C.

4. Підвищено ферментативну стійкість ККР.

5. ККР значно ефективніший від ЕКР. Отриманий реагент розчинний у воді, ефективна концентрація удвічі нижча в перерахунку на суху речовину; межа термостійкості та ферментативна стійкість ККР вища.

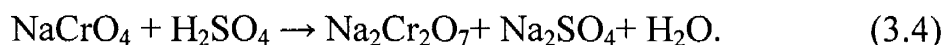
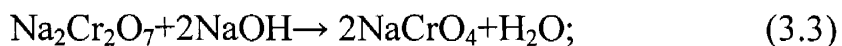
3.5. Дослідження впливу реагентів-термостабілізаторів на термостійкість ККР

За даними [96], термостійкість хімічних реагентів-понижувачів фільтрації на основі водорозчинних ефірів целюлози підвищують обробкою реагентами-термостабілізаторами (рідке скло Na_2SiO_3 , сульфит натрію Na_2SO_3 , сульфат натрію Na_2SO_4 , хромати (Na_2CrO_4 , K_2CrO_4), біхромати ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$, $\text{K}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$), гідрохінон тощо).

Виходячи з наявності термостабілізаторів у лабораторії, для проведення експериментальних досліджень з метою підвищення термостійкості ККР було прийнято рішення про застосування хромпіку та гідрохінону.

Найбільш розповсюдженим термостабілізатором, який застосовується у практиці буріння, є біхромат натрію або хромпик ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$). Позитивною особливістю хромпіку є те, що одночасно з підвищенням термостійкості розчину знижує його умовну в'язкість, тобто є розріджувачем. Недоліком хромпіку є його токсичність (II клас токсичності) [96].

Хромпик ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) [96] – це порошкоподібна речовина оранжевого кольору, добре розчинна у воді. У водних розчинах залежно від рН хромати переводять у біхромати і, навпаки, відповідно до наведених нижче хімічних реакцій:



Хромпик застосовують для запобігання загущенню бурових розчинів за температури від $60\text{ }^\circ\text{C}$ до $200\text{ }^\circ\text{C}$ і вище. Тому у бурових розчинах, які зазвичай мають лужне середовище, присутні тільки іони хрому, які окислюють реагенти-стабілізатори і проникають у кристалічну ґратку глини. Внаслідок такої дії на бурові розчини підвищується їх термостійкість і частково солестійкість. Слід зазначити, що хромпик підвищує термостійкість тільки тих розчинів, які стабілізовані реагентами, не пошкодженими внаслідок термоокислювальної деструкції.

Термостабілізуюча і інгібуюча домішки використовується для збереження здатності бурових розчинів текти і підвищення ефективності захисних реагентів під дією високих температур. Хромпик сумісний з усіма реагентами і розчинами різної рецептури, його додають до таких бурових розчинів: прісних, мінералізованих, емульсійних і, зокрема обважнених. Для розрідження достатньо вводити цей реагент у кількості $0,1\%$ від об'єму бурового розчину, так як ефективність цього термостабілізатора значно вища за концентрацій до $0,5\%$. Окрім цього, мінімальна температура, за якої рекомендується застосовувати хромпик, повинна бути не нижча $70\text{-}80\text{ }^\circ\text{C}$, але найбільший ефект дії реагента проявляється за температур понад $100\text{ }^\circ\text{C}$. За рахунок стійкості до дії високих температур хромпик дозволяє значно розширити температурний діапазон застосування більшості захисних реагентів. До бурового розчину хромпик вводять у вигляді $5\text{-}10\%$ водного розчину [96]. Обов'язковою умовою досягнення ефективності від його застосування є наявність у буровому розчині органічних речовин – реагентів ССБ, КССБ, ВЛР, ЕКР тощо. Найбільший ефект від застосування хромпіку

досягається при рН=9-11. Як було зазначено вище, хромпик є токсичним, тому при роботі з ним слід дотримуватись правил техніки безпеки.

Враховуючи переваги хромпіку, а саме: збільшення термостійкості розчину та зменшення умовної в'язкості, вирішено було обробити ККР домішками хромпіку у масових співвідношеннях ККР:хромпик – від 1:0,25 до 1:1,0. Для цього на електронних вагах відважуємо проби хромпіку і ККР, після чого кожну з цих проб ретельно перемішуємо за кімнатної температури ($t=20^{\circ}\text{C}$) протягом 15-20 хв. Для визначення ефективної концентрації ККР з різним вмістом хромпіку кожну пробу суміші реагентів вводимо у порції бурового розчину об'ємом 700 мл кожна. Для проведення дослідів використовували глинисту суспензію відповідно до п. 3.2.

Після перемішування глинистої суспензії з сумішшю ККР та термостабілізатора вимірювали її умовну в'язкість та фільтрацію. Результати вимірювань заносимо у табл. 3.6 та наводимо графічну залежність умовної в'язкості та фільтрації від концентрації хромпіку на рис. 3.7.

Отже, із табл. 3.6 та рис. 3.7 бачимо, що за температури $t=20^{\circ}\text{C}$ умовна в'язкість бурового розчину зменшується, а фільтрація спочатку зменшується, а зі збільшенням вмісту хромпіку зростає і стабілізується.

Таблиця 3.6

Залежність параметрів розчину від концентрації хромпіку за температури 20°C

№ досліду	Склад розчину	Параметри розчину	
		умовна в'язкість, с	фільтрація, $\text{см}^3/30$ хв.
1	Вих.розчин +0,5% ККР+0,25 % $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	88	12
2	Вих.розчин +0,5% ККР+0,375 % $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	80	13
3	Вих.розчин +0,5% ККР+0,5 % $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	72	14
4	Вих.розчин +0,5% ККР+0,75 % $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	67	14
5	Вих.розчин +0,5% ККР+0,875 % $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	65	14
6	Вих.розчин +0,5% ККР+1,0 % $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$	66	14

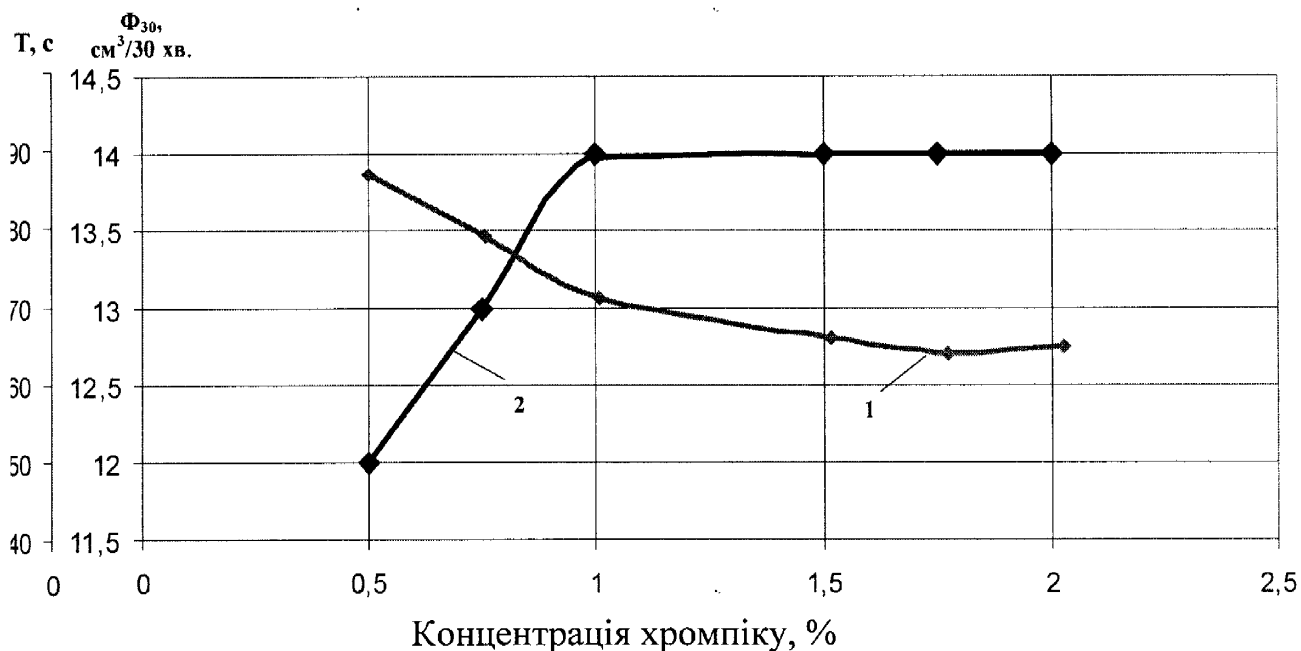


Рис. 3.7. Залежність фільтрації та умовної в'язкості від концентрації хромпіку:

1 – умовна в'язкість;

2 – фільтрація.

Для визначення ефективної концентрації ККР з різним вмістом хромпіку, кожену пробу суміші реагентів вводили у буровий розчин. Для проведення дослідів використовували глинисту суспензію відповідно до п. 3.2. Дослідження впливу ККР з різним вмістом хромпіку на фільтрацію та умовну в'язкість бурового розчину за високих температур проводили, підготувавши проби суміші ККР та хромпіку у масових співвідношеннях від 1:0,25 до 1:1,0 та, ретельно перемішавши отриману суміш з буровим розчином, піддавали термостатуванню до температури 150 °С.

Реагент поступово нагрівали до температури від 100 °С до 150 °С і витримували у сушильній шафі протягом 3 годин згідно з методикою [94], охолоджували до кімнатної температури, а потім вводили у буровий розчин і вимірювали його умовну в'язкість та фільтрацію.

Глинисту суспензію, не оброблену хімічними реагентами, до високих температур не нагрівають відповідно до методики визначення термостійкості хімічних реагентів [96].

Результати вимірювань заносимо у табл. 3.7 та наводимо графічну залежність параметрів бурового розчину від концентрації ККР з хромпіком на рис. 3.8, 3.9, 3.10.

Таблиця 3.7

Залежність параметрів бурового розчину від концентрації ККР з хромпіком

Температура середовища, °С	20		100		150	
	Т, с	Φ_{30} , см ³ /30хв.	Т, с	Φ_{30} , см ³ /30хв.	Т, с	Φ_{30} , см ³ /30хв.
Вихідний розчин	20	16	-	-	-	-
В.р+0,5%ККР+0,25 % Na ₂ Cr ₂ O ₇	32	12	28	12	26	12
В.р+0,5%ККР+0,5 % Na ₂ Cr ₂ O ₇	32	12	26	12	25	12
В.р+0,5%ККР+1,0 % Na ₂ Cr ₂ O ₇	48	14	44	14	40	14

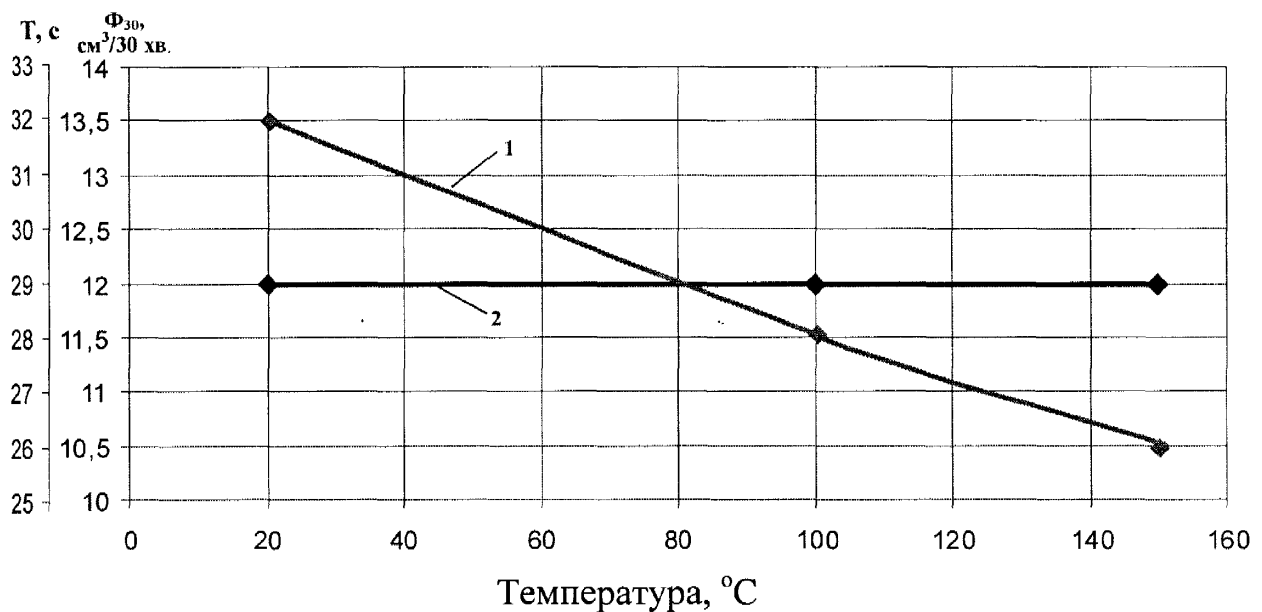


Рис. 3.8. Залежність умовної в'язкості і фільтрації бурового розчину за високих температур під дією ККР з вмістом 0,25 % хромпіку:

1 – умовна в'язкість;

2 – фільтрація.

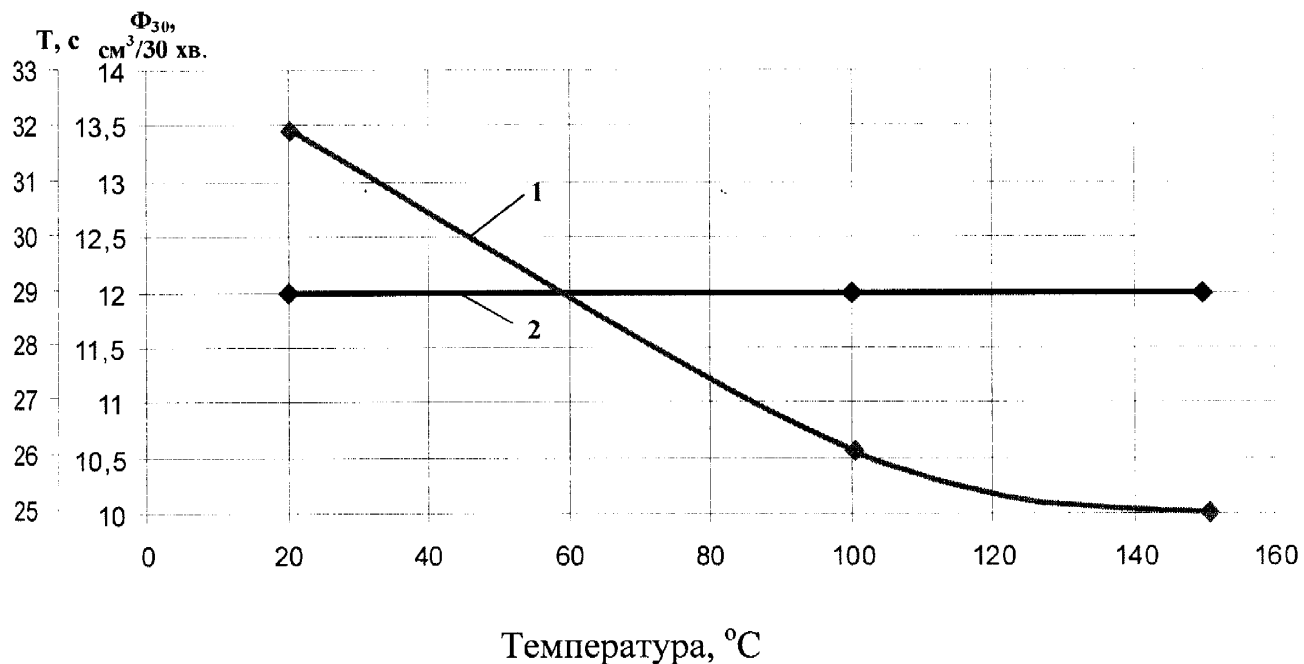


Рисунок 3.9. Залежність умовної в'язкості і фільтрації бурового розчину за високих температур під дією ККР з вмістом 0,5% хромпіку:

1 – умовна в'язкість; 2 – фільтрація.

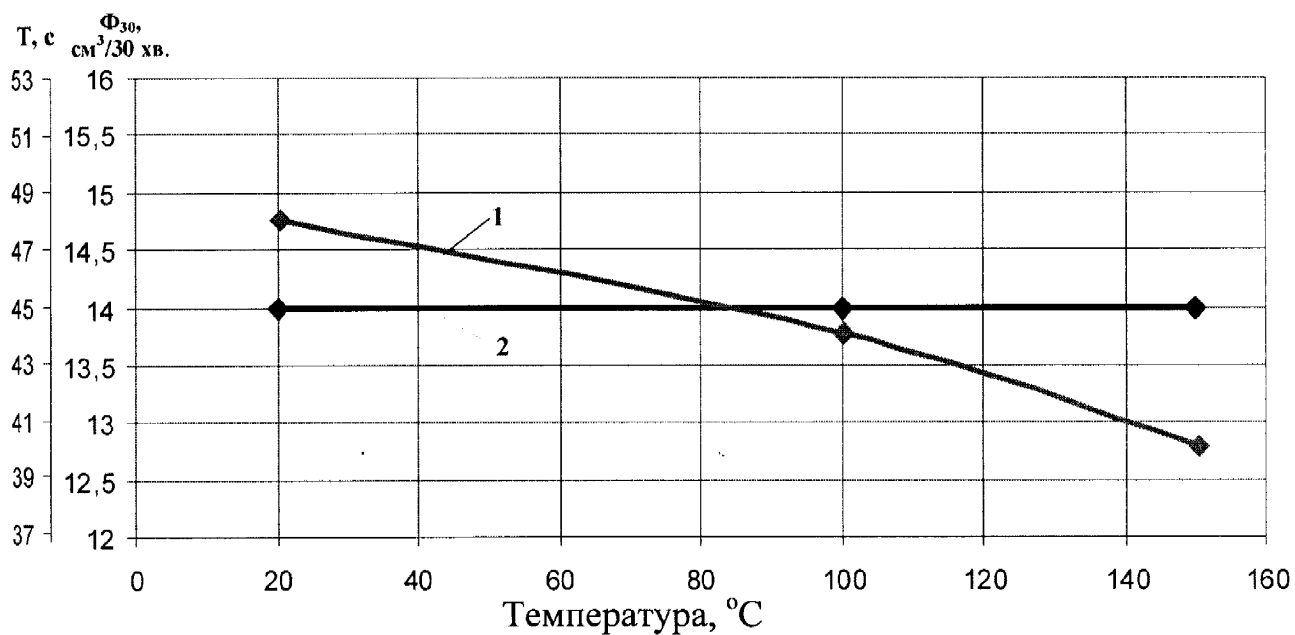


Рисунок 3.10. Залежність умовної в'язкості і фільтрації бурового розчину за високих температур під дією ККР з вмістом 1,0% хромпіку:

1 – умовна в'язкість; 2 – фільтрація.

Порівнюючи графічні залежності, наведені на рис. 3.8-3.10, можемо зробити висновок, що зі збільшенням температури від 20 °С до 150 °С фільтрація бурового розчину залишалась незмінною. Умовна в'язкість знижувалась, причому темп зменшувався зі збільшенням відсоткової концентрації хромпіку. Тобто, ефективна концентрація хромпіку може змінюватись від 0,25 % до 1 % .

Гідрохінон [96] – безколірні, частіше світло-сірі кристали. Густина речовини – 1358 кг/м³. Добре розчинний у гарячій воді, спирті, ефірі, погано – у бензолі. Гідрохінон є сильним відновником розчину Фелінга за низьких температур і аміачного розчину нітрату срібла при нагріванні. Застосовується гідрохінон як проявник фотокарток та як антиоксидант. Гідрохінон використовується в синтезі напівпродуктів, для виробництва різноманітних органічних барвників. Широко застосовують гідрохінон в аналітичній хімії у вигляді з'єднання з хіноном (хінгідроном) для визначення показника рН, а також для відновлення гетерополікислот при флюорометричному обстеженні.

Для вивчення впливу гідрохінону на умовну в'язкість та фільтрацію бурового розчину за високих температур пропонуємо обробити ККР домішками гідрохінону в кількості від 0,25% до 1% в перерахунку на суху речовину.

Для цього на електронних вагах відважуємо проби хромпіку і ККР у масових співвідношеннях від 1:0,25 до 1:1, після чого кожен з цих проб ретельно перемішуємо за кімнатної температури ($t=20^{\circ}\text{C}$) протягом 15-20 хв. Для визначення ефективної концентрації ККР з різним вмістом хромпіку кожен пробу суміші реагентів вводимо у порції бурового розчину об'ємом 700 мл кожна. Для проведення дослідів використовували глинисту суспензію відповідно до п. 3.2.

Після перемішування порцій глинистої суспензії з сумішшю ККР та термостабілізатора вимірювали її умовну в'язкість та фільтрацію. Результати

вимірювань заносимо у табл. 3.7 та наводимо графічну залежність умовної в'язкості та фільтрації від концентрації гідрокінону на рис. 3.11.

Таблиця 3.7

Залежність умовної в'язкості та фільтрації бурового розчину від концентрації ККР з гідрокіноном

Температура середовища, °С	20	
Параметри	Умовна в'язкість, с	Фільтрація, см ³ /30 хв.
Вих.розчин +0,5% ККР+0,25 % гідрокінону	130	12
Вих.розчин +0,5% ККР+0,5 % гідрокінону	56	12
Вих.розчин +0,5% ККР+1,0 % гідрокінону	30	12

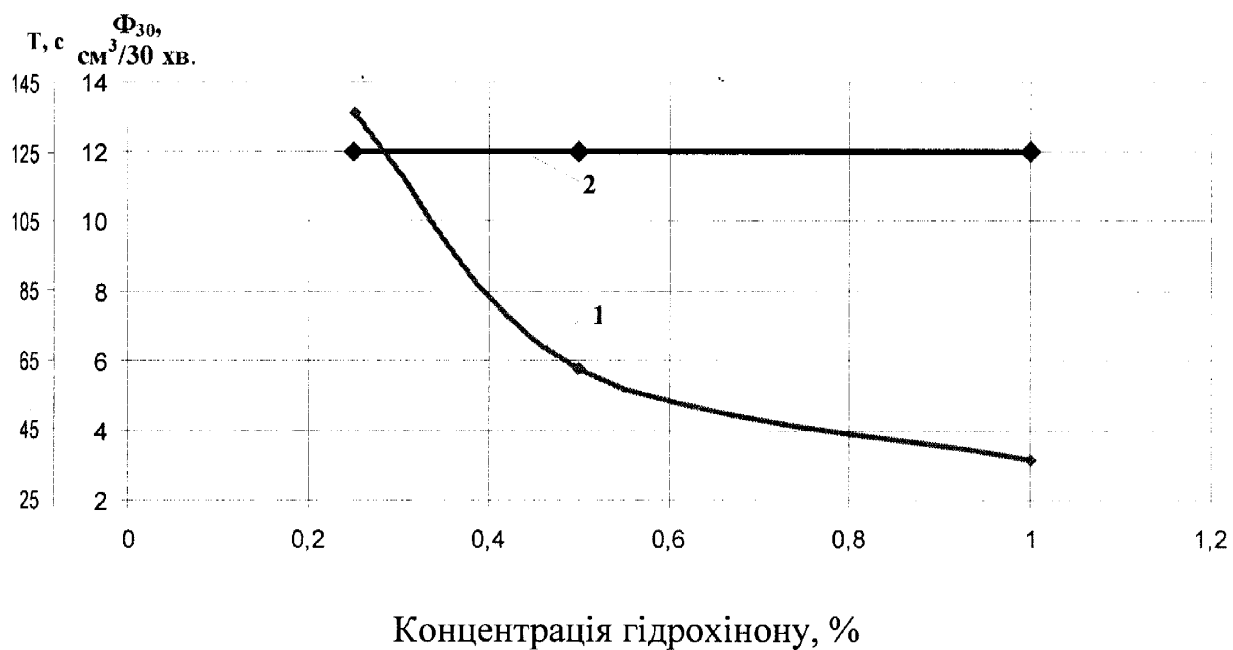


Рис. 3.11. Залежність фільтрації та умовної в'язкості від концентрації гідрокінону:

1 – умовна в'язкість;

2 – фільтрація.

Отже із рис. 3.11 бачимо, що при $t=20$ °С зі збільшенням вмісту гідрохінону умовна в'язкість бурового розчину зменшується, а фільтрація залишається незмінною, що, ймовірно, пов'язано із складністю хімічної формули гідрохінону, який взаємодіє з поверхневим шаром міцели глинистої частинки, зменшуючи її поверхневий заряд.

Проаналізуємо вплив ККР з різним вмістом гідрохінону на умовну в'язкість та фільтрацію бурового розчину за високих температур. Для цього готуємо суміш компонентів ККР та гідрохінону у співвідношеннях 1:0,25, 1:0,5, 1:1,0, ретельно перемішуємо і отриману суміш і піддаємо термостатуванню у такій послідовності.

Суміш реагентів нагріваємо поступово до температури 150 °С і витримуємо протягом 3 годин [96], а потім вводимо у буровий розчин і вимірюємо його умовну в'язкість та фільтрацію. Отримані результати заносимо у табл. 3.8. Графічну залежність умовної в'язкості та фільтрації від концентрації ККР з гідрохіноном наводимо на рис. 3.12, 3.13, 3.14.

Таблиця 3.8

Залежність умовної в'язкості та фільтрації під впливом ККР з гідрохіноном

Температура середовища, °С	20		100		150	
	Т, с	Φ_{30} , см ³ /30хв	Т, с	Φ_{30} , см ³ /30хв	Т, с	Φ_{30} , см ³ /30хв
Вихідний розчин	20	16	-	-	-	-
В.р+ККР+0,25 % гідрохінон	32	12	28	12	23	12
В.р+ККР+0,5 % гідрохінон	32	12	27	12	25	12
В.р+ККР+1,0 % гідрохінон	30	12	28	12	25	12

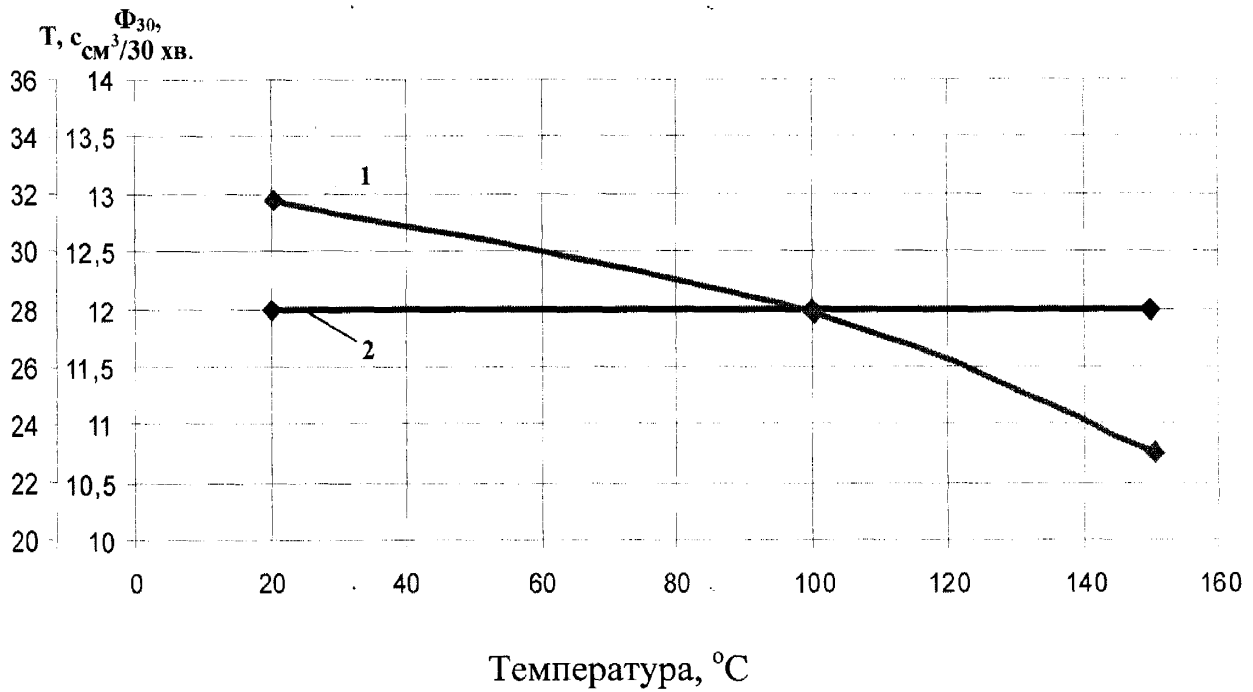


Рис. 3.12. Залежність умовної в'язкості і фільтрації бурового розчину за високих температур під дією ККР з вмістом 0,25 % гідроксінону:

1 – умовна в'язкість;

2 – фільтрація.

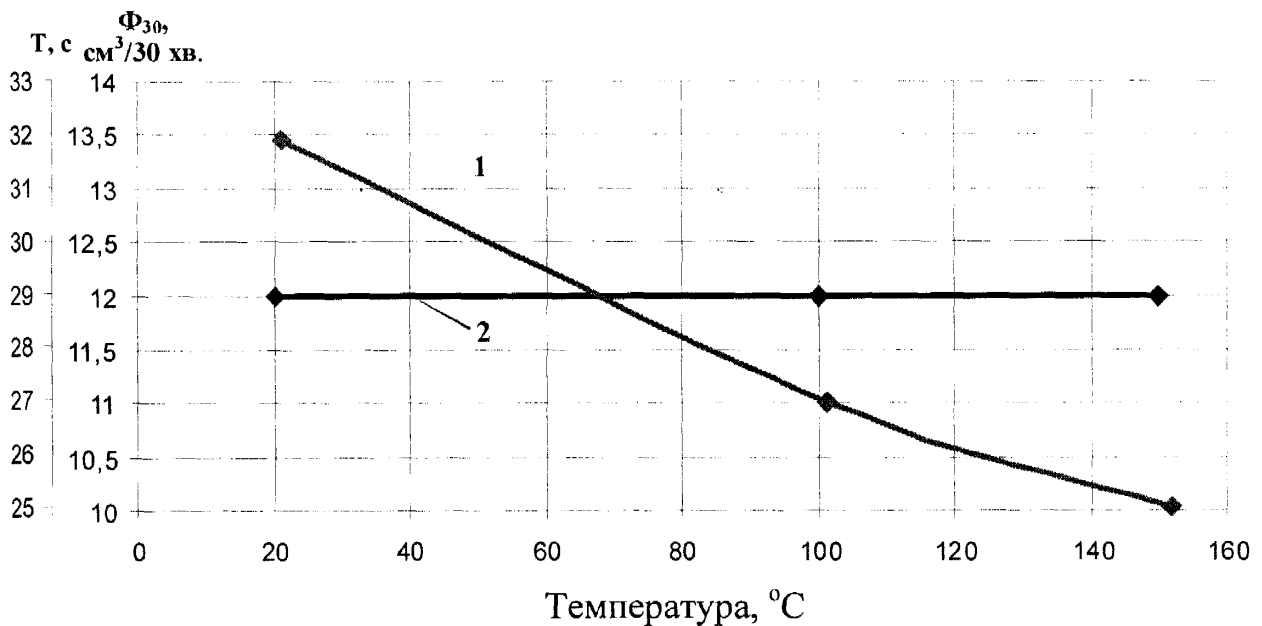


Рис. 3.13. Залежність умовної в'язкості і фільтрації бурового розчину за високих температур під дією ККР з вмістом 0,5 % гідроксінону:

1 – умовна в'язкість;

2 – фільтрація.

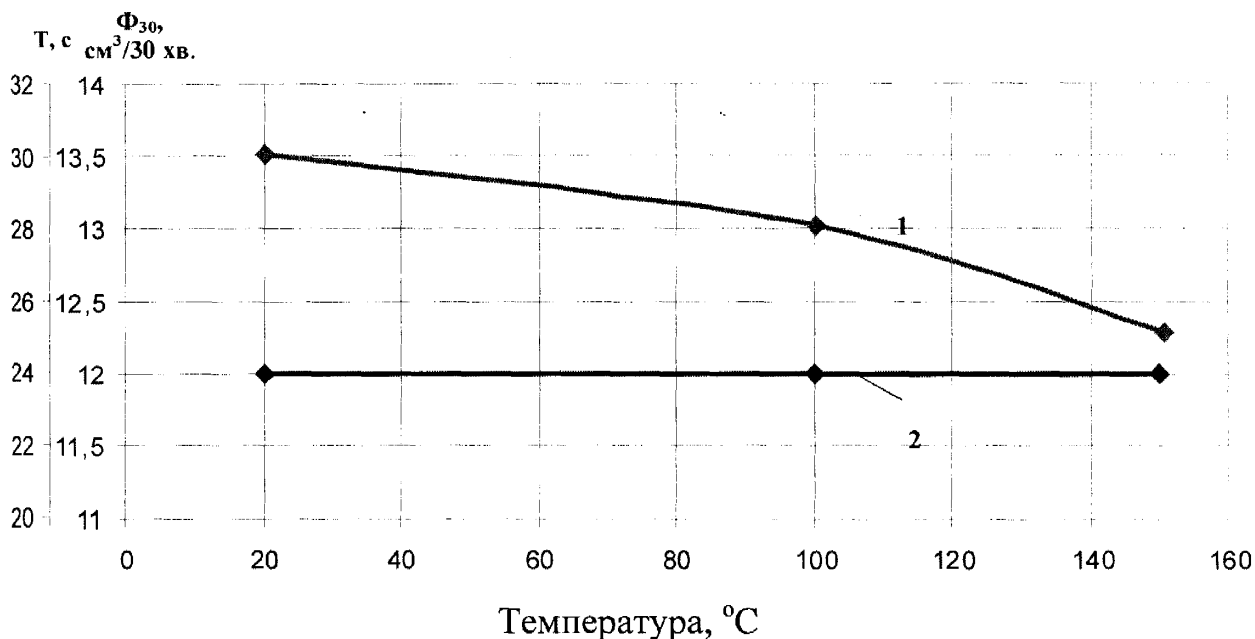


Рис. 3.14. Залежність умовної в'язкості і фільтрації бурового розчину за високих температур під дією ККР з вмістом 1,0 % гідрохінону:

1 – умовна в'язкість;

2 – фільтрація.

Порівнюючи залежності, наведені на рис. 3.12-3.14, бачимо, що зі збільшенням температури до 150 °C фільтрація бурового розчину залишалась незмінною. Умовна в'язкість знижувалась, причому темп зменшувався зі збільшенням відсоткової концентрації гідрохінону. Тобто, ефективна концентрація гідрохінону може змінюватись від 0,25 % до 1 % і вище.

Отже, аналізуючи отримані результати досліджень підвищення термостійкості ККР залежно від дії хромпіку та гідрохінону на умовну в'язкість та фільтрацію бурового розчину та провівши порівняльну оцінку, ефект отримано як від застосування хромпіку, так і гідрохінону, але враховуючи дефіцитність та високу вартість гідрохінону рекомендується з цією метою застосовувати хромпик у кількості 0,25-0,5 % від об'єму бурового розчину.

3.6. Дослідження та регулювання термінів деструкції крохмалю під час буріння та освоєння свердловин

Одним із способів збереження первинної проникності та запобігання забруднення продуктивного горизонту є зменшення кількості фільтрату, який під дією перепаду тиску проникає у пори колектора, відтісняє пластовий флюїд та змінює фільтраційні властивості продуктивного горизонту. Для зменшення фільтрації у буровий розчин вводять хімічні реагенти, в основному полімери. При проникненні полімеру у гірські породи, він адсорбується на поверхні пор, викликає їх звуження і призводить до зменшення проникності колектора. З іншого боку, полімери запобігають і сповільнюють гідратацію та набухання материнських глин. При значному накопиченні полімеру у пласті можливе закупорювання пор.

У процесі буріння свердловини колоїдний розчин крохмалю піддається фізичній, хімічній та біологічній деструкціям [97-100]. Процес деструкції¹ відбувається у результаті розриву хімічних зв'язків у головному ланцюгу макромолекули, утворюючи макрорадикали. Вільні макрорадикали можуть за певних обставин ініціювати реакцію деструкції.

У роботі висвітлено дослідження, пов'язані із управлінням процесом деструкції колоїдного розчину крохмалю: сповільнення у процесі буріння свердловини та його спричинення при освоєнні продуктивних горизонтів шляхом руйнування кольматаційного екрану і відновлення первинної проникності продуктивного горизонту [101].

Для досягнення поставленої мети проведено дослідження впливу різних хімічних речовин на процес деструкції колоїдного розчину крохмалю. Умовно ці хімічні речовини були поділені на дві групи:

¹ Деструкція – процес руйнування макромолекул високомолекулярних сполук, який супроводжується зміною їх структури, зменшенням молекулярної маси, що обумовлюють зміну фізико-хімічних, механічних, електричних та інших властивостей.

1) інгібітори деструкції колоїдного розчину крохмалю, або, як їх ще по-іншому називають антиферментатори чи антисептики, які запобігають ферментативній деструкції у процесі буріння свердловин;

2) ініціатори ферментації² колоїдного крохмального розчину або ферментатори, які прискорюють процес деструкції під час освоєння продуктивних горизонтів.

Як інгібітори деструкції ЕКР використовували хлорне вапно, Кристал-1000, пергідрат сечовини та формалін, а як ферментатори – пекарські дріжджі та амілокс.

Для проведення всіх лабораторних досліджень було взято за основу 10% водний розчин кукурудзяного екструзивного крохмалю (ЕКР). Така концентрація кукурудзяного ЕКР найширше застосовується у практиці буріння свердловин для обробки бурових розчинів [24].

Для вивчення впливу інгібіторів деструкції та ініціаторів ферментації було підготовлено проби 10% водного розчину ЕКР, кожна з яких обробляли відповідною речовиною, після чого визначали експериментальним шляхом час деструкції та межу термостійкості.

Час деструкції оцінювали як період з моменту змішування компонентів до моменту, коли у пробірках візуально фіксували утворення осаду в крохмальній суспензії, тобто розділення суміші на тверду та рідку фази за стандартною методикою [97, 98].

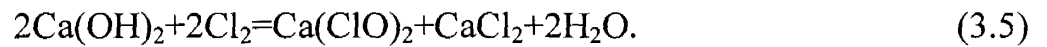
Межу термостійкості встановлювали нагріванням кожної проби до температури 110°C, яка є граничною для ЕКР, тому подальше збільшення температури недоцільне, оскільки встановити причину деструкції (хімічний вплив вибраних речовин чи висока температура) неможливо.

На першому етапі досліджень проводили експерименти з визначення ефективної концентрації та термостійкості хлорного вапна.

Хлорне вапно – порошок білого кольору, розчинний у воді, застосовують для хлорування води, відбілювання паперу, целюлози,

² Ферментація – це реакція розпаду між вихідним продуктом і ферментом з утворенням продуктів реакції і регенерації ферменту.

дезінфекції, для виробництва хлороформу, хлорпікрину тощо. Хлорне вапно - це суміш гіпохлориту та хлориду кальцію, яка утворюється внаслідок взаємодії хлору з гашеним вапном:



Для вивчення впливу хлорного вапна на час деструкції пропонуємо обробити 10% водний розчин ЕКР домішками хлорного вапна в кількості від 0,25% до 3% від об'єму розчину в перерахунку на суху речовину. На цьому етапі було проведено дослідження, результати яких наведені у табл. 3.9 та на рис. 3.15.

Таблиця 3.9

Результати дослідження впливу хлорного вапна
на час деструкції 10% водного розчину ЕКР

№ досліду	Склад суміші, %	Час деструкції, діб
1	10% в.р-н ЕКР	4
2	10% в.р-н ЕКР+0,5% хлорного вапна	6
3	10% в.р-н ЕКР+1,0% хлорного вапна	16
4	10% в.р-н ЕКР+1,5% хлорного вапна	23
5	10% в.р-н ЕКР+2,0% хлорного вапна	28
6	10% в.р-н ЕКР+2,5% хлорного вапна	31
7	10% в.р-н ЕКР+3,0% хлорного вапна	32

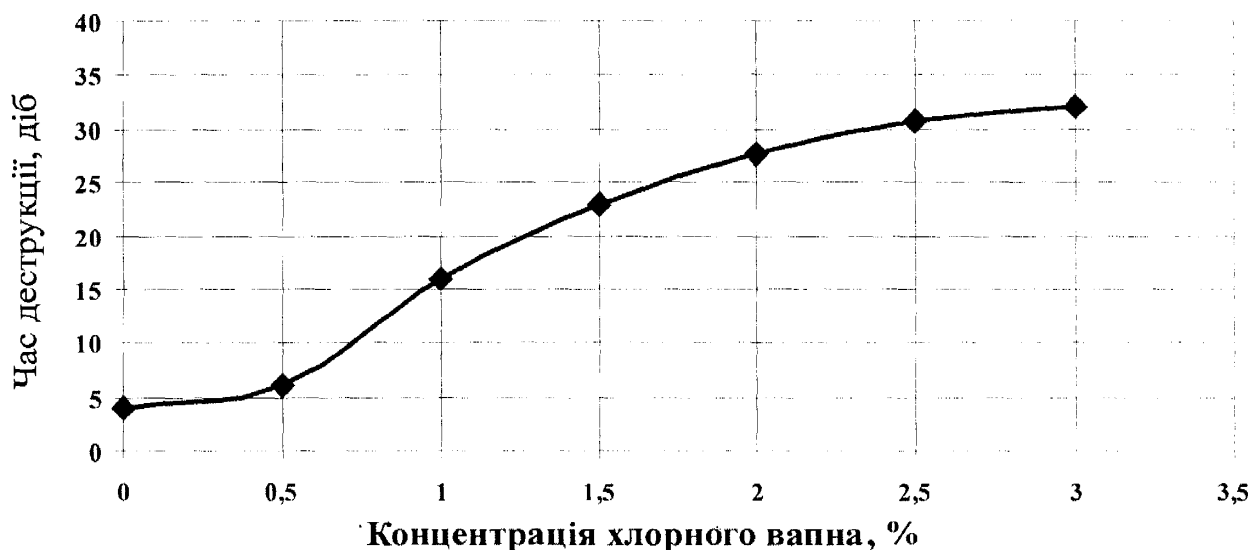


Рис. 3.15. Вплив хлорного вапна на деструкцію 10% водного розчину ЕКР

Як бачимо з табл. 3.9 та рис. 3.15, час деструкції крохмалю зі збільшенням концентрації хлорного вапна зростає. Після досягнення концентрації хлорного вапна понад 3% стійкість 10% водного розчину крохмалю до деструкції зростає незначно.

Оцінювання термостійкості хлорного вапна здійснюємо в такій послідовності. Проби 10% водного розчину ЕКР з різною концентрацією хлорного вапна поміщали у сушильну шафу, через кожних 15 хвилин підвищували температуру на 20 °С і спостерігали за деструкцією крохмалю. Після досягнення температури 110 °С проби залишали у шафі ще на 3 години [96], періодично спостерігаючи за структурою крохмального розчину. Деструкції не спостерігалось і зі збільшенням температури захисна дія хлорного вапна не зменшувалась.

На другому етапі досліджень проводили експерименти з визначення ефективної концентрації та термостійкості Кристалу-1000 [102-105].

Кристал-1000 – прозора рідина, розчинна у воді, широко застосовується в народному господарстві як антисептик при зберіганні продуктів.

Для вивчення впливу Кристаллу-1000 на час деструкції пропонуємо обробити 10 % водний розчин ЕКР Кристаллом-1000 в кількості від 0,025 % до 0,2 % від об'єму розчину в перерахунку на суху речовину.

Результати дослідження стійкості 10 % водного розчину ЕКР, обробленого Кристаллом-1000 різних концентрацій, до впливу мікрофлори навколишнього середовища наведено у табл. 3.10 та графічно зображено на рис. 3.16.

Таблиця 3.10

Результати дослідження впливу Кристаллу-1000 на час деструкції 10% водного розчину ЕКР

№ досліду	Склад суміші, %	Час деструкції, діб
1	10% в.р-н ЕКР	4
2	10% в.р-н ЕКР+0,025% Кристаллу-1000	4,13
3	10% в.р-н ЕКР+0,05% Кристаллу-1000	4,64
4	10% в.р-н ЕКР+0,1% Кристаллу-1000	7,36
5	10% в.р-н ЕКР+0,15% Кристаллу-1000	9,45
6	10% в.р-н ЕКР+0,2% Кристаллу-1000	14

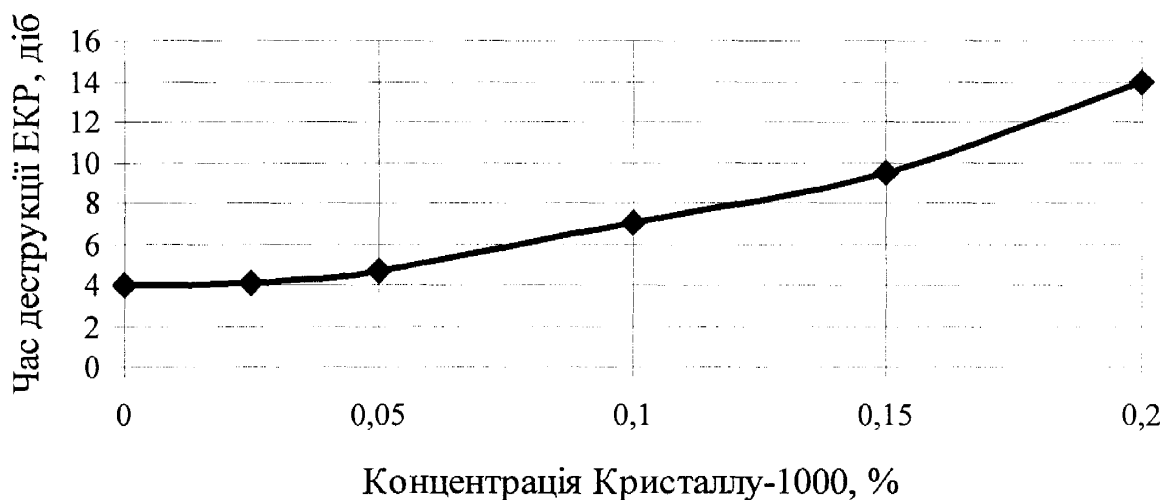
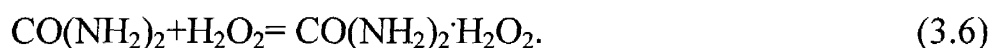


Рис. 3.16. Вплив Кристаллу 1000 на деструкцію 10 % водного розчину ЕКР

Як видно з результатів, наведених у табл. 3.10 і рис. 3.16, ефективність Кристалу-1000 незначна і за максимальної дози 0,2% час деструкції становить всього 16 діб, а межа терmostійкості його низька і коливається в межах 60-70 °С, що дає підстави стверджувати про недоцільність застосування цієї речовини.

На третьому етапі досліджень проводили експерименти з визначення ефективної концентрації та терmostійкості пергідрату сечовини.

Пергідрат сечовини [104] – це сполука, яку отримують внаслідок хімічної взаємодії перекису водню і сечовини:



Сечовина (карбамід) ($\text{CO}(\text{NH}_2)_2$) – прозорі кристали без запаху і смаку, добре розчинні у воді, широко застосовується у сільському господарстві як азотне добриво з вмістом азоту (N_2) 46,5 %.

Перекис водню (H_2O_2) – прозора в'язка рідина з металевим присмаком, температура кипіння - 150,2 °С, добре розчинна у воді, володіє окисно-відновлювальними властивостями.

У народному господарстві перекис водню широко застосовують як відбілювач різних речовин, ініціатор реакції полімеризації, консервант продуктів харчування тощо [104]. Промисловістю H_2O_2 у більшості випадків випускається у вигляді 30 % водного розчину, який ще називають пергідролем.

Для вивчення впливу пергідрату сечовини на час деструкції пропонуємо обробити 10 % водний розчин ЕКР домішками пергідрату сечовини в кількості від 0,2% до 2,5% від об'єму розчину в перерахунку на суху речовину.

У табл. 3.11 та рис. 3.17 наведемо результати експериментальних досліджень з вивчення впливу пергідрату сечовини різної концентрації на час деструкції 10% водного розчину ЕКР.

Таблиця 3.11

Результати дослідження впливу пергідрату сечовини на час деструкції 10% водного розчину ЕКР

№ досліду	Склад суміші, %	Час деструкції, діб
1	10% в.р-н ЕКР	4
2	10% в.р-н ЕКР+0,2% пергідрату сечовини	6
3	10% в.р-н ЕКР+0,5% пергідрату сечовини	9
4	10% в.р-н ЕКР+1,0% пергідрату сечовини	19
5	10% в.р-н ЕКР+1,5% пергідрату сечовини	29
6	10% в.р-н ЕКР+2,0% пергідрату сечовини	39
7	10% в.р-н ЕКР+2,5% пергідрату сечовини	42

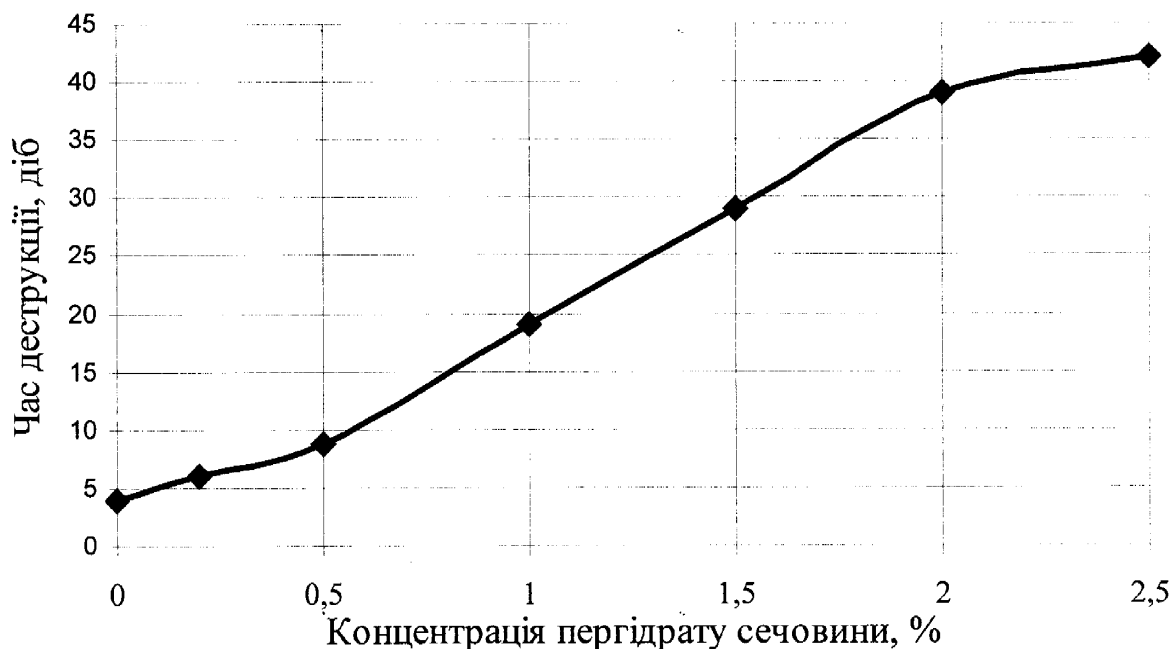


Рис. 3.17. Вплив пергідрату сечовини на деструкцію 10% водного розчину ЕКР

Як бачимо із табл. 3.11 та рис. 3.17, зі збільшенням концентрації пергідрату сечовини час деструкції ЕКР зростає. Так, з досягненням концентрації $\text{CO}(\text{NH}_2)_2 \cdot \text{H}_2\text{O}_2$ 2 % час деструкції стабілізується і інтенсивність його зменшується. Отже, збільшення концентрації пергідрату сечовини

понад 2 % від об'єму бурового розчину недоцільна, тому приймаємо ефективний вміст 1,5-2 %, за якого час деструкції становить 39 діб, що повністю задовольняє умовам буріння.

Термостійкість пергідрату сечовини аналогічна, як і для хлорного вапна, і становить 110°C. Якщо порівняти ефективність пергідрату сечовини з хлорним вапном, то бачимо, що $\text{CO}(\text{NH}_2)_2 \cdot \text{H}_2\text{O}_2$ (за концентрації 2 %) у 1,3 рази ефективніше захищає ЕКР від деструкції, ніж $\text{Ca}(\text{ClO})_2$ (за концентрації 3 %).

Висока ефективність пергідрату сечовини пов'язана, на нашу думку, з наявністю у ньому атомарного водню, який утворює додатковий зв'язок між вільними макромолекулами крохмалю і протидіє його деструкції.

На четвертому етапі досліджень проводили експерименти з визначення ефективної концентрації та термостійкості формаліну [104, 105].

Формалін – прозора рідина, яка має запах формальдегіду, з часом мутніє через випадання в осад параформальдегіду. Формалін застосовують у медицині як дезінфікуючу речовину для зберігання анатомічних препаратів, а також у бальзамуючих розчинах.

Стандартний водний розчин формаліну містить 37-37,3 % формальдегіду, 6-15 % метилового спирту, 0,02-0,04 % мурашиної кислоти.

Для вивчення впливу формаліну на час деструкції пропонуємо обробити 10 % водний розчин ЕКР формаліном в кількості від 0,1 % до 0,5 % від об'єму розчину в перерахунку на суху речовину.

У табл. 3.12 та рис. 3.18 подаємо результати лабораторних досліджень впливу формаліну різної концентрації на стійкість 10 % водного розчину ЕКР до бактерицидної деструкції.

Таблиця 3.12

Результати дослідження впливу формаліну на час деструкції 10% водного розчину ЕКР

№ досліду	Склад суміші, %	Час деструкції, діб
1	10% в.р-н ЕКР	4
2	10% в.р-н ЕКР+0,10% формаліну	5
3	10% в.р-н ЕКР+0,20% формаліну	7
4	10% в.р-н ЕКР+0,3% формаліну	12
5	10% в.р-н ЕКР+0,40% формаліну	25
6	10% в.р-н ЕКР+0,5% формаліну	40

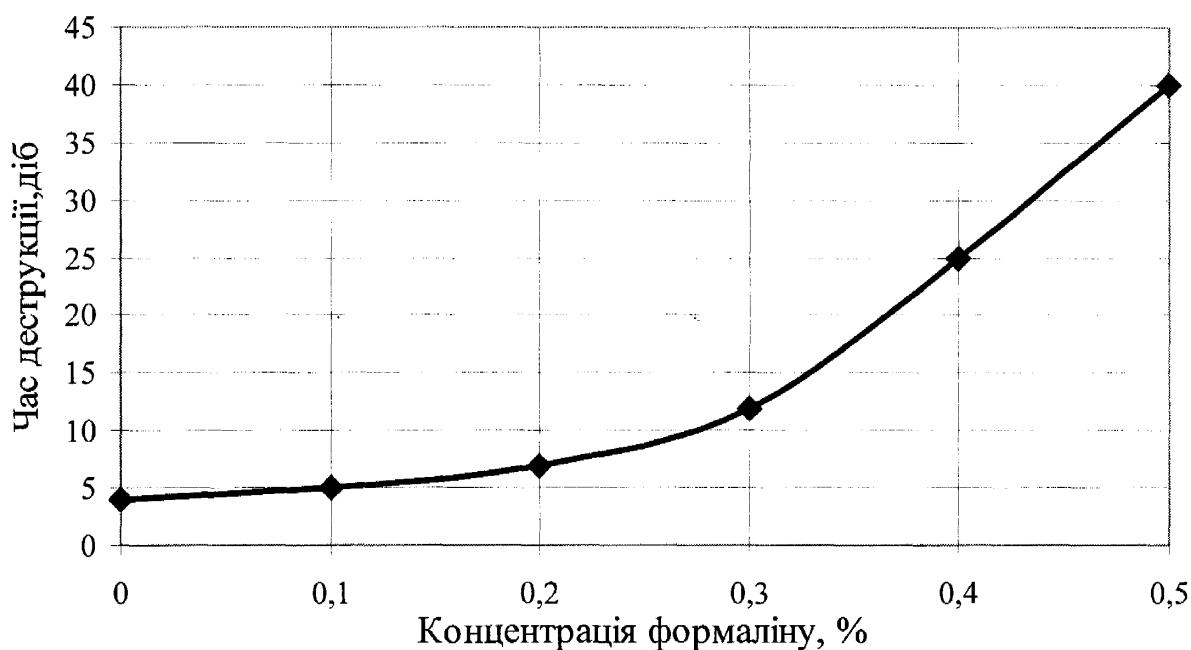


Рис. 3.18. Вплив формаліну на деструкцію 10% водного розчину ЕКР

З табл. 3.12 та рис. 3.18 видно, що навіть за незначної концентрації формаліну (0,5 %) крохмальний розчин протягом 40 діб зберігав свою однорідність. Термостійкість перевіряли аналогічно попереднім дослідженням. Вона становить 110 °С. Отже, формалін є добрим інгібітором деструкції для ЕКР.

Аналізуючи результати експериментальних досліджень з вивчення впливу антиферментаторів на час деструкції 10 % водного розчину ЕКР та їх ефективність, можна зробити висновок, що найефективнішим антисептиком крохмалю є формалін. Проте, формалін – дефіцитна речовина і містить приблизно 37 % отруйного формальдегіду, тому застосування його для обробки бурових розчинів є проблематичним. Враховуючи наведене вище, рекомендуємо як антисептик крохмалю застосовувати пергідрат сечовини, ефективна концентрація якого становить 1,5-2 %.

Під час проникнення у продуктивний горизонт крохмаль адсорбується на поверхні пор, викликає їх звуження, а за великої концентрації – кольматацію продуктивного горизонту. У цьому випадку для відновлення первинної проникності ми пропонуємо не боротися з деструкцією, а навпаки, штучно ініціювати її та зруйнувати полімерну плівку в порах продуктивного горизонту. Ініціатором деструкції крохмалю можуть слугувати світло, ультразвук, тепло, хімічні речовини, бактерії тощо.

Для проведення експериментальних досліджень для ініціювання деструкції вирішено використовувати амілокс та пекарські дріжджі, виходячи із наявності цих речовин у лабораторії.

На першому етапі досліджень з вивчення дії ініціаторів деструкції проводили експерименти з визначення ефективної концентрації та термостійкості амілоксу.

Амілокс – прозора рідина густиною 1060 кг/м^3 , не забруднює довкілля, застосовується у системах, що містять природні полімери з метою їх розкладання [106-109].

Для вивчення впливу амілоксу на час деструкції пропонуємо обробити 10 % водний розчин ЕКР домішками амілоксу в кількості від 0,25 % до 3 % від маси ЕКР.

Результати дослідження впливу амілоксу на час деструкції 10 % водного розчину ЕКР наводимо у табл. 3.13 та графічно зображаємо на рис. 3.19.

Таблиця 3.13

Результати дослідження впливу хлорного вапна на час деструкції 10 % водного розчину ЕКР

№ досліду	Склад суміші, %	Час деструкції, діб
1	10% в.р-н ЕКР	40,0
2	10% в.р-н ЕКР+0,25% амілоксу	25,0
3	10% в.р-н ЕКР+0,5% амілоксу	10,0
4	10% в.р-н ЕКР+0,75% амілоксу	3,40
5	10% в.р-н ЕКР+1,0% амілоксу	1,25
6	10% в.р-н ЕКР+1,5% амілоксу	0,95
7	10% в.р-н ЕКР+2,0% амілоксу	0,70
8	10% в.р-н ЕКР+2,5% амілоксу	0,60
9	10% в.р-н ЕКР+3,0% амілоксу	0,55

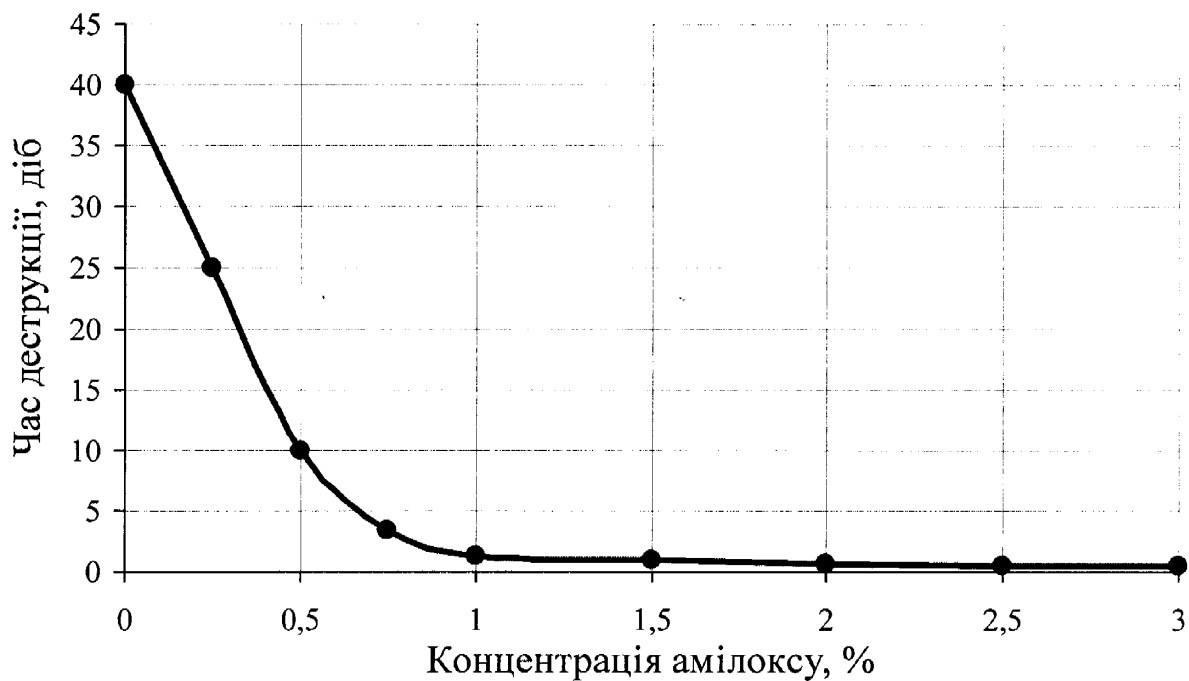


Рис. 3.19. Вплив амілоксу на деструкцію 10% водного розчину ЕКР

Як бачимо з табл. 3.13 та рис. 3.19, амілокс ефективно впливає на деструкцію 10 % водного розчину екструзивного крохмалю. Руйнування структури крохмалю настає уже через 1,5 доби за концентрації у ньому амілоксу 1,0 %. Подальше збільшення концентрації амілоксу прискорює деструкцію крохмалю, але це прискорення повільне. Термостійкість амілоксу за даними лабораторних досліджень коливається в межах 100-110 °С. Із економічних та практичних міркувань, вважаємо за доцільне прийняти ефективну домішку амілоксу – 1-1,5 %.

На другому етапі досліджень з вивчення дії ініціаторів деструкції проводили експерименти з визначення ефективної концентрації та термостійкості пекарських дріжджів [106].

Дріжджі – група одноклітинних грибів, широко розповсюджена у природі (в ґрунті, воді, рослинних і тваринних організмах), особливо там, де є цукристі речовини (ягоди, фрукти, молочні продукти тощо).

Дріжджі мають здатність спричиняти спиртове бродіння. Їх використовують для випікання хліба, у виноробстві, пивоварінні, спиртовому та гліцериновому виробництві, молочній промисловості тощо. Розрізняють пекарські та кормові дріжджі. У наших досліджах застосовували пекарські дріжджі у комбінації з цукром, співвідношення між якими прийняли 2:1 [110-113].

Для вивчення впливу пекарських дріжджів на час деструкції готували три проби 10 % водного розчину ЕКР об'ємом по 100 мл і вводили пекарські дріжджі у співвідношенні з цукром – 5:2,5 %, 10:5 %, 20:10 % від об'єму розчину в перерахунку на суху речовину.

Перемішування кожної проби продовжували до повного розчинення дріжджів та цукру. Потім проби залишали у стані спокою і спостерігали за реакцією бродіння крохмального розчину, яка супроводжувалась виділенням вуглекислого газу і збільшенням об'єму кожної проби. Результати замірів лабораторних досліджень наведені у табл. 3.14 та на рис. 3.20.

Таблиця 3.14

Результати дослідження впливу суміші дріжджів та цукру на час деструкції
10% водного розчину ЕКР

Час спостереження, год	Об'єм 10% водного розчину ЕКР, мл, після додавання пекарських дріжджів з цукром, %		
	5:2,5	10:5	20:10
0	108,0	117,0	133,0
0,5	119,0	133,0	216,0
1	128,0	148,0	242,0
1,5	136,0	161,0	225,0
2	141,0	173,0	183,0
2,5	144,0	181,0	168,0
3	147,0	183,0	161,0
3,5	148,0	180,0	158,0
4	149,6	173,0	156,0
4,5	149,8	161,0	154,0
5	150,0	142,0	153,0

Як бачимо з табл. 3.14 та графічних залежностей на рис. 3.20, зі збільшенням концентрації дріжджів і цукру спостерігається збільшення об'єму 10 % водного розчину ЕКР. Так, за концентрації дріжджів 5 % максимальний об'єм проби зріс у 1,5 рази через 5 год., а за концентрації дріжджів 10 % і 20 % максимальний об'єм зріс відповідно у 1,85 рази через 3 год. та у 2,4 рази через 1 годину.

Термостійкість дріжджів порівняно низька і максимальне значення становить 60°C [107].

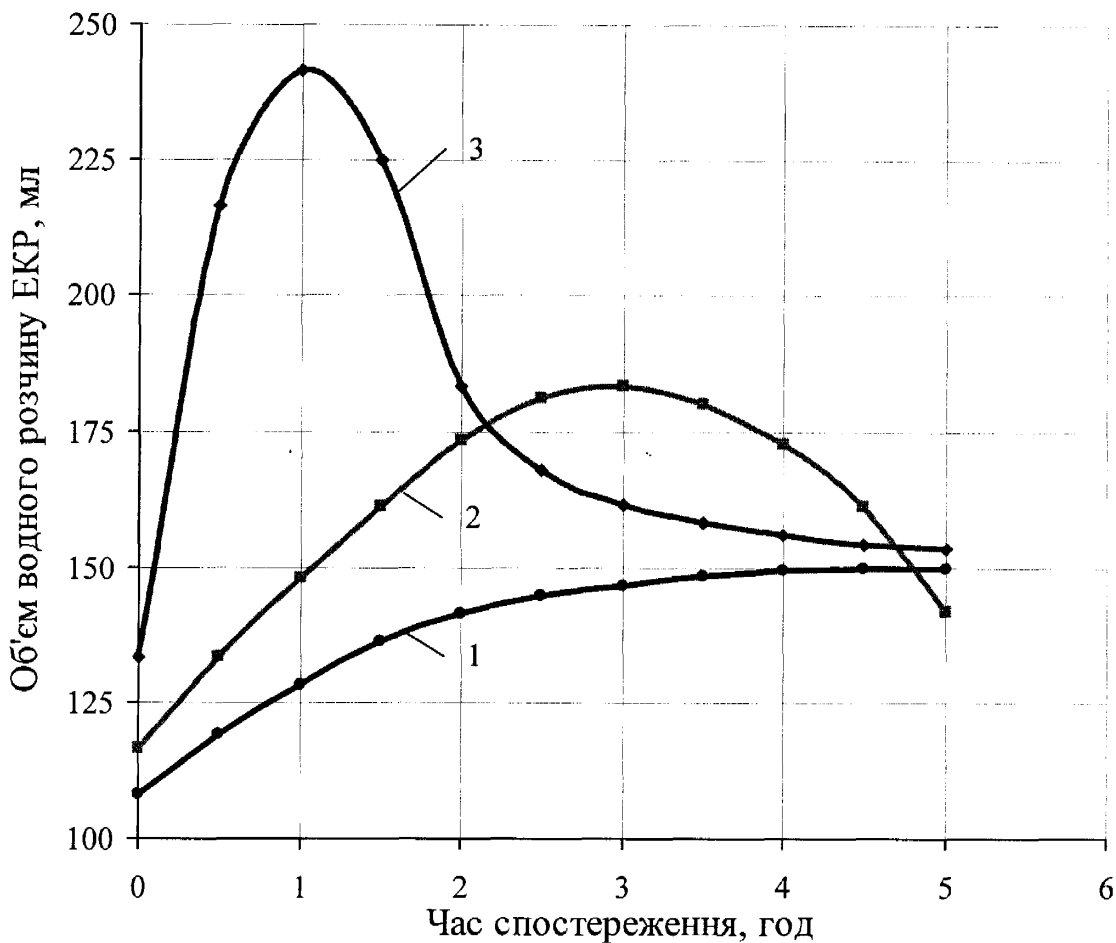


Рисунок 3.20. Зміна об'єму 10% водного розчину ЕКР в часі під дією дріжджів та цукру:

- 1 – концентрація дріжджів і цукру у розчині ЕКР відповідно 5:2,5 %;
- 2 – концентрація дріжджів і цукру у розчині ЕКР відповідно 10:5 %;
- 3 – концентрація дріжджів і цукру у розчині ЕКР відповідно 20:10 %.

Отже, на основі проведених лабораторних досліджень встановлено, що для збільшення часу деструкції найбільший ефект досягається при застосуванні формаліну та пергідрату сечовини. Однак, враховуючи токсичність, дефіцитність і високу вартість формаліну, пропонуємо під час буріння свердловин до бурових розчинів, оброблених крохмалем, застосовувати пергідрат сечовини у кількості 1,5-2 % від об'єму бурового розчину у перерахунку на суху речовину, що пригнічує деструкцію протягом 39 діб. Для прискорення часу деструкції під час освоєння

свердловин ефект отримано від застосування дріжджів та амілоксу, проте через низьку термостійкість дріжджів рекомендуємо застосовувати амілокс, який за концентрації 1-1,5 % від маси ЕКР призводить до його деструкції вже через 2 доби після введення у розчин.

Висновки до розділу

1. Отримано карбоксильний крохмальний реагент (ККР) прививкою карбоксиметильної групи до макромолекули крохмалю у результаті реакцій мерсеризації та етерифікації, який володіє підвищеною термостійкістю, розчинний у воді, стійкий до ферментативної деструкції. Ефективна концентрація становить 0,5-0,7 %, що у 1,5-2 рази менше порівнянно з ЕКР. Підвищення термостійкості карбоксильного крохмального реагента досягнуто веденням хромпіку у кількості 0,5-1 % від об'єму розчину.

2. Для запобігання ферментативній деструкції ЕКР під дією мікрофлори навколишнього середовища рекомендовано застосовувати пергідрат сечовини, ефективна концентрація якого становить 1,5-2 % від об'єму бурового розчину. Експериментальними дослідженнями встановлено, що одноразова обробка бурового розчину пергідратом сечовини під час буріння свердловин дозволяє запобігти деструкції протягом 39 діб.

3. Рекомендується ініціювати деструкцію крохмальних реагентів, що призведе до їх розщеплення та очищення пор колекторів з метою відновлення первинної проникності продуктивних горизонтів під час освоєння свердловин. Експериментальними дослідженнями встановлено, що найефективнішим є амілокс, концентрація якого становить 1-1,5 % від маси крохмального реагента, а одноразова обробка ним ініціює деструкцію протягом 2 діб від моменту введення у розчин.

РОЗДІЛ 4

ПРОМИСЛОВІ ВПРОВАДЖЕННЯ БЕЗГЛИНИСТОГО
КРОХМАЛЬНО-КАЛІЄВОГО БУРОВОГО РОЗЧИНУ
ТА КАРБОКСИЛЬНОГО КРОХМАЛЬНОГО РЕАГЕНТА
ПРИ БУРІННІ СВЕРДЛОВИН НА РОДОВИЩАХ ПРИКАРПАТТЯ

4.1. Розробка рекомендацій на приготування безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину (БККР)

Під час дослідження рецептур та параметрів бурових розчинів вагомим аспектом є їх промислове випробування та впровадження. Першим кроком до цього є розробка документів, в яких надаються рекомендації до приготування у промислових умовах та регулювання технологічних параметрів.

Отже, на основі лабораторних досліджень розроблено рекомендації для приготування безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину (додаток К), які передані для впровадження під час розробки технічних проектів на будівництво нафтових і газових свердловин в УкрНДІгаз ДК «Укргазвидобування», що підтверджено актом передачі (додаток Л).

Розроблені рекомендації для приготування безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину регламентують технологію приготування та регулювання параметрів бурового розчину. Рекомендації передано в УкрНДІгаз ДК «Укргазвидобування» для впровадження під час проектування свердловин для Стрийського ВБР та подальшому використанні його під час первинного розкриття продуктивних горизонтів. Рекомендації містять інформацію про сферу застосування БККР, його компонентний склад. Розроблено технологію приготування розчину у лабораторних та промислових умовах, акцентовано особливості його приготування у промислових умовах. Детально розроблено послідовність регулювання технологічних параметрів розчину під час буріння свердловин та

забезпечення очищення розчину від вибуреної породи, а також технологію регулювання деструкції крохмалю під час буріння та освоєння продуктивних горизонтів.

Окрім цього, в рекомендаціях розроблено вимоги безпеки та охорони довкілля відповідно до діючих галузевих нормативних документів.

4.2. Впровадження карбоксильного крохмального реагента для регулювання параметрів бурових розчинів

4.2.1 Впровадження карбоксильного крохмального реагента на свердловині № 28 Солотвинського родовища Стрийського ВБР.

Характеристика умов буріння свердловини № 28 Солотвинського родовища. Солотвинське родовище належить до Карпатської нафтогазоносної провінції і розташоване на території Тячівського району Закарпатської області. Свердловина № 28 Солотвинського родовища запроектована з метою розвідки покладів газу у палеогенових відкладах. Проектна глибина свердловини 2200 м.

Розріз свердловини складений в основному алевролітами, пісковиками, аргілітами, глинами, туфами, а також зустрічаються пропластки солей та ангідритів.

За фізико-механічними властивостями породи, що складають розріз ствола свердловини, малоабразивні, переважно м'які або середньої твердості.

Пластові тиски дорівнюють гідростатичному, а з інтервалу 2050 м перевищують його на 9-10 %, температура на проектній глибині становить 72 °С.

У розрізі свердловини можливі ускладнення. Зокрема в інтервалах 510-530 м, 650-680 м, 1010-1050 м, 1145-1175 м, 1290-1310 м, 1490-1500 м, 1650-1670 м прогноуються поглинання промивальної рідини, які можуть виникати при підвищенні гідростатичного тиску у свердловині та перевищенні густини бурового розчину над запроектованим значенням.

В інтервалах 1990-2050 м, 2050-2110 м, 2110-2190 м прогноуються осипання та обвали стінок свердловини від набухання глинистих порід внаслідок збільшення фільтрації та зниження густини бурового розчину порівняно з проектними значеннями.

Прихоплення інструмента прогноується в інтервалах 1650-1990 м, 1990-2050 м, 2050-2110 м, 2110-2190 м, 2190-2200 м внаслідок осипань та обвалів стінок свердловини, перепаду тиску.

Під час розкриття розрізу свердловини в інтервалі 2190-2250 м, складеного соленосними та гіпсоангідритовими відкладами, можлива коагуляція бурового розчину.

Під час розкриття газоносних горизонтів можливі газопрояви при зниженні репресії на пласт.

Пластові води у розрізі свердловини хлоридно-кальцієвого типу і загальна мінералізація становить 40,3 екв/л.

Газоносні горизонти характеризуються пластовим флюїдом відносною густиною від 0,58 до 0,702, який не містить сірководню. Концентрація вуглекислого газу коливається від 0,052 до 11,826 %, вільний дебіт - від 5000 до 10000 м³/добу, а коефіцієнт стисливості газу у пластових умовах - від $1,10 \cdot 10^{-3}$ до $1,15 \cdot 10^{-3}$.

Конструкція свердловини включає кондуктор, I та II проміжні колони, експлуатаційний хвостовик, які спускаються на такі глибини:

- кондуктор спускається на глибину 300 м для перекриття верхніх нестійких горизонтів у відкладах антропогену та тересвинської світи;
- I проміжна колона спускається до глибини 1460 м для перекриття інтервалів, схильних до осипань, обвалів стінок свердловини, коагуляції бурового розчину у відкладах солотвинської та тереблянської світ міоцену;
- II проміжна колона спускається до глибини 2030 м для перекриття інтервалів, схильних до осипань, обвалів стінок свердловини, прихоплення інструменту у відкладах новоселицька та терешульської світ еоцену;

- експлуатаційний хвостовик спускається до глибини 2200 м для перекриття продуктивних горизонтів з метою їх роздільної експлуатації у відкладах палеогену.

Так як впровадження карбоксильного крохмального реагента було запроєктовано при бурінні під першу проміжну колону, то наведемо характеристику бурового розчину, який застосовували для буріння цього інтервалу у табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Типи і параметри хлоркалієвого бурового розчину

Інтервал, м	Тип бурового розчину	Хімічні реагенти, обважнювачі, рецептура хімічної обробки	Параметри бурових розчинів					
			ρ , кг/м ³	T, с	θ_1/θ_{10} , дПа	Φ_{30} , см ³ /30хв.	K, мм	pH
1200-1450	Хлоркалієвий	Na ₂ CO ₃ – 0,5% графіт – 1 % ПВЛР – 3% KCL – 3 % КМЦ – 0,6% Нафта – 8%	1360	40-60	10-20/ 25-40	5-6	1,5	8-9

Хлоркалієві розчини найширше застосовуються для розбурювання глинистих відкладів різного складу, які схильні до обвалювання та осипання.

Рідше хлоркалієві розчини застосовують для якісного розкриття продуктивних горизонтів. Інгібування хлористим калієм материнської глини, яка є у продуктивному горизонті, сприяє незначному зниженні проникності і флюїдовіддачі пласта.

Системи хлористого калію дуже чутливі до дії твердої фази і хімічних домішок, особливо іонів кальцію. Тому при роботі з хлоркалієвим розчином концентрація твердої фази та іонів кальцію повинні підтримуватись на мінімальному рівні.

Для підвищення мастильних властивостей розчину рекомендується додавати 60÷80 л нафти з розрахунку на 1 м³. Обважнювач вводять в розчин в міру необхідності.

Вміст глинопорошку в розчині може змінюватися залежно від їх якості та марки. При необхідності КМЦ+ КССБ може бути замінена іншими хімреагентами в еквівалентній кількості.

Переваги розчину:

1. Висока інгібуюча дія при розкритті глинистих порід, запобігання осипанням та обвалюванням стінок свердловини.

2. Застосування хлоркалієвого розчину дозволяє отримати позитивні результати при розкритті продуктивних горизонтів з проникністю від 0,05 мкм² до 0,3 мкм². Хлористий калій, проникаючи в продуктивний пласт, зменшує гідратацію глин, які утворюють каркас колектора, але не утворює осаду при змішуванні з пластовими водами. Коефіцієнт відновлення проникності для заглинизованих гранульованих колекторів з проникністю 0,03 мкм² становить 0,648.

3. Термостійкість хлоркалієвого розчину залежить від типу захисного хімреагента, що застосовується для його обробки, і становить: 100°C (крохмаль); 120°C (ПВЛР); 150°C (КМЦ+КССБ); 170°C (КССБ) і 200°C (гіпан),

Недоліки розчину:

1. Недоліком хлоркалієвого розчину є його загущення при розбурюванні зволжених та легко диспергуючих глин.

2. Вміст (3÷5)% KCl в хлоркалієвому розчині призводить до зниження питомого електричного опору бурової промивальної рідини до рівня менше 0,2 Ом·м, що створює труднощі при проведенні електрометричних геофізичних робіт.

Вибір ефективної домішки. Враховуючи високу вартість КМЦ та її здатність загущувати розчин, особливо за великого вмісту твердої фази та втрату здатності зменшувати фільтрацію бурового розчину за високої концентрації іонів кальцію та магнію (понад 1000 мг/л), було вирішено обробити хлоркалієвий розчин ККР, який за властивостями аналогічний КМЦ, тобто, межа його термостійкості становить 140°C, реагент ефективно понижує фільтрацію та незначно загущує буровий розчин, розчинний у воді, солестійкий та бактерицидно стійкий.

На ефективну концентрацію хімічних реагентів у буровому розчині значно впливають температура, мінералізація, вміст твердої фази. При збільшенні температури і мінералізації витрата хімреагента зростає. При високому вмісті твердої фази значні домішки понижувача фільтрації призводять до загущення бурового розчину.

Під час буріння в інтервалі 1200-1450 м свердловини №28 на Солотвинському родовищі температура коливається у межах 25-30 °С, солоність 1,5-3 %, вміст твердої фази у буровому розчині 2,16-2,19 %. Враховуючи, що ці показники зі збільшенням глибини змінюються, ефективну домішку уточнювали експериментальним шляхом.

Для цього беремо проби бурового розчину, який циркулює у свердловині та вимірюємо його основні параметри, які наводимо нижче:

$$\rho = 1360 \text{ кг/м}^3;$$

$$T = 56 \text{ с};$$

$$\theta_1/\theta_{10} = 15/30 \text{ дПа};$$

$$\Phi_{30} = 10 \text{ см}^3/30\text{хв};$$

$$K = 2 \text{ мм};$$

$$pH = 9.$$

Для цього етапу експериментів плануємо провести дослідження, у яких до проб бурового розчину будемо додавати ККР у кількості від 0,5% до 1% від об'єму бурового розчину в перерахунку на суху речовину. Об'єм бурового розчину, взятий для кожної із проб однаковий і становить 1 л.

Під час проведення лабораторних досліджень до кожної з проб розчину додаємо ККР відповідної концентрації і перемішуємо протягом 30-35 хв., після чого вимірюємо фільтрацію та умовну в'язкість оброблених проб бурового розчину, результати яких заносимо у табл. 4.2.

Таблиця 4.2

Параметри бурового розчину після обробки ККР

Параметри розчину	Вихідний розчин	Номер проби (домішка в %)		
		1 (0,5%)	2 (0,7%)	3 (1%)
густина, кг/м ³	1360	1360	1360	1360
умовна в'язкість, с	56	44	45	80
СНЗ _{1/10} , дПа	15/30	15/25	15/25	20/30
фільтрація, см ³ /30хв	10	8	5	5
товщина фільтраційної кірки, мм	2	2	1,5	1,0
рН	9	9	9	9

Як бачимо з результатів, наведених у табл. 4.2, при домішці сухого ККР 0,5% умовна в'язкість бурового розчину знизилась суттєво (з 56 с до 44 с), а фільтрація всього на 2 см³/30 хв. Після обробки бурового розчину крохмальним реагентом в кількості 0,7 % отримано значне зниження фільтрації бурового розчину – з 10 до 5 см³/30 хв., а умовна в'язкість знизилась порівняно з вихідним на 11 с. Після обробки бурового розчину крохмальним реагентом в кількості 1 % значно зросла умовна в'язкість (з 56 с до 80 с), а показник фільтрації бурового розчину зменшився з 10 до 5 см³/30 хв.

Отже, враховуючи результати експериментів, за ефективну домішку ККР до бурового розчину доцільно прийняти 0,7 %. Це пояснюється тим, що за концентрації ККР 0,5 % фільтрація зменшується на незначну величину, а за концентрації ККР 1 % - буровий розчин загущується. За концентрації 0,7 % ми отримали значне зниження фільтрації та умовної в'язкості.

ККР розчинний у холодній прісній та соленій воді, тому до бурового розчину його додають у сухому вигляді. Порядок обробки полягає у наступному. Буровий розчин направляють із ємності у глиномішалку, до якої транспортером подають порошкоподібний ККР і перемішують протягом 2-х циклів циркуляції. Кількість ККР розраховують, виходячи із об'єму наявного бурового розчину та визначеної ефективної концентрації реагента.

Результати промислового впровадження карбоксильного крохмального реагента при бурінні свердловини №28 Солотвинського родовища. Випробування ККР проводилось на свердловині №28 Солотвинська під час буріння під першу проміжну колону в інтервалі 1200-1450 м. Параметри вихідного та обробленого бурового розчину наведені у табл. 4.3.

Порівняльний аналіз впливу ККР на параметри бурового розчину та техніко-економічні показники під час буріння інтервалу 1200-1450 м свердловини №28 Солотвинська проводився за аналогією з параметрами бурового розчину та техніко-економічними показниками під час буріння інтервалу 500-750 м свердловини №23 Солотвинська.

Аналіз результатів обробки хлоркалієвого бурового розчину карбоксильним крохмальним реагентом в інтервалі буріння 1200-1450 м показав, що під час застосування ККР не спостерігалось загущення бурового розчину, фільтрація знизилась з 10 до 5 см³/30хв., СНЗ_{1/10} – 15/25 дПа, тобто в межах норм, зазначених в ГТН.

Під час буріння цього інтервалу частота оброблення бурового розчину ККР, а також витрата хімічного реагента на 1 м проходки була нижчою, порівняно із застосуванням КМЦ. Окрім того, під час розкриття інтервалів,

складених засоленими глинами та ангідритами втрати стабільності бурового розчину не спостерігалось та зменшилась інтенсивність коагуляції.

Таблиця 4.3

Параметри вихідного та обробленого бурового розчину

Інтервал, м	Тип бурового розчину	Хімічні реагенти, обважнювачі	Параметри бурових розчинів						
			ρ , кг/м ³	T, с	θ_1/θ_{10} , дПа	Φ_{30} , см ³ /30хв.	K, мм	Ц, %	pH
1200-1450	Вихідний хлоркалієвий	Na ₂ CO ₃ - 0,5% графіт – 1 % ПВЛР – 3% KCL – 3 % КМЦ – 0,6% Нафта – 8%	1360	56	15/30	10	2	1,2	9
	Оброблений хлоркалієвий	Na ₂ CO ₃ - 0,5% графіт – 1 % ПВЛР – 3% KCL – 3 % ККР – 0,7% Нафта – 8%	1360	45	15/25	5	1,5	1,0	9

Механічна швидкість буріння зросла на свердловині № 28 Солотвинська порівняно з механічною швидкістю на свердловині № 23 Солотвинська з 1,1 м/год до 1,4 м/год при збереженні параметрів режиму буріння. Незначне збільшення механічної швидкості пов'язане зі зниженням структурно-механічних властивостей бурового розчину.

У результаті впровадження отримано економічний ефект 3790,83 грн., що пов'язано зі зменшенням домішки та вартості ККР. Розрахунок економічного ефекту наведений у додатку В.1.

4.2.2 Впровадження карбоксильного крохмального реагента на свердловині № 2 Буцівського родовища Стрийського ВБР

Характеристика умов буріння свердловини № 2 Буцівського родовища. Буцівське родовище приурочене до Крукеницької підзони Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину і розташоване у Мостиському і Старосамбірському районах Львівської області на відстані 15 км від м. Мостиська. Свердловина № 2 Буцівського родовища запроектована з метою розвідки покладів газу у неогенових відкладах. Проектна глибина свердловини 2650 м.

У розрізі свердловині чергуються аргіліти, пісковики, мергелі, алевроліти, туфи, гіпсоангідрити та глини. Четвертинні відклади представлені суглинком та гравієм.

Розріз ствола свердловини характеризується невисокими пластовими тисками (коефіцієнти аномальності від 0,9 до 1,02) температура на проектній глибині становить 78 °С.

За фізико-механічними властивостями породи, що складають розріз ствола свердловини, малоабразивні, переважно м'які або середньої твердості. По розрізу свердловини можливі ускладнення.

Зокрема, в інтервалах 930-1020 м, 1080-1100 м, 1340-1410 м, 1670-1730 м прогноуються поглинання промивальної рідини, які можуть виникати при підвищенні гідростатичного тиску у свердловині, пов'язаного з перевищенням густини бурового розчину над запроектованим значенням., зазначеним у ГТН.

В інтервалах 2050-2190 м, 2190-2250м, 2510-2590м прогноуються осипання та обвали стінок свердловини від набухання глинистих порід внаслідок збільшення фільтрації та зниження густини бурового розчину порівняно з проектними значеннями, зазначеними у ГТН.

Прихоплення інструмента прогноується в інтервалах 2050-2190 м, 2190-2230 м, 2190-2230 м, 2250-2270м, 2310-2330 м, 2490-2530 м внаслідок осипань та обвалів стінок свердловини, перепаду тиску.

Під час розкриття газоносних горизонтів можливі газопрояви при зниженні репресії на пласт.

По розрізу ствола свердловини зустрічаються водоносні горизонти в інтервалах 20-40 м, 2070-2110 м, 2130-2190 м, 2420-2440 м, насичені пластовими водами хлоридно-кальцієвого типу зі ступенем мінералізації від 1,1 екв./л до 41,3 екв./л.

Газоносні горизонти характеризуються пластовим флюїдом відносною густиною від 0,58 до 0,705, який не містить сірководню. Концентрація вуглекислого газу коливається від 0,052 до 10,654%, вільний дебіт - від 5000 до 12000 м³/добу, а коефіцієнт стисливості газу у пластових умовах - від $1,11 \cdot 10^{-3}$ до $1,19 \cdot 10^{-3}$.

Конструкція свердловини включає направлення, кондуктор, проміжну та експлуатаційну колони, які спускаються на такі глибини:

- направлення спускається на глибину 20 м для перекриття верхніх нестійких горизонтів у відкладах антропогену;
- кондуктор спускається до глибини 500 м для перекриття верхніх водоносних горизонтів;
- проміжна колона спускається до глибини 1700 м для перекриття інтервалів, схильних до осипань, обвалів стінок свердловини, прихоплення інструменту у відкладах новоселицької та терешульської світ еоцену;
- експлуатаційна колона спускається до проектної глибини 2650 м для перекриття продуктивних горизонтів з метою їх роздільної експлуатації у відкладах палеогену.

Так як впровадження карбоксильного крохмального реагента було запроєктовано при бурінні під проміжну колону, то наведемо характеристику бурового розчину, який застосовували для буріння цього інтервалу у табл. 4.4.

Гуматно-акрилово-калієвий розчин ефективний при розбурюванні глинистих відкладів різного складу, які схильні до обвалювання та осипання.

Розчин також інколи застосовують при розкритті продуктивних горизонтів.

Рецептура розчину наведена у табл. 4.4.

Таблиця 4.4

Типи і параметри гуматно-акрилово-калієвого бурового розчину

Інтервал, м	Тип бурового розчину	Хімічні реагенти, обважнювачі, рецептура хімічної обробки	Параметри бурових розчинів					
			ρ , кг/м ³	T, с	θ_1/θ_{10} , дПа	Φ_{30} , см ³ /30хв.	K, мм	pH
875-1125	Гуматно-акрилово-калієвий	Na ₂ CO ₃ -0,5% графіт – 1 % ПВЛР – 3% KCL – 3 % КМЦ – 0,6% ПАГ-КМ – 1% Нафта – 8%	1120	40-60	10-20/ 15-30	4-6	1,0	8-10

Для підвищення мастильних властивостей розчину рекомендується додавати 60÷80 л нафти. Обважнювач вводять в розчин при потребі.

При введенні хлористого калію розчин загущується. Найбільше загущення спостерігається при концентрації KCl, яка дорівнює 0,7÷1,7% від об'єму розчину. Для відновлення властивостей промивної рідини розчин необхідно ретельно перемішати протягом 2 циклів. Вміст хлористого калію слід підтримувати в межах 15700÷36400 мг/л.

Вміст іонів кальцію не повинен перевищувати 500 мг/л, тому що при більшій їх концентрації ПАГ-КМ втрачає свої властивості. Якщо він перевищує допустиму норму, то розчин обробляють кальцинованою содою (Na_2CO_3).

В'язкість і структурно-механічні властивості розчину зменшують з допомогою 10% водного розчину ПВЛР. Фільтрацію зменшують з допомогою КМЦ та ПАГ-КМ, який вводять у розчин у вигляді товарного продукту.

Регулювання параметрів гуматно-акрилово-калієвого розчину можна здійснювати як послідовним з роздільним введенням хімреагентів, так і сумісним способами. Для сумісного способу готують комплексний реагент, який складається із 50 кг ПВЛР, 10 кг *КОН* 50 кг КССБ, 50 кг *KCl* та 1 м³ води. Реагент вводять у воду у наведеній послідовності.

Для зменшення умовної в'язкості і СНЗ в розчин вводять 1÷3% комплексного реагенту. Фільтрацію розчину зменшують шляхом введення 1÷2% ПВЛР, 0,05-0,1% вапна та 0,5÷1,0% КССБ.

Переваги розчину:

1 Висока інгібуюча дія при розкритті глинистих порід, запобігання осипанням та обвалюванням стінок свердловини.

2 Значно дешевший порівнянно з хлоркалієвим.

3 Висока термостійкість розчину.

Недоліки розчину:

1. Загущує при розбурюванні зволжених та легко диспергуючих глин. Для запобігання загущення необхідно налагодити тонке очищення розчину.

Вибір ефективної домішки. Під час буріння інтервалу 875-1125 м свердловини №2 на Буцівському родовищі температура коливається у межах 22-25 °С, солоність 0,6-1,1%, вміст твердої фази у буровому розчині 1,98-

2,02%. Враховуючи, що ці показники зі збільшенням глибини змінюються, ефективну домішку визначали експериментальним шляхом.

Для цього беремо проби бурового розчину, який циркулює у свердловині та вимірюємо його основні параметри, які наводимо нижче:

$$\rho = 1120 \text{ кг/м}^3;$$

$$T = 62 \text{ с};$$

$$\theta_1/\theta_{10} = 20/35 \text{ дПа};$$

$$\Phi_{30} = 10 \text{ см}^3/30\text{хв};$$

$$K = 2,5 \text{ мм};$$

$$pH = 9.$$

Для цього етапу експериментів вирішено провести дослідження, у яких проби бурового розчину буде оброблено ККР у кількості від 0,6% до 1% від об'єму бурового розчину в перерахунку на суху речовину. Об'єм бурового розчину, взятий для кожної із проб однаковий і становить 1 л.

Під час проведення лабораторних досліджень до кожної з проб розчину додаємо ККР відповідної концентрації і перемішуємо протягом 30-35 хв., після чого вимірюємо фільтрацію та умовну в'язкість оброблених проб бурового розчину, результати яких заносимо у табл. 4.5.

Як бачимо з результатів, наведених у табл. 4.5, при домішці сухого ККР у кількості 0,6% умовна в'язкість бурового розчину знизилась суттєво (з 62 с до 46 с), а фільтрація – з 10 до 9 см³/30 хв., тобто всього на 1 см³/30 хв. Після обробки бурового розчину крохмальним реагентом в кількості 0,7% значно знизилась фільтрація бурового розчину – з 10 до 5 см³/30 хв., а умовна в'язкість знизилась порівняно з вихідним на 11 с. Після обробки бурового розчину крохмальним реагентом в кількості 1% значно зросла умовна в'язкість (з 56 с до 80 с), а показник фільтрації бурового розчину зменшився з 10 до 5 см³/30 хв.

Таблиця 4.5

Параметри бурового розчину після обробки ККР

Параметри розчину	Номер проби (домішка в %)		
	1 (0,6%)	2 (0,7%)	3 (1%)
Густина, кг/м ³ ;	1120	1120	1120
Умовна в'язкість, с	46	48	95
СНЗ _{1/10} , дПа	20/30	20/30	30/40
Фільтрація, см ³ /30хв	9	5	5
Товщина фільтраційної кірки, мм	2,5	1,5	1,5
рН	9	9	9

Отже, за ефективну домішку ККР до бурового розчину доцільно прийняти 0,7%. Це пояснюється тим, що за концентрації ККР 0,5 % фільтрація незначно зменшується, а за концентрації ККР 1% - буровий розчин загущується. За концентрації 0,7% значно знизилась фільтрація бурового розчину та умовна в'язкість.

Порядок введення реагента у буровий розчин аналогічний як і у п. 4.2.1.

Результати промислового впровадження карбоксильного крохмального реагента при бурінні свердловини №2 Буцівського родовища. Випробування ККР проводилось на свердловині №2 Буцівська під час буріння під проміжну колону діаметром 245 мм в інтервалі 875-1125 м. Долото 295,3 МСЦ-ГАУ. Параметри вихідного та обробленого бурових розчинів наведені у табл. 4.6.

Порівняльний аналіз впливу ККР на параметри бурового розчину та техніко-економічні показники під час буріння інтервалу 875-1125 м свердловини №2 Буцівська проводився за аналогією з параметрами бурового

розчину та техніко-економічними показниками під час буріння інтервалу 1350-1600 м свердловини №1 Буцівська.

Таблиця 4.6

Параметри вихідного та обробленого бурового розчину

Інтервал, м	Тип бурового розчину	Хімічні реагенти, обважнювачі	Параметри бурових розчинів						
			ρ , кг/м ³	T, с	θ_1/θ_{10} , дПа	Φ_{30} , см ³ /30хв.	K, мм	П, %	pH
875-1125	Вихідний гуматно-акрилово-калієвий	Na ₂ CO ₃ -0,5% графіт – 1 % ПВЛР – 3% KCL – 3 % КМЦ – 0,6% ПАГ-КМ – 1% Нафта – 8%	1120	62	20/35	10	2,5	1,0	9
	Оброблений гуматно-акрилово-калієвий	Na ₂ CO ₃ -0,5% графіт – 1 % ПВЛР – 3% KCL – 3 % ККР – 0,7% ПАГ-КМ – 1% Нафта – 8%	1120	48	20/30	5	1,0	1,0	9

Аналіз результатів обробки гуматно-акрилово-калієвого бурового розчину карбоксильним крохмальним реагентом в інтервалі буріння 875-1125 м показав, що під час застосування цього реагента збільшення умовної в'язкості промивної рідини не відзначалося, фільтрація знизилась з 10 до 5 см³/30хв., $\theta_{1/10}$ – 20/30 дПа, тобто в межах норм, зазначених в ГТН.

Слід відзначити, що застосування ККР сприяло зниженню частоти оброблення бурового розчину та витрати хімічного реагента на 1 м проходки

порівняно із застосуванням КМЦ. Окрім того, під час розкриття висококолоїдних глинистих відкладів не спостерігалось значного збільшення умовної в'язкості бурового розчину, що свідчить про здатність ККР флокулювати колоїдні частинки та запобігати збільшенню колоїдної фази у буровому розчині.

Механічна швидкість буріння зросла на свердловині № 2 Буцівська порівняно з механічною швидкістю на свердловині № 1 Буцівська з 1,12 м/год до 1,35 м/год при збереженні параметрів режиму буріння. Збільшення механічної швидкості пов'язане зі зниженням структурно-механічних властивостей бурового розчину.

У результаті впровадження отримано економічний ефект 3790,83 грн. через зменшення ефективної домішки та вартості ККР. Розрахунок економічного ефекту наведений у додатку Е.

4.2.3 Впровадження карбоксильного крохмального реагента на свердловині № 12 Бабченського родовища Стрийського ВБР.

Характеристика умов буріння свердловини № 12 Бабченського родовища. Бабченська площа розташована в межах зовнішніх Карпат і характеризується сильно пересіченим гірським рельєфом. В адміністративному площі розташована на території Богородчанського району Івано-Франківської області. Площа розташована в Бориславсько-Покутській зоні, найбільш перспективній в нафтогазоносному відношенні, Передкарпатського прогину. На площі виділено п'ять перспективних блок-складок. Промислові припливи нафти отримано з палеогенових відкладів пасічнянської складки. Свердловина № 12 Бабченського родовища запроектована з метою пошуку покладів газу. Проектна глибина свердловини 2500 м.

У розрізі свердловині чергуються аргіліти, пісковики, мергелі, алевроліти, вапняки та глини. Розріз ствола свердловини характеризується невисокими пластовими тисками (коефіцієнти аномальності від 0,5 до 1,0) температура на проектній глибині становить 64 °С.

За фізико-механічними властивостями породи, що складають розріз ствола свердловини, малоабразивні, переважно середньої твердості та тверді. По розрізу свердловини можливі ускладнення. Зокрема, в інтервалах 2000-2150 м, 2180-2170м, 2280-2330 м, 2330-2400 м прогноуються поглинання промивальної рідини, які можуть виникати при підвищенні гідростатичного тиску у свердловині та перевищенні густини бурового розчину над запроектованим значенням., зазначеним у ГТН.

В інтервалах 2050-2190 м, 2190-2250 м, 2310-2390 м прогноуються осипання та обвали стінок свердловини від набухання глинистих порід внаслідок збільшення фільтрації та зниження густини бурового розчину порівняно з проектними значеннями, зазначеними у ГТН.

Прихоплення інструмента прогноуються в інтервалах 300-760 м, 760-1530 м, 1530-1980 м, 2000-2370 м внаслідок осипань та обвалів стінок свердловини, перепаду тиску.

Осипання та обвали стінок свердловини можливі в інтервалах 150-760 м, 760-1530 м, 1530-1980 м, 2410-2480 м при розкритті менілітових, вигодсько-пасічнянських і манявських відкладів при умові залягання пластів під великими кутами (понад 40°) і недотримання параметрів бурового розчину згідно проекту (недотримання технології хімічної обробки, збільшення водовіддачі). Для запобігання цього виду ускладнень слід проводити періодично проробки ствола свердловини, підтримувати параметри бурового розчину відповідно до проекту, підтримувати фільтрацію промивальної рідини не вище 5-7 см³/30 хв.

Текучі породи по розрізу свердловини можливі в інтервалі 1500-1750 м, де є засолені глини. Ускладнення можуть виникнути при густині бурового розчину нижче 1200 кг/м³, окрім того можлива пластична деформація воротищенських засолених глин, набухання, засоленість, загушення бурового розчину.

Жолобокаверноутворення можливі в інтервалах 150-760 м, 760-1530 м. Причиною є наявність у розрізі свердловини нестійких порід, схильних до

осипання. Затягування при підйомі бурильного інструмента вказують на наявність жолоба. Наявність жолобоутворення можлива при частих СПО, бурінні на ділянці кривизни роторним способом, невідповідності параметрів бурового розчину проекту. Каверноутворення прогноуються в інтервалах 1530-1980 м, 1980-2410 м, 2410-2480 м, причиною яких є наявність по розрізу свердловини нестійких порід, схильних до осипань. Параметри і хімічна обробка бурового розчину не відповідають проектному. Можливе самовільне забурювання іншого ствола свердловини.

Під час розкриття газоносних горизонтів можливі газопрояви при зниженні репресії на пласт.

Газоносні горизонти характеризуються пластовим флюїдом відносною густиною 0,65 який не містить сірководню. Концентрація вуглекислого газу коливається від 0,061 до 11,247 %, вільний дебіт - від 5000 до 10000 м³/добу, а коефіцієнт стисливості газу у пластових умовах - від $1,14 \cdot 10^{-3}$ до $1,19 \cdot 10^{-3}$.

Водоносні горизонти зустрічаються по розрізу ствола свердловини в інтервалі 2050-2200 м, який характеризується хлоридно-кальцієвим типом пластової води густиною 1040 кг/м³. загальна мінералізація 42,3 мг.екв/л.

Конструкція свердловини включає кондуктор, проміжну колону, хвостовик та експлуатаційну колону, які спускаються на такі глибини:

- кондуктор спускається на глибину 150 м для перекриття верхніх нестійких горизонтів та верхніх водоносних горизонтів;
- проміжна колона спускається до глибини 1450 м для перекриття інтервалів, схильних до осипань, обвалів стінок свердловини, прихоплення інструменту у нестійких відкладах;
- хвостовик спускається в інтервалі 1350-2100 м для перекриття інтервалів, складених солена сиченими гірськими породами;
- експлуатаційна колона спускається до проектної глибини 2500 м для перекриття продуктивних горизонтів з метою їх роздільної експлуатації у відкладах палеогену.

Під час буріння свердловини №12 Бабченського родовища в інтервалі 1500-1750 м застосовували соленасичений буровий розчин, рецептура та параметри якого наведені у табл. 4.7.

Таблиця 4.7

Типи і параметри соленасиченого бурового розчину

Інтервал, м	Тип бурового розчину	Хімічні реагенти, обважнювачі, рецептура хімічної обробки	Параметри бурових розчинів					
			ρ , кг/м ³	T, с	θ_1/θ_{10} , дПа	Φ_{30} , см ³ /30хв.	K, мм	pH
1500-1750	Соленасичений	КМЦ – 2% Графіт -1%, Na ₂ CO ₃ – 1%, NaCl – 25% ПАГ-КМ – 1%	1200	40-60	30/60	4-6	1	9-10

Стабілізовані соленасичені розчини використовують для розбурювання хомогенних відкладів з прошарками теригенних порід. При розкритті хомогенних відкладів, які складені галітом або сільвіном, розчин насичують хлористим натрієм.

Межа термостійкості соленасичених стабілізованих розчинів коливаються в широких межах (від 100 до 200°C) і залежить від типу понижувача фільтрації, який використовують для їх приготування. Так, при застосуванні крохмалю границя термостійкості не перевищує 100÷120°C, КМЦ – 140÷160°C, акрилових полімерів – 200÷220°C.

Для отримання стабілізованого соленасиченого розчину готують глинисту суспензію. В приготовлену суспензію вводять почергово кальциновану та каустичну соду, після чого показник рН розчину повинен становити 11-12. Потім вводять КМЦ-600 у вигляді 5-10 % водного розчину,

ретельно перемішують протягом 2-3 циклів циркуляції. Після введення КМЦ у розчин додають лігносульфонатний реагент у вигляді 25-30 % водного розчину, перемішують і в останню чергу – сіль до насичення.

Властивості стабілізованого соленасиченого розчину регулюють за різними схемами залежно від компонентного складу.

Для зниження фільтрації, розчин обробляють полімерними реагентами. При використанні КМЦ краще вводити її в розчин в сухому вигляді. При цьому ефект зниження фільтрації більший і структурно-механічні властивості майже не змінюються.

У випадку застосування модифікованого крохмалю порядок дій аналогічний такому, як і при використанні КМЦ. Звичайний крохмаль вводять в соленасичений розчин при $pH = 9 \div 10$ або шляхом введення до нього 3-5 % водного розчину комплексного реагенту (ЕКР+ КССБ). До його складу входить 8-10 % розчин крохмалю та 20-25 % розчин КССБ у співвідношенні 1:1.

Структурно-механічні властивості соленасиченого розчину підвищують шляхом введення попередньо гідратованого глинопорошку, який приготовлений з ВЛР або без нього і стабілізований полімерним реагентом.

В'язкість соленасиченого розчину знижують з допомогою 5-10 % водного розчину лігносульфонатного реагенту. Для приготування 1 м³ 5 % розчину реагенту потрібно: 50 кг ФХЛС, 10 кг NaOH і вода – решта.

За високих температур, коли різниця в розчинності солі на усті і вибої свердловини велика, застосовують перенасичені бурові розчини. Надлишок тонкоподрібненої кам'яної солі, перед введенням в соленасичений розчин, гідрофобізують нафтою у співвідношенні 10:1.

У всіх соленасичених розчинах домішка нафти в кількості 8-12 % не тільки покращує мастильні, фільтраційні та структурно-механічні властивості, але і сприяє зниженню розчинності солей $NaCl$ та KCl , запобігає інтенсивній рекристалізації солей при охолодженні розчину на

поверхні. Аніоноактивні ПАР, введені в соленасичений розчин, підсилюють дію нафти.

Переваги розчину:

- 1 Широко застосовують при розбурюванні хемогенних порід.
- 2 Великий вміст солей у розчині частково запобігають набуханню материнських глин і незначно підвищують первинну проникність. Коефіцієнт відновлення проникності досягає до 0,772.

Недоліки розчину:

- 1 Важко регулювати фільтрацію розчину.
- 2 Рекристалізація солі при зниженні температури зростає.
- 3 Розчини, насичені або перенасичені бішофітом, карналітом, сильно кольматують продуктивні горизонти, особливо, коли в них присутні води гідрокарбонатно натрієвого типу.

Вибір ефективної домішки. Під час буріння інтервалу 1500-1710 м на Бабченському родовищі температура коливається у межах 35-38 °С, солоність 1,9-2,6 %, вміст твердої фази у буровому розчині 2,12-2,16 %. Враховуючи, що ці показники зі збільшенням глибини змінюються, ефективну домішку визначали експериментальним шляхом.

Для цього беремо проби бурового розчину, який циркулює у свердловині та вимірюємо його основні параметри, які наводимо нижче:

$$\rho = 1200 \text{ кг/м}^3;$$

$$T = 70 \text{ с};$$

$$\theta_1/\theta_{10} = 25/40 \text{ дПа};$$

$$\Phi_{30} = 12 \text{ см}^3/30 \text{ хв};$$

$$K = 2,5 \text{ мм};$$

$$\text{pH} = 9.$$

Для цього етапу експериментів плануємо провести дослідження, у яких до проб бурового розчину будемо додавати ККР у кількості від 0,6 % до 1,1 % від об'єму бурового розчину в перерахунку на суху речовину. Об'єм бурового розчину, взятий для кожної із проб однаковий і становить 1 л.

Під час проведення лабораторних досліджень до кожної з проб розчину додаємо ККР відповідної концентрації і перемішуємо протягом 30-35 хв., після чого вимірюємо фільтрацію та умовну в'язкість оброблених проб бурового розчину, результати яких заносимо у табл. 4.8.

Таблиця 4.8

Параметри бурового розчину після обробки ККР

Параметри розчину	Номер проби (домішка в %)		
	1 (0,5 %)	2 (0,7 %)	3 (1 %)
Густина, кг/м ³ ;	1200	1200	1200
Умовна в'язкість, с	48	50	98
СНЗ ₁ , дПа	30/40	30/45	30/50
Фільтрація, см ³ /30хв	10	6	6
Товщина фільтраційної кірки, мм	2,5	1,5	1,5
pH	9	9	9

Як бачимо з результатів, наведених у табл. 4.8, при домішці сухого ККР у кількості 0,6 % умовна в'язкість бурового розчину знизилась суттєво (з 70 с до 48 с), а фільтрація – з 12 до 10 см³/30 хв., тобто всього на 2 см³/30 хв. Після обробки бурового розчину крохмальним реагентом в кількості 0,7 % значно знизилась фільтрація бурового розчину – з 12 до 6 см³/30 хв., а умовна в'язкість знизилась порівняно з вихідним на 20 с. Після обробки бурового розчину крохмальним реагентом в кількості 1,1 % значно зросла умовна в'язкість (до 98 с), а показник фільтрації бурового розчину зменшився з 12 до 6 см³/30 хв.

Отже, за ефективну домішку ККР до бурового розчину доцільно прийняти 0,7 %. Це пояснюється тим, що за концентрації ККР 0,5 % фільтрація незначно зменшується, а за концентрації ККР 1,1 % - буровий розчин загущується. За концентрації 0,7 % значно знизилась фільтрація бурового розчину та його умовна в'язкість.

Порядок введення реагента у буровий розчин аналогічний як і у п. 4.2.1.

Результати промислового впровадження карбоксильного крохмального реагента при бурінні свердловини №12 Бабченського родовища. Випробування ККР проводилось на свердловині №12 Бабченська під час буріння під хвостовик діаметром 194 мм в інтервалі 1500-1710 м. Долото 215,9СЗ-ГАУ. Параметри вихідного та обробленого бурового розчину наведені у табл. 4.9.

Таблиця 4.9

Параметри вихідного та обробленого бурового розчину

Інтервал, м	Тип бурового розчину	Хімічні реагенти, обважнювачі	Параметри бурових розчинів						
			ρ , кг/м ³	T, с	θ_1/θ_{10} , дПа	Φ_{30} , см ³ /30хв.	K, мм	П, %	pH
1500-1710	Вихідний соленасичений	КМЦ – 2% Графіт -1%, Na ₂ CO ₃ – 1%, NaCl – 25% ПАГ-КМ – 1%	1200	70	25/40	12	2,5	1	9
	Оброблений соленасичений	ККР – 0,7% Графіт -1%, Na ₂ CO ₃ – 1%, NaCl – 25% ПАГ-КМ – 1%	1200	50	30/45	6	1,5	1	9

Порівняльний аналіз впливу ККР на параметри бурового розчину та техніко-економічні показники під час буріння інтервалу 1500-1750 м свердловини №12 Бабченська проводився за аналогією з параметрами бурового розчину та техніко-економічними показниками під час буріння інтервалу 650-860 м свердловини №8 Бабченська.

Аналіз результатів обробки соленасиченого бурового розчину карбоксильним крохмальним реагентом в інтервалі буріння 1500-1710 м показав, що під час застосування цього реагента умовна в'язкість не зростала, а фільтрація бурового розчину знизилась з 12 до 6 см³/30 хв., а під час розбурювання солених відкладів інтенсивність коагуляції знизилась суттєво, що забезпечило стабільність параметрів розчину. Окрім цього, застосування ККР сприяло зниженню витрати хімічного реагента на 1 м проходки порівняно із застосуванням КМЦ.

Механічна швидкість буріння зросла на свердловині № 12 Бабченська порівняно з механічною швидкістю на свердловині № 8 Бабченська з 1,23 м/год до 1,39 м/год при збереженні параметрів режиму буріння. Збільшення механічної швидкості пов'язане зі зниженням структурно-механічних властивостей бурового розчину.

У результаті впровадження отримано економічний ефект 4060,83 грн. через зменшення ефективної домішки та вартості ККР. Розрахунок економічного ефекту наведений у додатку 3.

Висновки до розділу

1. Розроблено рекомендації для приготування та регулювання параметрів безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину, якими регламентовано технологію його застосування та регулювання параметрів розчину, технологію регулювання деструкції крохмальних реагентів під час буріння та освоєння продуктивних горизонтів, розроблено вимоги техніки безпеки та охорони довкілля.

2. Застосування ККР для зниження фільтрації бурових розчинів на свердловинах №28 Солотвинська, №2 Буцівська та №12 Бабченська Стрийського ВБР дозволяє забезпечити стабільність параметрів бурового розчину та утримувати їх величини в межах, зазначених в ГТН, знизити

інтенсивність коагуляції бурового розчину під час розбурювання хомогенних порід та частоту оброблення бурового розчину.

3. Отримані результати промислових випробувань підтверджують, що ККР за своїми властивостями аналогічний КМЦ, а саме: висока термостійкість та солестійкість, розчинність у воді і стійкість до ферментативної деструкції. Вартість 1 т ККР нижча порівняно з КМЦ приблизно уп'ятеро.

4. Промислові випробування карбоксильного крохмального реагента забезпечили отримання сумарного економічного ефекту 11 тис. 642 грн., який досягнуто за рахунок зниження вартості ККР порівняно з КМЦ (у 5-6 разів), зниження ефективної концентрації та зниження транспортних витрат.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій на підставі результатів теоретичних та експериментальних досліджень розв'язана актуальна задача з підвищення якості розкриття продуктивних горизонтів, яка спрямована на збереження первинної проникності колекторів.

1. Проаналізовано гірничо-геологічні умови та типи бурових розчинів, які застосовують для первинного розкриття продуктивних горизонтів Прикарпаття, на підставі чого обґрунтовано необхідність розробки рецептур нових безглинистих бурових розчинів на основі вітчизняних реагентів полісахаридної природи, які забезпечать збереження первинної проникності продуктивних горизонтів.

2. На основі експериментальних лабораторних досліджень розроблено новий безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин, головною особливістю якого є низька фільтрація, відсутність глинистої фази, високі інгібуючі властивості та низький показник рН, що сприяє зменшенню кольматації продуктивного горизонту і одночасному збереженню його первинної проникності.

3. Запропоновано технологію первинного розкриття пористих та частково-тріщинуватих продуктивних горизонтів за рахунок застосування безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину з одночасною кольматацією колекторів кислоторозчинними наповнювачами за допомогою удосконаленого кольматуючого пристрою.

4. Розроблено карбоксильний крохмальний реагент (ККР) для пониження фільтрації бурових розчинів, який отримано прививкою карбоксиметильної групи до макромолекули крохмалу у результаті реакцій мерсеризації та етерифікації, який володіє підвищеною термостійкістю, розчинний у воді, стійкий до ферментативної деструкції. Ефективна концентрація ККР становить 0,5-0,7 %.

5. Досліджено вплив інгібіторів деструкції та ініціаторів ферментації на бактерицидну стійкість ЕКР у ході лабораторних досліджень, на основі чого запропоновано інгібітором деструкції пергідрат сечовини, ефективна концентрація якого становить 1,5-2% від маси ЕКР, що дозволяє запобігти

деструкції протягом 39 діб під час буріння свердловини та ініціатором деструкції рекомендовано застосовувати амілокс, ефективна концентрація якого становить 1-1,5% від маси екструзивного крохмального реагента, одноразова обробка яким ініціює деструкцію протягом 2 діб від моменту введення його у буровий розчин під час освоєння свердловин для відновлення первинної проникності продуктивних горизонтів.

6. Розроблено рекомендації для приготування безглинистого-крохмально-калієвого бурового розчину за результатами виконаних досліджень, які передано до впровадження в УкрНДІгаз ДК «Укргазвидобування», м. Харків.

Промислові впровадження ККР на родовищах Стрийського ВБР підтвердило його ефективність (підвищення ТЕП буріння, зниження частоти обробок бурового розчину, запобігання ускладнень) під час буріння в інтервалах, схильних до обвалів, осипань стінок свердловини, коагуляції бурового розчину. Сумарний економічний ефект від впровадження становить 11 тис. 642 грн., який досягнуто за рахунок меншої вартості ККР порівняно з КМЦ, зниження ефективної концентрації та зниження транспортних витрат.

ДОДАТКИ

КОПІЯ ОРИГІНАЛУ ДОСВІДІННЯ
Вчений секретар кафедри буріння нафтових і газоподібних свердловин ІФНТУНГ
Дата: 14.10.2010

Додаток А

Затверджую:
Головний технолог СВБР
В.І. Карпін



В.І. Карпін

14 жовтня 2010 р.

АКТ

Ми, що підписалися нижче начальник лабораторії глинистих та цементних розчинів Олег Богданович Мельник, асистент кафедри буріння нафтових і газових свердловин Ольга Семенівна Бейзик, начальник бурової №28 Солотвинська Юрій Михайлович Сорока, склали цей акт про проведення промислових досліджень карбоксильного крохмального реагента, розробленого на кафедрі буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ на буровій № 28 Солотвинська.

Предмет досліджень

Карбоксильний крохмальний реагент (ККР), що призначений для пониження фільтрації бурового розчину.

Мета досліджень

Промислові дослідження карбоксильного крохмального реагента з метою оцінки його ефективності при бурінні свердловин роторним та турбінним способом в умовах міоценових відкладів, а, зокрема, верхньобаденської та терезлянської підсвіт, представлених пісковиками, ангідритами, глинами, аргілітами, частково солями.

Результати випробувань

Випробування ККР проводилось на свердловині №28 Солотвинська під час буріння під першу проміжну колону в інтервалі 1200-1450 м. Буровий верстат «Уралмаш-3Д». Параметри вихідного та обробленого бурового розчину наведені у таблиці А.1.

Параметри вихідного та обробленого бурового розчину

Інтервал, м	Тип бурового розчину	Хімічні реагенти, обважнювачі	Параметри бурових розчинів						
			ρ , кг/м ³	T, с	θ_1/θ_{10} , дПа	Φ_{30} , см ³ /30хв.	K, мм	П, %	pH
1200-1450	Вихідний хлоркалієвий	Na ₂ CO ₃ графіт ПВЛР KCL KMЦ Нафта	1360	56	15/30	10	2	1,2	9
	Оброблений хлоркалієвий	Na ₂ CO ₃ графіт ПВЛР KCL KMЦ Нафта	1360	45	15/25	5	1,5	1,0	9

Аналіз результатів обробки хлоркалієвого бурового розчину карбоксильним крохмальним реагентом в інтервалі буріння 1200-1450 м показав, що під час застосування названого вище реагента не спостерігалось значного загущення промивної рідини, фільтрація знизилась з 10 до 5 см³/30хв., СНЗ було в межах норм, зазначених в ГТН. Під час буріння вказаного вище інтервалу частота оброблення бурового розчину ККР, а також витрата хімічного реагента на 1 м проходки була нижчою, ніж під час застосування КМЦ. Окрім того, під час розкриття засолених глин та ангідритів не спостерігалось значного погіршення параметрів бурового розчину та його коагуляції.

На основі отриманих промислових даних комісія вважає необхідним відзначити:



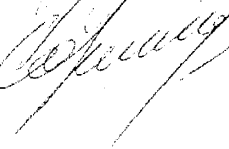
1) Застосування карбоксильного крохмального реагента для оброблення бурового розчину дозволяє:

1.1 забезпечити стабільність параметрів бурового розчину та утримувати їх величини в межах, зазначених в ГТН;

1.2 знизити інтенсивність коагуляції бурового розчину під час розбурювання хомогенних порід, тому що ККР стійкіший до дії іонів Ca^{+2} , Mg^{+2} ;

1.3 знизити частоту оброблення бурового розчину;

1.4 економічний ефект від застосування ККР у зазначеному інтервалі становить 3790,83 грн., а ефект на 1 м проходки 15,17 грн.

 О.Б. Мельник
 О.С. Бейзик
 Ю.М. Сорока

Додаток Б

Таблиця Б.1

Вихідні дані до розрахунку економічного ефекту
від впровадження карбоксильного крохмального реагента
в Стрийському ВБР

Площа, свердловина	Відстань транспортування, км	Інтервал застосування, м	Проходка в інтервалі, м	Витрати хімічних реагентів на 1 м проходки, кг									
				Na ₂ CO ₃	графіт	КСР	ПВЛР	KCL	КМЦ	NaCl	Нафта	ПАГ-КМ	
Новий варіант													
28 Солотвинська	150	1200-1450	250	0,25	0,75	0,2	4,0	6,5	-	-	5,5	-	
12 Бабче	130	1500-1710	210	0,21	0,63	0,21	-	-	-	31,5	-	1,26	
Буцівська	140	875-1125	250	0,25	0,75	0,25	4	6,5	-	-	5,5	-	
Разом	-	-	755	0,001	2,265	1,133	8,4	13,65	-	34,5	11,55	1,38	
Середні показники на 1 м проходки	-	-	-	0,001	0,003	0,001	0,016	0,026	-	0,150	0,022	0,006	
Група вантажу	-	-	-	V	VI	IV	IV	V	IV	V	VI	IV	
Базовий варіант													
13 Солотвинська	150	550-750	250	0,25	0,75	-	4	6,5	0,5	-	5,5	-	
1 Бабче	130	650-860	210	0,21	0,63	-	-	-	0,42	31,5	-	1,26	
Буцівська	140	1350-1600	250	0,25	0,75	-	4	6,5	0,5	-	5,5	-	
Разом	-	-	710	0,71	2,13	-	8	13	1,42	31,5	11	1,26	
Середні показники на 1 м проходки	-	-	-	0,001	0,003	-	0,016	0,026	0,002	0,150	0,022	0,006	
Група вантажу	-	-	-	V	VI	IV	IV	V	IV	V	VI	IV	
Вартість 1 т хімічних реагентів*, грн				-	2395	2083	3100	829,08	3147	19666,65	204,17	585	10000

*Вартість реагентів на червень 2010 року без ПДВ

**Розрахунок економічного ефекту
від впровадження карбоксильного крохмального реагента на
Солотвинському родовищі**

Показники	Варіанти	
	базовий	новий
ВИХІДНІ ДАНІ		
1. Обсяг впровадження:		
свердловин	1 (23 Солотвинська)	1 (28 Солотвинська)
метрів	250	250
2. Вартість транспортування 1 т хімічних реагентів, грн:		
ККР	32,68	
КМЦ	98,04	
ПВЛР	32,68	
Na ₂ CO ₃	63,70	
KCL	63,70	
графіт	18,64	
Нафта	18,64	
3. Витрати хімічних реагентів на 1 м проходки, т:		
Na ₂ CO ₃	0,001	0,001
графіт	0,003	0,003
ККР	-	0,0015
ПВЛР	0,016	0,016
KCL	0,026	0,026
КМЦ	0,002	-
Нафта	0,022	0,022
РАЗОМ:	0,226	0,2255
4. Витрати по реагентах, т:		
Na ₂ CO ₃	0,001*250=0,25	0,001*250=0,25
графіт	0,003*250=0,75	0,003*250=0,75
ККР	-	0,001*250=0,25
ПВЛР	0,016*250=0,35	0,016*250=0,35
KCL	0,026*250=0,375	0,026*250=0,375
КМЦ	0,002*250=0,5	-
Нафта	0,226*250=5,5	0,226*250=5,5
5. Витрати по групах реагентів, т:		
IV група	0,85	0,6
V група	0,625	0,625
VI група	6,26	6,26

Показники	Варіанти	
	базовий	новий
6. Вартість 1 т хімічних реагентів, грн:		
Na ₂ CO ₃		2395
графіт		2083
ККР		3100
ПВЛР		829,08
KCL		3147
КМЦ		19666,65
Нафта		585
РОЗРАХУНКОВІ ПОКАЗНИКИ		
7. Вартість хімічних реагентів на 1 м проходки, грн:		
Na ₂ CO ₃	$2395 \cdot 0,001 = 2,4$	$2395 \cdot 0,001 = 2,395$
графіт	$2083 \cdot 0,003 = 6,25$	$2083 \cdot 0,003 = 6,249$
ККР	-	$3100 \cdot 0,001 = 3,1$
ПВЛР	$829,08 \cdot 0,016 = 13,26$	$829,08 \cdot 0,016 = 13,26$
KCL	$3147 \cdot 0,026 = 81,83$	$3147 \cdot 0,026 = 81,83$
КМЦ	$19666,65 \cdot 0,002 = 39,33$	-
Нафта	$585 \cdot 0,022 = 12,87$	$585 \cdot 0,022 = 12,87$
РАЗОМ:	155,94	119,71
8. Експлуатаційні витрати, грн:		
хімреагенти транспортування хімреагентів:	$155,94 \cdot 250 = 38985$	$119,71 \cdot 250 = 29927,5$
Na ₂ CO ₃	$63,70 \cdot 2,4 = 152,88$	$63,70 \cdot 2,4 = 152,88$
графіт	$18,64 \cdot 6,25 = 116,5$	$18,64 \cdot 6,25 = 116,5$
ККР	-	$32,68 \cdot 3,1 = 101,31$
ПВЛР	$32,68 \cdot 13,26 = 433,01$	$32,68 \cdot 13,26 = 433,01$
KCL	$63,70 \cdot 81,83 = 5212,57$	$63,70 \cdot 81,83 = 5212,57$
КМЦ	$98,04 \cdot 39,33 = 3855,91$	-
Нафта	$18,64 \cdot 12,87 = 239,90$	$18,64 \cdot 12,87 = 239,90$
РАЗОМ:	10010,77	6256,17
9. Розрахунок економічного ефекту грн:		
хімреагенти транспортування хімреагентів:	$155,94 - 119,71 = 36,23$	
	$10010,77 - 6256,17 = 3754,6$	
Дохід:	$3754,6 + 36,23 = 3790,83$	
Дохід на 1 м проходки, грн.	$3790,83 / 250 = 15,17$	

Погоджено:
В.о начальника ПЕВ СВБР

J. Albert

Гарбарук О.І

Додаток Д

Затверджую:
Головний технолог СВБР
В.І. Карпин

14 жовтня 2010 р.

Дата 28.06.11



АКТ

Ми, що підписалися нижче начальник лабораторії глинистих та цементних розчинів Олег Богданович Мельник, асистент кафедри буріння нафтових і газових свердловин Ольга Семенівна Бейзик, начальник бурової №12 Бабченська Ярослав Іванович Пак, склали цей акт про проведення промислових досліджень карбоксильного крохмального реагента, розробленого на кафедрі буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ на буровій № 12 Бабченська.

Предмет досліджень

Карбоксильний крохмальний реагент (ККР), що призначений для пониження фільтрації бурового розчину.

Мета досліджень

Промислові дослідження карбоксильного крохмального реагента з метою оцінки його ефективності при бурінні свердловин роторним та турбінним способом в умовах міоценових відкладів, а, зокрема, поляницької світи, представленої пісковиками, глинами, аргілітами, доломітами, алевролітами, солями.

Результати випробувань

Випробування ККР проводилось на свердловині №12 Бабченська під час буріння під хвостовик діаметром 194 мм в інтервалі 1500-1710 м. Долото 215,9СЗ-ГАУ. Буровий верстат «БВ-2500 ДГУ».

Параметри вихідного та обробленого бурового розчину наведені у таблиці Д.1.

Параметри вихідного та обробленого бурового розчину

Інтервал, м	Тип бурового розчину	Хімічні реагенти, обважнювачі	Параметри бурових розчинів						
			ρ , кг/м ³	T, с	θ_1/θ_{10} , дПа	Φ_{30} , см ³ /30хв.	K, мм	П, %	pH
1500-1710	Вихідний соленасичений	КМЦ – 2% Графіт -1%, Na ₂ CO ₃ – 1%, NaCl – 25% ПАГ-КМ – 1%	1200	70	25/40	12	2,5	1	9
	Оброблений соленасичений	ККР – 0,7% Графіт -1%, Na ₂ CO ₃ – 1%, NaCl – 25% ПАГ-КМ – 1%	1200	50	30/45	6	1,5	1	9

Аналіз результатів обробки соленасиченого бурового розчину карбоксильним крохмальним реагентом в інтервалі буріння 1500-1710 м показав, що під час застосування цього реагента умовна в'язкість не зростала, а фільтрація бурового розчину знизилась з 12 до 6 см³/30 хв. інтенсивність коагуляції під час розбурювання солених відкладів знизилась суттєво, що забезпечило стабільність параметрів рідини. Окрім цього, застосування ККР сприяло зниженню витрати хімічного реагента на 1 м проходки порівняно із застосуванням КМЦ.

На основі отриманих промислових даних комісія вважає необхідним відзначити:

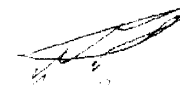
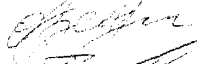

1) Застосування карбоксильного крохмального реагента для оброблення соленасиченого бурового розчину дозволяє:

1.1 забезпечити стабільність параметрів бурового розчину та утримувати їх величини в межах, зазначених в ГТН;

1.2 знизити інтенсивність коагуляції бурового розчину під час розбурювання соленосних відкладів;

1.3 знизити частоту оброблення бурового розчину;

1.4 економічний ефект від застосування ККР у зазначеному інтервалі становить 4060,83 грн., а ефект на 1 м проходки 19,34 грн.

 О.Б. Мельник
 О.С. Бейзик
 Я.І. Пак

Додаток Е

Таблиця Е.1

**Розрахунок економічного ефекту
від впровадження карбоксильного крохмального реагента
на Бабченському родовищі**

Показники	Варіанти	
	базовий	новий
ВИХІДНІ ДАНІ		
1. Обсяг впровадження:		
свердловин	1 (8 Бабче)	1 (12 Бабче)
метрів	210	210
2. Вартість транспортування 1 т хімічних реагентів, грн:		
Na ₂ CO ₃	63,70	
графіт	18,64	
ККР	32,68	
NaCl	63,70	
ПАГ-КМ	32,68	
КМЦ	98,04	
3. Витрати хімічних реагентів на 1 м проходки, т:		
Na ₂ CO ₃	0,001	0,001
графіт	0,003	0,003
ККР	-	0,001
NaCl	0,150	0,150
ПАГ-КМ	0,006	-
КМЦ	0,002	0,002
РАЗОМ:	0,162	0,157
4. Витрати по реагентах, т:		
Na ₂ CO ₃	0,001*210=0,21	0,001*210=0,21
графіт	0,003*210=0,63	0,003*210=0,63
ККР	-	0,001*210=0,21
NaCl	0,15*210=31,5	0,15*210=31,5
ПАГ-КМ	0,006*210=1,26	0,006*210=1,26
КМЦ	0,002*210=0,42	-
5. Витрати по групах реагентів, т:		
IV група	1,62	1,47
V група	31,71	31,71
VI група	0,63	0,63
6. Вартість 1 т хімічних реагентів, грн:		
Na ₂ CO ₃	2395	
графіт	2083	
ККР	3100	
NaCl	204,17	
ПАГ-КМ	10000	
КМЦ	19666,65	

Показники	Варіанти	
	базовий	новий
РОЗРАХУНКОВІ ПОКАЗНИКИ		
7. Вартість хімічних реагентів на 1 м проходки, грн:		
Na ₂ CO ₃	2395·0,001=2,4	2395·0,001=2,4
графіт	2083·0,003=6,25	2083·0,003=6,25
ККР	-	3100·0,001=3,1
NaCl	204,17·0,15=30,63	204,17·0,15=30,63
ПАГ-КМ	10000·0,006=60	10000·0,006=60
КМЦ	19666,65·0,002=39,33	-
РАЗОМ:	138,61	102,38
8. Експлуатаційні витрати, грн:		
хімреагенти	138,61·210=29106	102,38·210=21499,8
транспортування		
хімреагентів:		
Na ₂ CO ₃	63,70·2,4= 152,88	63,70·2,4= 152,88
графіт	18,64·6,25= 116,5	18,64·6,25= 116,5
ККР	-	32,68·3,1=101,31
NaCl	63,70·30,63=1951,13	63,70·30,63=1951,13
ПАГ-КМ	32,68·60=1960,8	32,68·60=1960,8
КМЦ	98,04·39,33=3855,91	-
РАЗОМ:	8307,22	4282,62
9. Розрахунок економічного ефекту грн:		
хімреагенти	138,61-102,38=36,23	
транспортування		
хімреагентів:	8307,22-4282,62=4024,6	
Дохід:	4024,6+36,23=4060,83	
Дохід на 1 м проходки, грн.	4060,83/210=19,34	

Погоджено:
В.о начальника ПЕВ СВБР

T. Wess

Гарбарук О.І

Додаток Ж

Затверджую:
Головний технолог СВБР
В.І. Карпин

14 жовтня 2010 р.



АКТ

Учасники, які підписалися нижче начальник лабораторії глинистих та цементних розчинів Олег Богданович Мельник, асистент кафедри буріння нафтових і газових свердловин Ольга Семенівна Бейзик, начальник бурової №2 Буцівська Любомир Ярославович Бойко, склали цей акт про проведення промислових досліджень карбоксильного крохмального реагента, розробленого на кафедрі буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ на буровій № 2 Буцівська.

Предмет досліджень

Карбоксильний крохмальний реагент (ККР), що призначений для пониження фільтрації бурового розчину.

Мета досліджень

Промислові дослідження карбоксильного крохмального реагента з метою оцінки його ефективності при бурінні свердловин роторним та турбінним способом в умовах міоценових відкладів, а, зокрема, нижньодашавської підсвіти, представленої пісковиками, глинами, аргілітами.

Результати випробувань

Випробування ККР проводилось на свердловині №2 Буцівська під час буріння під першу проміжну колону в інтервалі 875-1125 м. Буровий верстат «Уралмаш-3Д». Параметри вихідного та обробленого бурового розчину наведені у таблиці Ж.1.

Параметри вихідного та обробленого бурового розчину

Інтервал, м	Тип бурового розчину	Хімічні реагенти, обважнювачі	Параметри бурових розчинів						
			ρ , кг/м ³	T, с	θ_1/θ_{10} , дПа	Φ_{30} , см ³ /30хв.	K, мм	П, %	pH
875-1125	Вихідний гуматно-акрилово-калієвий	Na ₂ CO ₃ -0,5% графіт – 1 % ПВЛР – 3% KCL – 3 % КМЦ – 0,6% ПАГ-КМ – 1% Нафта – 8%	1120	62	20/35	10	2,5	1,0	9
	Оброблений гуматно-акрилово-калієвий	Na ₂ CO ₃ -0,5% графіт – 1 % ПВЛР – 3% KCL – 3 % ККР – 0,7% ПАГ-КМ – 1% Нафта – 8%	1120	48	20/30	5	1,0	1,0	9

Аналіз результатів обробки хлоркалієвого бурового розчину карбоксильним крохмальним реагентом в інтервалі буріння 875-1125 м показав, що під час застосування цього реагента збільшення умовної в'язкості промивної рідини не відзначалося, фільтрація знизилась з 10 до 5 см³/30хв., СНЗ було в межах норм, зазначених в ГТН. Слід відзначити, що застосування ККР сприяло зниженню частоти оброблення бурового розчину та витрати хімічного реагента на 1 м проходки порівняно із застосуванням КМЦ. Окрім того, під час розкриття висококолоїдних глинистих відкладів не спостерігалось значного загущення бурового розчину, свідчить про флокулятивні властивості ККР.

На основі отриманих промислових даних комісія вважає необхідним відзначити:

1) Застосування карбоксильного крохмального реагента для оброблення бурового розчину дозволяє:

1.1 забезпечити стабільність параметрів бурового розчину та утримувати їх величини в межах, зазначених в ГТН;

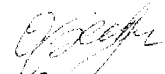
1.2 запобігти значному загущенню розчину під час розбурювання висококолоїдних глинистих відкладів;

1.3 знизити частоту оброблення бурового розчину;

1.4 економічний ефект від застосування ККР у зазначеному інтервалі становить 3790,83 грн., а ефект на 1 м проходки 15,17 грн.



О.Б. Мельник



О.С. Бейзик



Л.Я. Бойко

**Розрахунок економічного ефекту
від впровадження карбоксильного крохмального реагента
на Буцівському родовищі**

Показники	Варіанти	
	базовий	новий
ВИХІДНІ ДАНІ		
1. Обсяг впровадження:		
свердловин	1 (2 Буцівська)	1 (3 Буцівська)
метрів	210	210
2. Вартість транспортування 1 т хімічних реагентів, грн:		
ККР	32,68	
КМЦ	98,04	
ПВЛР	32,68	
Na ₂ CO ₃	63,70	
KCL	63,70	
графіт	18,64	
Нафта	18,64	
3. Витрати хімічних реагентів на 1 м проходки, т:		
Na ₂ CO ₃	0,001	0,001
графіт	0,003	0,003
ККР	-	0,0015
ПВЛР	0,016	0,016
KCL	0,026	0,026
КМЦ	0,002	-
Нафта	0,022	0,022
РАЗОМ:	0,226	0,2255
4. Витрати по реагентах, т:		
Na ₂ CO ₃	0,001*250=0,25	0,001*250=0,25
графіт	0,003*250=0,75	0,003*250=0,75
ККР	-	0,001*250=0,25
ПВЛР	0,016*250=0,35	0,016*250=0,35
KCL	0,026*250=0,375	0,026*250=0,375
КМЦ	0,002*250=0,5	-
Нафта	0,226*250=5,5	0,226*250=5,5
5. Витрати по групах реагентів, т:		
IV група	0,85	0,6
V група	0,625	0,625
VI група	6,26	6,26

Показники	Варіанти	
	базовий	новий
6. Вартість 1 т хімічних реагентів, грн:		
Na ₂ CO ₃		2395
графіт		2083
ККР		3100
ПВЛР		829,08
KCL		3147
КМЦ		19666,65
Нафта		585
РОЗРАХУНКОВІ ПОКАЗНИКИ		
7. Вартість хімічних реагентів на 1 м проходки, грн:		
Na ₂ CO ₃	$2395 \cdot 0,001 = 2,4$	$2395 \cdot 0,001 = 2,395$
графіт	$2083 \cdot 0,003 = 6,25$	$2083 \cdot 0,003 = 6,249$
ККР	-	$3100 \cdot 0,001 = 3,1$
ПВЛР	$829,08 \cdot 0,016 = 13,26$	$829,08 \cdot 0,016 = 13,26$
KCL	$3147 \cdot 0,026 = 81,83$	$3147 \cdot 0,026 = 81,83$
КМЦ	$19666,65 \cdot 0,002 = 39,33$	-
Нафта	$585 \cdot 0,022 = 12,87$	$585 \cdot 0,022 = 12,87$
РАЗОМ:	155,94	119,71
8. Експлуатаційні витрати, грн:		
хімреагенти	$155,94 \cdot 250 = 38985$	$119,71 \cdot 250 = 29927,5$
транспортування		
хімреагентів:		
Na ₂ CO ₃	$63,70 \cdot 2,4 = 152,88$	$63,70 \cdot 2,4 = 152,88$
графіт	$18,64 \cdot 6,25 = 116,5$	$18,64 \cdot 6,25 = 116,5$
ККР	-	$32,68 \cdot 3,1 = 101,31$
ПВЛР	$32,68 \cdot 13,26 = 433,01$	$32,68 \cdot 13,26 = 433,01$
KCL	$63,70 \cdot 81,83 = 5212,57$	$63,70 \cdot 81,83 = 5212,57$
КМЦ	$98,04 \cdot 39,33 = 3855,91$	-
Нафта	$18,64 \cdot 12,87 = 239,90$	$18,64 \cdot 12,87 = 239,90$
РАЗОМ:	10010,77	6256,17
9. Розрахунок економічного ефекту грн:		
хімреагенти	$155,94 - 119,71 = 36,23$	
транспортування		
хімреагентів:	$10010,77 - 6256,17 = 3754,6$	
Дохід:	$3754,6 + 36,23 = 3790,83$	
Дохід на 1 м проходки, грн.	$3790,83 / 250 = 15,17$	

Погоджено:
В.о начальника ПЕВ СВБР



Гарбарук О.І

АКТ



*передачі рекомендацій на приготування безглинистого
крохмально-калієвого бурового розчину*

З метою підвищення якості первинного розкриття продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, надалі ІФНТУНГ розробив “Рекомендації на приготування безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину” і передає, а Український науково-дослідний інститут природних газів, надалі УкрНДІгаз, приймає до впровадження під час розробки технічних проектів на будівництво нафтових і газових свердловин.

Рекомендації розроблені кафедрою буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ (автори: доцент Оринчак М.І., асистент Бейзик О.С.).

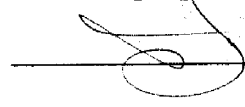
Від УкрНДІгаз:

Заступник директора з наукової роботи, з буріння



А.Г. Нагієв


Від ІФНТУНГ:


Проректор з наукової роботи,
д.т.н., професор


О.М. Карпаш

Доцент кафедри буріння, к.т.н.


М.І. Оринчак

Асистент кафедри буріння


О.С. Бейзик

КОПІЮ ОРИГІНАЛУ ПОСВІДЧУХ
вчений секретар Івано-Франківського
національного технічного університету
нафти і газу.

Дата 28.06.11 Підпис



1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Ці рекомендації встановлюють технологію приготування і використання безглинистого крохмально-калієвого бурового розчину (БККР).

1.2 Ці рекомендації використовуються у нафтогазовидобувній промисловості при бурінні свердловин у складних гірничо-геологічних умовах, а також для буріння похилих та горизонтальних ділянок свердловин на стадії первинного розкриття продуктивних горизонтів з низькою проникністю та пластовими тисками, які дорівнюють гідростатичному або незначно відрізняються від них.

1.3 Вимоги рекомендацій є обов'язковими до виконання.

Особливості розчину:

1. Відсутність глинистої фази;
2. Низька фільтрація;
3. Високі інгібуючі властивості;
4. рН=7,0-7,5;
5. Високий коефіцієнт відновлення проникності колекторів (0,95-0,98).

2 КОМПОНЕНТНИЙ СКЛАД

2.1 Нормативні посилання (основні обов'язкові компоненти)

ГОСТ 4234-77 Калій хлористий.

ТУ 18-14-80 Крахмал екструзионный.

2.1.1 ЕКР – екструзивний крохмальний реагент – порошок білого або жовтуватого кольору – призначений для зниження фільтрації бурового розчину і відповідає ТУ 18-14-80

2.1.2 Хлористий калій (КСl) – порошок білого кольору, розчинний у воді – призначений для підвищення інгібуючих властивостей бурового розчину і відповідає ГОСТ 4234-77.

2.1.3 У БККР комбінація 20% водного розчину ЕКР та технічного хлористого калію формує структуру бурового розчину.

2.2 Нормативні посилання (додаткові компоненти)

ГОСТ24363-80 Калію гідроокис ТУ.

ГОСТ 9965 Нафта.

ТУ 6-00-04691277-186-97 Пергідрат сечовини.

PD 0227617-0,1 RU Амілокс.

ТУ 5716-003-40705684-2001 Карбонатний наповнювач.

ГОСТ 1798-72 Крейда.

2.2.1 Калію гідроокис – порошок або гранули білого кольору – призначений для регулювання рН бурового розчину і відповідає ГОСТ 24363-80.

2.2.2 Нафта – рідина чорного або буро-коричневого кольору - призначена для підвищення мастильних властивостей бурового розчину і відповідає ГОСТ 9965.

2.2.3 Пергідрат сечовини (гідроперит, перкарбамід тощо) – кристалічна біла речовина – призначений для підвищення стійкості бурового розчину до бактерицидної агресії та запобігання ферментативній деструкції крохмалю під час буріння свердловин і відповідає ТУ 6-00-04691277-186-97.

2.2.4 Амілокс – рідина буро-коричневого кольору – призначений для ініціювання деструкції крохмальних реагентів під час випробування та освоєння продуктивних горизонтів і відповідає PD 0227617-0,1 RU.

2.2.5 Карбонатний наповнювач – гранули мармурової крихти сферичної форми – призначений для створення штучного кольматаційного екрану у тріщинуватому високопроникному продуктивному горизонті під час буріння свердловин для запобігання поглинання бурового розчину і відповідає ТУ 5716-003-40705684-2001.

2.2.6 Крейда – порошок білого кольору – призначена для підвищення густини бурового розчину під час розкриття продуктивних горизонтів і відповідає ГОСТ 1798-72.

2.3 Склад 1 м³ БККР, %:

Основні компоненти:

1. ЕКР – 9-11;
2. КСІ – 4-7;
3. вода – решта.

Додаткові компоненти:

4. пергідрат сечовини – 1,5-2%;
5. КОН – 0,2-0,5%;
6. нафта – 6-8%;
7. карбонатний наповнювач – за розрахунком;
8. крейда – за розрахунком;
9. амілокс – 1,0-1,5% від маси ЕКР.

3 ПОРЯДОК ПРИГОТУВАННЯ БККР

3.1 Порядок приготування у лабораторних умовах. Попередньо готуємо 20% водний розчин екструзивного крохмалю, для чого до 100 г крохмального реагента додаємо гарячу воду (температура 70-80°C), довівши об'єм суспензії до 500 мл і ретельно перемішуємо до повного завершення процесу клейстеризації крохмалю, тобто до утворення однорідної суміші.

Після цього до отриманої суміші додаємо 4-7 % хлористого калію, ретельно перемішуємо її до завершення процесу структуроутворення, а потім розводимо водою суміш в об'ємному співвідношенні 1:1.

3.2 Порядок приготування у промислових умовах аналогічний лабораторним. Основна відмінність полягає тільки в тому, що клейстеризацію ЕКР необхідно проводити з допомогою КОН у співвідношенні між КОН:ЕКР – 1:10. Клейстеризацію проводимо за допомогою глиномішалки об'ємом 4 м³, яку заповнюємо наполовину водою і додаємо 20 кг КОН та 200 кг ЕКР, перемішуємо протягом 30 хв, після чого вводимо ще 20 кг КОН та 200 кг ЕКР та продовжуємо перемішування суміші

до завершення процесу клейстеризації, в результаті якого отримуємо 20% водний розчин ЕКР. Після цього до отриманої суміші додаємо 200 кг хлористого калію, ретельно перемішуємо її до завершення процесу структуроутворення, а потім до отриманої суміші додаємо воду в об'ємному співвідношенні 1:1 і перемішуємо протягом 30 хв. Для запобігання ферментативній деструкції та підвищення мастильних властивостей до розчину у глиномішалку завантажуюмо відповідно 1,5% пергідрату сечовини та 6% нафти.

3.3 Після приготування розчину вимірюємо його параметри, які повинні коливатися у таких межах:

- $\rho=1070-1120$ кг/м³;
- $T=27-28$ с;
- $\theta_1=7-12$ дПа;
- $\theta_{10}=10-15$ дПа;
- $\Phi_{30}=2,0-2,5$ см³/30 хв.

Згідно з проведеними лабораторними дослідженнями 20% водний розчин ЕКР без домішки хлористого калію забезпечує густину $\rho=1040$ кг/м³. Введення до розчину солі хлористого калію підвищує густину розчину до меж, вказаних вище. Тому діапазон $\rho=1070-1120$ кг/м³ достовірний без врахування вмісту вибуреної породи.

Під час буріння свердловини буровий розчин необхідно обробляти пергідратом сечовини для запобігання деструкції крохмалю, оптимальна домішка якого становить 1,5-2% від об'єму бурового розчину. Тривалість дії пергідрату сечовини за лабораторними даними становить 30-39 діб. Розчин володіє високими мастильними властивостями, тому введення додаткових мастильних домішок не обов'язкове, за потреби розчин можна обробити нафтою в кількості 4-6% від об'єму бурового розчину.

4 ПОРЯДОК РЕГУЛЮВАННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ

Під час буріння свердловини буровий розчин необхідно очищувати від вибуреної породи, на поверхні якої адсорбуються хімічні реагенти. Внаслідок цього концентрація хімічних реагентів у розчині знижується, що призводить до погіршення його параметрів. Якщо зміна параметрів (збільшення чи зменшення) сягає понад 20% від нормованих, то слід провести повторну хімічну обробку бурового розчину.

4.1 Структурно-реологічні та фільтраційні властивості регулюють таким чином. Для зниження фільтрації рекомендується вводити 20% водний розчин екструзивного крохмалю у кількості 10-20 кг на 1 м³ розчину в перерахунку на суху речовину. Для підвищення статичного напруження зсуву і умовної в'язкості рекомендується вводити 20% водний розчин екструзивного крохмалю у кількості 10-20 кг на 1 м³ розчину в перерахунку на суху речовину 7% КСІ у кількості 10-14 кг на 1 м³ розчину в перерахунку на суху речовину, в окремих випадках для підвищення статичного напруження зсуву рекомендується вводити КОН у кількості 0,1-0,5%.

4.2 Густина регулюють таким чином. Збільшувати густину бурового розчину рекомендується кислоторозчинними обважнювачами (крейда, мармурова крихта тощо). Для зменшення густини бурового розчину треба провести спочатку тонке очищення бурового розчину від вибуреної породи за допомогою шламоуловлювача, пісковідділювача та муловідділювача, а за необхідності у розчин рекомендується ввести нафту.

4.3 Для підвищення концентрації іонів калію K⁺ необхідно вводити КСІ у вигляді товарного продукту. Контроль густини та умовної в'язкості рекомендується виконувати через 0,5 год., фільтрації та статичного напруження зсуву – 2 рази за зміну, вміст іонів калію K⁺ – 1 раз на 2 доби. Кількість реагентів для повторної хімічної обробки бурового розчину у кожному конкретному випадку рекомендується вибирати у 5 разів меншою від оптимальної домішки та уточнювати у лабораторних умовах.

4.4 Поповнення об'єму бурового розчину здійснюють у процесі буріння за схемою, наведеною у п. 3.2.

4.5 Технологічні особливості застосування.

4.5.1 Безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин рекомендується для розкриття продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками, а тому буріння доцільно проводити на збалансованому тиску, обладнавши устя свердловини обертовим превентором, а за його відсутності репресія на пласт не повинна перевищувати 4%.

4.5.2 З метою запобігання кольматації продуктивного горизонту тонкодисперсною вибуреною породою необхідно налагодити постійне тонке очищення бурового розчину (шламоуловлювач, вібросито ВС-1, пісковідділювач ГЦ-450, муловідділювач ГЦ-250). На віброситі змонтувати сітки з комірками мінімального розміру, величину яких пропонуємо визначати за емпіричною залежністю [1]:

$$a = \frac{10 \cdot V_{\text{мех}}}{n}; \quad (1)$$

де $V_{\text{мех}}$ – механічна швидкість буріння, м/год;

n – частота обертання ротора, об/хв.

4.5.3 При зниженні статичного напруження зсуву менше 5 дПа необхідно після відробки долота промити свердловину протягом 0,5 циклу для запобігання осідання шламу на вибої свердловини.

4.5.4 При розкритті тріщинуватих продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками можливе проникнення бурового розчину з тонкодисперсною твердою фазою у колектор. Для запобігання цього негативного явища рекомендується створити штучний кольматаційний екран кислоторозчинним наповнювачем (крейда, мармурова крихта тощо) з допомогою спеціального пристрою для кольматації тріщин продуктивного горизонту (аналог ОГМ) [2, 3].

4.5.5 Для запобігання деструкції ЕКР під дією мікрофлори навколишнього середовища рекомендується до безглинистого крохмально-

калієвого бурового розчину ввести пергідрат сечовини в кількості 1,5-2% від об'єму бурового розчину.

4.5.6 Під час кріплення свердловини для запобігання забруднення колекторів тампонажним розчином рекомендується навпроти продуктивного горизонту встановити фільтр, а експлуатаційну колону загампонувати манжетним способом.

4.5.7 Під час освоєння свердловини для виклику припливу пластового флюїду пониження гідростатичного тиску проводити з допомогою желонки, що дасть змогу запобігти втраті розчину.

4.5.8 Під час освоєння та випробування продуктивних горизонтів для відновлення первинної проникності необхідно зруйнувати полімерну плівку з ЕКР, яка утворилась внаслідок фільтрації у каналах колекторів. Для цього рекомендується зініціювати деструкцію ЕКР, закачавши амілокс у продуктивний горизонт, і витримати його там протягом 2 діб.

4.5.9 Для ліквідації штучного кольматаційного екрану, який утворений під час розкриття тріщинуватих продуктивних горизонтів з низькими пластовими тисками, рекомендується провести комбіновану обробку привибійної зони 15% розчином соляної кислоти, а потім – амілоксом для руйнування структури ЕКР в колекторах, що сприятиме відновленню їх первинної проникності.

4.6 Обважнення бурового розчину рекомендується здійснювати крейдою і/або карбонатним наповнювачем через глиномішалку або ФСМ. Оскільки умовна в'язкість та СНЗ розчину порівняно незначні, тому для запобігання осідання обважнювача на вибої свердловини необхідно після відробки долота проводити промивання свердловини протягом 0,5 циклу.

5 ХАРАКТЕРИСТИКА ОСНОВНИХ ПОКАЗНИКІВ БКР

Основними показниками розчину є:

- густина (ρ);
- умовна в'язкість (T);
- показник фільтрації (Φ);
- статичне напруження зсуву (CHZ_{110});
- пластична в'язкість (η);
- динамічне напруження зсуву (τ);
- рН;
- коефіцієнт тертя кірки (КТК);
- вміст твердої фази;
- вміст колоїдної фази;
- вміст іонів калію.

1. Густина, $г/см^3$, вимірюється ареометром АГ-ЗПП.
2. Умовна в'язкість, с, визначається за допомогою СПВ-5.
3. Статичне напруження зсуву, дПа, визначається за допомогою приладу ВСН-3 або реометра «Fann».
4. Пластична в'язкість, мПа·с, визначається за допомогою приладу ВСН-3 або реометра «Fann».
5. Динамічне напруження зсуву, дПа, визначається за допомогою приладу ВСН-3 або реометра «Fann».
6. Коефіцієнт тертя кірки визначається за допомогою приладу КТК-1.
7. Водневий показник визначається за допомогою рН-метра, а у польових умовах – за допомогою індикаторного паперу.
8. Вміст твердої фази визначається за допомогою термореторти фірми «Бароїд».
9. Вміст колоїдної фази визначається аналітичним шляхом за допомогою метиленової синь.

10. Вміст іонів калію визначається аналітичним шляхом за допомогою розчину лужної солі хлорної кислоти.
11. Порядок вимірювання показників бурового розчину на приладах АГ-ЗПП, СПВ-5, ВСН-3, реометрі «Fann», КТК-1, рН-метрі здійснюється згідно з паспортами на ці прилади.

6 ВИМОГИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ ДОВКІЛЯ

6.1 При застосування та випробуванні БККР необхідно дотримуватись загальних вимог безпеки згідно з ГОСТ12.1008, ГОСТ 12.2003 та ДНАОП 1.1.21-1.01.

6.2 Особи зайняті приготуванням за застосуванням БККР повинні користуватись індивідуальними засобами захисту , передбаченими ДНАОП 1.1.21-2.03.

6.3 Хімреагенти та матеріали, що входять до складу розробленого БККР, повинні відповідати вимогам безпеки та охорони навколишнього середовища згідно з нормативними документами на ці речовини.

6.3.1 КСІ належить до речовин 3 класу небезпеки, речовина помірно небезпечна за ГОСТ 12.1.007. Гранично допустима концентрація (ГДК) цієї речовини у повітрі робочої зони – 5 мг/м³.

Під час роботи з цією речовиною необхідно застосувати гумові рукавиці, спецодяг, а також дотримуватись правил особистої гігієни.

6.3.2 ЕКР – клас небезпеки відсутній, речовина нетоксична, легко пилювата.

Під час роботи з цим хімреагентом необхідно користуватись спецодягом за ГОСТ 27547 і ГОСТ 27575, респіраторами «Лепесток» за ГОСТ 12.4.028, захисними окулярами за ГОСТ 12.4.013.

6.3.4 КОН належить до речовин 2 класу небезпеки, речовина небезпечна за ГОСТ 12.1.007. Гранично допустима концентрація (ГДК) цієї речовини у повітрі робочої зони – 0,5 мг/м³.

Під час роботи з цим хімреагентом необхідно застосувати гумові рукавиці, гумові чоботи, користуватись спецодягом за ГОСТ 27547 і ГОСТ 27575, респіраторами «Лепесток» за ГОСТ 12.4.028, захисними окулярами за ГОСТ 12.4.013.

При попаданні на шкіру чи очі їх слід негайно ретельно промивати цівкою води або фізіологічним розчином. При виникненні опіків звернутись до лікаря. При розсипанні КОН його необхідно негайно зібрати, а місце ретельно промити водою.

6.3.5 Нафта – належить до 4 класу небезпеки за ГОСТ 12.1.007.

Під час роботи з нафтою необхідно користуватись спецодягом за ГОСТ 27547 і ГОСТ 27575, а для захисту гумових чобіт – одягати спеціальні калоші, що запобігають взаємодії нафти з гумою.

6.3.6 Карбонатний наповнювач, крейда – належать до 4 класу небезпеки за ГОСТ 12.1.007.

Під час роботи з цими хімреагентами необхідно користуватись спецодягом за ГОСТ 27547 і ГОСТ 27575, респіраторами «Лепесток» за ГОСТ 12.4.028, захисними окулярами за ГОСТ 12.4.013.

6.3.7 Пергідрат сечовини, амілокс – клас небезпеки 2, речовина небезпечна за ГОСТ 12.1.007.

Під час роботи з цими хімреагентами необхідно застосувати гумові рукавиці, гумові чоботи, користуватись спецодягом за ГОСТ 27547 і ГОСТ 27575, захисними окулярами за ГОСТ 12.4.013.

При попаданні на шкіру чи очі їх слід негайно ретельно промивати цівкою води.

6.4 Проведення всіх технологічних операцій повинно відповідати вимогам охорони навколишнього середовища згідно ГОСТ 17.1.3.12, Закону України «Про охорону навколишнього природного середовища».

6.4.1 Після закінчення робіт розчин може бути використаний для розкриття продуктивних горизонтів на інших свердловинах, що дасть змогу суттєво знизити вартість розкриття продуктивних горизонтів.

6.4.2 Не використаний буровий розчин підлягає знезараженню або захороненню.

6.4.3 Нейтралізацію та знешкодження відходів бурового розчину необхідно проводити за такою схемою:

6.4.3.1 У буровий розчин ввести вапно із розрахунку 10 кг на 1 м³, суміш перемішати і залишити у стані спокою на 10 годин на 5-10 годин. Вапно, взаємодіючи з крохмалем та іншими іонами утворює нерозчинні сполуки, які випадають в осад.

6.4.3.2 Очищену воду, яка утворилась зверху, відкачують і використовують для господарських потреб, а тверду фазу засипають мінеральним ґрунтом.

6.4.4 Після закінчення робіт необхідно провести рекультивацію порушеного родючого шару ґрунту згідно з ГОСТ 17.5.3.04.

БІБЛІОГРАФІЯ

1. Инструкция по технологии регулирования содержания твердой фазы в буровом растворе в ПО «Укрнефть». РД 39-013591-017-87. – Введ. 10.02.1987. – К. ПО «Укрнефть». 1987. – 40 с.

2. Пат.48621 Україна, МПК⁵ E21В 33/138. Пристрій для кольматації тріщин у продуктивному горизонті. Оринчак М.І., Коцкулич Я.С., Бейзик О.С., Кирчей О.І. Державний департамент інтелектуальної власності. Київ, 2010. – 5 с.

3. Мислюк М.А., Рибчич І.Й., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин. Довідник у 5-ти томах. Том 5.- Ускладнення. Аварії. Екологія.- Київ "Інтерпрес ЛТД", 2004.

4. ГОСТ 4234-77 Калій хлористий.
5. ТУ 18-14-80 Крахмал екструзионний.
6. ГОСТ24363-80 Калію гідроокис ТУ.
7. ГОСТ 9965 Нафта.
8. ТУ 6-00-04691277-186-97 Пергідрат сечовини.
9. PD 0227617-0,1 RU Амілокс.
- 10.ТУ 5716-003-40705684-2001 Карбонатний наповнювач.
- 11.ГОСТ 1798-72 Крейда.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Маєвський Б.Й. Нафтогазоносні провінції світу / Б.Й. Маєвський, М.І. Євдошук, О.Є. Лозинський. – К.: Наукова думка, 2002. – 403 с.
2. Грей Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промысловых жидкостей) / Дж. Р. Грей, Г.С.Г. Дарли: [пер. с англ. Столярова Д.Е.] – М.: Недра, 1985. – 510 с.
3. Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа / Т.Т. Клубова. – М.: Недра, 1988 – 157 с.
4. Бондарик Г.К. Текстура и деформация глинистых пород / Г.К. Бондарик, А.М. Царева, В.В. Пономарев. – М.: Недра, 1975 – 185 с.
5. Габинет М.П. Постседиментационные преобразования флиша Украинских Карпат / М.П. Габинет. – К.: Наукова думка, 1985 – 146 с.
6. Дмитриевский А.Н. Системный литолого-генетический анализ нефтегазоносных осадочных бассейнов / А.Н. Дмитриевский. – М.: Недра, 1988 – 157 с.
7. Klubova T.T. Pattern of interactions of clay minerals and organic matter / T.T. Klubova // Reports of 5-th meeting of the European clay groups. Edited by J. Konta. – Prague, 1985. – p. 253-257.
8. Рейфман Л.М., Выделение маркирующих горизонтов в олигоцене Карпат при помощи гамма-каротажа / Л.М. Рейфман, Ю.Х. Овчаренко, М.А. Вуль // Докл. АН УССР, Сер. Б. Геология, химия и биол. – Наука, 1985. – №5. – с. 30-33.
9. Нефтегазоносные провинции Украины / Г.Н. Доленко, Л.Т. Бойчевская, М.В. Бойчук [и др.]. – Киев, Наукова думка, 1985. – 456 с.
10. Клубова Т.Т. Глинистые минералы и их роль в генезисе, миграции и аккумуляции нефти / Т.Т. Клубова. – М.: Недра, 1973 – 161 с.

11. Клубова Т.Т. Особенности миграции нефти через глинисто-карбонатные породы / Т.Т. Клубова. – В кн. Породы-коллекторы и миграция нефти. – М.: Наука, 1980. – с. 92-97.
12. Прошляков Б.К. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах / Б.К. Прошляков, Т.И. Гальянова, Ю.Г. Пименов. – М.: Недра, 1987. – 201 с.
13. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород / К.И. Багринцева. – М.: Недра, 1982 – 98 с.
14. Буряковский Л.А. Прогнозирование физических свойств коллекторов и покрышек нефти и газа / Л.А. Буряковский, И.С. Джафаров, Р.Д. Джеваншир. – М.: Недра, 1982. – 103 с.
15. Гринсмит Дж. Петрология осадочных пород / Дж. Гринсмит: [пер. с англ. под ред. В.П. Петрова]. – М.: Мир, 1981 – 258 с.
16. Литология и породы-коллекторы на больших глубинах в нефтегазоносных провинциях Украины / [под. ред. Д.В. Гуржия]. – К.: Наукова думка, 1983. – 345 с.
17. Armstrong A.K., Snavelly P.D., Addicot W.O. Porosity evolutions of upper Miocene reefs of America province Southern Spaine / P.D. Snavelly, W.O. Addicot // Bull. Amer. Assoc. Geol., 1980. – vol. 64. – No. 3. – p. 188-208.
18. Hawking P. Relationship between diagenesis porosity reductions and oil Emplacement in late Carboniferous Sandstone reservoir, Bothemsall oilfield, E. Midlands / P. Hawking // J. Geol. Soc., 1978. – vol. 135. – No. 1. – p. 7-24.
19. Паус К.Ф. Буровые растворы / К.Ф. Паус. – М.: Недра, 1973. – 395 с.
20. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.
21. Городнов В.Д. Буровые растворы / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1985. – 206 с.
22. Пеньков А.И. Буровые растворы для проводки скважин в сложных условиях / А.И. Пеньков // Бурение. – 1981. – № 5. – С. 19-23.

23. Рязанов Я.А. Справочник по буровым растворам / Я.А. Рязанов. – М.: Недра, 1979.– 215 с.
24. Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини / Я.С.Коцкулич, М. І.Оринчак, М. М.Оринчак. – Івано-Франківськ, Факел. – 2008. – 500 с.
25. Рябоконт С.А. Технологические жидкости для заканчивания и ремонта скважин / С.А. Рябоконт. – Краснодар, 2002. – 274 с.
26. Булатов А.И. Буровые промывочные и тампонажные растворы: [учебник] / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1999. – 424 с.
27. Булатов А.И. Справочник по промывке скважин / А.И. Булатов, А.И. Пеньков, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 1984. - 317 с.
28. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: [підручник] / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
29. Тагиров К.М., Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов с аномальными давлениями / К.М. Тагиров, А.Н. Гноевых, А.Н. Лобкин. – М.:Недра, 1996. – 183 с.
30. Гноевых А.Н. Повышение надежности технологических процессов и качества заканчивания скважин: [дис. д-ра техн. наук: 05.15.10.] / А.Н. Гноевых. – М.: изд. Газпром, 2000. – 89 с.
31. Тагиров К.М., Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии / К.М. Тагиров, В.И. Нифантов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 160 с.
32. Аммян В.А., Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Аммян, Н.П. Васильева– М.: Недра, 1972. – 336 с.
33. Басарыгин Ю.М., Заканчивание скважин / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. – М.: Недра, 2000. – 668 с.
34. 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.

35. Орлов А.И., Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа / А.И. Орлов, А.В. Ручкин, Н.М. Свихнушин. – М.: Недра, 1976. – 88 с.

36. Васильченко А.А. Новая технология вскрытия продуктивных пластов и заканчивания скважин / А.А. Васильченко // Нефтяник. – 1994. – №3. – С.41-43.

37. Яремийчук Р.С., Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин / Р.С. Яремийчук, Ю.Д. Качмар. – Львів: Вища школа, 1982. – 475 с.

38. Яремійчук Р.С., Освоєння та дослідження свердловин / Р.С. Яремійчук, В.Р. Возний. – Львів, 1994. – 440 с.

39. Булатов А.И., Освоение скважин: [Справочное пособие] / А.И. Булатов, Ю.Д. Качмар, П.П. Макаренко, Р.С. Яремийчук – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 1999. – 473 с.

40. Ашрафьян М.О. Совершенствование конструкций забоев скважин / М.О. Ашрафьян, О.О. Лебедев, М.М. Саркисов. – М.: Недра, 1989. – 156 с.

41. Андрусак А.М. Вплив промивальних рідин на проникність порід колекторів та розробка нових рецептур / А.М. Андрусак // Матеріали 8 Міжнар. наук.-практ. конф. Нафта і газ України-2004. – Судак, 29 вер.-1 жовт. 2004 р. в 2 томах. – Київ, 2004. – Т.1. – 448 с.

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

43. 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.

44. 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.

45. Кошелев В.Н. Повышение качества вскрытия продуктивных пластов за счет использования буровых растворов на основе полианионной

целлюлозы (ПАЦ) / В.Н. Кошелев, В.А. Куксов // ОАО НПО «Бурение»: (сб. науч. тр.). – Вып. 3. – Краснодар, 1999. – С.66-69.

46. Крецул В.В. Повышение качества первичного вскрытия продуктивных пластов горизонтальными скважинами: [автореф. дис.... канд. техн. наук] / В.В. Крецул. – М., 2003.– 25 с.

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

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

49. Справочник по буровым растворам (Приложение к журналу «Нефтегазовые технологии»). – М.: Топливо и энергетика, 2007. – 48 с.

50. Инструкция по рецептурам, технологии приготовления и химической обработке буровых растворов. – Краснодар:ВНИИкрнефть. – 1989. – 125 с.

51. Овчинников В.П. Промывочная жидкость для вскрытия продуктивных пластов / В.П. Овчинников, П.В. Овчинников, О.В. Гаршина, В.Г. Татауров, В.В. Салтыков // Шестая Междунар. науч.-практ. конф. 31 окт.- 3 нояб. 2000 г. – Ивано-Франковск: Изд-во «Факел», 2000. – С. 97-100.

52. Калинин В.Ф. Применение обращенных эмульсий для вскрытия продуктивных пластов на месторождениях ОАО «Саратовнефтегаз» / В.Ф. Калинин // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 12. – С.11-13.

53. Андерсон Б.А., Фатхлисламов Р.У., Остягин А.Л. Применение полимергликолиевого бурового раствора при бурении горизонтальных скважин на Югомаш-Максимовской площади / Б.А. Андерсон, Р.У. Фатхлисламов, А.Л. Остягин // Вопросы промывки скважин с горизонтальными участками ствола: (сб. науч. тр.) ОАО НПО «Бурение». – 1998. – С. 121-128.

54. Кошелев В.Н., Пеньков А.И., Демин Ю.В. 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. науч. тр.) ОАО НПО «Бурение». – 1998. – С. 129-140.
55. Кузнецов А.В. К решению проблемы качественного вскрытия и разобщения пластов / А.В. Кузнецов, В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова [и др.] // Бурение. – 2000. – № 3. – С. 8-10.
56. Кошелев В.Н. Новые типы безглинистых структурированных буровых растворов – альтернатива биополимерным растворам / В.Н. Кошелев, А.И.Пеньков // Сб. науч. тр.: ОАО НПО Бурение. – Вып. 6. – Краснодар, 2001.– С.25-36.
57. Полиалкиленгликолиевые растворы – новое поколение растворов для бурения и заканчивания скважин/ Е.В. Кошелев [и др.] // Новые технологии, технические средства и материалы в области промывки при бурении и ремонте нефтяных и газовых скважин: (сб. науч. тр.) ОАО «Бурение». Материалы Межотр. науч.-практ. конф., Анапа, 28-31 мая 2001 г. – 2001. – Вып. 6. – С. 10-18.
58. Васильченко А.А., Безглинистый биополимерный буровой раствор на основе синергетической смеси / Васильченко А.А., Е.В.Кустурова // XIX межотр. науч-практ. конф. ОАО НПО Бурение по проблемам строительства и ремонта скважин. – Анапа, 22-28 мая 2006. – С. 24-28.
59. Пат.5148 Україна, МПК5 С09К7/02. Біополімерний буровий розчин / О.В.Кустурова, А.О.Васильченко, М.В.Гордійчук, В.Л.Кушнар'єв: Заявл.12.07.04; Опубл.15.02.05, Бюл.№.2. – 3 с.
60. Овчинников П.В., Салтыков В.В., Нагарев О.В. Промывочные жидкости для вскрытия терригенных коллекторов Уренгойской группы месторождений: [монография] / П.В. Овчинников, В.В. Салтыков, О.В. Нагарев. – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2006. – 207 с.
61. Аксенова Н.А., Овчинников В.П., Салтыков В.В. Биополимерсолевые промывочные жидкости: [монография] / Н.А. Аксенова, В.П. Овчинников, В.В. Салтыков . – Тюмень: Нефтегазовый университет, 2007. – 216 с.

62. Легеза А.С. Разработка биополимерных малокомпонентных буровых растворов из отечественных реагентов для проводки скважин с большим углом отклонения от вертикали: [автореф. дис. канд. техн. наук] / А.С. Легеза. – М., 2003. – 23 с.

63. Овчинников П.В. Технологические жидкости для вскрытия терригенных пород-коллекторов с аномальными пластовыми давлениями / П.В. Овчинников, В.В. Салтыков, И.Г. Яковлев, Т.А. Ованесянц // Бурение и нефть. – 2007. – № 1. – С. 34-35.

64. Васильченко А.О. Новий безглинистий буровий розчин з підвищеними інгібуючими властивостями / А.О. Васильченко, О.В. Кустурова // Проблеми нафтогазової промисловості: [зб. наук. пр.]. – Київ, 2005. – С.146-150.

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

66. Flo Pro Technology. The Reality of Reological Engineering: [рекламный проспект]. – 1996. – 20 с.

67. Лубан Ю.В. Вплив ксантанового біополімера на параметри мінералізованих бурових розчинів / Ю.В. Лубан // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Сер. Геологія, розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ: [державний міжвідомчий науково-технічний збірник]. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. – 1995. – Вип. 32. – С. 127-133.

68. Мислюк М.А. Буріння свердловин / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – Довідник у 5-ти томах. Том 5. – Ускладнення. Аварії. Екологія. – Київ "Інтерпрес ЛТД", 2004. – 373 с.

69. Роджерс В.Ф. Состав и свойства промывочных растворов / В.Ф. Роджерс. – М.: Недра, 1976. – 390 с.

70. Кистер Э.Г. Химическая обработка буровых растворов / Э.Г. Кистер. – М.: Недра. – 1972. – 391 с.

71. Пат.58316 А України, МКІ С 09 к 7/02, Е 21 В 21/00. Спосіб первинного розкриття продуктивних пластів / А.О.Васильченко, М.В.Гордійчук, О.В.Саломатіна; Заявл.26.11.02; Опубл. 15.07.2003, Бюл. №3. – 4 с.
72. Васильева Т.В. Экструзионные продукты / Т.В. Васильева. – М.: Пищевая промышленность, 2003 . – 8 с.
73. Инструкция по технологи применения крахмальных реагентов. Крахмал экструзионный. ТУ 18-14-80. – М.: Недра, 1980. – 35 с.
74. Ластухін Ю.О. Органічна хімія / Ю.О. Ластухін, С.А. Воронов. – Львів: Центр Європи, 2006. – 868 с.
75. Костржицький А.І. Фізична і колоїдна хімія / А.І. Костржицький, В.М. Тіщенко, О.Ю. Калінков, О.М. Берегова. – К.: Центр учбової літератури, 2008. – 496 с.
76. Мислюк М.А. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромсловій справі: [навчальний підручник] / М.А. Мислюк, Ю.О. Зарубін. - Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 496 с.
77. Мирзаджанзаде А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С. Степанова. – М.: Недра, 1977. – 228 с.
78. Плохинский Н.А. Биометрия / Н.А. Плохинский. – М.: Издательство Московского университета, 1970. – 377 с.
79. Большев Л.Н. Таблицы математической статистики /Л.Н. Большев, Н.В.Смирнов. – М.: Недра, 1965. – 464 с.
80. Никологородская Е.А. Влияние адсорбции водорастворимых полимеров на устойчивость коллоидных дисперсий: [автореф. дис....канд. хим. наук.] / Е.А. Никологородская. – М.,1986. – 25 с.
81. Степаненко Б.Н., Химия и биохимия углеводов (полисахариды) / Б.Н. Степаненко. – М.: Крахмал и крахмалопродукты, М., 1985. – 97 с.
82. Панов В.П. Внутри- и межмолекулярные взаимодействия углеводов / В.П. Панов, Жбанков Р. Г. – М.: Недра, 1988. – 73 с.

83. Губський Ю.І. Біоорганічна хімія / Ю.І. Губський. – Київ-Вінниця: Нова книга, 2007. – 432 с.
84. Крылов В.И. Особенности технологии промывки горизонтальных скважин / В.И. Крылов, В.В. Крецул // Нефтяное хозяйство, 2001, №6. – 41. – с.36-40.
85. Крылов В.И. Особенности технологии промывки горизонтальных скважин / В.И. Крылов, В.В. Крецул // Нефтяное хозяйство, 2001, №7. – 42. – с.20-24.
- 86.Бейзик О.С. Буровий розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів / О.С. Бейзик, М.І. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ, №1(30), 2009.- С. 88-92.
87. Патент 42746 Україна, МПК⁵ С 09 К 8/02. Безглинистий крохмально-калієвий буровий розчин / М.І. Оринчак, О.С. Бейзик – № 200812657; заявл. 29.10.2008; опубл. 27.07.2009. Бюл. № 14. – 5 с.
88. Оринчак М.І., Аналітичний спосіб визначення кількості кальцинованої соди для осадження іонів кальцію/ М.І. Оринчак, О.С. Бейзик // Нафтова і газова промисловість. – 2009. – № 3. – С. 14-15.
89. Ясов В.Г., Осложнения в бурении: [справочное пособие] / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. – М.: Недра, 1991. – 334 с.
90. Патент 48621 Україна, МПК⁵ Е 21 В 33/138. Пристрій для кольматації тріщин у продуктивному горизонті / М.І. Оринчак, Я.С. Коцкулич, О.С. Бейзик, О.І. Кирчей – № 200910337; заявл. 12.10.2009; опубл. 25.03.2010. Бюл. № 6. – 4 с.
91. Руководство по технологиям буровых растворов. NL Baroid/NL Industries, Inc, 1979. – 24 с.
92. Роговин З.А. Химия целлюлозы и ее спутников / З.А. Роговин, Н.И. Шорыгина. – М.: Наука, 1953. – 87 с.
93. Роговин З.А. Новые целлюлозные материалы / З.А. Роговин. – М.: Знание, 1967. – 93 с.

94. Роговин З.А. Химические превращения и модификации целлюлозы / З.А. Роговин. – М.: Знание, 1967. – 69 с.
95. Патент 28686 Україна, МПК⁵ С 09 К 8/02. Карбоксильний крохмальний реагент / М.І. Оринчак, О.С. Бейзик, М.М. Оринчак – № 200704897; заявл. 03.05.2007; опубл. 25.12.2007. Бюл. № 21. – 5 с.
96. Городнов В.Д. Буровые растворы / В.Д. Городнов. – М.: Недра. – 1985. – 206 с.
97. Кононський О.І. Біохімія тварин / О.І. Кононський. – К.: Вища школа, 2006. – 454 с.
98. Ряхтер М. Избранные методы исследования крахмала / М. Ряхтер, З. Аугустат, Ф. Ширбаум [пер. с нем.] // Химия и технология крахмала. – М., 1975. – с. 15-17.
99. Люта В.А. Мікробіологія з технікою мікробіологічних досліджень та основами імунології. У двох книгах. Книга 1. Загальна мікробіологія / В.А. Люта, О.В. Кононов. – К.: Здоров'я, 2006. – 512 с.
100. Seidemann J. The polysaccharide / J. Seidemann, B. Starke-Atlas // Hamburg, 1966. – N.Y. – [a.o.], 1983-85. – V. 2-3.
101. Бейзик О.С. Регулювання термінів деструкції екструзивного крохмалю / О.С. Бейзик, М.І. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 1 (34). – С. 149-154.
102. Краус С.В. Совершенствование технологии экструзионной переработки крахмалсодержащего зернового сырья: [дис. ... д-ра техн. наук : 05.18.01] / С.В. Краус. – М., 2004. – 428 с.
103. Duffus C.M., Carbohydrate metabolism in plants / C.M. Duffus, J.H. Duffus. – L-N.Y Starch: properties and potential, ed. by T.Galliard. – Chichester, 1987. – P. 27-31.
104. Щербаков В.Г. Биохимия растительного сырья. / В.Г. Щербаков, В.Г. Лобанов, Т.Н. Прудникова, С.А. Федорова [под ред. В.Г. Щербакова] . – М.: Колос, 1999. – 376 с.

105. Востриков С.В. Исследование изменения углеводного состава зернового замеса в процессе водно-тепловой обработки / С.В. Востриков, А.Н. Яковлев, М.А. Бушин // Материалы XLII отчетной научной конференции за 2005 г. в 2 ч. – Воронеж: ВГТА, 2005. – Ч. 1. – С.77-78.

106. Востриков С.В. Применение протеолитического ферментного препарата при производстве этанола / С.В. Востриков, А.Н. Яковлев, М.А. Бушин // Материалы 8 международной Пущинской школы – конференция молодых ученых, Пущино. – 2004. – С.253.

107. Самани Г. Ферменты из природы на завод / Г. Самани, С. Моор, Д. Онри // Химические технологии, 199. – №1. – с.28-30.

108. Бушин М.А. Исследование изменения углеводного состава и вязкости зернового замеса в процессе водно-тепловой обработки / М.А. Бушин, А.Н. Яковлев А.М. Бушин // Производство спирта и ликероводочных изделий. – 2006. – №3. – С. 32-33.

109. Андерсон Б.А. Асептическая деструкция полисахаридных реагентов, применяемых при бурении скважин / Б.А. Андерсон // Нефт. хоз-во, 2004. – № 6.– С.64-66.

110. Яковлев А.Н. Некоторые биохимические характеристики протеолиза белка пшеницы / А.Н. Яковлев, М.А. Бушин, С.В. Востриков // Материалы международной научно-практической конференции «Перспективы развития технологии и техники бродильных производств», Воронеж ВГТА, 2005. – С. 102-103.

111. Бушин М.А. Факторы, влияющие на вязкость пшеничных замесов / М.А. Бушин, А.Н. Яковлев, Д.А. Солонинов, С.В. Востриков // Производство спирта и ликероводочных изделий. – 2006. - №1, С. 8-10.

112. Кветный Ф.М., Отчего черствеет хлеб и как замедлить его черствение / Ф.М. Кветный, В.В Щербатенко. – М.: Химия и Жизнь, 1982 г. – №11. – с. 12-17.

113. Востриков С.В. Влияние сбалансированного состава зернового сула на процесс биосинтеза дрожжевой массы/ С.В. Востриков, А.Н. Яковлев,

М.А. Бушин // Производство спирта и ликероводочных изделий. – 2006. – №2. – С. 6-7.

114. Инструкция по технологии регулирования содержания твердой фазы в буровом растворе в ПО «Укрнефть». – РД 39-013591-017-87. – К.: ПО «Укрнефть», 1987. – 40 с.

