

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

СТАВИЧНИЙ ЄВГЕН МИХАЙЛОВИЧ

УДК 622.245 (477.52/6)

РОЗРОБЛЕННЯ ТАМПОНАЖНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЦЕМЕНТУВАННЯ
ХЕМОГЕННИХ ВІДКЛАДІВ У СВЕРДЛОВИНАХ РОДОВИЩ
ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

05.15.10 – Буріння свердловин

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник

Тершак Богдан Андрійович

кандидат технічних наук, доцент

ЗМІСТ

	Стор.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	4
ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1	
СУЧАСНИЙ СТАН КРІПЛЕННЯ НЕСТІЙКИХ ХЕМОГЕННИХ ВІДКЛАДІВ	12
1.1 Особливості споруджування свердловин на родовищах Дніпровсько- Донецької западини	12
1.2 Досвід кріплення свердловин у хемогенних відкладах на родовищах ДДЗ	18
1.3 Аналіз відомих техніко-технологічних рішень щодо кріплення хемогенних відкладів родовищ ДДЗ	33
Висновки до розділу 1	37
РОЗДІЛ 2	
ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ СПОРУДЖУВАННЯ СВЕРДЛОВИН У ХЕМОГЕННИХ ВІДКЛАДАХ РОДОВИЩ ДДЗ	38
2.1 Прилади і методи досліджень	38
2.2 Дослідження геологічної будови хемогенних відкладів на прикладі Кобзівського родовища ДДЗ	49
2.3 Дослідження стану ізоляційного кільця в умовах хемогенних відкладів родовищ ДДЗ	57
2.4 Дослідження процесів корозійного руйнування тампонажних матеріалів	65
2.5 Вимоги до тампонажних систем для забезпечення якісного кріплення хемогенних відкладів родовищ ДДЗ	77
Висновки до розділу 2	79
РОЗДІЛ 3	
РОЗРОБЛЕННЯ КОМПОЗИЦІЙНИХ ТАМПОНАЖНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОГО КРІПЛЕННЯ ХЕМОГЕННИХ ВІДКЛАДІВ	81
3.1 Характеристика матеріалів	81

3.2 Розроблення корозійностійкого розширного тампонажного матеріалу з пониженою водовіддачею для кріплення хомогенних відкладів	90
3.3 Технологічні властивості тампонажного розчину та їх регулювання.	96
3.4 Експлуатаційні властивості корозійностійкого розширного тампонажного матеріалу з пониженою водовіддачею.	103
3.4.1 Теплофізичні властивості тампонажного матеріалу.	103
3.4.2 Дослідження корозійної стійкості розроблених тампонажних матеріалів.	106
3.4.3 Дослідження фазового складу і мікроструктури цементного каменю. . .	111
3.5 Проектування композиції стабілізованої буферної суміші та рецептур буферних рідин на її основі.	116
3.6 Дослідження технологічних властивостей буферної рідини на основі СБС	121
Висновки до розділу 3	124
РОЗДІЛ 4	
АПРОБАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ	127
4.1 Розроблення нормативної документації на застосування тампонажних систем.	127
4.2 Розроблення технології приготування сухих композиційних тампонажних систем.	129
4.3 Промислова апробація композиційних тампонажних систем під час цементування свердловин у хомогенних відкладах	135
4.4 Промислова апробація буферної рідини на основі СБС	148
4.5 Апробація тампонажної суміші КРТМ-ПВ під час цементування експлуатаційних колон	153
Висновки до розділу 4	160
ВИСНОВКИ	161
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	164
ДОДАТКИ	182

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

- АКЦ – акустична цементометрія;
- БПР – бурова промивальна рідина;
- БР – буферна рідина;
- БС – буферна суміш;
- Вс – умовна одиниця консистенції Бердена;
- В/С – водосумішеве відношення;
- ГДС – геофізичні дослідження свердловин;
- ГКР – газоконденсатне родовище;
- ДДЗ – Дніпровсько-Донецька западина;
- ДК – дочірня компанія;
- ДСТУ – державний стандарт України;
- ЕКР – екструзивний крохмальний реагент;
- Ка – коефіцієнт аномальності пластового тиску;
- КМСП – каліймагнієві сольові породи;
- КМЦ – карбоксиметилцелюлоза;
- КНБК – компоновка низу бурильної колони;
- Кр – конус розтічності;
- КРТМ – корозійностійкий розширний тампонажний матеріал;
- КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) – корозійностійкий розширний тампонажний матеріал (суміш) з пониженою водовіддачею;
- Ко – коефіцієнт однорідності суміші;
- Кс – коефіцієнт корозійної стійкості;
- Кц – коефіцієнт якості цементування;
- КССБ – конденсована сульфїтспиртова барда;
- КТК – коефіцієнт тертя кірки;
- МДТР – модифікуюча домішка тампонажного розчину;
- МПЕ – математичне планування експерименту;
- МСН – метасилікат натрію;

м.ч. – масова частка;
НТФК – нітрлотриметилфосфонова кислота;
ОТЦ – очікування тверднення цементу;
ПАТ – публічне акціонерне товариство;
ПКД – проектно-кошторисна документація;
ППФ – поліпропіленова фібра;
ПЩТ – портландцемент тампонажний;
Р – тиск у середовищі досліджень, МПа;
Р_у – тиск на усті, МПа;
Р_в – тиск на вибої свердловини, МПа;
РТМ – розширний тампонажний матеріал;
РТС – розширна тампонажна суміш;
РФА – рентгенофазовий аналіз;
СБС – стабілізована буферна суміш;
СПО – спуско-підіймальні операції;
ТС – тампонажна суміш;
ФХЛС – ферохромолігносульфонат;
ЦЗМ – цементно-змішувальна машина;
ЦА – цементувальний агрегат;
ШП – шамотний пил;
ШПЦС – шлакопідцаний цемент сумісного помелу;
рН – водневий показник;
t – температура у середовищі досліджень, °С;
ρ – густина, кг/м³;
Т – умовна в'язкість, с;
В – водовіддача розчину, см³/30 хв;
СНЗ_{1/10} – статичне напруження зсуву за 1 і 10 хв, дПа;
Q – продуктивність цементувальних агрегатів, м³/с.

ВСТУП

Актуальність теми. За геологічною будовою Україна належить до одного з найперспективніших регіонів для пошуків та видобування вуглеводнів на великих та надвеликих (4,5 – 8 км) глибинах. Зокрема, дослідження академіка НАН України О.Ю. Лукіна та його школи вказують на потужний вуглеводневий потенціал надглибоких надр та доцільність буріння в основному нафтопромисловому регіоні нашої країни – ДДЗ. Споруджування свердловин на підсолевих відклади при таких глибинах передбачає проходження хемогенних відкладів. При цьому, складні термобаричні умови залягання вуглеводнів, зокрема і наявність близькорозташованих різнонапірних та різнонасичених горизонтів, присутність двох поверхів соленосних товщ, а також КМСП спричиняють ряд ускладнень під час споруджування свердловин на родовищах ДДЗ, серед яких найбільш поширені порушення цілісності стовбура свердловини та руйнування системи кріплення.

Ці ускладнення негативно впливають на техніко-економічні показники буріння, а роботи з їх ліквідації є здебільшого довготривалими та низькоефективними.

Проблематика попередження та ліквідації ускладнень при бурінні та кріпленні свердловин, у розрізі яких є хемогенні відклади, крім України, існує також у країнах Середньої Азії, Білорусі та інших.

Дослідженням питань забезпечення надійного кріплення свердловин у хемогенних відкладах, а також розроблення композиційних матеріалів, зокрема цементу, для споруджування складних інженерних об'єктів присвячено роботи Архименка В.Е., Ашраф'яна М.О., Бабушкіна В.І., Баженова Ю.М., Бакшутова В.С., Бережного А.І., Боженова П.І., Бойкова О.І., Буднікова П.П., Булатова А.І., Бутта Ю.М., Вислобицького П.А., Волженського О.В., Гоц В.І., Глуховського В.Д., Горського В.Ф., Гребенникова М.П., Данюшевського В.С., Дона С.Н., Єремєєва Ю.А., Канцєпольського І.С., Коцкулича Я.С., Кравченко І.В., Криха Б.В., Кривенко П.В., Круглицького М.М.,

Круглицької В.Я., Куатбаєва К.Н., Кузнєцової Т.В., Леонова Е.Г., Лубана В.З., Маріампольського Н.А., Мрозека Є.Р., Мухіна Л.К., Мчедлова-Петросяна О.П., М'яснікова О.А., Навроцького Б.І., Новохатського Д.Ф., Овчинникова В.П., Пашенко О.О., Плугіна А.Н., Пушкарьова К.К., Ратінова В.Б., Ребіндера М.О., Рунової Р.Ф., Рябової Л.І., Саницького М.А., Свідерського В.А., Семеничева Г.А., Сербіна В.П., Сичова М.М., Стрільця Г.А., Соболев Х.С., Солодкого С.Й., Тимашева В.В., Тихонова В.А., Тіткова Н.І., Ушерова-Маршака О.В., Філатова Б.С., Чернявського В.Л., Шпинової Л.Г., Юнга В.М. та інших.

Ці дослідники бачать можливість підвищення якості кріплення свердловин у хемогенних відкладах, насамперед, за рахунок застосування високоякісних тампонажних матеріалів та буферних систем як визначальних чинників створення надійного ізоляційного кільця.

Таким чином, проблема якісного кріплення хемогенних відкладів, що передуює розкриттю нижчерозташованих покладів вуглеводнів, залишається актуальною і потребує вирішення комплексу завдань для забезпечення якісного кріплення свердловини на весь період експлуатації. Одним із перспективних напрямків вирішення зазначеної проблеми є застосування вискоефективних композиційних тампонажних систем у поєднанні з інноваційними технологічними рішеннями, які б у комплексі забезпечили надійне та довговічне кріплення свердловини.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами та темами. Дисертаційна робота безпосередньо пов'язана з пріоритетним напрямком досліджень Науково-дослідного і проектного інституту (НДПІ) ПАТ "Укрнафта" і є складовою частиною дослідницьких робіт, виконаних за наряд-замовленнями № 230811 та № 830811 "Розроблення нових і модифікованих буферних рідин для цементування свердловин"; № 100832 "Аналіз існуючих та розроблення нових тампонажних систем з підвищеними ізолюючими властивостями для цементування свердловин у складних гірничо-геологічних умовах"; № 103530 "Дослідно-промислові випробування тампонажних матеріалів виробництва ТОВ "Спецбудконструкція"; № 340811, № 340821, № 340831 "Надання науково-

практичної допомоги Полтавському ТУ під час цементування свердловин та установлення цементних мостів у складних геологічних умовах".

Мета і задачі дослідження.

Метою дисертаційної роботи є підвищення надійності кріплення свердловин за наявності хомогенних відкладів на прикладі родовищ ДДЗ шляхом розроблення сучасних композиційних тампонажних систем, модифікованих поліфункціональними добавками, та удосконалення технології їх промислового застосування.

Досягненню поставленої мети сприяло вирішення таких основних задач дослідження:

1. Окреслити вимоги до тампонажних систем з урахуванням особливостей споруджування свердловин у хомогенних відкладах родовищ ДДЗ та обґрунтувати вибір базових матеріалів і поліфункціональних модифікаторів.

2. Розробити тампонажну суміш для надійного кріплення хомогенних відкладів.

3. Розробити високоефективну буферну суміш для цементування обсадних колон.

4. Дослідити особливості структуроутворення композиційних тампонажних систем, модифікованих сучасними поліфункціональними добавками, в умовах їх застосування.

5. Розробити технологію приготування й апробації композиційних тампонажних систем під час цементування свердловин, а також провести промислові випробування під час кріплення свердловин.

Об'єктом дослідження є композиційні тампонажні та буферні суміші, а також технологія їх промислового використання для цементування свердловин.

Предметом дослідження є кінетика гідратації та технологічні властивості композиційних тампонажних систем.

Методи дослідження. Компонентний склад та рецептуру тампонажних і буферних сумішей обґрунтовано застосування сучасних методів аналітичних та

експериментальних досліджень шляхом використання математичного моделювання, методик досліджень, приладів і матеріалів.

Достовірність отриманих результатів підтверджено даними промислових випробувань.

Наукова новизна одержаних результатів:

1. Вивчено особливості залягання хемогенних відкладів та структуру ядра Кобзівського родовища ДДЗ.

2. Вперше досліджено мікроструктуру цементного каменю, сформованого у свердловинах, що розкрили хемогенні відклади.

3. Вперше розроблено композиційні тампонажні суміші для кріплення хемогенних відкладів родовищ ДДЗ та досліджено особливості їх структуроутворення в умовах застосування.

4. Одержано подальший розвиток напрацювань для використання сучасних поліфункціональних добавок у композиційній тампонажній суміші, що дозволяють забезпечити кероване структуроутворення та синтез цементного каменю в умов кріплення свердловини.

Практичне значення отриманих результатів.

1. Розроблено корозійностійку розширну тампонажну суміш з пониженою водовіддачею КРТМ-ПВ, модифіковану поліфункціональними добавками, для цементування хемогенних відкладів родовищ ДДЗ.

2. Розроблено композиційну стабілізовану буферну суміш СБС для цементування обсадних колон під час споруджування свердловин.

3. Розроблено технологію промислового виготовлення та застосування композиційних тампонажних систем для цементування свердловин. У співавторстві розроблено нормативні документи: ТУ У 23.2-32571045-002:2012 "Суміші сухі буферні"; ТУ У 26.6-32571045-001:2011 "Суміші сухі тампонажні". Налагоджено випуск вищезазначених матеріалів на заводі ТОВ "Геліос" (м. Львів). Станом на 08.2015 р. для потреб галузі виготовлено близько 340 т композиційної тампонажної суміші КРТМ-ПВ і 680 т буферної суміші СБС.

4. Проведено промислову апробацію розробок під час кріплення свердловин в умовах залягання хемогенних відкладів на родовищах НГВУ "Чернігівнафтогаз" та НГВУ "Полтаванафтогаз" ПАТ "Укрнафта", що забезпечило підвищення якості цементування за даними геофізичних досліджень методом акустичної цементометрії від 35 % до 78 %. Підтверджений економічний ефект від застосування розробок становить понад 900 тис. грн (у цінах 2013 р.).

Особистий внесок здобувача.

Основні наукові положення та результати, які становлять суть дисертаційної роботи, отримані автором самостійно. У публікаціях, написаних у співавторстві, здобувачу належить:

[128] – аналіз актуальності проблеми та встановлення напрямків її вирішення;

[94, 95, 100, 131] – наукові ідеї щодо розроблення тампонажних систем для кріплення хемогенних відкладів;

[97, 133, 147] – теоретичні дослідження;

[96, 98, 99, 102, 126, 132, 172, 173] – експериментальні дослідження;

[101, 129, 145] – узагальнення результатів досліджень;

[127, 130, 134] – розроблення програм і методик дослідно-промислових випробувань;

[136, 146] – промислова апробація результатів досліджень.

Апробація результатів дисертації. Основні результати та положення дисертаційної роботи представлено на: 4-й Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених "Перспективи розвитку нафтогазової галузі" (м. Трускавець – м. Кросно, 2011 р.); 8-й Міжнародній науково-практичній конференції "Наукові дослідження та експеримент "2012" (м. Полтава, 2012 р.); Конференції ПАТ "Хайдельбергцемент" (м. Дніпропетровськ, 2012 р.); Міжнародній науково-технічній конференції "Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців нафтогазової галузі" (м. Івано-Франківськ, 2012 р.); Міжнародній науково-технічній

конференції молодих учених та студентів. "Актуальні задачі сучасних технологій" (м. Тернопіль, 2012 р.); Міжнародній науково-практичній конференції "Перспективи нарощування нафтогазовидобутку у Східних регіонах України" (м. Полтава, 2013 р.); 3-й Західноукраїнській міжнародній науково-практичній конференції "Перспективи нарощування видобутку з родовищ Західних регіонів України" (м. Трускавець, 2013 р.); Міжнародній науково-технічній конференції та виставці "Нафтогазова енергетика-2013" (м. Івано-Франківськ, 2013 р.); Міжнародному семінарі "Моделювання та оптимізація композитів" (м. Одеса, 2014 р.); Міжнародній науково-технічній конференції "Новітні технології використання цеолітових туфів у промисловості" (м. Львів, 2014 р.).

У повному обсязі дисертаційну роботу представлено і обговорено на засіданнях кафедри буріння нафтових і газових свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу (ІФНТУНГ, червень та листопад 2014 р.) та розширеному науковому семінарі (липень 2015 р., розпорядження ІФНТУНГ № 161 від 30.06.2015 р.).

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 24 наукові праці: сім статей у фахових виданнях, з них шість – у наукометричних виданнях (у т.ч. одна стаття – на іноземній мові); вісім – матеріалів Міжнародних конференцій (з них, за результатами конференцій, одна стаття – на іноземній мові); у співавторстві одержано дев'ять патентів України на корисну модель. При цьому, чотири наукові праці опубліковано одноосібно.

Автор щиро вдячний колективу НДПІ ПАТ "Укрнафта", буровикам ПАТ "Укрнафта" і ДК "Укргазвидобування", співробітникам ТОВ "Геліос", а також д.т.н., проф. НУ "Львівська Політехніка" Х.С. Соболь за сприяння та допомогу у виконанні досліджень.

Особисто автор висловлює глибоку подяку науковому керівнику кандидату технічних наук, доценту Тершаку Богдану Андрійовичу за керівництво, постійну увагу та цінні поради при виконанні дисертаційної роботи.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН КРІПЛЕННЯ НЕСТІЙКИХ ХЕМОГЕННИХ ВІДКЛАДІВ

1.1. Особливості споруджування свердловин на родовищах Дніпровсько-Донецької западини

ДДЗ як геологічна структура є ступінчастим зануренням докембрійського фундаменту типу ровоподібного прогину – авлакогену, субширотного простягання довжиною до 700 км та шириною від 100 км до 120 км. Географічно розташована у південній частині Східно-Європейської платформи, на території України та Білорусі.

Нафтогазоконденсатні родовища центральної і східної частини ДДЗ в межах України розташовані на території Дніпропетровської, Харківської, Сумської, Полтавської та Чернігівської областей.

Нафтогазоносність ДДЗ, насамперед, приурочена до чотирьох нафтогазоносних комплексів: девонського, кам'яновугільного, нижньопермського і тріасового [88].

Стратиграфічний і літологічний розрізи та характерні ускладнення під час спорудження свердловин на родовищах ДДЗ наведено в табл. 1.1:

– кайнозой, що охоплює четвертинну, неогенову та палеогенову системи, містить рихлі, слабозцементовані, схильні до порушення цілісності гірські породи (глини, суглинки, піски тощо);

– мезозой включає крейдову, юрську та тріасову системи, які представлені, в основному, чергуванням теригенних і карбонатних порід;

– палеозой охоплює пермську, кам'яновугільну та девонську системи.

Споруджування свердловин на девонський, кам'яновугільний, нижньопермський нафтогазоносні комплекси (окрім тріасового) потребує проходження товщі хемогенних відкладів [53] та зон із несумісними умовами буріння.

Таблиця 1.1 – Гірничо-геологічні особливості споруджування свердловин на родовищах ДДЗ

Стратиграфічний підрозділ (система)	Літологічний склад гірських порід	Термобаричні умови	Можливі ускладнення під час буріння	Тип обсадної колони	Тип тампонажного матеріалу
Четвертинна Неогенова Палеогенова	Глини, суглинки, піски, пісковики, мергелі, буре вугілля, алевроліти слабозцементовані	15 – 25 °С Ka = 0,8 – 0,9	Поглинання БПР, порушення цілісності стовбура свердловини (осипи, обвали, звуження стовбура), сальникоутворення	Кондуктор	ПЦТ III-Пол.5-100 + ПЦТ II-50
Крейдова Юрська Тріасова	Крейда, мергелі, глини, пісковики, буре вугілля, алевроліти	25 – 65 °С Ka = 0,9 – 1,05	Поглинання БПР, порушення цілісності стовбура свердловини, сальникоутворення	Проміжна колона	ПЦТ III-Пол.5-100 + ПЦТ I-100
Пермська	Ангідрити, доломіти, вапняки, засолені глини, пісковики, алевроліти, КМСП, чергування пачок кам'яної солі з пластами ангідритів, доломітів і глинистих карбонатів	55 – 80 °С Ka = 1,0 – 1,1; 1,4 – 1,6	Порушення цілісності стовбура свердловини, інтенсивне жолобоутворення та каверноутворення, поглинання БПР	Проміжна колона	ПЦТ I-100 + ШПІ (ПЦТ I-100 + МДТР)
Кам'яновугільна	Аргіліти, алевроліти, вапняки, вугілля кам'яне, пісковики	70 – 130 °С Ka = 0,3 – 1,15	Поглинання БПР, порушення цілісності стовбура свердловини, нафтогазоводопрояви	Експлуатаційна колона	ПЦТ I-100 (ШПЦС-120) + РТМ-75 (РТМ-120)
Девонська	Пісковики, алевроліти, глинисті доломіти та темно-сірі аргіліти	80 – 150 °С Ka = 0,3 – 1,15			

Так, хомогенні відклади нижньої пермі та верхнього девону несумісні з розрізом юрської та тріасової системи, оскільки їх розкриття потребує застосування мінералізованих БПР густиною від 1300 до 1600 кг/м³ [82, 148], тоді як коефіцієнт аномальності у відкладах мезозою становить від 0,9 до 1,05.

Складні термобаричні умови залягання вуглеводнів, зокрема і наявність близькорозташованих різнонапірних та різнонасичених горизонтів, а також присутність двох поверхів соленосних товщ хомогенних відкладів із чергуванням кам'яної солі з пластами аргілітів, доломітів, ангідритів і глинистих карбонатів, а також КМСП, ускладнюють споруджування свердловин на родовищах ДДЗ.

Так, для Ярошівського родовища товщина хомогенних відкладів становить від 150 до 190 м, з них лише КМСП – від 2 до 20 м.

Мінеральні солі цих геологічних розрізів за генетичною класифікацією належать до морських відкладів, основними компонентами яких є іони Na⁺, K⁺, Mg²⁺, Ca²⁺, Cl⁻, SO₄²⁻, Br⁻, B₄O₇²⁻ [83]. Присутні також іони Fe²⁺, I та CO₃²⁻. На родовищах, в будові яких визначено соленосні відклади, ці елементи входять до складу більш, ніж 30 розчинних та значної кількості нерозчинних мінералів. Серед перших – це, насамперед, галіт, сильвін, сильвініт (суміш галіту та сильвіну), карналіт, каїніт, лангбейніт, кизерит, полігаліт.

Поширення хомогенних відкладів навіть на сусідніх родовищах ДДЗ нерівномірне. Так, за даними ГДС (стандартного, гамма-каротажу та кавернометрії) пермські відклади на Софіївському родовищі залягають в інтервалі 2160 – 2490 м, Волошківському 2341 – 2780 м та Ярошівському 2205 – 2568 м (рис. 1.1).

Така складна геологічна будова створює передумови для виникнення характерних аварій і ускладнень під час кріплення свердловин (табл. 1.2).

Аналіз та систематизація наявної геолого-промислової інформації за період 2000 – 2011 рр. дозволила автору ідентифікувати ускладнення у хомогенних відкладах родовищ ДДЗ на 34 свердловинах.

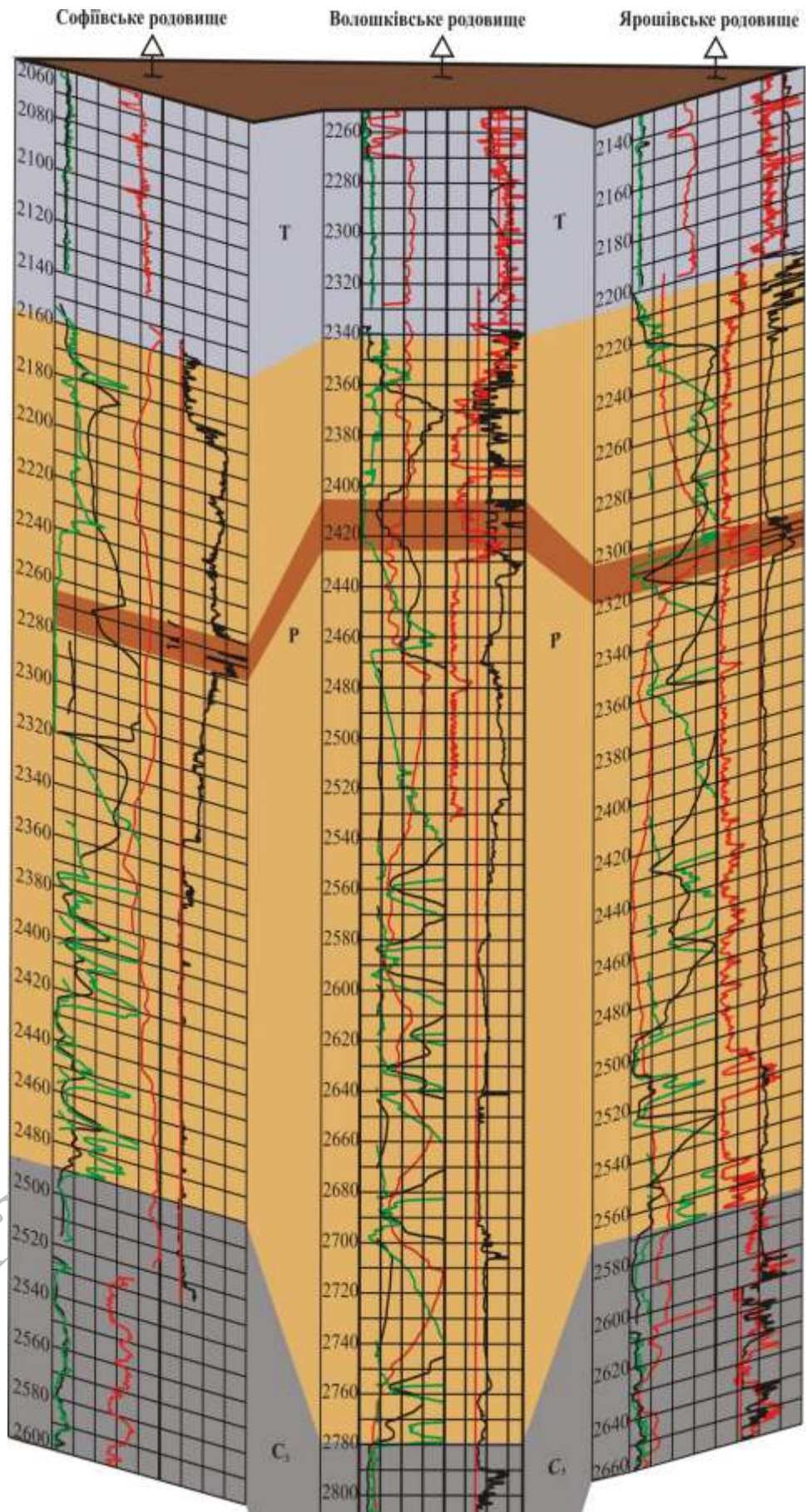


Рисунок 1.1 – Характер розповсюдження КМСП у пермських відкладах Софіївського, Волошківського та Ярошівського родовищ

Таблиця 1.2 – Характерні ускладнення під час кріплення свердловин в умовах залягання нестійких хомогенних відкладів родовищ ДДЗ

Свердловина, тип свердловини	Період виникнення ускладнення, рік	Затрати часу на ліквідацію, годин	Примітка
28-Ярошівська – експлуатаційна, похилоспрямована	2000	2664	Передчасне тужавлення цементного розчину внаслідок впливу солей на структуроутворення тампонажного розчину
100-Машівська – експлуатаційна, вертикальна	2002	2809	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
56-Східно-Полтавська – експлуатаційна, вертикальна	2002	1968	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
56-Східно-Полтавська * – експлуатаційна, вертикальна	2003	1340	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
101-Біс-Машівська – розвідувальна, вертикальна	2003	1635	Поглинання тампонажного розчину
11-Кобзівська – розвідувальна, вертикальна	2004	3887	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
57-Східно-Полтавська – експлуатаційна, вертикальна	2004	779	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
27-Кобзівська – розвідувальна, вертикальна	2005	411	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
119-Березівська - експлуатаційна, вертикальна	2005	237	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
200-Тарасівська – пошукова, вертикальна	2006	486	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
119-Березівська* – експлуатаційна, вертикальна	2006	119	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
71-Кобзівська – експлуатаційна, вертикальна	2007	5663	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
100-Кобзівська – розвідувальна, похилоспрямована	2007	6384	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
202-Гадяцька – експлуатаційна, похилоспрямована	2007	931	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
55-Ярошівська – експлуатаційна, похилоспрямована	2008	8472	Передчасне тужавлення цементного розчину внаслідок відфільтрування води замішування у високопроникні пісковики. Свердловина в консервації
202-Гадяцька – експлуатаційна, похилоспрямована	2008	2225	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
36-Ярошівська – експлуатаційна, похилоспрямована	2009	3754	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
69-Кобзівська – експлуатаційна, похилоспрямована	2009	1767	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
69-Кобзівська* – експлуатаційна,	2010	562	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
40-Копилівська – розвідувальна, похилоспрямована	2011	428,33	Деформація обсадної колони у хомогенних відкладах
*) Перехідні ускладнення			

Сумарні затрати часу на їх ліквідацію склали 75819,6 год. При цьому деформації обсадних колон зафіксовано на 16 свердловинах (табл. 1.2), що становлять переважуючу частку часових затрат на їх ліквідацію (рис. 1.2).

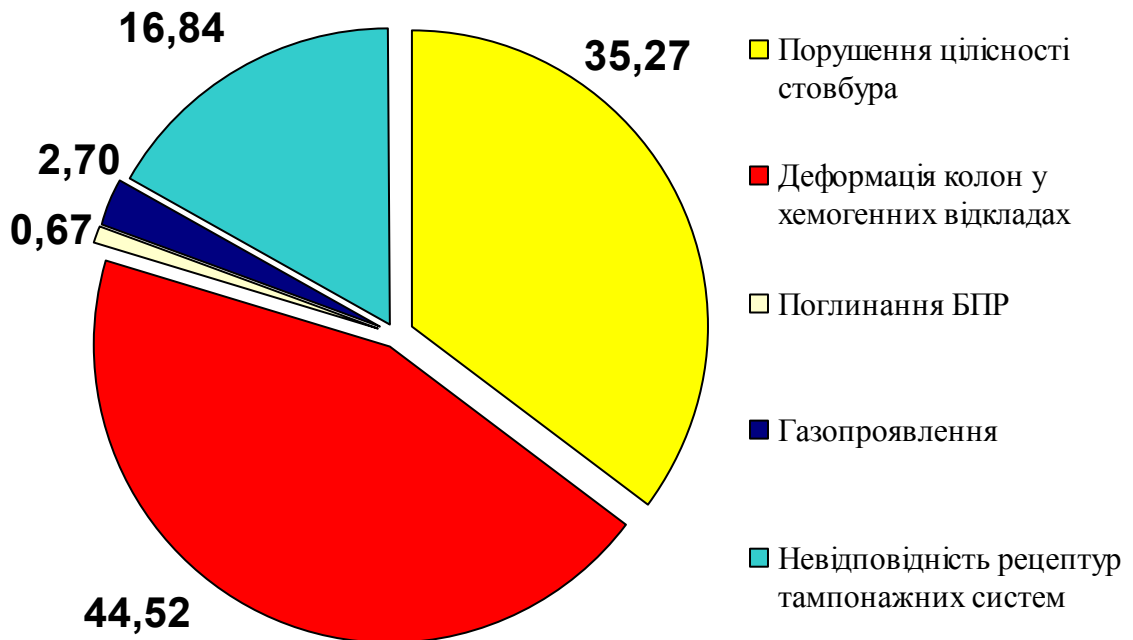


Рисунок 1.2 – Розподіл ускладнень під час споруджування свердловин у хемогенних відкладах

Втрати часу на ліквідацію ускладнень, спричинених деформацією обсадних колон, становили 33750,3 год, або 44,52 % від загального часу для усіх ускладнень. Порушення цілісності стовбура свердловин внаслідок деформації хемогенних відкладів зафіксовано у 17 випадках при затратах часу 26742,2 год (35,27 %). На ліквідацію ускладнень внаслідок невідповідності рецептур тампонажного розчину щодо гірничо-геологічних умов цементування (3 випадки) затрачено 12771 год (16,84 %). Ліквідація поглинань БПР і газопроявлень потребували 510,8 год та 2045,34 год відповідно, що становить 0,67 % та 2,7 %.

Слід зазначити, що ускладнення під час технологічних операцій з кріплення часто супроводжуються втратою стовбура свердловини.

Враховуючи дані особливості геологічної будови родовищ ДДЗ при наявності хемогенних відкладів, споруджування та експлуатації свердловин

потребують інноваційних технологічних рішень з кріплення хомогенних відкладів.

1.2 Досвід кріплення свердловин у хомогенних відкладах на родовищах ДДЗ

Кріплення свердловин є однією з найбільш матеріало- і енергомістких операцій, на яку припадає від 7 % до 16 % загального часу споруджування свердловини та від 12 % до 30 % загальної її вартості.

На родовищах ДДЗ (табл. 1.1), кондуктором здебільшого перекривають відклади четвертинної, неогенової та палеогенової, інколи і крейдової системи, а цементують двопорційним тампонажним розчином на основі портландцементів ПЦТ III-Пол.5-100 та ПЦТ II-50 [106] або їх аналогів.

Під час цементування першої проміжної колони, якою перекривають юрські і тріасові відклади, здебільшого, застосовують тампонажні матеріали ПЦТ III-Пол.5-100 та ПЦТ I-100.

Застосування полегшеного тампонажного розчину в обох випадках зумовлено необхідністю запобігти поглинанням тампонажної суспензії.

Розкриття хомогенної товщі пермської системи потребує розмежування додатковою обсадною колоною і застосування спеціальних тампонажних матеріалів, стійких до сольової агресії. Відповідно до [60, 93, 148] застосовують тампонажні матеріали ПЦТ I-100 + ШП чи ПЦТ I-100 + МДТР, які, на думку авторів цих розробок, здатні забезпечити надійне кріплення.

Для цементування продуктивних відкладів кам'яновугільної та девонської системи залежно від термобаричних і технологічних умов застосовують двопорційні тампонажні розчини: перша порція на основі ПЦТ I-100 чи ШПЦС-120, друга – розширних тампонажних матеріалів РТМ-75 чи РТМ-120.

Аналіз показує, що зазначені матеріали, здебільшого, не забезпечують якісного кріплення свердловини (табл. 1.3). Під час його проведення нами використано коефіцієнт якості цементування (K_u), що визначається за

результатами акустичної цементометрії (АКЦ) [70] відповідно до загальноприйнятої методики НПО "Бурение" (м. Краснодар, Росія):

$$K_u = \frac{100 \sum_{i=1}^n l_1 + 200 \sum_{i=1}^n l_2 + 300 \sum_{i=1}^n l_3 + 400 \sum_{i=1}^n l_4}{L_u} \quad (1.1)$$

де L_u – довжина зацементованої ділянки, м;

l_1, l_2, l_3, l_4 – довжина зацементованих ділянок, відповідно, у разі відсутності контакту, при поганому, частковому та щільному контакті цементного каменю з обсадною колоною, м.

Вважають, якість цементування обсадної колони "добра" при $K_u = 300 - 400$; $K_u = 200 - 299$ – якість задовільна; $K_u = 100 - 199$ – якість незадовільна.

Таблиця 1.3 – Характерні приклади неякісного цементування свердловин на родовищах ДДЗ

Свердловина	Тип цементу	Постачальник	Коментар
143-Анастасівська	Спеціальна суміш	"Shlumberger"	Коефіцієнт якості 261
27-Гоголівська	Спеціальна суміш	"Shlumberger"	Коефіцієнт якості 247
51-Ярошіська	Спеціальна суміш	"Shlumberger"	Коефіцієнт якості 218
506-Бугруватівська	ЩЦТ І-100 РТМ-75	ВАТ "Волинь-цемент" НВП "Спецматеріали"	Коефіцієнт якості 188,4
162-Анастасівська	ШПЦС-120 РТМ-120	НВП "Спецматеріали" НВП "Спецматеріали"	Коефіцієнт якості 190,4
33-Волошківська	РТМ-120	НВП "Спецматеріали"	Заколонні водоперетікання
55-Ярошівська	ЩЦТ І-100 + ШП	ВАТ "Волинь-цемент" + шамотний пил	Прихоплення підвіски труб. Тривалість ліквідації ускладнення – 319 д
534-Бугруватівська	ШПЦС-120 РТМ-75	НВП "Спецматеріали" НВП "Спецматеріали"	Коефіцієнт якості 219,3. Заколонні водоперетікання
340а-Глинсько-Розбишівська	РТМ-50	НВП "Спецматеріали"	Коефіцієнт якості 157,3
101-Василівська	ШПЦС-120 РТМ-120	НВП "Спецматеріали"	Раптове зростання тиску. Цементний стакан – 1094 м
125-Рудівсько-Червонозаводська	ТС-100	ТОВ "Спецбудконструкція"	Раптове зростання тиску. Цементний стакан – 520 м

Аналіз використаних тампонажних матеріалів свідчить про застосування типових систем з домішкою сповільнювача НТФК без модифікуючих добавок при водоцементному відношенню від 0,45 до 0,52. За результатами тестувань тампонажних матеріалів для цементування свердловин встановлено порушення седиментаційної стійкості суспензій і знижені міцнісні характеристики цементного каменю на їх основі (табл. 1.4).

Таблиця 1.4 – Результати тестувань тампонажних матеріалів

Тип цементу	Постачальник цементу	Дата тестування	Коментар
ПЦТ I-100 + ШП	ВАТ "Волинь-цемент"	11. 2007 р.	Підвищене водовідділення – 15 мл. Низька міцність на вигин – 4,2 МПа (у віці двох діб).
ПЦТ I-100	ВАТ "Волинь-цемент"	08. 2009 р.	Підвищене водовідділення – 15 мл
ПЦТ I-100	ВАТ "Волинь-цемент"	08. 2009 р.	Підвищене водовідділення – 13,5 мл
ПЦТ I-100	ВАТ "Волинь-цемент"	08. 2009 р.	Підвищене водовідділення – 40 мл
РТМ-75	НВП "Спецматеріали"	11. 2010 р.	Низька міцність на вигин – 3,0 МПа. Підвищене водовідділення – 21 мл
РТМ-75	НВП "Спецматеріали"	11. 2010 р.	Недостатня міцність на стиск – 6,0 МПа. Підвищене водовідділення – 30,5 мл
ШПЦС – 120 Об. ПВ	НВП "Спецматеріали"	12. 2010 р.	Підвищені водовідділення – 17 мл та водовіддача 256 см ³ / 30 хв.
РТМ-120 Об. ПВ	НВП "Спецматеріали"	12. 2010 р.	Підвищені водовідділення – 14 мл та водовіддача – 230 см ³ / 30 хв.
РТМ-120	НВП "Спецматеріали"	09. 2011 р.	Недостатня міцність на вигин – 2,3 МПа. Підвищене водовідділення – 24 мл. Прискорене загуснення.

Як бачимо із даних, наведених у табл. 1.4, загальною проблемою є підвищене значення показника водовідділення, що в подальшому може спричинити формування водяних поясів у системі кріплення, а неконтрольоване відфільтрування частини дисперсійного середовища стати причиною передчасного лавиноподібного структуроутворення цементної суспензії, що трапилось під час цементування свердловини № 55 Ярошівського родовища [24, 68]. Кріплення свердловин на цьому родовищі здійснюють за технологією, розробленою фахівцями УкрНГІ [60], яка передбачає попереднє

розмивання каверни КМСП, збільшення об'єму тампонажного розчину (1,5 – 2 об'єми бішофітової каверни), застосування мінералізованої води як рідини замішування тампонажного цементу та як буферної рідини. Цементування першої секції 245 мм проміжної колони у свердловині № 55 Ярошівського родовища в інтервалі 2617 – 1827 м проведено тампонажною сумішшю ПЦТ І-100 + ШП (об'єм тампонажного розчину – 77 м³). Буферна рідина – мінералізована вода густиною 1120 кг/м³ в об'ємі 20 м³. Основні параметри тампонажної суспензії і цементного каменю наведено в таблиці 3.9. Незважаючи на те, що приготування тампонажного розчину, нагнітання і протискування його у за колонний простір відбувалось без суттєвих зауважень після технологічної зупинки для відкриття "вікон" стикувального вузла при різних режимах нагнітання бурового розчину, відновити циркуляцію не вдалось. При цьому свердловина поглинула понад 50 м³ бурового розчину. Спроби від'єднати допускний інструмент від обсадної колони виявились безрезультатними. Затрати часу на ліквідацію цього ускладнення склали 319 д, тоді як загальна тривалість будівництва свердловини до моменту виникнення ускладнення становила лише 151 д, а тривалість буріння під цю колону – 49 д (рис. 1.3).

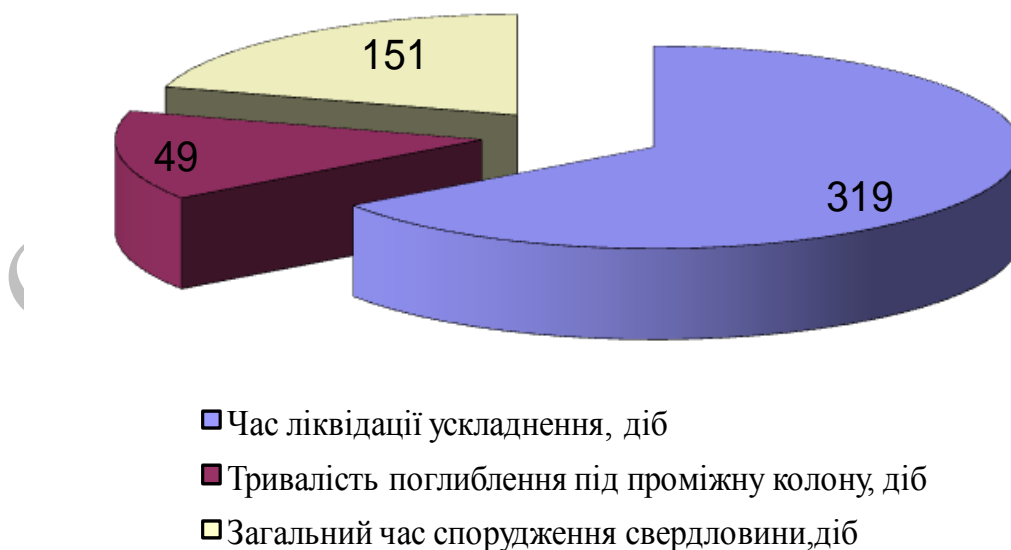


Рисунок 1.3 – Тривалість споруджування свердловини 55-Ярошівська

Через відсутність можливості звільнити бурильні труби та відновити прохідність свердловину переведено в консервацію.

На свердловині 36-Ярошівська з метою зменшення водовідділення та водовіддачі цементної суспензії як добавку до води замішування використано реагент-стабілізатор. Деякою мірою це дозволило покращити ситуацію. Під час цементування обсадної колони, діаметром 245 мм, стабілізованим тампонажним розчином ускладнень не відмічено. Однак, внаслідок незадовільного заповнення за колонного простору на устя було вимито тільки суміш бурового розчину і буферної рідини, хоча запланований додатковий об'єм тампонажного розчину для заповнення каверни становив 21 м^3 . За результатами проведених ГДС, після цементування, у свердловині № 36 Ярошівського родовища встановлено, що в інтервалі 1799 – 2140 м цементний камінь відсутній, в інтервалі 2140 – 2303 м зафіксовано зчеплення цементного каменю з обсадною колоною "часткове", а нижче глибини 2303 м – "задовільне". Переливи бурового розчину на усті в період ОТЦ свідчили про відсутність цементного кільця за проміжною колоною в інтервалі каверни і вище та порушення стійкості КМСП.

Однією з причин, що призвела до суттєвого збільшення каверни (до розмірів, що не підлягають визначенню існуючими геофізичними методами), було застосування попереднього її розмиву. На думку Є.Р. Мрозека та інших дослідників, наявність великої асиметричної каверни, лише частково заповненої тампонажною сумішшю, викликає реальні передумови для вигину та подальшої деформації обсадної колони [79, 92]. За даними ГДС обсадна колона в подальшому набула еліптичної форми. Через ускладнений рух бурильного інструменту та у зв'язку з безперспективністю проведення ремонтно-відновлювальних робіт стовбур свердловини ліквідовано.

На Машівському родовищі, розташованому в центральній частині приосьової зони ДДЗ, до початку експлуатаційного буріння у південно-східному блоці цієї геологічної структури експедиціями тресту "Полтаванафтогазгеологія" було споруджено п'ять свердловин в зоні

розповсюдження бішофітів. На кожній з них були випадки порушення технологічного процесу будівництва в інтервалах залягання калій-магнієвих солей, що, в свою чергу, призводило як до буріння додаткових стовбурів, так і до ліквідації свердловин.

Так, під час споруджування БУ "Укрбургаз" свердловини 100-Машівська за конструкцією: $\varnothing 426$ мм – 180 м; $\varnothing 324$ мм – 2100 м; $\varnothing 245$ мм – 3500 м; $\varnothing 194$ мм – 3400 – 4360 м; $\varnothing 140 \times 168$ мм – 5300 м в інтервалі залягання хомогенних відкладів КМСП також виникло ускладнення. Після досягнення глибини 4622 м (інтервал залягання КМСП 2530 – 2550 м) зафіксовано деформацію проміжної колони діаметром 245 мм, кріплення якої проведено на глибину 3457 м. За даними ГДС в інтервалі 2538 – 2547 м зафіксовано звуження, що робить неможливим рух інструменту діаметром понад 73 мм. Деформації колони передувало порушення рівноваги в системі "гірська порода – свердловина", через катастрофічне поглинання бурового розчину густиною 1650 – 1680 кг/м³ на глибині 3472 м. Внаслідок неможливості відновлення прохідності колони діаметром 245 мм свердловину ліквідовано.

Під час споруджування свердловини № 101-Біс Машівського ГКР внаслідок неякісного цементування за результатами ГДС цементний камінь за проміжною колоною діаметром 245 мм відсутній. Внаслідок деформації КМСП виникло перетікання бурового розчину через устя свердловини. За період з 20.07.2003 р. до 08.08.2003 р. зі свердловини витіснено 1,2 м³ бурового розчину. В подальшому з 10.08.13 р. до 17.08.03 р. ще витіснено 2,6 м³.

На Східно-Полтавському родовищі, розташованому в центральній частині приосьової зони ДДЗ, геологорозвідувальними організаціями пробурено 14 пошукових і розвідувальних свердловин. З них три (№ 5, 8 і 9) перебуруно двічі через ускладнення, що виникли при розкритті хомогенних відкладів. Свердловини № 1, 2, 3 не доведено до проектних глибин, а у свердловині № 4 зафіксовано деформацію експлуатаційної колони діаметром 146×140 мм навпроти бішофітів на глибині 2457 м. Із 11 свердловин, пробурених на цій структурі до 2004 року БУ "Укрбургаз", тільки дві (№ 53, 51) завершено без

ускладнень. У свердловинах № 56, 57, 59 були zdeформовані обсадні колони діаметром 245 мм, у тому числі у свердловині № 56 – двічі.

На Кобзівському родовищі, розташованому в південно-східній частині приосьової зони ДДЗ, першу зі споруджуваних свердловин 9-Кобзівська ліквідовано через деформацію проміжної обсадної колони $\varnothing 245 \text{ Д} \times 10 \text{ мм}$ в інтервалі залягання КМСП.

Під час поглиблення свердловини 10-Кобзівська за даними профілометрії при вибої 2300 м діаметр каверни в інтервалі 2197 – 2217 м перевищував 800 мм при діаметрі долота 295,3 мм. При подальших вимірюваннях розмір каверни постійно змінювався. Спочатку зростав, потім дещо зменшувався і при вибої 3615 м на глибині 2209 м виникло порушення кріплення. Як наслідок, в подальшому цю свердловину перебурено другим стовбуром та закріплено обсадною колоною $\varnothing 168 \times 140 \text{ мм}$ для експлуатації продуктивних горизонтів картамиської світи нижньої пермі.

При проектуванні конструкції пошукової свердловини 11-Кобзівська, глибиною понад 6000 м, для попередження деформацій обсадної колони інтервал текучих солей було вирішено обсадити двома колонами. Крім того, в інтервалі КМСП додатково проведено розмивання каверни, заповнення її тампонажним розчином та подальше розбурювання. Періодичні вимірювання діаметра стовбура в інтервалі зацементованої ділянки, що в часі збільшувався несуттєво і до моменту спуску колони діаметром 245 мм в листопаді 2003 року при вибої 4965 м практично був таким, як і відразу після цементування каверни 2 вересня 2002 року (рис. 1.4).

При подальшому поглибленні свердловини № 11 з використанням бурового розчину густиною 1320 кг/м^3 , при вибої 5250 м виникла деформація обсадної колони діаметром 245 мм. Для ліквідації ускладнення густину бурового розчину спочатку підвищили до 1500 кг/м^3 , а в подальшому – до $1600 - 1900 \text{ кг/м}^3$, що додатково пов'язано з газопроявленням. Попри це свердловину так і не доведено до проектної глибини.

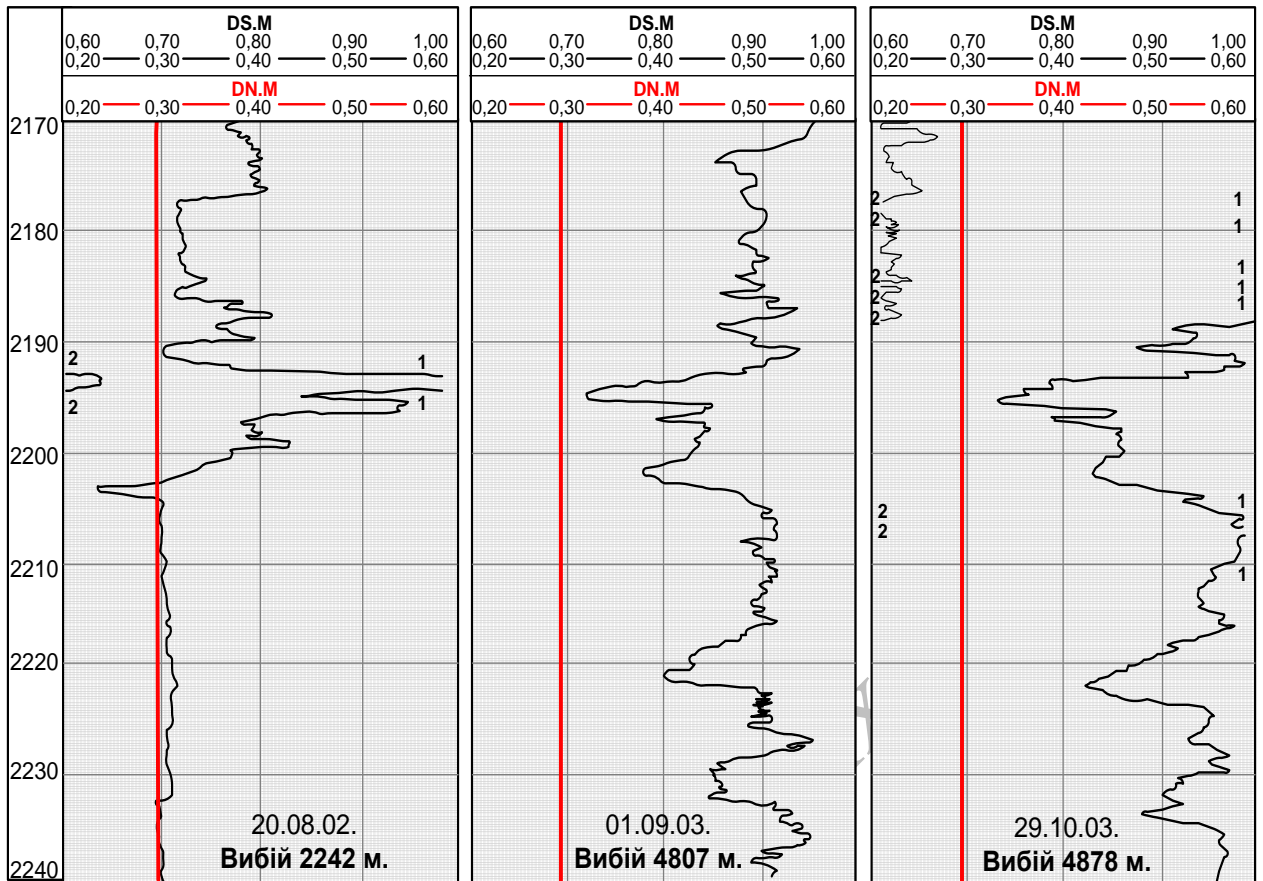


Рисунок 1.4 – Свердловина 11-Кобзівська. Порівняльні кавернограми в інтервалі залягання КМСП

У свердловині 21-Кобзівська при вибої 2092 м після переходу на мінералізований розчин під час сумісного розкриття теригенного і хемогенного розрізів виникли ускладнення стовбура: звуження, часткове поглинання бурового розчину, труднощі підтримування та регулювання параметрів бурового розчину. Тому інтервал КМСП перекривали лише хвостовиком діаметром 194 мм. За такою ж конструкцією, тобто з перекриттям інтервалу калій-магнієвих солей лише "колоною-хвостовиком", успішно пробурено свердловини № 26 та № 33.

Однак, під час споруджування розвідувальної свердловини 27-Кобзівська знову виявлено порушення цілісності "колони-хвостовика" діаметром 194 мм.

Контроль геометрії бішофітової каверни профілеміром і каверноміром при бурінні під "хвостовик" діаметром 194 мм виконано двічі: 09.12.2004 року при вибої 2500 м і 31.01.2005 року при вибої 3400 м (рис. 1.5).

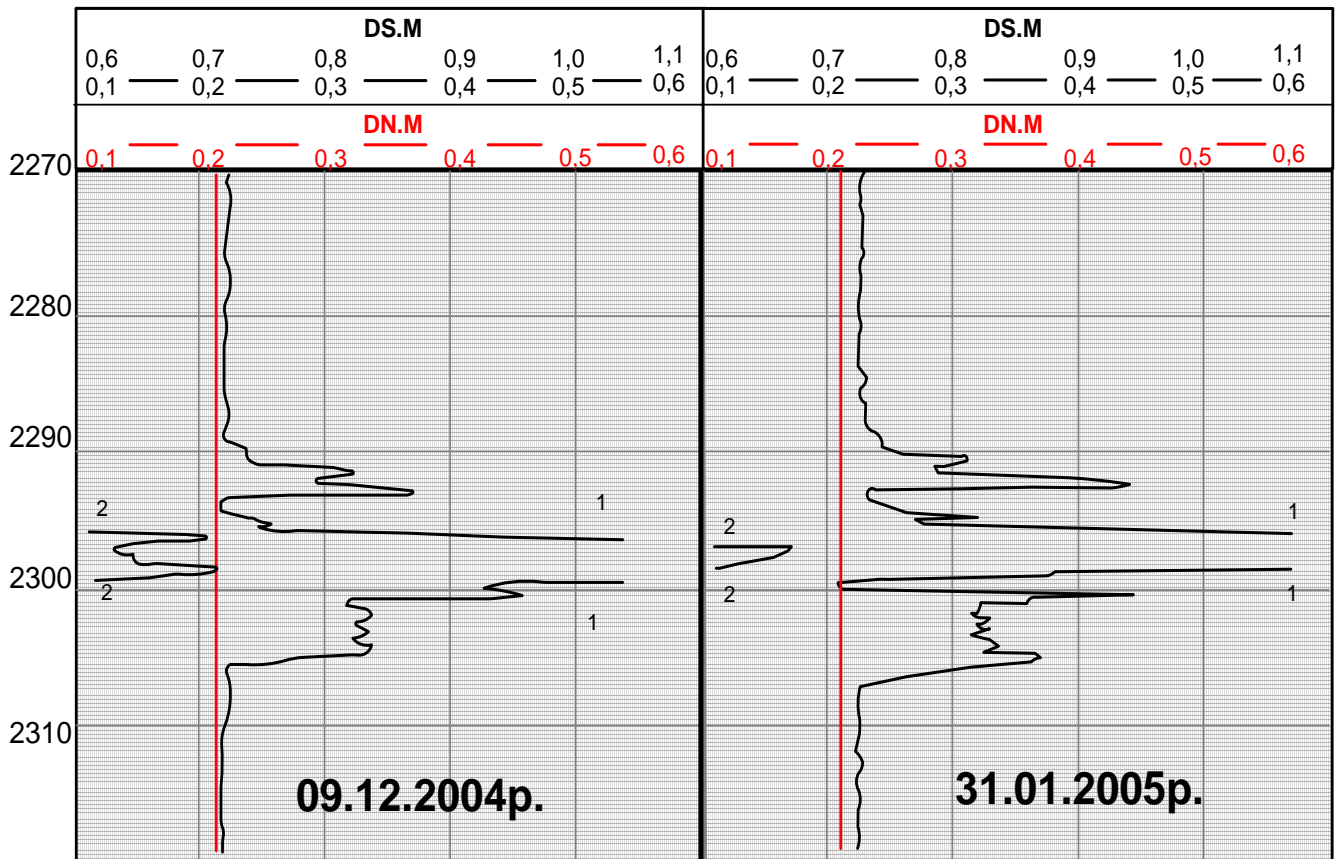


Рисунок 1.5 – Результати ГДС свердловини 27-Кобзівська

Співставлення результатів ГДС (рис. 1.5), свідчить про деформацію порід в інтервалі каверни 2289 – 2305 м.

При досягненні глибини 3593 м в процесі поглиблення виникло аварійне руйнування бурильної колони навпроти інтервалу КМСП – 2289 – 2305 м. При цьому міцність обсадних труб, встановлених навпроти КМСП, рецептура тампонажного розчину і технологія цементування відповідали вимогам нормативних документів, які не регламентують вимоги щодо седиментаційної стійкості і стабільності тампонажної суспензії. Подальші результати радіусометрії підтвердили деформацію обсадної труби 193,7 Е×12,7 ОГ-1М із зовнішнім критичним тиском ($P_{з.кр}$) = 51,4 МПа на глибині 2303 м (рис.1.6).

Ускладнення ліквідовано шляхом збільшення густини бурового розчину до 1400 кг/м^3 та застосування оправок $\text{Ø } 158\text{--}162\text{--}165 \text{ мм}$ в інтервалах 2298 – 2300,5 м і 2299 – 2310 м, на що було затрачено 411 год.

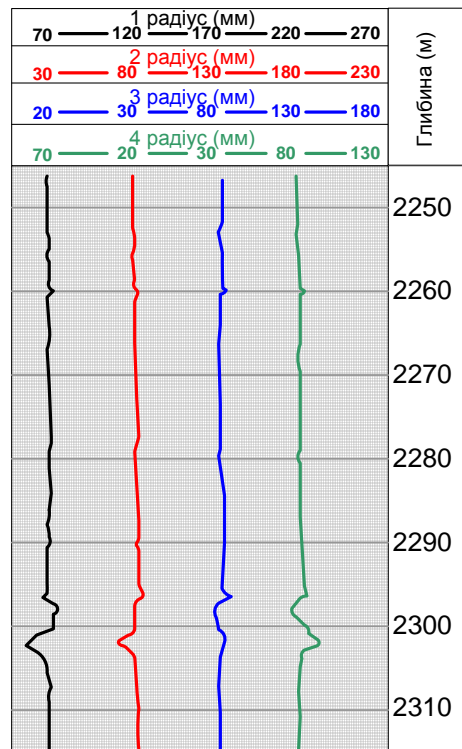


Рисунок 1.6 – Радіусометрія обсадної колони діаметром 194 мм

У свердловині 71-Кобзівська проміжну обсадну колону діаметром 245 мм спустили на глибину 1939 м. Подальше поглиблення проводили на високо-мінералізованому буровому розчині з параметрами: $\rho = 1400 - 1420 \text{ кг/см}^3$, $T = 60 - 80 \text{ с}$, $V = 5 - 5,5 \text{ см}^3/30 \text{ хв}$. За результатами геофізичних досліджень КМСП залягали в інтервалі 2195 – 2220 м. Кріплення "колоною-хвостовиком" діаметром 194 мм проведено в інтервалі 3284 – 1845 м. При вибої 3287 м під час СПО зафіксовано втрату прохідності стовбура на глибині 2185 м. Стандартні роботи з ліквідації ускладнення виявилися безрезультативними. За допомогою внутрішньої трубоводки ТВ-194 (на лівому бурильному інструменті) до глибини 2190 м вилучено частину "колоною-хвостовика", що підтвердило відсутність цементного каменю за нею.

В подальшому цю свердловину перебудовано новим стовбуром. Після відбору керна в інтервалі 3275 – 3284 м на глибині 2204 м зафіксовано ускладнений рух інструменту. Проведений візуальний огляд показав наявність на КНБК ділянок деформації кручення і згину. Згідно з даними ГДС у свердловині в інтервалі 2205 – 2207 м відмічено деформаційне звуження

обсадної колони діаметром 168 мм, укомплектованої трубами Р-110×12,06 (коефіцієнт запасу міцності на зовнішній надлишковий тиск становив 2,1). З огляду на значну тривалість у часі та низьку результативність проведення робіт з відновлення прохідності, стовбур свердловини ліквідовано.

Як бачимо, порушення цілісності стовбура свердловини, що в подальшому провокує деформацію обсадних колон у хомогенних відкладах, є доволі поширеним, найбільш проблемним видом ускладнення під час споруджування та експлуатації свердловин.

За даними А.І. Булатова [142] 90 % всіх відомих пошкоджень обсадних колон викликано впливом гірського тиску хомогенних відкладів, при цьому 50 % порушень зафіксовано в інтервалах залягання КМСП.

На підставі аналізу 40 випадків порушення обсадних колон у хомогенних відкладах текучих калій-магнієвих порід, де обсадні труби деформовано під дією зосереджувального згинаючого навантаження, показано [137], що 90 % цих фактів пов'язані з проявом гірського тиску та реологічних характеристик соляних порід. Ще 10 % порушень цілісності колон виникли тоді, коли гірський тиск мав менше значення, ніж сума критичного тиску труб та внутрішнього гідростатичного тиску. На підставі цього зроблено висновок про визначальний вплив нерівномірного навантаження обсадних труб зовнішнім тиском.

На думку Є.Р. Мрозєка та інших дослідників [60, 112] однією з причин деформування колони є наявність у асиметричній каверні великого діаметра рухомого ядра пластичної породи зі швидкістю руху вдвічі більшою, ніж швидкість течії основного масиву. Це спричиняє створення одностороннього навантаження та подальшого деформування обсадної колони.

На думку авторів [119, 164] змінання обсадної колони безпосередньо залежить від конфігурації каверни в інтервалі залягання соленосних відкладів. За результатами порівняння кавернограми стовбура свердловини та мікрокавернометрії деформованої колони Н. Шахмедовим показано, що змінання обсадної колони, насамперед, виникає у верхній частині каверни, а якщо каверна має значну протяжність по довжині стовбура, то в інтервалі зміни

конфігурації каверни. Також деформація колон можлива у зонах переходу солей у більш стійкі відклади.

Дослідженнями В.Д. Куртова і Г.А. Стрільця [74, 137] встановлено, що у більшості випадках пошкодження колон могло бути спричинено проявом гірського тиску, зумовленого особливостями морфології КМСП.

За даними М.П. Гребенникова такі явища можуть виникати вже через 4 – 5 д після кріплення свердловини [47]. При цьому в інтервалах залягання КМСП зовнішній тиск може перевищувати значення гірського. Автор вважає це наслідком збільшення об'єму суміші в гідравлічно-ізолюваній системі при фазових переходах солі з твердого у рідкий стан. Такі переходи можливі при контакті технологічних рідин з кристалогідратами КМСП, через що останні розчиняються, збільшуючись в об'ємі.

На виникнення порушення цілісності обсадних колон в інтервалах залягання хомогенних відкладів, окрім геологічних причин, впливають міцнісні характеристики обсадних труб, конфігурація стовбура свердловини, час від моменту розкриття пластичних порід до завершення кріплення, якість цементування тощо [22, 48, 55, 73, 144].

На основі проектування системи кріплення як при рівномірному, так і асиметричному навантаженні труб зовнішнім змінюючим тиском встановлено визначальну роль ізоляційного цементного кільця [56, 57, 58].

Оскільки у кавернозних ділянках може формуватися цементний камінь низької якості, створюються умови до передачі навантаження від масиву нестійких порід безпосередньо на обсадні труби за час, що залежить від швидкості деформації солі. Під час руху у заколонному просторі тампонажна суспензія за рахунок більшої густини витісняє буровий розчин, що залишився на стінках свердловини, і воду, яка виділилась внаслідок седиментації у верхню частину каверни. Після формування структури каменю рухомий масив хомогенних відкладів створює навантаження на стінки колони, захищені цементом. Це підтверджується зоною змінання, яка з часом переміщується

вверх. Тобто, при неякісному цементуванні невитісна промивальна рідина, контактуючи із хомогенними відкладами, сприяє їх деформації.

Аналогічної позиції дотримується А.А. Мамедов [79], стверджуючи, що при наявності якісного цементного каменю та оточуючого масиву породи несуча здатність кріплення збільшується на 20 – 28 % порівняно із трубами без ізоляційного екрану.

Відповідно до [36, 66, 161, 162] міцність системи кріплення, сформованої двома колонами, залежить від фізико-механічних і геометричних характеристик обсадних труб і цементного кільця, видозмінюючи які можна проектувати і формувати оптимальні конструкції, здатні працювати в зоні пружних деформацій. Особливу увагу акцентують на використанні тампонажних систем, здатних формувати цементний камінь з високими експлуатаційними характеристиками [42, 63].

Аналіз аварійності з обсадними колонами в інтервалах залягання, схильних до деформації пластичних порід воротищенських і поляницьких відкладів на родовищах Прикарпаття, проведений Я.С. Коцкуличем та І.М. Ковбасюком, показав, що абсолютна більшість випадків зім'яття колон мали місце у разі відсутності або низької якості ізоляційного екрану між проміжною та експлуатаційною колонами [67]. На підставі розв'язку задач з визначення контактного тиску, що виникає під час взаємодії обсадних колон між собою, автори доказали, що опір системи кріплення з двох концентричних обсадних колон зовнішньому тиску в пластичних породах у разі відсутності якісного цементного каменю між ними необхідно оцінювати значенням, співставимим з тиском зім'яття зовнішньої колони.

В.Д. Терентьев і Р.Ю. Курбангалієв [143] вважають, що змінання обсадних труб у хомогенних відкладах КМСП відбуваються відповідно до закону релаксації соляної товщі, тобто вирівнювання в ній напружень при постійній деформації. Залежно від характеру заповнення цементним розчином затрубного простору з урахуванням фактору часу та геометрії стовбура свердловини ними розглянуто три схеми навантаження на колону.

У першому випадку цементний камінь за обсадною колоною відсутній, і процес втрати стійкості соляних порід поширюється за спущеною колоною, відхиляючи її до протилежної стінки свердловини. Таким чином, спочатку колона вигинається, а згодом і зазнає деформаційних змін через нерівномірну передачу зусиль.

За другою схемою в затрубному просторі наявний так званий "защемлений тиск" внаслідок герметизації сольової каверни цементним кільцем. Тоді втрата стійкості соляних порід продовжується до моменту рівноваги гідравлічного тиску в каверні, який, в свою чергу, передається на обсадну колону і генерується відповідно до особливостей релаксації.

За третьою – діаметр стовбура свердловини навпроти пластичних порід близький до номінального, "защемлений тиск" відсутній, а затрубний простір заповнений ізоляційним цементом. У цьому випадку хомогенні відклади діють на зацементовану колону тиском, близьким до гідростатичного тиску, хоча, в подальшому, відповідно до особливостей релаксації соляної товщі навантаження може зростати.

Отримані залежності для розрахунку зусиль, що діють на обсадну колону, мають емпіричну складову та повинні враховувати особливості залягання хомогенних відкладів.

Спільною є думка про те, що порушення цілісності обсадних колон в інтервалі залягання КМСП є результатом зростання зовнішнього тиску внаслідок фізико-хімічних процесів взаємодії калій-магнієвих солей з технологічними рідинами.

Узагальнюючи результати аналізу причин деформацій обсадних колон в інтервалах залягання нестійких хомогенних відкладів, можна виділити наступні причини порушення цілісності колон:

- зім'яття гірським тиском, що передається на обсадну колону у разі відсутності надійного ізоляційного екрану;
- порушення колони нерівномірним тиском, що передається на труби при деформаціях хомогенних відкладів, при односторонньому розташуванні

цементного каменю, чи у незацементованій (незадовільно зацементованій) ділянці у жолобах та кавернах;

– зім'яття надлишковим тиском рідини, защемленої в ізольованих кавернах;

– деформування колони внаслідок односторонньої дії гірського тиску на ділянках підвищеної кавернозності.

Три з чотирьох вищеперерахованих різновидів порушення цілісності колон безпосередньо пов'язані з неякісним цементуванням, що можна вважати однією з основних причин деформацій обсадних труб.

Підкріплююча дія цементного кільця сприяє підвищенню опору колони на дію зовнішнього зминаючого тиску. Величина тиску зминання у системі "труба-труба" здебільшого залежить від стану цементної оболонки у міжтрубному просторі. Якщо цементне кільце незадовільної якості, воно деформується від вигину зовнішньої труби, підсилюючи здатність цементного каменю нівелюється, і система кріплення порушується. У випадку, коли цементний камінь володіє необхідними властивостями, навіть незважаючи на значну деформацію зовнішньої труби, система кріплення збереже свою надійність [66, 67].

Такий висновок добре узгоджується з експериментальними даними [69], отриманими на натурних зразках обсадних труб діаметром 168,3 мм та 219,1 мм. При недостатній експлуатаційній надійності каменю зминання зовнішньої обсадної колони призводить до його деформації та подальшого руйнування. Коли досягнуто межі опору зминанню зовнішньої труби, здатність системи кріплення чинити опір зовнішньому навантаженню безпосередньо залежатиме від залишкової міцності обсадних труб. Такий механізм виникнення пошкодження існує у системі "проміжна – експлуатаційна" колони. Встановлено також, що надійність роботи системи кріплення свердловини суттєво знижується у разі відсутності цементної оболонки за обсадною колоною.

1.3 Аналіз відомих техніко-технологічних рішень щодо кріплення хомогенних відкладів родовищ ДДЗ

Актуальність проблеми, складність та висока ціна помилкових рішень щодо запобігання виникненню дефектів обсадних колон у хомогенних відкладах призвели до вироблення різноманітних, іноді абсолютно протилежних підходів до кріплення свердловини як інженерної споруди.

Загальноузгодженою позицією кріплення нестійких хомогенних відкладів є перекриття двома колонами інтервалу залягання КМСП. З них першу колону комплектують зі спеціальних високоміцних товстостінних обсадних труб. При цьому, обсадну колону навпроти, а також на 50 м вище і нижче нестійких хомогенних відкладів укомплектовують трубами максимально можливої товщини стінки і групи міцності Р-110 або V-150 зі встановленням центруючих елементів і турбулізаторів потоку. Під час цементування свердловини забезпечують натяг обсадної колони.

Для якісного очищення бішофітової каверни від залишків шламу та бурового розчину під час цементування обсадних колон підприємства ДК "Укргазвидобування" застосовують буферну рідину "ропа – зола" об'ємом 15 м³. Для цементування свердловини в інтервалах залягання калій-магнієвих солей застосовують шлакопідсипні тампонажні цементи (або їх суміші з тампонажними портландцементами, в окремих випадках добавки мікрокремнезему чи МДТР залежно від температури застосування), а в обсадних трубах в інтервалі залягання КМСП встановлюють цементний міст. Замішування цементу проводять на мінералізованій (NaCl) рідині або пластовій воді густиною 1160 – 1180 кг/м³. Густиною цементного розчину підтримують у межах від 1950 кг/м³ до 2000 кг/м³. Також вдвічі збільшується розрахункова потреба цементного розчину.

На родовищах ПАТ "Укрнафта" як буферну рідину використовують мінералізовану пластову воду густиною 1150 ± 10 кг/м³ в об'ємі, вдвічі більшому від розмірів каверни. Замішування тампонажної суспензії

здійснюють на тій же пластовій воді. Відповідно до [60] для цементування колони у хомогенних відкладах з температурою до 70 °С застосовують суміш ПЦТ I-100 та ШП (70 – 80 : 30 – 20), а при вищій температурі – ПЦТ I-100 та ШПЦС-120 (20 : 80). Крім того, всередині обсадної колони встановлюють розвантажувальний міст. Рекомендують, щоби гранична міцність на згин цементного каменю, визначена при вибірній статичній температурі, не була нижчою, ніж 3,5 МН/м². Додатковий об'єм тампонажного розчину для заповнення каверни приймають рівним двом об'ємам сольової каверни, але не менше 20 м³. При діаметрі каверни до 0,8 м потреба тампонажного розчину збільшується на півтора об'єми каверни.

У світовій практиці, як і у вітчизняній для цементування хомогенних відкладів застосовують мінералізовану рідину як буферну систему, а рідиною замішування тампонажного матеріалу є хлориди натрію і калію [39, 118]. Однак, за наявності хлориду калію зменшується розтічність суспензії та знижується міцність каменю [19, 38].

Вимоги до проведення інших технологічних операцій під час цементування є ідентичними. Швидкість прокачування цементного розчину за колоною підтримують у межах 0,3 – 0,5 м/с.

Рекомендований термін ОТЦ не менше 14 д. Після протискування тампонажної суміші в затрубному просторі (на час ОТЦ) створюють додатковий тиск, значення якого корелюють з характером зниження гідростатичного тиску при тужавінні цементної суспензії.

Контроль якості кріплення здійснюють методом АКЦ, а також фонові профілеметрії та дефектометрії обсадної колони, які періодично проводять не рідше одного разу на місяць.

Для попередження деформації обсадної колони при розбурюванні підсольового розрізу підтримують максимально можливу густину БПР, враховуючи при цьому необхідність якісного розкриття продуктивних пластів та попередження поглинання БПР. При цьому контролюють вміст іонів магнію в БПР. У випадку їх підвищення досліджують цілісність труб проміжної

обсадної колони в інтервалі залягання хомогенних відкладів, зокрема КМСП. При проведенні СПО забезпечують постійне заповнення свердловини БПР до устя.

На підставі аналізу вітчизняного і зарубіжного досвіду кріплення нестійких хомогенних відкладів КМСП нами систематизовано техніко-технологічні рішення і наведено на рис. 1.7.



Рисунок 1.7 – Відомі техніко-технологічні рішення для кріплення хомогенних відкладів

Як бачимо, ці рішення носять споріднений характер і відрізняються черговістю певних технологічних операцій.

Існують також розроблені технологічні рішення для кріплення хомогенних відкладів КМСП, що не знайшли широкого промислового застосування через складність проведення робіт, відсутність можливості прогнозування надійності даних та ряду інших чинників.

А.Н. Ананьєвим [1] рекомендована наступна технологічна схема виконання робіт: навпроти порід, схильних до пластичної деформації,

встановлюють та цементують обсадні труби, здатні витримати гірський тиск. Шляхом застосування методів ГДС здійснюють постійний моніторинг за станом системи кріплення. При загрозі зростання зовнішнього тиску вище гірського проводять перфорацію колони та зниження надлишкового тиску. Безумовними недоліками такої технології є складність, висока вартість ГДС, низька ефективність та виникаюча загроза негативного впливу витікаючої з перфораційних каналів хомогенної пульпи на властивості технологічних рідин, що використовують під час буріння та цементування нижче розташованого розрізу.

Відомий спосіб кріплення, що включає закачування в інтервал пластичних порід (від підшви до їх покрівлі) в'язко-пружної рідини, причому обсадну колону цементують на всю довжину. В'язко-пружна рідина в даному випадку повинна працювати як "компенсатор тиску", створюючи умови для рівномірного навантаження усієї колони.

В.С. Новіков [103] вважає за доцільне встановлення спеціальних розвантажувальних клапанів, які при зростанні тиску до 60 % від допустимого, забезпечують гідродинамічний зв'язок з кільцевим простором, заповненим буровою промивальною рідиною. Існують також пропозиції щодо нагрівання обсадної колони на ділянці розміщення сольових відкладів до температури, не менше 20 % температури плавлення солей після цементування. Температуру підтримують до затікання каверн сіллю і охоплення нею обсадної колони по всьому периметру.

Розроблені технологічні рішення кріплення хомогенних відкладів КМСП обсадною колоною, оснащеною спеціальними ріжучими елементами, яка під час цементування постійно обертається, тим самим руйнуючи дотикаючі пропластки текучих хомогенних порід, поки крутний момент не досягне допустимого граничного значення для даного типорозміру труб. Цим створюють передумови для охоплення колони текучою породою по периметру та забезпечення рівномірного навантаження колони КМСП без ефекту вигину труб та необхідності додаткової ізоляції затрубного простору.

Однак, як засвідчують дані щодо успішності робіт, які наведені у розділі 1.2, проблема надійного кріплення хомогенних відкладів залишається невирішеною.

Тут, безумовно, необхідно погодитись з твердженням авторів [67] про те, що пріоритет у збереженні надійності кріплення свердловини має розробка комплексу заходів щодо попередження зім'яття колони, якими передбачається вибір раціональної конструкції свердловини, розрахунок обсадних колон на зім'яття з урахуванням дії гірського тиску, запобігання спрацюванню та корозії труб, використання техніко-технологічних заходів із формування оптимального стовбура свердловини, застосування ефективних промивальних рідин і тампонажних систем, забезпечення якісного цементування свердловини.

Перспективним напрямом розв'язання проблеми може бути розроблення та застосування інноваційних технічних засобів, матеріалів і технологій.

Висновки до розділу 1

1. На основі аналізу гірничо-геологічних і техніко-технологічних особливостей споруджування свердловин на підсольові відклади родовищ ДДЗ доказано актуальність забезпечення надійного кріплення нестійких хомогенних відкладів, схильних до пластичної деформації.

2. За результатами вивчення вітчизняного та зарубіжного досвіду кріплення свердловин в умовах залягання хомогенних відкладів КМСП встановлено:

- деформація обсадних колон здебільшого спостерігається у разі відсутності надійного ізоляційного екрану;

- відомі тампонажні системи не відповідають гірничо-геологічним умовам застосування та не здатні забезпечити надійність свердловини як інженерної споруди;

- технологічні рішення щодо кріплення хомогенних відкладів родовищ ДДЗ вимагають удосконалення з урахуванням вітчизняного та зарубіжного досвіду.

РОЗДІЛ 2

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ СПОРУДЖУВАННЯ СВЕРДЛОВИН У ХЕМОГЕННИХ ВІДКЛАДАХ РОДОВИЩ ДДЗ

2.1 Прилади і методи досліджень

Дослідження особливостей споруджування свердловин у хемогенних відкладах родовищ ДДЗ, зокрема і їх кріплення, виконано із застосуванням сучасних методів аналітичного аналізу та експериментальних досліджень із використанням методів математичного моделювання, методик досліджень, приладів і матеріалів.

Геолого-промислові дослідження, а саме: відбір кернового матеріалу з метою вивчення розрізу та отримання детальної петрофізичної інформації щодо особливостей геологічної будови хемогенних відкладів, виконано відповідно до вимог [107].

Дослідження технологічних властивостей тампонажних систем проведено згідно з вимогами нормативних документів [81, 106, 140, 141, 157-159]. Густина порошкоподібних матеріалів визначено з використанням пікнометра [51]. Питому поверхню порошкоподібних матеріалів оцінено на приладі ПСХ -12SP.

Формування взірців цементного каменю з метою визначення його міцнісних характеристик проведено з використанням приладів ПЦК-1 та КЦ-3. Максимальний робочий тиск становив 100 МПа, а температура – 300°C. Температурний режим під час формування взірців цементного каменю підтримували електронагрівачами, що працюють в автоматичному режимі, з реєстрацією потенціометрами. Необхідний тиск задано гідравлічним пресом та нагріванням робочої рідини автоклаву.

Моделювання щільності контакту цементного каменю з обсадною колоною виконано відповідно до [160].

Сформовані взірці каменю додатково досліджено неруйнівним методом контролю міцності при стисканні із застосуванням приладу "Пульсар" [110].

Вивчення динаміки міцнісних характеристик цементного каменю у термобаричних умовах виконано неруйнівним методом згідно з рекомендаціями API з використанням ультразвукового аналізатора цементу USA компанії OFI Testing Equipment Inc. (№ 120-50).

Конструктивно останній представлений приладом-моноблоком (1), з'єднаним з комп'ютером (2) (рис. 2.1). Комірку автоклава виконано у вигляді циліндричного корпусу, в який вкручено верхню і нижню кришки з датчиками-перетворювачами. Зібрану комірку з тампонажним розчином встановлюють у нагрівальну втулку автоклава, де задають необхідні тиск і температуру. Роботою нагрівального елемента керує запрограмований температурний контролер, що може задавати різні температурні профілі. Початковий тиск створюється водою з допомогою насоса. Максимальний робочий тиск 110 МПа, а робоча температура 204,4 °С. Комп'ютер зі спеціалізованим програмним забезпеченням "OFITE USA" здійснює безперервний збір та обробку даних, вимірює проходження сигналу в часі та інтерполює значення міцності при стисканні.

Головне вікно програми "OFITE USA" в режимі реального часу відображає умови проведення тестувань і результати досліджень: час проходження ультразвукового сигналу, міцність при стисканні та температуру. Усі дані зберігаються у графічному вигляді.

Дослідження міцності цементного каменю оснований на кореляції між часом проходження ультразвукового сигналу через взірець структуроутворюючого цементного розчину і міцністю при стисканні, визначеною в аналогічних умовах під дією механічних навантажень [163]. Зв'язок між часом проходження хвиль та міцністю при стисканні цементного каменю встановлено на основі емпіричних досліджень, визначених багаточисельними експериментальними тестуваннями.

Тестовану цементну композицію поміщають у комірку автоклава. При заданих термобаричних умовах генератор через датчик-перетворювач направляє ультразвуковий сигнал через взірець розчину.



Рисунок 2.1 – Ультразвуковой анализатор цемента UCA OFI Testing Equipment

На виході інший датчик-перетворювач його приймає. При цьому визначають час проходження сигналу через тампонажний розчин – цементний камінь. Зі зростанням міцності цементного каменю швидкість проходження ультразвукових хвиль буде зростати, тобто час проходження хвиль зменшуватись.

Об'ємні зміни цементного каменю під час гідратації досліджено відповідно до [81, 141].

Вивчення реологічних властивостей тампонажних систем виконано на віскозиметрі FANN 35.

Враховуючи особливу актуальність забезпечення корозійної стійкості цементного каменю у хемогенних відкладах особливу увагу зосереджено на вивченні даного питання.

Під час дослідження корозійних процесів в'язучих, а також прогнозування довговічності цементного каменю важливе значення матиме вибір методики експерименту. При цьому, методика досліджень повинна відповідати критеріям простоти, надійності та швидкості.

Відповідно до [121] під час вивчення процесів корозійного руйнування каменю доцільно поєднувати дослідження впливу агресивних середовищ на цементний порошок (подрібнений цементний камінь) у поєднанні з хімічним аналізом рідкої та твердої фаз, а також вивченням мікроструктури матеріалу.

Дослідженням передувало оцінювання проникності структури каменю, яку здійснювали відповідно до ГОСТ 26450.2-85 [105]. Через взірць цементного каменю, сформованого протягом 24 год в термостаті при тиску 0,1 МПа і температурі 75 °С, прокачували газ із фіксацією перепаду тиску до і після взірця. Коефіцієнт абсолютної газопроникності при стаціонарній фільтрації з лінійним напрямком потоку газу визначено з умови (2.1):

$$K_{\Gamma} = \frac{10^3 \times Q \times \mu \times P_{\text{бар}} \times L}{\Delta P \times F \times (\Delta P / 2 + P_{\text{бар}})}, \quad (2.1)$$

де K_{Γ} – коефіцієнт газопроникності, $10^{-15} \cdot \text{м}^2$;

$Q = V/t$ – подача газу, яку заміряно на виході із взірця (при атмосферних умовах), $\text{см}^3/\text{с}$;

V – об'єм газу, що пройшов через взірець, см^3 ;

t – час фільтрації, с;

μ – в'язкість газу при умовах фільтрації, $\text{МПа}\cdot\text{с}$;

ΔP – перепад тиску на взірці між входом і виходом, 0,1 МПа;

$P_{\text{бар}}$ – барометричний тиск, 0,1 МПа;

L – довжина взірця, см;

F – площа поперечного перерізу взірця, см^2 .

Згідно з ГОСТ 26450.2-85 перед випробуванням взірці висушують у сушильній шафі при температурі $(105 \pm 2)^\circ\text{C}$ протягом 2 год.

В основу методики визначення корозійної стійкості тампонажних матеріалів закладено оцінку зміни міцнісних характеристик матеріалу під дією агресивного середовища.

Для кількісного оцінювання стійкості цементного каменю до агресивного середовища застосовано відомий коефіцієнт корозійної стійкості [64, 160]. Даний коефіцієнт визначають як відношення величини середнього значення міцності взірців-балочок в агресивному середовищі та у прісній воді при однакових термінах та умовах тверднення.

Дослідження корозійних процесів проведено відповідно до [20, 31, 111] у середовищі хлористого магнію густиною $1250 \text{ кг}/\text{м}^3$, розчину сульфату магнію густиною $1230 \text{ кг}/\text{м}^3$, а також пластової води, насиченої полівалентними металами густиною $1160 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Взірці цементних балочок виготовлено відповідно до вимог ДСТУ Б В.2 7.88-96 та залито у форми для формування взірців балочок для дослідження на всі терміни (по чотири взірці на кожне випробування, а також один взірець – для неруйнівного дослідження). Взірці балочок сформовано на основі типових та запропонованого тампонажних матеріалів, що застосовувались для цементування свердловин в умовах залягання хемогенних відкладів.

Для дослідження вибрано балочки розміром 20×20×100 мм, які тестовано на міцність згинанню та стисканню, а також балочки розміром 30×30×250 мм, які досліджено неруйнівним методом контролю із застосуванням ультразвукових хвиль. Взірці тампонажного розчину тужавіли в автоклаві при температурі, що відповідає статичній температурі типових свердловин, протягом 48 ± 2 год. Потім взірці охолоджували до кімнатної температури, демонтували форми для формування взірців та маркували.

Чотири взірці кожного складу досліджували на міцність (руйнівним методом при вигинанні та стисканні, а також з допомогою неруйнівного контролю). Взірець, який досліджували неруйнівним методом, разом з іншими взірцями (для дослідження руйнівним методом) формували для зберігання у прісній воді та агресивному середовищі хлористого і сірчанокислого магнію, а також пластовій воді.

Відомо, що міцність цементного каменю у віці до двох діб безпосередньо залежить від перебігу первинної гідrataції. В подальшому, при твердненні до 28 д закінчується гідrataція силікатів типу β -C₂S. Протягом 90 – 180 д тверднення встановлюється термодинамічна рівновага системи. Проте, при наявності агресивного середовища рівновага може зміститись на 270 – 360 д. Під час тверднення тампонажного матеріалу до 180 д цементний камінь володіє достатньою міцністю, оскільки процеси гідrataції, в основному, завершені, окрім формування белітової фази. А тому, при дослідженні фазового складу продукти тверднення можуть бути обмежені річним терміном досліджень. Саме тому дослідження коефіцієнта корозійної стійкості проведено через 2, 28, 180 та 360 д [27, 171].

Дослідження міцнісних характеристик цементного каменю руйнівним методом проведено із застосуванням розривної машини МР-0,5 та пресу ПСУ-10. Для дослідження міцності на стиск ультразвуковим методом використано прилад "Пульсар", а також проведено візуальний огляд каменю. Це дозволяє спостерігати за характером корозійного руйнування взірців, що в поєднанні з тестуваннями міцнісних характеристик дає можливість повніше

характеризувати поведінку взірців цементного каменю в агресивних середовищах.

Сумісність технологічних рідин досліджували відповідно до [160]. Розтічність суміші буферної рідини з буровим і тампонажним розчином при співвідношенні рідин 1:9; 1:1; 9:1 не повинна знижуватись більш, ніж на 20 % початкової розтічності окремих технологічних рідин.

Утримуючу та виносну здатність буферної рідини протестовано в лабораторних умовах на основі гравітаційних процесів осідання твердих частинок, а також оцінюванням шламового матеріалу під час кріплення свердловини.

Дослідження відмивальної здатності буферних рідин проведено на приладі для визначення відмиваючих властивостей буферних композицій [7]. Прилад складений з двох пристроїв: пристрою для формування глинистої кірки (УВЦ – 20, ВМ – 6) і пристрою для змивання глинистої кірки. Останній складений з електродвигуна з регулятором числа обертів і тахометра. На нижньому кінці вала електродвигуна змонтований вал з лопаттю для обертання буферної рідини. Буферну рідину поміщають у стакан, на дні якого встановлюють притискний пристрій з випробовуваною глинистою кіркою. Здійснюють обертання вала електродвигуна зі швидкістю 500 об/хв. Обертання валика з лопаттю в стакані з буферною рідиною проводять протягом 8 – 10 хв. Для досліджень відмиваючої здатності зважують масу глинистої кірки, сформованої на основі БПР, що застосовували під час буріння, до моменту дії на неї буферної рідини та після.

За критерій ефективності буферної рідини приймають коефіцієнт, визначений з умови (2.2):

$$K = \frac{(m1 - m2)}{m1} \times 100\%, \quad (2.2)$$

де $m1$ – маса глинистої кірки до дії на неї буферної рідини, г;

$m2$ – маса глинистої кірки після дії на неї буферної рідини, г.

Тестування фазового складу продуктів гідратації тампонажних матеріалів здійснено за допомогою методів фізико-хімічного аналізу. Рентгенофазові дослідження проводили методом порошків на дифрактометрі ДРОН-2.0 при CuK_α -випромінюванні [45]. Дифрактограми записано в інтервалі кутів $2\theta = 6 - 50^\circ$ із використанням сцинтиляційного лічильника зі швидкістю підрахунку 500 імп./с.

Диференційно-термічний аналіз проведено для визначення температури, при якій відбувається зміна фізичного стану речовини або її хімічного складу. Термограми знімали за допомогою дериватографа OD-1500Q системи Ф. Паулік, Й. Паулік і Л. Ердеї. Дериваторами гідратованих тампонажних матеріалів оцінено при величині наважки 500 – 1000 мг і швидкості зростання температури 10 град/хв [45, 72]. Взірці для термічного аналізу приготовлено аналогічно як для взірців рентгенофазового аналізу.

Дослідження мікроструктури препаративних зразків і фотографування сколів цементного каменю проведено на растровому електронному мікроскопі TESLA BS-300 [156]. Растровий електронний мікроскоп працює при прискорюючих напругах до 30 кВ. Роздільна здатність досягається 20 нм, а збільшення – до 50000 разів.

Хімічний склад домішок та розробленого тампонажного матеріалу визначено рентгеноспектрометром ARL 9800 XP.

Калориметрію оцінено з допомогою диференційного мікрокалориметра конструкції ХДТУБА [45, 86, 152, 159].

Оцінювання теплоізоляційних властивостей тампонажних матеріалів проведено з допомогою розробленої нами установки (рис. 2.2). Дана установка складається з лабораторного трансформатора (1), через який подають струм на прилад (2). Нагрівальний елемент даного приладу покритий теплоізоляційним екраном та оснащений елементом, що забезпечує рівномірний розподіл теплового поля. На термоізольованих зразках цементного каменю виконано замірні прямокутні отвори, розподілені відповідно до можливої кавернозності стовбура свердловини.



Рисунок 2.2 – Установка для дослідження теплопровідності тампонажного каменю

Взірці каменю (2) розташовують у підготовлені комірочки для досліджень. Рівень температури нагрівального елемента контролюють чутливим термометром (4). Лазерним термометром (5) оцінюють динаміку зміни температури по довжині взірця.

Пристрій дозволяє тестувати взірці, моделюючи коефіцієнт кавернозності свердловини від 1,0 до 1,95 (рис. 2.3). Тривалість дослідження встановлена часом, необхідним для досягнення одним із тестованих матеріалів максимальної змодельованої температури при кавернозності, що відповідає

номінальному діаметру стовбура свердловини ($K = 1$) і подальшою її стабілізацією.

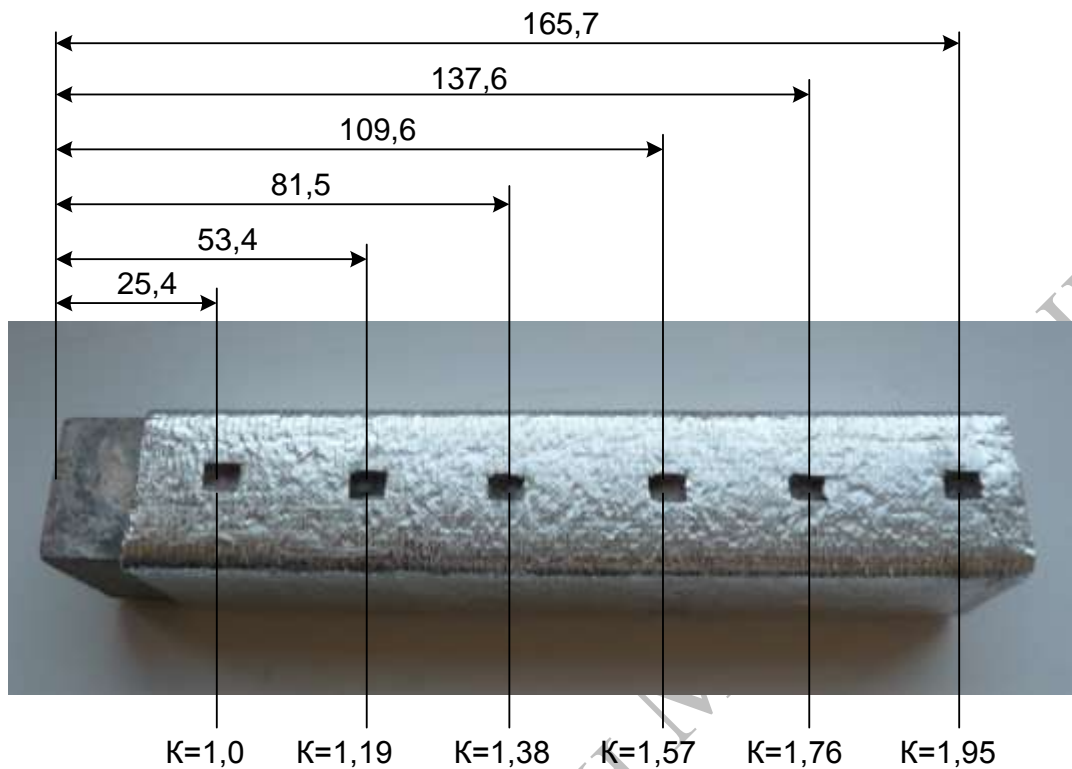


Рисунок 2.3 – Взірець цементного каменю для оцінювання теплоізоляційних властивостей залежно від кавернозності стовбура свердловини

Принцип роботи установки.

Взірці цементного каменю, покриті ізоляційним матеріалом, встановлюють у комірки на нагрівальний прилад. Напругу подають трансформатором. Встановлену температуру нагрівального приладу визначають ртутним термометром, а коригують варіацією вихідної напруги з трансформатора. Внаслідок роботи магнітної мішалки теплове поле рівномірно передається на досліджувані взірці цементного каменю. При встановленні стабільного теплового поля оцінюють динаміку зміни температури лазерним термометром у кожній досліджуваній точці взірців цементного каменю, що відповідає встановленій кавернозності стовбура свердловини. Визначення зміни температури по довжині взірця проводять до моменту стабілізації поширення температури у початковій і кінцевій точках взірця. На основі

отриманих даних оцінюють теплоізоляційні властивості тампонажних матеріалів.

Визначення гранулометричного складу матеріалів проведено з допомогою лазерного аналізатора зернистості LAU-14. Дослідження полягало в проходженні лазерного пучка перпендикулярно до проби порошкоподібного матеріалу та визначення розподілу дисперсності за розмірами в дифракційному спектрі [170].

Тестування розділяючих властивостей розробленої буферної системи на основі СБС проведено рентген-дифрактометричними дослідженнями її впливу на якість цементного каменю.

З метою оцінювання однорідності тампонажних систем у процесі виготовлення проводять поточний контроль якості виготовленої продукції.

Для дослідження гомогенності тампонажних систем КРТМ-ПВ і СБС використовують коефіцієнт однорідності (K_o), що визначається як частка від ділення різниці середньої величини показника і потроєного значення стандартного відхилення на середнє значення:

$$K_o = (X - 3 \cdot S) / X, \quad (2.3)$$

де S – стандартне відхилення;

X – середнє значення показника.

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - X)^2}{n - 1}}, \quad (2.4)$$

$$X = (X_1 + X_n) / n, \quad (2.5)$$

де n – кількість замірів;

X_i – i -те значення показника.

Якщо коефіцієнт однорідності перевищує 0,84 [157], то суміш вважається однорідною. В разі негативного результату змішування слід повторити, причому протягом подвоєного часу. Якщо при цьому статистична обробка одержаних даних дасть позитивний результат (K_o вище 0,84), вказаний метод з подвоєним часом усереднення розглядається як прийнятний для використання.

2.2 Дослідження геологічної будови хемогенних відкладів на прикладі Кобзівського родовища ДДЗ

Перспективи збільшення обсягів видобутку нафти і газу в найближчому майбутньому значною мірою пов'язані з розробкою продуктивних горизонтів, що залягають на великих глибинах. Одним з найперспективнішим з-поміж усіх родовищ, відкритих за роки незалежності України, вважається Кобзівське газове родовище, що розташоване в Харківській області. Прогнозні ресурси вуглеводнів в глибокозалягаючих покладах Кобзівського родовища на глибинах понад 6000 м, за розрахунками науковців "УкрНДІгазу", становлять більше 56 млрд. м³ природного газу та газового конденсату. Однією з особливостей споруджування свердловин на даному родовищі, є розкриття відкладів нижньої пермі в інтервалі 1950 – 3580 м, серед яких найбільш активний вплив на технологічний процес споруджування свердловин мають хемогенні відклади краматорської світи, де залягають КМСП, а також глини соляні і глинисті карбонати слов'янської та микитівської світ.

В умовах нафтогазових родовищ ДДЗ товщина хемогенних відкладів (галіту, сильвіну, сильвініту, карналіту, бішофіту) становить від десятків до сотень метрів. Процес будівництва глибоких свердловин супроводжується цілим комплексом ускладнень, яких частково можна уникнути при достатній геологічній інформативності.

Враховуючи актуальність проблематики та відсутність достатньої інформації щодо літологічного складу хемогенних відкладів родовищ ДДЗ, на свердловині № 20 Кобзівського родовища в інтервалі 2198 – 2231 м здійснено відбір керн [107, 136]. Всього в інтервалі буріння 2198 – 2231 м відібрано 32 м керн, винесення керн становить 76,9 %. За результатами літолого-петрографічних досліджень та аналізу кернового матеріалу [107] встановлено, що розріз в інтервалі каверни представлений частим перешаруванням КМСП (бішофіту, карналіту, кізериту між собою) і кам'яною сіллю (табл. 2.1).

Таблиця 2.1 – Результати досліджень кернавого матеріалу під час буріння свердловини № 20 Кобзівська в інтервалі 2198 – 2231 м

Номер довбання	Інтервал буріння, м	Винесення керна		Результати досліджень	
		м	%	опис породи	хімічний склад
1	2198 – 2206	7,2	90	Кам'яна сіль, крупнокристалічна, прозора і напівпрозора	NaCl з незначними домішками CaCl ₂ , MgSO ₄
2	2206 – 2214	5	62,5	<u>Зразок 2-1</u> товщиною 0,35 м. Бішофіто-карналітова порода. Безколірна, місцями рожевувата, текстура масивна. Гіроскопічна.	MgCl ₂ ×6H ₂ O + KCl×MgCl ₂ ×6H ₂ O
				<u>Зразок 2-2</u> товщиною 0,2 м. Бішофіто-карналіто-галітова порода, прозора, рожева, дрібно-крупнокристалічна. Відзначається нечітка субгоризонтальна шаруватість, утворена тонкими прошарками крупнокристалічного галіту.	MgCl ₂ ×6H ₂ O + NaCl
				<u>Зразок 2-3</u> товщиною 0,75 м. Кам'яна сіль, біла, напівпрозора і прозора, крупно-гіганткристалічна. Місцями відзначаються прошарки без чітких меж, збагачені рожевим бішофітом і карналітом.	MgCl ₂ ×6H ₂ O (30 %) + NaCl (70 %)
				<u>Зразок 2-4</u> товщиною 0,1 м. Кізерит білий, містить тонкі прошарки і включення прозорого, рожевуватого бішофіто-карналіту і прозорого галіту	NaCl з незначними домішками MgCl ₂ ×6H ₂ O + KCl×MgCl ₂ ×6H ₂ O
				<u>Зразок 2-5</u> товщиною 0,6 м. Карналіто-бішофітова порода місцями переходить в бішофіто-карналітову, містить кристали галіту.	MgCl ₂ ×6H ₂ O + KCl×MgCl ₂ ×6H ₂ O
				<u>Зразок 2-6</u> товщиною 0,55 м. Сіль кам'яна біла, дрібно-крупнокристалічна з рідкими прошарками, збагаченими бішофітом і карналітом	NaCl з домішками MgCl ₂ ×6H ₂ O + KCl×MgCl ₂ ×6H ₂ O
				<u>Зразок 2-7</u> товщиною 0,07 м. Бішофіто-карналітова порода, рожева.	MgCl ₂ ×6H ₂ O + KCl×MgCl ₂ ×6H ₂ O
				<u>Зразок 2-8</u> товщиною 0,18 м. Кізерит сніжно-білий, утворений прошарками бішофіту, карналіту і галіту.	MgSO ₄ ×H ₂ O
				<u>Зразок 2-9</u> товщиною 0,2 м. Бішофіто-карналітова порода, рожева з прошарками кристалів галіту.	MgCl ₂ ×6H ₂ O + KCl×MgCl ₂ ×6H ₂ O
				<u>Зразок 2-10</u> товщиною 2 м. Сіль кам'яна біла з жовтуватим відтінком, дрібно-крупно-кристалічна з прошарками, збагаченими бішофітом і карналітом.	NaCl з домішками MgCl ₂ ×6H ₂ O + KCl×MgCl ₂ ×6H ₂ O
				3	2215 – 2223
<u>Зразок 3-2</u> товщиною 1,2 м. Карналіто-бішофітова порода, напівпрозора, місцями рожевувата. Відзначається домішками кізериту і галіту.	KCl×MgCl ₂ ×6H ₂ O + MgCl ₂ ×6H ₂ O				
				<u>Зразок 3-3</u> товщиною 1,15 м. Кізерито-карналіто-бішофітова порода, біла з домішкою галіту. Дрібнокристалічна	MgSO ₄ ×H ₂ O + MgCl ₂ ×6H ₂ O + KCl×MgCl ₂ ×6H ₂ O
				<u>Зразок 3-4</u> товщиною 1,15 м. Сіль кам'яна біла, дрібно-крупнокристалічна з домішками бішофіту і кізериту.	NaCl з домішками MgCl ₂ ×6H ₂ O + KCl×MgCl ₂ ×6H ₂ O
4	2223 – 2231	8	100	Сіль кам'яна біла, дрібно-крупнокристалічна з окремими прошарками напівпрозорої крупно-кристалічної.	NaCl з незначними домішками MgCl ₂ ×6H ₂ O + CaCl ₂ ×6H ₂ O

Сама кам'яна сіль не є абсолютно чистою, а в ній у різних кількостях присутні бішофіт, карналіт або кізерит, тобто більш розчинні солі. На основі результатів кавернометрії стовбура свердловини та їх співставлення з фрагментом досліджень фактичного складу порід згідно з тестуванням кернавого матеріалу отримано графічне відображення каверноутворення залежно від літологічного розрізу (рис. 2.4).

Найбільша інтенсивність каверноутворення (рис. 2.4) спостерігається навпроти порід, які містять бішофіт, карналіт, кізерит, тобто калій-магнієві солі, а навпроти порід, що складені кам'яною сіллю, розширення стовбура значно менше. Фізико-хімічні процеси впливу технологічних рідин на КМСП сприяють утворенню асиметричних каверн, при розмірах, що інколи не піддаються існуючим методикам визначення.

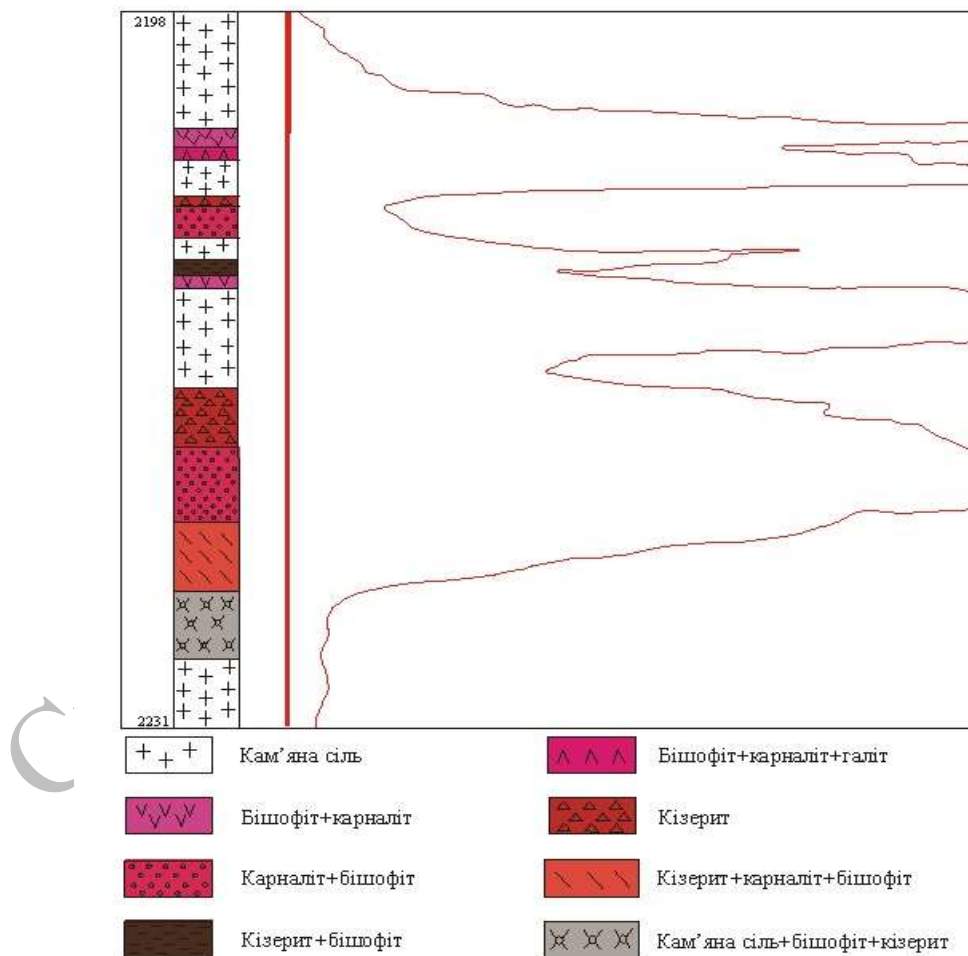


Рисунок 2.4 – Фрагмент кавернограми стовбура і літологічний склад порід у свердловині № 20 Кобзівського родовища в інтервалі відбору керна

Фізико-механічні властивості хомогенних відкладів досліджено багатьма науковцями як у лабораторних, так і в промислових умовах, характеристики деяких з них наведено в таблиці 2.2 [82]. Встановлено, що КМСП серед гірських порід мають низьку міцність, найбільш високий коефіцієнт Пуассона і високу розчинність у воді.

Таблиця 2.2 – Фізичні властивості порід хомогенних відкладів

Найменування породи	Хімічна формула	Густина, кг/м ³	Твердість за шкалою Мооса	Температура плавлення, °С	Міцність при одноосьовому стисненні, Н/м ²
Бішофіт	MgCl ₂ ·6H ₂ O	1590	1,5	118	125÷140·10 ⁵
Карналіт	KCl·MgCl ₂ ·6H ₂ O	1600	2,7	168	110÷160·10 ⁵
Тахгідрит	CaCl ₂ ·2MgCl ₂ ·12H ₂ O	1700	2,0	140	–
Сільвін	KCl	1990	1,5 – 2,2	776	220÷400·10 ⁵
Галіт	NaCl	2100 – 2200	2,2	804	250÷500·10 ⁵

Як бачимо, бішофіт характеризується найменшими значеннями показників твердість, міцність при одноосьовому стисненні і володіє найнижчою температурою плавлення.

При температурі 110 °С та тиску 110 МПа галіт має умовну межу текучості до 180 МПа, а бішофіт – 60 МПа. Межа напруженості переходу від пружного до пластичного стану становить 0,4 – 0,5 МН/м². При підвищенні температури від 20 °С до 100 °С розчинність галітів збільшується від 26,4 % до 28,2 %, а бішофітів – від 35,3 % до 42,2 %. Саме підвищена розчинність КМСП ускладнює процес детального їх вивчення.

Галіт і сільвін не мають правильної кристалічної структури і включають породи (мінерали) інших речовин, воду та гази, що визначають дефекти як у мікроскопічних, так і у макроскопічних масштабах. Для них характерний іонний зв'язок між частинами кристалу, обумовлений кулонівськими силами. У свою чергу, дефекти кристалічної решітки залежно від вмісту домішок та їх природи знижують міцнісні характеристики речовини [122].

У більшості простих солей навколо кожного іона розташовано шість або вісім іонів із зарядом протилежного знаку, причому їх число залежить від

відносних розмірів катіона та аніона. Карналіт і бішофіт належать до кристалогідратів, у яких молекули води зв'язані безпосередньо з катіонами.

Враховуючи вищезазначені фізичні властивості бішофіту, наперед відоме порушення регламентованих вимог на проведення певних технологічних операцій зі споруджування свердловин, а також застосування матеріалів, не повною мірою адаптованих до кріплення свердловин, у даних відкладах створюються передумови для порушення цілісності стовбура в інтервалах його залягання.

На кріплення свердловини, що розташоване в інтервалі залягання даних солей, впливатиме зростаючий у часі тиск, обумовлений текучістю та релаксацією породи в приви́бійній зоні свердловини.

Однією з причин можливого порушення цілісності обсадних колони є наявність у каверні великого діаметра рухомого ядра пластичної породи, так зване "ядро текучості". Наявність такого ядра в асиметричній каверні є однією з причин виникнення одностороннього навантаження обсадної колони і випадків її деформації [32, 33]. Профілометрією кавернозних ділянок бішофіту встановлено несиметричність віддалі ядра текучості від осі свердловини. Привибійна зона, охоплена деформаційними процесами, розщільнюється, а міцнісні характеристики властивостей гірських порід у даній зоні знижуються. При цьому різниця віддалей діаметрально протилежних точок становить більше 300 – 400 мм. Це вказує на те, що обсадна колона в кавернозних ділянках вигнута або буде вигнута пізніше.

До основних факторів впливу КМСП на технологічний процес будівництва свердловин [128], що скорочують тривалість її існування як інженерної споруди, відносяться:

- висока розчинність на контакті з фільтратом БПР, що спричиняє утворення каверн великого діаметра (більше 1 м);
- негативний вплив солей на властивості БПР;
- висока корозійна активність солей, що призводить до руйнування цементного каменю;

– пластичне деформування і течія масиву солей, в результаті чого відбувається передача повного гірського тиску на обсадну колону [143].

Під час споруджування свердловини, внаслідок порушення природної рівноваги гірського масиву порід, відбувається перерозподіл напружень, які найбільш різко виявлені в привибійній зоні. У масиві порід виникає силове поле і, як наслідок, максимальна концентрація напружень зосереджена на стінках свердловини. Коли підтримуюча здатність порід буде меншою від діючих напружень, стінки руйнуються. Найбільш інтенсивно піддається даним процесам пластична порода, розташована між двома пружними прошарками. В умовах переходу породи від пружного стану до пластичної текучості настає втрата утримуючої здатності, а тому порода починає необмежено текти у свердловину [49, 75]. Така пластичність є передумовою ускладнень при споруджуванні свердловин. При цьому, найбільш інтенсивно проявляють себе незначні прошарки (до 20 м) відкладів бішофіту та карналіту. Інша важлива причина зниження стійкості – зміни, що відбуваються в результаті взаємодії гірської породи з БПР [90]. При проектуванні свердловин в умовах залягання хемогенних відкладів одна з особливостей полягає у прогнозуванні густини бурової промивальної рідини при поглибленні свердловини, що необхідна для забезпечення стійкості стовбура свердловини [43]. Механізми взаємодії гірської породи з буровою промивальною рідиною полягають у адсорбційних, осмотичних та капілярних процесах.

Основною причиною порушення цілісності стовбура свердловини, незалежно від геологічних і техніко-технологічних факторів, є також релаксація породи, що характеризується часовою зміною поля напружень гірського масиву в умовах, які перешкоджають зміні деформацій. Так, релаксація проходить у напрямі зменшення пружної та зростанні пластичної деформації, а тому її можна розглядати як прояв текучості. Дослідження гірських порід на текучість показали, що величина напружень у часі залежно від заданого їх рівня та характеристик гірської породи може знижуватись до нуля або певної величини [149].

При розчиненні солей відбувається зміна об'ємів системи "сіль – вода" до і після розчинення. При розчиненні хлориду натрію та хлориду калію загальний об'єм системи зменшується, відповідно, на 2,65 % та 2,5 %, а при розчиненні у воді бішофіту збільшення об'єму досягає 3,3 %. Також встановлено, що у насиченому розчині NaCl зростання об'єму такої системи є більшим, ніж цей показник у прісній воді. Приріст об'єму системи бішофіт – розчин NaCl залежить від температури середовища [41, 43, 116].

Також слід враховувати можливість додаткового підвищення температури у свердловині під час структуроутворення тампонажних матеріалів, а також за рахунок тепла, отриманого проведенням технологічних процесів чи циркуляції технологічних рідин при споруджуванні та експлуатації надглибоких свердловин. Таке зростання температури сприятиме підвищеному розчиненню хемогенних відкладів з усіма можливими наслідками.

М.П. Гребенниковим під час досліджень взаємодії бішофіту з мінералізованою водою в замкнено-ізольованих системах встановлено наступне. В одному із експериментів циліндричний автоклав об'ємом 280 см³ наполовину заповнили насиченим розчином хлористого натрію, а решту об'єму – вакуумованим мастилом та встановили керн, на 97 % складений із бішофіту. Після герметизації автоклаву та створення всередині надлишкового тиску до 8,0 МПа його розвернули на 180°, бішофіт опинився в розчині хлористого натрію і почав розчинятися. За 55 хв розчинення вага взірця бішофіту зменшилась з 110 г до 42 г (на 68 г), а тиск в автоклаві зріс на 32,0 МПа. Такі дослідження свідчать про зростання тиску в замкнено-ізольованій системі внаслідок розчинення бішофіту.

За результатами досліджень М.П. Гребенникова та А.А. Мамедова встановлено [47, 79], що при певних обставинах під час формування системи кріплення навпроти КМСП в окремих локальних зонах можуть виникати великі надлишкові тиски. Зокрема при кріпленні свердловини № 71 Кобзівського родовища в інтервалі залягання КМСП 2195 – 2220 м застосовано обсадні труби марки Р-110 діаметром 168 мм з товщиною стінки 12,06 мм, при допустимому

змінюючому тиску 91 МПа. З врахуванням внутрішнього протитиску від БПР 26,1 МПа обсадна колона могла б витримати зовнішній надлишковий тиск близько 117,1 МПа, який у 2,3 раза перевищує гірський. Однак під час буріння свердловини було виявлено деформацію обсадної колони. За даними ГДС на момент проведення робіт встановлено зім'яття в інтервалі 2195 – 2220 м.

Вивчено компонентний склад рідини, яку отримано з тампонажного розчину на основі базового матеріалу ПЦТ І-100 + ШП, що застосовується відповідно до [60] для цементування хомогенних відкладів Ярошівського родовища (табл. 2.3). Визначено, що мінералізація рідини становить 201215,1 мг/дм³ при густині 1140 кг/м³, рН = 10,95.

Таблиця 2.3 – Хімічний аналіз седиментаційної рідини

Катіонно-аніонний склад		Концентрація	
		мг/дм ³	ммоль/дм ³
Аніони	Cl ⁻	124075	3499
	SO ₄ ²⁻	84	1,75
	HCO ₃ ⁻	195,2	3,2
	CO ₃ ²⁻	960	32
Катіони	Ca ²⁺	33066	1650
	Mg ²⁺	608	50
	K ⁺ +Na ⁺	42226,9	1836

Відповідно до кількісного складу катіонів лужних та лужноземельних металів рідина містить NaCl, KCl, MgCl₂, Na₂CO₃, NaHCO₃, CaCO₃, Ca(HCO₃)₂, MgCO₃, Mg(HCO₃)₂, Na₂SO₄, K₂SO₄. Малорозчинні солі MgCO₃ та CaCO₃ та гідрооксид кальцію представлені кількістю, що зумовлена їх добутком розчинності у воді у присутності вказаних водорозчинних солей.

Рідина такого компонентного складу за термобаричних умов буде активно взаємодіяти з масивом хомогенних відкладів (табл. 2.1), насамперед, з каїнітом (KCl·MgSO₄·2,75H₂O), полігалітом (K₂Ca₂Mg[SO₄]₄·2H₂O), лангбейнітом (K₂Mg₂[SO₄]₃) та кізеритом (MgSO₄·H₂O), руйнуючи кристалічну решітку вказаних мінералів, за результатами взаємодії з їх складовою – сульфатами калію та магнію.

Реакції іонного обміну з каїнітом, лангбейнітом, кізеритом та полігалітом перебігатимуть за схемою (2.6):



Реакції іонного обміну для мінералів зі складовою сульфату калію, зокрема лангбейніту та полігаліту, будуть наступні (2.7):



Тобто, процеси іонного обміну, що протікають при взаємодії масиву хемогенних відкладів з дисперсійним середовищем тампонажного розчину, інтенсифікуватимуть порушення цілісності КМСП.

Таким чином, встановлено, що хемогенні відклади нафтогазових родовищ ДДЗ сформовані породами, надзвичайно чутливими до розчинення та температурного впливу, а тампонажні системи, що використовуються для цементування обсадних колон, повинні володіти відповідними характеристиками. Крім того, мають бути встановлені додаткові вимоги до їх теплофізичних властивостей.

При цьому слід враховувати, що в умовах реальної свердловини вплив солей на технологічні параметри тампонажного розчину і каменю не може бути заздалегідь передбачений. Це зумовлено варіацією термінів схоплення та часу загуснення тампонажного розчину, зміною фізико-механічних властивостей цементного каменю [21, 89, 91, 135, 155].

2.3 Дослідження стану ізоляційного кільця в умовах хемогенних відкладів родовищ ДДЗ

Під час розкриття товщі хемогенних відкладів значного порушення зазнає цілісність стовбура свердловини, що призводить до суттєвого зростання кавернозності. В процесі кріплення свердловин виникає завдання забезпечення максимально можливого заповнення кільцевого простору тампонажним матеріалом. Як правило, для кріплення нестійких хемогенних відкладів як

буферну рідину застосовують рідину замішування тампонажного матеріалу – мінералізовану воду, при використанні якої об'єм зони змішування може змінюватись у межах 33 – 75 % від об'єму закачуваного тампонажного розчину [151].

Дослідження фазового складу та структури взірців цементного каменю, відібраних у свердловинах 55-Ярошівська, 52-Росільнянська, 122-Лесяківська та 4-Лисовицька повністю підтвердили дані дослідження (табл. 2.4). Відбір взірців цементного каменю, сформованого в умовах свердловини, проведено під час ліквідації ускладнень з вилучення зацементованого допускного інструменту і фрагментів обсадної труби, розбурювання цементних мостів та вирізання вікна в обсадній колоні. Контрольний взірець цементного каменю на основі ПЦТ 1-100 сформовано в лабораторних умовах [158].

Таблиця 2.4 – Порівняльний компонентний склад матеріалів

Свердловина/ тип матеріалу	Компонентний склад матеріалу										
	CaO	BaO	SiO ₂	SO ₃	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	MgO	TiO ₂	K ₂ O	P ₂ O ₅	Інші
55-Ярошівська	30,05	30,7	14,95	15,4	3,04	3,35	0,43	0,19	0,21	0,18	1,5
52-Росільнянська	32,27	28,1	14,36	15,93	2,94	3,12	0,33	0,17	0,192	0,176	2,412
122-Лесяківська	31,32	28,8	14,2	16,5	3,01	3,1	0,3	0,21	0,189	0,169	2,2
4-Лисовицька	44,6	16,8	16,21	13,2	3,12	3,74	0,424	0,326	0,186	0,163	1,231
Контрольний взірець ПЦТ I-100	66,36	–	21,3	0,91	3,5	5,25	0,71	0,18	0,86	0,26	0,67
Баритовий обважнювач	0,17	56,9	4,04	35,8	0,698	0,825	0,314	–	–	0,171	1,082

Порівняно з контрольним взірцем (ПЦТ I-100) цементний камінь зі свердловин 55-Ярошівська і 52-Росільнянська містить меншу кількість CaO (замість 66,36 % лише 30,05 % і 32,27 %, відповідно), SiO₂ (замість 21,3 % лише 14,95 % і 14,36 %) та Al₂O₃ (замість 5,25 % лише 3,35 % і 3,12 %). У той же час у камені додатково з'явився BaO (30,7 % і 28,1 %) та збільшився вміст SO₃ від

0,91 % до 15,4 % та 15,93 %, відповідно, що вказує на присутність у камені значної кількості баритового обважнювача. Взірець цементного каменю зі свердловини 4-Лисовицька та 122-Лесяківська також містить меншу кількість CaO (замість 66,36 % лише 44,6 % і 31,32 %), SiO₂ (замість 21,3 % лише 16,21 % та 14,2 %) та Al₂O₃ (замість 5,25 % лише 3,74 % і 3,1 %). Одночасно зростає концентрація BaO (16,8 % і 28,8 %) та SO₃ (13,2 % і 14,2 %), що вказує на присутність у камені від 40 % до 60 % БПР.

Проведено визначення коефіцієнта насичення [51] (рис. 2.5) цементу ПЦТ I-100 контрольного взірця, сформованого в лабораторних умовах, і зі свердловини 55-Ярошівська згідно з умовою (2.8):

$$KH = \frac{CaO - 1,65 \cdot Al_2O_3 - 0,35 \cdot Fe_2O_3}{2,8 \cdot SiO_2} \quad (2.8)$$

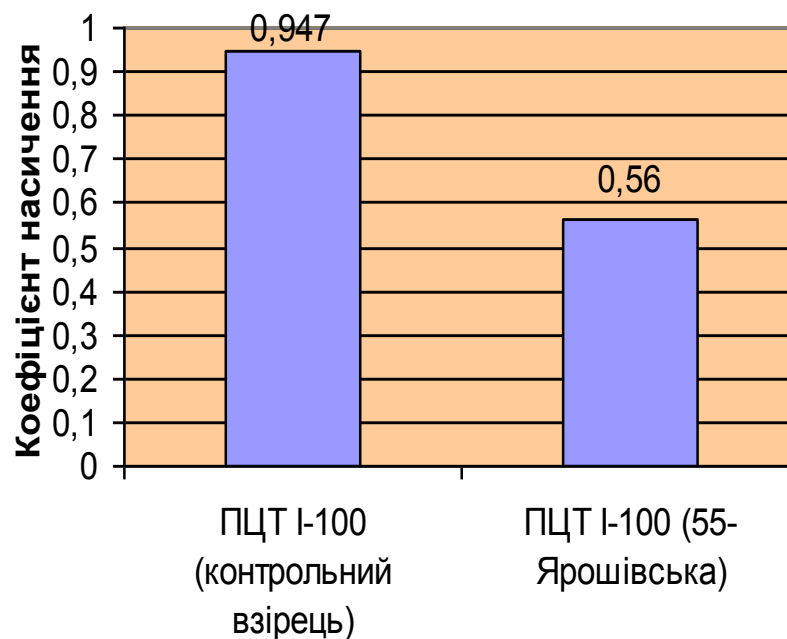


Рисунок 2.5 – Коефіцієнт насичення цементу взірців ПЦТ I-100

Як бачимо, коефіцієнт насичення цементу ПЦТ I-100 зі свердловини 55-Ярошівська менший в 1,69 раза ПЦТ I-100 контрольного взірця. Тому, сформований за таких умов цементний камінь не здатний забезпечити необхідного експлуатаційного рівня надійності кріплення свердловини як інженерної споруди [26].

Дані дослідження додатково підтверджено результатами рентгенівського мікроаналізу ("Superprobe – 733", QLA, Японія, $\times 860$) взірців цементного каменю зі свердловини 55-Ярошівська, де у структурі цементного каменю зафіксовано включення бариту (рис.2.6).

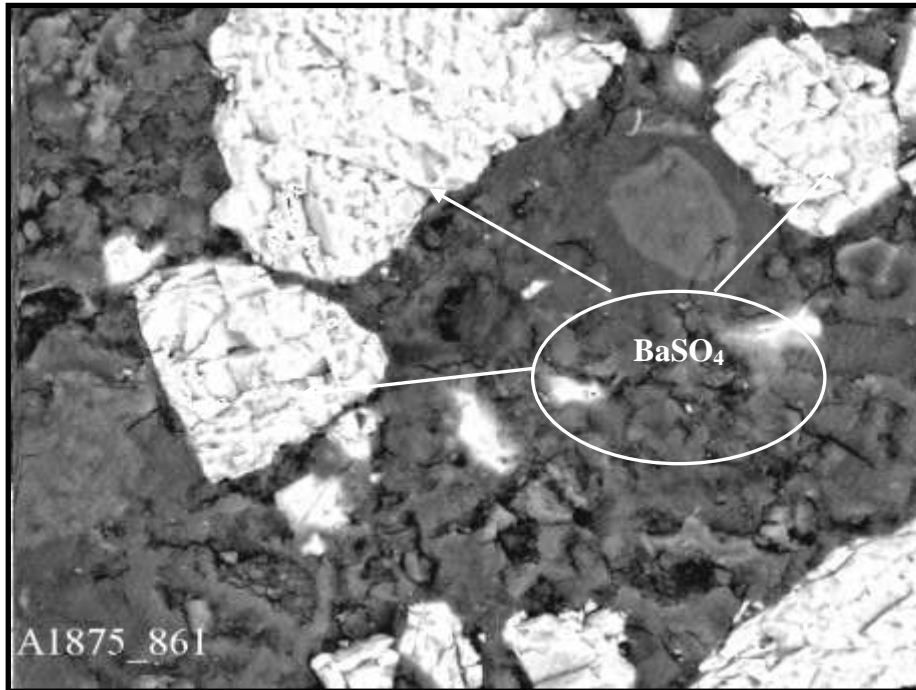


Рисунок 2.6 – Дані рентгенівського мікроаналізу взірців цементного каменю зі свердловини 55-Ярошівська

Звичайні, необроблені хімічними реагентами-стабілізаторами тампонажні суспензії мають порушену седиментаційну стійкість і високий показник фільтрації (400 і більше см^3 за 30 хв), що призводить до значної втрати рідини замішування внаслідок відфільтровування в проникні пласти. Прикладом можуть бути ускладнення, що виникли під час цементування проміжної колони у свердловині 55-Ярошівська, де за результатами ГДС у розкритому розрізі в інтервалі 2592 – 2602 м відмічено високопроникні до $5 \cdot 10^{-13} \text{ м}^2$ та з пористістю 23 % пісковики. Дослідження термінів прокачування тампонажних суспензій для заданих термобаричних умов цементування показали наступне: при $V/C = 0,54$ (табл. 3.10) густина тампонажної суспензії становила 1800 кг/м^3 , розтічність 230 мм, а час загуснення – 5 год 10 хв. Тампонажна суспензія, з якої було відфільтровано 20 % рідини замішування, тобто $V/C = 0,43$, мала густину

1900 кг/м³ і розтічність 160 мм і була такою, що прокачується впродовж 5 год. За умови відфільтрування 28 % води з тампонажної суспензії (В/С = 0,39) її густина становила 1940 кг/м³ і розтічність 140 мм, і вже через 40 хв була такою, що не прокачується. Тампонажна суспензія, яка втратила 32 % води (В/С = 0,36) при густині 1960 кг/м³ і розтічності 100 мм, стала миттєво не прокачуваною. Таким чином, втрата тампонажною суспензією більше 20 % рідини замішування провокує передчасне загуснення тампонажної суспензії.

Дослідження керованого матеріалу хомогенних відкладів (табл. 2.1), а також результати цементування свердловини 55-Ярошівська вказують на необхідність застосування седиментаційно-стабільних тампонажних розчинів з обмеженою водовіддачею, що добре узгоджується з [8, 104].

Відповідно до [87, 91] під час буріння та експлуатації свердловини температура в пристовбурній зоні свердловини може зростати за рахунок циркуляції технологічних рідин. У свою чергу, це сприяє інтенсифікації процесів розчинення та руйнування хомогенних відкладів.

Крім того, гідратація тампонажного цементу супроводжується додатковим тепловиділенням, перебіг якого, насамперед, залежить від: хімічного і мінерального складу, виду і концентрації модифікуючих домішок, водосумішевого відношення, температури оточуючого середовища тощо. Ці екзотермічні ефекти на ранніх стадіях взаємодії компонентів тампонажної системи безпосередньо пов'язані з кінетикою гідратації, яка, в свою чергу, обумовлює швидкість тверднення та набір міцності цементного каменю [78]. При цьому тепловиділення є адитивною властивістю відносно до окремих компонентів матеріалу.

Тампонажні матеріали алітового типу, до яких належать і базові тампонажні портландцементи ПЦТ II-50 і ПЦТ I-100 під час гідратації доволі інтенсивно виділяють тепло [54]. Зміна водосумішевого відношення та температури може інтенсифікувати гідратаційні процеси, що підтверджено даними, наведеними в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Динаміка тепловиділення портландцементу ПЦТ І-100

Тип тампонажного матеріалу	Термобаричні умови формування, °С/МПа	Динаміка тепловиділення тампонажних систем у процесі структуроутворення, кДж/кг			
		1 доба	2 доби	3 доби	7 діб
ПЦТ І-100	20 / 0,1	127	188	252	290
	75 / 01	271	312	354	381

Очевидно, що за умови підвищеної кавернозності при цементуванні стовбура свердловини у хемогенних відкладах збільшення кількості тампонажного матеріалу призведе до більшого тепловиділення. Так, у свердловині 36-Ярошівська об'єм каверни у хемогенних відкладах склав 21 м³, що відповідає середньозваженому діаметру стовбура 1,6 м. Це створює передумови для порушення стійкості масиву соляних порід внаслідок теплового впливу уже на етапі формування кріплення. При зростанні поперечного перерізу свердловини під час тепловиділення тепло зберігається в глибині масиву цементного каменю. В результаті між внутрішніми і зовнішніми частинами ізоляційного кільця виникає різниця температур та додаткові внутрішні напруги, які можуть стати причиною формування тріщин у цементному камені. Вирішенням проблеми може бути застосування композиційних тампонажних матеріалів з мінімальним тепловиділенням, які містять додаткові демпферуючі добавки [114].

Ще однією проблемою під час споруджування глибоких свердловин у хемогенних відкладах родовищ ДДЗ є локальне зростання температури за рахунок циркуляції технологічних рідин чи руху пластових флюїдів [54]. Як приклад, на рисунку 2.7 наведено конструкцію свердловини № 11 Кобзівського родовища, глибиною 6300 м, з очікуваною геостатичною температурою на вибої близько 171 °С. Динамічна температура під час циркуляції БПР на усті свердловини становила 53 °С при глибині свердловини 5940 м, а на вибої – 154 °С. При цьому, динамічна температура у хемогенних відкладах КМСП краматорської світи може становити близько 86 °С, а соленосних глин микитівської світи – 106 °С. Як наслідок, вплив температури на фізичні

Отримано залежності щодо поширення температури по довжині взірця цементного каменю, що моделює ізоляційне кільце різної товщини (табл. 2.6, рис. 2.8 і 2.9).

Таблиця 2.6 – Максимальні значення отриманих показів температур

Кавернозність	ПЦТ I-100 + ШП	ПЦТ I-100 + МДТР
1,0	83,5	90
1,19	75,8	86,3
1,38	60,7	82,9
1,57	56,5	74,5
1,76	49,1	68,9
1,95	45,9	66,2

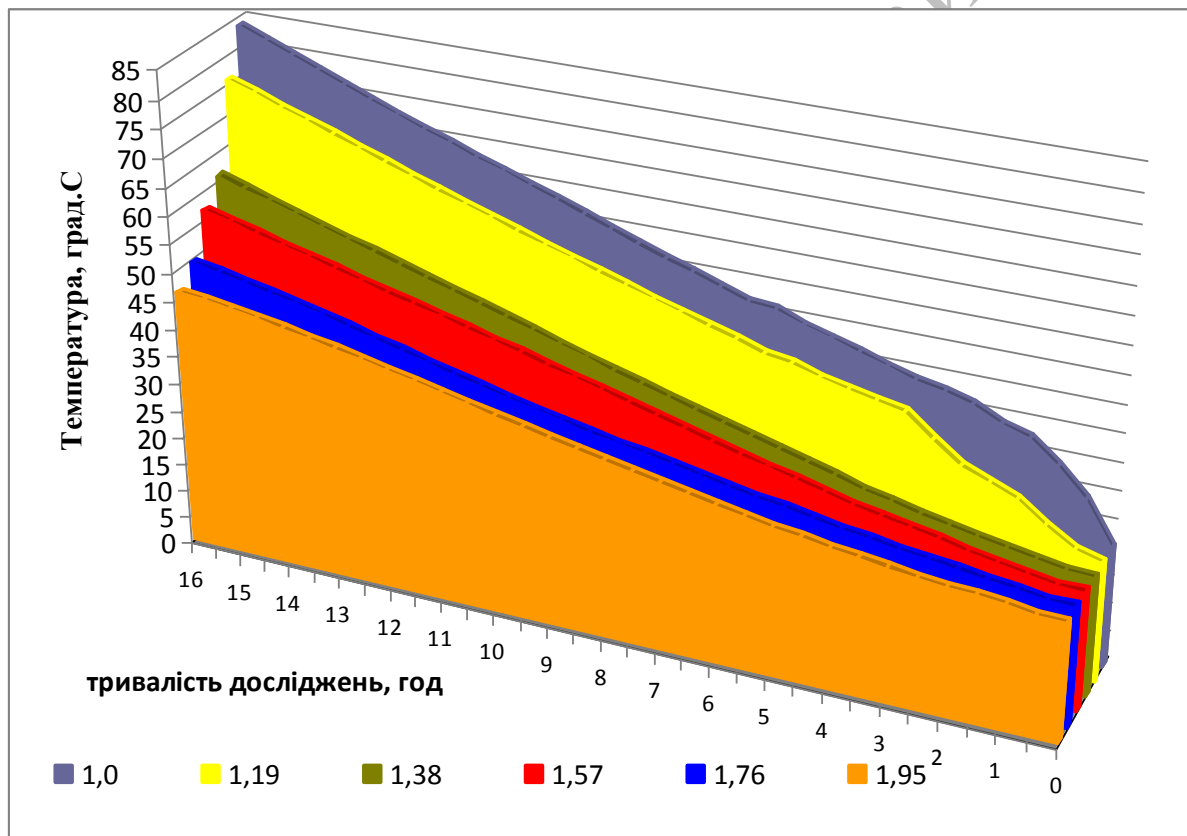


Рисунок 2.8 – Характер розподілу температури по довжині взірця цементного каменю на основі ПЦТ I-100 + ШП

Як бачимо, характер розподілу температури по довжині взірців є нерівномірним. При кавернозності 1,0 та 1,19 впродовж перших 4 год спостерігається інтенсивне поширення температури, в подальшому зміна

температури відбувається з постійною тенденцією до зростання. Характер поширення температури у досліджуваних взірцях цементних каменів свідчить про суттєву перевагу добавки модифікатора ШП над МДТР та доцільність його подальшого застосування в рецептурах тампонажних суспензій (табл. 2.6, рис. 2.8, 2.9).

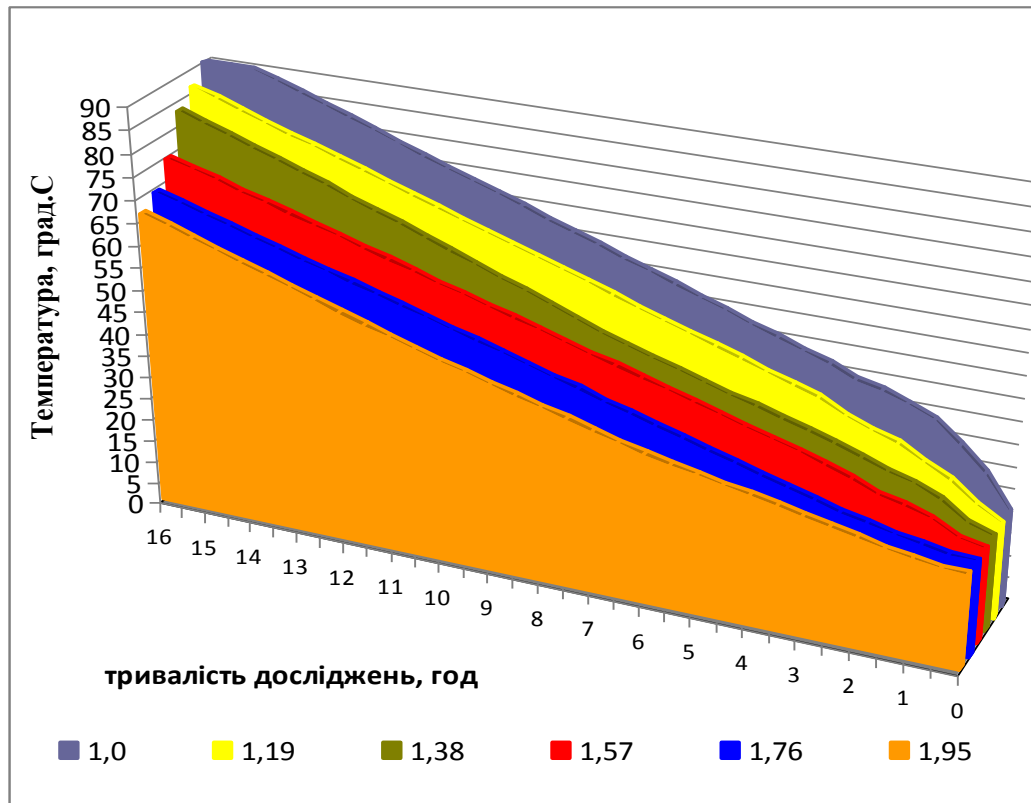


Рисунок 2.9 – Характер розподілу температури по довжині взірця цементного каменю на основі ПЦТ I-100 + МДТР

2.4 Дослідження процесів корозійного руйнування тампонажних матеріалів

Кріплення хомогенних відкладів потребує застосування тампонажних матеріалів, здатних працювати в корозійно-активних середовищах. Відповідно до [154] для цементного каменю притаманні три основні типи корозії.

Перший тип містить процеси, що виникають під дією рідин, здатних розчиняти компоненти каменю. Особлива небезпека виникає під час фільтрації корозійно-агресивних вод, до яких належать пластові, оскільки властивістю кальцію гідроксиду є здатність розчинятись навіть у дистильованій воді при температурі 20 °С. А втрата навіть 15 – 30 % СаО з цементу від загального його вмісту супроводжується падінням міцності каменю на 40 – 50 %. Здатність цементного каменю чинити опір корозії цього типу визначається гідролітичною стійкістю його мінералів. Інтенсивність корозії прямо залежить від щільності структури та мінералогічного складу каменю. Для цементу з обмеженим вмістом аліту (С₃С) стійкість цементного каменю до корозії першого типу підвищується, що характерно для композиційного цементу, який містить добавки, здатні зв'язувати кальцію гідроксид. Підвищення стійкості цементного каменю до процесів корозії першого типу має винятково важливе значення тому, що справляє суттєвий вплив на перебіг процесів корозії інших типів.

Корозія другого типу виникає за рахунок хімічної взаємодії – реакцій обміну, у тому числі катіонного між компонентами цементного каменю та агресивного середовища: кислот, деяких солей, до яких належать і солі магнію. Продукти реакції, що утворюються, або легко розчинні і виносяться зі структури в результаті дифузії чи фільтраційним потоком, або відкладаються у вигляді аморфної маси, що не володіє в'язучими властивостями.

Типові реакції під час взаємодії кальцію гідроксиду з сульфатом чи хлоридом магнію можуть відбуватись за умови (2.9):



Під впливом солей магнію також є можливим розпад гідросилікатів і гідроалюмінатів кальцію.

Утворений у вигляді аморфної маси, що не володіє в'язучими властивостями, магнію гідроксид погано розчинний у воді, тому така реакція триває до повного реагування Са(ОН)₂. Руйнування цементного каменю

починається з поверхневих шарів, що контактують з агресивним середовищем. Якщо новоутворення, які не володіють в'язучими властивостями і необхідною щільністю, аби створити перепону для подальшого проникнення агресивного середовища розчиняються, то стають доступними більш глибокі шари цементного каменю. Останні, в свою чергу, в подальшому також розчиняються, і процес корозії продовжується до повного руйнування каменю.

У випадку, якщо новоутворення нерозчинні чи після видалення утворених продуктів гідратації вдається сформувати на поверхні каменю достатньо міцний екран, процеси корозії можна частково загальмувати. Необхідного ефекту, наприклад, можна досягнути застосуванням спеціального в'язучого чи забезпечення надійної ізоляції контактної поверхні.

Третій тип корозії базується на процесах, розвиток яких супроводжується накопиченням і кристалізацією в порах каменю малорозчинних продуктів реакції, здатних при фазових переходах, полімеризації та подібних процесах збільшувати об'єм твердої фази. Так, кристалізація солей та інші вторинні процеси можуть спровокувати розвиток внутрішніх напружень і подальше руйнування структури цементного каменю. Солі можуть утворюватись внаслідок хімічних реакцій взаємодії агресивного середовища з компонентами цементу або поступати із зовнішнього середовища, що і характерно для хемогенних відкладів.

За результатами дослідження процесів руйнування цементного каменю під дією сольової корозії, як основної причини деградабельності, розглядають збільшення об'єму солей при фазовому переході від менш гідратованих форм до форм, при яких мають місце великі кількості кристалізаційної води [167]. Особливу небезпеку становить формування кристалогідратів (табл. 2.7), що супроводжується збільшенням об'єму твердої фази, внаслідок чого в структурі порового простору можуть виникати розтягуючі напруження, які призводять до руйнування цементного каменю.

Таблиця 2.7 – Збільшення об'єму при утворенні кристалогідратів

Вихідна сіль (кристалогідрат)	Кристалогідрат	Температура переходу, °С	Збільшення об'єму, %
NaCl	NaCl·2H ₂ O	0,15	130
NaSO ₄	NaSO ₄ ·10H ₂ O	32,3	311
MgSO ₄ ·H ₂ O	MgSO ₄ ·6H ₂ O	73	145
MgSO ₄ ·6H ₂ O	MgSO ₄ ·7H ₂ O	47	11
MgCl ₂ ·4H ₂ O	MgCl ₂ ·6H ₂ O	40	55
MgCl ₂ ·6H ₂ O	MgCl ₂ ·8H ₂ O	- 3,4	60

Під час кріплення свердловин в умовах залягання нестійких хемогенних відкладів на родовищах ДДЗ застосовують тампонажні суміші ПЦТ І-100 + ШП та ПЦТ І-100 + МДТР. Вивчено динаміку міцності взірців цементних каменів при вигинанні, що формувались у типових середовищах пластової води, хлористого і сірчаноокислого магнію, найбільш характерних для родовищ ДДЗ (рис. 2.10, 2.11). Дослідження виконано відповідно до методики, наведеної у п.2.1 даного розділу.

Як одне із середовищ досліджень корозійних процесів прийнято пластову воду Талалаївського родовища, хімічний аналіз води наведено в таблиці 2.8. Мінералізація пластової води становить 251904,4 мг/дм³, густина 1160 кг/м³, рН = 4,9. Вода належить до хлоркальцієвого типу, група хлоридів, підгрупа кальцієвих. У данному хімічному складі наявна значна кількість катіонів К⁺ та Na⁺.

Таблиця 2.8 – Хімічний аналіз води Талалаївського родовища

Катіонно-аніонний склад		Концентрація		
		мг/дм ³	ммоль/дм ³	молярна частка, %
Аніони	Cl ⁻	152435	4298,67	49,93
	SO ₄ ²⁻	247,72	5,15	0,06
	HCO ₃ ⁻	61	1,0	0,01
	CO ₃ ²⁻	–	–	–
Катіони	Ca ²⁺	16533,0	825,0	9,58
	Mg ²⁺	912,0	75,0	0,87
	K ⁺ + Na ⁺	81715,68	3404,82	39,55

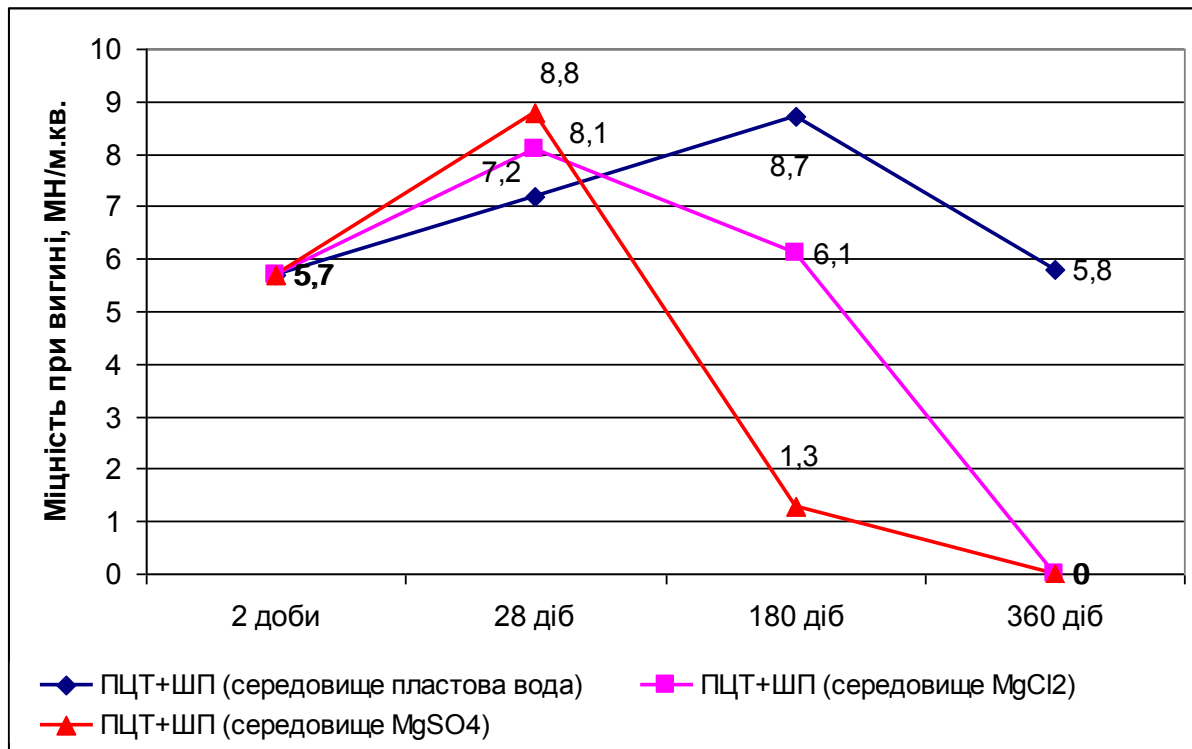


Рисунок 2.10 – Кінетика міцнісних характеристик цементного каменю складу ПЦТ I-100 + ШП

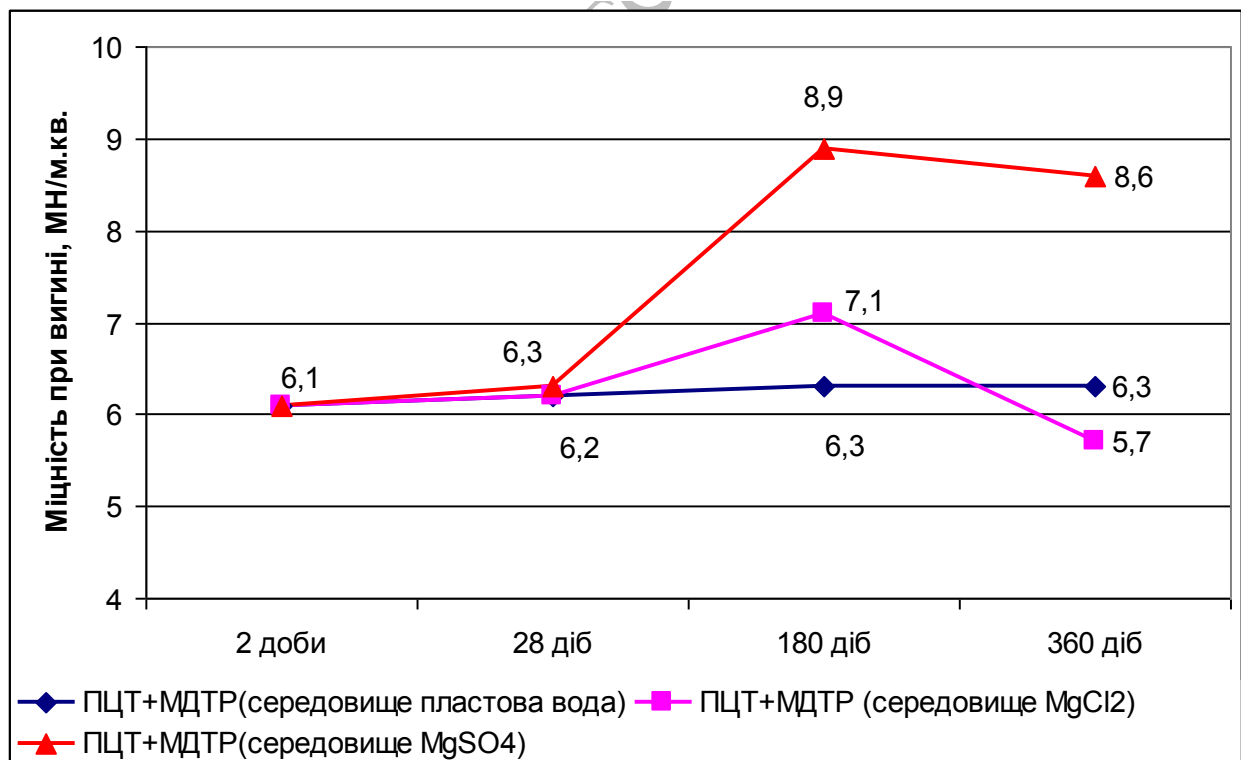


Рисунок 2.11 – Кінетика міцнісних характеристик цементного каменю складу ПЦТ I-100 + МДТР

Встановлено, що для тампонажної суміші ПЦТ I-100 + ШП характерно зростання міцності при вигинанні у віці 28 д, хоча в подальшому інтенсивність цього процесу знижується. У середовищі сірчаноокислого магнію (рис. 2.12, а) відбувається практично повне руйнування каменю у віці 180 д, а у середовищі пластової води візуальні ознаки порушення цілісності взірців відсутні (рис. 2.12, б) і, більш того, бачимо зростання міцності на 52,6 %. Проте, в подальшому, порівняно із взірцями у віці 180 д маємо зниження міцності каменю на 33,3 %.

Для взірців цементного каменю суміші ПЦТ I-100 + МДТР (рис. 2.11) у віці до 180 д характерний незначний приріст міцності у середовищах пластової води – на 3,3 %, хлористого магнію – 16,4 % та сірчаноокислого магнію – 45,9 %. Однак в подальшому, у віці 360 д спостерігається зниження міцності. Зокрема у середовищі хлористого магнію воно складає 6,5 %, а порівняно із взірцями у віці 180 д – 19,7 %.



а – середовище сірчано-кислого
магнію

б – середовище пластової води

Рисунок 2.12 – Зразок взірців цементного каменю на основі ПЦТ I-100 + ШП
(у віці 180 д)

Враховуючи динаміку зниження міцнісних характеристик базових тампонажних систем, проведено оцінювання фазового складу та електронно-мікроскопічні дослідження. Дані дослідження проведено для тампонажних матеріалів ПЦТ I-100 + ШП і ПЦТ I-100 + МДТР.

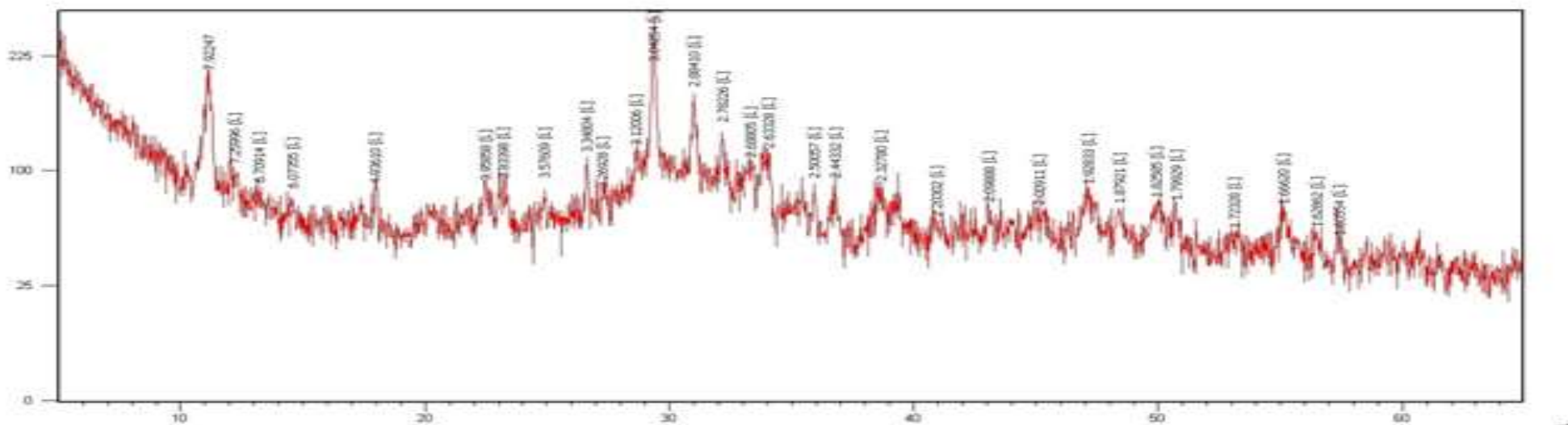
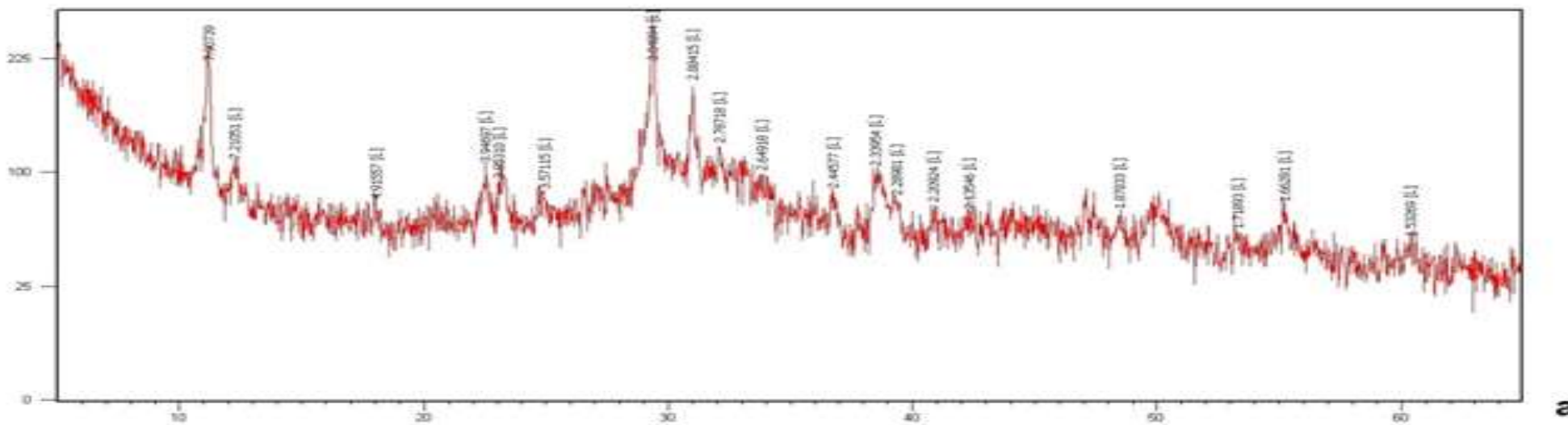
Фазовий склад продуктів гідратації в гідротермальних умовах представлений різними гідратними фазами, що нехарактерні для нормальних умов, зокрема гідрогеленітом C_2ASH_8 ($d/n = 2,86$), гексагональними гідроалюмінатами кальцію C_4AH_{13} ($d/n = 2,45, 7,90$).

Особливістю тверднення портландцементних тампонажних композицій у гідротермальних умовах є утворення високоосновних гідросилікатів C_3SH_2 ($d/n = 2,33, 2,99$), $C_2S_3H_2$ ($d/n = 9,79, 4,10, 3,31$) та гідрогранатів змінного складу ($d/n = 2,71, 2,80$).

Слід зазначити, що в зразках ПЦТ I-100 + МДТР і ПЦТ I-100 + ШП практично відсутній гідроксид кальцію ($d/n = 2,62, 4,90$), що свідчить про його активну взаємодію в умовах високих тисків і температур з алюмінатною і силікатною складовими тампонажних розчинів (рис. 2.13, а і б відповідно).

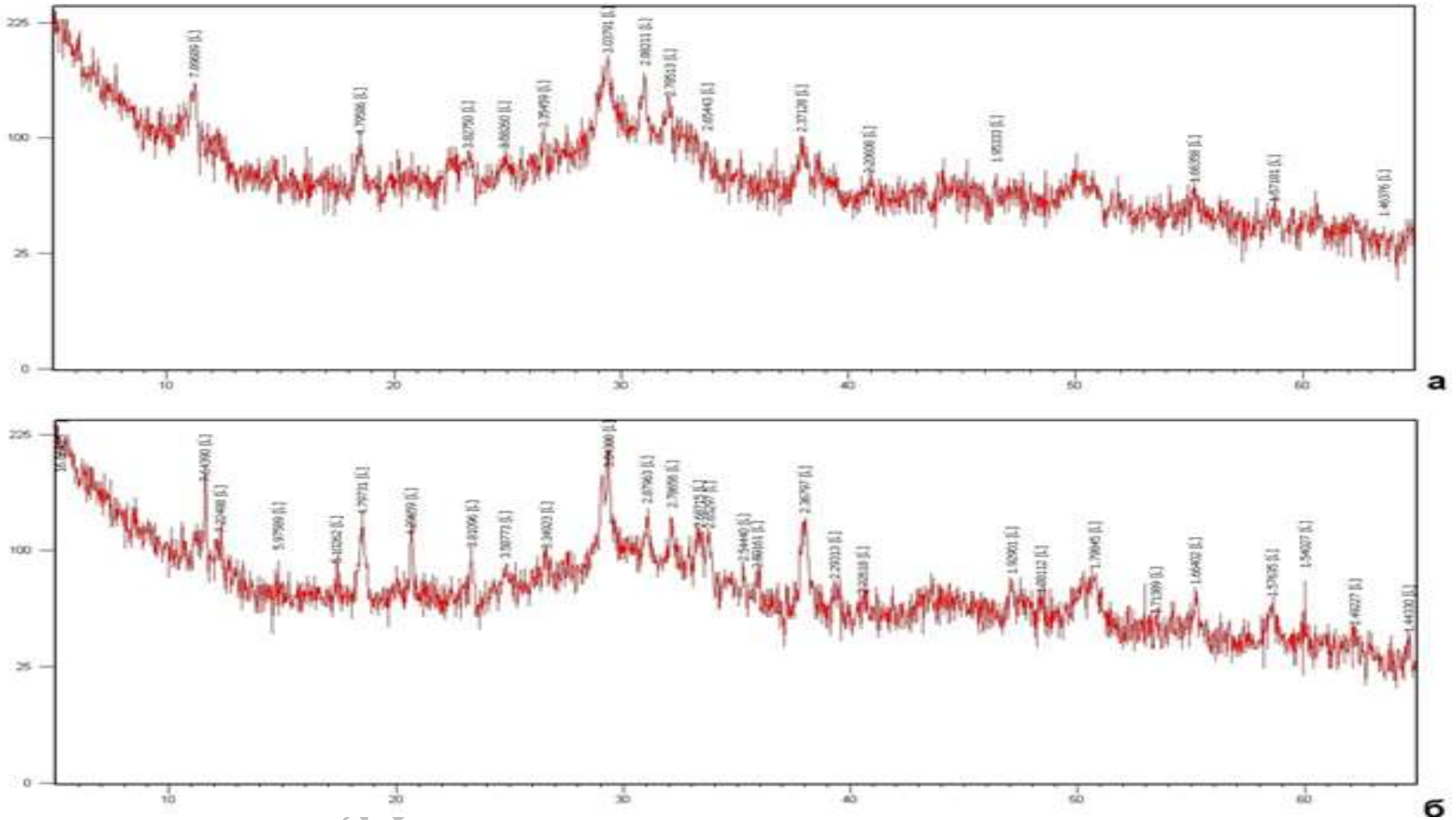
Дослідження фазового складу продуктів гідратації взірців цементного каменю даних тампонажних систем, що знаходились в агресивному сульфатно-магнієвому середовищі, корозійні процеси протікали більш інтенсивно. На дифрактограмах досліджуваних взірців спостерігаються лінії бруситу $Mg(OH)_2$ ($d/n = 4,79, 2,36, 1,79$). Інтенсифікується утворення фаз гідротальцитового типу: твердих розчинів $Mg(OH)_2$ з Al^{3+} , Fe^{3+} ($d/n = 7,89$), а також гіпсу ($d/n = 7,60$) (рис. 2.14, а і б відповідно).

Для каменю ПЦТ I-100 + МДТР характерна неоднорідна пориста структура (рис. 2.15, а). Зафіксовано дрібнокристалічні утворення гідросилікатів кальцію та окремі блоки мікрodefektів (рис. 2.15, б).



а – ПЦТ I-100 + МДТР, б – ПЦТ I-100 + ШП

Рисунок 2.13 – Фазовий склад тампонажних матеріалів при дослідженні зрізів цементного каменю у середовищі прісної води



(а – ПЦТ I-100 + МДТР, б – ПЦТ I-100 + ШП)

Рисунок 2.14 – Фазовий склад тампонажних матеріалів при дослідженні взірців цементного каменю у середовищі сірчанокислого магнію

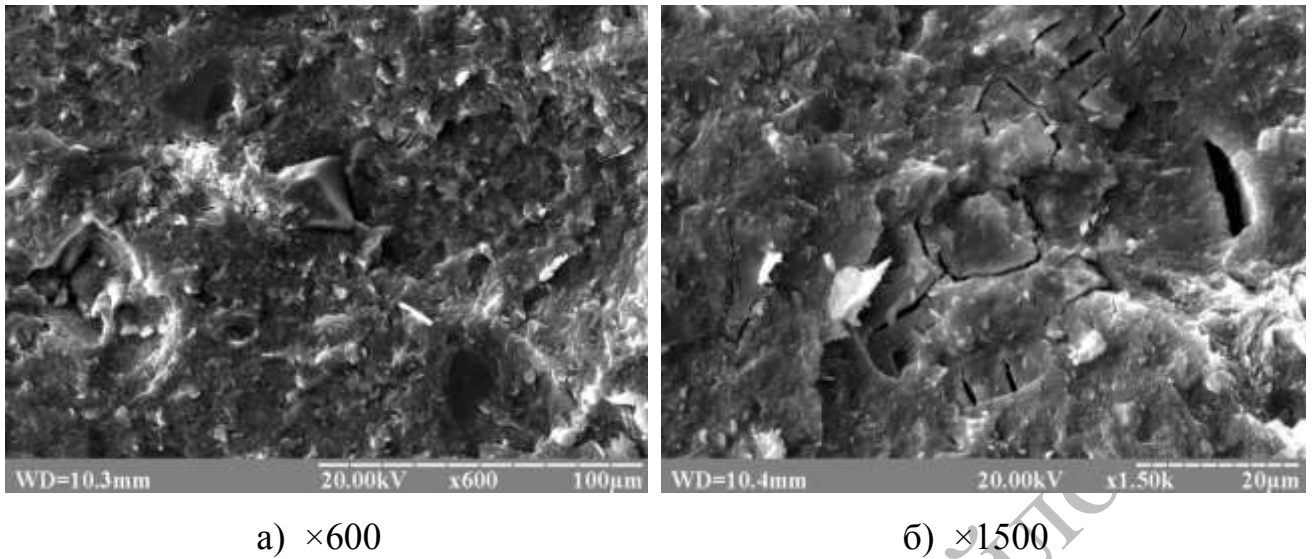


Рисунок 2.15 – Електронно-мікроскопічні дослідження ПЦТ I-100 + МДТР у середовищі прісної води

Структура зрізця ПЦТ I-100 + ШП у середовищі прісної води щільна. Гідратні утворення не зовсім чітко оформлені, в деяких місцях спостерігаються пластинчасті кристали $\text{Ca}(\text{OH})_2$ і гідросульфоалюмінати кальцію. Зафіксовано скупчення довгих витягнутих кристалів гідросульфоалюмінатів і гідросилікатів кальцію (рис. 2.16). Кристали еtringіту переплетені, пронизують пору.

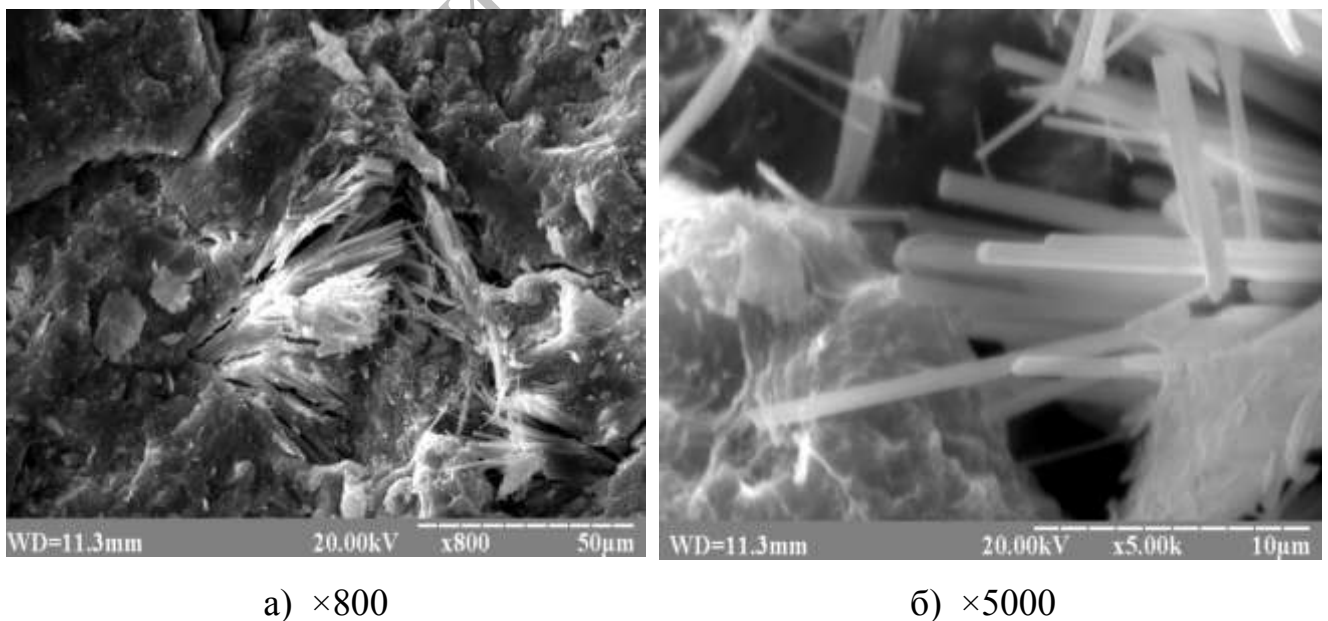


Рисунок 2.16 – Електронно-мікроскопічні дослідження ПЦТ I-100 + ШП у середовищі прісної води

Дослідження мікроструктури каменю ПЦТ I-100 + МДТР, який впродовж 12 місяців тверднув в агресивному середовищі MgSO_4 , свідчить про перебіг корозії цементної матриці (рис. 2.17). На мікрофотографії видно, що у структурі зрізця спостерігаються пори і тріщини. Також чітко простежуються пори, заповнені аморфним пухким осадом $\text{Mg}(\text{OH})_2$.

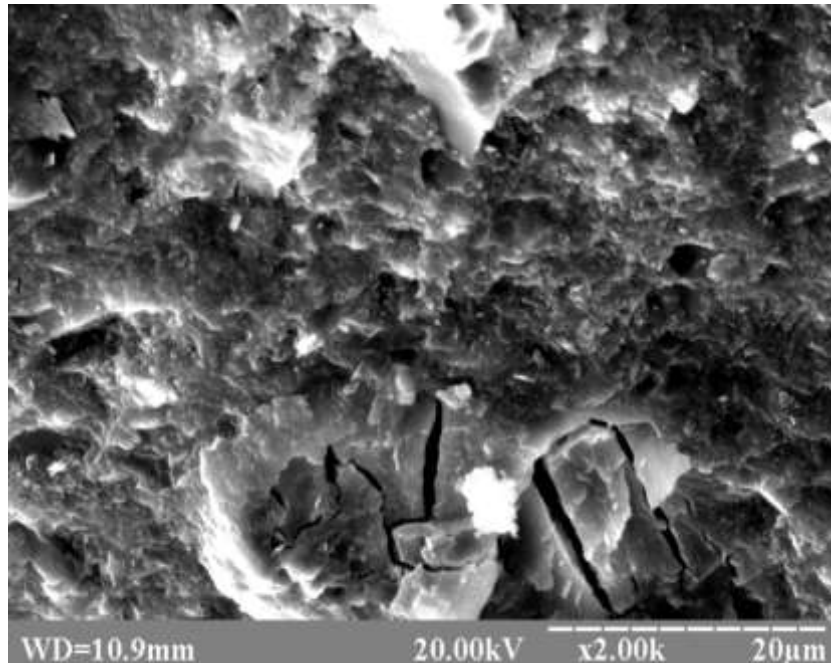
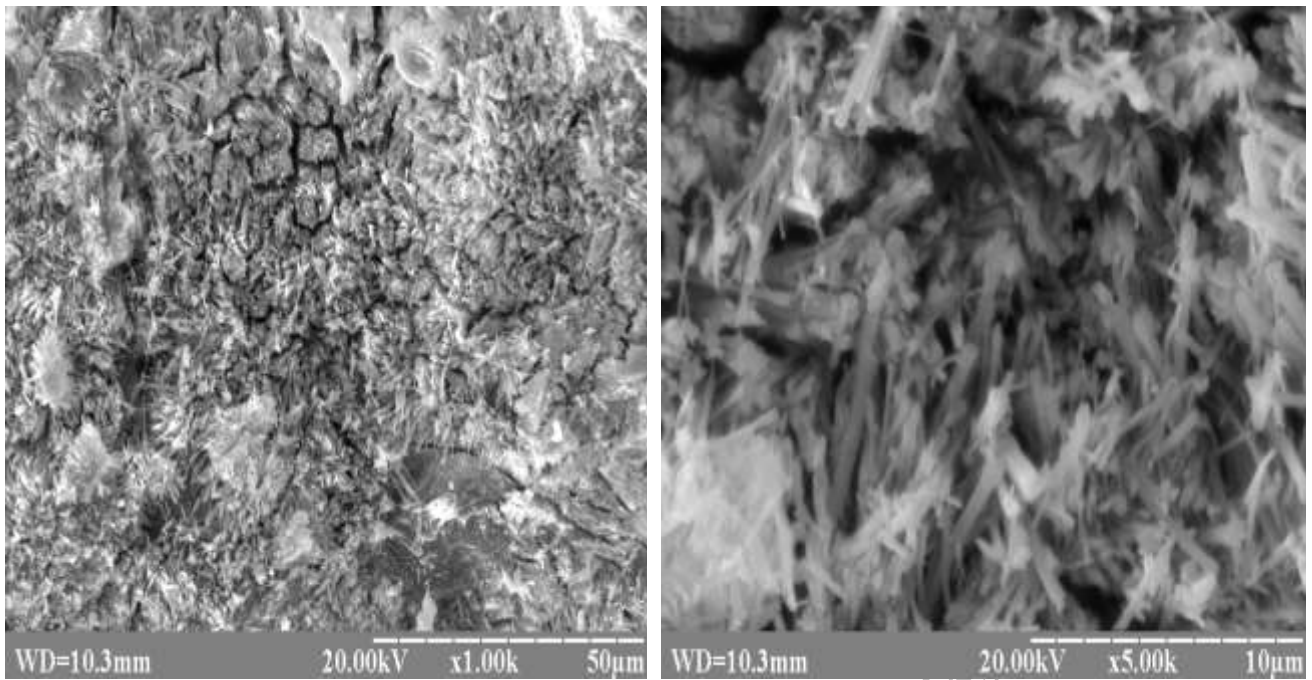


Рисунок 2.17 – Мікроструктура каменю ПЦТ I-100 + МДТР у середовищі MgSO_4

Для цементного каменю, сформованого з ПЦТ I-100 + ШП (рис. 2.18), характерне значне руйнування. Поверхня зразка покрита продуктами корозії; насамперед, аморфним $\text{Mg}(\text{OH})_2$ з великою кількістю довгих витягнутих кристалів еtringіту. У багатьох місцях наявні скупчення гідроксиду кальцію, а також дрібні кристали гідротальцитових фаз (тверді розчини $\text{Mg}(\text{OH})_2$ з Al^{3+} , Fe^{3+} , CO_3^{2-}). Утворення в порах цементного каменю представлені рихлою масою, не здатною перешкоджати дифузії іонів Ca^{2+} з глибинних шарів до поверхні. Зі зменшенням концентрації $\text{Ca}(\text{OH})_2$ починають руйнуватися високоосновні гідросилікати та гідроалюмінати кальцію, що і призводить до втрати експлуатаційних характеристик матеріалу.

а) $\times 1000$ б) $\times 5000$ Рисунок 2.18 – Мікроструктура каменю ПЦТ I-100 + ШП у середовищі $MgSO_4$

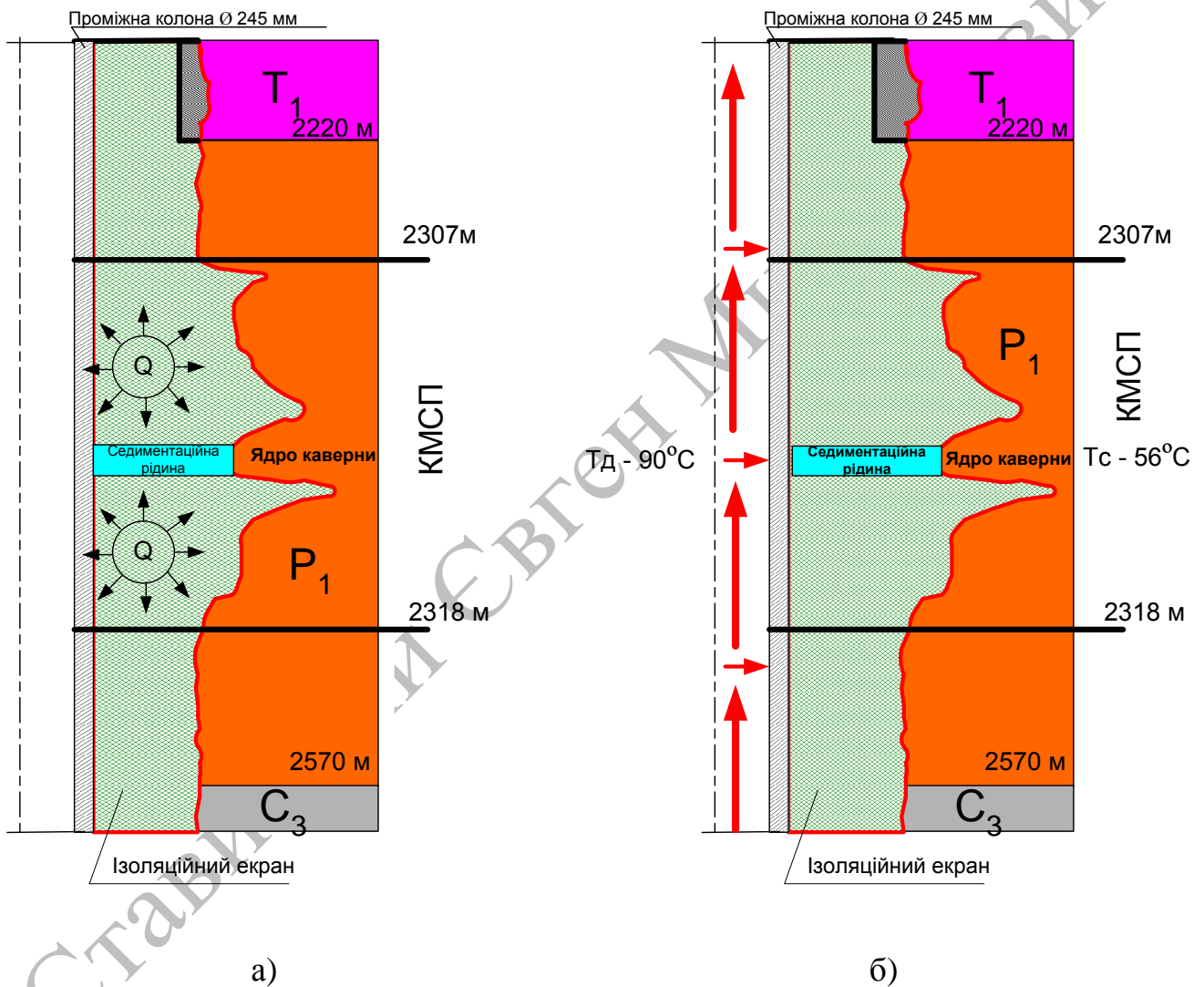
За результатами досліджень встановлено, що тампонажні матеріали, які зазвичай використовують для цементування свердловин у хомогенних відкладах родовищ ДДЗ, мають незадовільні технологічні характеристики, у т.ч. занижену стабільність тампонажних суспензій, а цементний камінь, що формується при дії агресивних середовищ, є недостатньо міцним та корозійностійким, що добре узгоджується з даними [23, 26, 46, 50, 61].

Насамперед, однією з основних причин цього є незадовільна корозійна стійкість базового в'язучого – портландцементу, а також невисока рання міцність, пружно-деформаційні та адгезійні властивості цементного каменю, підвищене тепловиділення під час структуроутворення, а також низькі теплоізоляційні властивості.

Таким чином, вирішення питання підвищення надійності кріплення хомогенних відкладів родовищ ДДЗ потребує розроблення корозійностійких тампонажних систем, здатних забезпечити формування надійного ізоляційного кільця.

2.5 Вимоги до тампонажних систем для забезпечення якісного кріплення хомогенних відкладів родовищ ДДЗ

За результатами попередніх досліджень встановлено, що порушення цілісності кріплення спостерігається, насамперед, у випадку формування в хомогенних відкладах великих каверн, причому найгіршими із можливих є випадки, зображені на рисунку 2.19.



а – тепловиділення під час гідратації тампонажного матеріалу,

б – вплив теплового поля на систему кріплення

Рисунок 2.19 – Схема можливого формування кріплення у хомогенних відкладах

За першою схемою (рис. 2.19, а) можливе утворення водяних поясів внаслідок седиментації тампонажного розчину у кавернозній ділянці хомогенних відкладів КМСП, зокрема "ядра" каверни. Під час гідратації тампонажного матеріалу за рахунок тепловиділення додатково інтенсифікується деформація хомогенних відкладів.

За другою схемою (рис. 2.19, б) під час циркуляції технологічних рідин у процесі поглиблення свердловини зростає температура в інтервалі залягання хомогенних відкладів, що може спровокувати деформацію останніх. На свердловинах Кобзівського родовища динамічна температура може зростати до 90 °С, що наближається до температури плавлення бішофітів, і за наявності неякісного ізоляційного кільця у заколонному просторі може спричинити деформаційні процеси хомогенних відкладів КМСП.

З урахуванням зазначеного нами встановлено наступні вимоги до тампонажних систем для цементування хомогенних відкладів нафтогазових родовищ ДДЗ.

1. Тампонажний розчин і цементний камінь на його основі повинен володіти:

– високою стабільністю (нульове водовідділення та регламентована водовіддача) суспензії та достатньою корозійною стійкістю каменю до агресивних середовищ;

– необхідними фізико-механічними властивостями цементного каменю (обмежений інкубаційний період структуроутворення, інтенсивний набір ранньої міцності, мінімальна проникність), що є основою формування якісного ізоляційного кільця;

– мінімальним тепловиділенням під час гідратації та низькою теплопровідністю цементного каменю.

2. Буферна рідина повинна володіти структурно-реологічними параметрами, здатними до ефективного розділення технологічних рідин, покращеними відмивальними властивостями та зручністю у застосуванні.

3. Відповідність тампонажних систем інноваційному принципу "тандему технологій". При цьому інженерний підхід під час споруджування свердловин повинен передбачати стратегічну оцінку та подальше застосування хімреагентів для приготування технологічних рідин, підтримування властивостей і зручності регулювання їх параметрів. У рамках однієї системи (бурового, буферного або тампонажного розчину) складові реагенти повинні доповнювати один одного, підвищувати ефективність дії та знижувати витрату у разі їх сумісного використання, а також збільшувати ефективність від застосування. При цьому, в системі утворюються комплекси з кількох реагентів, сумісна дія яких дозволяє покращити необхідні властивості системи. В іншому випадку, реагенти та матеріали однієї складової не повинні негативно впливати на властивості та якість наступних систем. Крім того, реагенти однієї системи мають забезпечувати підготовку стовбура свердловини до якісного проведення робіт, пов'язаних із застосуванням наступної системи.

Висновки до розділу 2

1. На основі вивчення ядра встановлено основні закономірності залягання хомогенних відкладів Кобзівського родовища ДДЗ. Зокрема показано, що останні представлені перешаруваннями мінералів, схильних до деформаційних процесів (кізериту, бішофіту і карналіту), а також кам'яної солі.

2. Показано, що дисперсійне середовище відомого тампонажного розчину ПЦТ І-100 + ШП за термобаричних умов здатне до активної взаємодії з хомогенними відкладами, характерними для родовищ ДДЗ. При цьому спостерігається руйнування кристалічної решітки мінералів, що може призвести до порушення цілісності КМСП.

3. За результатами вивчення взірців цементного каменю зі свердловин встановлено, що вони різняться за складом і структурою, а за експлуатаційними параметрами суттєво поступаються своїм прототипам, сформованим за аналогічних термобаричних умов. Зокрема, вміст оксидів СаО у цементному

камені зі свердловин зменшився від 67 % до 30 %, а SiO_2 – від 21 % до 14,2 %. Зафіксовано присутність BaO у концентрації до 31 %, та зростання вмісту SO_3 більш, ніж у 5 раз. Коефіцієнт насичення матеріалу зі свердловини 55-Ярошівська у 1,69 раза менший, ніж контрольного взірця із цементу ПЦТ І-100. Сформований за таких умов цементний камінь не здатний забезпечити необхідного експлуатаційного рівня надійності кріплення свердловини як інженерної споруди.

4. За результатами досліджень встановлено, що тампонажні матеріали, які зазвичай використовують для цементування свердловин у хомогенних відкладах родовищ ДДЗ, мають незадовільні технологічні характеристики, у т.ч. занижену стабільність тампонажних суспензій, а цементний камінь, що формується при дії агресивних середовищ, є недостатньо міцним та корозійностійким. На основі досліджень фазового складу продуктів гідратації взірців цементного каменю даних тампонажних систем зафіксовано фази бруситу та гіпсу, які сприяють руйнуванню високоосновних гідросилікатів та гідроалюмінатів кальцію та втраті експлуатаційних характеристик матеріалу. Зокрема у корозійно-активних середовищах спостерігається зниження міцності базових матеріалів від 6,5 % до повного руйнування.

5. Вивчено теплофізичні, зокрема теплоізоляційні, властивості відомих тампонажних матеріалів. Показано необхідність врахування таких показників при розробленні тампонажних систем для цементування хомогенних відкладів. Підтверджено ефективність добавки-модифікатора ШП, доцільність його застосування в рецептурах тампонажних сумішей.

6. Проведені дослідження дозволили окреслити вимоги до тампонажних систем (тампонажного цементу та буферних рідин) для забезпечення надійного цементування хомогенних відкладів родовищ ДДЗ.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБЛЕННЯ КОМПОЗИЦІЙНИХ ТАМПОНАЖНИХ СИСТЕМ ДЛЯ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ НАДІЙНОГО КРІПЛЕННЯ ХЕМОГЕННИХ ВІДКЛАДІВ

3.1 Характеристика матеріалів

Як було показано в розділі 2, надійність кріплення хомогенних відкладів, насамперед, залежить від відповідності тампонажних систем умовам застосування. Аналіз тампонажних систем, що застосовуються як на родовищах ПАТ "Укрнафта", так і ДК "Укргазвидобування", показує, що вони за своїми властивостями не завжди відповідають гірничо-геологічним умовам, у більшості випадків їх додатково не обробляють для створення седиментаційно-стабільних систем, зниження водовіддачі, покращення реологічних властивостей, зниження проникності каменю та не ставлять додаткових вимог до фізико-механічних і теплофізичних властивостей. Крім того, застосування седиментаційно-стійких тампонажних систем є необхідною передумовою для цементування похило-скерованих та горизонтальних свердловин, що останнім часом становлять 90 – 95 % в загальному обсязі буріння.

В'яжучі цементи вже друге століття залишаються базовим матеріалом, що застосовують у практиці кріплення таких свердловин. На жаль, у цьому питанні нафтогазова галузь нашої країни зупинилась на рівні 90 років ХХ століття, коли було розроблено основні типи базових тампонажних матеріалів (ПЦТ І-50, ПЦТ І-100, ПЦТ ІІ-Пол 5-100, ПЦТ ІІ-Пов-100, ШПЦС-120, ШПЦС-200 та інші) та апробовано розширені тампонажні матеріали на основі базових цементів [25] (рис. 3.1).

У структурі тампонажних матеріалів, використаних впродовж 2006 – 2010 рр. під час споруджування свердловин на родовищах найбільшої нафтовидобувної компанії України – ПАТ "Укрнафта", лівову частку (91,3 %) займають типові цементи ПЦТ ІІ-50, ПЦТ І-100, ПЦТ ІІ-Пол 5-100, ШПЦС-120 та ОШЦ-120 і лише 8,7 % становлять модифіковані суміші [145].

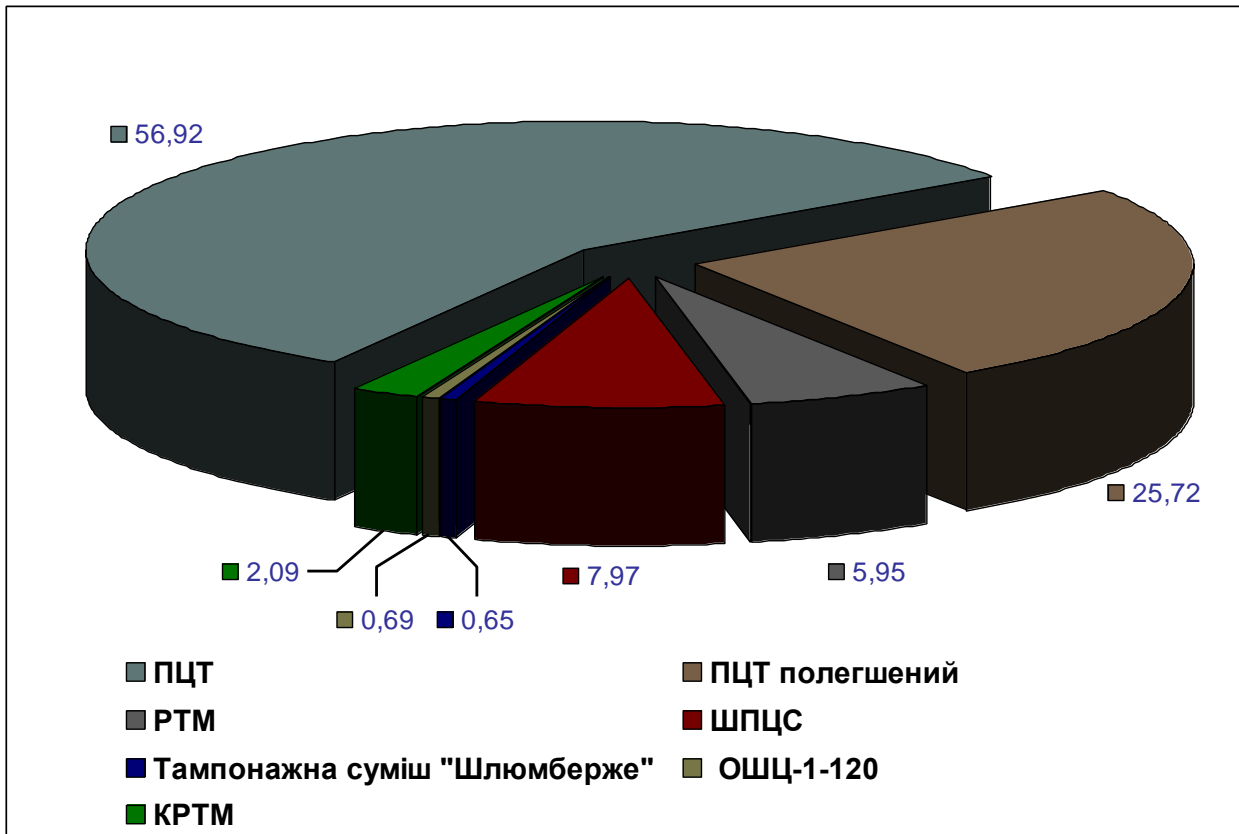


Рисунок 3.1 – Структура використання тампонажного цементу для споруджування свердловин на родовищах ПАТ "Укрнафта" (2006 – 2010 рр.)

Враховуючи особливості застосування тампонажних матеріалів: великі глибини, складну просторову архітектуру стовбура свердловини, аномальні термобаричні умови, хемогенні відклади, наявність порід, схильних до порушення цілісності, можна констатувати невідповідність якості тампонажного матеріалу складним умовам нафтогазових родовищах України [130].

Підвищення надійності ізоляційного кільця з цементного каменю можна досягнути, насамперед, за рахунок:

- застосування сучасних композиційних матеріалів, стійких до агресивних середовищ, здатних, при необхідності, до "самозаліковування" порушеної мікроструктури цементного каменю;
- обмеження водовідділення і водовіддачі тампонажної суспензії;
- забезпечення умов для формування однорідної, щільної, низькопористої та малопроникної структури каменю.

З урахуванням зазначеного, та відповідно до [114] як базове в'язуче для подальших досліджень і розроблення тампонажної суміші КРТМ-ПВ використано композиційну тампонажну суміш ТС-100 [141], яка на відміну від відомих базових тампонажних цементів ПЦТ I-100, I-G (API) за компонентним складом практично відповідає інноваційному матеріалу компанії "Schlumberger" (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Порівняльний склад тампонажних матеріалів

Тип матеріалу	Хімічний склад, %									
	CaO	SiO ₂	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	SO ₃	K ₂ O + Na ₂ O	MgO	TiO ₂	інші	питома поверхня, м ² /кг
ПЦТ I-100	66,36	21,3	3,5	5,25	0,91	0,86	0,71	0,18	0,9	280 – 295
I-G (API)	64,39	20,46	4,45	3,78	3,62	0,86	2,01	–	0,43	260
Тампонажна суміш "Schlumberger"	59,3	26,86	4,05	5,69	0,9	0,66	1,1	–	1,44	320 – 360
ТС-100	57,91	26,2	2,35	5,89	0,9	0,82	1,2	0,34	1,8	320 – 345

Композиційні цементи тужавіють повільніше, особливо в початкові терміни, а в подальшому вони набирають високої міцності. У пластових умовах міцність каменю з композиційного цементу з часом зростає та перевищує міцність цементного каменю на основі вихідного портландцементу на згин і на стиск. При їх гідратації спостерігається менше тепловиділення. Цементний камінь на основі композиційних цементів характеризується високою тріщиностійкістю. Окрім цього, композиційні цементи характеризуються низькою проникністю та підвищеною корозійною стійкістю [15, 30].

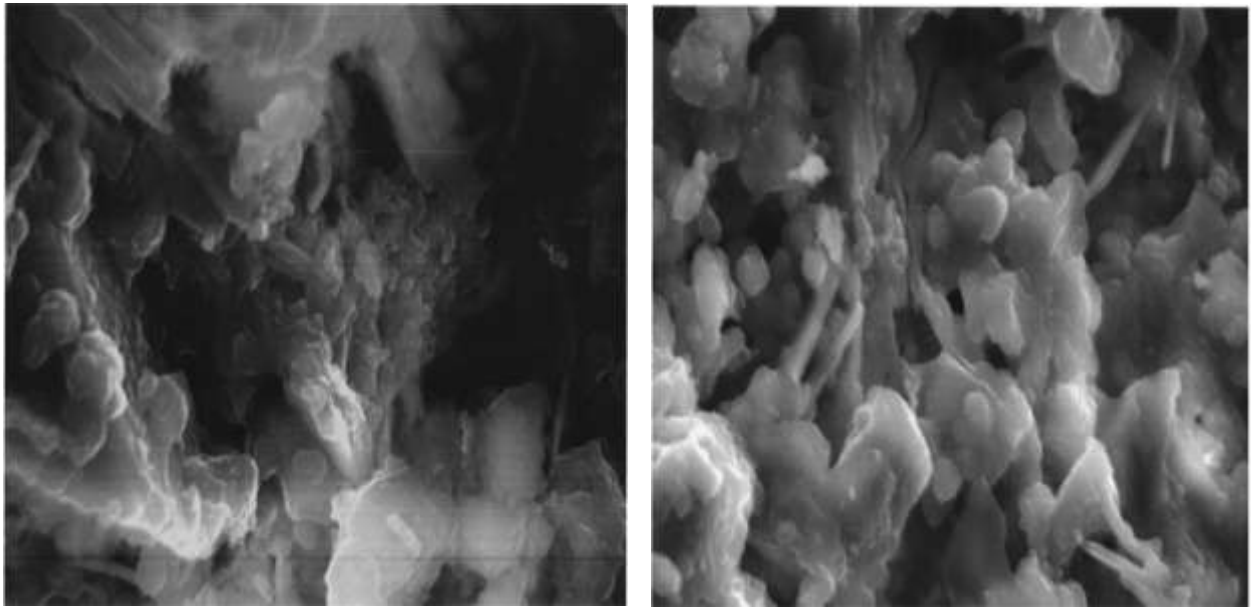
На відміну від традиційних матеріалів тужавлення композиційного цементу є наслідком гідратації клінкерної складової та хімічної взаємодії гідратних новоутворень з активними компонентами та модифікуючими добавками [131, 153]. Такі процеси є більш складними порівняно з твердненням портландцементів, оскільки в реакціях беруть участь декілька компонентів з різною гідралічною активністю. На думку М.А. Саницького [114] під час

формування цементного каменю на основі композиційного цементу камінь у своєму розвитку проходить кілька структурних станів, а процес гідратації умовно можна розділити на декілька періодів, які характеризуються різною кінетикою та відображають зміну властивостей цементного каменю, що утворюється. Насамперед спостерігається формування коагуляційної структури в системі за рахунок новоутворень на початковому етапі гідратації цементу. Далі відбувається руйнування коагуляційної структури внаслідок інтенсивної гідратації цементу, збільшення в об'ємі тверднучої системи кількості гідратних новоутворень і формування перехідної коагуляційно-кристалізаційної структури. Третій етап характеризується зростанням ступеня завершеності структуроутворення, що пов'язано з формуванням кристалізаційного каркасу цементного каменю. Тому гідратацію композиційного цементу можна розглядати як сукупність процесів, що відбуваються при взаємодії складових цементу з гідралічними та пуцолановими добавками в присутності води.

Як відомо, суттєвим резервом покращення фізико-механічних властивостей цементного каменю, зокрема міцнісних характеристик, є зменшення міжзернової та капілярної пористості каменю та поглиблення процесів гідратації окремих компонентів суміші [24]. Зменшення водосумішевого відношення також сприяє формуванню більш щільної структури каменю [166].

Для прискореного формування структури каменю і збільшення швидкості протікання реакцій доцільно оптимізувати розміри частинок в'язучого, адже зі зміною ступеня дисперсності константа швидкості реакції змінюється обернено пропорційно квадрату радіуса частинок. Так, на практиці використовується ефект активації, пов'язаний зі зміною енергетичного стану поверхні частинок та частково з деформацією кристалічної структури поверхневого шару при підведенні механічної енергії. Активація є одним із технологічних методів, що забезпечує отримання високоефективних композиційних матеріалів і дозволяє вивільнити частину внутрішньої енергії речовини та забезпечити керованість фізичних і хімічних перетворень [113, 138, 139].

Тому, використання як базового тампонажного матеріалу композиційної тампонажної суміші ТС-100 для приготування КРТМ-ПВ з питомою поверхнею понад $320 \text{ м}^2/\text{кг}$, на відміну від цементу ПЦТ І-100 забезпечує формування цементного каменю зі щільною упакованою кристалічною структурою (рис. 3.2).



ПЦТ І-100

ТС-100

Рисунок 3.2 – Мікроструктура цементного каменю

Присутність у складі ТС-100 більшої частки кремнеземистої складової (SiO_2) порівняно із ПЦТ І-100, а також менший вміст оксиду кальцію (CaO) сприяють підвищенню корозійної стійкості та температуростійкості суміші [99, 100, 114, 147].

Шамотний пил – електрофільтровий пил шамотно-випалювального виробництва за ГОСТ 23037-78 – порошок від світло-сірого до сірого кольору. Відповідно до досліджень Є.Р. Мрозєка [60] добавка від 20 % до 30 % шамотного пилу до тампонажного цементу забезпечує лінійне розширення каменю в межах від 0,5 % до 1,5 % та підвищення його корозійної стійкості. Компонентний склад домішки наведено в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Компонентний склад шамотного пилу

Тип матеріалу	Хімічний склад, %									
	CaO	SiO ₂	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	SO ₃	K ₂ O + Na ₂ O	MgO	TiO ₂	інші	питома поверхня, м ² /кг
Шамотний пил	6,36	48,5	0,96	36,8	0,57	0,34	0,2	0,96	5,31	420

З метою забезпечення прискореного набору ранньої міцності каменю і мінімальної проникності як добавку нами використано МСН – порошок білого або сіруватого кольору, розчинний у воді з утворенням кристалогідратів. Структура Na₂SiO₃ характеризується кристалічною формою. Мольне відношення SiO₂ до Na₂O становить 1:1.

Згідно з дослідженнями В.Д. Глуховського [40] відомо, що застосування рідкого скла у цементних композиціях дозволяє отримувати камінь підвищеної міцності і мінімальної проникності. Недоліком таких систем є прискорене структуроутворення.

Під час гідратації суміші іони МСН взаємодіють з іонами кальцію, утворюючи кальцієвий силікатний гідрогель, який ефективно зв'язує вільну воду у суспензії, що додатково сприяє гомогенності розчину і зменшенню седиментації дисперсної фази. Також у процесі структуроутворення тампонажного розчину домішка МСН інтенсифікує гідратацію цементної композиції.

При цьому, щільно упакована структура каменю забезпечується зростанням і стабільним існуванням гідросилікатів кальцію і гексагональних AFm-фаз та гідроксиду кальцію, які кольматують мікропори.

В умовах інтенсивних діючих динамічних навантажень перспективним напрямком модифікування тампонажних систем є дисперсне армування тампонажного матеріалу, що, відповідно до досліджень А.І. Булатова та Я.С. Коцкулича та їх шкіл, зменшує розтріскування та підвищує міцність цементного каменю, а також служить наповнювачем, здатним ліквідувати поглинання тампонажного розчину. На практиці з цією метою застосовують скловолокно, азбест, базальтові волокна, полімерні волокна чи інші армуючі

складові. Останні сприяють отриманню каменю зі структурою, характерною для композиційного матеріалу, в якому в'язуче є матрицею, яку армують хаотично розподілені волокна.

Аналіз фізико-механічних властивостей різних фібр [18] дозволяє зробити висновок (табл. 3.3), що найбільш високоміцною є сталева фібра, від неї за фізико-механічними властивостями поступається група полімерних фібр, однак технологічна зручність застосування і корозійна стійкість визначає їх пріоритет у застосуванні під час кріплення свердловин. Фібра з лугостійких скляних волокон і базальтова фібра складають третю групу, що освоює індустрія будівельних матеріалів.

Таблиця 3.3 – Фізико-механічні властивості армуючих волокон

Матеріал волокон (фібр)	Фізико-механічні властивості волокон (фібр)				
	густина, кг/м ³ × 10 ³	модуль пружності, МПа	міцність на розрив, МПа	деформація при розриві, %	довжина, мм
Сталь	7,8	200	1-3	3 – 4	4 – 5
Скловолокно (лугостійке)	2,6	80	2,4	2 – 3,5	4 – 5
Базальтове	4,4	900	4,5	2,1	4 – 5
Азбест (хризотол)	2,6	164	3,1	2 – 3	4 – 5
Поліпропілен	0,9	5,0	2,6	1	4 – 5
Поліамід	1,5	133,0	2,9	2,6	4 – 5

Дослідженнями [108] доведено, що на ранній стадії тужавіння вплив армуючих волокон також пов'язаний зі структуроутворюючою роллю волокнистого каркаса, що спричиняє прискорення коагуляційних, а потім і кристалізаційних процесів в каркасі композиту, що обумовлене поверхневими явищами на межі розділу фаз. Завдяки поглибленню фізико-хімічної взаємодії компонентів у поверхневій зоні волокон (порівняно із загальним об'ємом) у короткі терміни в системі утворюється фіброцементний каркас, що має підвищені міцнісні характеристики. В деяких областях, які вважають еквівалентом центрів зародження і росту кристалів, можна бачити, що для матриці цементного в'язучого характерне зчеплення з армуючим волокном.

Продуктами гідратації навколо волокна є CSH (гідрати силікатів кальцію) і СН (портландит). Ділянка контакту між армуючою складовою і матрицею каменю характеризується відсутністю тріщин.

На основі проведеного аналізу та напрацювань показано доцільність застосування поліамідної та поліпропіленової фібри [23, 52, 68].

Поліпропіленову фібру (ППФ) виготовляють методом екструзії з поліпропілену – термопластичного полімеру. Вона покращує експлуатаційні властивості матеріалу, і, що важливо, не впливає на процеси гідратації цементу.

Поліамідне волокно – синтетичний матеріал, сформований з поліамідів, для виробництва якого використовують деякі похідні амінокислот. Поліамідні волокна є міцними, жорсткими та еластичними, що робить їх особливо придатними для армування тонких елементів на основі мінеральних в'язучих речовин. Вони характеризуються підвищеною стійкістю до лужного середовища, міцністю на розрив і когезією з цементним каменем [2, 65].

Для забезпечення оптимальних реологічних характеристик тампонажних систем та необхідної розтічності як модифікатор застосовано пластифікатор нового покоління – гіперпластифікатор – на основі полікарбоксилатів. Останні – синтетичні розчинні у воді поверхнево-активні ланцюгові або сітчасті полімери [114, 123]. За структурною будовою гіперпластифікатори відрізняються від традиційних (лігносульфонати та сульфонафталінформальдегіди) типом і значно меншою кількістю іонних груп (досить слабкі поліелектроліти), а також зв'язаною просторовою структурою наявних бічних ланцюгів, що не дають частинкам цементу зблизитись. У цьому випадку, крім електростатичного, додатково реалізується стеричний ефект відштовхування даних ланцюгів адсорбованих макромолекул. При взаємодії частинок цементу з водою ці ланцюги гіперпластифікатора повільніше огортаються продуктами гідратації, що забезпечує їх довготривалу пластифікуючу дію. Крім цього, окремі бічні ланцюги в колоїдному розчині можуть відщеплюватись від цементних

частинок, осідати на продуктах гідратації, цим самим продовжуючи пластифікуючий ефект.

Як добавку-стабілізатор для тампонажних та буферних сумішей відповідно до [24, 109] використано водорозчинні ефіри целюлози. Целюлоза – це лінійний стереорегулярний (синдіотактичний) природний полісахарид, побудований з ангідридів D-глюкопіранози. Стереорегулярна будова макромолекули й стійкість конфірмаційної форми її елементарної ланки виділяє целюлозу із усього ряду полісахаридів, у тому числі й найбільшою стійкістю до хімічних впливів. Ефіри целюлози – похідні целюлози, які можна описати загальною формулою $C_6H_7O_2(OH)_{3-x}(OR)_x$, де n – ступінь полімеризації, x – число груп OH, заміщених в одній ланці макромолекули целюлози (ступінь заміщення або етерифікації); R – CH_3 – метил, C_2H_5 – етил, C_3H_7 – пропил-групи.

В тампонажних і буферних сумішах застосовується метилгідроксиетилцелюлоза, основною властивістю якої є висока водоутримуюча здатність [96, 97, 102]. Молекули розчиненої целюлози утворюють аква-комплекси. Ефіри целюлози як неіоногенні ПАВ мають високу стабілізуючу здатність, забезпечуючи седиментаційну стабільність суспензій.

Застосування ефірів целюлози сприяє покращенню адгезійних властивостей цементних систем, зниженню проникності каменю за рахунок кольматації і герметизації пор структури гелем, що особливо важливо на ранньому етапі структуроутворення.

Для деаерації тампонажних систем застосовано піногасник DELFOAM [96, 102] – порошок білого кольору, добре розчинний у воді, що зменшує поверхневий натяг рідини.

З метою підвищення відмивальних властивостей буферних систем застосовують абразивний кварцовий пісок – кремнезем, згідно з ГОСТ 22251-77, що складається більше ніж на 95 % з уламків зерен кварцу (SiO_2), розміром до 1 мм. Матеріал однорідний, форма зерен обкатана.

Наповнювачем для буферних систем служить зола винесення теплоелектростанцій – відхід виробництва в результаті спалювання кам'яного вугілля. Зола винесення Бурштинської ТЕС відноситься до алюмосилікатної групи з питомою поверхнею більше 300 м²/кг. Зола входить до складу композиційних цементів [114], що забезпечує максимальну сумісність компонентного складу буферних і тампонажних сумішей, а також виконує функцію мікроабразиву.

Таким чином, всі перераховані матеріали та домішки є важливими компонентами для модифікування тампонажних та буферних систем.

3.2 Розроблення корозійностійкого розширного тампонажного матеріалу з пониженою водовіддачею для кріплення хомогенних відкладів

Проектування композиційного тампонажного матеріалу КРТМ-ПВ проведено із застосуванням МПЕ, а саме методу ортогонального центрально-композиційного планування (ОЦКП), що дозволяє зменшити кількість експериментів, впорядкувати пошук оптимальних умов, отримати математичну модель об'єкта дослідження [34, 115, 133].

Процес розв'язання задач оптимального планування експерименту поділяється на чотири етапи: складання моделі, що планується; підготовка необхідних вихідних даних; розрахунок моделі; отримання результатів. Суть планування експериментів з використанням методу МПЕ полягає у встановленні математичної залежності між заданими властивостями і складом чи витратою матеріалів.

Типовий компонентний склад тампонажного матеріалу КРТМ-ПВ для цементування свердловин в умовах впливу сольової агресії, включає суміш ТС-100 в кількості 79,2 м.ч., шамотного пилу – 19,8 м.ч., армуючої домішки – 0,04 м.ч., МСН – 1 м.ч., стабілізатор Walocell – 0,15 м.ч., пластифікатор полікарбосилатного типу – 0,2 м.ч. та піногасник DELFOAM – 0,2 м.ч.

В результаті проведеного експерименту отримано математичну модель процесу тверднення тампонажного матеріалу у вигляді рівняння регресії (3.1):

$$Y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_{11}x_1^2 + b_{22}x_2^2 + b_{12}x_1x_2, \quad (3.1)$$

де Y – функція відгуку двофакторного експерименту;

x_1 – вміст МСН 1, м.ч.;

x_2 – вміст пластифікатора 0,2, м.ч.;

$b_0, b_1, b_2, b_{12}, b_{11}, b_{22}$ – коефіцієнти регресії, які розраховують за формулами (3.2 – 3.4):

$$b_0 = (1/N) \cdot \sum_{i=1}^N y \quad (3.2); \quad b_{ik} = \frac{\sum_{i=1}^N x_{ji}x_{jk}y_j}{\sum_{i=1}^N (x_{ji}x_{jk})^2} \quad (3.3); \quad b_{ij} = \frac{\sum_{i=1}^N x_{ji}y_j}{\sum_{i=1}^N x_{ij}^2} \quad (3.4)$$

При плануванні експерименту вибрано наступні параметри:

Y_1 – розтічність тампонажної суспензії, мм;

Y_2 – водовідділення, мл;

Y_3, Y_4 – міцність цементного каменю при температурі тверднення 75 °С та тиску 0,1 МПа при вигині та стисканні, відповідно.

Розрахунок коефіцієнтів регресії проведено за допомогою ЕОМ при застосуванні матричного підходу до регресивного аналізу і знаходження коефіцієнтів регресії.

Характеристику планування експерименту для тампонажного матеріалу наведено в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Характеристика планування експерименту

Характеристика	Параметри планування	
	МСН, м.ч. (x_1)	пластифікатор, м.ч. (x_2),
Головний рівень "0"	1	0,2
Нижній рівень "-1"	0,5	0,1
Верхній рівень "+1"	1,5	0,3
Інтервал варіації	0,5	0,1

На основі вищезгаданих коефіцієнтів складено рівняння регресії досліджуваних функцій властивостей тампонажного матеріалу (Y_1, Y_2, Y_3, Y_4) за формулою (3.1).

Матрицю планування і результати двофакторного експерименту наведено в таблиці 3.5, а результати розрахунку коефіцієнтів регресії – в таблиці 3.6.

Таблиця 3.5 – Матриця планування і результати повного двофакторного експерименту

Система дослідів	Номер дослідів	x_1	x_2	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4
Повний факторний експеримент	1	+1	+1	240	4	7,4	28,4
	2	+1	-1	180	0,5	5,2	18,1
	3	-1	+1	250	5,5	5,9	19,3
	4	-1	-1	200	2	6,2	21,6
Досліди в зіркових точках	5	+1	0	190	1	7,4	29,2
	6	-1	0	230	3,5	4,3	16,2
	7	0	+1	250	3	4	15,9
	8	0	-1	190	0,5	7,6	30,2
Центр плану	9	0	0	220	0	6,7	23,6

Таблиця 3.6 – Коефіцієнти рівнянь регресії

Функції відгуку	Коефіцієнт регресії					
	b_0	b_1	b_2	b_{11}	b_{22}	b_{12}
Y_1	215,74	-11,667	28,333	-4,444	5,556	2,500
Y_2	0,537	-0,917	1,583	1,528	1,028	0,0
Y_3	6,081	0,600	-0,283	0,011	-0,039	0,625
Y_4	23,696	3,100	-1,050	-1,078	-0,728	3,150

Базова рецептура композиції включає сукупність основних складових та модифікуючих добавок у суміші, що дозволяє забезпечити необхідні технологічні властивості при заданому вмісті їх складових.

Як базову суміш для проведення МПЕ використано тампонажну композицію [100], що включає цемент ТС-100 (80 м.ч.), шамотний пил (20 м.ч.) та армуючу домішку (0,04 м.ч.). Додатково застосовано піногасник і стабілізатор. Потреба піногасника для деаерації тампонажного розчину на основі КРТМ-ПВ

становить 0,2 м.ч, а стабілізатора – 0,15 м.ч. При цьому, метилгідроетилцелюлоза сприяє досягненню стабільності, седиментаційної стійкості тампонажної суспензії, забезпечує нульове водовідділення, а також понижену водовіддачу.

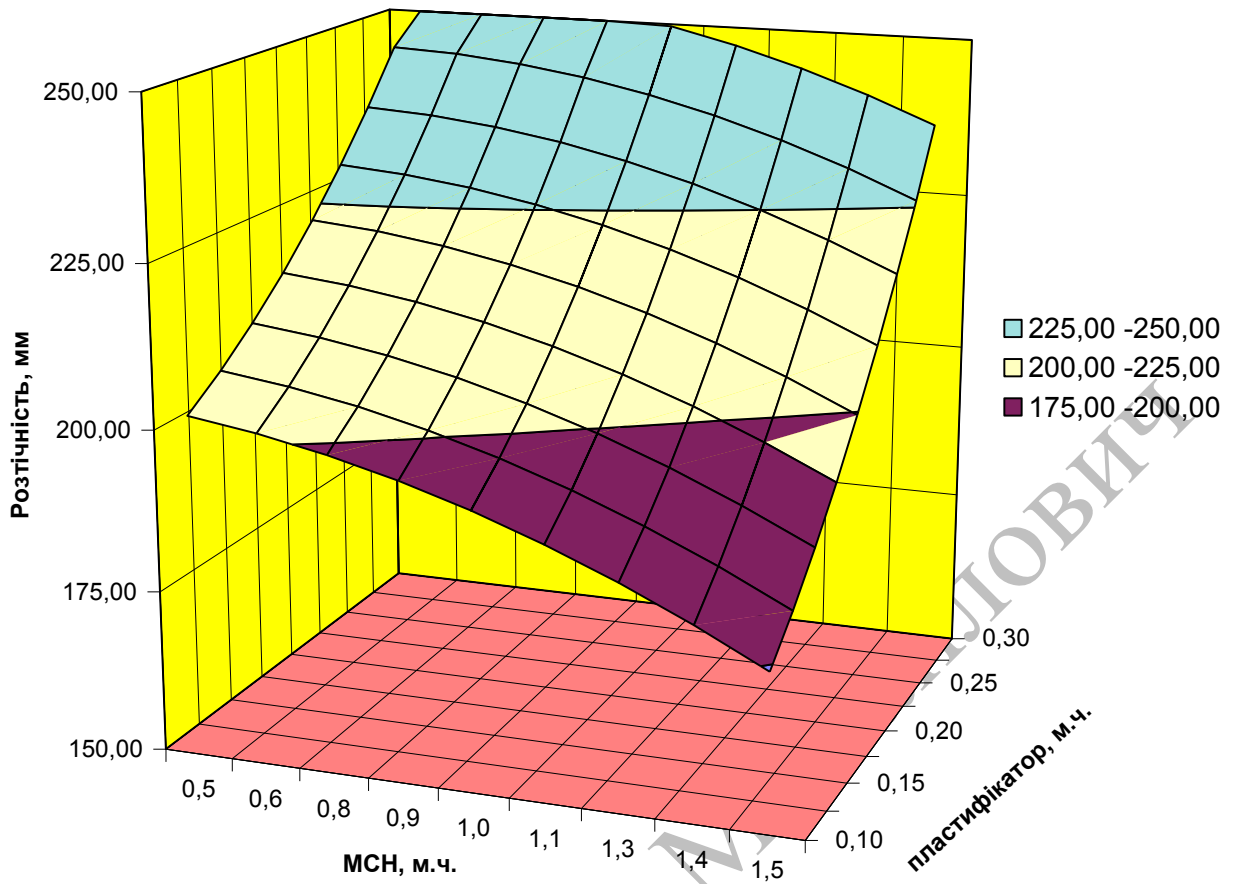
Властивості спроектованої суміші КРТМ-ПВ наведено в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Властивості КРТМ-ПВ

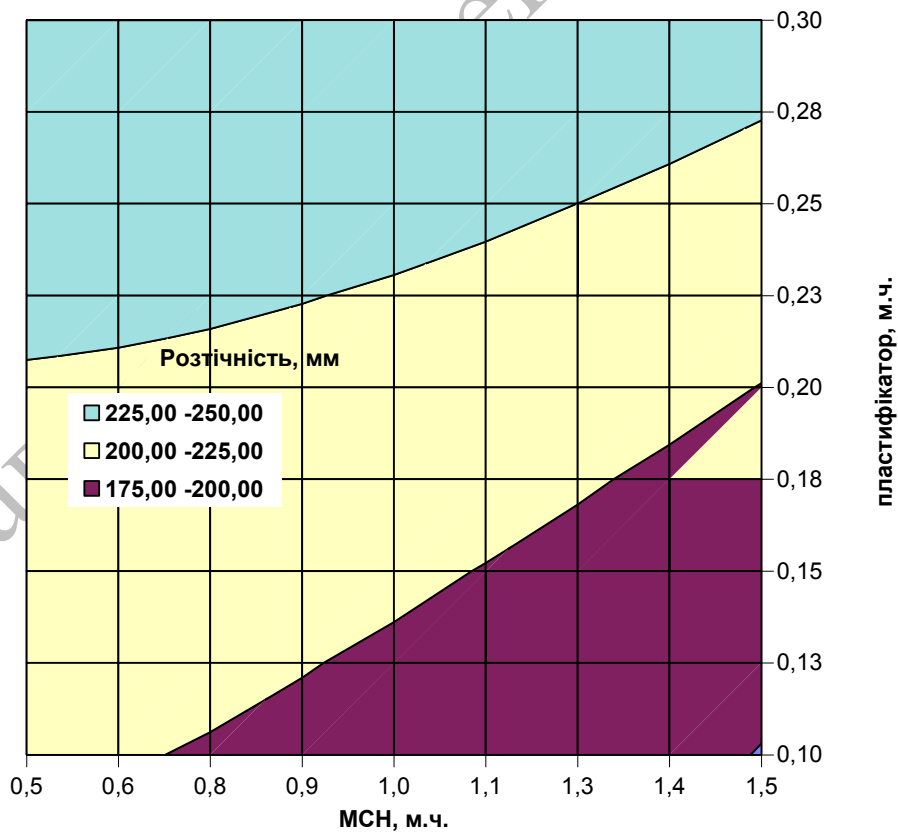
Номер дослідів	Вміст компонентів, мас. %			Розтічність тампонажної суспензії, мм	Водовідділення, мл	Границя міцності цементного каменю у віці двох діб ($t = 75^{\circ}\text{C}$, $P = 0,1\text{МПа}$)	
	базова суміш	МСН	пластифікатор			при вигинанні	при стисканні
1	98,5	1,5	0,3	240	4	7,4	28,4
2	98,5	1,5	0,1	180	0,5	5,2	18,1
3	99,5	0,5	0,3	250	5,5	5,9	19,3
4	99,5	0,5	0,1	200	2	6,2	21,6
5	98,5	1,5	0,2	190	1	7,4	29,2
6	99,5	0,5	0,2	230	3,5	4,3	16,2
7	99	1	0,3	250	3	4	15,9
8	99	1	0,1	190	0,5	7,6	30,2
9	99	1	0,2	220	0	6,7	23,6

Встановлено, що за тестованих умов, оптимальним є використання добавки МСН в кількості 1 м.ч. Збільшення кількості домішки МСН у складі суміші призводить до зменшення розтічності тампонажної суспензії. В свою чергу, її зменшення сприяє зниженню ранньої міцності цементного каменю. Оптимальний вміст добавки пластифікатора становить 0,2 м.ч. Менша від 0,2 м.ч. концентрація пластифікатора не забезпечує технологічно-необхідну розтічність тампонажного розчину, тоді як його вміст понад 0,2 м.ч. призведе до необґрунтованого збільшення вартості системи.

Ізопараметричні поверхні та діаграми зміни розтічності та міцнісних характеристик тампонажного матеріалу КРТМ-ПВ (рис. 3.3 та 3.4) дають наглядну оцінку можливості оптимального проектування складу тампонажного матеріалу з умови забезпечення необхідних параметрів тампонажної суспензії та цементного каменю на її основі.

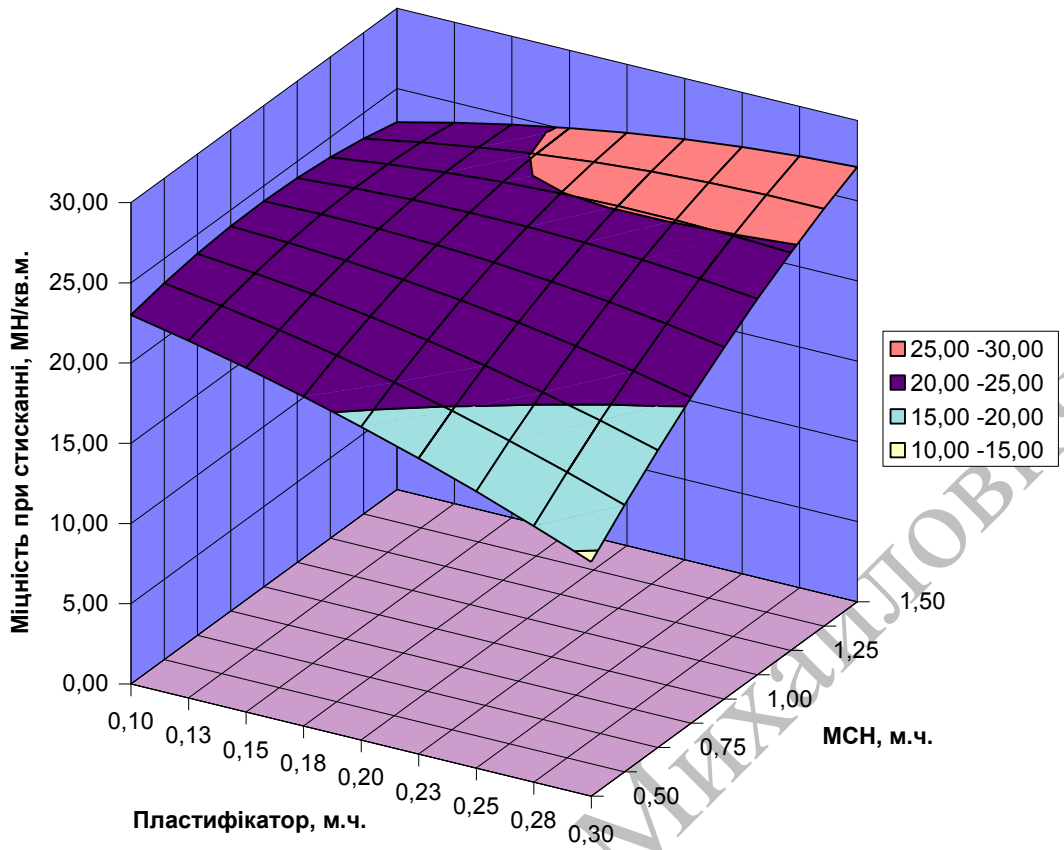


а)

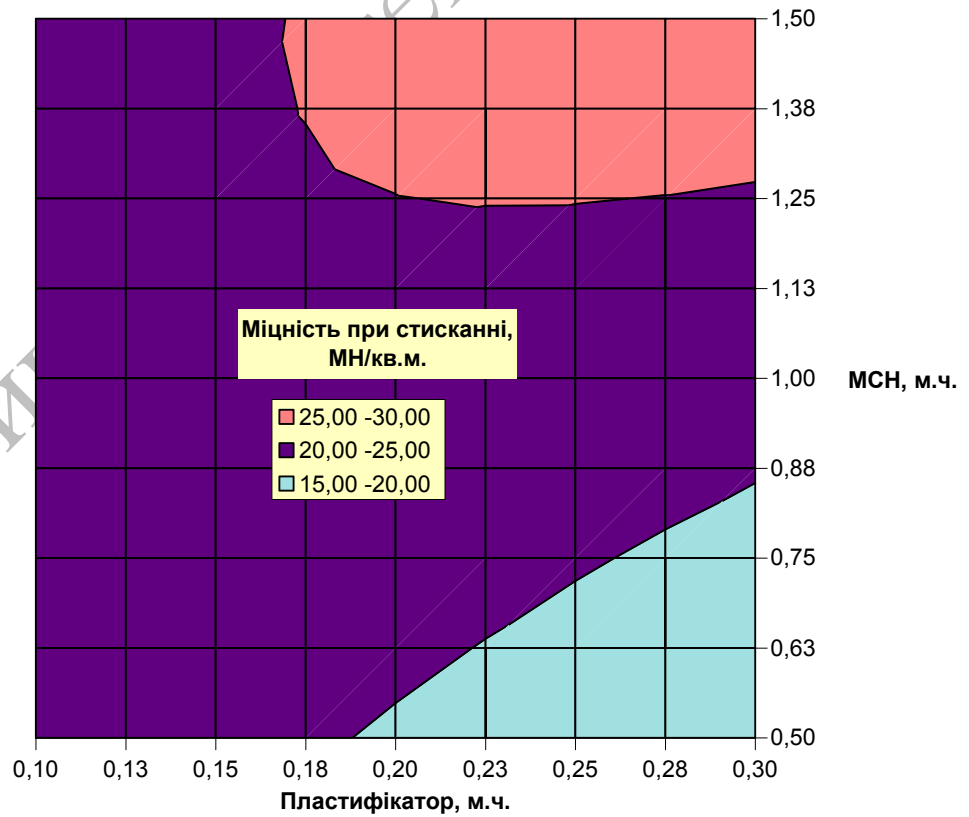


б)

Рисунок 3.3 – Ізопараметричні поверхні (а) та діаграми (б) зміни розтічності КРТМ-ПВ



а)



б)

Рисунок 3.4 – Ізопараметричні поверхні (а) та діаграми (б) зміни міцності при стисканні КРТМ-ПВ

3.3 Технологічні властивості тампонажного розчину та їх регулювання

Технологічні властивості тампонажного розчину включають сукупність параметрів, до яких відносять його густину, розтічність, стабільність, здатність забезпечити необхідний час транспортування суспензії у визначений інтервал цементування та подальше швидке тверднення, міцнісні характеристики цементного каменю та інші.

Тестування рецептур тампонажного розчину проведено згідно з типовим графіком термобаричних і технологічних умов цементування на прикладі Ярошівського родовища (рис. 3.5): глибина свердловини 2600 м, глибина стикування секцій 1800 м, тривалість цементування 5 год 10 хв, густина тампонажного розчину 1810 кг/м^3 , статична температура $60 \text{ }^\circ\text{C}$, максимальний вибійний тиск 45 МПа.

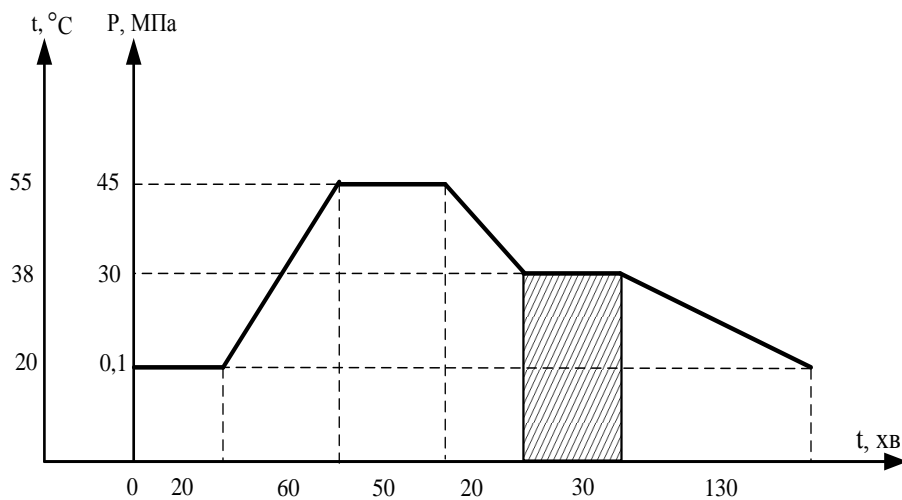


Рисунок 3.5 – Графік термобаричних і технологічних умов випробувань тампонажного розчину

Безперечно, визначальний вплив на вищезгадані параметри тампонажного розчину має водосумішеве відношення (табл. 3.8). Його збільшення веде до зменшення густини тампонажного розчину, порушення седиментаційної стійкості, зростання водовіддачі і часу загуснення, пролонгуються терміни

тужавлення тампонажної суспензії. Також зростання водосумішевого відношення сприяє зниженню міцнісних характеристик.

Таблиця 3.8 – Вплив водосумішевого відношення на параметри тампонажного розчину і цементного каменю КРТМ-ПВ

Назва показника	КРТМ-ПВ – 100 м.ч. НТФК – 0,08 м.ч. Рідина замішування густиною (1120 кг/м ³)					
	В/С – 0,48	В/С – 0,5	В/С – 0,52	В/С – 0,54	В/С – 0,56	
Густина цементного розчину, кг/м ³	1860	1830	1810	1790	1760	
Розтічність цементного тіста, мм	190	200	220	240	250	
Водовідділення, мл	0	0	0	0	0,5	
Водовіддача, см ³ /30 хв	18	28	36	48	74	
Температура досліджень, °С	60					
Час загуснення до 30 одиниць Бердена, год-хв	4-30	4-45	5-10	5-30	6-10	
Терміни тужавлення, год-хв, (початок / кінець)	5-30 / 6-10	6-10 / 6-45	6-50 / 7-45	7-10 / 8-15	7-50 / 9-15	
Міцність цементного каменю, МН/м ² , у віці однієї доби	при вигинанні	6,8	5,9	5,2	4,8	4,6
	при стисканні	18,9	16,8	14,2	14,1	13,8
Розширення, %	0,7	0,6	0,6	0,6	0,5	
Коефіцієнт крихкості	2,78	2,84	2,93	2,93	3,02	

Як бачимо, оптимальне водосумішеве відношення становить 0,52. При цьому, розтічність тампонажної суспензії – 220 мм, що є технологічно зручною для приготування і закачування розчину в свердловину. При цьому отримано високу седиментаційну стійкість тампонажного розчину, водовідділення повністю відсутнє, а водовіддача становить 36 см³ за 30 хв. Регламентований час загуснення тампонажної суспензії під час цементування обсадних колон у хомогенних відкладах типових свердловин родовищ ДДЗ становить 5 год 10 хв. Терміни тужавлення тампонажного розчину становлять 6 год 50 хв (початок) і 7 год 45 хв (кінець). Міцність цементного каменю є однією з основних

характеристик, що визначає технологічну придатність матеріалу для якісного розмежування горизонтів. Міцність каменю залежить від ряду чинників, серед яких хіміко-мінералогічний склад і питома поверхня матеріалу, водосумішеве відношення, наявність модифікаторів та термобаричні умови формування структури [25].

Для водосумішевого відношення 0,52 міцність цементного каменю у віці однієї доби при вигинанні становить $5,2 \text{ МН/м}^2$, а при стисканні – $14,2 \text{ МН/м}^2$.

Збільшення водосумішевого відношення (без введення у тампонажний розчин додаткових модифікаторів) призводить до порушення седиментаційної стійкості, яка провокує зростання водовідділення тампонажного розчину, що в подальшому може спричинити формування водяних поясів, міграційних каналів та неоднорідного ізоляційного кільця. Усе це призводить до порушення системи кріплення свердловини. При підвищеній водовіддачі розчин може загущуватись внаслідок втрати частини дисперсійного середовища, що унеможливить прокачуваність системи.

Збільшення часу загуснення тампонажних суспензій забезпечується сповільнювачами процесу структуроутворення, кількість яких підбирають залежно від гірничо-геологічних умов цементування. Найбільш ефективним і широко впроваджуваним серед сповільнювачів для цементування свердловин в умовах хемогенних відкладів є НТФК [60]. Механізм дії НТФК полягає у адсорбції та формуванні непроникних шарів на поверхні складових суміші та продуктів гідратації.

Добавка НТФК в кількості 0,08 м.ч. (табл. 3.9) здатна забезпечити технологічно необхідний час для транспортування тампонажного розчину відповідно до особливостей цементування свердловини.

Разом з цим необхідно враховувати, що збільшення в розчині НТФК веде до зменшення міцності цементного каменю. Так, збільшення НТФК в тампонажному розчині від 0,08 м.ч. до 0,12 м.ч. призводить до втрати міцності цементного каменю у віці однієї доби при вигинанні на 15,4 % (від $5,2 \text{ МН/м}^2$ до $4,4 \text{ МН/м}^2$), а при стисканні на 8,5 % (від $14,2 \text{ МН/м}^2$ до $13,0 \text{ МН/м}^2$).

Таблиця 3.9 – Вплив сповільнювача на параметри тампонажного розчину і цементного каменю КРТМ-ПВ

Назва показника	КРТМ-ПВ – 100 м.ч. В/С (1120 кг/м ³) – 0,52					
	НТФК – 0,04	НТФК – 0,06	НТФК – 0,08	НТФК – 0,10	НТФК – 0,12	
Густина цементного розчину, кг/м ³	1810	1810	1810	1810	1810	
Розтічність цементного тіста, мм	200	210	220	225	230	
Водовідділення, мл	0	0	0	0	0	
Водовіддача, см ³ /30 хв	34	34	36	38	40	
Температура досліджень, °С	60					
Час загуснення до 30 одиниць Бердена, год-хв	3-30	4-50	5-10	6-30	7-15	
Терміни тужавіння, год-хв, (початок / кінець)	5-10 / 5-40	6-10 / 6-55	6-50 / 7-45	7-40 / 8-55	8-30 / 9-45	
Міцність цементного каменю, МН/м ² , у віці однієї доби	при вигинанні	7,3	5,9	5,2	4,9	4,4
	при стисканні	19,9	17,3	14,2	13,8	13,0
Розширення, %	0,7	0,6	0,6	0,6	0,6	
Коефіцієнт крихкості	2,8	2,68	2,93	2,82	2,95	

Дослідження типових рецептур тампонажних розчинів, що застосовані для цементування хомогенних відкладів ДДЗ (свердловини № 55 та № 36), і технологія їх приготування (табл. 3.10) свідчить, що дані матеріали не відповідали умовам цементування свердловин: підвищене водовідділення, яке може становити до 10 % і більше від досліджуваного об'єму, неконтрольована водовіддача, пролонговані терміни схоплення (більше 10 год) та понижені фізико-механічні властивості цементного каменю.

Таблиця 3.10 – Рецептури тампонажного розчину та його параметри для умов цементування 245 мм колони у свердловинах № 55, № 36 та № 36-а Ярошівського родовища

Назва показника	№ 55	№ 36	Типова свердловина, № 36-а	
	схема приготування сумішей – перетарювання ЦЗМ-20.		приготування суміші на спеціалізованих вузлах	
	введення НТФК – у рідину замішування тампонажної суміші	введення НТФК і модифікаторів – у рідину замішування тампонажної суміші		
	ПЦТ І-100 – 80 м.ч. шамотн. пил – 20 м.ч. НТФК – 0,12 м.ч. В/С (1110 кг/м ³) – 0,54	ПЦТ І-100 – 80 м.ч. шамотн. пил – 20 м.ч. пластифікатор – 0,3 м.ч. стабілізатор – 0,08 м.ч. НТФК – 0,15 м.ч. В/С (1140 кг/м ³) – 0,54	КРТМ-ПВ – 100 м.ч. НТФК – 0,08 м.ч. В/С (1120 кг/м ³) – 0,52	
значення показника				
Густина цементного розчину, кг/м ³	1800	1830	1810	
Розтічність цементного тіста, мм	230	210	220	
Водовідділення, мл	12,0	8,0	0	
Водовіддача, см ³ /30 хв	більше 450	більше 150	36	
Температура досліджень, °С	60			
Час загуснення до 30 одиниць Бердена, год-хв	5-10	5-10	5-10	
Терміни тужавлення, год-хв, (початок / кінець)	12-30 / 13-10	10-00 / 10-45	6-50 / 7-45	
Міцність цементного каменю, МН/м ² , у віці однієї доби	при вигинанні	3,2	3,8	5,2
	при стисканні	7,2	9,6	13,6*) 14,2
Міцність цементного каменю, МН/м ² , у віці двох діб	при вигинанні	4,2	5,4	7,02
	при стисканні	13,7	16,7	20,6
Міцність цементного каменю, МН/м ² , у віці двох діб ("Пульсар")	12,6	15,8	19,9	
Розширення, %	0,5	0,5	0,6	
Проникність, 10 ⁻¹⁵ м ²	0,12	0,09	0,0127	
Тепловиділення, кДж/кг	243	195	122	
Адгезія, МН/м ²	0,9	1,2	1,8	
Коефіцієнт крихкості	3,26	3,09	2,93	
Коефіцієнт корозійної стійкості	0	0	1,0 – 1,09	

*) – міцність цементного каменю на основі КРТМ-ПВ у віці однієї доби, тестована USA

Для умов свердловини № 36-а Ярошівського родовища (типової), порівняно з аналогічними умовами свердловин № 55 та № 36, запроєктований тампонажний розчин на основі КРТМ-ПВ (табл. 3.10) і технологія приготування забезпечують суттєво кращі структурно-реологічні властивості, нульове водовідділення, регламентовану водовіддачу, що за 30 хв становить 36 см^3 . Камінь володіє підвищеними міцнісними характеристиками, що у віці двох діб на 67 % і на 30 % переважає міцність при вигинанні цементного каменю свердловин № 55 та № 36, підвищеною адгезією, корозійною стійкістю, пониженою крихкістю та проникністю.

З метою дослідження особливостей кінетики ранньої міцності КРТМ-ПВ у термобаричних умовах проведено дослідження неруйнівним методом із застосуванням ультразвукового аналізатора компанії OFFITE (рис. 3.6, табл. 3.10). Встановлено, що для даного матеріалу набір міцності починається після 8 год 10 хв (з урахуванням часу загуснення суспензії), а для матеріалів-аналогів – після 10 год. Для КРТМ-ПВ протягом 14 год 30 хв міцність при стисканні становить $9,6 \text{ МН/м}^2$, що еквівалентно за часом добовій міцності базового матеріалу свердловини № 36.

Результати порівняльних досліджень міцності на стискання з використанням неруйнівного та руйнівного методів контролю наведено в табл. 3.11. Встановлено, що рання міцність при стисканні, досліджена із застосуванням неруйнівного контролю на приладі USA, становить $13,6 \text{ МН/м}^2$, а руйнівним методом на пресі гідравлічному ПСУ-10 – $14,2 \text{ МН/м}^2$, що свідчить про співставимість отриманих результатів.

КРТМ-ПВ переважає відомі матеріали за показником ранньої міцності при стисканні на 97 % та 48 % відповідно для умов свердловин № 55 та № 36.

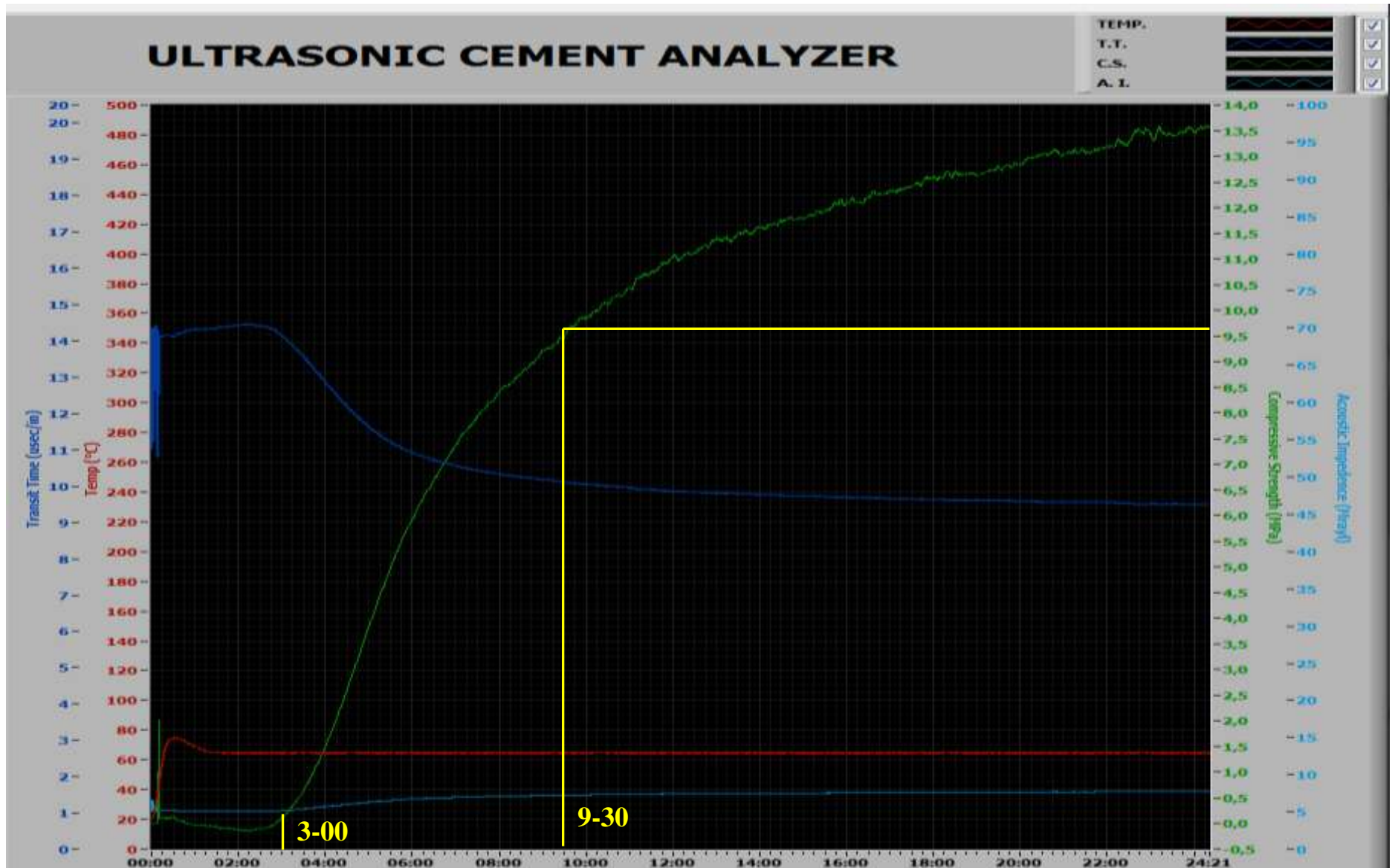


Рисунок 3.6 – Динаміка ранньої міцності при стисканні цементного каменю на основі КРТМ-ПВ

Відповідно до досліджень Ребіндера та його школи обов'язковою передумовою забезпечення довговічності цементного каменю є утворення в процесі його формування термодинамічно стійких сполук, що мають високі кристалоутворюючі властивості. Без цього неможливо забезпечити високу міцність та низьку проникність матеріалу [12, 13, 23, 28]. У КРТМ-ПВ на відміну від аналогів останні формуються не з проміжних, так званих метастабільних сполук, а одразу ж на першій стадії тужавіння, що забезпечує високу щільність і мінімальну проникність цементного каменю. Цьому сприяє використання сучасних добавок – модифікаторів поліфункціональної дії, які дають змогу керувати технологічними властивостями тампонажних сумішей і модифікувати структуру каменю на мікрорівні, забезпечуючи керований синтез каменю.

3.4 Експлуатаційні властивості корозійностійкого розширного тампонажного матеріалу з пониженою водовіддачею

Експлуатаційні властивості тампонажних систем включають ряд вимог до цементного каменю, серед яких теплофізичні характеристики (тепловиділення та теплоізоляційні властивості) та корозійна стійкість каменю.

3.4.1 Теплофізичні властивості тампонажного матеріалу

Формування цементного каменю у свердловині безпосередньо залежить від перебігу процесів структуроутворення за різних температурних впливів. Час формування просторової кристалізаційної структури з гідросилікатів кальцію співставимий з періодом найбільшої інтенсивності тепловиділення цементу під час гідратації [76]. Композиційні цементы (в'яжучі низької водопотреби) характеризуються меншим тепловиділенням порівняно зі звичайним портландцементом, незважаючи на їх більш високу міцність. В. Г. Батраковим [15] це обґрунтовано тим, що вирішальними чинниками, які впливають на

міцність в'яжучих низької водопотреби, є не ступінь гідратації, а особливості мікроструктури – низька пористість і волокниста будова гідросилікатів, з яких складається цементний камінь.

Для оцінювання екзотермії під час тужавлення тампонажних матеріалів було використано метод диференціальної мікрокалориметрії. Суть дослідження ґрунтується на тому, що усі елементарні акти гідратаційної взаємодії викликають енергетичні зміни в системі "в'яжуче – вода" і супроводжуються виділенням тепла. Кінетика тепловиділення безпосередньо відповідає кінетиці гідратації. Чим інтенсивніше відбувається процес гідратації цементу, тим швидше і більше виділяється тепло. Крім того, при наявності масивної товщі цементного каменю, зокрема на ділянці кавернозності КМСП, підвищене тепловиділення цементу спричиняє зростання температурних градієнтів і виникнення тріщин.

Застосування добавок ПАР, зокрема стабілізаторів, пластифікаторів дозволяє знизити тепловий ефект не тільки в початкові, але і в більш пізні терміни тверднення [109].

Кінетику тепловиділення досліджуваних тампонажних матеріалів зображено на рисунку 3.7.

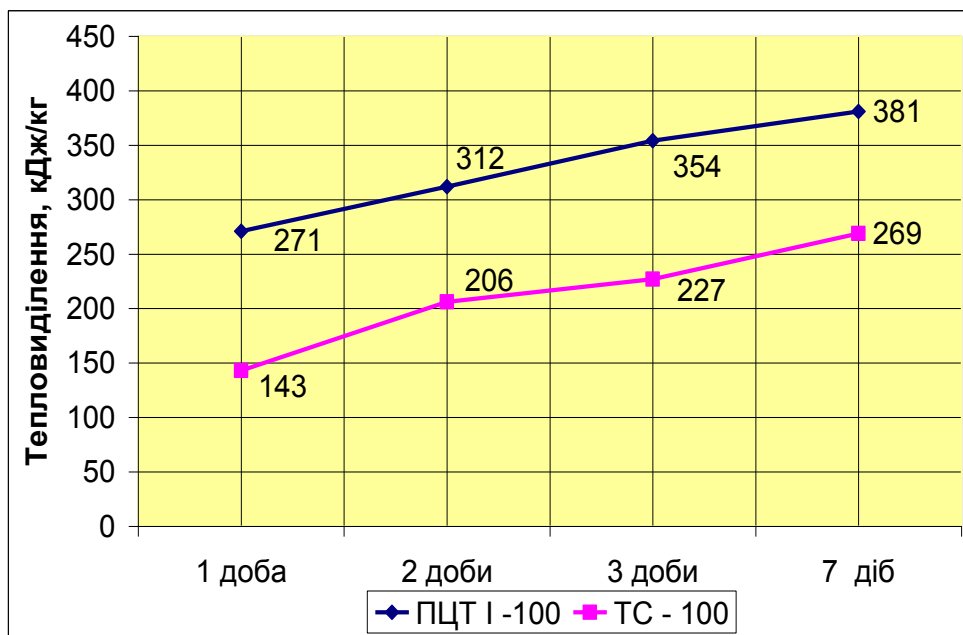


Рисунок 3.7 – Кінетика тепловиділення тампонажних матеріалів

Встановлено [130], що тепловиділення тампонажної суміші ТС-100 у віці однієї доби менше на 90 %, ніж для цементу ПЦТ І-100, у віці двох-трьох діб даний показник становить, відповідно, 51 % та 56 %, а у віці семи діб – 41 %. Така динаміка тепловиділення зумовлена тим, що цементи з високим вмістом трикальцієвого силікату і алюмінату виділяють більше тепла і швидше, ніж цементи з високим вмістом двокальцієвого силікату і чотирикальцієвого алюмофериту. Останнє створює передумови для зменшення теплового поля і мінімізації ризиків щодо порушення цілісності нестійких хемогенних відкладів, що є особливо актуальним для КМСП [14, 125].

Мінімізувати поширення температури технологічних рідин та флюїдів можливо шляхом зменшення теплопровідності тампонажних систем, зокрема застосування добавок – понижувачів теплопровідності.

На розробленій автором установці для оцінювання теплоізоляційних властивостей тампонажних систем (розділ 2) досліджено особливості поширення температури у цементному камені залежно від змодельованої кавернозності свердловини. З метою якісних досліджень теплоізоляційних властивостей тампонажних матеріалів оцінено динаміку затухання температури в цементному камені, що визначається відношенням різниці вхідної температури (90°C) і температури, переданої по взірцю цементного каменю на певну довжину (змодельованої кавернозності), до вхідної температури (рис. 3.8).

Моделювання теплового поля та аналіз динаміки його поширення дозволяє встановити, що розроблена композиція КРТМ-ПВ за показником затухання температури переважає базові системи для кріплення хемогенних відкладів від 1,33 до 7,5 раза.

Так, при коефіцієнті кавернозності 1,6 теплоізоляційні властивості цементного каменю з КРТМ-ПВ переважають ПЦТ І-100+ШП у 1,40 раза та кращі як у ПЦТ І-100+МДТР – у 3,06 раза. Цього досягнуто як за рахунок структури цементного каменю, так і застосування поліпропіленових волокон.

Встановлено, що частка тепла, локалізована структурою каменю КРТМ-ПВ, становить близько 71 %, а наявними армуючими домішками – 29 %.

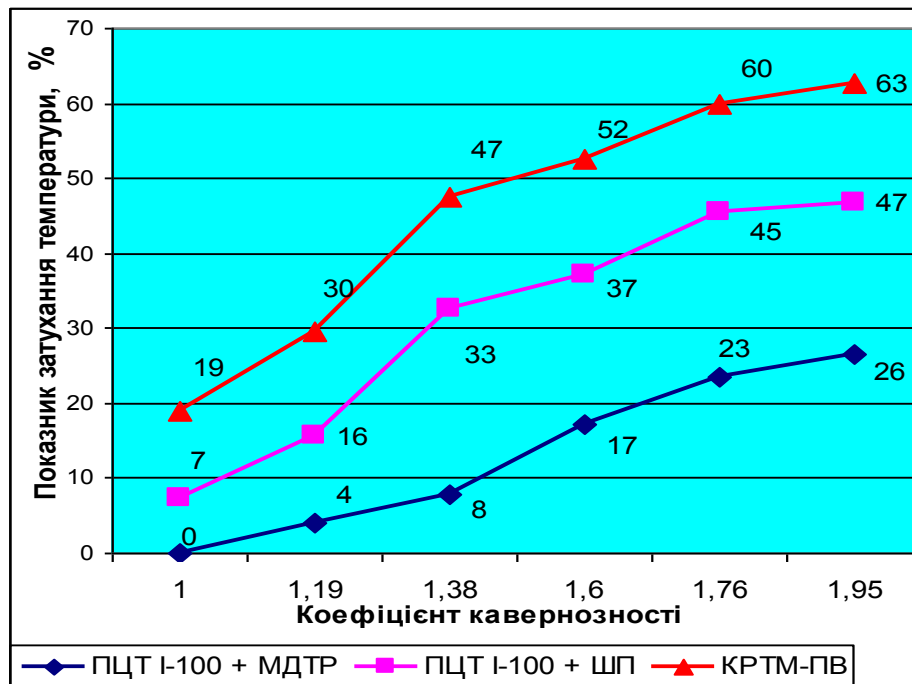


Рисунок 3.8 – Оцінка теплоізоляційних характеристик тампонажних матеріалів за показником затухання температури

Таким чином, застосування КРТМ-ПВ дозволяє зменшити вплив теплового потоку технологічних рідин і флюїдів на хомогенні відклади, схильні до порушення цілісності, а також мінімізувати теплові втрати при видобуванні вуглеводнів та проведенні робіт з інтенсифікації.

3.4.2 Дослідження корозійної стійкості розроблених тампонажних матеріалів

Забезпечення стійкості цементного каменю у корозійному середовищі є визначальною при оцінюванні його експлуатаційних властивостей. Корозійна стійкість цементного каменю характеризує його здатність витримувати вплив агресивного середовища різного хімічного складу впродовж тривалого часу. Ця властивість цементного каменю, насамперед, залежить від структури, фазового складу, обумовлені хімічними процесами гідролізу та гідратації окремих клінкерних мінералів, кінцевий результат яких залежить від термобаричних умов структуроутворення тампонажного розчину, складу в'язучих, пластових флюїдів та інших факторів.

Під час цементування хомогенних відкладів найбільш небезпечною є магнезіальна корозія. Відомо [39, 44, 71], що за вмісту солей магнію більше 4,5 – 5,0 г/л корозійне руйнування триває до розкладу гідросилікатів та повної деградабельності каменю.

Внаслідок взаємодії іонів магнію з гідроксидними групами рідкої фази цементного каменю утворюється малорозчинний у воді гідроксид магнію, який, попри відсутність в'язучих властивостей, здатний до лінійного розширення [44]. Також за наявності сульфату магнію утворюється малорозчинний гіпс, який, випадаючи у цементному камені, додатково підсилює пошкодження.

Область впливу агресивного середовища може становити до одного сантиметра, при магнезіальній агресії руйнуючі фази, як правило, формуються до одного року [14, 111].

При концентрації сульфату магнію 0,26 % відбувається повне осадження гідроксиду магнію, що знаходиться в поровому просторі цементного каменю. За даною схемою відбувається гідроліз високоосновних гідросилікатів кальцію з переходом їх в низькоосновні [61]. Якщо відбуватиметься подальше поступлення іонів магнію, тоді руйнування зазнаватимуть і низькоосновні гідросилікати з утворенням кремнегелю, що підтверджено результатами подальших досліджень.

На початкових етапах тужавлення каменю з портландцементу внаслідок процесів гідратації, насамперед, алітової фази відбувається інтенсивний набір його міцності. За певних обставин швидкість набору міцності переважатиме швидкість корозійних процесів.

Досліджено корозійну стійкість взірців цементного каменю у віці 2, 28, 180 та 360 д. За критерій корозійної стійкості відповідно до [14, 29, 111, 160] прийнято відносну міцність при вигинанні. Порівняльне оцінювання стійкості каменю у віці одного року із взірцем каменю в проміжному зареєстрованому періоді не проводять, оскільки при таких термінах новоутворення можуть перебувати в метастабільній формі і переходити в термодинамічну рівновагу

системи [80, 85]. Тому, в проміжний період міцність цементного каменю може бути вище кінцевої і не характеризуватиме повною мірою корозійну стійкість каменю.

Оцінку кінетики міцнісних характеристик цементного каменю при вигинанні для КРТМ-ПВ вивчено порівняно з базовими матеріалами у середовищі пластової води (табл. 2.8, рис. 3.9), хлористого магнію ($\rho = 1250 \text{ кг/м}^3$) (рис. 3.10) та сірчаноокислого магнію ($\rho = 1230 \text{ кг/м}^3$) (рис. 3.11).

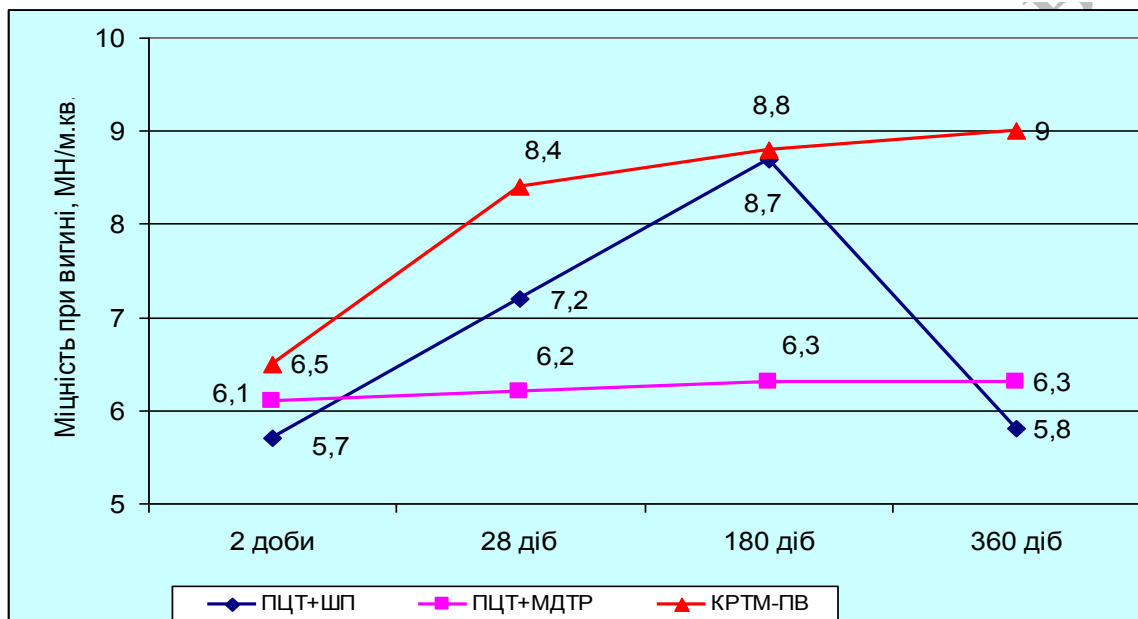


Рисунок 3.9 – Динаміка міцності при вигинанні тампонажних матеріалів у середовищі пластової води ($\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$)

Встановлено, що у середовищі пластової води найвищий показник міцності при вигинанні розробленого КРТМ-ПВ переважає базові аналоги ПЦТ I-100 + ШП та ПЦТ I-100 + МДТР в 1,55 раза та 1,43 раза відповідно.

У середовищі хлористого магнію камінь з КРТМ-ПВ на противагу відомим аналогам має позитивну динаміку міцності як у ранньому віці, так і через 360 д. Для зразків цементного каменю на основі ПЦТ I-100 + ШП у середовищі хлористого магнію характерне зниження міцності у віці 180 д з подальшим повним руйнуванням. Перевага у міцності цементного каменю КРТМ-ПВ порівняно з аналогом ПЦТ I-100 + МДТР у віці 360 д складає 60 %.

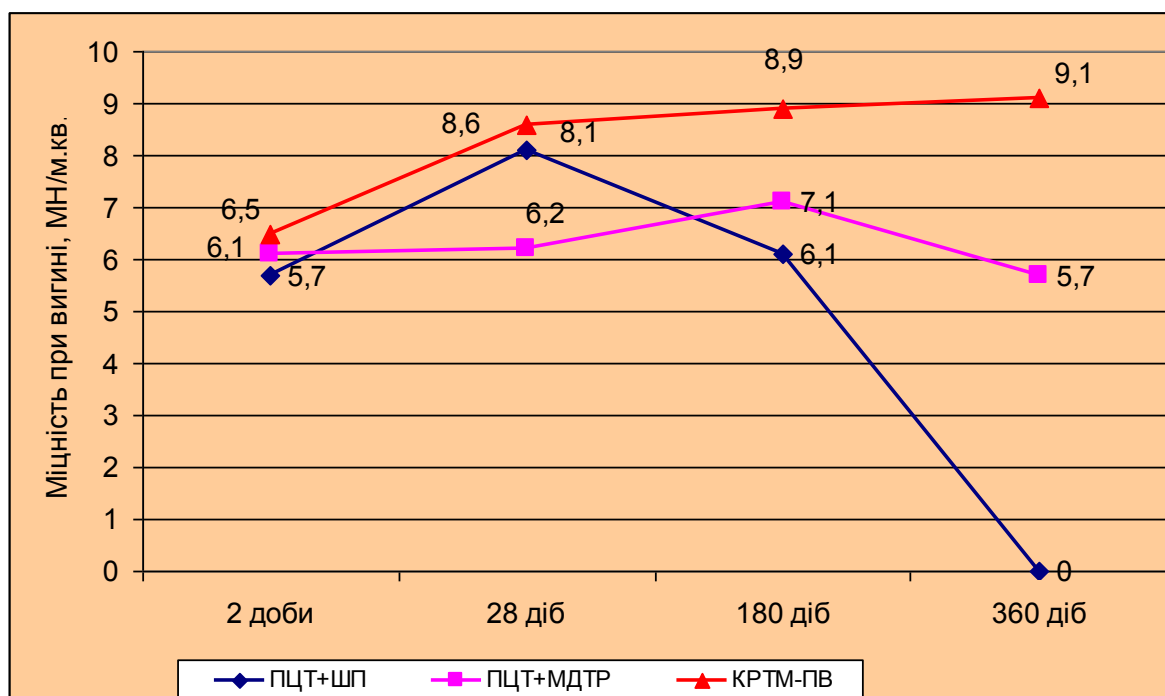


Рисунок 3.10 – Динаміка міцності при вигинанні тампонажного каменю у середовищі хлористого магнію ($\rho = 1250 \text{ кг/м}^3$)

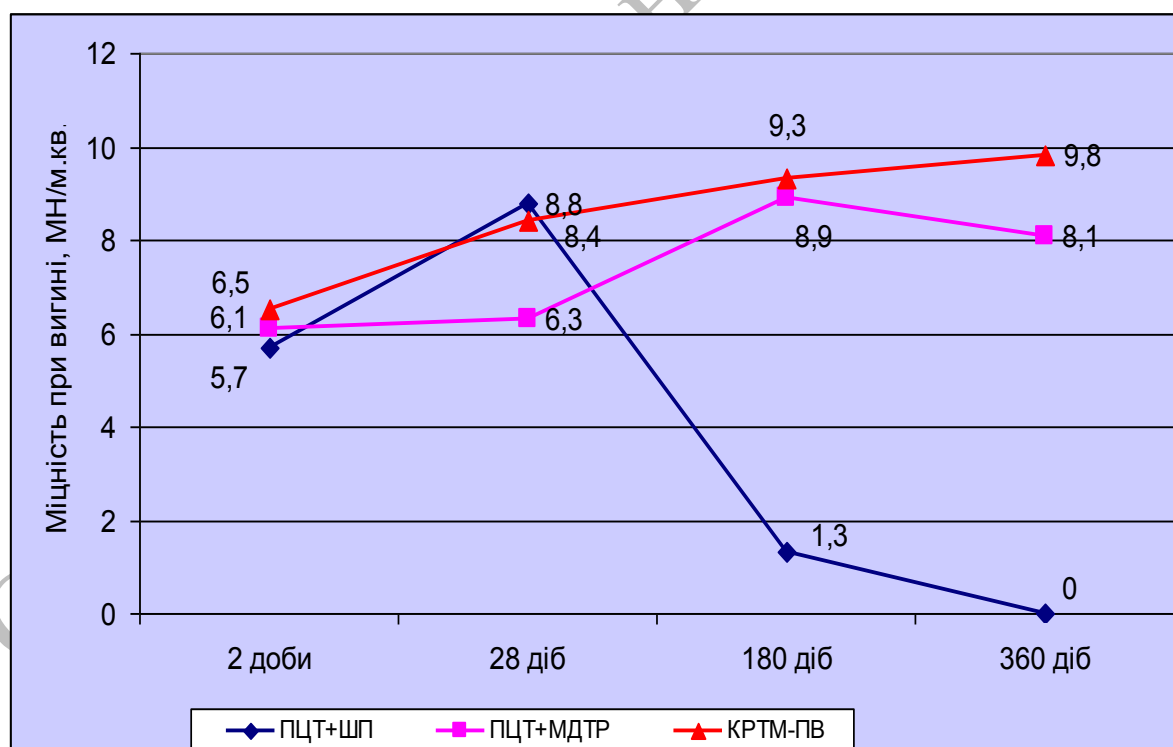


Рисунок 3.11 – Динаміка міцності при вигинанні тампонажного каменю у середовищі сірчаноокислого магнію ($\rho = 1230 \text{ кг/м}^3$)

Для взірців цементного каменю з ПЦТ I-100 + ШП у середовищі сірчаноокислого магнію характерне інтенсивне зниження міцності у віці 180 д до $1,3 \text{ МН/м}^2$, і повне руйнування у віці 360 д. Кінетика міцності при вигинанні цементного каменю на основі КРТМ-ПВ свідчить про її подальший приріст у віці 360 д. Міцність на вигин цементного каменю із КРТМ-ПВ переважає даний параметр каменю на базі цементу ПЦТ I-100 + МДТР на 12,1 %.

Для оцінювання впливу корозійного середовища на цементний камінь доцільно використовувати коефіцієнт корозійної стійкості (K_c) (рис. 3.12). При цьому, якщо K_c менше 0,95 – матеріал корозійно-нестійкий [160].

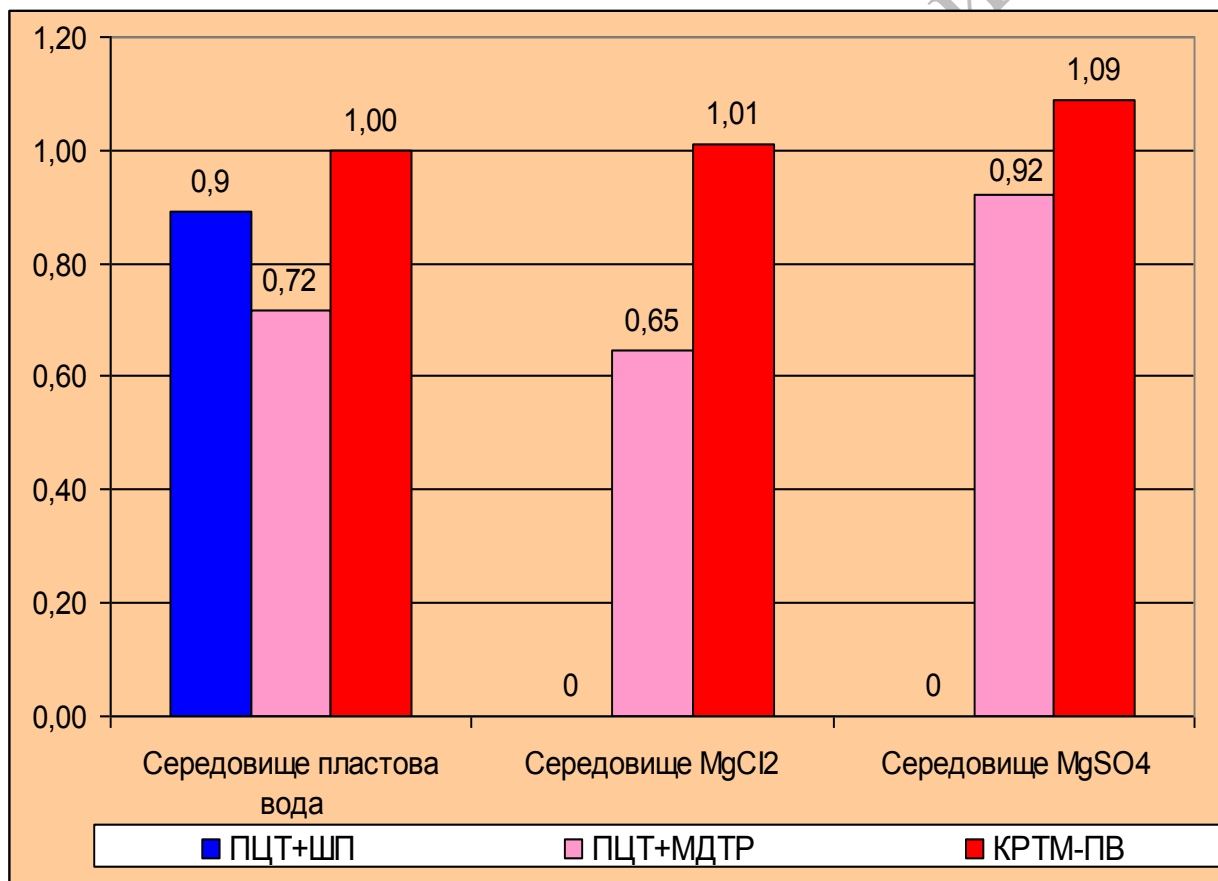


Рисунок 3.12 – Коефіцієнт корозійної стійкості тампонажних матеріалів

Із рисунку 3.12 видно, що коефіцієнт корозійної стійкості із КРТМ-ПВ у трьох різних середовищах коливається від 1,0 до 1,09. У середовищі пластової води він вищий на 11 %, ніж для каменю із суміші ПЦТ I-100 + ШП і на 38,8 % – ПЦТ I-100 + МДТР. В умовах дії хлористого магнію та сірчаноокислого магнію

КРТМ-ПВ переважає ПЦТ I-100 + МДТР на 55,4 % та 18,5 % відповідно. Для взірців цементного каменю на основі ПЦТ I-100 + ШП у середовищі хлористого магнію та сірчаноокислого магнію характерним є повне руйнування (рис 2.12).

3.4.3 Дослідження фазового складу і мікроструктури цементного каменю

Дослідження кінетики процесів гідратації і тужавлення цементів, а також генезису мікроструктури цементного каменю особливо актуальні для прогнозування його властивостей [165]. При тривалому твердненні зростання міцності цементного каменю можливе, насамперед, за рахунок формування при взаємодії з агресивним середовищем гідросилікатних чи алюмінатних фаз. Тому важливим напрямком зростання міцності і корозійної стійкості матеріалу є його оптимальний фазовий склад.

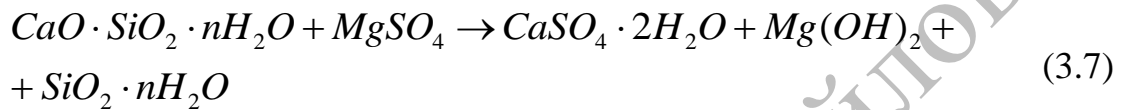
Виконані нами дослідження фазового складу показали, що його стабілізація під час тверднення взірців сповільнює зниження міцнісних характеристик цементного каменю, що є характерним для портландцементів. Якщо ж фазовий склад новоутворень представлений в переважній більшості тоберморитом і його гелем, ксонотлітом, магнієвими гідросилікатами типу сепіоліту, то впродовж 30 – 180 д камінь набирає достатньої стійкості до дії типових агресивних середовищ [111].

На основі проведених попередніх досліджень тампонажних матеріалів для цементування свердловин у хемогенних відкладах однією з найагресивніших вважають магнезіально-сульфатну корозію, оскільки в цьому випадку корозійно-активними є як катіонна, так і аніонна складова. У цьому випадку $MgSO_4$ реагує не тільки з $Ca(OH)_2$, але і з гідроалюмінатами, і з гідросилікатами кальцію. Перебігу цих процесів сприяє порівняно низька розчинність $Mg(OH)_2$, а отже, і більш низьке, ніж для $Ca(OH)_2$, значення рН (10,5). При такому рН гідроалюмінати і гідросилікати кальцію починають розкладатися з утворенням $Ca(OH)_2$, який на першій стадії, взаємодіючи з $MgSO_4$, переходить у $Mg(OH)_2$ та гіпс згідно зі схемою (3.6).



У свою чергу, гіпс взаємодіє з алюмінатами кальцію і сприяє утворенню додаткового еtringіту, під час кристалізації якого відбувається збільшення об'єму від 2,2 до 2,8 раза, внаслідок чого відбувається руйнування каменю.

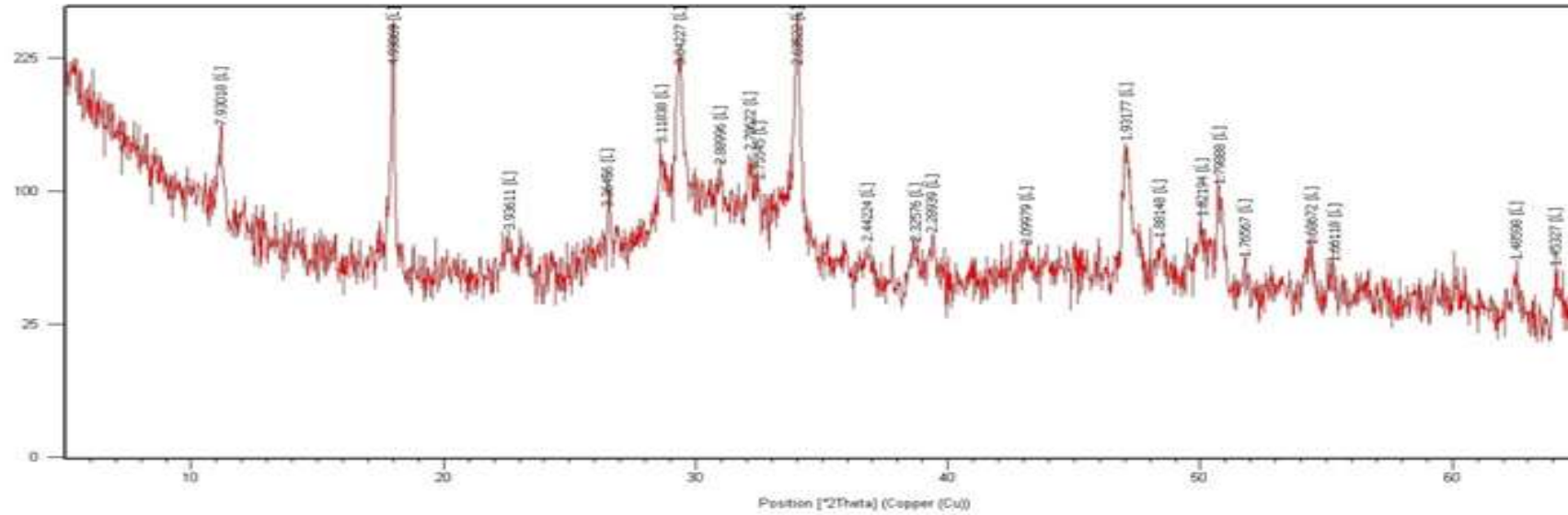
Ще одна небезпечна дія магнезіально-сульфатної корозії полягає в тому, що MgSO_4 не тільки реагує з гідроалюмінатами і $\text{Ca}(\text{OH})_2$, але і розкладає гідросилікати кальцію за схемою (3.7):



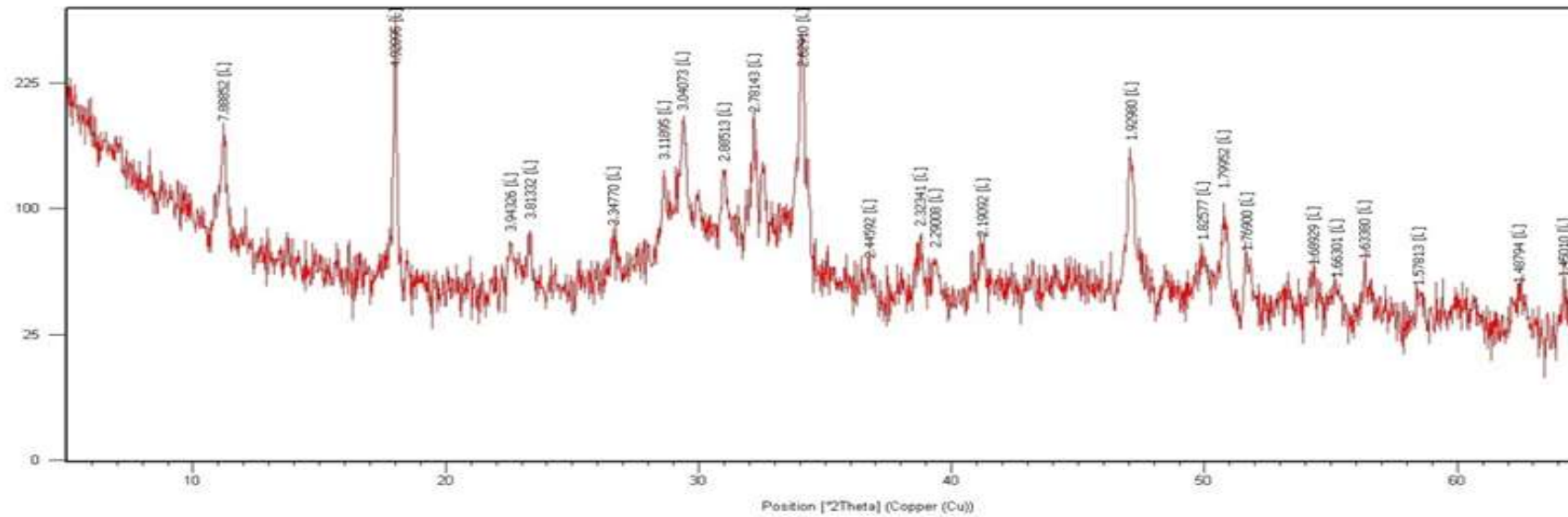
З гідроалюмінатами кальцію MgSO_4 спочатку реагує з утворенням сульфоалюмінату кальцію з $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Оскільки останній в присутності MgSO_4 є нестійким, тому за тривалої дії агресивного середовища він у подальшому розкладається з утворенням гіпсу, $\text{Al}(\text{OH})_3$ і $\text{Mg}(\text{OH})_2$. Це відбувається при пониженому рН насиченого розчину $\text{Ca}(\text{OH})_2$, в результаті чого не забезпечується стабілізація сульфоалюмінату кальцію.

Дослідженнями встановлено, що процеси тужавлення тампонажних композицій у термобаричних умовах дещо відрізняються від тужавлення цементу на поверхні. При цьому, фазовий склад продуктів гідратації представлений гідратними фазами, не характерними для нормальних умов, зокрема гідрогеленіту C_2ASH_8 ($d/n = 2,86$), гексагональними гідроалюмінатами кальцію C_4AH_{13} ($d/n = 2,45; 7,90$), утворенням високоосновних гідросилікатів C_3SH_2 ($d/n = 2,33; 2,99$), $\text{C}_2\text{S}_3\text{H}_2$ ($d/n = 9,79; 4,10; 3,31$) та гідрогранатів змінного складу ($d/n = 2,71; 2,80$). Застосування добавки МСН сприяє кольматації пор, стабілізуючи при цьому гідроксид кальцію (рис. 3.13, а).

Для зразків каменю з КРТМ-ПВ, які формувались в агресивному сульфатно-магнієвому середовищі, характерною є присутність високоосновних гідросилікатів кальцію, гідрогеленіту, гідроалюмінату кальцію і гідроксиду кальцію. Продуктів корозії цементного каменю (рис. 3.13, б) не виявлено.



а



б

а – у середовищі прісної води; б – у середовищі сірчанокислого маґнію

Рисунок 3.13 – Фазовий склад тампонажних матеріалів при дослідженні взірців цементного каменю КРТМ-ПВ

Результати рентгенофазових досліджень зразків КРТМ-ПВ добре корелюються з даними електронної мікроскопії. Підтверджено, що підвищені температура і тиск під час тужавлення створюють передумови для формування щільної структури цементного каменю зі значною кількістю гідратних утворень.

Слід відзначити особливу роль іонів Na^+ МСН, які, завдяки зростанню рН розчину та зменшенню розчинності $\text{Ca}(\text{OH})_2$, прискорюють гідrataцію силікатних фаз цементу (ефект лужної активації). На мікрофотографіях досліджуваного зразка (рис. 3.14) спостерігається велика кількість щільно упакованих гексагональних пластин, які можуть бути віднесені до портландиту. Така структура каменю забезпечується зростанням і стабільним існуванням гідросилікатів кальцію і гексагональних АFm-фаз та гідрооксиду кальцію, які кольматують мікропори, сприяючи зміцненню сформованого композиційного конгломерату.

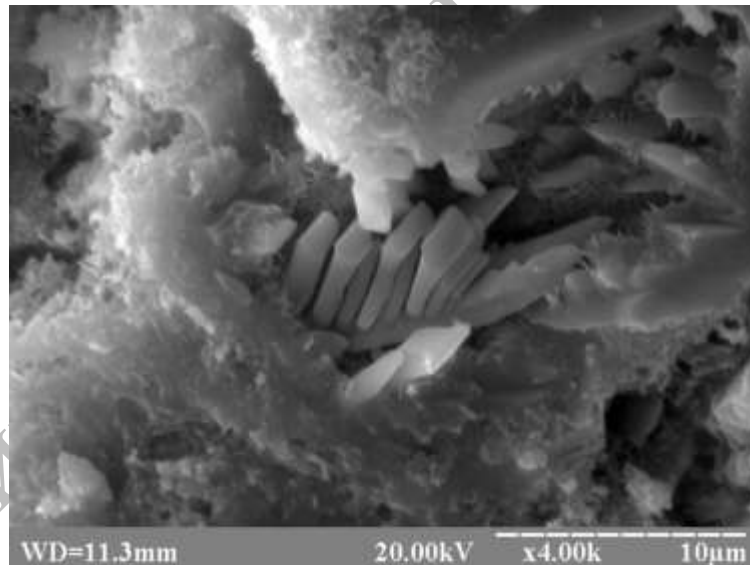


Рисунок 3.14 – Мікроструктура каменю КРТМ-ПВ ($\times 4000$)
у середовищі прісної води

У середовищі прісної води (рис. 3.15) за присутності МСН перебіг гідrataції цементної композиції інтенсифікується. Тут мікроструктура, в основній масі, представлена значною кількістю гідратних утворень, причому деякі кристали вже добре оформлені, інші мають вигляд дрібних голчастих або

лускоподібних форм, на яких формуються інші новоутворення, що сприяє ступінчатому росту шарів гідратних утворень.

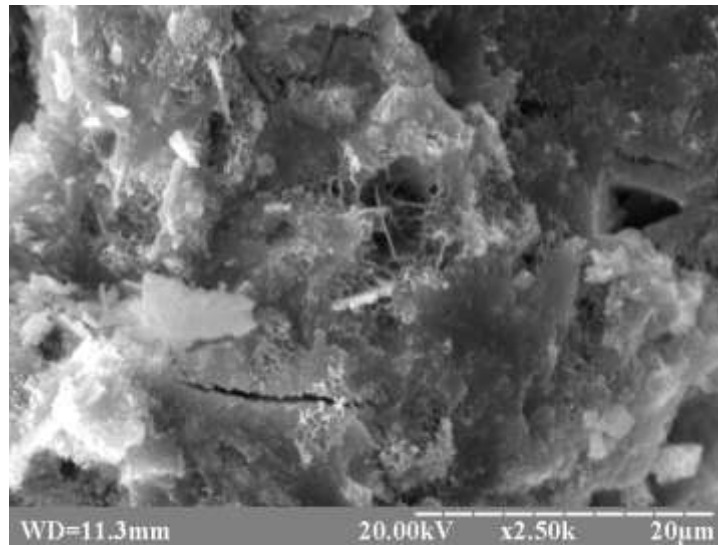
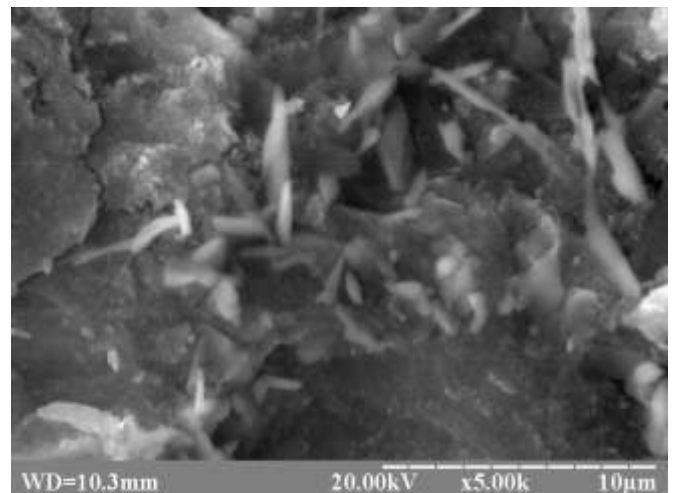


Рисунок 3.15 – Мікроструктура каменю КРТМ-ПВ ($\times 2500$) у середовищі прісної води

Взірець цементного каменю на основі КРТМ-ПВ є корозійно-стійким у середовищі сірчанокислоного магнію (рис. 3.16, а), а структура каменю досить щільна, покрита полідисперсними кристалогідратами у вигляді голчастих або пластинчастих кристалів (рис. 3.16, б). У деяких місцях на фоні великої кількості пластинчастих кристалів $\text{Ca}(\text{OH})_2$ та AFm-фаз спостерігають незначні скупчення $\text{Mg}(\text{OH})_2$.



а)



б) $\times 5000$

Рисунок 3.16 – Візірець цементного каменю КРТМ-ПВ (а) і його мікроструктура (б) у середовищі MgSO_4

Таким чином, враховуючи результати проведених досліджень, встановлено, що тампонажний матеріал КРТМ-ПВ можна вважати найбільш адаптованим для цементування свердловин в умовах залягання хемогенних відкладів.

3.5 Проектування композиції стабілізованої буферної суміші та рецептур буферних рідин на її основі

У даний час для цементування свердловин використовують широку гамму буферних рідин різноманітного призначення [3 – 6, 9, 94, 95, 120].

На родовищах ДДЗ здебільшого застосовують технічну воду, рідину замішування тампонажного розчину, водні розчини солей, водні розчини ПАР і водорозчинних полімерів, насамперед, ефірів целюлози. До основних недоліків даних буферних рідин необхідно віднести низьку густину рідин, відсутність можливості обважнення рідини, небезпеку випадання обважнювачів в осад при витісненні обважнених бурових промивальних рідин. Крім того, в результаті застосування таких буферних рідин зменшується гідростатичний тиск на нестійкі відклади та флюїдонасичені пласти. При цьому виникають додаткові ризики щодо порушення цілісності стінок свердловини та можливої міграції флюїдів.

З урахуванням вимог, зазначених у розділі 2, відповідно до гірничо-геологічних і техніко-технологічних умов споруджування свердловин у хемогенних відкладах на родовищах ДДЗ розроблено стабілізовану буферну суміш СБС [96].

Типова рецептура СБС включає золу винесення теплоелектростанцій 65 м.ч., армуючу домішку 0,1 м.ч., піногасник DELFOAM 0,15 м.ч., полімерний реагент на основі метилгідроксиетилцелюлози Walocell 0,2 м.ч., кварцовий пісок 35 м.ч.

Оптимізацію складу СБС виконано із застосуванням МПЕ, описаного у розділі 3.2. Характеристику планування експерименту, матрицю планування і

результати повного двофакторного експерименту наведено в табл. 3.11 та 3.12 відповідно.

Таблиця 3.11 – Планування експерименту

Характеристика	Параметри планування	
	стабілізатор, м.ч. (x_1)	кремнезем, м.ч. (x_2)
Головний рівень "0"	0,20	35
Нижній рівень "-1"	0,15	30
Верхній рівень "+1"	0,25	40
Інтервал варіації	0,05	5

При плануванні експерименту вибрано наступні параметри:

Y_1 – розтічність буферної суспензії, мм;

Y_2 – водовідділення, мл;

Y_3 – водовіддача буферної суспензії, см³ за 30 хв;

Y_4 – відмивальна здатність, %.

Таблиця 3.12 – Матриця планування і результати повного двофакторного експерименту

Система дослідів	Номер дослідів	x_1	x_2	Y_1	Y_2	Y_3	Y_4
Повний факторний експеримент	1	+1	+1	190	0	8	47
	2	+1	-1	200	0	10,5	40
	3	-1	+1	230	1,5	11	49
	4	-1	-1	240	2	16	44
Досліди в зіркових точках	5	+1	0	200	0	8,5	44
	6	-1	0	235	0,5	13	46
	7	0	+1	210	0	9	48
	8	0	-1	210	0,5	11	43
Центр плану	9	0	0	210	0	9,5	46

Отримані результати розрахунку коефіцієнтів регресії подано в таблиці 3.13. На основі зазначених коефіцієнтів за формулою (3.1) отримано

рівняння регресії досліджуваних функцій властивостей буферної системи (Y_1, Y_2, Y_3, Y_4).

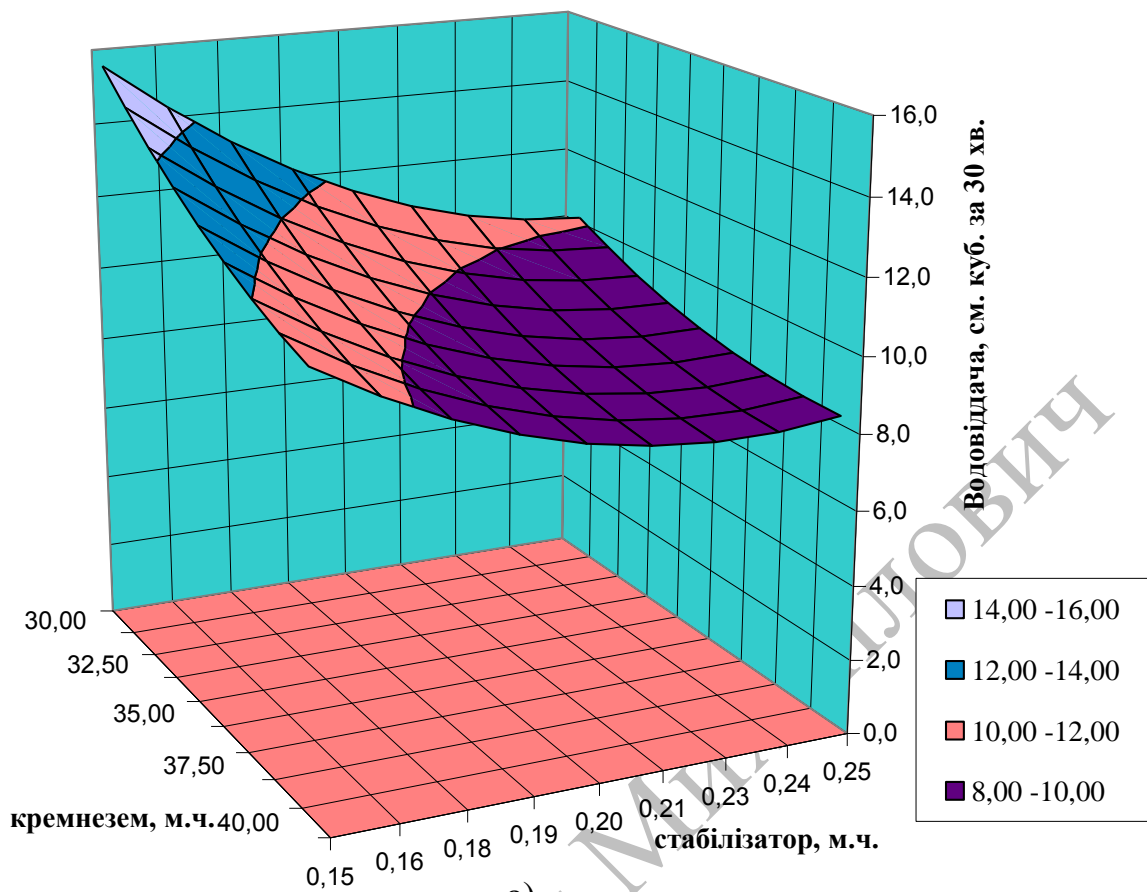
Таблиця 3.13 – Коефіцієнти рівнянь регресії

Функції відгуку	Коефіцієнт регресії					
	b_0	b_1	b_2	b_{11}	b_{22}	b_{12}
Y_1	212,037	-19,167	-3,333	5,278	-2,222	0,0
Y_2	-0,074	-0,667	-0,167	0,444	0,444	0,125
Y_3	9,537	-2,167	-1,583	1,278	0,528	0,625
Y_4	45,59	-1,333	2,833	-0,556	-0,556	0,5

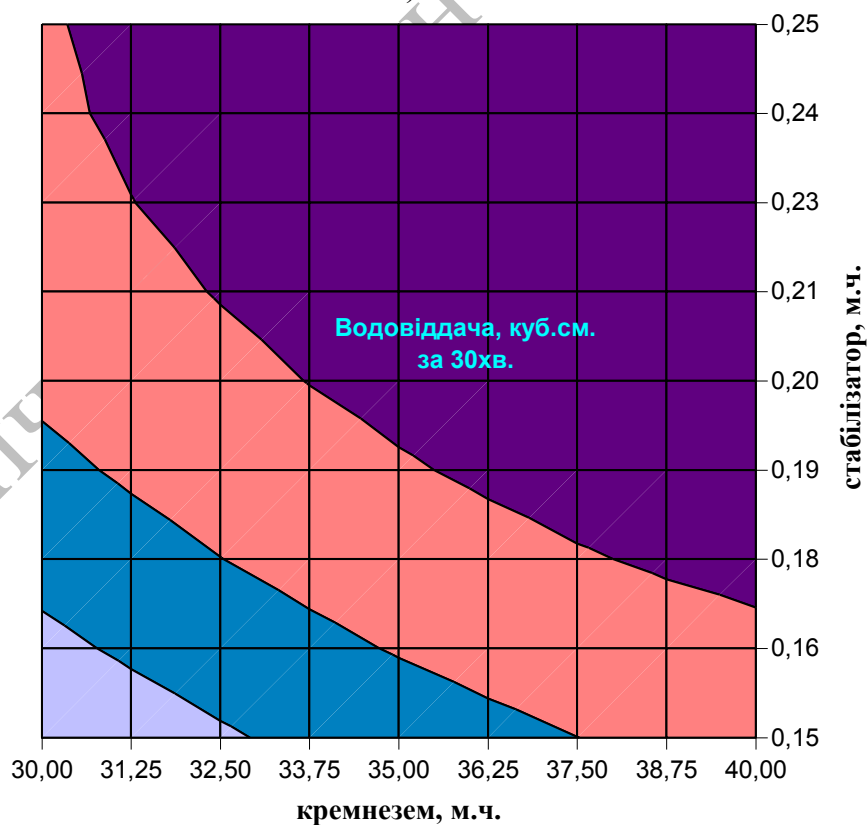
За результатами експериментальних досліджень в окресленому інтервалі зміни кількісного співвідношення кремнезему та стабілізатора отримано рівняння регресій для розтічності, водовідділення, водовіддачі та відмивальної здатності спроектованої буферної системи.

На рисунку 3.17 а) і б) наведено ізопараметричні поверхні та діаграми зміни водовіддачі буферної системи.

Залежності основних технологічних властивостей розробленої буферної системи від компонентного складу показано в таблиці 3.14. Отже, зростання кількості домішки кремнезему у складі суміші призводить до зменшення розтічності, що ускладнюватиме її приготування під час цементування свердловини. У свою чергу, зменшення цієї добавки призведе до зниження відмивальної здатності суспензії. Таким чином, експериментально встановлено оптимальну кількість кремнезему – 35 м.ч. Оптимальний вміст стабілізатора складає 0,2 м.ч. Нижча концентрація стабілізатора, ніж 0,15 м.ч. не забезпечує технологічно необхідну стабільність та може призвести до осідання дисперсійної фази у суспензії і зростання водовіддачі. Натомість вміст більше 0,25 м.ч. призведе до суттєвого зниження розтічності буферної системи, що ускладнюватиме процес її приготування в умовах свердловини.



а)



б)

Рисунок 3.17 – Ізопараметричні поверхні (а) та діаграми (б) зміни водовіддачі буферної системи

Як базову суміш застосовано композицію, що включає золу (65 м.ч.), армуючу домішку (0,1 м.ч.) та піногасник у кількості 0,15 м.ч.

Таблиця 3.14 – Властивості буферної суміші СБС

Номер досліду	Вміст компонентів, м.ч.			Розтічність буферної суспензії, мм	Водовідділення, мл	Водовіддача, см ³ за 30 хв	Відмивальна здатність, %
	базова суміш	кремнезем	стабілізатор				
1	60	40	0,25	190	0	8	47
2	70	30	0,25	200	0	10,5	40
3	60	40	0,15	230	1,5	11	49
4	70	30	0,15	240	2	16	44
5	65	35	0,25	200	0	8,5	44
6	65	35	0,15	235	0,5	13	46
7	60	40	0,20	210	0	9	48
8	70	30	0,20	210	0,5	11	43
9	65	35	0,20	210	0	10	46

Розроблена буферна система забезпечує можливість ефективного регулювання структуро-реологічних та технологічних параметрів (табл. 3.15).

Таблиця 3.15 – Параметри буферної системи СБС

Показники	СБС		
	В/С – 0,47	В/С – 0,45	В/С – 0,43
Густина, кг/м ³	1600	1650	1700
Розтічність, мм	230	220	210
Водовідділення, мл	1,0	0	0
Показник фільтрації, см ³ за 30 хв	10	9	8
Пластична в'язкість, мПа·с	55	65	48
Динамічне напруження зсуву, дПа	288	288	360
Відмивальна здатність, %	47	49	46

Отже, розроблена система на основі СБС характеризується підвищеною стабільністю при нульовому водовідділенні та обмеженій водовіддачі, а також необхідними технологічними властивостями, зокрема розтічністю, відмивальною здатністю та структурно-реологічними властивостями.

3.6 Дослідження технологічних властивостей буферної рідини на основі СБС

Одним із основних критеріїв вибору буферних систем є їх сумісність із контактуючими технологічними рідинами: БПР (табл. 3.16) і тампонажною суспензією. Адже, як показано нами у розділі 2, змішування бурового і тампонажного розчинів може призвести до браку у роботі.

Таблиця 3.16 – Результати дослідження сумісності буферної рідини на основі СБС і типових для ДДЗ бурових промивальних рідин

Тип БПР	Розтічність суспензій за конусом АзНДІ (t = 22 °С), мм	Співвідношення БПР і буферної рідини на основі СБС	Розтічність сумішей, мм		
			t = 22 °С	t = 50 °С	t = 75 °С
СБС	230	–	230	230	235
Подвійно-інгібований $\rho = 1260 \text{ кг/м}^3$, T = 40 с В = 4 см ³ за 30 хв СНЗ _{1/10} = 30/50 ДПа	250	1:9	225	230	230
		1:1	235	230	235
		9:1	235	240	240
Соленасичений $\rho = 1600 \text{ кг/м}^3$, T = 60 – 80 с В = 6 – 8 см ³ за 30 хв СНЗ _{1/10} = 50/70 ДПа	240	1:9	230	230	235
		1:1	235	240	240
		9:1	240	245	245
Полімеркалієвий $\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$, T = 50 с В = 4 см ³ за 30 хв СНЗ _{1/10} = 35/65 ДПа	250	1:9	230	235	235
		1:1	235	240	240
		9:1	245	250	250
Лігносульфонатний $\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$, T = 45 с В = 6 см ³ за 30 хв СНЗ _{1/10} = 30/65 ДПа	250	1:9	230	240	240
		1:1	235	250	250
		9:1	240	250	250

За результатами дослідження сумісність ("контакт") буферної рідини на основі СБС з основними типами промивальних рідин, які використовуються під час споруджування свердловин на родовищах ДДЗ, у різних співвідношеннях (табл. 3.16) є індиферентною. Тобто, розроблена буферна система практично не змінює розтічність суспензій у температурному діапазоні, характерному для хомогенних відкладів родовищах ДДЗ.

Досвід цементування свердловин показує, що навіть індиферентна до тампонажного розчину буферна рідина у звичайних умовах може коагулювати

у випадку зміни термобаричних умов. Як наслідок тривалість загуснення суспензій може неконтрольовано змінитись. З урахуванням зазначеної обставини автором проведено дослідження часу загуснення суміші тампонажного розчину з буферною сумішшю за термобаричних умов, характерних для типових свердловин. Тестування проведено з тампонажними матеріалами ПЦТ П-50, ПЦТ І-100 ВАТ "Волинь Цемент" та тампонажними сумішами КРТМ-ПВ (табл. 3.17).

Таблиця 3.17 – Результати тестування сумісності буферної рідини на основі СБС і типових тампонажних розчинів

Номер досліджу	Тампонажний розчин (склад, густина)	Співвідношення тампонажного розчину і буферної рідини на основі СБС	Умови досліджу		Час загуснення суміші (тампонажний розчин + буферна рідина), год-хв
			температура, °С	тиск, МПа	
1	ПЦТ І-100 – 100 % НТФК – 0,03 % В/С – 0,5 $\rho = 1820 \text{ кг/м}^3$	–	75	45	2-55
		1:9	75	45	3-50
		1:1	75	45	3-20
		9:1	75	45	3-10
2	ПЦТ П-50 – 100 % НТФК – 0,03 % В/С – 0,5 $\rho = 1820 \text{ кг/м}^3$	–	50	30	4-00
		1:9	50	30	4-40
		1:1	50	30	4-20
		9:1	50	30	3-50
3	КРТМ-ПВ – 100 % НТФК – 0,08 % В/С – 0,52 (густина води замішування 1120 кг/м^3) $\rho = 1800 \text{ кг/м}^3$	–	75	45	5-00
		1:9	75	45	5-40
		1:1	75	45	5-20
		9:1	75	45	5-15

Як бачимо, розроблена буферна рідина на основі СБС на контактї не спричиняє негативного впливу на час загуснення суспензій. Застосування буферних рідин на основі СБС під час цементування свердловин дозволяє розмежувати між собою ці потенційно несумісні суспензії БПР і тампонажного розчину [126, 132, 172, 173].

Крім того, буферна рідина повинна забезпечувати руйнування рихлої частини фільтраційної кірки [11, 117].

Дослідження відмивальної здатності буферних рідин проведено на приладї для визначення відмивальних властивостей буферних композицій [7].

Результати досліджень показують, що мінімально необхідний час контакту буферної рідини зі стінками свердловини повинен складати не менше 6 – 10 хв, тобто, об'єм буферної рідини залежатиме від геометрії стовбура свердловини та режиму закачування [10, 35, 98, 150].

У таблиці 3.18 наведено результати лабораторних досліджень відмивальної здатності буферних рідин.

Таблиця 3.18 – Відмивальна здатність буферних рідин

Тип БПР	Час контакту "буферна рідина – глиниста кірка", хв	Тип буферної рідини та її відмивальна здатність, %							СБС
		2 % КССБ	2 % ЛМК-СТ	0,5 % КМЦ (Finn-Fix HC)	0,2 % савенолу	2 % ФХЛС	0,1 % НТФК	рідина замішування цементу	
1. Подвійно-інгібований $\rho = 1260 \text{ кг/м}^3$ $T = 40 \text{ с}$ $V = 4 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ хв}$ $\text{СНЗ}_{1/10} = 30/50 \text{ ДПа}$	3	24,5	23	15	28	22	14	15	24
	8	44	36	23	49	59	21	47	43
2. Соленасичений $\rho = 1600 \text{ кг/м}^3$ $T = 60 - 80 \text{ с}$ $V = 6 - 8 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ хв}$ $\text{СНЗ}_{1/10} = 50/70 \text{ ДПа}$	3	23	22	16	25,5	23	15	17	24
	8	43	35	24	46	44,5	22	52	49
3. Полімеркалієвий $\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$ $T = 50 \text{ с}$ $V = 4 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ хв}$ $\text{СНЗ}_{1/10} = 35/65 \text{ ДПа}$	3	24	21	14	26	21	13	15	23
	8	44	34	22	47	48	20	43	44
4. Лігносульфонатний $\rho = 1160 \text{ кг/м}^3$ $T = 45 \text{ с}$ $V = 6 \text{ см}^3 \text{ за } 30 \text{ хв}$ $\text{СНЗ}_{1/10} = 30/65 \text{ ДПа}$	3	25	23	17	27	24	16	18	20
	8	45	36	25	48	48	23	46	46

Як бачимо, найбільшу відмивальну здатність (табл. 3.18) мають неструктуровані буферні рідини – водні розчини ФХЛС і савенолу. Проте, основний недолік цих буферних рідин, як і інших з цього ряду, – висока фільтраційна та низька утримуюча здатність. Такі буферні рідини не володіють необхідними структурно-реологічними властивостями, які, відповідно до теорії послідовної течії рідин, забезпечили б ефективне витіснення бурового розчину і надійне розмежування технологічних рідин [16, 17].

Використання нестабілізованих тампонажних систем у складних гірничо-геологічних умовах може додатково спричинити виникнення ускладнень під

час цементування, порушення цілісності стовбура свердловини, відфільтровування вільної води з буферної рідини (тампонажного розчину) у високопроникні горизонти. Буферна система СБС за відмивальною здатністю не поступається низьков'язким буферним рідинам без вмісту твердої фази. Це обумовлено тим, що дрібнодисперсні абразивні частинки СБС, скеровані потоком рідини, активно руйнують поверхню глинистої кірки.

Окрім забезпечення розділення технологічних рідин та руйнування фільтраційної кірки буферні рідини повинні мати виносну і утримуючу здатність [77]. Виносна здатність полягає у можливості транспортування відмитої кірки та шламу на денну поверхню. Утримуюча здатність буферної рідини полягає в утриманні відмитої кірки та шламу у зрівноваженому стані, наприклад, під час технологічної зупинки процесу цементування свердловини. В іншому випадку, навіть короткочасна зупинка циркуляції може призвести до ускладнень (створення непрокачуваної шламової пробки).

Утримуючу здатність буферної рідини досліджено шляхом вивчення особливостей осідання твердих частинок шламу в буферних рідинах. У суміші СБС шлам рівномірно розподіляється по всьому об'єму і знаходиться у зваженому стані [129]. У водних системах шлам практично миттєво піддається седиментаційним процесам.

Підтвердженням оптимально спроектованих параметрів буферної рідини на основі СБС, зокрема її виносної, утримуючої та розділюючої здатності, є результати апробації даної системи під час кріплення свердловин (розділ 4).

Висновки до розділу 3

1. За результатами досліджень, комплексного аналізу та тестування вихідних матеріалів і добавок визначено основні напрямки композиційного складу тампонажних і буферних матеріалів для кріплення свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

2. На основі інноваційного принципу "тандему технологій" та із застосуванням методу ортогонального центрально-композиційного планування визначено оптимальні склади композиційних тампонажних систем КРТМ-ПВ та СБС. Зокрема, КРТМ-ПВ містить: суміш ТС-100 в кількості 79,2 м.ч., шамотний пи́л – 19,8 м.ч., армуючу домішку – 0,04 м.ч., МСН – 1 м.ч., стабілізатор Walocell – 0,15 м.ч., пластифікатор полікарбосилатного типу – 0,2 м.ч., піногасник DELFOAM – 0,2 м.ч. Встановлено, що застосування сучасних добавок-модифікаторів поліфункціональної дії забезпечує своєрідний синтез каменю, дає змогу модифікувати структуру каменю на мікрорівні та керувати технологічними властивостями тампонажного матеріалу з метою забезпечення необхідних експлуатаційних властивостей.

Буферна суміш СБС містить золу винесення теплоелектростанцій 65 м.ч., армуючу домішку 0,1 м.ч., піногасник DELFOAM 0,15 м.ч., полімерний реагент на основі метилгідроксиетилцелюлози Walocell 0,2 м.ч., кварцовий пісок 35 м.ч.

3. За результатами дослідження технологічних властивостей КРТМ-ПВ визначено: тампонажний матеріал КРТМ-ПВ порівняно з відомими аналогами володіє суттєво кращими структурно-реологічними властивостями, нульовим водовідділенням, низькою водовіддачею. Для умов свердловин Ярошівського родовища міцність каменю КРТМ-ПВ при стисканні у віці двох діб – на 97 % та 48 %, при вигинанні – на 67 % і на 30 % переважає відомі аналоги матеріалів. Володіє кращою у 1,5 – 2 рази адгезією та нижчою у 1,4 – 10,5 рази проникністю каменю.

Композиційна тампонажна суміш володіє кращими теплофізичними властивостями порівняно з відомими аналогами. Зокрема, тепловиділення під час гідратації залежно від віку цементного каменю є нижчим від 10 % до 59 % порівняно з цементом ПЦТ І-100. Це, насамперед, зумовлено тим, що цементи з високим вмістом трикальцієвого силікату і алюмінату виділяють більше тепла і швидше гідратують, ніж суміші з високим вмістом двокальцієвого силікату і чотирикальцієвого алюмофериту.

Моделювання теплового поля та аналіз динаміки його поширення свідчить, що КРТМ-ПВ за показником затухання температури переважає базові системи для кріплення хомогенних відкладів від 1,9 до 7,2 раза. При цьому, частка локалізованого тепла структурою каменю становить близько 71 %, а наявними армуючими домішками – 29 %.

Дослідженнями фазового складу продуктів гідратації взірців цементного каменю КРТМ-ПВ зафіксовано наявність високоосновних гідросилікатів кальцію, гідрогеленіту, гідроалюмінату кальцію і гідроксиду кальцію. Саме цим пояснюється висока корозійна стійкість матеріалу (коефіцієнт корозійної стійкості становить від 1,0 до 1,09).

4. Розроблена буферна рідина на основі СБС характеризується підвищеною стабільністю при нульовому водовідділенні та обмеженій водовіддачі 8 – 10 см³ за 30 хв, а також необхідними технологічними властивостями, зокрема розтічністю 210 – 230 мм, відмивальною здатністю в діапазоні 46 – 49 % та задовільними структурно-реологічними властивостями. Тестуваннями встановлено індиферентність буферної системи СБС до технологічних рідин.

5. Результатами лабораторних досліджень доведено, що рецептури тампонажного розчину на основі КРТМ-ПВ та буферної рідини на основі СБС відповідають гірничо-геологічним і техніко-технологічним умовам кріплення свердловин у хомогенних відкладах нафтогазових родовищ ДДЗ та переважають відомі аналоги.

РОЗДІЛ 4

АПРОБАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ДОСЛІДЖЕННЯ

4.1 Розроблення нормативної документації на застосування тампонажних систем

З метою організації виготовлення та проведення дослідно-промислових випробувань тампонажних систем КРТС ПВ і СБС за участю автора розроблено нормативні документи – технічні умови (Додаток А) на продукцію, що містять необхідні регламентні норми щодо умов застосування, технічні вимоги до матеріалів, методи контролю, транспортування та зберігання, особливості приготування та використання сухих тампонажних сумішей, вимоги безпеки праці, охорони довкілля.

Для виготовлення дослідної партії матеріалів з метою проведення промислових випробувань тампонажних систем розроблено ТУ У 26.6-32571045-001-2010 "Сухі тампонажні суміші".

Після успішного завершення випробувань дослідної партії тампонажних сумішей з урахуванням результатів випробувань та з метою подальшої організації широкого застосування КРТС ПВ і СБС розроблено і погоджено технічні умови [140, 141], що встановлюють єдиний порядок вимог для всіх підприємств і організацій, які працюють на нафтогазових родовищах України, щодо застосування тампонажних та буферних сумішей під час первинного і повторного цементування свердловин.

Для умов кріплення хомогенних відкладів технічними умовами [141] передбачено застосування КРТС ПВ – сухої тампонажної суміші з пониженою водовіддачею цементного тіста, здатної формувати корозійностійкий камінь з ефектом лінійного розширення.

Документом встановлені вимоги як до показників та параметрів тампонажного розчину та каменю на його основі відповідно до [158], так і до

таких додаткових, але необхідних технологічних властивостей як: водовіддача та лінійне розширення цементного каменю.

Технічні умови [140] поширюються на композиційні суміші сухі буферні для цементування нафтових і газових свердловин у діапазоні геостатичних температур від 15 °С до 160 °С, а саме: суху буферну суміш нормальної густини. Документом передбачено нормативні вимоги за такими показниками як густина, розтічність, водовідділення і водовіддача суспензії.

В таблиці 4.1 наведено вимоги нормативних документів до показників і параметрів тампонажного розчину та цементного каменю на основі КРТС ПВ та буферної суміші СБС.

Таблиця 4.1 – Вимоги нормативних документів до тампонажного матеріалу КРТС ПВ та буферної суміші СБС

Показник	Вимоги згідно з ТУ У 26.6-32571045- 001:2011 для КРТС ПВ	Вимоги згідно з ТУ У 23.2 32571045- 002:2012 для СБС
Тонкість помелу: Залишок на ситі з сіткою № 008, %, не більше	12	12
Густина суспензії, кг/м ³	1700 – 1880	1500 – 1700
Водовідділення, мл, не більше	1,0	0
Водовіддача, см ³ за 30 хв	90	60
Розтічність, мм, не менше	180	180
Лінійне розширення, %	1,0	–
Міцність при вигинанні у віці однієї доби, МН/м ² , не менше	2,5	–
Час загуснення до консистенції 30 Вс, хв, не менше	90	–

Вищезгадані документи встановлюють вимоги до порошкоподібного стану матеріалів, зокрема залишок на ситі з сіткою № 008, до властивостей їх суспензій (густина, розтічність, седиментаційна стійкість і стабільність – водовідділення і водовіддача), а для КРТС ПВ додатково регламентовано час загуснення тампонажної суспензії та фізико-механічні властивості цементного

каменю. У разі відповідності параметрів та показників КРТС ПВ та СБС вимогам даних нормативних документів ці матеріали можна застосовувати для цементування свердловин.

4.2 Розроблення технології приготування сухих композиційних тампонажних систем

Формування у свердловині рівномірного, міцного, непроникного цементного каменю із заданими технологічними та експлуатаційними властивостями, здатного забезпечити надійне кріплення свердловини, безпосередньо залежить від якості використаної тампонажної суміші. Очевидно, що якість сучасних багатокомпонентних тампонажних систем, які використовуються для цементування свердловин, буде залежати не тільки від правильності підбору рецептури в лабораторії, але і від здатності їх реалізувати в промислових умовах. Враховуючи, що кількість цементу для потреб будівництва, яку виготовляє промисловість України, складає 9 – 11 млн т на рік, а потреба у тампонажних цементах для нафтогазових підприємств країни складає до 0,3 % від зазначеної кількості. При цьому, частка модифікованих цементів на порядок нижча. Тому виготовлення композиційних тампонажних матеріалів для потреб галузі безпосередньо на цементних заводах за існуючих умов є нерентабельним.

Відповідно, промислове виготовлення сухих композиційних тампонажних та буферних сумішей можливе за наступними схемами:

- приготування необхідної композиції в умовах свердловини чи на базі виробничого обслуговування;
- приготування тампонажної суміші на спеціалізованих вузлах;
- приготування композиції за технологією виготовлення сухих будівельних сумішей.

Перша схема передбачає покомпонентне заповнення та подальше багатократне перетарювання матеріалу через бункер цементно-змішувальної

машини. Таке рішення є низькопродуктивним, трудомістким, тривалим у часі і високовартісним. Крім того, через відсутність прямих методів контролю якості отриманого матеріалу існують реальні ризики браку в роботі під час кріплення.

За другою схемою приготування базового тампонажного матеріалу здійснюється на спеціалізованих вузлах. Сухі компоненти тампонажних чи буферних сумішей рівномірно перемішують у спеціальних змішувачах до отримання гомогенного матеріалу. При цьому, окремі домішки вводять безпосередньо у суспензію під час виконання операції цементування. Такий варіант, безумовно, є більш продуктивним, але не забезпечує необхідної якості композиту, особливо за умови додавання малих (від 0,1 до 1,5 кг/т) концентрацій матеріалів-модифікаторів, як приклад – мікроармувальних волокон, стабілізаторів, пластифікаторів, піногасників, про що свідчать дані таблиць 1.3 та 1.4.

Більш ефективним є метод отримання модифікованих полегшених тампонажних композицій за технологією приготування сухих будівельних сумішей [124] за схемою, наведеною на рис. 4.1.

Саме тому, для розроблення технологічної схеми виготовлення модифікованих композиційних тампонажних систем КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) і СБС автором за базову вибрано технологію приготування сухих будівельних сумішей, до якої нами запроваджено черговість введення складових сумішей і технологічний режим гомогенізації. Технологія передбачає наступну послідовність операцій. Базову тампонажну суміш ТС доставляють автоцементовозом (10) і за допомогою пневмотранспортної системи подають в один із силосів (11). З метою запобігання можливості потрапляння сторонніх предметів тампонажний матеріал шнековим транспортером (12) подають на сито (7). Після просіювання тампонажний цемент транспортують ковшовим транспортером у силос. Інші компоненти: шамотний пил, мікрокремнезем, золу виносу ТЕС, NaCl, мікрокальцит, цеоліт та, за необхідності, інші добавки доставляють на підприємство у мішках чи "біг-бегах". При потребі їх

досушують (5), сепарують через сита та перетарують у інший силос з допомогою шнека та ковшового транспортера.

Відповідно до рецептури тампонажного матеріалу забезпечується дозоване введення тампонажного цементу, модифікаторів, наповнювачів та хімічних добавок-модифікаторів. Запропонована нами схема передбачає введення у технологічну лінію приготування сухих сумішей приготовленої композиції хімічних добавок-модифікаторів (9), яку складають стабілізатор, пластифікатор, армуючі домішки та піногасник. Усі матеріали з допомогою шнекових і стрічкових транспортерів подають у бункер (15) змішувача лопатевого типу (16) ємкістю 0,8 м³. Експериментально нами також встановлено, що для забезпечення гомогенності необхідна тривалість перемішування складає 7 хв для СБС та 10 хв для КРТМ-ПВ (КРТС ПВ).

Кондиційна приготовлена суміш потрапляє у бункер пакувальної машини (18, 20), де її фасують у паперові мішки з поліетиленовим вкладишем або у "біг-беги". Для забезпечення необхідного терміну зберігання готову продукцію додатково обмотують "стрейч-плівкою" на автоматичній лінії палетування (23) (якщо пакування проходить у паперові мішки). З допомогою автонавантажувача продукцію на піддоні доставляють на склад та/або відправляють замовнику.

Приготування КРТМ-ПВ передбачає одночасне введення тампонажного цементу ТС-100, модифікаторів-наповнювачів шамотного пилу, МСН та композиції хімічних добавок-модифікаторів, яку складають стабілізатор, пластифікатор, армуючі домішки та піногасник.

Для приготування СБС використовують схему одночасного введення кремнезему, золи винесення теплоелектростанцій та композиції хімічних добавок-модифікаторів (стабілізатор, пластифікатор, армуючі домішки та піногасник).

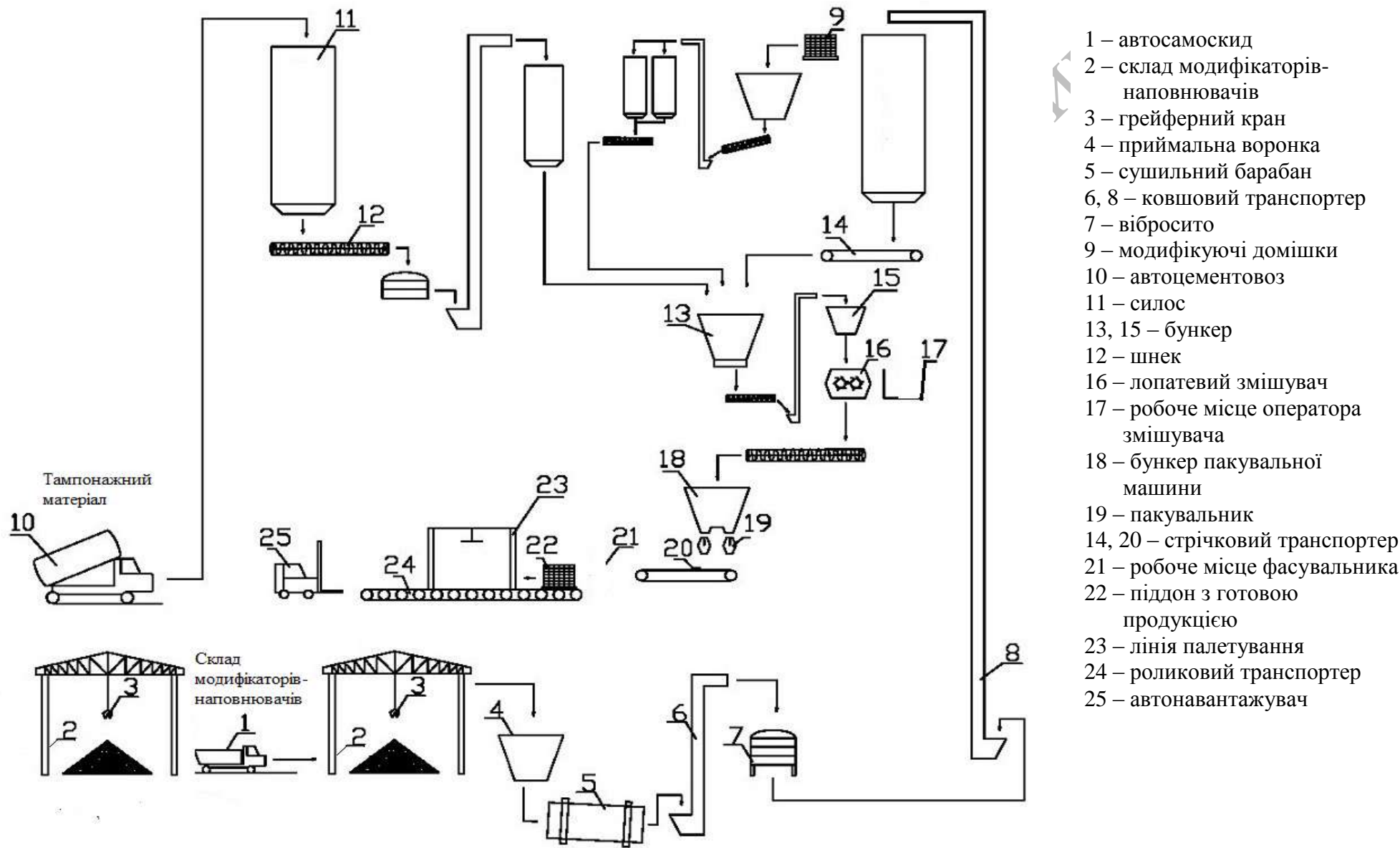


Рисунок 4.1 – Схема приготування композиційних тампонажних сумішей

Контроль якості продукції здійснюють шляхом періодичного відбору та тестування проб матеріалів [157]. Під час приготування сухих сумішей з бункера пакувальної машини відбирають пробу матеріалу в кількості 2 кг, а періодичність її відбору встановлено через кожні 3 т виготовленої суміші. Результати тестування сухих сумішей СБС і КРТМ-ПВ, виготовлених для цементування 245 мм проміжної колони у свердловині № 36-а Ярошівського родовища у кількості 20 т та 66,1 т, наведено у таблицях 4.2 і 4.3 відповідно. Для розроблених матеріалів проби тестовано за показниками, які можна визначити експрес-методом: густина, розтічність, водовідділення та водовіддача.

Таблиця 4.2 – Результати дослідження гомогенності СБС

Показник	Значення показника							Середнє значення показника (X)	Стандартне відхилення, S	Коефіцієнт однорідності (K _o)
	проба (X _i)									
	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7			
Густина, кг/м ³	1620	1620	1630	1620	1630	1620	1610	1621,4	6,9	0,99
Розтічність, мм	230	220	230	225	220	220	225	224,3	4,8	0,94
Водовідділення, мл	0	–	0	–	0	–	0	0	0	–
Водовіддача за 30 хв, см ³	9,5	10	10	9	10	10	10	9,8	0,4	0,88

Оцінка гомогенності приготовлених тампонажних систем КРТМ-ПВ та СБС (табл. 4.2 і табл. 4.3) свідчить, що коефіцієнт однорідності даних сумішей за усіма показниками перевищує регламентоване значення [157], що встановлено на рівні 0,84.

Таблиця 4.3 – Результати дослідження гомогенності КРТМ-ПВ

Показник	Значення показника																						Середнє значення показника (X)	Стандартне відхилення, S	Коефіцієнт однорідності (K ₀)
	проба (X _i)																								
	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X11	X12	X13	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X20	X21	X22			
Водовіддача за 30 хв, см ³	35	34	34	36	34	35	34	35	35	34	36	33	36	34	34	33	35	36	34	36	34	35	34,7	1	0,91
Водовідділення, мл	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	-	0	0	-
Розтічність, мм	230	220	230	225	220	220	225	225	230	230	230	230	225	225	230	230	230	230	230	230	225	230	227,3	3,7	0,95
Густина, кг/м ³	1810	1810	1810	1820	1810	1810	1820	1820	1810	1810	1810	1810	1820	1820	1810	1810	1810	1810	1810	1810	1820	1810	1812,7	4,6	0,99

4.3 Промислова апробація композиційних тампонажних систем під час цементування свердловин у хомогенних відкладах

Споруджування свердловин на нафтогазоносні комплекси пермських відкладів, а також карбону та девону передбачає забезпечення надійного розмежування потужного масиву хомогенних порід.

Базова технологія цементування свердловин в умовах залягання нестійких хомогенних відкладів, зокрема схильних до деформацій, полягає у застосуванні мінералізованої води як буферної рідини, а тампонажним матеріалом служить ПЦТ І-100 з домішкою шамотного пилу чи МДТР.

Мінералізована пластова вода як буферна рідина має підвищений показник відмивальної здатності. Вплив репресії при цементуванні на швидкість фільтрації тампонажного розчину в пласт може бути значним у разі руйнування кірки бурового розчину з поверхні високопроникних горизонтів, що характерні для умов ДДЗ, під час кріплення хомогенних пермських відкладів і покрівлі московського ярусу верхнього карбону, що складена високопроникним пісковиком. Фільтраційна кірка порівняно із зоною кольматації пор твердою фазою характеризується більш низькою проникністю, що у більшості випадків визначає об'єм фільтрату тампонажного розчину, який проникає у пласт [59]. На основі вищесказаного, як приклад цементування свердловини 55-Ярошівська, можна зробити висновок, що буферна рідина – мінералізована вода спричинила інтенсивне руйнування фільтраційної кірки, а тампонажний розчин з нерегламентованою водовіддачею забезпечив відфільтровування води замішування у високопроникний горизонт. Результати лабораторних досліджень підтвердили твердження, що причиною передчасного тужавлення тампонажного розчину стало відфільтрування води замішування, більше 20 %, під час його контакту з високопроникним пісковиком, і час загуснення значно скоротився, тобто став таким, що не прокачується через 3,2 год від початку замішування.

Крім того, такі низьков'язкі буферні рідини не здатні забезпечити ефективного розмежування технологічних рідин [84]. Внаслідок цього суттєвого погіршуються фізико-механічні властивості цементного каменю, що підтверджено результатами експериментальних досліджень впливу бурової промивальної рідини на цементний камінь (рис. 4.2). Основні показники БПР наведено в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4 – Основні параметри БПР

Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Водовіддача, 30 хв, см ³	СНЗ за 1/10 хв, дПа	Товщина кірки, мм	КТК	pH	Ca ²⁺ , %	Загальна мінералізація, %
1540	32	7	20/45	1,5	0,11	7	3,5	26

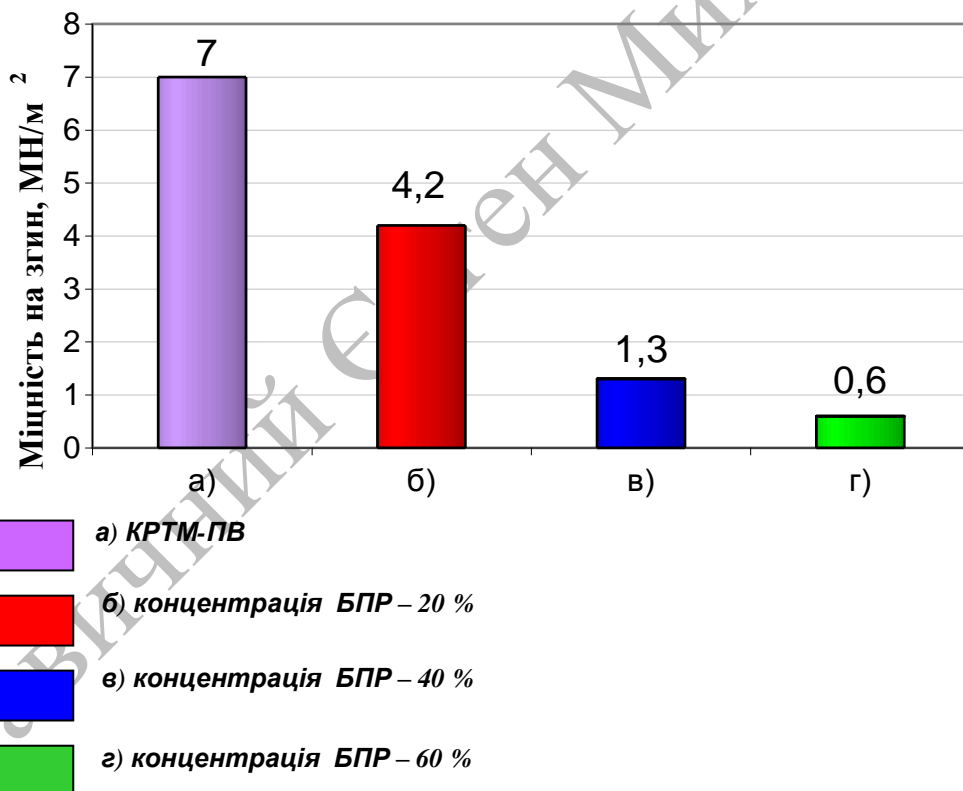


Рисунок 4.2 – Вплив БПР на міцність цементного каменю

На основі тестувань встановлено (рис. 4.2), що базова міцність цементного каменю на основі КРТМ-ПВ у віці двох діб при вигинанні становить 7 МН/м². Наявність БПР в кількості 20 % у складі тампонажного

розчину спричиняє зниження міцності цементного каменю при вигинанні до $4,2 \text{ МН/м}^2$, що становить 40 % порівняно з базовою. Вміст БПР в кількості 40 % погіршує міцність цементного каменю на 81 %. Подальше зростання вмісту БПР до 60 % провокує зниження міцності цементного каменю на 91 %.

У випадку формування ізоляційного екрану в таких умовах суттєвого погіршення набуває якість кріплення свердловини, оскільки типові буферні системи на основі рідини замішування тампонажного матеріалу, особливо при кріпленні свердловин у складних гірничо-геологічних умовах, не здатні забезпечити ефективного витіснення БПР.

Для цементування свердловин у складних гірничо-геологічних умовах необхідно забезпечити якісне розділення технологічних рідин, повне витіснення бурової промивальної рідини з кільцевого простору та винесення шламу із застійних зон при забезпеченні необхідного рівня відмивальних властивостей. Вищезазначені властивості можуть мати структуровані буферні рідини.

Встановлено, що ряд відомих буферних сумішей MUDPUSH II фірми "Schlumberger" та буферна суміш БС НВП "Спецматеріали" (табл. 4.5) в процесі замішування потребує додаткових обробок хімреагентами, що спричиняє додаткові затрати часу і коштів на їх приготування. Також встановлено, що серед недоліків останніх – висока вартість та складність і тривалість приготування у польових умовах, особливо при температурах нижче $0 \text{ }^\circ\text{C}$.

Таблиця 4.5 – Порівняльні властивості буферних сумішей

Показники	Тип сумішей		
	СБС	MUDPUSH II "Schlumberger "	БС НВП "Спецматеріали"
Густина, кг/м^3	1640	1640	1710
Розтічність, мм	200	195	210
Водовідділення, мл	0	0	0
Показник фільтрації, см^3 за 30 хв	8	8	9
Пластична в'язкість, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	65	28	48
Динамічне напруження зсуву, дПа	288	259,2	211,2
Відмивальна здатність, %	49	15	43
Вартість за 1 м^3 , грн	2410	9100	3919,38

Базова буферна рідина на основі СБС при нульовому водовідділенні і добрій прокачуваності (розтічність не менше 200 мм) має необхідні структурно-реологічні властивості (пластична в'язкість до 65 мПа·с, динамічне напруження зсуву 288 дПа) та відмивальну здатність (для неекранованої фільтраційної кірки до 49 %). Базова СБС переважає відомі в Україні аналоги.

З метою підвищення якості кріплення свердловин в умовах залягання нестійких хемогенних відкладів використано буферну рідину на основі СБС, композиційно спроектовану з урахуванням особливостей споруджування свердловин нафтогазових родовищ України та дотриманням вимог принципу "тандему технологій", а саме: забезпечення максимальної сумісності з типовими промивальними рідинами і тампонажними матеріалами.

Буферну суміш СБС виготовлено відповідно до [96, 101, 140] на заводі сухих будівельних сумішей ТОВ "Геліос" (м. Львів). Суттєвою перевагою застосування СБС є технологічна зручність у приготуванні рідини в умовах свердловини. Для цього необхідну кількість СБС завантажують у цементно-змішувальну машину і транспортують до свердловини. З допомогою насоса цементувального агрегату подають воду у кількості, необхідній для досягнення потрібної густини буферної рідини, і гомогенізують в осереднюючій ємкості. Приготовану буферну рідину нагнітають у свердловину і проводять цементування за загальноприйнятою технологією.

Буферна суміш СБС здатна забезпечити:

- надійне розділення промивальної рідини і тампонажного розчину для запобігання їх змішування в трубах і кільцевому просторі;
- ефективне вимивання промивальної рідини з кільцевого простору свердловини і витіснення її з каверн і розширених ділянок;
- руйнування фільтраційної кірки і винесення її на поверхню;
- створення умов для надійного контакту тампонажного каменю зі стінками свердловини та обсадними трубами;
- запобігти змішуванню технологічних рідин а, відповідно, і зменшенню витрат тампонажного розчину.

Ефект від використання розробленої буферної суміші СБС досягнуто за рахунок високого ступеня виносної та утримуючої здатності (видалення та винесення шламу із застійних зон каверн та запобігання їхній седиментації), відмивальної здатності (очищення стінок свердловини від нещільної, рихлої частини глинистої кірки, що забезпечує підвищення щільності контактного зчеплення цементного каменю з обсадною колоною і стінками свердловини) та чіткої розділяючої здатності (попередження утворення непрокачуваних сумішей на контакті технологічних рідин та їхнє ефективне розмежування).

Одним з основних етапів якісного і надійного кріплення свердловини полягає у проектуванні, адаптації та застосуванні тампонажного матеріалу, зокрема тампонажного розчину та цементного каменю на його основі, відповідно до термобаричних та технологічних умов цементування свердловин.

При цьому, складні гірничо-геологічні умови споруджування свердловин і розкриття сольової товщі встановлюють додаткові вимоги до тампонажних матеріалів для ізоляції хемогенних відкладів, зокрема вимоги до стабільності систем, теплофізичних та фізико-механічних властивостей цементного каменю. На основі вітчизняного і світового досвіду, а також напрацювань розроблено, протестовано та адаптовано тампонажний матеріал КРТМ-ПВ для кріплення свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

За результатами досліджень нами розроблено і удосконалено технологію цементування хемогенних відкладів родовищ ДДЗ, що базується на використанні спеціальних гомогенних тампонажних систем КРТМ-ПВ та СБС з покращеними технологічними властивостями та високими експлуатаційними характеристиками [130, 134, 146].

Композиційні тампонажні системи апробовано під час цементування 245 мм проміжної колони з метою перекриття нестійких пермських відкладів до глибини 2610 м у свердловині № 36-а Ярошівського родовища [136] відповідно до програми випробувань (Додаток Б).

Будівництво вищезазначеної свердловини здійснювалось з метою розкриття продуктивних горизонтів візейського ярусу відповідно до проекту-

прив'язки № 05-2006КПр, повторного використання робочого проекту № 02-2005К, розробленого для свердловини 36-Ярошівська.

Відповідно до ПКД поглиблення під 245 мм проміжну колону на Ярошівському родовищі передбачено здійснювати на мінералізованому глинистому розчині наступного компонентного складу: бентонітовий глинопорошок, графіт, нафта, ФХЛС, NaCl, КССБ, КМЦ фін-фікс НС, NaOH, Сульфол, ЕКР, дизпаливо, барит.

З урахуванням негативного досвіду споруджування попередніх свердловин № 36 і 55 цього ж родовища було також скориговано початкову загальну мінералізацію дисперсійного середовища та основні технологічні властивості (табл. 4.6), що дозволило забезпечити успішне розкриття хемогенних відкладів стовбуром відносно невеликої кавернозності, незважаючи на більш тривалий (з організаційних причин) процес поглиблення. Але все таки навпроти відкладів КМСП ми спостерігаємо каверну великого діаметра (рис.4.3).

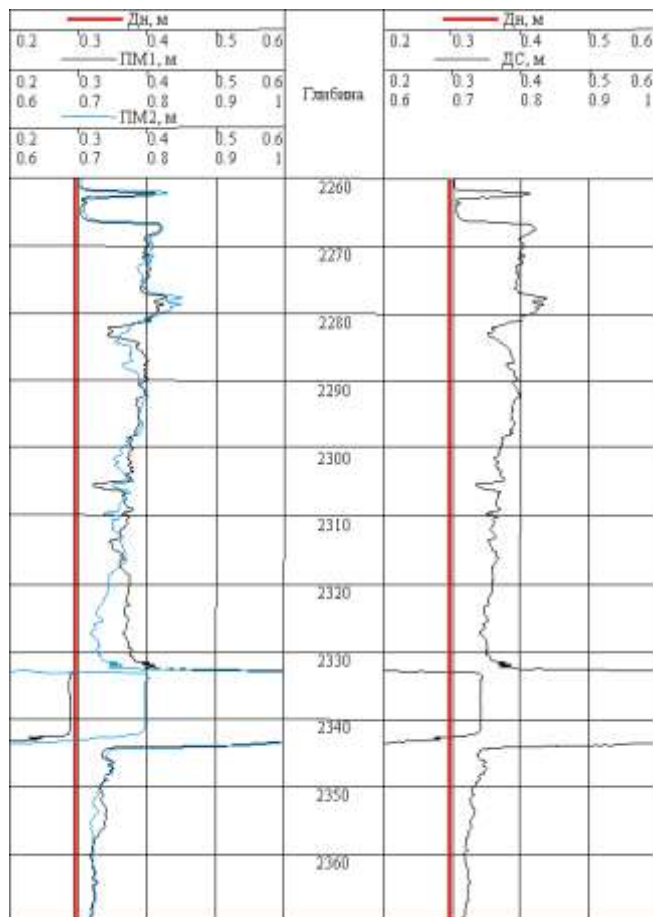
Таблиця 4.6 – Динаміка зміни параметрів БПР при поглибленні свердловин на Ярошівському родовищі

Свердловина	Глибина, м	Густина розчину, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Фільтрація за 30 хв, см ³	СНЗ за 1/10 хв, дПа	Товщина кірки, мм	Коефіцієнт тертя кірки	Водневий показник розчину, рН	Концентрація іонів кальцію, %	Концентрація іонів магнію, %	Загальна мінералізація, %
55	2265	1350	59	12	43/54	2	0,14	9	–	–	14,5
	2305	1480	51	6	21/36	1	0,16	9	0,11	–	20
	2432	1560	47	7	33/56	1	0,14	7	0,28	0,05	28
	2578	1560	60	10	45/58	2	0,14	7	0,28	–	26
	2604	1600	90	10	66/78	2	0,14	7	0,28	2,1	26
36	2277	1300	50	18	66/82	4	0,18	8,5	–	–	14
	2319	1550	40	16	50/68	3	0,18	8,5	–	0,6	15
	2456	1550	35	12	20/45	2	0,14	7	0,18	–	26
	2557	1540	32	7	14/23	1,5	0,14	7	3,5	–	26
	2609	1540	40	6	13/22	1	0,18	7	3	1,7	26
36-а	2280	1260	32	16	15/32	3	0,18	8	2,5	2	23
	2327	1500	73	10	62/73	2	0,16	8	2,8	0,96	28
	2439	1600	48	10	36/48	2	0,14	7	2,5	1,4	28
	2556	1590	72	8	56/72	1,5	0,1	7	2,3	2,1	27
	2610	1600	77	7	60/70	1	0,12	7,05	1,9	1,8	28

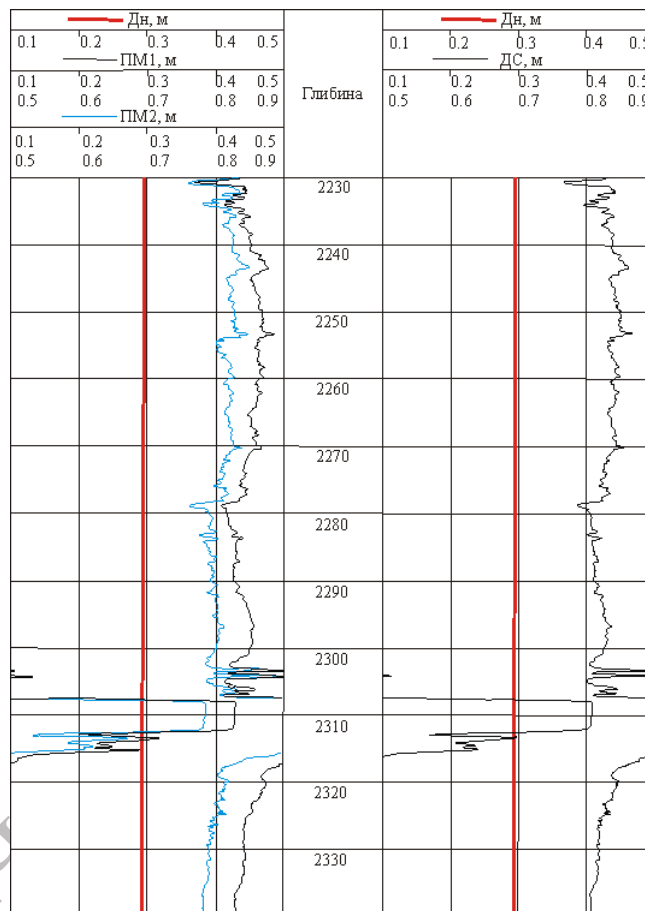
55-Ярошівська

36-Ярошівська

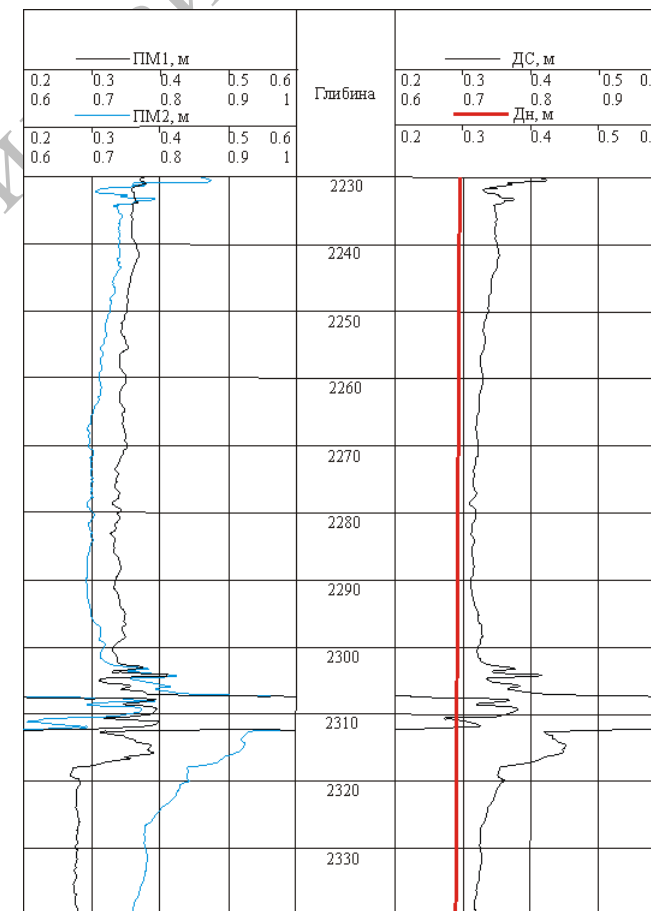
36а-Ярошівська



41 доба



39 діб



56 діб

Рисунок 4.3 – Результати кавернометрії стовбура свердловин

Технологічні вимоги до тампонажної суміші були наступними: інтервал цементування 2610 – 1800 м, тривалість цементування 5 год 00 хв, густина тампонажного розчину 1810 кг/м^3 , статична температура $65 \text{ }^\circ\text{C}$, максимальний вибійний тиск 46 МПа . Очікувана потреба тампонажного розчину становила $53,6 \text{ м}^3$. Відповідно до [60] рідина замішування – мінералізована пластова вода хлоркальцієвого типу густиною 1120 кг/м^3 .

Для свердловини № 36-а Ярошівського родовища дослідну партію тампонажних систем КРТМ-ПВ і СБС в кількості $66,4 \text{ т}$ і 20 т , відповідно, виготовлено за технологією, описаною у підрозділі 4.2, на заводі сухих будівельних сумішей ТОВ "Геліос" м. Львів згідно з [102, 141].

Тестування рецептури тампонажного розчину на основі КРТМ-ПВ виконано відповідно до графіка термобаричних і технологічних умов цементування I секції 245 мм проміжної колони (рис. 4.4).

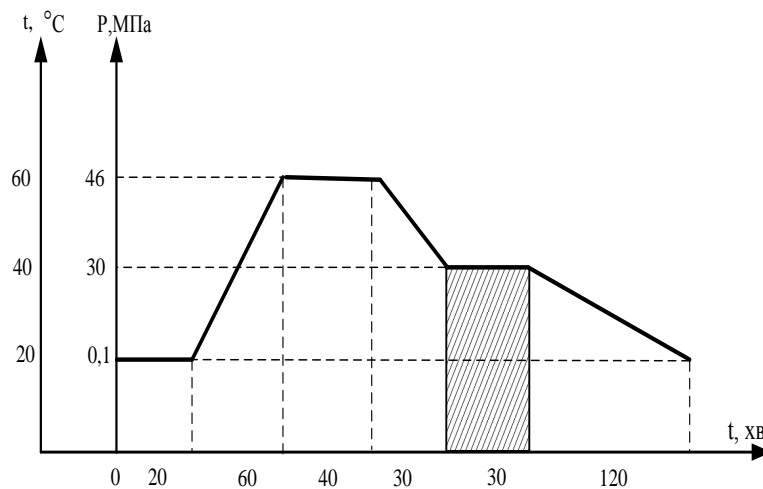


Рисунок 4.4 – Графік термобаричних і технологічних умов випробувань тампонажного розчину

Розроблені рецептури тампонажних систем наведено в таблиці 4.7.

Оцінка міцнісних характеристик цементного каменю тампонажної суміші КРТМ-ПВ для умов свердловини 36-а-Ярошівська (рис. 4.5), яку тестовано на приладі OFITE USA, свідчить про їх інтенсивний приріст.

Таблиця 4.7 – Рецептатура тампонажних систем для умов цементування першої секції 245 мм колони у свердловині № 36-а Ярошівського родовища

Номер порції	Тип суміші	Склад суспензії, м. ч.						Густина суспензії, кг/м ³	Розтічність суспензії, мм	Умови досліджень		Терміни тужавлення, год-хв		Час загуснення, год-хв	Міцність каменю на вигин/стиск через 48 год, МПа	Примітки
		кількість суміші	домішка		дисперсійне середовище					температура, °С	тиск, МПа	початок	кінець			
			назва	кількість	густина, кг/м ³	pH	кількість									
1	КРТМ-ПВ	100	НТФК	0,08	1120	8,5	50	1820	230	60	45	6-30	7-45	5-00	8,2/24,3	Водовідділення – 0 мл водовіддача – 36 см ³ за 30 хв, Лінійне розширення – 0,6 %
2	СБС	100	НТФК	0,067	1120	8,5	45	1650	235	–	–	–	–	–	–	Водовідділення – 0 мл, водовіддача – 12 см ³ за 30 хв.

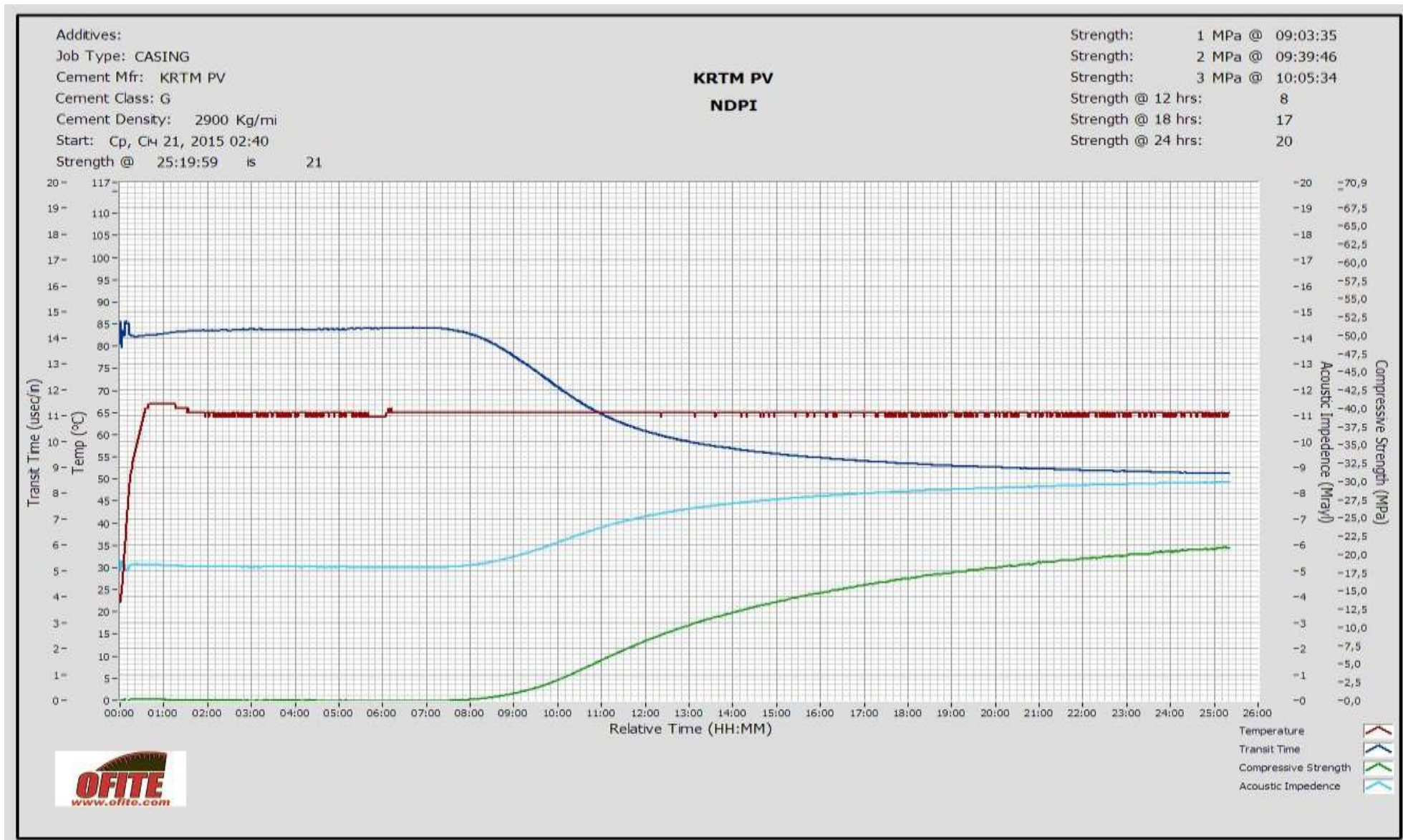


Рисунок 4.5 – Динаміка набору міцності тампонажної суміші КРТМ-ПВ для умов свердловини 36-а-Ярошівська

Як бачимо (табл.4.7), тампонажна суміш КРТМ-ПВ характеризується нульовим водовідділенням, обмеженою – 36 см^3 за 30 хв – водовіддачею. Цементний камінь має лінійне розширення $0,6 \%$, характеризується високими міцнісними та деформаційними властивостями. Буферна суміш СБС при розтічності 235 мм , водосумішевому відношенні $0,45$ має густину 1650 кг/м^3 при нульовому водовідділенні та низькій водовіддачі, що становить 12 см^3 .

Встановлено (рис. 4.5), процес набору міцності цементного каменю за термобаричних умов розпочинається у віці 9 год і становить 1 МН/м^2 , у віці 10 год міцність зростає до 3 МН/м^2 . Так, уже у віці однієї доби міцність при стисканні становить 20 МН/м^2 .

Спочатку у свердловину при продуктивності $Q = 0,012 \text{ м}^3/\text{с}$ закачано $15,1 \text{ м}^3$ буферної суміші СБС густиною 1650 кг/м^3 . Під час нагнітання тиск на усті становив $P_y = 2,0 \text{ МПа}$, тиск на вибої – $P_b = 41,0 \text{ МПа}$. Замішування тампонажної суспензії здійснювали за загальноприйнятою технологією із застосуванням усереднювальної ємкості.

Після гомогенізації у свердловину закачано 45 м^3 розчину КРТМ-ПВ густиною $1820 - 1830 \text{ кг/м}^3$ ($Q = 0,025 \text{ м}^3/\text{с}$, $P_y = 2,0 - 0 \text{ МПа}$, $P_b = 41,1 \text{ МПа}$). Далі закрили превентор і при протитиску на усті $3,5 \text{ МПа}$ (з допомогою блоку дроселювання противикидного обладнання) та продуктивності від $0,008$ до $0,010 \text{ м}^3/\text{с}$ закачали ще $8,6 \text{ м}^3$ тампонажного розчину з КРТМ-ПВ густиною $1820 - 1830 \text{ кг/м}^3$. Подальші роботи виконували відповідно до затвердженої програми і методики дослідно-промислових випробувань і плану робіт на кріплення свердловини. Загальний об'єм протискування склав $35,0 \text{ м}^3$. З метою недопущення виникнення гідравлічного удару при сходженні цементувальної пробки зі "стоп"-кільцем нагнітання останніх 2 м^3 протискувальної рідини здійснювали при продуктивності $0,004 \text{ м}^3/\text{с}$. Тиск на усті в кінці цементування – $3,8 \text{ МПа}$ ($P_b = 43,9 \text{ МПа}$). Тиск при отриманні сигналу "стоп" – $7,0 \text{ МПа}$. Кулю для забезпечення відкриття циркуляційних отворів у стикувальному пристрої ПСК "вкинули" за $5,2 \text{ м}^3$ до завершення протискування. Технологічна зупинка для очікування посадки кулі в ПСК склала 15 хв .

Промивання свердловини через циркуляційні отвори на глибині 1800 м виконано при продуктивності $Q = 0,040 \text{ м}^3/\text{с}$ та тисках $P_y = 8,6 \text{ МПа}$, $P_b = 36,4 \text{ МПа}$. Всього прокачали $125,1 \text{ м}^3$ бурового розчину. Під час промивання зафіксовано чітке розмежування систем "буровий розчин – буферна рідина – тампонажна суспензія". На усті свердловини вимито 18 м^3 буферної рідини, що характеризувалась підвищеними структурно-реологічними параметрами та містила в собі частини фільтраційної кірки і шламу (рис. 4.6), а також 12 м^3 тампонажного розчину густиною від 1740 до 1800 кг/м^3 .



Рисунок 4.6 – Зразок шламового матеріалу, витісненого СБС у свердловині 36-а-Ярошівська

За результатами літолого-петрографічних досліджень, виконаних у НДПІ ПАТ "Укрнафта", підтверджено приналежність шламу до пермських відкладів. Відібрана порода гігроскопічна, безладної, масивної текстури. Представлена кам'яною сіллю, біла, напівпрозора і прозора, дрібно-крупнокристалічна, місцями відзначаються прошарки без чітких меж, збагачені рожевим бішофітом і карналітом. У шліфі під мікроскопом шламова порода складається з обкатаних

напівкутових, кутових, деформованих уламків аргілітів. За даними гранулометричного аналізу близько 15 – 20 % складає пелітоморфний глинистий матеріал (глиниста фракція). Крім того, присутні дрібні зерна галітів; округлі, видовжені уламки окислів заліза та металева стружка (1 – 2 %).

Відповідно до даних ГДС встановлено, що на кривих мікрокаверноміра і магнітного локатора жодних ознак порушень цілісності колони не виявлено. Свердловину успішно закінчено споруджуванням.

Для свердловини 36-а-Ярошівська коефіцієнт якості цементування склав 294 (згідно з формулою 1.1), що на 49,5 % переважає результати кріплення свердловини-аналога 36-Ярошівська. Порівняльні результати цементування 245 мм обсадних колон з метою кріплення хомогенних відкладів родовищ ДДЗ наведено у табл.4.8.

Таблиця 4.8 – Результати цементування 245 мм обсадних колон з метою кріплення хомогенних відкладів родовищ ДДЗ

Свердловина	Інтервал цементування, м	Коефіцієнт кавернозності	Буферна рідина	Тампонажна суміш	K_c
36-Ярошівська	1794 – 2633	1,46	вода замішування, 26 м ³	ПЦТ І-100 +ШПІ, 103т	196
36-а-Ярошівська	1800 – 2610	1,37	СБС, 20 т	КРТМ-ПВ 66,4 т	293
105-Східно-середняківська	1350 – 2460	1,5	СБС, 12,1 т	КРТМ-ПВ 90 т	264
301-Східно-середняківська	1282 – 2140	1,18	СБС, 12,0 т	КРТМ-ПВ 43 т	323

На свердловинах № 105 та № 301 Східнорешетняківської площі для цементування 245 мм обсадних колон-"хвостовиків" використано відповідно 90 та 43 т композиційної суміші КРТМ-ПВ [127]. У першій – через ускладнений стан стовбура свердловини коефіцієнт якості цементування колони склав 264, що також на 35 % краще, ніж у свердловині 36-Ярошівська. У свердловині 301-Східнорешетняківська коефіцієнт якості цементування склав 323, якість цементування "добра".

4.4 Промислова апробація буферної рідини на основі СБС

Промислові випробування розробленої буферної суміші СБС проведено також і у свердловині № 202 Північно-Долинського родовища. Для оцінювання здатності СБС ефективно розділяти контактуючі рідини під час кріплення першої секції 146 мм експлуатаційної колони у свердловині № 202 Північно-Долинського родовища було відібрано два зразки тампонажного розчину. Перший сформовано з тампонажної суспензії ТС-100, відібраної з усереднювальної ємкості. Другий відібрано на усті свердловини під час змивання залишків цементного розчину, одразу після завершення "витіснення" суміші СБС на денну поверхню. Вищезазначені зразки досліджено із застосуванням рентген-дифрактометричного методу у НУ "Львівський державний університет ім. І. Франка".

Масиви експериментальних інтенсивностей та кутів відбиття досліджуваних зразків отримано на автоматичному дифрактометрі STOE STADI P (виробник – фірма "STOE & Cie GmbH", Німеччина) з лінійним позиційно-прецизійним детектором PSD за схемою модифікованої геометрії Гінґе, метод на проходження ($\text{CuK}\alpha_1$ -випромінювання; зігнутий Ge-монохроматор (III) типу Іоганна; $2\theta/\omega$ -сканування, інтервал кутів 2θ знаходиться в межах: $2,000 \leq 2\theta \leq 110,945$ ° 2θ з кроком 0,015 ° 2θ ; крок детектора 0,480 ° 2θ , час сканування в кроці 330 с, температура при зйомці $t = 25,0 \pm 5$ °С, напруга $U = 40$ кВ при силі струму $J = 37$ мА). Обладнання тестовано на відповідність стандартам NIST SRM 640b (Si), NIST SRM 676 (Al_2O_3) та NIST SRM 660a (LaB_6).

Експериментальні лінійні коефіцієнти поглинання визначено шляхом логарифмічного відношення інтенсивностей первинного променя, відповідно, до та після проходження крізь фоновий і робочий зразки.

Первинну обробку експериментальних дифракційних масивів, розрахунок теоретичних дифрактограм, індексування параметрів елементарних комірок

проводили за допомогою пакету програм STOE WinXPOW (версія 3.03) [169] та PowderCell (версія 2.4) [168].

На рисунку 4.7 представлено повні дифрактограми досліджуваних об'єктів. Оскільки в області малих кутів дифракції 2θ спостерігалось різке підняття інтенсивності, що свідчить про утворення фрактальних структур, початкові масиви були "обрізані" до початкового кута $2\theta = 6,005^\circ$ для кращого сприйняття.

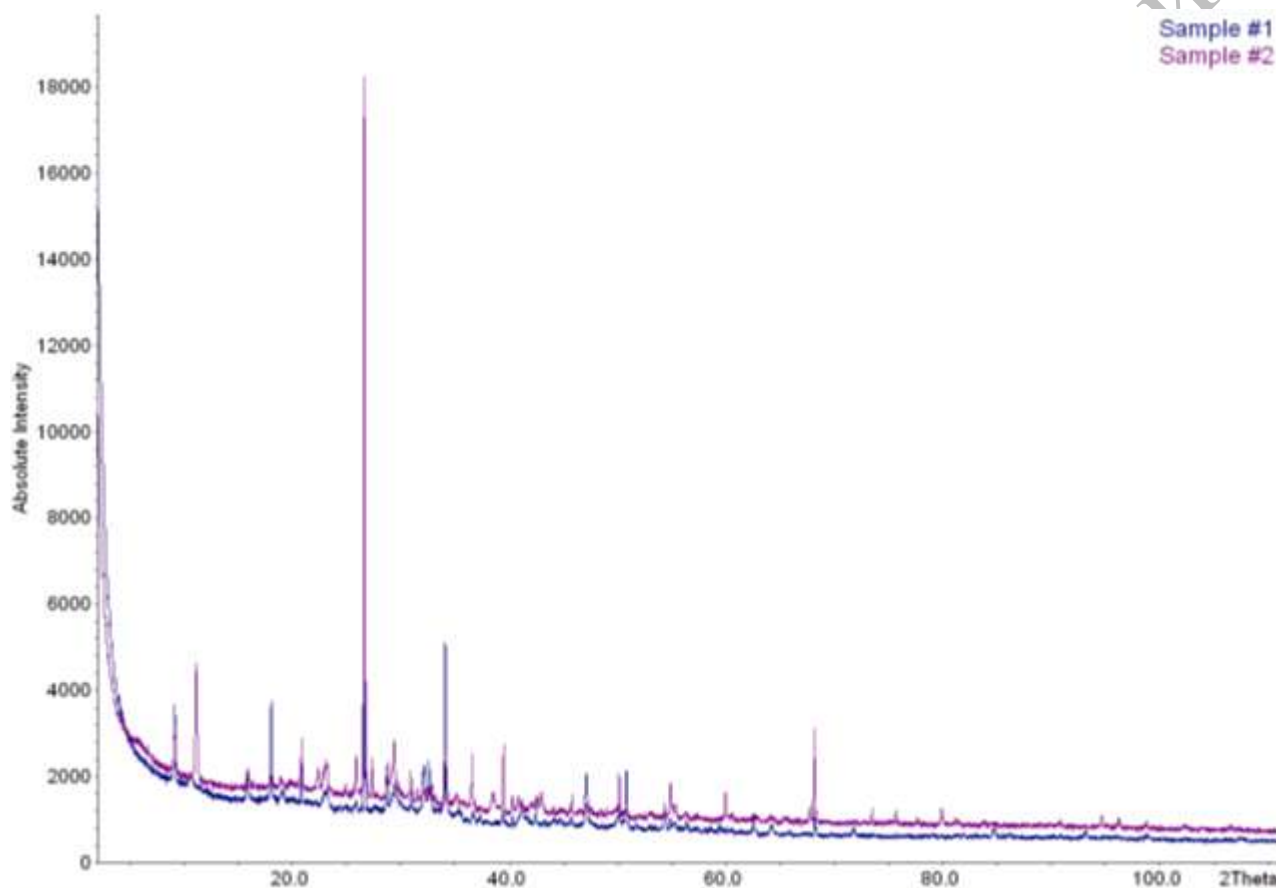


Рисунок 4.7 – Дифрактограми досліджуваних зразків (дифрактометр STOE STADI P, Cu $K\alpha_1$ -випромінювання)

Відповідно до представлених результатів РФА, основною фазою у зразку № 1 (композиційна тампонажна суміш ТС-100, модифікована добавками: пластифікатор, стабілізатор, що тверднув при $t = 22^\circ\text{C}$) є гідрооксид кальцію $\text{Ca}(\text{OH})_2$ (портландіт (portlandite)). Ще однією фазою є (α -кварц) SiO_2 . Також ідентифіковано β -форму беліту $\text{Ca}_2[\text{SiO}_4]$ та моноклінну форму аліту $\text{Ca}_3[\text{SiO}_4]\text{O}$ (табл. 4.9 та рис. 4.8 і 4.9).

Таблиця 4.9 – Фазовий склад та кристалографічні параметри фаз у зразку № 1

Фаза	Вміст, %	Структурний тип, просторова група	Параметри елементарної комірки, Å		
			<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
Ca(OH) ₂ portlandite	42,8	Mn(OH) ₂ <i>P</i> -3 <i>m</i> 1	3,5899	–	4,9071
SiO ₂ α -quartz	15,3	SiO ₂ <i>P</i> 3 ₁ 21	4,9153	–	5,4045
Ca ₂ [SiO ₄] belite, β -form	21,4	Ca ₂ [SiO ₄] <i>P</i> 2 ₁ / <i>c</i>	5,5282	6,7769 $\beta = 117,606^\circ$	10,5380
Ca ₃ [SiO ₄]O Alite	20,5	Ca ₃ [SiO ₄]O <i>C</i> 1 <i>m</i> 1	12,2362	7,0693 $\beta = 116,260^\circ$	9,2961

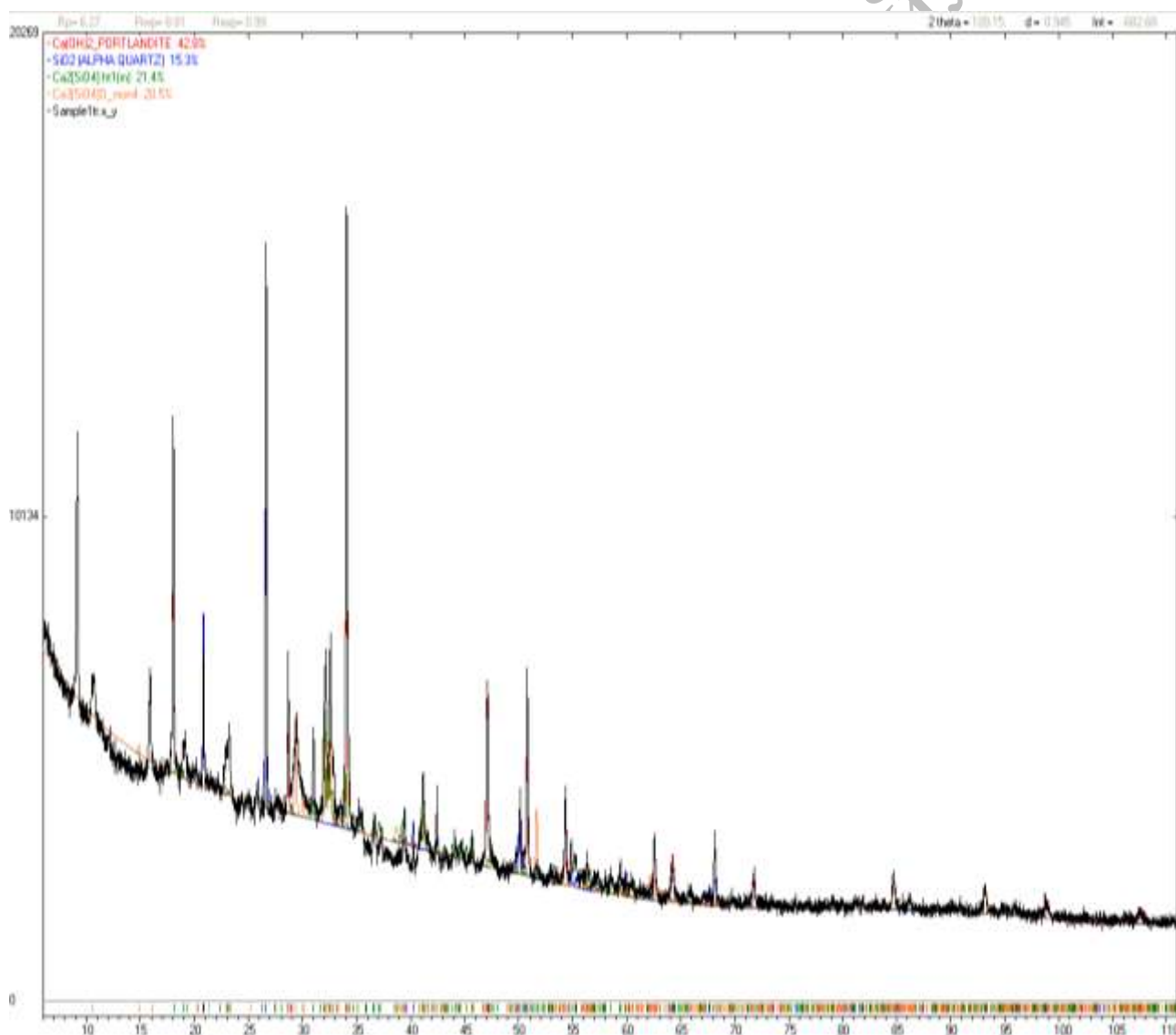


Рисунок 4.8 – Графічні результати рентгенівського фазового аналізу зразка № 1

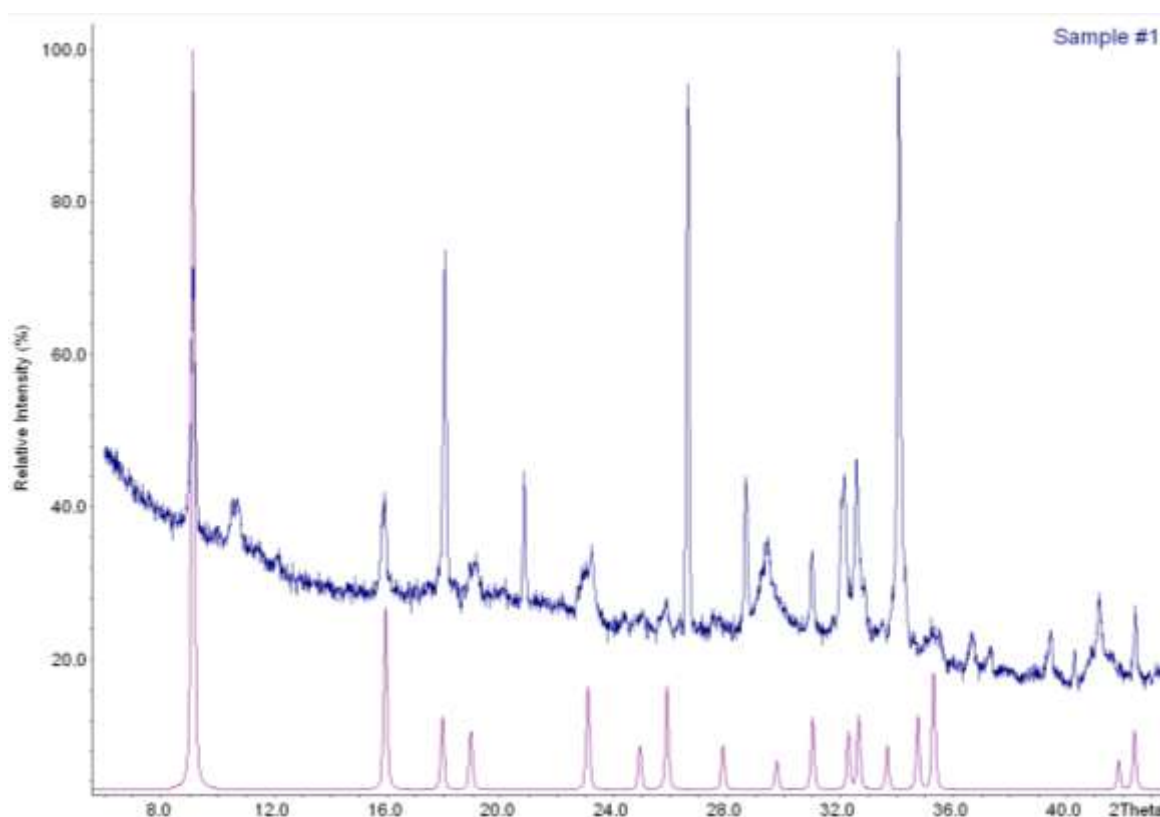


Рисунок 4.9 – Співставлення частини експериментальної дифрактограми зразка № 1 (синій колір) із експериментальною просимульованою дифрактограмою (червоний колір) алюмосилікату кальцію (картка 00-014-0081 банку даних PDF-2)

Аналогічні тестування проведено для зразка № 2 (табл. 4.10 та рис. 4.10).

Таблиця 4.10 – Фазовий склад та кристалографічні параметри фаз зразка № 2

Фаза	Вміст, %	Структурний тип, просторова група	Параметри елементарної комірки, Å		
			<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
Ca(OH) ₂ portlandite	7,9	Mn(OH) ₂ <i>P-3m1</i>	3,5911	–	4,9074
SiO ₂ <i>α</i> -quartz	73,7	SiO ₂ <i>P3₁21</i>	4,9126	–	5,4075
Ca ₂ [SiO ₄] belite, <i>γ</i> -form	18,4	Mg ₂ [SiO ₄] <i>Pnma</i>	11,2076	6,7487	5,0875

Окрім цих характеристик, зразок додатково містить ще 3 фази. Явно виражений максимум при куті 2θ і міжплощинній віддалі d : $29,35^\circ/3,040$ відповідає низькоосновним гідросилікатам кальцію [23, 26, 158].

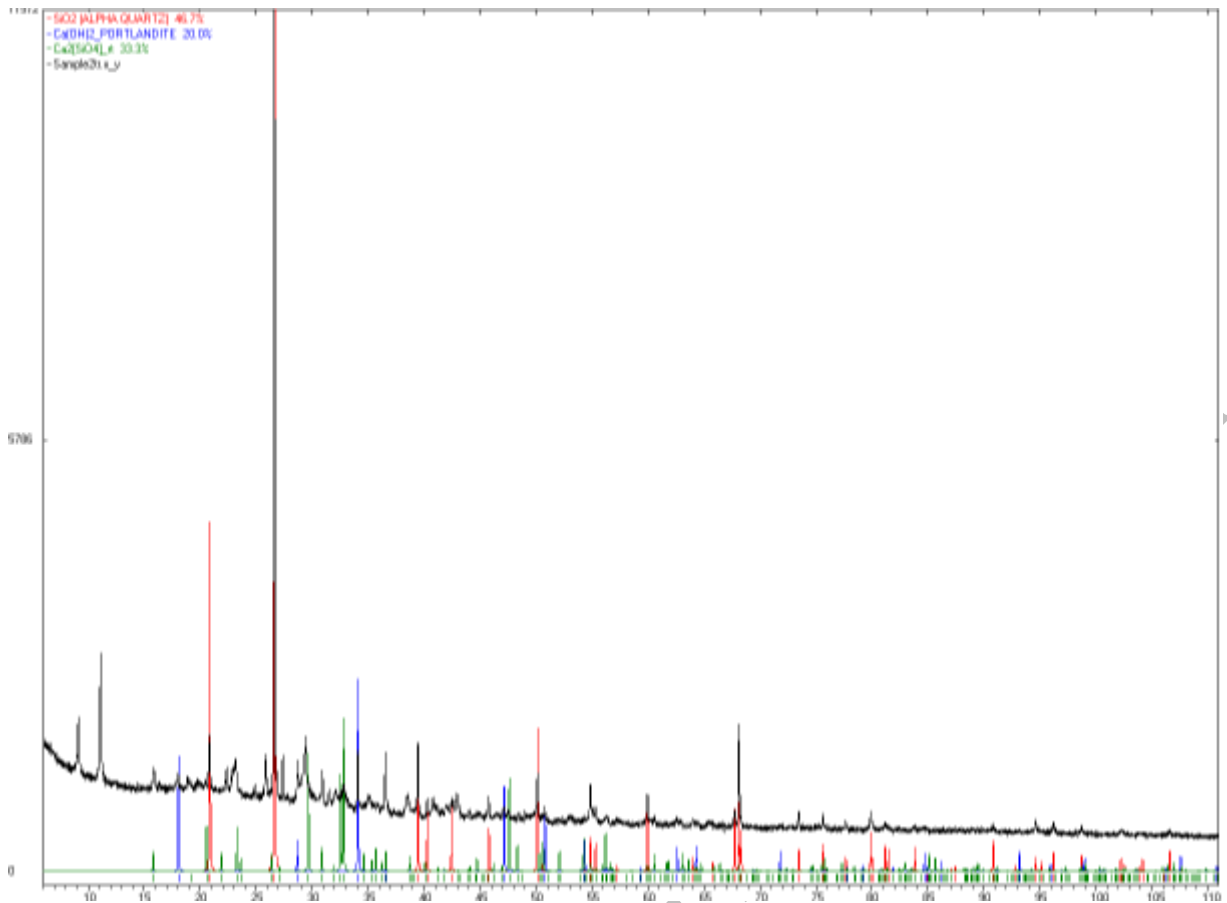


Рисунок 4.10 – Графічні результати РФА зразка № 2. Чорним кольором показана експериментальна дифрактограма, червоним – теоретична дифрактограма SiO_2 (α -кварц), синім – портландіту $\text{Ca}(\text{OH})_2$, зеленим – беліту $\text{Ca}_2[\text{SiO}_4]$ γ -форми

За результатами проведених досліджень РФА встановлено, що дифрактограми для обох зразків є практично однаковими, що підтверджує високу ефективність застосування буферної рідини на основі СБС.

Як показали дослідження мікроструктури каменю (рис. 4.11), зразок (тампонажна суміш зі свердловини) не містить у собі домішок бурового розчину та шламу. Чітко простежуються щільно упаковані гексагональні пластини гідроксиду кальцію, а також гідратні новоутворення метаміктової складової з низькою пористістю. Тонкі, видовжені кристали високосульфатної форми гідросульфоалюмінату кальцію $3\text{CaO} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 3\text{CaSO}_4 \cdot 32\text{H}_2\text{O}$ проростають у структурі, сприяючи кольматації пор та зростанню міцності матеріалу,

зменшенню його проникності і, як наслідок, підвищенню корозійної стійкості каменю. Це, у свою чергу, є доброю основою для підвищення довговічності сформованого кріплення свердловини.

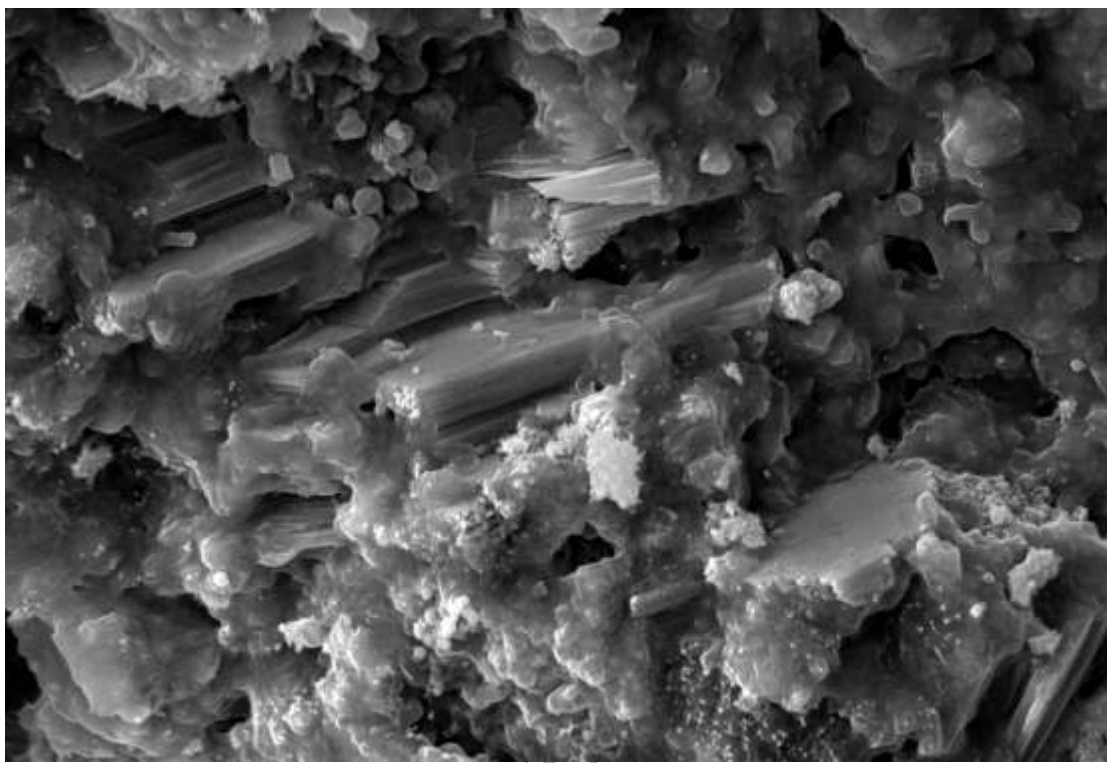


Рисунок 4.11 – Мікроструктура цементного каменю (зразок № 2) ($\times 2000$)

Всього станом на 2013 р. використано 680 т СБС на 42 свердловино-операціях із цементування обсадних колон [172]. Підтверджена економічна ефективність від впровадження СБС на родовищах ПАТ "Укрнафта" у цінах 2013 р. склала 904,62 тис. грн (Додаток В).

4.5 Апробація тампонажної суміші КРТМ-ПВ під час цементування експлуатаційних колон

Враховуючи добрі попередні результати промислових випробувань, тампонажні суміші СБС і КРТМ-ПВ рекомендовано до апробації під час цементування експлуатаційних колон, у тому числі газових свердловин на Нікловицькій площі.

На цій площі ТОВ "Полтавська бурова компанія" раніше було пробурено три свердловини, під час кріплення яких із застосуванням розширеного тампонажного матеріалу РТМ-50 було зафіксовано виникнення міжколонних тисків вже на етапі освоєння.

Споруджування свердловини 35-Нікловицька під 146 мм експлуатаційну колону в інтервалі 504 – 1500 м супроводжувалось газопроявленнями та порушеннями цілісності стінок. На окремих ділянках, наприклад в інтервалі 1000 – 1060 м, за даними геофізичних досліджень одночасно спостерігали як значне збільшення кавернозності, так і звуження стовбура (рис. 4.12), що ускладнювало цементування.

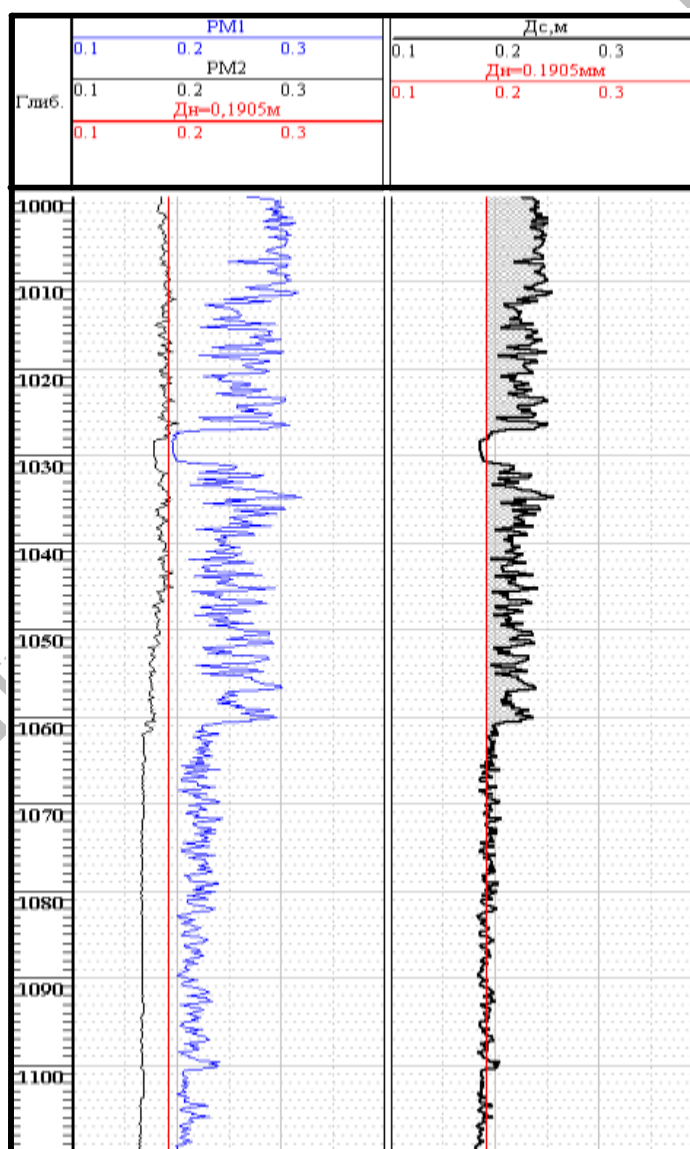


Рисунок 4.12 – Результати ГДС стовбура свердловини 35-Нікловичі

Особливості тестування тампонажних систем КРТС-ПВ і СБС для умов цементування 146 мм експлуатаційної колони зображено на рисунку 4.13.

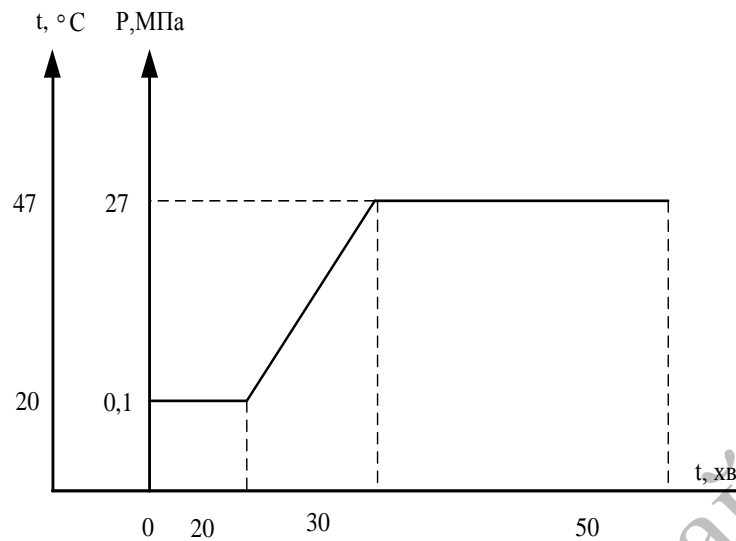


Рисунок 4.13 – Графік термобаричних і технологічних умов тестувань тампонажних систем для цементування 146 мм експлуатаційної колони у свердловині № 35 Нікловицької площі

Для цементування колони крім СБС було запроєктовано двопорційну тампонажну суміш: перша порція в інтервалі 0 – 1000 м ТС-50 в кількості 25 т ($21,2 \text{ м}^3$) густиною 1820 кг/м^3 , друга – в інтервалі 1000 – 1500 м КРТС ПВ в кількості 16 т ($9,7 \text{ м}^3$) густиною 1840 кг/м^3 . Розроблена рецептура тампонажної суміші КРТС ПВ (табл. 4.11) характеризується нульовим водовідділенням, мінімальною водовіддачею 23 см^3 за 30 хв, а цементний камінь – лінійним розширенням 1,1 %, високими міцнісними та деформаційними характеристиками. Буферна суміш СБС при розтічності 235 мм за водосумішевого відношення 0,57 володіла густиною 1560 кг/м^3 при нульовому водовідділенні і низькій водовіддачі 18 см^3 .

Після закінчення спуску експлуатаційної колони проведено промивання свердловини протягом 2,5 год при $Q = 0,025 \text{ м}^3/\text{с}$, $P_y = 2,6 \text{ МПа}$ буровим розчином густиною 1080 кг/м^3 .

Таблиця 4.11 – Рецептатура тампонажних систем для цементування 146 мм експлуатаційної колони у свердловині № 35 Нікловицької площі

Тип суміші	Склад тампонажної суспензії, м.ч.						Густина суспензії, кг/м ³	Розтічність, мм	Умови досліджень		Терміни тужавлення, год-хв		Час загуснення, год-хв	Міцність каменю на вигин/стиск через 24 (48*) год, МПа	Примітки
	кількість суміші	домішка		дисперсійне середовище					температура, °С	тиск, МПа	початок	кінець			
		назва	кількість	густина, кг/м ³	рН	кількість									
ТС-50	100	НТФК	0,02	1000	7	50	1820	230	57	30,0	6-30	7-10	2-20	4,7/16,5 (3,2/8,7*)	Водовідділення – 2,3 мл.
КРТС ПВ	100	НТФК	0,02	1000	7	46	1840	250	57	30,0	2-30	2-55	1-40	8,7/28,3	Водовідділення – 0 мл. Водовіддача – 23 см ³ за 30 хв. Лінійне розширення – 1,1 %.
СБС	100	–	–	1000	7	57	1560	235	–	–	–	–	–	–	Водовідділення – 0 мл. Водовіддача – 18 см ³ за 30 хв.

*) – Міцність визначено через 48 год формування цементного каменю при t = 22 °С, P = 0,1 МПа.

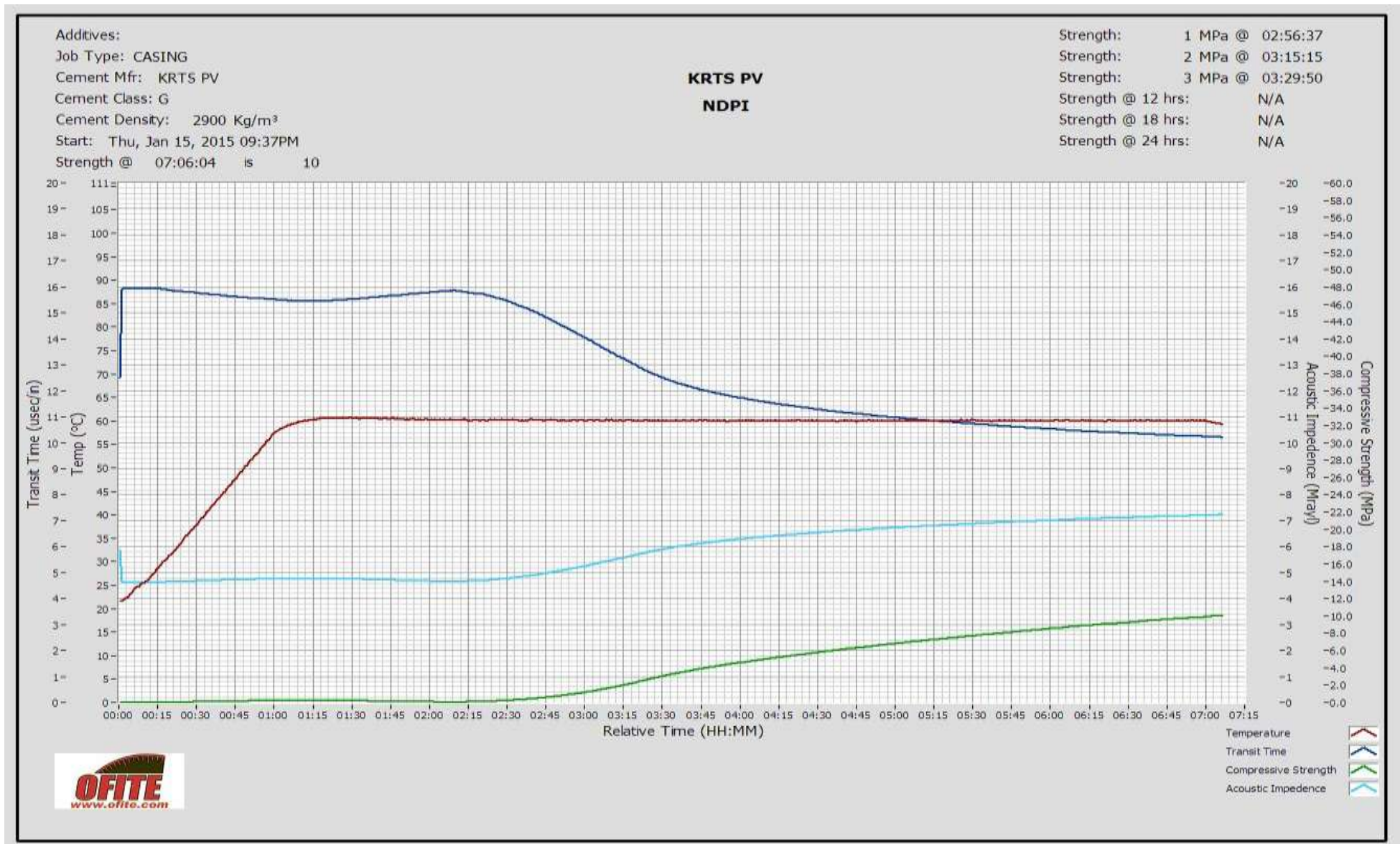


Рисунок 4.14 – Динаміка ранньої міцності тампонажної суміші КРТС ПВ для умов свердловини 35-Нікловичі

Динаміка набору міцності тампонажної суміші КРТС ПВ для умов свердловини 35-Нікловичі (рис. 4.14), тестовано на приладі OFITE USA, свідчить, що у віці 7 год міцність при стисканні становить 10 МН/м^2 , в той час як для першої порції тампонажного розчину на основі ТС-50 початок тужавлення становив 6 год 30 хв. Така кінетика ранньої міцності для розробленого матеріалу КРТС ПВ свідчить, в тому числі, про його здатність якісного розмежування горизонтів у газових свердловинах [26].

Для забезпечення належної підготовки стовбура свердловини до цементування, відповідно до рішення замовника, безпосередньо після спуску обсадної колони було прокачано $5,1 \text{ м}^3$ буферної суміші СБС густиною 1560 кг/м^3 ($Q = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}$, $P_y = 1,8 \text{ МПа}$, $P_b = 17,3 \text{ МПа}$). При вимиванні СБС зі свердловини на віброситах циркуляційної системи було зафіксовано інтенсивне винесення шламу та зруйнованої фільтраційної кірки, що засвідчило високу ефективність буферної суміші.

В подальшому перед цементуванням у свердловину закачано як буферну рідину 3 м^3 води замішування. З метою зменшення витрат на цементування проведено нагнітання першої порції тампонажного розчину ТС-50 об'ємом $21,2 \text{ м}^3$ та $9,7 \text{ м}^3$ цементної суспензії КРТС ПВ густиною 1840 г/см^3 для цементування продуктивної товщі. Після вивільнення продавлювальної пробки здійснено нагнітання третьої порції буферної рідини густиною 1000 кг/м^3 і об'ємом $1,3 \text{ м}^3$ ($Q = \text{від } 0,015 \text{ до } 0,020 \text{ м}^3/\text{с}$, $P_y = 0 \text{ МПа}$, $P_b = 22,1 \text{ МПа}$). Сумарний об'єм притискувальної рідини становив $19,3 \text{ м}^3$. На момент отримання сигналу "стоп" зі свердловини було вимито $0,7 \text{ м}^3$ суміші буферної рідини і тампонажної суспензії ($\text{pH} = 11,3$), що, у разі відсутності будь яких ознак поглинання технологічних рідин, засвідчило про якісне заповнення тампонажними матеріалами за колонного простору свердловини (рис. 4.15).

Інтерпретація результатів ГДС підтвердили високу якість цементування обсадної колони. При цьому, в інтервалі використання тампонажного матеріалу КРТС ПВ коефіцієнт якості цементування склав 400.

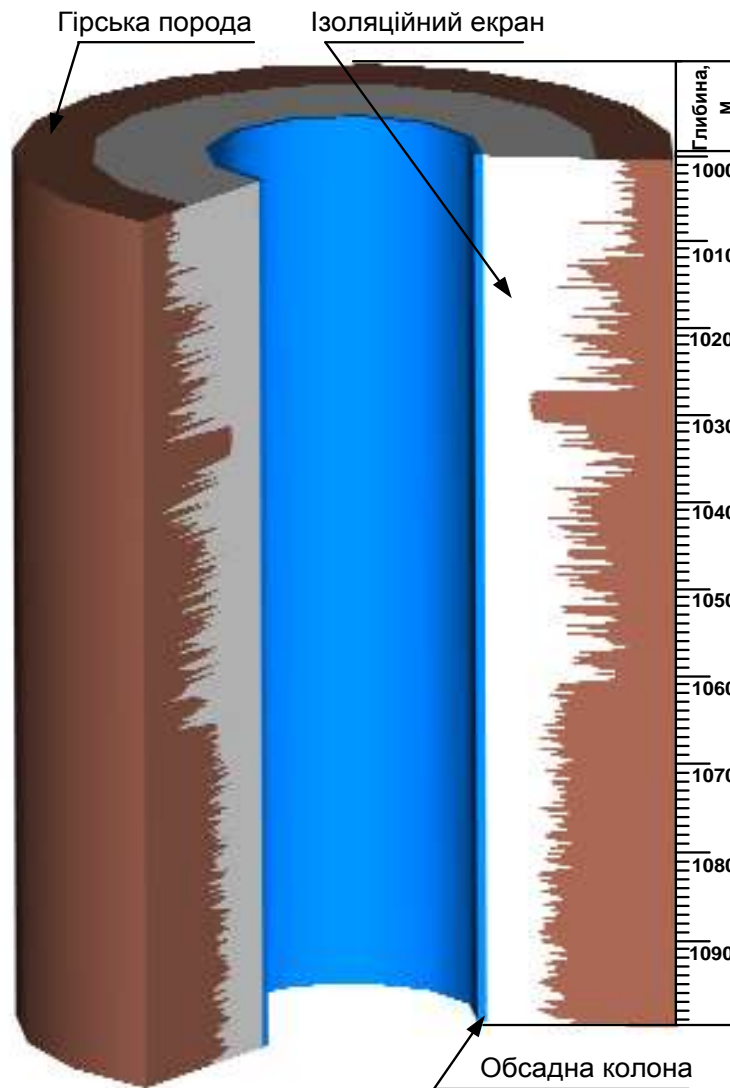


Рисунок 4.15 – Характер заповнення тампонажним матеріалом стовбура свердловини на ділянці 1000 – 1100 м за даними ГДС

Загалом, станом на 2014 р. тампонажну суміш КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) в кількості 139,8 т успішно впроваджено під час цементування трьох експлуатаційних колон (126-Великобубнівська, 105, 301-Східнорешетняківські) та установлення трьох цементних мостів на нафтогазових родовищах ПАТ "Укрнафта" (Додаток Г).

Встановлено, що за ефективністю застосування КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) переважає відомі в Україні аналоги. Технологія установлення цементних мостів з використанням КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) відповідає вимогам СОУ 11.2-00135390-055:2008 "Технологія установлення цементних мостів під час

буріння, випробування та капітального ремонту свердловин на родовищах ПАТ "Укрнафта".

За результатами дослідно-промислових випробувань тампонажні суміші КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) і СБС рекомендовано до широкого використання під час кріплення свердловин на родовищах ПАТ "Укрнафта" з 2013 р. (Додаток Г, Д).

Висновки до розділу 4

1. Розроблено технічні умови на КРТМ-ПВ і СБС, а також технологічний регламент на їх виготовлення на заводі сухих будівельних сумішей ТОВ "Геліос" (м. Львів). Належна якість виготовлення тампонажних систем КРТМ-ПВ та СБС підтверджена коефіцієнтом однорідності матеріалів, що знаходиться в межах 0,88 – 0,99, що переважає регламентоване значення у 1,05 – 1,18 рази.

2. КРТМ-ПВ та СБС успішно апробовано під час цементування свердловин № 105 та № 301 Східнорешетняківського родовища НГВУ "Полтаванафтогаз" та № 36-а Ярошівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта". За даними АКЦ підтверджено підвищення якості цементування обсадних колон у хомогенних відкладах на 35 – 78 %.

3. Широка апробація СБС при 42 свердловино-операціях із цементування свердловин підтвердила високу ефективність застосування розробленої суміші. Підтверджена економічна ефективність від впровадження СБС на родовищах ПАТ "Укрнафта" становила 904,62 тис. грн в цінах 2013 р.

4. Розроблені тампонажні системи КРТМ-ПВ та СБС відповідають діючим нормативним вимогам до таких матеріалів, а їх застосування не потребує заміни наявних технічних засобів.

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в якій, за результатами теоретичних та експериментальних досліджень, розв'язано актуальну задачу, спрямовану на підвищення якості цементування свердловин у складних умовах залягання нестійких хомогенних відкладів на прикладі родовищ ДДЗ. Одержано наступні основні висновки.

1. За результатами системного аналізу наявної геолого-промислової інформації показано, що основною причиною порушення цілісності обсадних колон в умовах залягання хомогенних відкладів є їх неякісне цементування.

2. Досліджено структуру ядра з розрізу, складеного хомогенними відкладами Кобзівського родовища ДДЗ, на основі якого та у комплексі з іншими методами ГДС отримано детальну геологічну інформацію про особливості їх залягання і стан стовбура свердловин цього родовища під час первинного розкриття.

3. На основі досліджень мікроструктури цементного каменю, сформованого в умовах свердловин, що розкрили хомогенні відклади КМСП, окреслено додаткові вимоги до тампонажних матеріалів і буферних систем. Теоретично обґрунтована та експериментально підтверджена необхідність застосування для цементування хомогенних відкладів родовищ ДДЗ стабілізованих тампонажних розчинів із покращеними (пониженим тепловиділенням та теплопровідністю) теплофізичними властивостями.

4. Розроблено композиційну розширену тампонажну суміш КРТМ-ПВ та СБС. Із застосуванням методу ортогонального центрально-композиційного планування визначено оптимальну кількість модифікуючих добавок у складі зазначених систем. Досліджено особливості формування структури цементного каменю за умов, характерних для хомогенних відкладів ДДЗ. Оцінено вплив агресивних середовищ на корозійну стійкість цементного каменю. Експериментально підтверджено наявність належних технологічних та експлуатаційних властивостей КРТМ-ПВ, що полягають у високій

седиментаційній стійкості і стабільності тампонажного розчину, покращених фізико-механічних та теплофізичних властивостях цементного каменю. За результатами досліджень доказано перевагу розробленого матеріалу КРТМ-ПВ над відомими в Україні аналогами.

5. З урахуванням вимог інноваційного принципу "тандему технологій" розроблено композиційну стабілізовану буферну суміш СБС для умов цементування хомогенних відкладів у свердловинах родовищ ДДЗ.

6. Розроблено нормативні документи – технічні умови ТУ У 26.6-32571045-001:2011 "Суміші сухі тампонажні" та ТУ У 23.2-32571045-002:2012 "Суміші сухі буферні".

7. Доказано можливість промислового виготовлення багатокомпонентних композиційних тампонажних сумішей КРТМ-ПВ і СБС за схемою приготування сухих будівельних сумішей, що забезпечує можливість дозованого введення і гомогенізації добавок-модифікаторів та приготування матеріалів відповідно до гірничо-геологічних і техніко-технологічних особливостей цементування конкретної свердловини. Розроблено технологічний регламент приготування сухих тампонажних систем, адаптований відповідно до технічних можливостей ТОВ "Геліос" (м. Львів). Високу якість приготування матеріалів підтверджено коефіцієнтом однорідності матеріалів, що знаходиться в межах 0,88 – 0,99 і переважає регламентоване значення у 1,05 – 1,18 рази.

8. Удосконалено технологію цементування хомогенних відкладів родовищ ДДЗ, що базується на застосуванні тампонажних систем КРТМ-ПВ та СБС, успішно апробовану під час цементування свердловин № 105 та № 301 Східнорешетняківського родовища НГВУ "Полтаванафтогаз" та № 36-а Ярошівського родовища НГВУ "Чернігівнафтогаз" ПАТ "Укрнафта". За результатами геофізичних досліджень доказано підвищення якості цементування в хомогенних відкладах обсадних колон за даними АКЦ на 35 – 78 %.

9. За результатами дослідно-промислових випробувань КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) і СБС рекомендовано до широкого промислового використання під час кріплення свердловин на родовищах ПАТ "Укрнафта". Підтверджена економічна ефективність від впровадження 680 т СБС на родовищах ПАТ "Укрнафта" становить 904,62 тис. грн у цінах 2013 р.

Ставичний Євген Михайлович

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Ананьев А.Н. Бурение и крепление скважин в хемогенных отложениях / А.Н. Ананьев, Л.И. Векслер // Обзор информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1972. – С. 124.
2. Армированные волокнами вяжущие композиционные материалы: Вклад полиамидных волокон [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://www.trotuar.ru/forms/dobavki/fibra2.shtml>
3. А.с. 779572 СССР Буферная жидкость./ А. С. Посташ, В. Е. Городецкий, И. С. Финогенов// Гос. Н.-И. и проект, институт неф. промышленности, УкрГипроНИИнефть. - № 4931638 103; Заявл. 20.02.1991. Оpubл. 07.03.1993. Бюл. № 9.
4. А.с. 1046477 СССР Буферная жидкость для разделения бурового и тампонажного растворов./ Е. П. Катенёв» А. А. Остапенко, Д. Е. Колесников// Филиал Сев. Кав. НИИ неф. промышленности. -№1713237; заявл. 12.03.1983. Оpubл. 14.06.1985. Бюл. №17.
5. А.с. 1121397 СССР Буферная жидкость для разделения бурового и цементного растворов./ Г. А. Белоусов, В. К. Муратов, А. Н. Бывальцев, Б. М. Скориков, А. Н. Гноевых.// Волгоград НИПИнефть. - № 3596344/23-03; Заявл. 25.01.1983. Оpubл. 17.03.1984. БЮЛ. № 40.
6. А.с. 1373792 СССР. Буферная жидкость./ М. Г. Цюцьяк, А. П. Кротков, А. В. Чабанович// ЦНИЛ ПО Укрнефть. - № 3777929; Заявл. 26.04.1984. Оpubл. 16.06.1988. Бюл. №6.
7. А.с. 1582082 СССР, МКИ G01N 15/02. Устройство для определения отмывающей способности буферных жидкостей / Я.Ю. Соболевский, В.Д. Куртов, Ю.Г. Сук; заявитель и патентообладатель ЦНИЛ ПО "Укрнефть". – № 4408437; заявл. 25.02.1988; опубл. 30.07.1990, Бюл. № 28.
8. Ахрименко В.Е. Влияние водоотдачи тампонажного раствора на формирование контакта обсадная труба – цементный камень / В.Е. Ахрименко, О.П. Гень, О.Р. Камалов // Теория и практика крепления и ремонта скважин:

труды "ВНИИКРнефть". – Краснодар, 1987. – С. 32-37.

9. Ахрименко В.Е. Влияние поверхностно-активных веществ на вязкость буферных растворов на основе порошка БП-100 / В.Е. Ахрименко, Н.Н. Перегудова // Гидролизная и лесохимическая промышленность. – 1984. – № 4. – С. 13-15.

10. Ахрименко В.Е. Об эффективности низковязких буферных жидкостей / В.Е. Ахрименко, З.М. Ахрименко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.– 2009. – № 5. – С. 42-45.

11. Ахрименко В.Е. Экспресс-метод оценки эффективности моющих свойств буферных жидкостей / В.Е. Ахрименко, В.Н. Баринов, Т.В. Шамина // Бурение. – 1978. – № 9. – С. 26-28.

12. Ашрафьян М.О. Технология разобщения пластов в сложных условиях / М.О. Ашрафьян. – М.: Недра, 1989. – 228 с.

13. Бабушкин В.И. Термодинамика силикатов / В.И. Бабушкин, Г.М. Матвеев, О.П. Мчедлов-Петросян. – М.: Стройиздат, 1986. – 200 с.

14. Бакшутлов В.С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях / В.С. Бакшутлов. – М.: Недра, 1986. – 372 с.

15. Батраков В.Г. Модифицированные бетоны / В.Г. Батраков. – М.: Стройиздат, 1990. – 396 с.

16. Белоусов Г.А. Буферная жидкость для разделения бурового и цементного растворов / Г.А. Белоусов, В.К. Муратов, А.Н. Бывальцев, Б.М. Скориков // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 8. – С. 25-29.

17. Белоусов Г.А. Применение в процессе цементирования органоминеральной буферной жидкости / Г.А. Белоусов, Б.М. Скориков, Ю.Н. Самошкин, В.И. Пустовалов // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1983. – № 8. – С. 25-26.

18. Белятинський А.О. Використання сучасних матеріалів при будівництві та ремонтах автомобільних доріг України / А.О. Белятинський, К.В. Краюшкіна // Наукові нотатки: міжвузівський збірник. – Луцьк, 2013. –

Вип. № 40. – С. 17-22.

19. Березуцкий В.И. Цементирование скважин в соленосных отложениях Западного Казахстана / В.И. Березуцкий, Н.И. Титков // Бурение. – 1965. – № 9. – С. 19-23.

20. Бетоны. Методы коррозионных испытаний: СТБ 1482-2004. – Введ. 04.05.2004. – Минск: Минстройархитектуры, 2004. – 10 с.

21. Близнюков В.Ю. Особенности взаимодействия бишофита с тампонажными растворами и обсадной колонной при креплении и эксплуатации на Россошинской площади (Волгоградского ПХГ) / Ю.П. Новеньков, В.Ю. Близнюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – № 8-9. – С. 14-18.

22. Бозырев Ю.С. Методика анализа закономерностей и причин смятия обсадных колонн / Ю.С. Бозырев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 10. – С. 19-22.

23. Булатов А.И. Механика цементного камня нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1994. – 387 с.

24. Булатов А.И. Регулирование технологических показателей тампонажных растворов / А.И. Булатов, Н.А. Мариампольский. – М.: Недра, 1988. – 224 с.

25. Булатов А.И. Тампонажные материалы / А.И. Булатов, В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1987. – 280 с.

26. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1990. – 408 с.

27. Бутт Ю.М. Практикум по химической технологии вяжущих материалов / Ю.М. Бутт, В.В. Тимашев. – М.: Высшая школа, 1973. – 500 с.

28. Бутт Ю.М. Стойкость гидросиликатов кальция в агрессивных растворах / Ю.М. Бутт, К.Н. Куатбаев // Журнал прикладной химии. – 1962. – Т. 35. – № 10. – С. 2184-2190.

29. Ван Аардт Ж. Влияние температуры на сульфатную коррозию портландцементных растворов / Ж. Ван Аардт // V Международный конгресс по

химии цемента: тезисы. – М.: Стройиздат, 1973. – С. 298-299.

30. Выровой В.Н. Бетон в условиях ударных воздействий / В.Н. Выровой, В.С. Дорофеев, С.Б. Фиц. – Одеса, 2004. – 270 с.

31. Варава К.Н. Формирование подземных вод Днепровско-Донецкого бассейна / К.Н. Варава, И.Ф. Вовк, Г.Н. Негода. – К.: Наукова думка, 1977. – 160 с.

32. Войтенко В.С. Выделение в пластичных породах интервалов, опасных в отношении смятия обсадных колонн / В.С. Войтенко, Е.Г. Леонов, Б.С. Филатов // Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. – 1974. – № 4. – С. 33-38.

33. Войтенко В.С. Направленное использование кавернообразования при бурении скважин в соленосных отложениях / В.С. Войтенко, Е.Г. Леонов, Филатов Б.С. и др. // Газовая промышленность. – 1974. – № 8. – С. 31-34.

34. Вознесенский В.А. Современные методы оптимизации композиционных материалов / В.А. Вознесенский. – К.: Будівельник, 1983. – 114 с.

35. Гаврилюк А.Е. Влияние количества буферной жидкости на качество цементирования эксплуатационных колонн / А.Е. Гаврилюк // Бурение. – 1975. – № 3. – С. 22-24.

36. Гайворонский А.А. Исследование напряженного состояния составных крепей для нефтяных скважин / А.А. Гайворонский, А.А. Цыбин // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 5. – С. 27-31.

37. Гайдуков Д.Т. Магнезиальная коррозия цементного камня / Д.Т. Гайдуков, И.В. Струбалина // Бурение. – 1973. – № 7. – С. 21-23.

38. Гайдуков Д.Т. Опыт цементирования колонн в солевых отложениях / Д.Т. Гайдуков // Бурение. – 1966. – № 10. – С. 16-18.

39. Гайдуков Д.Т. Тампонажный материал для цементирования скважин в солевых отложениях с пропластками бишофита / Д.Т. Гайдуков, И.В. Струбалина, А.Г. Анопин // Бурение. – 1973. – № 10. – С. 20-22.

40. Глуховский В.Д. Шлакощелочные цементы и бетоны / В.Д. Глуховский, В.А. Пахомов. – К.: Будівельник, 1978. – 184 с.
41. Горонович С.Н. Генезис коллекторов рапы и условия тампонажа при строительстве скважин в Оренбургской области / С.Н. Горонович, В.Н. Степанов, А.В. Ефимов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2007. – № 6. – С. 39-43.
42. Горонович С.Н. Крепление скважин в условиях хемогенных отложений / С.Н. Горонович, П.Ф. Цыцымушкин, О.Г. Мязин, А.В. Ефимов // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 102-104.
43. Горонович С.Н. Устойчивость ствола скважины при бурении галогенных пород / С.Н. Горонович // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 49-51.
44. Горский В.Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В.Ф. Горский. – Чернівці, 2006. – 524 с.
45. Горшков В.С. Методы физико-химического анализа вяжущих веществ / В.С. Горшков, В.В. Тимашев, В.Г. Савельев. – М.: Высшая школа, 1981. – 335 с.
46. Гранковский И.Г. Структурообразование в минеральных вяжущих системах / И.Г. Гранковский. – К.: Наукова думка, 1984. – 300 с.
47. Гребенников Н.П. О повреждении обсадных колонн в интервалах залегания соленосных отложений / Н.П. Гребенников // Бурение. – 1972. – № 4. – С. 14-18.
48. Губкин Н.А. Смятие обсадных колонн в соленосных отложениях / Н.А. Губкин, Н.Х. Каримов, Н.С. Дон // Нефтяное хозяйство. – 1975. – № 8. – С. 19-22.
49. Даныш Д.В. Расчет скорости сужения ствола скважины в пластичных породах / Д.В. Даныш, Е.Г. Леонов, Б.С. Филатов // Нефтяное хозяйство. – 1972. – № 6. – С. 14-17.
50. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов / В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1978. – 293 с.

51. Данюшевский В.С. Справочное руководство по тампонажным материалам / В.С. Данюшевский, Р.М. Алиев, И.Ф. Толстых. – М.: Недра, 1987. – 373 с.
52. Дисперсноармовані тампонажні розчини: СОУ 11.2-00135390-114:2010. – Введ. 2011-07-25. – К.: ПАТ Укрнафта, 2010. – 16 с.
53. Дніпровсько-Донецька западина / Т.Ю. Лапчак, К.С. Супрунюк, П.Д. Пастієвська, І.В. Галицький та ін. // Стратиграфія УРСР. – К.: Наукова Думка, 1970. – Т. VI. – Ч. 1. – С. 174.
54. Дон Н.С. Разобшение пластов в нефтяных та газовых скважинах / Н.С. Дон, Н.И. Титков, А.А. Гайворонский. – М.: Недра, 1973. – 272 с.
55. Дубенко В.Е. О природе деформации обсадных колонн в соляных отложениях / В.Е. Дубенко, С.Б. Свинцицкий, Н.Г. Федорова и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2002. – № 1. – С. 33-39.
56. Еремеев Ю.А. К расчету обсадных труб на смятие неравномерным давлением соляных пород / Ю.А. Еремеев, Е.Г. Леонов, Б.С. Филатов // Бурение газовых и газоконденсатных скважин. – 1974. – № 3. – С. 21-28.
57. Еремеев Ю.А. О сопротивляемости обсадных труб неравномерному сминающему давлению соляных пород / Ю.А. Еремеев, Е.Г. Леонов, Б.С. Филатов // Нефтяное хозяйство. – 1974. – № 1. – С. 21-24.
58. Еременко Т.Е. Деформация обсадных колонн в интервалах залегания пластичных пород / Т.Е. Еременко, П.А. Вислобицкий // Бурение. – 1973. – № 4. – С. 34-38.
59. Здоров Ф.Г. О влиянии цементирования на фильтрационную характеристику продуктивных пластов / Ф.Г. Здоров, А.Е. Нижник // Нефтяное хозяйство. – 1978. – № 10. – С. 26-28.
60. Інструкція по технології кріплення свердловин в розрізах, які вміщують текучі соленосні відклади. – Держнафтогазпром. УкрНГІ. – Київ, 1995. – 26 с.
61. Канцепольский И.С. Магнезиальная коррозия C_3S / И.С. Канцепольский, З.П. Пулатов, А.И. Милоградская // Узбекский химический

журнал. – 1966. – № 4. – С. 3-8.

62. Канцпольский И.С. Магнезиальносульфонатная и кислотная коррозия цементов / И.С. Канцпольский. – Ташкент: Фан, 1971. – 160 с.

63. Каримов Н.Х. Обоснование необходимости расширения тампонажных материалов / Н.Х. Каримов // Бурение. – 1983. – № 7. – С. 35-36.

64. Кинд В.В. Некоторые вопросы и задачи в области коррозии гидротехнического бетона / В.В. Кинд // Коррозия бетона и меры борьбы с ней. – М.: Изд. АН СССР, 1954. – С. 35-44.

65. Композиционные материалы на основе вяжущих / Л.С. Куртаев, С.Т. Сулейменов, З.А. Естемесов и др. – К.: АН УССР ИПМ, 1991. – 21 с.

66. Коцкулич Я.С. Підвищення довговічності кріплення нафтових і газових свердловин / Я.С. Коцкулич, М.В. Сенюшкович, Б.А. Тершак // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – № 1 (15). – С. 21-26.

67. Коцкулич Я.С. Оцінка значення контактного тиску під час зім'яття обсадних колон / Я.С. Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 2. – С. 18-19.

68. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.

69. Кравець В.В. Исследование сопротивляемости крепи скважин действию наружного давления / В.В. Кравець, В.И. Орлов, Б.А. Тершак // Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Техника и технология бурения скважин. – 1988. – № 1. – С. 12-14.

70. Крылов Д.А. Определение дефектов в цементном кольце и напряженности его контактов // Д.А. Крылов, К.А. Шишин, Ю.И. Петраков, О.Л. Кузнецов, Ю.З. Цирин // Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. – 1973. – № 3. – С. 41-44.

71. Крых Б.В. Исследование стойкости цементного камня в минерализованных водах / Б.В. Крых, А.Н. Переяслов, Г.К. Панов // Труды УкрНИГРИ. – 1968. – Вып. 21. – С. 433.

72. Кузнецова Т.В. Физическая химия вяжущих материалов /

Т.В. Кузнецова, И.В. Кудряшов, В.В. Тимаков. – М.: Высшая школа, 1989. – 384 с.

73. Куртов В.Д. Причина разрушения обсадных колонн в интервалах залегания галогенных толщ нижней Перми на площадях Черниговского нефтегазопромыслового района / В.Д. Куртов, В.В. Плашко // Бурение. – 1977. – № 7. – С. 27-30.

74. Лебедев Е.А. Смятие обсадных колонн в интервалах залегания пластичных глин / Е.А. Лебедев, А.И. Бринцев, С.А. Шавлохов, Е.Г. Резник // РНТС, сер. Бурение. – 1983. – № 4. – 19 с.

75. Леонов Е.Г. Методика расчета изменения во времени диаметра скважин в отложениях солей с учетом их растворения и деформации / Е.Г. Леонов, В.М. Триацкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 1. – С. 20-25.

76. Лівша Р.Я. Оцінка екзотермії на ранній стадії тверднення цементобетонного покриття / Р.Я. Лівша, Л.О. Карасьова // Теорія і практика будівництва: зб. наук. праць; НУ Львівська політехніка. – Львів, 2007. – С. 130-135.

77. Логвиненко С.В. Оценка качества буферных жидкостей / С.В. Логвиненко, Н.Н. Закхеев, О.П. Кольцов // Бурение. – 1980. – № 3. – С. 30-31.

78. Лукьянов В.С. Исследование тепловыделения цемента в термосном калориметре ЦНИИСа / В.С. Лукьянов, А.Р. Соловьянчик // Методы экспериментального определения и расчета тепловыделения в бетоне: сборник. – М.: ВНИПИ Теплопроект, 1971. – С. 45-58.

79. Мамедов А.А. Предотвращение нарушения обсадных колонн / А.А. Мамедов. – М.: Недра, 1990. – 240 с.

80. Мариампольский Н.Л. Коррозионная стойкость гидрофобного тампонажного цемента / Н.Л. Мариампольский, Л.И. Рябова, С.Е. Додонова // Э.И.: Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1985. – № 10. – С. 9-12.

81. Матеріали тампонажні розширні (РТМ): ТУ У В.27-26.6-32312060-003:2005. – Чинний від 2008-11-07. – К.: ТОВ НВП "Спецматеріали", 2008. – 28 с.

82. Методика визначення густини бурового розчину при бурінні текучих калій-магнієвих солей на родовищах та площах ДДз:

СТП 320.00158764.063-2003. – УкрНДІГаз, ДК «Укргазвидобування». – 2003 р. – 14 с.

83. Минералогическая энциклопедия / Под. ред. К. Фрея. – Л.: Недра, 1985. – 512 с.

84. Мищенко В.И. Уточнение требований к свойствам буферных жидкостей / В.И. Мищенко // Бурение. – 1979. – № 11. – С. 16-18.

85. Мухин Л.К. Бурение и крепление скважин в солевых отложениях бортовой зоны Прикаспийской впадины / Л.К. Мухин, А.Г. Анопин, А.И. Леонидова // Бурение. – 1976. – № 1. – С. 24-26.

86. Мчедлов-Петросян О.П. Тепловыделение при твердении вяжущих веществ и бетонов / О.П. Мчедлов-Петросян, А.В. Ушерев-Маршак, А.М. Урженко. – М.: Стройиздат, 1984. – 224 с.

87. Намиот А.Ю. Теплопередача при подъеме нефти в скважине / А.Ю. Намиот // Труды ВНИИ. – 1956. – Вып. 8. – С. 400-411.

88. Нефтегазоносные провинции в областях СССР / Г.Е. Рябухин, М.С. Буштар, Н.М. Музыченко и др. – М.: Недра, 1969. – С.135 (480 с.)

89. Новеньков Ю.П. Исследование процесса взаимодействия цементов с насыщенным раствором бишофита и галита / Ю.П. Новеньков, В.Ю. Близнюков, И.С. Серебряков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2000. – № 8-9. – С. 39-42.

90. Новеньков Ю.П. Особенности взаимодействия бишофита с буровыми растворами при бурении скважин на Россошинской площади (Волгоградского ПХГ) / Ю.П. Новеньков, В.Ю. Близнюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 1998. – № 7. – С. 16-20.

91. Новиков В.С. Геодинамика солевого массива при строительстве и эксплуатации скважин / В.С. Новиков // Газовая промышленность. – 1996. – № 5-6. – С. 54-56.

92. О'брайен Т.Б. Причины повреждения обсадных колон / Т.Б. О'брайен // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1984. – № 6. – С. 6-11.

93. Патент 29718 Україна. Тампонажний розчин для цементування нафтогазових свердловин в умовах калій-магнієвої агресії. /Р.О.Гордієвський,

Я.С.Яремійчук та інші/ ДК «Укргазвидобування». - №29718; Заявл. 21.09.2007. Опубл. 25.01.2008.

94. Патент 59963 Україна, МПК E21B 33/138. Буферна рідина / Тершак Б.А., Ставичний Є.М., Сук Ю.Г., Величко Ю.М.; заявник і патентовласник ВАТ "Укрнафта". – № u201012798; заявл. 28.10.2010; опубл. 10.06.2011, Бюл. № 11.

95. Патент 68493 Україна, МПК E21B 33/14. Буферна рідина / Тершак Б.А., Ставичний Є.М., Плитус М.М., Сук Ю.Г.; заявник і патентовласник ПАТ "Укрнафта". – № u201111204; заявл. 20.09.2011; опубл. 26.03.2012, Бюл. № 6.

96. Пат. 70694 Україна, МПК E21B33/128. Стабілізована буферна суміш (СБС) / Тершак Б.А., Ставичний Є.М., Сук Ю.Г.; заявник і патентовласник ПАТ "Укрнафта"; – № 201113544; заявл. 17.11.2011; опубл. 25.06.2012, Бюл. № 12.

97. Патент 73438 Україна, МПК C09K 8/42. Полегшена тампонажна суміш / Ставичний Є.М., Дригулич П.Г., Тершак Б.А., Плитус М.М., Сук Ю.Г., Соколик В.М.; заявник і патентовласник ПАТ "Укрнафта". – № u201202479; заявл. 01.03.2012; опубл. 25.09.2012, Бюл. №18.

98. Пат. 79917 Україна, МПК G01N 15/02. Пристрій для визначення відмивальної здатності буферних рідин / Ставичний Є.М., Плитус М.М., Сук Ю.Г., П'ятківський С.А., Притула Л.Я.; заявник і патентовласник ПАТ "Укрнафта". – № u201211447; заявл. 03.10.2012; опубл. 13.05.2013, Бюл. №9.

99. Патент 88637 Україна, МПК E21B 33/138. Розширна полегшена тампонажна суміш / Ставичний Є.М., Плитус М.М., Сук Ю.Г., Величко Ю.М., Ковальчук М.Б.; заявник і патентовласник ПАТ "Укрнафта". – № u201312045; заявл. 14.10.2013; опубл. 25.03.2014, Бюл. №6.

100. Патент 93800 Україна, МПК E21B 33/138. Розширний тампонажний матеріал для цементування свердловин в умовах впливу сольової агресії / заявники і патентовласники Тершак Б.А., Ставичний Є.М., Плитус М.М., Притула Л.Я., Ковальчук М.Б.; – № u201405834; заявл. 29.05.2014; опубл. 10.10.2014, Бюл. №19.

101. Патент 95230 Україна, МПК E21B 33/138. Стабілізована буферна

суміш екрануючої дії (СБС-ЕД) / заявники і патентовласники Тершак Б.А., Ставичний Є.М., Плитус М.М., Притула Л.Я., Ковальчук М.Б., Блистів Б.В.; – № u201407931; заявл. 14.07.2014; опубл. 10.12.2014, Бюл. №23.

102. Патент 97119 Україна, МПК E21B 33/138. Розширний тампонажний матеріал для цементування свердловин в умовах впливу сольової агресії (КРТМ-ПВ) / заявники і патентовласники Тершак Б.А., Ставичний Є.М., Плитус М.М., Притула Л.Я., Ковальчук М.Б.; – № u201411721; заявл. 29.10.2014; опубл. 25.02.2015, Бюл. №4.

103. Патент 2125533 Российская федерация, МПК B65G 5/00. Способ предупреждения смятия обсадных колон труб скважин при сооружении подземных резервуаров в хемогенных отложениях / В.С. Новиков, В.И. Смирнов; заявитель и патентообладатель Научно-технический центр "Подземгазпром". – № 96121586; заявл. 05.11.1996; опубл. 27.01.1999.

104. Перейма А.А. Применение безусадочных тампонажных материалов для повышения качества крепления скважин / А.А. Перейма, Н.М. Дубов, В.С. Барыльник, С.А. Бражников, Н.В. Самсоненко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 10. – С. 41-45.

105. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации: ГОСТ 26450.2-85. – Введ. 1986 – 07 – 01. – М.: Изд-во стандартов. – 17 с.

106. Портландцементи тампонажні. Технічні умови: ДСТУ Б В.2.7-88-99. – Чинний від 2000-01-01. – К.: Держкомбудівництва, архітектури і житлової політики, 1999. – 12 с.

107. Порядок отбора, привязки, хранения, движения и комплексного исследования керна и грунтов нефтегазовых скважин: РД 39-0147716-505-85. – Введ. 1986-01-01. – М.: Министерство нефтяной промышленности, 1986. – 30 с.

108. Пухаренко Ю.В. Принципы формирования структуры и прогнозирование прочности фибробетонов / Ю.В. Пухаренко // Строительные материалы. – 2004. – № 10. – С. 47-50.

109. Рунова Р.Ф. Технологія модифікованих будівельних розчинів /

Р.Ф. Рунова, Ю.Л. Носовський. – К.: Видавництво КНУБіА, 2007. – 256 с.

110. Руководство по эксплуатации ИВРУ.410505.002 РЭ «Пульсар 1.1» Измеритель времени распространения ультразвука. [Электронный ресурс] / Режим доступа: <http://td-str.ru/file.aspx?id=6668>

111. Рябова Л.И. Теория и практика направленного регулирования свойств тампонажных систем, обеспечивающих качественное крепление скважин в осложнённых геолого-технических условиях, в том числе и агрессивных средах: автореф. дис. на соиск. учёной степ. докт. тех. наук; спец. 25.00.15 "Технология бурения и освоения скважин" / Рябова Любовь Ивановна. – Краснодар, 2005. – 47 с.

112. Рябоконт С.А. Цементирование обсадных колонн в условиях неустойчивости слагаемых пород скважины / С.А. Рябоконт, В.М. Мильштейн, В.Б. Лазарев // Бурение и нефть. – 2007. – № 9. – С. 28-29.

113. Саницький М.А. Механоактивовані в'язучі матеріали та вироби на їх основі / М.А. Саницький, П.М. Хаба, І.Б. Шулим та ін. // Будівельні матеріали ХХІ-го століття: комфорт житла та енергозбереження: матеріали наук.- техн. конф. – К.: НДІБМВ, 1998. – С. 90-92.

114. Саницький М.А. Модифіковані композиційні цементы: навчальний посібник / М.А. Саницький, Х.С. Соболев, Т.Є. Марків. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2010. – 130 с.

115. Саутин С.Н. Теоретические основы планирования экспериментальных исследований в химии и химической технологии / С.Н. Саутин, А.Е. Пунин. – Ленинград: ЛТИ, 1979. – 66 с.

116. Свинцицкий С.Б. Учет структурно-тектонического фактора и прочности соленосных пород при оценке состояния ствола скважины / С.Б. Свинцицкий, В.И. Чернухин, Д.Г. Солнышкин и др. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 4. – С. 5-9.

117. Сенкевич Э.С. Методика оценки эффективности буферных жидкостей / Э.С. Сенкевич, З.А. Хромакова // Нефтяная и газовая промышленность. – 1982. – № 3. – С. 22-23.

118. Симмонс Б. Цементирование скважин в соляных пластах / Б. Симмонс // World Oil: Бурение. Нефтегазовые технологии. – 2009. – № 1. – С. 14-19.

119. Симоненц Л.Е. Смятие осадных колон под действием горного давления в высокопластичных породах / Л.Е. Симоненц, В.Н. Ромашков // Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. – М.: ВНИИОЭНГ, 1974. – № 4. – С. 25-28.

120. Ситников Г.В. Применение комбинированной буферной жидкости с улучшенными вытесняющими и крепящими свойствами / Г.В. Ситников, Н.Г. Коваленко, Г.В. Бинтер // Бурение. – 1980. – № 10. – С. 20-22.

121. Скрамтаев Б.Г. Метод ускоренного определения стойкости цементов при действии агрессивных растворов и его применение для изучения кинетики коррозии цементов / Б.Г. Скрамтаев, В.М. Москвин // Изв. АН СССР. Отд. техн. наук. – 1937. – № 3.

122. Слейбо У. Общая химия / У. Слейбо, Т. Персонс. – М.: Мир, 1979. – 552 с.

123. Соболь Х.С. Дослідження властивостей бетону на багатоконпонентних цементах з КХД / Х.С. Соболь, М.П. Петрук, Я.В. Доскач // Матеріали Міжреспубліканського семінару-наради. – Ангрен, 1991. – С. 25-27.

124. Соболь Х.С. Опыт внедрения тампонажных материалов, изготовленных по технологии сухого смешивания / Х.С. Соболь, В.С. Терлига, Б.А. Тершак, М.Б. Ковальчук // Цемент и его применение. – 2013. – № 5. – С. 72-75.

125. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1979. – 303 с.

126. Ставичний Є.М. Відновлення свердловин – перспективний напрям збільшення обсягів видобутку вуглеводнів у Західному районі України / Є.М. Ставичний, М.М. Плитус, Л.Я. Притула, М.Б. Ковальчук // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 6. – С. 3-6.

127. Ставичний Є.М. Досвід кріплення свердловин в умовах залягання хемогенних порід застосуванням композиційних матеріалів / Є.М. Ставичний // Моделювання та оптимізація композитів: збірник МОК. Міжнар. семінар, Одеса, 22-23 квітня 2014 р. – Одеса, 2014. – С. 240.

128. Ставичний Є.М. Досвід спорудження свердловин на Волошківській площі в умовах проявлення текучості калієво-магнієвих солей / Є.М. Ставичний, М.Я. Магун, Р.В. Зінков // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – № 4. – С. 34-36.

129. Ставичний Є.М. Ефективні буферні системи – перспективний напрямок підвищення якості цементування свердловин / Є.М. Ставичний, М.М. Плитус, С.А. П'ятківський, Л.Я. Притула, М.Б. Ковальчук // Буріння. – № 1, 2 (10). – 2013. – С. 80-86.

130. Ставичний Є.М. Інновації в технології цементування хомогенних відкладів нафтогазових родовищ Дніпрово-Донецької западини / Є.М. Ставичний, Б.А. Тершак, Я.М. Кочкодан // SWORLD: сборник научных трудов. Технические науки. – 2014. – Вып. № 4 (37). – Том 9. – С. 49-58.

131. Ставичний Є.М. Композиційні тампонажні суміші / Є.М. Ставичний М.Б. Ковальчук, О. Гоцабіна // Актуальні задачі сучасних технологій: матеріали Міжнар. наук.-техн. конф. молодих учених та студентів, Тернопіль, 19-20 грудня 2012 р. – Тернопіль, 2012. – С. 48-49.

132. Ставичний Є.М. Підвищення якості розмежування продуктивних горизонтів в умовах АВПТ та потенційного виникнення міжколонних тисків / Є.М. Ставичний, М.М. Плитус, С.А. П'ятківський, Л.Я. Притула // Перспективи нарощування нафтогазовидобутку у Східних регіонах України: матеріали Міжнар. наук.-практ. конф. Буріння. – № 5 (9). – 2012. – С. 60-62.

133. Ставичний Є.М. Оптимізація складів тампонажних систем / Є.М. Ставичний, // SWORLD: сборник научных трудов. Технические науки. – 2015. – Вып. № 1 (1). – Том 4. – С. 8-12.

134. Ставичний Є.М. Удосконалення технології цементування свердловин в умовах залягання нестійких хомогенних відкладів (на прикладі родовищ ДДз) / Є.М. Ставичний // Нафтогазова енергетика: тези доповідей Міжнар. наук.-техн. конф., Івано-Франківськ, 7-11 жовтня 2013 р. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – С. 523-525.

135. Ставичний Є.М. Удосконалення цементування свердловин в умовах

залягання хомогенних порід, схильних до пластичної деформації / Є.М. Ставичний // Перспективи розвитку: матеріали IV Міжнар. наук.-техн. конф. молодих учених, Трускавець, Кросно, 26-30 вересня 2011 р.

136. Ставичний Е.М. Опыт крепления скважин в хомогенных отложениях, склонных к пластической деформации (на примере нефтегазовых месторождений Днепрово-Донецкой впадины) / Е.М. Ставичний // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2014. – № 12. – С. 32-37.

137. Стрелец Г.А. Нарушение обсадных колонн в соленосных отложениях / Г.А. Стрелец, Б.С. Филатов, В.Е. Лубан, Ю.А. Еремеев // Нефтяное хозяйство. – 1971. – № 2. – С. 28-31.

138. Сулименко Л.М. Механоактивация сырьевых смесей и гидратационная активность клинкера / Л.М. Сулименко // Промышленность строительных материалов. – ВНИИЭСМ, 1991. – Сер. 18. – Вып. 3. – С. 14-16.

139. Сулименко Л.М. Технология минеральных вяжущих материалов и изделий на их основе / Л.М. Сулименко. – М.: Высшая школа, 2000. – 303 с.

140. Суміші сухі буферні ТУ У 23.5-3251045-002:2012. – Чинний від 2012-02-16. – Дніпропетровськ; ТОВ "Спецбудконструкція", 2012. – 10 с.

141. Суміші сухі тампонажні: ТУ У 23.5-3251045-001:2011. – Чинний від 2012-02-09. – Дніпропетровськ; ТОВ "Спецбудконструкція", 2011. – 11 с.

142. Теория и практика заканчивания скважин: в 5 т. Т. 3. / А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников и др.; под. ред. А.И. Булатова. – М.: ОАО Издательство Недр, 1998. – 510 с.

143. Терентьев В.Д. Метод расчета внешнего давления на обсадную колонну в солях с учетом фактора времени / В.Д. Терентьев, Р.Ю. Курбангалеев // Оренбургский межотраслевой территориальный ЦНТИ. Инф.л. № 266. – С. 4.

144. Терновой Ю.В. О влиянии дизъюнктивных нарушений на деформацию обсадных колонн / Ю.В. Терновой, С.Б. Свинцицкий // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2006. – № 1. – С. 20-25.

145. Тершак Б.А. Досвід виробництва та використання спеціальних

тампонажних сумішей на основі цементу ПАТ "Хайдельбергцемент Україна" для забезпечення надійного кріплення свердловин / Б.А. Тершак, Є.М. Ставичний // Популярно о цементах и бетонах – 2012: матеріали конференції, м. Дніпропетровськ, 18 квітня 2012 р. – 2012. – С. 77-85.

146. Тершак Б.А. Підвищення якості цементування свердловини в умовах залягання хомогенних порід схильних до пластичних деформацій (на прикладі родовищ ДДЗ) / Б.А. Тершак, Є.М. Ставичний // Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовки фахівців для нафтогазової галузі: матеріали Міжнар. наук.-техн. конф., Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012 р. – Івано-Франківськ, 2012. – С. 93-94.

147. Тершак Б.А. Тампонажні матеріали нового покоління / Б.А. Тершак, Є.М. Ставичний, І.І. Озарко // Наукові дослідження – теорія та експеримент – 2012: матеріали VIII Міжнар. наук.-практ. конф., Полтава, 28-30 травня 2012 р.: – Т.7. – Полтава: ІнтерГрафіка, 2012. – С. 78-81.

148. Технологічний регламент з недопущення деформацій обсадних колон в текучих солевих і глинистих породах при бурінні, кріпленні і освоєнні свердловин. – УкрНДІГаз, ДК «Укргазвидобування». – Харків, 2008. – С. 13.

149. Усачев Е.А. Некоторые аспекты теории устойчивости / Е.А. Усачев, К.Н. Харламов, Т.В. Грошева // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 56-57.

150. Уханов Р.Ф. Возможность повышения качества цементирования скважин путем увеличения объемов буферных жидкостей / Р.Ф. Уханов, В.Н. Баринов, М.О. Крист, А.Я. Петерсон, Т.В. Михайлова // Бурение. – 1975. – № 4. – С. 21-24.

151. Уханов Р.Ф. Применение буферных жидкостей при креплении скважин. / Р.Ф. Уханов // Бурение. – 1977. – № 12. – С. 21-24.

152. Ушеров-Маршак А.В. Термокинетика гидратации цемента и его минералов в присутствии модификаторов / А.В. Ушеров-Маршак, А.Г. Синякин, Л.А. Першина и др. // Науковий вісник будівництва. – Харків: ХДТУБА, ХОТВ АБУ, 2000. – Вип. 9. – С. 277-288.

153. Ушеров-Маршак А.В. Химические и минеральные добавки в технологии цемента и бетона / А.В. Ушеров-Маршак, М. Циак // Междун. науч.-практ. конф. – Запорожье: Будиндустрия ЛТД, 2002. – С. 9-17.

154. Федосов С.В. Сульфатная коррозия бетона / С.В. Федосов, С.М. Базанов. – М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2003. – 191 с.

155. Федюшин Б.В. Опыт крепления скважин в интервалах залегания калийно-магниевых солей / Б.В. Федюшин, Ф.В. Корняга, Ю.А. Еремеев // Бурение. – 1975. – № 1. – С. 17-20.

156. Холодный А.Г. Микроскопия цементов с добавками / А.Г. Холодный // II Международное совещание по химии и технологии цемента. – Том 2. – М.: П-Центр, 2000. – С. 103-107.

157. Цементи. Відбір і підготовка проб: ДСТУ Б В.2.7-44-96. – Введ. 1997-01-01. – К.: Держкоммістобудування України, 1996. – 26 с.

158. Цементи тампонажні. Методи випробувань: ДСТУ Б В.2.7-86-99. – Чинний від 2000-01-01. – К.: Держкомбудівництва, архітектури і житлової політики, 1999. – 18 с.

159. Цементы. Методы определение тепловыделения: ГОСТ 310.5-88. – Введ. 1989-01-01. – М.: Издательство стандартов, 1988. – 6 с.

160. Цементування свердловин / Я.В. Кунцяк, А.Б. Скочеляс, М.М. Величко, Я.Ю. Соболевський. – Львів: Світ, 2002. – 88 с.

161. Цыбин А.А. Исследование некоторых видов составных крепей для нефтяных скважин // А.А. Цыбин // Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. – 1973. – № 5. – С. 15-17.

162. Цыбин А.А. Исследование некоторых причин смятия обсадных колонн и рекомендации по его предотвращению // А.А. Цыбин, К.А. Владимиров, А.А. Гайворонский // Обзор. информ. ВНИИОЭНГ. Сер. Бурение. – 1974. – № 8. – С. 28-32.

163. Чжу Д.П. Ультразвуковой анализатор цемента (UCA) OFITE / Д.П. Чжу // Бурение и нефть. – 2009. – № 3. – С. 59-61.

164. Шахмамедов Н. Предотвращение деформации обсадных колон в соленосных отложениях / Н. Шахмамедов // Газовая промышленность. – 1991. – № 1. – С. 18-26.

165. Шаяхметов Г.З. Физико-механические свойства модифицированных цементов / Г.З. Шаяхметов, Т.К. Султанбеков, А.П. Нелина, З.А. Естемесов // Цемент. – 2000. – № 1. – С. 25-26.

166. Юсупов Р.К. О зависимости прочности бетона от водоцементного отношения бетонной смеси / Р.К. Юсупов // Бетон и железобетон. – 2000. – № 5. – С. 8-11.

167. Эксплуатационные свойства и защита от коррозии строительных материалов для жилищного и гражданского строительства. - М.: МНИИТЭП, 1986. – 99 с.

168. Kraus W. Powder Cell for Windows (version 2.4) / W. Kraus, G. Nolze // Berlin: Federal Institute for Materials Research and Testing. Germany. – 2000.

169. STOE WinXPOW, version 3.03 // Stoe & Cie GmbH, Darmstadt, Germany. – 2010.

170. Pawluk T. Laserowy analizator uziarnienia / T. Pawluk, Z. Adamchuk, W. Paprotny // Cement, wapno, beton. – 2000. – № 4. – P. 143-145.

171. Škvára F. Corrosion of low-porosity materials prepared with the use of alkali activated gypsum-free Portland cement / F. Škvára // Proc. II International Conference, Kiev (Ukraine). – 1999. – P. 44-50.

172. Terzhak B.A. Buffer Plugging Systems / B.A. Terzhak, J.M. Stavichny, M.M. Plytus, L.J. Prytula, M.B. Kovalchuk, B.V. Blystiv // SWORLD: сборник научных трудов. Технические науки. – Вып. № 4 (37). – Том 9. – 2014. – С. 62-71.

173. Terzhak B.A. Buffer plugging systems – advanced direction for natural zeolite application / B.A. Terzhak, J.M. Stavichny, M.M. Plytus, L.J. Prytula, M.B. Kovalchuk // Новітні технології використання цеолітових туфів у промисловості: матеріали Міжнар. наук.-техн. конф., 20-22 травня 2014 р. – Львів: Вісник НУ Львівська політехніка, 2014 р. – С. 188-195.

ДОДАТКИ

Ставичний Євген Михайлович

Україна
товариство з обмеженою відповідальністю
«СПЕЦБУДКОНСТРУКЦІЯ»
49051, м. Дніпропетровськ, вул.Винокурова,3 Код ЄДРПОУ 32571045
т/ф (056) 373-90-05, т/ф (056)373-90-42
E-mail: mail_ssk@i.ua; kalugnui@mail.ru

«31» жовтня 2014р. № 265

ДОВІДКА

щодо авторства нормативних документів
на сухі тампонажні системи
для цементування нафтових і газових свердловин

Відповідно до технічного завдання ТОВ «Спецбудконструкція» авторським колективом кафедри буріння Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу: к.т.н., доцент Тершак Б.А., аспіранти Ставичний Є.М., Плитус М.М., Ковальчук М.Б., Притула Л.Я. розроблено технічні умови ТУ У 23.5-3251045- 001:2011 «Суміші сухі тампонажні» та ТУ У 23.2-3251045-002:2012 «Стабілізовані буферні суміші» включно зі змінами і доповненнями.

Вищезазначені нормативні документи визначають технологічні вимоги, порядок приготування і застосування, методи контролю якості, вимоги охорони праці та охорони довкілля для сухих тампонажних систем, які використовуються для кріплення нафтових і газових свердловин за геостатичних температур від 15° С до 160° С.

Директор
ТОВ "СПЕЦБУДКОНСТРУКЦІЯ"



К.В. Гільснер

ДОДАТОК Б

Відкрите акціонерне товариство "Укрнафта"

ЗАТВЕРДЖУЮ



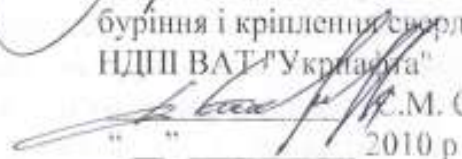
Заступник Голови Правління
ВАТ "Укрнафта"
С.Р. Мрозек
" " 2010 р.ТАМПОНАЖНИЙ РОЗЧИН НА ОСНОВІ
ТАМПОНАЖНОЇ СУМІШІ КРТМ-ПВПрограма і методика промислових випробувань
(свердловина №36-а Ярошівського родовища)

ПОГОДЖЕНО

Начальник управління по бурінню
ВАТ "Укрнафта"
І.І. Наритник
" " 2010 р.

РОЗРОБЛЕНО

Директор ТОВ "Спецбудконструкція"


К.В. Гільснер
" " 2010 р.Начальник технічного управління
ВАТ "Укрнафта"
М.В. Лігоцький
" " 2010 р.Заступник директора
з будівництва свердловин
НДПІ ВАТ "Укрнафта"
Б.А. Тершак
2010 р.Головний інженер
Прилуцького УБР
ВАТ "Укрнафта"
М.Д. Шафарук
" " 2010 р.Начальник відділу техніки, технології
буріння і кріплення свердловин
НДПІ ВАТ "Укрнафта"
М.М. Ставичий
" " 2010 р.Головний інженер
Полтавського ТУ
ВАТ "Укрнафта"
М.М. Пазяк
" " 2010 р.

1 ОБ'ЄКТ ВИПРОБУВАНЬ

Об'єктом випробувань є тампонажна суміш КРТМ-ПВ поставлена ТОВ „Спецбудконструкція” м. Дніпропетровськ. Згідно рішення геолого-технічної наради (від 28.10.2010р. під головуванням Першого Заступника Голови Правління – комерційного директора А.М.Таранця) для забезпечення надійного кріплення 245 мм проміжної колони на свердловині №36-а Ярошівського родовища необхідно застосувати корозійно-стійкий тампонажний матеріал на основі тампонажної суміші ТС-100 (ТУ У 26. 6-32571045-002-2010) та стабілізовану буферну суміш, які приготовлені на спеціалізованому змішувальному пункті ТОВ «Геліос» м.Львів.

2 МЕТА ВИПРОБУВАННЯ

Метою випробувань є:

2.1 Промислова перевірка доцільності використання КРТМ-ПВ на основі ТС-100 для первинного цементування свердловин.

2.2 Оцінювання відповідності тампонажного матеріалу гірничо-геологічним та техніко-технологічним особливостям цементування свердловин на Ярошівському родовищі ВАТ “Укрнафта”.

2.3 Вивчення можливості підвищення надійності цементування за рахунок застосування тампонажної суміші КРТМ-ПВ.

3 МІСЦЕ ТА УМОВИ ПРОВЕДЕННЯ ВИПРОБУВАНЬ

Випробування передбачається провести під час цементування нижньої секції проміжної колони 245 мм у свердловині №36-а Ярошівського родовища в інтервалі 1800-2610м). Орієнтовна потреба КРТМ-ПВ для цементування нижньої секції складає 70 т (об'єм тампонажного розчину становить орієнтовно 56 м³). З метою надійного розмежування бурового та тампонажного розчину, а також видалення шламу з застійних зон каверн необхідно використати стабілізовану буферну суміш (І-порція) в кількості 20т (об'єм буферної рідини 15-16м³), а також для другої порції буферної рідини (для змивання залишків цементного розчину) – 4 т буферної суміші (орієнтовний об'єм буферної рідини – 3 м³). Установлення розвантажувального моста в проміжній колоні здійснюється на основі ПЦТ І-100 в інтервалі 2200-2610м.

Загальна потреба тампонажної суміші для цементування проміжної колони у свердловині №36-а Ярошівського родовища орієнтовно складає КРТМ-ПВ – 70 т, буферна суміш –24.0т. Необхідна кількість матеріалів буде уточнена за результатами ГДС.

4 НЕОБХІДНЕ ОБЛАДНАННЯ, ПРИЛАДИ ТА МАТЕРІАЛИ

4.1 Випробування проводяться із використанням стандартного обладнання, технічних засобів, приладів, тощо.

5 ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ

5.1 Свердловина, а також бурове обладнання повинні бути підготовлені у відповідності до вимог НПАОП 11.1-1.01-08 та плану робіт на кріплення свердловин обсадною колоною.

5.2 Схема обв'язки тампонажної техніки повинна бути здійснена у відповідності до вимог СОУ 11.2–00135390–029:2006 “Свердловини нафтогазової промисловості. Порядок приймання, зберігання цементу, підбору рецептури та приготування тампонажного розчину”.

5.3 Цементування нижньої секції проміжної колони $\varnothing 245$ мм проводити з обов'язковим використанням двох осереднюючих ємностей.

5.4 Цементування провести за планом робіт на кріплення (цементування) свердловин обсадною колоною.

5.5 Розрахунковий об'єм води (для замішування цементу) приготувати в ємностях ЦА.

5.6 Приготування і подачу тампонажного розчину у свердловину проводити у такій послідовності:

- розрахунковий об'єм буферної рідини, приготовлений за допомогою змішувальних машин, подати в осереднюючу ємність №1. Після гомогенізації протягом 20-30 хв в осереднюючій ємності провести нагнітання буферної рідини у свердловину;

- замішування тампонажної суміші КРТМ-ПВ (І порція) проводити одночасно з замішуванням буферної суміші або за 20-30 хв до закінчення нагнітання буферної рідини. Забезпечити гомогенізацію тампонажного розчину в осереднюючій ємності №2 протягом 20-30 хв і провести нагнітання розчину у свердловину з подальшим дозамішуванням КРТМ-ПВ та перемішуванням тампонажної суспензії;

- замішування ПЦТ І-100 (ІІ-порція) проводити за 20-30 хв. до закінчення закачування тампонажного розчину на основі КРТМ-ПВ. Забезпечити гомогенізацію тампонажного розчину (ІІ-порція) в осереднюючій ємності №1 протягом 20-30 хв і провести нагнітання розчину у свердловину;

- подачу тампонажного розчину у свердловину та його протискування проводити при регульованій продуктивності ЦА відповідно до гідравлічної програми НДП.

5.7 З метою скорочення тривалості технологічної зупинки на період очікування падіння кулі, можливий її пуск за 3-4 м³ до закінчення протискування.

5.8 Визначити якість цементного кільця за колоною (АКЦ).

6 ПІДГОТОВКА ДО ВИПРОБУВАНЬ

6.1 Провести вхідний контроль представницьких проб компонентів тампонажної суміші КРТМ-ПВ, буферної суміші, тампонажної суміші КРТМ-ПВ та ПЦТ І-100.

6.2 В НДПІ підібрати, а в лабораторії Полтавського ТУ уточнити рецептуру тампонажних розчинів з регламентованими параметрами для термобаричних і технологічних умов цементування обсадної колони.

6.3 Розроблену рецептуру та технологію приготування і подачі тампонажних розчинів у задані інтервали узгодити із технологічними службами Прилуцького УБР і Полтавського ТУ.

6.4 Бурова установка і свердловина повинні бути підготовлені у відповідності до вимог НПАОП 11.1-1.01-08 та плану робіт на кріплення свердловин обсадною колоною.

6.5 Цементування обсадної колони з використанням тампонажних матеріалів КРТМ-ПВ проводити у присутності комісії, відповідно до наказу ВАТ “Укрнафта” №78 від 26.04.2010 р.

6.6 НДПІ забезпечити технологічний супровід цементування свердловини з використанням тампонажних матеріалів КРТМ-ПВ та ПЦТ І-100.

7 ПРОГРАМА ВИПРОБУВАНЬ

7.1 Розгляд комісією:

- результатів лабораторних досліджень НДПІ з розробки корозійно-стійкого тампонажного матеріалу КРТМ-ПВ на основі тампонажної суміші ТС-100;

- рецептури тампонажних розчинів та особливостей їх приготування і подачі у заданий інтервал за колонного простору для цементування обсадної колони;

- плану робіт на кріплення свердловини обсадною колоною;

- документації з підготовки обладнання і свердловини до кріплення обсадною колоною;

- програми і методики промислових випробувань.

7.2 Перевірка готовності технічних засобів до процесу приготування і нагнітання тампонажного розчину у свердловину.

7.3 Проведення цементування обсадної колони з дотриманням вимог розділу 8 «Методика випробувань».

7.4 Контроль параметрів технологічного процесу цементування обсадної колони.

7.5 Оформлення результатів випробувань.

8 МЕТОДИКА ВИПРОБУВАНЬ

8.1 Перед цементуванням обсадної колони в лабораторії НДПІ підібрати, а в лабораторії Полтавського ТУ уточнити рецептуру тампонажного розчину для термобаричних і технологічних умов проведення робіт.

Орієнтовна рецептура тампонажного розчину, м.ч.:

Перша порція: інтервал (1800-2610 м)

КРТМ-ПВ 100;

НТФК	до 0,06;
Вода	50.

Буферна рідина:

Буферна суміш	100;
НТФК	до 0,06;
Вода	38-44.

Вода замішування – мінералізована пластова вода густиною 1120-1140 кг/м³

Рецептура другої порції тампонажного розчину (розвантажувальний міст) на основі ПЦТ I-100 в інтервалі (2200-2610 м) згідно рекомендацій Полтавського ТУ.

8.2 Підготувати свердловину до цементування обсадної колони у відповідності до вимог плану робіт на кріплення.

8.3 В мірних ємностях ЦА приготувати розрахунковий об'єм водного розчину НТФК згідно вимог СОУ 11.2–00135390–029:2006 “Свердловини нафтогазової промисловості. Порядок приймання, зберігання цементу, підбору рецептури та приготування тампонажного розчину”.

Однорідність приготовленої суміші визначити шляхом титрування (згідно вимог СОУ 11.2–00135390–029:2006. Допустиме відхилення витрат 0,1 % водного розчину гідроксиду калію на титрування різних проб перемішаної суміші становить 0,05 мл.

8.4 Провести приготування буферної рідини та гомогенізувати її осереднюючій ємності №1 та провести нагнітання у свердловину.

8.5 Замішування тампонажного матеріалу КРТМ-ПВ (I-порція) проводити одночасно з приготуванням буферної рідини або за 30-20 хв до закінчення її нагнітання. В осереднюючій ємності №2 гомогенізувати цементний розчин.

8.6 Замішування ПЦТ I-100 (II-порція) проводити за 20-30 хв до закінчення нагнітання першої порції тампонажної суспензії з КРТМ-ПВ.

8.7 Гомогенізувати розчин на основі ПЦТ I-100 (II-порція) в осереднюючій ємності №1.

8.8 Нагнітання буферної рідини та тампонажного розчину на основі КРТМ-ПВ та ПЦТ I-100 у свердловину та його протискування проводити відповідно до гідравлічної програми НДП.

8.9 Відбір контрольних проб сухих сумішей КРТМ-ПВ, ПЦТ I-100, буферної суміші, води замішування, а також тампонажних суспензій на основі КРТМ-ПВ та ПЦТ I-100 виконати відповідно до СОУ 11.2–00135390–029:2006.

8.10 Гомогенність суспензій визначити шляхом вимірювань його густини ареометром з діапазоном вимірювань 0,9 – 2,4 г/см³. Допустима різниця густини різних проб $\pm 0,02$ г/см³.

8.11 Решта операцій виконати згідно вимог зазначених у плані робіт на кріплення свердловини даною обсадною колоною.

9 ВИМОГИ ТЕХНІКИ БЕЗПЕКИ ТА ОХОРОНИ НАВКОЛИШНЬОГО СЕРЕДОВИЩА

9.1 Під час цементування обсадних колон необхідно дотримуватись вимог техніки безпеки і виробничої санітарії, які викладені в таких нормативних документах:

- НАПБА.01.001-2004;
- ГОСТ 12.1.007-76;
- НПАОП 11.1-1.01-08;
- СОУ 11.1 – 00135390 – 029: 2006.

9.2 Під час завантажувально-розвантажувальних робіт, приготування тампонажного розчину та виконання лабораторних робіт необхідно використовувати індивідуальні засоби захисту, передбачені НПАОП 0.00–4.26 – 96.

9.3 Заходи щодо охорони довкілля при виконанні робіт з підготовки до цементування обсадної колони повинні здійснюватись у відповідності до вимог ГОСТ 17.5.3.04-83, ГОСТ 17.1.3.12-86.

10 ОФОРМЛЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИПРОБУВАНЬ

10.1 Результати випробувань оформляються актом та протоколом дослідно-промислових випробувань, який підписують члени комісії та затверджує Заступник Голови Правління по бурінню при погодженні технічного управління та управління по бурінню (акт оформляється згідно форми додатку СОУ 73.1-00135390-002:2005), у якому повинні бути вказані:

- відповідність приготовленого тампонажного розчину вимогам;
- розрахункові і фактичні параметри технологічного процесу цементування обсадної колони (кількість приготовленої води замішування і тампонажного розчину, час нагнітання і продуктивність, тиски при нагнітанні, час ОТЦ, аналіз даних АКЦ);
- зауваження та пропозиції щодо доопрацювання рецептури (за необхідності).

10.2 Результати випробувань вважаються успішними якщо коефіцієнт якості цементування за результатами АКЦ є не нижчий, як якість цементування свердловин з використанням відомих аналогів.

10.3 Після успішного проведення дослідно-промислових випробувань НДП здійснює техніко-економічний розрахунок показників результатів впровадження (згідно „Методики визначення ефективності впровадження науково-технічного прогресу в ВАТ „Укрнафта“).

10.4 У випадку негативних результатів випробувань приймається рішення щодо доцільності їх продовження на інших свердловинах.

Протягом 2010-2013 рр. впроваджено 6754,3 т тампонажних сумішей ТОВ «Спецбудконструкція», при цьому економія коштів становила 3360,5 тис. грн, в тому числі:

- ТС-50 впроваджено 1840,14 т (економія коштів 908,7 тис. грн);
- ТС-100 впроваджено 2689 т (економія коштів 910,4 тис. грн);
- ТС-100ПВ впроваджено 156,34 т (економічний ефект не розраховано);
- ТС-150 впроваджено 65,0 т (економія коштів 64,0 тис. грн);
- ТС Пол впроваджено 482,9 т (економія коштів 250,7 тис. грн);
- КРТМ-ПВ (КРТС-ПВ) – впроваджено 367,2 т (економічний ефект не розраховано);
- РТС-50Пол.ПВ (РТС Пол.ПВ) впроваджено 57,68 т (економічний ефект не розраховано);
- РТС-50 ПВ впроваджено 89,64 т (економія коштів 171,3 тис. грн);
- РТС-100 ПВ впроваджено 179,76 т (економія коштів 217,8 тис. грн);
- РТС-150 ПВ впроваджено 826,59 т (економія коштів 837,6 тис. грн);

Для тампонажних матеріалів РТС Пол. ПВ, КРТМ-ПВ (КРТС-ПВ) та ТС-100ПВ розрахунок економії коштів не проведено у зв'язку з відсутністю бази порівняння. Аналог РТС-50Пол.ПВ (РТС Пол ПВ) в Україні відсутній.


Стабілізована буферна суміш (СБС) відповідає вимогам ТУ У 23.2-32571045-002:2012 «Суміші сухі буферні» та гірничо-геологічним умовам цементування свердловин на родовищах ПАТ «Укрнафта».

Протягом 2010-2013 р. під час кріплення свердловин на родовищах ПАТ «Укрнафта» впроваджено 679,97 т СБС. Економія коштів при застосуванні СБС наданих ТОВ «Спецбудконструкція» становить 904,6 тис. грн.

Застосування тампонажних сумішей ТС-50, ТС-100, ТС-100ПВ, ТС-150, ТС Пол, РТС-50ПВ, РТС-100ПВ, РТС-150ПВ, РТС-50 Пол. ПВ (РТС Пол ПВ) та КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) та буферних сумішей СБС ТОВ «Спецбудконструкція» є економічно вигідним та технологічно доцільним.

Начальник відділу техніки,
технології буріння та кріплення свердловин

В.о начальника відділу техніко-економічних
досліджень

 Славичий С.М.

 Клименко О.І.



ПРОТОКОЛ

технічної наради ПАТ "Укрнафта" щодо розгляду результатів дослідно-промислових випробувань КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) ТОВ "Спецбудконструкція"

07.02.2013 р.

м. Івано-Франківськ

Присутні:

від ПАТ "Укрнафта":

Наритник І.І. – начальник управління по бурінню;
Тершак Б.А. – начальник управління контролю робіт із спорудження свердловин;
Гритчук Л.Л. – начальник технічного управління;
Попович Ю.М. – начальник відділу інженерного контролю за споруджуванням свердловин;

від Прилуцького УБР:

Шафарук М.Д. – головний інженер;

від Прикарпатського УБР:

Кушнір Т.М. – головний інженер;

від Полтавського ТУ:

Пазяк М.М. - головний інженер;

від НДПІ ПАТ "Укрнафта":

Ставичний Є.М. - начальник відділу техніки, технології буріння та кріплення свердловин.

Згідно з розпорядженням ВАТ "Укрнафта" (№ 20-01-05/483 від 11.03.2010 р.) в НДПІ проведено лабораторні дослідження тампонажних сумішей ТОВ "Спецбудконструкція" на відповідність вимогам ДСТУ Б В.2.7-88-99 "Цементи тампонажні. Технічні умови", (ТУ У 26. 6-32571045-001-2010 "Сухі тампонажні суміші") ТУ У 26. 6-32571045-001:2011 "Суміші сухі тампонажні", а також протестовано можливість їх застосування під час кріплення свердловин на родовищах ПАТ "Укрнафта".

КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) – суха тампонажна суміш з пониженою водовіддачею цементного тіста, здатна формувати корозійно-стійкий цементний камінь з ефектом лінійного розширення.

Аналогом тампонажного матеріалу КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) є суміш ПЦТ І-100 та шамотного пилу з модифікуючими добавками, а також цемент І-Г з комплексом модифікуючих добавок.

Результати досліджень КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) (згідно оперативного завдання № 17/103520/9-Р) на відповідність вимогам ТУ У 26. 6-32571045-001:2011 "Суміші сухі тампонажні" перед цементуванням проміжних і експлуатаційних колон, а також установленні цементних мостів наведено в таблиці 1.

Таблиця 1– Результати дослідження тампонажних сумішей КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) на відповідність вимогам ТУ У 26.6-32571045-001:2011 "Суміші сухі тампонажні"

Назва показника	Значення показника		
	згідно ТУ У 26. 6-32571045-001-2011	фактичні значення НДП	
Водовідділення, мл, не більше	1,0	0	
Розтічність цементного тіста, мм, не менше	180	225	
Час загуснення до 30 одиниць Бердена, хв, не менше	90	100	
Міцність цементного каменю, МН/м ² , у віці 2 доби	при вигині	2,5	6,02*
	на стиск	-	20,6*
Густина цементного розчину, г/см ³	1,70-1,88	1,81	
Лінійне розширення, %	1,0	1,6	
Водовіддача см ³ /30 хв, не більше	90	26	

*- властивості цементного каменю у віці однієї доби.

За результатами досліджень встановлено, що КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) відповідає вимогам ТУ У 26.6-32571045-001:2011 "Суміші сухі тампонажні" та може бути застосовані для цементування обсадних колон та установлення цементних мостів.

Дослідно-промислові випробування КРТМ-ПВ (КРТС ПВ)

Впродовж 2010-2012 рр. на родовищах ПАТ "Укрнафта" проведено дослідно-промислові випробування (ДПВ) КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) ТОВ "Спецбудконструкція". ДПВ проведено відповідно до затверджених ПАТ "Укрнафта" програм і методик дослідно-промислових випробувань. За даний період часу використано 323,24 т тампонажної суміші на Східно-Решетняківській площі та Ярошівському, Велико-Бубнівському родовищі (дев'ять свердловино-операцій).

За даними геофізичних досліджень (АКЦ) (табл.2) характер зчеплення цементного каменю з колоною на основі КРТМ-ПВ (КРТС-ПВ) для свердловин 36-Ярошівська, 126-Велико-Бубнівська, 105-Східно-Решетняківська є задовільним, а для свердловини 301-Східно-Решетняківська – добрим.

Таблиця 2 – Результати дослідно-промислових випробувань КРТМ-ПВ (КРТС ПВ)

Свердловина	УБР	Колона, діаметр	Інтервал цементування, м	Тип цементу		Кількість матеріалів, т		АКЦ (цифрове), Кцементування	
				базовий	у випробуванні	план	факт	базовий	у випробуванні
36-Ярошівська	Прилуцьке	Проміжна, 245 мм	1800-2610	ПЦТ І-100 ШП	КРТМ-ПВ	67,0	66,4	196	293,0
126-Велико-Бубнівська	Прилуцьке	Експлуатаційна, 140х168мм	2212-2918	РТМ-75	КРТМ-ПВ	36,0	36,0	228	221,0
105-Східно-Решетняківська	Прикарпатське	Хвостовик, 245 мм	1350-2460	ПЦТ І-50	КРТМ-ПВ	90,0	90,0	–	264,1
105-Східно-Решетняківська	Прикарпатське	Експлуатаційна, 146х168мм	2100-3022	ПЦТ І-100	КРТМ-ПВ	39,4	40,0	250	260,7
			3012-2950 (цементний міст)	ПЦТ І-100	КРТМ-ПВ	2,5	2,5	–	–
			2952-2900 (цементний міст)	ПЦТ І-100	КРТМ-ПВ	2,0	2,0	–	–
			2830-2730 (цементний міст)	ПЦТ І-100	КРТМ-ПВ	3,0	3,0	–	–
301-Східно-Решетняківська	Прилуцьке	Хвостовик, 245 мм	1282-2140	ПЦТ І-50	КРТМ-ПВ	43,0	43,0	–	323,0
301-Східно-Решетняківська	Прилуцьке	Експлуатаційна, 146х168мм	2862-2009	ПЦТ І-100	КРТМ-ПВ	36,0	40,30	250	348,6

Як показали результати ДПВ, тампонажна суміш КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) відповідає вимогам ТУ У 26.6-32571045-001:2011 "Суміші сухі тампонажні". При цьому, КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) та розчин на його основі відповідає вимогам СОУ 11.2-00135390-132:2012 "Свердловини на нафту та газ. Порядок приймання, зберігання цементу, підбору рецептури та приготування тампонажного розчину" та гірничо-геологічним і техніко-технологічним умовам цементування свердловин.

Технологія устанавлення цементних мостів з використанням КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) відповідає вимогам СОУ 11.2-00135390-055:2008 "Технологія устанавлення цементних мостів під час буріння, випробування та капітального ремонту свердловин на родовищах ВАТ "Укрнафта". Результати робіт засвідчили, що несуча здатність і герметичність мостів відповідають геолого-технічним умовам свердловин та вимогам ПАТ "Укрнафта".

На основі результатів лабораторних досліджень та ДПВ тампонажний матеріал КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) рекомендовано для промислового використання.

Нарада вирішила:

1. Корозійно-стійкий розширний тампонажний матеріал з пониженою водовіддачею КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) за всіма показниками відповідає вимогам нормативних документів ТУ У 26.6-32571045-001:2011 "Суміші сухі тампонажні" та гірничо-геологічним умовам цементування свердловин на родовищах ПАТ "Укрнафта".


2. Технологія приготування та цементування свердловин з використанням тампонажного матеріалу КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) відповідає вимогам СОУ 11.2-00135390-132:2012 "Свердловини на нафту та газ. Порядок приймання, зберігання цементу, підбору рецептури та приготування тампонажного розчину".


3. Технологія приготування та устанавлення цементних мостів на основі КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) відповідає вимогам СОУ 11.2-00135390-055:2008 "Технологія устанавлення цементних мостів під час буріння, випробування та капітального ремонту свердловин на родовищах ВАТ "Укрнафта".


4. Документація на тампонажну суміш КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) відповідає вимогам наказу ПАТ "Укрнафта" № 228 від 12.09.2011 р. "Про дозвільну документацію на хімреагенти і матеріали".

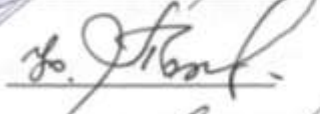
5. Вважати дослідно-промислові випробування тампонажної суміші КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) успішно завершеними.


6. Рекомендувати тампонажну суміш КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) до промислового застосування під час кріплення свердловин на родовищах ПАТ "Укрнафта".


Наритник І.І.


Тершак Б.А.


Григчук Л.Л.


Попович Ю.М.


Ставичний С.М.

ДОДАТОК Д

ЗАТВЕРДЖЕНО:

Заступник Голови
директор з виробництва ПАТ "Укрнафта"

 The image shows a handwritten signature in black ink over a circular official stamp. The stamp contains the text 'УКРНАФТА' in the center, 'М.П. Гніт' below it, and 'Ідентифікаційний номер 063390' at the bottom. The outer ring of the stamp contains the text 'ТОВ "СПЕЦБУДКОНСТРУКЦІЯ"' and 'АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО' at the top.

АКТ

за результатами дослідно-промислових (приймальних) випробувань
тампонажних сумішей ТС-50, ТС – 100, ТС-100ПВ, ТС-150, ТС Пол,
РТС-50ПВ, РТС-100ПВ, РТС-150ПВ, РТС-50Пол.ПВ (РТС Пол ПВ)
КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) (ТОВ "Спецбудконструкція")

1. Об'єкт випробування: суміші сухі тампонажні, для кріплення свердловин відповідно до (ТУ У 26.6-02071010-1406:2010 "Розширені сухі суміші тампонажні", ТУ У 26. 6-32571045-001-2010 " Сухі тампонажні суміші" та ТУ У 26. 6-32571045-001:2011 "Суміші сухі тампонажні" :

- ТС-50 - тампонажна суміш для застосування за низьких і нормальних (15 - 50) °С температур;
- ТС-100 - тампонажна суміш для застосування за помірних температур (51 - 100) °С;
- ТС-150 - тампонажна суміш для застосування за підвищених температур (101 - 150) °С;
- ТС-Пол - тампонажна суміш полегшеної густини (1400 - 1650) кг/ м³ цементного тіста для застосування за низьких, нормальних і помірних (15 - 100) °С температур;
- ТС-100 ПВ - тампонажна суміш з пониженою водовіддачею цементного тіста для застосування за помірних температур (51 - 100) °С;
- РТС-50 ПВ - тампонажна суміш з пониженою водовіддачею цементного тіста, здатна формувати цементний камінь с ефектом лінійного розширення для застосування за низьких і нормальних температур (15 - 50) °С;
- РТС-100 ПВ - тампонажна суміш з пониженою водовіддачею цементного тіста, здатна формувати цементний камінь с ефектом лінійного розширення для застосування за помірних температур (51 - 100) °С;
- РТС-150 ПВ - тампонажна суміш з пониженою водовіддачею цементного тіста, здатна формувати цементний камінь с ефектом лінійного розширення для застосування за підвищених температур (101 - 150) °С;
- РТС-50 Пол ПВ (РТС- Пол ПВ) - тампонажна суміш з пониженою водовіддачею цементного тіста полегшеної густини (1400 - 1650) кг/м³, здатна формувати камінь з

ефектом лінійного розширення для застосування свердловин за низьких, нормальних та помірних температур (15 - 100) °С;

- **КРТМ (КРТС ПВ)** - тампонажна суміш з пониженою водовіддачею цементного тіста, здатна формувати корозійностійкий камінь з ефектом лінійного розширення для застосування за низьких, нормальних і помірних (15 - 100) °С температур.

2. Підстава для випробування: розпорядження ВАТ "Укрнафта" (№ 23-р від 16.04.2010 р.), наказ ВАТ "Укрнафта" №78 від 26.04.2010р.

3 Мета випробування

3.1 Промислова перевірка доцільності використання тампонажних сумішей для первинного та повторного цементування свердловин.

3.2 Оцінювання відповідності тампонажних сумішей гірничо-геологічним та техніко-технологічним особливостям цементування свердловин на родовищах ПАТ "Укрнафта".

3.3 Вивчення можливості підвищення надійності цементування за рахунок застосування тампонажних сумішей.

4. Обсяги випробування: випробування проведено у період із "26" квітня 2010 р. по "07" лютого 2013 р згідно затверджених програм дослідно-промислових випробувань.

Всього за період випробувань на 40 свердловинах проведено 74 св.-операції із цементування обсадних колон та установлення цементних мостів. Загалом використано 6754,3 т сухих тампонажних сумішей, а саме: ТС-50 –1840,14т, ТС-100 – 2689 т, ТС-100ПВ –156,34т, ТС-150– 65,00т, ТС Пол – 482,90т, КРТМ-ПВ (КРТС-ПВ) – 367,20т, РТС-50 Пол.ПВ (РТС Пол.ПВ)–57,68 т, РТС-50 ПВ – 89,64 т, РТС-100 ПВ – 179,76 т, РТС-150 ПВ – 826,59т.

Підсумки випробування викладено у протоколах технічних нарад ПАТ "Укрнафта" від 22.11.2010р. та 07.02.2013 р.

5. Результати випробування:

5.1 Сухі тампонажні суміші **ТС-50, ТС-100, ТС-100ПВ, ТС-150, ТС Пол, РТС-50ПВ, РТС-100ПВ, РТС-150ПВ, РТС-50Пол.ПВ (РТС Пол ПВ) КРТМ-ПВ (КРТС ПВ)** ТОВ "Спецбудконструкція" відповідають вимогам діючих нормативних документів та гірничо-геологічним умовам кріплення свердловин на родовищах ПАТ "Укрнафта".

5.2 Технологія цементування свердловин та установлення цементних мостів з використанням сухих тампонажних сумішей ТОВ "Спецбудконструкція" відповідає вимогам СОУ 11.2-00135390-132:2012 "Свердловини на нафту та газ. Порядок приймання, зберігання цементу, підбору рецептури та приготування тампонажного розчину" та СОУ 11.2-00135390-055:2008 "Технологія установлення цементних мостів під час буріння, випробування та капітального ремонту свердловин на родовищах ВАТ "Укрнафта"

5.3 Документація на сухі тампонажні суміші ТОВ "Спецбудконструкція" відповідає вимогам наказу ПАТ "Укрнафта" № 228 від 12.09.2011р. "Про дозвільну документацію на хімреагенти і матеріали".

Висновок

1. Дослідно-промислові (приймальні) випробування сухих тампонажних сумішей ТС-50, ТС-100, ТС-100ПВ, ТС-150, ТС Пол, РТС-50ПВ, РТС-100ПВ, РТС-150ПВ, РТС-50Пол.ПВ (РТС Пол ПВ) КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) ТОВ "Спецбудконструкція" (наказ № 78 від 26.04.2010р) завершити.

2. Вважати дослідно-промислові (приймальні) випробування сухих тампонажних сумішей ТС-50, ТС-100, ТС-100ПВ, ТС-150, ТС Пол, РТС-50ПВ, РТС-100ПВ, РТС-150ПВ, РТС-50Пол.ПВ (РТС Пол ПВ) КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) ТОВ "Спецбудконструкція" успішними.

3. Враховуючи результати випробувань та значну економію коштів (3360,5 тис. грн.) рекомендувати тампонажні суміші ТС-50, ТС-100, ТС-100ПВ, ТС-150, ТС Пол, РТС-50ПВ, РТС-100ПВ, РТС-150ПВ, РТС-50Пол.ПВ (РТС Пол ПВ) КРТМ-ПВ (КРТС ПВ) ТОВ "Спецбудконструкція" до промислового застосування під час кріплення свердловин на родовищах ПАТ "Укрнафта".

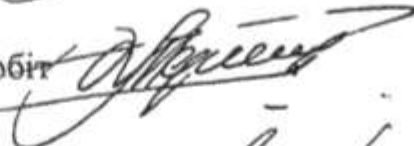
Додатки: протоколи приймальних випробувань.

Заступник голови комісії - начальник управління по бурінню




І.І. Наритник

Начальник управління контролю робіт зі споруджування свердловин



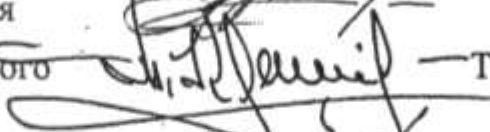
Б.А. Тершак

Начальник технічного управління



Л.Л. Гритчук

Головний інженер Прикарпатського УБР



Т.М. Кушнір

Головний інженер Прилуцького УБР



М.Д. Шафарук

Головний інженер Охтирського УБР



І.В. Турик

Головний інженер НДПІ



Б.М. Цвик

Головний інженер Долинського ТУ



М.М. Дячишин

Головний інженер Полтавського ТУ



М.М. Пазяк