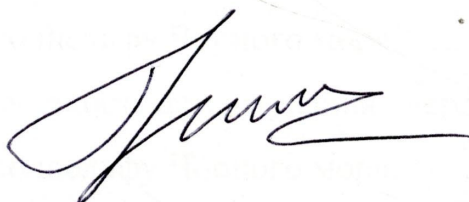


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

ГРИМАНЮК ВОЛОДИМИР ІГОРОВИЧ



УДК 622.245.422


РОЗРОБЛЕННЯ АРМОВАНОГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРІАЛУ ДЛЯ
ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН
(НА ПРИКЛАДІ РОДОВИЩ ПІВНІЧНО-ЗАХІДНОГО ШЕЛЬФУ
ЧОРНОГО МОРЯ)

05.15.10 – Буріння свердловин

Дисертація
на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук

Науковий керівник

Коцкулич Ярослав Степанович
доктор технічних наук, професор

Всі приклади дисертації генеральні за змістом
Вчений секретар  / Ковбасюк І. М. /
10.10.2014р.



Івано-Франківськ – 2014

1536



ЗМІСТ

	Стор.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ.....	5
ВСТУП.....	6
РОЗДІЛ 1	
СУЧАСНИЙ СТАН ЯКОСТІ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН...	11
1.1 Геолого-технічні умови спорудження свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря.....	11
1.2 Аналіз даних щодо якості цементування свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря.....	22
1.3 Аналіз існуючих армованих тампонажних матеріалів	26
1.4 Існуючі критерії вибору тампонажних матеріалів.....	30
Висновки до розділу 1.....	37
РОЗДІЛ 2	
РОЗРОБКА КРИТЕРІЇВ ОЦІНКИ РОБОТОЗДАТНОСТІ АРМОВАНОГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРІАЛУ.....	39
2.1 Умови роботи тампонажного каменю в свердловині	39
2.1.1 Оцінка величини деформацій тампонажного кільця під час опресування обсадної колони.....	39
2.1.2 Оцінка величини деформацій тампонажного каменю в за колонному просторі під час розбурювання цементного стакану...	44
2.1.3 Оцінка деформацій тампонажного каменю під час перфорації.....	53
2.2 Вибір та розробка критеріїв роботоздатності тампонажного матеріалу.....	56
2.2.1 Критерій стабільності тампонажного розчину.....	56
2.2.2 Критерій деформаційної здатності системи «обсадна колона – тампонажний камінь».....	61
2.2.3 Критерій передачі енергії системи «обсадна колона – тампонажний камінь».....	65

2.2.4	Критерій резистентності поширення тріщини та корозійної стійкості тампонажного каменю	68
2.3	Обґрунтування вибору армуючої домішки та характеристика компонентів тампонажного матеріалу	76
	Висновки до розділу 2.....	85
РОЗДІЛ 3		
ВИБІР КОМПОНЕНТНОГО СКЛАДУ АРМОВАНОГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРІАЛУ ТА ПЕРЕВІРКА ЙОГО РОБОТОЗДАТНОСТІ ВІДПОВІДНО ДО РОЗРОБЛЕНИХ КРИТЕРІЇВ ОЦІНКИ.....		
3.1	Розробка плану експерименту та вибір рецептури армованого тампонажного розчину.....	86
3.2	Дослідження міцнісних та деформаційних характеристик армованого тампонажного каменю	97
3.2.1	Міцність армованого тампонажного каменю	97
3.2.2	Резистентність поширення тріщини та деформаційна здатність армованого тампонажного каменю	100
3.2.3	Ударостійкість армованого тампонажного каменю	109
3.2.4	Дослідження критерію стійкості тампонажного розчину.....	112
3.3	Герметичність контактних поверхонь армованого тампонажного каменю.....	114
3.3.1	Герметичність контакту системи «тампонажний камінь – фільтраційна кірка».....	114
3.3.2	Герметичність контакту системи «тампонажний камінь – обсадна колона».....	120
3.4	Фільтрація газу крізь тріщин армованого тампонажного каменю	128
3.5	Мікроструктура армованого тампонажного каменю та його корозійна стійкість	133
3.6	Фізико-хімічні процеси тверднення армованого тампонажного каменю.....	139

Висновки до розділу 3.....	147
РОЗДІЛ 4	
ТЕХНОЛОГІЯ ПРИГОТУВАННЯ АРМОВАНОГО ТАМПОНАЖНОГО РОЗЧИНУ ТА ТЕХНОЛОГІЧНІ ЗАСОБИ ПОКРАЩЕННЯ ЯКОСТІ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН.....	149
4.1 Розробка технології приготування армованого тампонажного розчину в умовах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».....	149
4.2 Дослідження сумісності армованого тампонажного розчину з контактуючими рідинами в умовах цементування свердловин на підприємстві ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».....	154
4.3 Вдосконалення технології ступеневого цементування експлуатаційних колон на родовищах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».....	160
Висновки до розділу 4	168
ВИСНОВКИ.....	169
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	171
ДОДАТКИ.....	185

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АКЦ – акустична цементометрія

АТК – армований тампонажний камінь

БР – буферна рідина

БПР – бурова промивальна рідина

В/Ц – водоцементне відношення

ГРП – гідророзрив пласта

ДАТ – державне акціонерне товариство

ДСТУ – державний стандарт України

ПКО – перфораторний кумулятивний заряд однократного застосування

КМЦ – карбокси-метил-целюлоза

КНБК – компоновка низу бурильної колони

КРК – комплексний реагент-компаунд

МКТ – міжколонний тиск

ОЗЦ – очікування затвердіння цементу

ПАР – поверхнево-активна речовина

ПАТ – публічне акціонерне товариство

ПАФ – поліамідна фібра

ПКС – перфоратор кумулятивний стрічковий

ППФ – поліпропіленова фібра

ПЦТ – портландцемент тампонажний

ТБТ/ОБТ – товстостінні/обваженені бурильні труби

ХК – хлористий кальцій (CaCl_2)

ВСТУП

Актуальність теми. Головною умовою безаварійної роботи свердловини є забезпечення герметичності її кріплення, що особливо важливо при спорудженні свердловин в акваторії моря, адже ліквідувати наслідки аварії на морських підземних спорудах надзвичайно складно.

Аналіз стану якості кріплення свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря показав, що кількість свердловин, в яких зафіксовані міжколонні тиски, складає до 30%. Причиною втрати герметичності цементного кільця є, насамперед, утворення тріщин в цементному камені та низька адгезія його контактних поверхонь з обсадною колоною та стінкою свердловини внаслідок дії надмірних внутрішніх навантажень на обсадну колону під час буріння, опресування і перфорації кріплення, зміни температурного режиму в свердловині та інших чинників. Міцність цементного каменю зі стандартних цементів на розтяг майже в 10 разів менша, ніж на стиск, деформаційні характеристики цементного каменю істотно відрізняються від характеристик матеріалу обсадних труб, що призводить до утворення зазору між цементним каменем та обсадною колоною після зняття внутрішнього навантаження на кріплення свердловини.

Питаннями вдосконалення рецептури тампонажних розчинів займались Булатов А.І., Ашраф'ян М.О., Данюшевський В.С., Карімов Н.Х., Колісник В.І., Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М., Тершак Б.А., Навроцький Б.І., Bezerra E., Soltanian H. і багатьох інших науковців.

Незважаючи на велику кількість проведених досліджень в цьому напрямку, проблема виникнення МКТ через негерметичність тампонажного кільця за колоною все ще залишається актуальною. Це в загальному пов'язане з відсутністю комплексного підходу до вирішення цієї проблеми та в конкретному випадку цементування свердловин в ДАТ «Чорноморнафтогаз» – з відсутністю порівняльної оцінки якості тампонажного матеріалу після створення навантажень кріплення свердловини в ході її спорудження та введення в експлуатацію.

На основі аналізу гірничо-геологічних умов спорудження свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря, причин та механізму тріщиноутворення в тампонажному камені зроблено висновок про необхідність розробки нових рецептур тампонажних матеріалів з підвищеними деформаційними характеристиками і високою тріщиностійкістю, а також розробки технології їхнього приготування та цементування свердловин на родовищах підприємства ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз». Впровадження розроблених матеріалів і технологій дозволить підвищити якість кріплення свердловини та продовжити довговічність її безаварійної роботи.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційну роботу виконано у відповідності з планами науково-дослідних робіт за тематикою «Дослідження і розроблення інноваційних технологій буріння нафтових і газових свердловин», затвердженою на засіданні наукової ради університету від 07.09.2009 згідно з протоколом №4/54.

Мета і задачі дослідження. *Метою* роботи є розроблення армованого тампонажного матеріалу для цементування газових свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря, дослідження герметичності контактних поверхонь тампонажного кільця з обсадною колоною і свердловиною та розроблення технології приготування армованого тампонажного розчину в умовах підприємства ДАТ «Чорноморнафтогаз».

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі *задачі*:

1. Розробити критерії оцінки роботоздатності тампонажного розчину та каменю в умовах спорудження свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря;
2. Оптимізувати компонентний склад тампонажного матеріалу з армуючою домішкою на основі розроблених критеріїв оцінки;
3. Оцінити герметичність контактних поверхонь кріплення при використанні тампонажного каменю з включенням армуючої домішки;
4. Дослідити міцнісні та деформаційні характеристики АТК та розчину в пластових умовах та в агресивному середовищі;

5. Дослідити роботоздатність армованого тампонажного каменю при дії динамічних навантажень;

6. Розробити рекомендації щодо застосування армованого тампонажного матеріалу та передати їх до впровадження під час спорудження свердловин на родовищах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

Об'єкт дослідження: тампонажний розчин і камінь, контактні поверхні тампонажного каменю з обсадною колоною і стінкою свердловини, процес тріщиноутворення в тампонажному камені.

Предмет дослідження: технологічні властивості армованого тампонажного каменю, тампонажного розчину та його суміші з біополімерним розчином та буферною рідиною, технічні засоби для вдосконалення двоступеневого цементування свердловин, умови формування герметичного контакту з обмежуючими поверхнями під час тужавіння тампонажного розчину.

Методи дослідження. При виконанні дисертаційної роботи використовувались відомі методи планування експериментів, статистичні методи обробки і аналізу результатів експериментальних досліджень, спеціалізоване програмне забезпечення, стандартизовані методи лабораторних досліджень та розроблені автором методики визначення окремих технологічних властивостей тампонажного розчину та каменю, сучасні методи рентгенівської дифрактометрії, електронної мікроскопії, диференціально-термічного аналізу.

Наукова новизна одержаних результатів

1. Розроблено новий компонентний склад тампонажного розчину з включенням армуючої домішки ППФ та CaCl_2 , тампонажний камінь з якого забезпечує герметичність за колонного простору свердловини під час виконання в ній технологічних операцій, які супроводжуються високим тиском.

2. На основі аналізу умов спорудження газових свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря розроблено нові критерії оцінки роботоздатності тампонажного розчину та каменю, які покладені в основу розроблення армованого тампонажного матеріалу.

3. Експериментальними дослідженнями уточнено величину зменшення модуля Юнга армованого тампонажного каменю, яка становить 54 – 56% від значення модуля Юнга для тампонажного каменю з ПЦТ-I-50, чим пояснюється покращення деформаційної здатності тампонажного каменю.

Практичне значення одержаних результатів

1 Вдосконалено методику вибору армуючої домішки для тампонажного матеріалу в умовах спорудження свердловин на родовищах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

2. Розроблено технологію приготування армованого тампонажного матеріалу, завдяки якій забезпечується гомогенний розподіл домішок в цементній суміші в умовах використання морської самопідіймальної бурової установки (СПБУ).

3. Підібрано склад буферної рідини для розмежування бурового та тампонажного розчинів під час цементування свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз», що дає змогу підвищити герметичність кріплення свердловини.

4. Вдосконалено технологію та технічні засоби для виконання двоступеневого цементування експлуатаційних колон, що дає можливість зменшити навантаження на кріплення свердловини під час розбурювання цементного стакана і технологічного оснащення в обсадній колоні.

Особистий внесок здобувача. Особисто автором проаналізовано промислові дані щодо геолого-технічних та технологічних умов спорудження свердловин підприємством ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз», на основі якого встановлено причини виникнення міжколонних тисків в свердловинах. Розроблено лабораторну установку для визначення тріщиностійкості тампонажного каменю [36], проведено дослідження механічних властивостей дисперсноармованого тампонажного каменю при дії статичних і динамічних навантажень [35], та обґрунтовано рецептури седиментаційно-стійких тампонажних розчинів [37].

У співпраці з іншими науковцями розроблено методику вибору рецептури обробки цементного розчину [61, 62], досліджено герметичність контактної поверхні тампонажного каменю з обсадною колоною та стінкою свердловини [59, 60], обґрунтовано критерії оцінювання деформаційної здатності тампонажного каменю [58], проведено вибір складу армованих тампонажних розчинів [57, 87]. За результатами проведених досліджень розроблено рекомендації щодо впровадження рецептури, технології приготування армованих тампонажних розчинів та тампонування свердловин на північно-західних родовищах шельфу Чорного моря, які передані в управління розвідувального та експлуатаційного буріння ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

Апробація результатів дисертації. Основні положення дисертаційної роботи обговорювались на науково-технічній конференції «Підвищення ефективності буріння свердловин та інтенсифікації нафтогазовидобутку на родовищах України», (м. Івано-Франківськ, 16-18 листопада 2010 р.), двадцять другій науковій сесії наукового товариства ім. Шевченка, (м. Івано-Франківськ, 3-22 березня 2011р.), міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика-2011» (м. Івано-Франківськ, 10-14 жовтня 2011р.), міжнародній науково-технічній конференції «Інноваційні технології буріння свердловин, видобування нафти і газу та підготовка фахівців нафтогазової галузі» (м. Івано-Франківськ, 3-6 жовтня 2012 р.), дев'ятій міжнародній науково-практичній конференції «Нафта і газ України – 2013» (м. Яремча, 04-06 вересня 2013р.), сімнадцятій міжнародній конференції «Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения», (м. Трускавець, 14 – 20 вересня 2014р.).

У повному обсязі робота доповідалась на наукових семінарах кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ (листопад 2013р., липень 2014р.)

Публікації. За матеріалами дисертації опубліковано 10 наукових праць, з яких 6 у фахових наукових журналах (в т.ч. 3 без співавторів, 1 стаття у журналі, що індексується у базі даних Scopus), 1 патент України на корисну модель, 3 у збірниках праць міжнародних та всеукраїнських конференцій.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ЯКОСТІ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

1.1 Геолого-технічні умови спорудження свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря

Будова північно-західного шельфу Чорного моря утворена такими різновіковими тектонічними елементами як Східно-Європейська архей-протерозойська платформа, Скіфська плита і Причорноморська крейдо-кайнозойська впадина [45]. Північно-західний шельф Чорного моря і прилегла суша мають досить складну і багатоетапну історію розвитку, пов'язану з розвитком Причорноморської і глибоководної Чорноморської западин. Умови осадконакопичення у межах розглянутого району змінювалися під впливом серій трансгресій і регресій. При трансгресивному осадконакопиченню утворюються переважно органогенні вапняки, а при регресивному продукти руйнування вапняків перевідкладаються, формуючи ракушнякові пісковики, які володіють високими колекторськими властивостями.

На північно-західному шельфі Чорного моря антиклінальні пастки у відкладах нижньої крейди прогноуються на Одеській, Південно-Західно-Голіцинській, Східно-Голіцинській, Південно-Гамбурцевській, Олімпійській та інших ділянках [56].

Верхньокрейдові відклади залягають з кутовим неузгодженням на різних частинах нижньокрейдових відкладів. Представлені вони карбонатними і глинисто-карбонатними прошарками потужністю до 3500м, що накопичуються в умовах мілкого моря. Найбільш повні розрізи верхньої крейди розкриті свердловинами 2-4-Голіцина, 2-Гамбурцева, в яких вони представлені всіма ярусами від сеноманського до маастрихтського.

Відклади сеноману складені в низах розрізу алевролітами і дрібнозернистими пісковиками, а у верхах – мергелями з прошарками глинистих вапняків, міцних, щільних, з прошарками тріщинуватих. Товщина відкладів сеноману у свердловині 2-Гамбурцева – 592 м.

Відклади туронського ярусу залягають з розмивом на сеноманських і більш древніх відкладах. Найбільш повний розріз цих відкладів відкритий свердловиною 2-Гамбурцева де їх товщина складає 500м. В свердловинах 2,4-Голіцина відклади туринського ярусу представлені вапняками з фауною, уламками скелетів морських молюсків. Відклади коньякського ярусу літологічно важко відрізнити від туронських. Відклади сантонського ярусу залягають не узгоджено. Глинистість, кількість глинистих прошарків та їх потужність збільшується знизу-вверх. Потужність відкладів кампанського ярусу в свердловині 2-Гамбурцева складає 425 м. Відклади маастрихтського ярусу складені вапняками з прошарками глинистих вапняків і мергелів [91].

Відклади верхнього палеоцену складені глинистими пісковидними вапняками і мергелями потужністю до 150 м. Як правило, їх колекторські властивості покращуються у західному напрямку, що обумовлено опіщанням верхньопалеоценового розрізу.

Потужність відкладів палеоцену на північно-західному шельфі змінюється в широких межах від кількох десятків метрів до 400 м [34].

Відклади еоцену представлені глинами нижнього, вапняками і мергелями середнього, переважно мергелями і алевролітистими глинами верхнього еоцену. Потужність нижнього еоцену на північно-західному шельфі 100–150 м, середнього еоцену – 30 – 400 м, верхнього — 100 – 700 м.

Відклади олігоцен-нижньоміоценового віку (майкопської серії) з розмивом перекривають верхньоєоценові, палеоценові та крейдові відклади. Характеризуються переважно глинистим складом з включенням малопотужних (20-40м) пісковиків у нижній частині і пачок перешаровування пластів, пісків і глин в середній і верхній частині розрізу (сумарною потужністю до 100 м).

Потужність відкладів майкопу сягає 1300м в Каркінітському прогині та 6000 м у Західно-Чорноморській впадині.

Аналіз геолого-технічних умов буріння проведено для п'яти родовищ північно-західного шельфу Чорного моря: Одеське, Архангельське, Голіцинське, Штормове, Кримське.

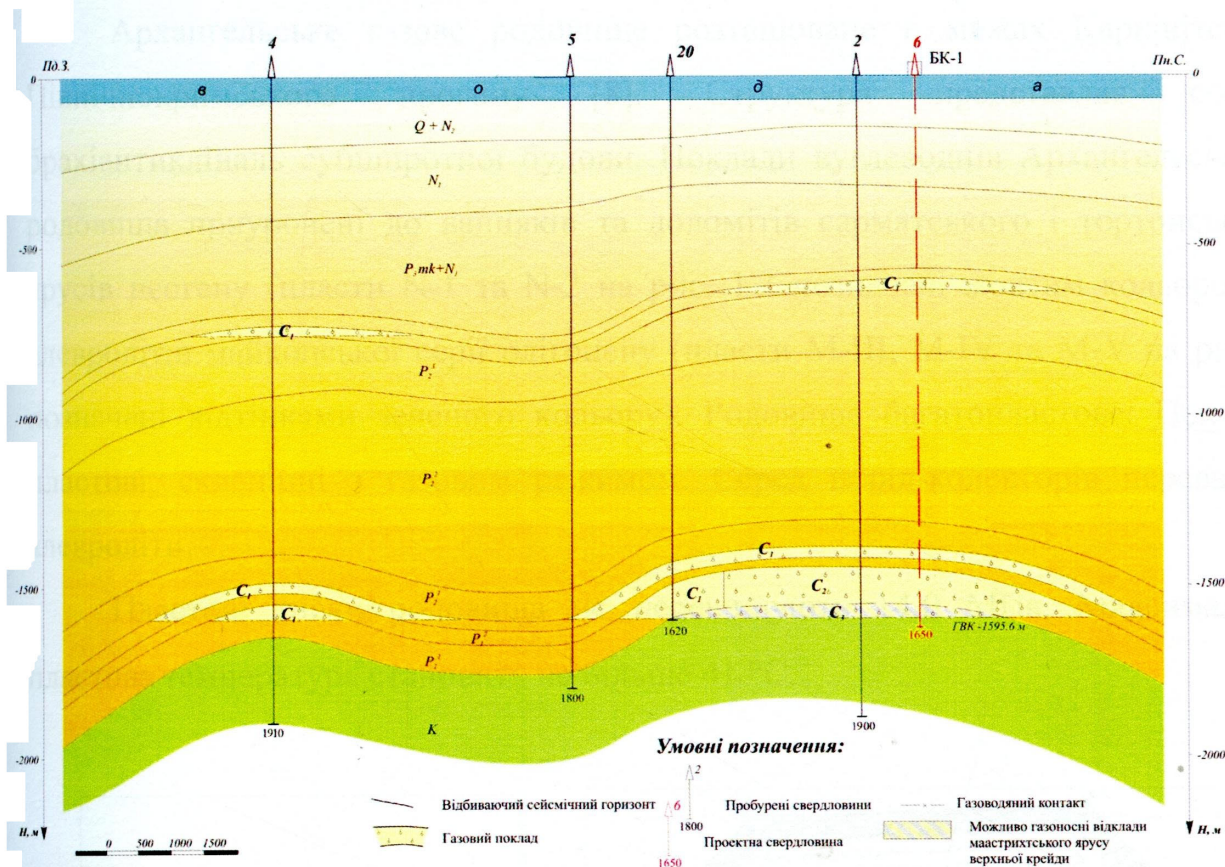
Одеське родовище, фонд свердловин якого подано в таблиці 1.1, розташоване в нейтральних водах північно-західного шельфу Чорного моря. Геологічний розріз Одеського родовища представлений породами палеозойської, мезозойської та кайнозойської систем. Палеозойська ера на родовищі представлена зеленувато-сірими метаморфічними сланцями з вертикальною шаруватістю та тріщинуватістю. Мезозойська ера представлена породами періоду юри та крейди. Крейдова ера представлена нижнім та верхнім відділами. Літологічний розріз складений в основному мергелями та вапняками (рис. 1.1).

Продуктивна газоносність Одеського родовища пов'язана з колекторами палеогенової та крейдянної системи (горизонти C_1 , P_2^1 , P_1^1 на рис. 1.1) які розділені палеогеновим колектором P_1^2 . В межах горизонту P_2^1 розташований пісковик, який характеризується високою проникністю (понад 2 мД). Горизонт P_1^2 складається з алевролітів та мергелів проникність яких знаходиться в межах 0,11 – 26,2 мД. Цей колектор характеризується анізотропією проникності.

Газоносність Одеського родовища пов'язується з еоценовим відділом (горизонт C_1), палеогеновим відділом (горизонт P_1 та P_2) ярусом верхньої крейди (К). Продуктивні горизонти залягають в інтервалі 640-1630м (рис. 1.2). Пластовий тиск на глибині 1910м складає 18,51 МПа.

Таблиця 1.1 – Свердловини Одеського родовища, які перебувають в експлуатації

№ св.	Категорія	Глибина, м	Діаметр останньої обсадної колони, мм	Пластовий тиск, МПа	Пластова температура, °С
1	пошукова	1050	140	15,43	30,7
2	розвідувальна	1900	168	18,29	41,1
3	пошукова	1590	140	19,0	33,7
4	пошукова	1910	140	18,51	35,4
5	пошукова	1800	168	10,04	39,2
6	пошукова	1650	140	13,23	36,9
20	розвідувальна	1620	140	17,10	37,5



Масштаб: вертикальний 1 : 10 000; горизонтальний 1 : 50 000

Рисунок 1.1 – Геологічний розріз Одеського газового родовища по лінії свердловини 4 – 5 – 20 – 2.

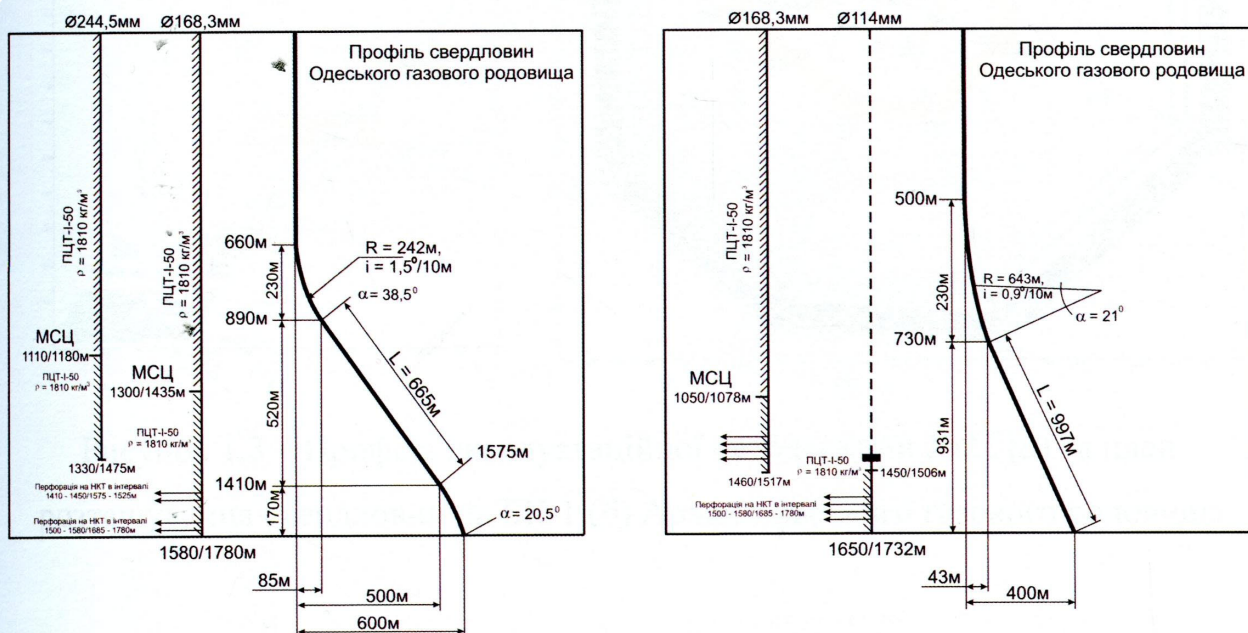


Рисунок 1.2 – Частина конструкції та профілі типових свердловин Одеського газового родовища

Архангельське газове родовище розташоване в межах Каркінітсько-Північнокримського прогину [8]. Структура представляє собою брахіантикліналь субширотної будови. Поклади вуглеводнів Архангельського родовища приурочені до вапняків та доломітів сарматського і тортонського ярусів неогену (пласти N-1 та N-2 на рис. 1.3 позначені жовтим кольором) і алевролітів майкопської серії олігоцену (пласти M-III, M-IV та M-V на рис. 3 позначені відтінками зеленого кольору). Родовище багатопластове. Поклади пластові, склепінні з газовим режимом. Серед порід-колекторів переважно алевроліти.

Пластові тиски родовища не перевищують 14,0 МПа. Максимальна пластова температура становить не більше 41 °С.

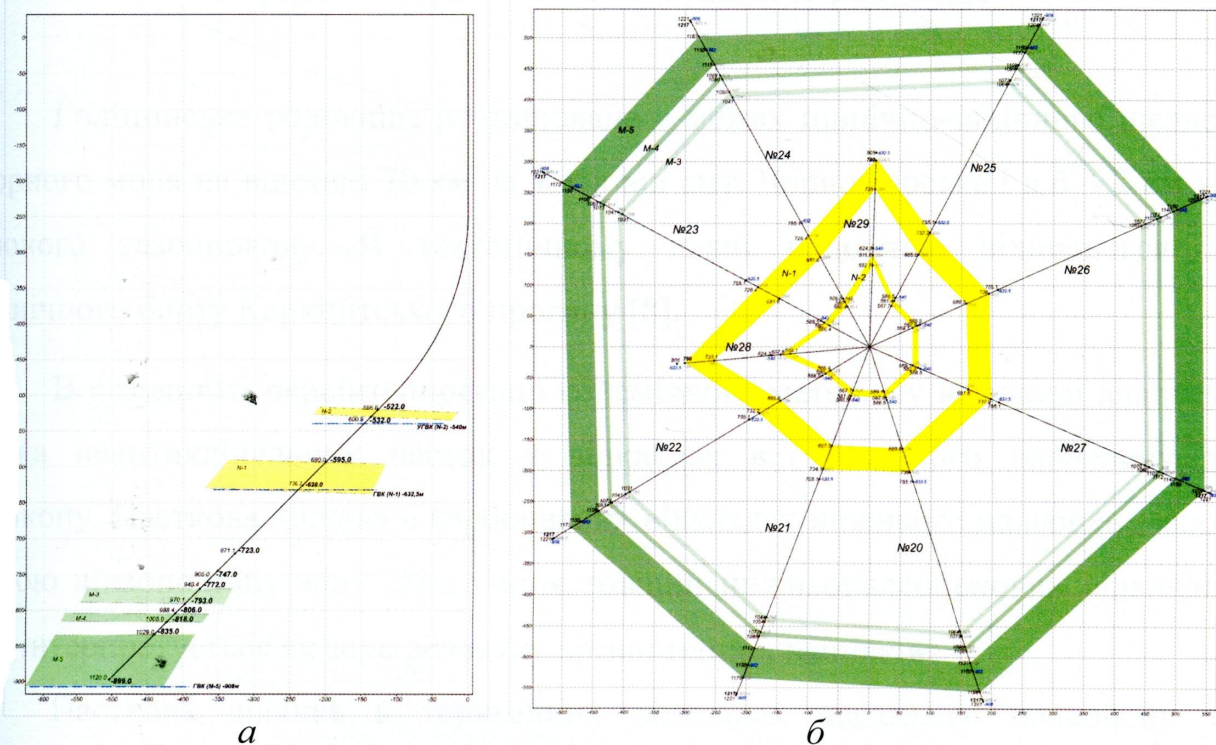


Рисунок 1.3 – Профіль експлуатаційної свердловини №22 (а) та план розташування свердловин на БК-1 (б) Архангельського газового родовища

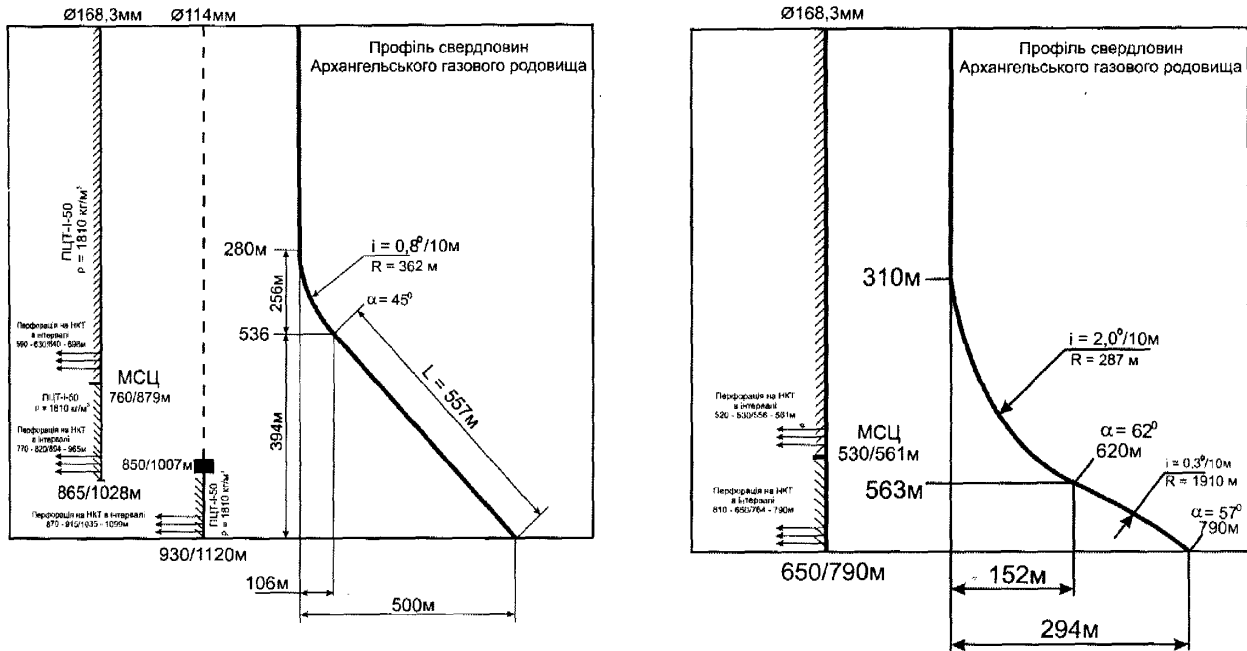


Рисунок 1.4 – Конструкція експлуатаційної колони та профіль типових свердловин Архангельського газового родовища

Голіцинське родовище розташоване в межах північно-західного шельфу Чорного моря на відстані 70 км на захід від смт. Чорноморське і в 6 – 7 км від діючого газопроводу. В тектонічному плані родовище відноситься до північного борту Каркінітського прогину [8].

В результаті переінтерпретації сейсмічного матеріалу на площі виявлена низка неантиклінальних пасток у відкладах від нижнього палеоцену до майкопу. Пасткова ділянка в карбонатних відкладах нижнього палеоцену являє собою лінзоподібну зону збільшення товщин нижньопалеоценових відкладів, яка інтерпретується як зона розвитку органогенних вапняків.

Пасткова ділянка в теригенних відкладах верхнього палеоцену та нижнього еоцену являє собою стратиграфічно-екрановану ділянку, перспективність відкладів якої пов'язується з теригенними седиментаційними тілами, що утворюють неантиклінальні пастки.

У відкладах середнього еоцену новопавлівського горизонту виявлена прогнозна пасткова ділянка, пов'язана з одним з лінзоподібних утворень всередині відкладів новопавлівського горизонту.

Відклади кумського горизонту середнього еоцену найбільш цікаві у пошуковому відношенні, оскільки є регіонально нафтогазогенеруючими.

Розробка газоконденсатного покладу знаходиться на завершальній стадії. Всього на Голіцинському родовищі пробурено 21 свердловина, 9 з яких видобувають газ з горизонту середнього еоцену, а решта 12 – з нижнього палеоцену. Пластові тиски коливаються в межах 15 – 17 МПа. Максимальна пластова температура не перевищує 53 °С.

Штормове газоконденсатне родовище розташоване на відстані 83 км від смт. Чорноморське та входить до структури північнокримської тектонічної зони. Частина розрізу представлена верхньокрейдовими, палеогеновими, карбонатними і теригенними утвореннями товщиною 500, 1400 і 700м. Родовище віднесене до категорії масивного з елементами літологічного екранування вуглеводнів в підшвенній частині. Продуктивні відклади нижнього палеоцену – тріщинуваті вапняки з колектором порового типу.

З метою збільшення видобутку вуглеводнів розпочато буріння експлуатаційних похило-спрямованих свердловин.

Продуктивний горизонт представлений вапняками, переважно мікрокристалічними тріщинуватими. Абсолютна глибина залягання поверхні газо-водного контакту змінюється від 1828м на сході родовища до 1981м на заході. Колектор карбонатний тріщинно–поровий.

Всього на родовищі знаходиться 28 експлуатаційних свердловин. Пластові тиски не перевищують значення 17 – 22 МПа. Максимальна пластова температура становить не більше 55 °С.

Кримське газоконденсатне родовище розташоване в межах шельфу Чорного моря на відстані 60 км від смт. Чорноморське. Літологічний розріз родовища складається з крейдових, антропогенових карбонатних та палеогенових відкладів товщиною до 700м. Газові поклади пов'язані з відкладами алевроліту в середньому майкопі.

Узагальнені дані про умови залягання продуктивних горизонтів, характеристики свердловин та якість їх кріплення наведена в таблицях 1.2 – 1.4.



д. 526

Таблиця 1.2 – Умови залягання продуктивних горизонтів у свердловинах північно-західного шельфу Чорного моря

Назва родовища	Кількість діючих свердловин	Геологія продуктивного горизонту	Інтервал залягання продуктивного горизонту, м	Пластові умови	
				Температура, °С	Тиск, МПа
Одеське	7	Еоценові та верхньопалеогенові пісковики, палеоценові вапняки	1400 – 1450	42 – 48	14 – 19
			1500 – 1600		13 – 15
Голіцинське	21	Карбонатні породи нижнього палеоцену та три піщано-алевролісті пачки майкопської серії	2000 – 2120	46 – 53	15 – 17
Штормове	28	Породи нижнього палеоцену	1800 – 2150	50 – 55	19 – 22
Архангельське	12	Глиниста товща майкопського горизонту	600 – 630	30 – 41	9 – 10
			800 – 830		12 – 14
			870 – 900		
Кримське	4	Алевролістисті глини середнього майкопу	860 – 880	39 – 45	10 – 12

Таблиця 1.3 – Кількісна оцінка стану кріплення свердловин на родовищах північно – західного шельфу Чорного моря

Назва родовища	Рік введення в експлуатацію	Кількість свердловин на родовищі, шт	Діаметри обсадних колон, мм	Розподіл свердловин за якістю кріплення згідно даних АКЦ-метрії на момент здачі в експлуатацію, шт			Кількість колон з МКТ, шт.		Всього колон з МКТ, %
				погана	задовільна	добра	між 168 та 245	між 245 та 340	
Одеське	1988	7	168	0	5	2	6	78,6	
			245	2	4	1	5		
Голіцинське	1974	21	168	1	2	18	6	21,4	
			245	0	3	18	3		
Штормове	1981	28	168	2	2	24	9	26,8	
			245	0	2	26	6		
Архангельське	1988	12	168	0	1	11	3	20,8	
			245	1	1	10	2		
Кримське	1981	4	168	0	1	3	1	12,5	
			245	0	0	4	0		
ВСЬОГО		72	168	3	11	58	25	28,5	
			245	3	10	59	16		

Аналіз таблиці 1.3 показав, що сумарна кількість обсадних колон всіх типорозмірів між якими спостерігається МКТ більша ніж сума колон, якість тампонування яких характеризується як «погана» та «задовільна». Тобто з розряду колон, якість тампонування яких оцінюється як «добра», в понад 5% з часом отримано МКТ. Цей факт говорить про те, що навіть повне заміщення бурового розчину цементним за даними АКЦ-метрії не завжди гарантує відсутність МКТ в свердловині. Така ситуація частково може бути пояснена виникненням ефекту «зависання» тампонажного розчину на обмежуючих поверхнях, в результаті чого створюються умови для утворення флюїдопровідних каналів.

Таблиця 1.4 – Типова характеристика конструкцій свердловин, які споруджуються підприємством ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз»

Назва колони	Діаметр обсадних труб, мм	Інтервал спуску, м	Діаметр долота, мм	Густина тампонажного розчину, кг/м ³	Параметри бурового розчину			
					Тип розчину	Густина, кг/м ³	Умовна в'язкість, с	Пластична в'язкість, дПа·с
Водо-ізоляційна	720/630	0 – 120 – 150	РШ780	1800 – 1810	Глинистий	1120-1140	50-55	13,0-13,3
Кондуктор	340	0 – 360 – 420	393,7		Гуматний	1160-1190	50-55	13,0-13,5
Проміжна	245	0 – 950 – 1020	295,3	1850 – 1860	Біополімерний обважнений	1230-1260	60-65	23,2-23,8
Експлуатаційна	146 – 168	0 – 1900 – 2000	215,9	1800 – 1820		1180-1200	20-25	14,0-16,0
Хвостовик	114 – 127	2000 – 2100 – 2150	139,7 – 151		Безглинистий біополімерний	1100-1120	50-60	10,0-12,0

Всі експлуатаційні колони цементуються двоступеневим способом з підняттям тампонажного розчину до устя свердловини. Для тампонування всіх колон використовується цемент марки ПЦТ-І-50, а в якості рідини затворення – морська вода.

Аналіз таблиці 1.4 показав, що при цементуванні експлуатаційної колони використовують тампонажний розчин з ПЦТ-I-50 густиною 1800 – 1820 кг/м³, що відповідає водоцементному відношенню 0,55 – 0,6. В такому разі, тампонажний розчин матиме підвищену водовіддачу (5-6%), що в свою чергу створює умови для поглинання «вільної» води затворення цементної суміші слабозцементованими колекторами, які переважно представляють продуктивні горизонти. Такі процеси, зазвичай, супроводжуються зниженням гідростатичного тиску стовпа тампонажного розчину за обсадною колоною та, як наслідок, сприяють проникненню газоконденсатної суміші з пласта в свердловину.

В процесі проведення пошуково-розвідувальних робіт на Архангельському родовищі проводився відбір проб пластової води, результати аналізу якої представлені в таблиці 1.5. Для проведення досліджень в роботі використовували морську воду Чорного моря та технічну воду, хімічний склад якої наведено в таблиці 1.6.

Таблиця 1.5 – Результати аналізу пластової води Архангельського родовища зі свердловини №17 в інтервалі 982–1039м

Компоненти	Мг/л	Мг-екв/л	Мг/л		
			Йод	Бром	Бор NH ₄ ⁺
Cl ⁻	22630	638,2	200,5	—	—
SO ₄ ²⁻	11,1	0,23	Характеристика по Суліну		
CO ₃ ²⁻	—				
HCO ₃ ⁻	750,3	12,3			
Ca ²⁺	686,5	34,25	Тип води	Група	Підгрупа
Mg ²⁺	693,5	57,03	Хлоркальцієва	Хлоридна	Магнієва
K ⁺ +Na ⁺	13426,8	559,45	(K ⁺ +Na ⁺)/ Cl ⁻ <1 (Cl ⁻ - Na ⁺)/ Mg ²⁺ >1	SO ₄ ²⁻ / Cl ⁻ <1	Ca ²⁺ / Mg ²⁺ <1
Сума	38199				

Таблиця 1.6 – Хімічний склад води

Хімічні сполуки	Концентрація, г/л	
	Вода Чорного моря	Технічна вода
NaCl	27,2	19,2
MgCl ₂	3,8	1,5
MgSO ₄	1,7	0,14
CaSO ₄	1,2	0,74
K ₂ SO ₄	0,9	–
CaCO ₃	0,1	–
MgBr ₂	0,1	–

Згідно таблиць 1.5 – 1.7 у воді затворення тампонажного розчину (морська вода), яку використовують при цементуванні обсадних колон на підприємстві ДАТ «Чорноморнафтогаз», та в пластових водах знаходиться значна кількість хлориду та сульфату магнію. В порівнянні з технічною водою, їх концентрація вища від 2 до 10 разів. Ці сполуки входять в хімічну реакцію з присутнім в тампонажному камені гідроксидом кальцію, що викликає деструкцію тампонажного каменю.

В результаті аналізу даних з пробурених свердловин на північно-західному шельфі Чорного моря виділено основні типи ускладнень під час буріння, а саме:

1. В піщано-глинистих відкладах четвертинного періоду відбувається поглинання промивальної рідини та обвалювання стінок свердловини.

2. В окремих інтервалах майкопського горизонту, який характеризується підвищеним вмістом алевролітів, можливі газопроявлення при пластовому тиску 17 – 22 МПа. В цих інтервалах також можливе звуження ствола свердловини та прихоплення бурильного інструменту.

3. В окремих інтервалах палеоценових відкладів починаючи з глибини 1100м можливе прихоплення бурильного інструменту та поглинання промивальної рідини.

Аналіз геолого-технологічних умов буріння дозволив зробити такі висновки:

- продуктивні горизонти складені тріщинуватими колекторами з дрібнозернистих пісковиків, глинистих алевролітів та карбонатних порід;
- інтервал залягання та назва продуктивних горизонтів – майкопські горизонти: М-III (520–812м), М-IV (563–571м), М-V (599–891м), еоценові пісковики С, верхній палеоцен P_1^2 (1408–1436м), нижній палеоцен P_1^1 (1570 – 2050м);
- пластова температура – 30 – 55 °С, пластовий тиск – 17 – 22 МПа;
- ускладнення в процесі кріплення свердловини – поглинання тампонажного розчину, низька повнота заміщення бурового розчину тампонажним.

1.2 Аналіз даних щодо якості цементування свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря.

Прогнозування експлуатаційних параметрів свердловин в основному залежить від якості розмежування продуктивних горизонтів [62, 70]. Аналіз оцінки якості тампонування обсадних колон за даними АКЦ, (рис.1.5) проведено по 144 обсадних колонах діаметром 168мм та 245мм., пробурених на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря.

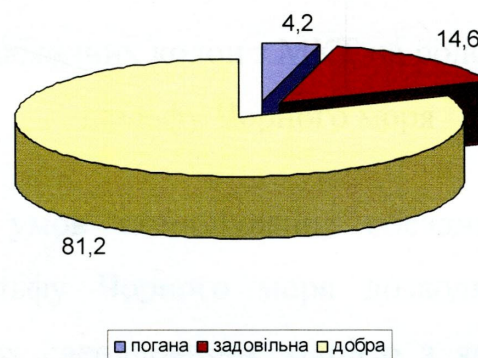


Рисунок 1.5 – Якість тампонування обсадних колон на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря.

Аналізом промислових даних встановлено, що якість тампонування майже 19% обсадних колон оцінюються нижче доброго. Це свідчить про

існування проблем кріплення вже на початковому етапі будівництва свердловин. Незадовільна якість контакту тампонажного каменю з обмежувачими поверхнями є причиною виникнення міжколонних тисків безпосередньо під час введення свердловини в експлуатацію.

Оцінка герметичності міжколонного простору фонду експлуатаційних свердловин північно-західного шельфу Чорного моря (рис. 1.6) показала, що загальна кількість обсадних колон з МКТ на цих родовищах складає до 30% від усього числа колон взятих для аналізу. Це свідчить про те, що під час експлуатації свердловин відбувається порушення герметичності тампонажного кільця та його контактних поверхонь.

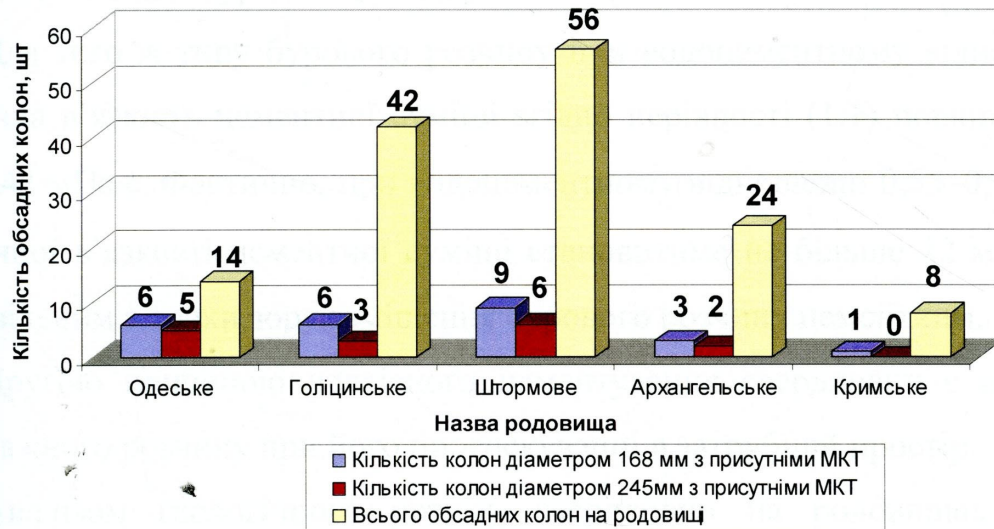


Рисунок 1.6 – Розподіл обсадних колон з МКТ на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря

Аналіз даних з умов тампонування обсадних колон на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря дозволяє виділити ряд причин виникнення МКТ в цих свердловинах, однією з яких є неповне заміщення бурового розчину в за колонному просторі цементним внаслідок невідповідності їхніх реологічних властивостей.

Згідно з дослідженнями А.І. Булатова [24] для забезпечення максимального ступеня заміщення бурових розчинів в концентричному кільцевому просторі цементним необхідно виконання умови:

$$\frac{\rho_{\text{б}} \cdot \eta_m}{\rho_m \cdot \eta_{\text{б}}} \geq 2, \quad (1.1)$$

де $\rho_{\text{б}}$, ρ_m – відповідно густина бурового та тампонажного розчину;

$\eta_{\text{б}}$, η_m – відповідно пластична в'язкість бурового та тампонажного розчину.

Для умов тампонування свердловин південно-західних родовищ ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» при $\rho_{\text{б}} = 1130\text{--}1200 \text{ кг/м}^3$, $\eta_{\text{б}} = 14\text{--}16 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, $\rho_m = 1800\text{--}1810 \text{ кг/м}^3$, $\eta_m = 18\text{--}20 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. За таких параметрів значення нерівності (1.1) лежить в межах 0,8–1, що створює передумови недостатньої повноти заміщення бурового розчину тампонажним.

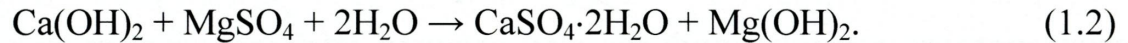
Для того ж типу бурового розчину при водоцементному відношенні 0,5 пластична в'язкість цементної суміші згідно нерівності (1.1) повинна бути не менше 43 мПа·с. Фактично, при водоцементному відношенні 0,55–0,6 значення пластичної в'язкості цементної суміші становитиме не більше 22 мПа·с, що є незадовільним з точки зору заміщення бурового розчину цементним.

Другою причиною неякісного цементування свердловин є поглинання тампонажного розчину при його протискуванні в затрубний простір.

Аналізом геологічного розрізу свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря встановлено, що продуктивні горизонти представлені тріщинуватими слабозцементованими колекторами, які в процесі розкриття схильні до осипання та обвалювання. Поглинання бурового та тампонажного розчину відмічено в кожній другій свердловині. Вони переважно відбуваються внаслідок входження ствола свердловини в контур дренавання сусідніх працюючих свердловин. Градієнт тиску поглинання знаходиться в межах 0,012 – 0,018 МПа/м. Очевидно, така властивість порід-колекторів є основною причиною поглинань тампонажного та бурового розчинів.

Слід зазначити, що під час експлуатації свердловин відбувається фізичне старіння тампонажного каменю під впливом магnezіальної корозії в результаті використання морської води в якості рідини затворення.

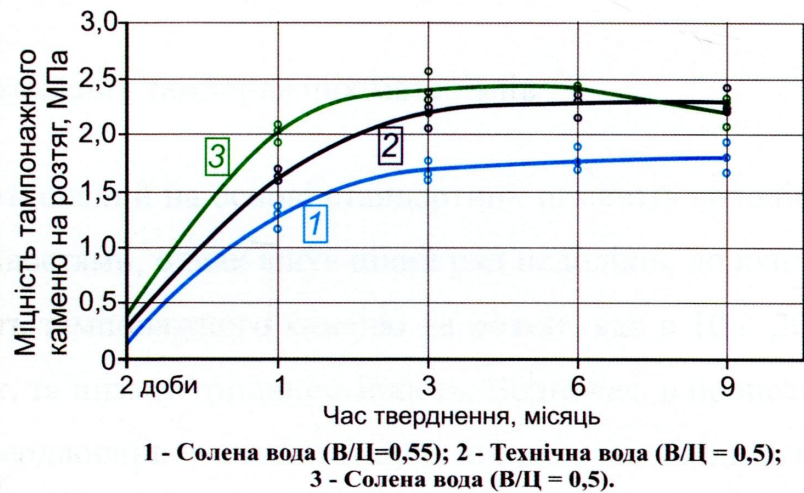
Згідно реакції перетворення (1.2) утворюється двовалентний сульфат кальцію, який має властивість збільшуватись у об'ємі та добре розчиняються у воді і вимиваються з тампонажного каменю, що прискорює появу тріщин в тампонажному камені. Гідроксид магнію малорозчинний у воді та здатний випадати в осад у вигляді рихлої аморфної маси, яка легко вимивається з цементу.



На рис. 1.7 зображено фото зразка тампонажного каменю, утвореного з цементу ПЦТ-I-50 затвореного на морській воді при В/Ц=0,5, що зберігався 28 днів у технічній воді. Білі плями на торці зразка, втрата його цілісності та збільшення вмісту іонів Ca^{2+} в два рази у воді в якій він зберігався свідчить про втрату цих іонів зразком та зменшення його механічної міцності.



a



б

Рисунок 1.7 – Тампонажний зразок затворений на морській воді (*a*) та динаміка зміни міцності зразків цементних каменів в часі (*б*), затворених на технічній та морській воді

Порівняльною оцінкою міцності каменю для цементу марки ПЦТ-I-50 при різних В/Ц затвореного на технічній та морській воді (рис. 1.7) встановлено, що на початковому етапі тверднення, тампонажний камінь

затворений на морській воді має дещо вищу міцність на розтяг в порівнянні з аналогічним зразком, затвореним на технічній воді. Однак, після першого місяця тверднення тенденція до збільшення міцності зразків на морській воді починає зменшуватись та до 9-го місяця стає нижчою міцності зразків, затворених на технічній воді. Цей факт підтверджує гіпотезу старіння тампонажного каменю під впливом магнезіальної корозії.

Використання тампонажних розчинів з підвищеним водоцементним відношенням також негативно впливає на механічну міцність тампонажного каменю і якість цементування в цілому. Дослідження міцності тампонажного каменю з підвищеним водоцементним відношенням, який використовується під час цементування більшості проміжних та експлуатаційних колон на підприємстві ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» (рис. 1.7) дозволило встановити, що для тампонажного каменю затвореного на морській воді при В/Ц=0,5 у віці 9 місяців вона на 20% більша в порівнянні з тампонажним каменем, затвореним на технічній воді при В/Ц = 0,55.

1.3 Аналіз існуючих армованих тампонажних матеріалів

Тампонажний камінь затворений на основі стандартних цементів володіє багатьма позитивними властивостями, однак існує цілий ряд недоліків, до яких відносять недостатню міцність тампонажного каменю на розтяг, яка в 10 – 20 разів менша міцності на стиск, та низьку тріщиностійкість. Водночас, в процесі спорудження та введення свердловини в експлуатацію виникає необхідність проведення різноманітних технологічних операцій в результаті яких вищезгадані недоліки можуть стати причиною виникнення аварійних ситуацій. В зв'язку з цим, науковцями безперервно проводяться дослідження з вдосконалення складів тампонажних матеріалів в напрямку підвищення їхніх міцнісних та деформаційних характеристик.

Автором [15] досліджувалися полегшені тріщиностійкі тампонажні матеріали, армовані аперитивними пустотілими скляними мікросферами (АПСМ), спученим вермикулітом, спучений перлітовим піском з додаванням

суперпластифікатора С-3. Встановлено, що граничні концентрації цих домішок складають 20 – 30%. Найбільше підвищення тріщиностійкості отримано для тампонажного матеріалу з додаванням АПСМ (до 30%) та С-3 (0,75%) при густині розчину 1320 кг/м^3 . Недоліком цієї тампонажної суміші є складність її приготування в польових умовах, адже густина запропонованої домішки ($\rho_{\text{АПСМ}} = 250 - 400 \text{ кг/м}^3$) нижча в порівнянні з густиною рідини затворення, що призводить до впливання домішки та, як наслідок, нерівномірного її розподілу в тампонажному розчині.

Автором [53] досліджено вплив армуючої домішки хризотил-азбесту на властивості тампонажного розчину та каменю. Розроблено тампонажну суміш з додаванням 1,5 – 3,0% хлористого кальцію та 1,5 – 3,0% хризотил-азбесту 6-го сорту, яка дозволяє збільшити міцність тампонажного каменю в 1,5 – 2 рази та зменшити негативний вплив циклічно-змінної температури та тиску на його властивості. Недоліком цієї рецептури є низька тріщиностійкість тампонажного каменю під дією динамічних навантажень, які виникають під час виконання різних технологічних операцій в свердловині, що пояснюється хімічною інтеграцією фібри хризотил-азбесту в матрицю тампонажного каменю.

Автором [97] розроблено композиційний тампонажний матеріал, до складу якого входить штучне мінеральне волокно силікатного і алюмосилікатного складу скловидної структури (скловолокно) в кількості 0,5%, який забезпечує підвищення ударостійкості каменю та здатність чинити опір динамічним навантаженням в 2,5 – 6,2 рази, зберігати міцність каменю на згин у віці 28 діб та зменшити його модуль Юнга на 35%. Недоліком використання скловолокна в якості армуючої домішки є недостатнє розпушування волокон в тампонажному розчині, що призводить до утворення згустків волокна в тампонажному камені та, як наслідок, анізотропності його властивостей. Окрім того, скловолокно має властивість розкладатися в структурі цементу знижуючи його міцнісні та деформаційні характеристики, що негативно впливає на герметичність заколонного простору свердловини.

Автор [118] пропонує наступний склад армованого тампонажного матеріалу для свердловин з температурним режимом 60 – 130°C: портландцемент марки ПЦТ-I-100 – 66 – 75%, мелений кварцевий пісок – 24,75 – 33,75% та поліамідне фіброволокно – 0,25%. Аналіз компонентного складу запропонованої рецептури розчину дозволяє зробити висновок про те, що даний тампонажний матеріал є не стійким до седиментаційних процесів в зв'язку з перевищенням густини кварцевого піску (2600 – 2650 кг/м³) середньої густини тампонажного розчину (1840 – 1850 кг/м³).

Авторами [85] розроблено фіброармований тампонажний матеріал для кріплення продуктивних інтервалів, які піддаватимуться перфорації в процесі освоєння свердловини, до складу якого входять сульфатостійкий портландцемент (ПЦТ 1G-CC-1) – 66 – 69%, поліпропіленове волокно – 0,08 – 0,33%, оксиетилцелюлоза – 0,07% – 0,2%, пластифікатор С-3 – 0,08 – 1,3%, піногасник ПОЛЩЕМ ДФ – 0,08 – 0,13%, CaCl₂ – 0,08 – 1,3%, ВПК-402 – 0,08% та вода – решта. Використання даного компонентного складу дозволило підвищити тріщиностійкість армованого тампонажного каменю, однак значна кількість компонентів суміші ускладнює процес її приготування в промислових умовах та знижує технологічні характеристики тампонажного каменю, зокрема його міцність та адгезію з обмежувачими поверхнями, що може стати причиною утворення тріщин в цементному кільці, особливо під час проведення перфорації.

В роботі [117] наведена порівняльна оцінка поліпропіленової та полівінілспиртової (ПВС) фібри в якості армуючих домішок до тампонажних цементів. Авторами встановлено, що остання володіє кращою адгезією до матриці тампонажного каменю, однак під час її введення в рідину затворення (технічну воду) ПВС має здатність до осідання ($\rho_{ПВС} = 1300$ кг/м³), що є причиною її не гомогенного розподілу в тампонажному розчині. Окрім того, поліпропіленовий матеріал володіє в 2,5 – 3 рази більшою пластичністю та має в 5 – 6 разів менший модуль Юнга по відношенню до полівінілспиртового, що

покращує властивості тампонажного каменю армованого ГПФ під час статичних та динамічних навантажень.

В роботі авторів [123] подано результати експериментальних досліджень тампонажного цементу з домішкою нано-частинок під комерційною назвою EX-RIP1 в кількості 9% від маси цементу. Однією з основних переваг тампонажного каменю з включенням цієї домішки автори відзначають зменшення модуля Юнга на 21%, збільшення границі міцності на стиск вдвічі та коефіцієнта Пуассона у 8,0 – 8,3 рази. Досягнення таких результатів дозволило збільшити навантаження на цементне кільце без втрати його цілісності та герметичності. До недоліків використання запропонованої домішки можна віднести складну технологію її виготовлення та слабку розчинність у воді (0,3 г/100 мл води при 20°C).

Автором [10] виконані дослідження властивостей тампонажного каменю з додаванням кристалів продовговуватих гідросилікатів кальцію (ГСК) типу ксоноліта, тоберморіта та воластоніта. Армуючу домішку автор запропонував додавати в тампонажний розчин в кількості 0,05 – 5,5% через 0,1 – 1,0 год після затворення в'язучого водою при температурі $90\pm 5^\circ\text{C}$, що, на думку автора, забезпечує оптимальне співвідношення між кількістю кристалів ГСК і гідратними новоутвореннями та дозволяє максимально зміцнити систему, що твердне. Позитивний ефект самоармування ГСК пояснюється стабільністю кристалів в цементному середовищі, високими індивідуальними міцнісними характеристиками та повною інтеграцією в структуру тампонажного каменю. Однак, в промислових умовах достатньо важко досягнути високої точності співвідношення CaO/SiO_2 , яке вимагається для досягнення максимального ефекту самоармування, що є однією з основних причин обмеженого використання кристалів ГСК в якості армуючої домішки для тампонажних матеріалів.

З метою зменшення негативного впливу перфорації на цілісність тампонажного каменю автором [138] пропонується поліамідне волокно в якості армуючої домішки в кількості 0,7 – 1,5%. В результаті проведених автором

експериментальних досліджень отримана залежність крихкості тампонажного каменю від вмісту домішки. Встановлено, що пружньо-пластичні та міцнісні характеристики тампонажного каменю з домішкою ПАФ вищі, ніж у чистого цементу. Проте, зазначена кількість домішки ставить під сумнів проведення якісного цементування свердловини, оскільки розтічність такої суміші (130 – 160мм) нижча за рекомендоване ДСТУ значення (200мм).

1.4 Існуючі критерії вибору тампонажних матеріалів

Оскільки буріння свердловин здійснюється в різних гірничо-геологічних умовах і з різною метою, то виникла необхідність уточнення вимог до тампонажного розчину та тампонажного каменю. Під час оцінки якості тампонажних матеріалів рекомендується враховувати ряд показників які поділяються на початкові, проміжні та кінцеві [5, 49].

До початкових відносяться: густина, водовіддача, стабільність та розтічність тампонажного розчину. До проміжних — консистенція, реологічні властивості і тампонуєча здатність. Кінцеві показники тампонажних матеріалів: міцність, проникність, корозійна стійкість, величина вільних деформацій. Перші дві групи показників цікавлять спеціалістів перш за все з точки зору успішності проведення технологічної операції з тампонування свердловини. Що ж до кінцевих показників, вони, на думку автора, не є повними, оскільки не дають змогу оцінити тампонажні матеріали з умови збереження герметичності за колонного простору при їх тривалій експлуатації.

Відома цілий ряд показників якості тампонажного розчину, в який увійшли як загальноприйняті показники, так і ті, які необхідно враховувати для кваліфікованого прийняття рішення про придатність тампонажного розчину для цементування свердловин [38, 51, 64]. Всі запропоновані показники поділені на три групи: перша група – це показники, що характеризують здатність тампонажного розчину через певний час перетворюватись в тверде тіло з заданими міцнісними характеристиками. До цієї групи показників відноситься

межа міцності тампонажного каменю на згин та стиск, а також терміни тужавіння тампонажного розчину. До другої групи відносяться показники, що оцінюють можливість успішного транспортування тампонажного розчину в заколонний простір. Це розтічність та водовіддача. Третя група – це показники які характеризують тампонажний розчин та камінь з позиції забезпечення герметичності заколонного простору протягом тривалого часу. До цієї групи входить седиментаційна стійкість, швидкість фільтрації при заданому перепаді тиску, проникність тампонажного розчину і каменю. Слід зауважити, що на даний час показники третьої групи не мають граничних умов, а також не розроблені загальноприйняті методики їх експериментального визначення. Крім того, в цій групі відсутні показники деформаційної здатності тампонажного каменю, які характеризують його здатність протистояти статичним та динамічним навантаженням, а також показники, для оцінки герметичності контакту тампонажного каменю з обмежуючими поверхнями.

Відомо, що цілісність тампонажного каменю у значній мірі залежить від виду навантаження. Приблизні відношення між межею міцності на стиск, розтяг та згин для тампонажного каменю з портландцементу та інших видів тампонажних цементів наведені в таблиці 1.7, де міцність на стиск прийнята за одиницю [25].

За даними В.В. Флекенштайна та інших дослідників [50, 63, 120] руйнування тампонажного каменю полягає в поширенні тріщин, які формуються в результаті тангенціальних розтягуючих напружень. З метою створення ударостійкого тампонажного каменю автори рекомендують враховувати не тільки міцність на стиск, але й такі характеристики як модуль пружності, коефіцієнт Пуассона, міцність на розтяг і зсув, а також міцність зв'язку з гірською породою та металом. На думку цих авторів, для зниження напружень в цементному камені і покращення його деформаційних властивостей необхідно підвищити коефіцієнт Пуассона і знизити модуль Юнга тампонажного каменю.

Таблиця 1.7 – Співвідношення межі міцності тампонажного каменю на стиск, розтяг та згин

Вид тампонажного цементу	Температура, t, °С	Час тверднення, діб	Співвідношення межі міцності		
			$\sigma_{\text{стиск}}$	$\sigma_{\text{згин}}$	$\sigma_{\text{розтяг}}$
Тампонажний портландцемент	22	2	1	0,4	0,20
	22	28	1	0,28	0,12
Тампонажний портландцемент	75	2	1	0,30	0,15
	75	28	1	0,24	0,10
ШПЦС-200	200	7	1	0,25	0,11
ШПЦС-200	200	2	1	0,30	0,18

В роботі [63] наводяться результати застосування тампонажного розчину без домішок і піноцементного розчину при проведенні ГРП і опресуванні. При використанні тампонажного розчину без домішок відбулось руйнування тампонажного каменю довкола обсадної колони після створення в ній високого тиску, а піноцементного камінь залишився неушкодженим, що забезпечило герметичність кріплення свердловини. При цьому автори звертають увагу на те, що міцність на стиск у піноцементного каменю була доволі низькою. Однак, низька міцність на стиск не підвищила ризик утворення і поширення тріщин в піноцементному камені, хоча навантаження на кріплення свердловини під час опресування колони та проведення гідророзриву пласта створюють розтягуючі навантаження, які здатен витримати піноцементний камінь.

Для порівняльної оцінки деформаційної здатності тампонажних матеріалів авторами [107] рекомендується використовувати величину кута нахилу кривої деформації в пластичній області при втискуванні штампу за методом Л.А. Шрейнера. Доведено, що чим менша величина вищезгаданого кута, тим краща деформаційна здатність. Запропонований критерій не дозволяє кількісно оцінити деформаційні властивості тампонажних матеріалів через відсутність можливості руйнування зразка.

Автором роботи [92] запропоновано в якості критерію деформаційної здатності використовувати величину відношення напруження до модуля пружності при відповідному виді навантаження. Встановлено, що критерій

деформаційної здатності протягом всього періоду тверднення тампонажного каменю залишається величиною постійною і не залежить від умов та часу твердіння. Водночас, автори [81] стверджують, що декомпресія та охолодження призводять до зменшення модуля пружності в два-три рази при постійній величині межі міцності, що заперечує висновки попередніх авторів. В цьому разі величина σ/E відноситься до змінних величин і залежить від умов тверднення тампонажного каменю.

Для оцінки деформаційних властивостей тампонажного каменю запропонований критерій, який представлений відношенням стискаючих напружень ($\sigma_{ст}$) до згинаючих ($\sigma_{зг}$) [95]. Цей критерій знайшов широке застосування в дослідницьких роботах направлених на підвищення деформаційної здатності тампонажного каменю [12, 14]. Встановлено, що чим менше абсолютне значення цього співвідношення, тим вищі деформаційні властивості досліджуваного тампонажного каменю. Показано, що у випадку наближення цього співвідношення до одиниці тампонажний камінь з такого матеріалу володітиме покращеними деформаційними властивостями.

Аналіз літературних даних [63, 64, 120, 121, 122] свідчить про те, що успішне протистояння динамічним навантаженням, які виникають в результаті виконання різних технологічних операцій в свердловині, забезпечується шляхом застосування тампонажного каменю, який витримує згинаючі або стискаючі навантаження більше 1,5 МПа та 5 МПа відповідно. При цьому, необхідною умовою є досягнення герметичності контактних поверхонь тампонажного каменю з обсадною колоною та стінкою свердловини. На основі аналізу літературних даних сформовані таблиці 1.8 та 1.9, в яких подано величини динамічних навантажень, що діють на тампонажний камінь в заклонному просторі свердловини та вимоги до тампонажного каменю при виконанні різних технологічних.

Таблиця 1.8 – Навантаження на кріплення свердловини під час виконання різних технологічних операцій.

Вид робіт які виконуються в свердловині	Внутрішній тиск в обсадній колоні, $P_{вн}$, МПа	Температура середовища в зоні проведення робіт, T , °С	Деформація обсадної колони	Вид напруження в тампонажному камені
Гідророзрив пласта	30-40	менша пластової	так	Розтяг
Соляно-кислотна обробка	20-30	менша пластової	так	Розтяг
Глинокислотна обробка	20-30	менша пластової	так	Розтяг
Кумулятивна перфорація	100-300	300	так	Розтяг
Торпедна перфорація	40-50	300	так	Розтяг
Теплова обробка привибійної зони пласта	10-20	50-100	так	Розтяг

Таблиця 1.9 – Вимоги до тампонажного каменю.

Вид операції	Необхідні властивості тампонажного каменю					
	Міцність	Герметичність	Корозійна стійкість	Термостійкість	Стійкість до ударних навантажень	Розширення
Гідророзрив пласта	+	+	-	+	+	+
Соляно-кислотна обробка	+	+	+	+	+	+
Глинокислотна обробка	+	+	+	+	+	+
Кумулятивна перфорація	+	+	-	-	+	-
Торпедна перфорація	+	+	-	-	+	-
Термогазохімічна обробка	-	+	-	+	+	-
Теплова обробка	-	+	-	+	+	+
Розбурювання обсадної колони	+	+	-	-	+	-

*Примітка «+» – максимальні значення показника

«-» – значення показника не регламентуються

За аналізом табличних даних (табл. 1.9 та 1.10) встановлені вимоги до тампонажного каменю при виконанні технологічних операцій, що викликають навантаження на кріплення свердловини. Одним з методів покращення деформаційних характеристик каменю є введення домішок, які підвищують

міцність тампонажного каменю на розтяг, підвищуючи таким чином опірність тампонажного каменю розповсюдженню в ньому тріщин.

За даними автора [66] в результаті перевірки герметичності обсадних колон тиском 25МПа протягом 40 хвилин на глибині 1250м відбулося локальне розтріскування тампонажного кільця за колоною, що стало причиною прориву пластового флюїду в інтервал перфорації.

Вплив процесу опресування обсадних колон на якість контакту тампонажного каменю зі стінкою свердловини за даними ВАТ “Роснефть-Краснодарнефтегаз” наведений в таблиці 1.10 [96]. З наведених даних можна зробити висновок, що якість контакту після опресування у більшості випадків значно погіршилась.

Таблиця 1.10 – Якість контакту тампонажного каменю з обсадною колоною згідно АКЦ

Показники	Умовний номер свердловини								
	1		2		3		4		
Глибина вибою, м	3066		3090		2875		2854		
Тиск опресування, МПа	50,4		50,4		53,0		48,8		
Якість зчеплення тампонажного каменю в не обсадженої частині, %	до опресування	після опресування	до опресування	після опресування	до опресування	після опресування	до опресування	після опресування	
	задовільне	81,9	39,6	93,5	71,4	85,1	75,8	100	68,0
	часткове	12,5	16,7	6,5	28,6	14,9	20,4	0	21,2
	відсутнє	5,6	43,7	0	0	0	1,2	0	10,8
Якість зчеплення тампонажного каменю між колонами 168мм та 245мм до опресування/після опресування, %	до опресування	після опресування	до опресування	після опресування	до опресування	після опресування	до опресування	після опресування	
	задовільне	98	36,6	78,4	11,7	64,3	11,7	95,5	0,6
	часткове	2	20	21,6	88,3	35,2	69,1	4,5	10,5
	відсутнє	0	43,4	0	0	0,5	19,2	0	88,9

Автори [65, 82] прийшли до висновку, що на початковій стадії твердіння до появи тріщин може призвести седиментаційна нестійкість тампонажних розчинів. Застосування неоднорідного розчину призводить до розділення твердої та рідкої фаз. При цьому максимальний об'єм який займає тверда фаза при $V/C=0,5$ складає 40% [27]. Існує період, коли новостворені пори тампонажного каменю сполучаються між собою та навколишнім середовищем. З часом, в місцях звуження пор утворюються перегородки з желеподібних продуктів гідратації, відбувається формування замкнутих пор. При однаковій степені гідратації, в залежності від V/C , може формуватись структура тампонажного каменю з різним співвідношенням розмірів і типу пор (замкнуті або відкриті).

Таким чином, однорідність і седиментаційна стійкість є однією з необхідних вимог, які пред'являються до тампонажного розчину. А.И. Булатов вважає величину коливання густини розчину практично єдиним показником якості тампонажного розчину при його приготуванні і транспортуванні в свердловину [19, 21, 23].

Енергетичний підхід до руйнування матеріалу при наявності тріщин бере початок з робіт англійського вченого А. Гріффітса. Він розглянув процес руйнування крихкого матеріалу виходячи з основоположного закону природи – закону збереження і перетворення енергії. Головна ідея Гріффітса полягає в тому, що потенціальна енергія тіла, накопичена ним в результаті пружного деформування, при його руйнуванні повністю перетворюється в енергію новоутворених поверхонь [15, 114]. Енергетичний підхід дозволяє визначити як кількісні, так і якісні показники тріщиностійкості.

В роботі [90] запропонований метод оцінки тріщиностійкості, що ґрунтується на вимірюванні величини поверхневої енергії. На одному і тому ж зразку, в двох різних температурних умовах вимірюється величина поверхневої енергії способом свердління, а в якості критерію тріщиностійкості використовується співвідношення цих величин :

$$K_{T.P.} = \gamma_1/\gamma_2, \quad (1.3)$$

де $K_{T.P.}$ – коефіцієнт тріщиностійкості; γ_1 та γ_2 – значення поверхневої енергії в сухому та водонасиченому стані.

На основі експериментальних досліджень авторами [32] запропонований показник тампонуєчої здатності (формула 1.4), за яким рекомендується оцінювати здатність тампонажного розчину розмежовувати горизонти.

$$\frac{K_T}{K_a} > 1 \quad \text{або} \quad \frac{K_T}{K_M} > 1, \quad (1.4)$$

де K_T – показник тампонуєчої здатності; K_M – відносний перепад тиску в сусідніх пластах; K_a – коефіцієнт аномальності пластового тиску.

Величина K_T характеризує можливість створення герметичних зв'язків між елементами кріплення свердловини, однак за цим показником неможливо оцінити тампонажні матеріали з позиції збереження герметичності за колонного простору свердловини протягом тривалого терміну її експлуатації.

Виходячи з вищенаведеного можна зробити висновок, що, найбільш розповсюдженим методом оцінки стійкості тампонажного каменю до різного роду навантажень є порівняння його окремих міцнісних характеристик, а саме зміна межі міцності при стиску та згину цементних зразків. Недоліком цього методу є те, що в критерії вибору тампонажного каменю не враховується динамічна складова, в той же час більшість навантажень, що діють на кріплення свердловини на різних стадіях її роботи носять динамічний характер.

Висновки до розділу 1

1. На основі аналізу причин виникнення міжколонних тисків та розроблення гіпотез їх пояснення встановлено, що однією з головних причин міжпластових перетоків є низькі деформаційні характеристики тампонажного кільця та недостатня герметичність його контактних поверхонь.

2. Обґрунтовано, що для вирішення проблеми попередження виникнення міжколонних тисків у свердловинах північно-західного шельфу Чорного моря існує необхідність розроблення тампонажних матеріалів, які утворюють тампонажний камінь з покращеними деформаційними характеристиками для роботи в умовах динамічних навантажень.

Встановлено, що для розроблення нових тампонажних матеріалів необхідне вдосконалення існуючих критеріїв оцінки їхньої здатності забезпечити герметичність міжколонного простору з врахуванням умов їхньої роботи в процесі будівництва та експлуатації свердловини.

Таким чином, для збереження якісного кріплення свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря необхідно вирішити такі задачі:

- розробити критерії оцінки якості тампонажних матеріалів з врахуванням умов їхнього застосування;
- відповідно до запропонованих критеріїв розробити рецептуру тампонажного матеріалу, камінь з якого володів би підвищеними деформаційними властивостями, високою стійкістю до поширення в ньому тріщин в умовах динамічних навантажень та високою корозійною стійкістю в агресивному середовищі;
- розробити технологію приготування тампонажного розчину враховуючи специфіку виконання робіт з використанням морських самопідйомних платформ.

РОЗДІЛ 2

РОЗРОБКА КРИТЕРІЇВ ОЦІНКИ РОБОТОЗДАТНОСТІ АРМОВАНОГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРІАЛУ

2.1 Умови роботи тампонажного каменю в свердловині

2.1.1 Оцінка величини деформацій тампонажного кільця під час опресування обсадної колони

Після ОЦЦ і перевірки якості цементування геофізичними методами обсадна колона випробовується на герметичність створенням в ній внутрішнього тиску. Внаслідок цього обсадна колона деформується, що призводить до утворення кільцевого зазору між нею і тампонажним каменем в за колонному просторі.

Результатами досліджень встановлено, що проведення опресування після ОЦЦ негативно впливає на герметичність контакту “тампонажний камінь-обсадна колона”. Особливо це характерно в інтервалах залягання пластів з високою проникністю і наявністю каверн [67, 94, 96, 116], в яких після зняття тиску з’являються тріщини між обсадними трубами і цементним кільцем. Авторами [28, 112] встановлено, що під час створення внутрішнього тиску в обсадній колоні в тампонажному камені виникають тангенціальні напруження, які можуть значно перевищувати радіальні. З цього можна зробити висновок, що для досягнення якісного кріплення свердловин необхідно використовувати тампонажні матеріали, які здатні протистояти значним тангенціальним розтягуючим навантаженням.

Опресування обсадних колон на вітчизняних промислах, як правило, здійснюється при вищих тисках (від 15 до 60 МПа) ніж в зарубіжній практиці (до 14 МПа) [9, 47, 89]. Слід зазначити, що навантаження створені під час опресування колони діють впродовж тривалого часу, в середньому від 0,5 до 2 годин. Це є причиною виникнення розтягуючих напружень в обсадній колоні і тампонажному кільці, що призводить до незворотних деформацій останнього і,

як наслідок, до утворення зазору між тампонажним каменем та зовнішньою поверхнею обсадної колони.

За даними автора [67] в результаті перевірки герметичності обсадних колон тиском 25 МПа протягом 40 хвилин на глибині 1250м відбулося локальне розтріскування тампонажного кільця за колоною, що стало причиною прориву пластового флюїду в інтервал перфорації.

Аналізом статистичних даних з проведення робіт на Астраханському газоконденсатному родовищі [6, 101] встановлено, що після опресування колони тиском 45 – 50 МПа, мало місце погіршення якості кріплення свердловини. На п'яти свердловинах коефіцієнт якості за даними АКЦ склав 0,31 – 0,98 до опресування, і 0,12 – 0,34 після опресування. Середнє зниження коефіцієнта якості після опресування склало 0,35. При коефіцієнті якості 0,41 і менше вважається, що якість цементування колони незадовільна і в такому разі спостерігаються міжколонні тиски.

Автори [41, 48] стверджують, що під час опресування обсадної колони можливе накопичення незворотних деформацій в тампонажному камені розташованому навколо обсадної труби за рахунок його повзучості. В результаті цього контакт тампонажного каменю з обсадною колоною погіршується, що може призвести до міжпластових перетоків. Автором [41] було розглянуто трьохшарову модель кріплення свердловини, в якій перший шар моделює обсадну трубу, другий – цементне кільце, а третій – глинисту кірку або гірську породу. Встановлено, що в більшості випадків повзучість тампонажного каменю, що знаходиться в контакті з міцними породами, більше, ніж повзучість каменю, що контактує з м'якими породами або глинистою кіркою. За результатами досліджень побудовано номограми для визначення допустимого тиску в колоні в залежності від часу її опресування. Доведено, що переважна більшість обсадних колон знаходиться під тиском який ініціює процес повзучості тампонажного каменю, тобто порушується контакт тампонажного кільця та обсадної колони.

До моменту затвердіння тампонажного розчину його обмежуючі поверхні (зони контакту з обсадною колоною та гірськими породами) вільні від напружень. Тільки у випадку подальшої зміни внутрішнього тиску або виникненню зовнішнього тиску з боку гірських порід виникає необхідність оцінювати напружено-деформаційний стан тампонажного кільця.

Науковець Биков І.Ю. [26] вважає, що найвагомішою причиною руйнування тампонажного кільця є дія внутрішніх надлишкових тисків. В зв'язку з цим, дискутується питання про можливість відміни опресування обсадних колон.

Для оцінки впливу внутрішнього надлишкового тиску на деформацію контактної поверхні «тампонажний камінь – обсадна колона» визначимо тиск на межі цього контакту (P_K) шляхом прирівнювання переміщення точок на контактній поверхні колони та тампонажного каменю. Вплив тиску гірських порід на тампонажний камінь не враховуємо, вважаючи, що тампонажний камінь контактує з гірською породою через фільтраційну кірку бурового розчину.

Величину внутрішнього тиску, що діє на обсадну колону в будь-якій розрахунковій точці, визначають за формулою (2.1).

$$p_s = p_{on} + \rho g z, \quad (2.1)$$

де p_{on} – тиск опресування на усті свердловини. Для умов випробування обсадних колон в ДАТ «Чорноморнафтогаз» $p_{on} = 15 \text{ МПа}$,

ρ – густина рідини опресування, z – глибина розрахункового перерізу.

Деформацію тампонажного каменю, що контактує з обсадною колоною ($U_{Т.К.+О.К.}$) в кільцевому просторі під час дії внутрішнього тиску в колоні визначають з виразу (2.2) [24]:

$$U_{Т.К.+О.К.} = \frac{1 + \mu_{cm}}{E_{CT}} \frac{r_{Т.К.}}{r_{Т.К.}^2 - r_{О.К.}^2} \left(2P_B r_{О.К.}^2 (1 - \mu_{cm}) - P_K \left[(1 - 2\mu_{cm}) r_{Т.К.}^2 + r_{О.К.}^2 \right] \right). \quad (2.2)$$

де $\mu_{ст}$ – коефіцієнт Пуассона сталі; $E_{ст}$ – модуль Юнга сталі;

$r_{Т.К.}, r_{О.К.}$ – відповідно внутрішній радіус тампонажного кільця та труби.

P_K – контактний тиск на поверхні «обсадна колона–тампонажний камінь»

Деформацію внутрішньої поверхні тампонажного кільця визначають згідно формули (2.3):

$$U_{Т.К.} = \frac{1 + \mu_{Т.К.}}{E_{Т.К.}} \frac{r_{Т.К.}}{R_{Т.К.}^2 - r_{Т.К.}^2} P_K r_{Т.К.}^2 (1 - 2\mu_{Т.К.}), \quad (2.3)$$

де $R_{Т.К.}, E_{Т.К.}$ – зовнішній радіус та модуль Юнга тампонажного кільця.

Після виконання відповідних перетворень, вираз для оцінки значення P_K матиме вигляд:

$$P_K = \frac{2BP_B r_{О.К.}^2 (1 - \mu_{cm})}{A(1 - 2\mu_{Т.К.})r_{Т.К.}^2 + B[(1 - 2\mu_{ст})r_{Т.К.}^2 + r_{О.К.}^2]}; \quad (2.4)$$

$$A = \frac{1 + \mu_{Т.К.}}{E_{Т.К.}} \frac{r_{Т.К.}}{R_{Т.К.}^2 - r_{Т.К.}^2}; \quad B = \frac{1 + \mu_{ст}}{E_{ст}} \frac{r_{Т.К.}}{r_{Т.К.}^2 - r_{О.К.}^2}. \quad (2.5)$$

Визначимо величину контактного тиску (P_K) на поверхні «тампонажний камінь-обсадна колона», її фактичні ($U_{Т.К.+О.К.}$) та максимальні ($[U_{Т.К.+О.К.}]$) переміщення згідно формул (2.2) – (2.4) (табл. 2.1).

При розрахунку допустимих переміщень контактної поверхні «тампонажний камінь – обсадна колона» ($[U_{Т.К.+О.К.}]$) приймаємо умову, що максимально допустимий контактний тиск [P_K], перевищення якого призводить до появи залишкових деформацій в тампонажному кільці за колонного простору, рівний граничному значенню міцності зразка тампонажного каменю під час випробування на згин в області пружних деформацій (табл. 3.11). За цієї умови в тампонажному камені відбудуться незворотні деформації, які є причиною утворення зазору між тампонажним кільцем та обсадною колоною після зняття навантаження на кріплення свердловини.

Таким чином, розраховано значення допустимих переміщень контактної поверхні на початковій та кінцевій стадії тверднення тампонажного каменю при якому досягається значення $[P_K]$ (формула 2.4). Значення $[P_K]$ та модуля Юнга приймаємо згідно результатів експериментальних досліджень для тампонажного каменю ПЦТ-I-50 при $V/C = 0,5$ для двох діб ($[U_{Т.К.+О.К.}]_2$).

Аналіз результатів розрахунків (табл. 2.1) вказує на низьку деформаційну здатність тампонажного каменю ПЦТ-I-50. Фактичне переміщення контактної поверхні перевищує допустимі значення в 1,2 – 11 для колони діаметром 114мм; 1,2 – 5,8 для колони 127мм; 2,2 – 13 для колони діаметром 146мм; 1,5 – 9 для колони діаметром 168мм та 1,1 – 6,5 рази для колони діаметром 245мм.

Таблиця 2.1 – Результати розрахунку умов роботи кільця тампонажного каменю з ПЦТ-I-50 під час проведення опресування обсадних колон

Густина бурового розчину, кг/м ³	Діаметр свердловини, м					
	0,1397	0,151	0,2159	0,2953		
	Діаметр обсадної колони/товщина стінки, м/мм					
	0,114/7,4	0,114/7,4	0,127/7,5	0,146/10,7	0,168/10,6	0,245/11,1
	Глибина свердловини, м					
	2000					1000
	$P_K / U_{Т.К.+О.К.} / [U_{Т.К.+О.К.}]_2$, МПа/мм/мм					
1130	<u>1,71</u> 0,056 0,0085	<u>2,51</u> 0,054 0,0057	<u>1,59</u> 0,070 0,012	<u>3,15</u> 0,057 0,0046	<u>2,2</u> 0,084 0,0096	—
1150	<u>1,73</u> 0,056 0,0085	<u>2,54</u> 0,055 0,0057	<u>1,61</u> 0,071 0,012	<u>3,19</u> 0,057 0,0046	<u>2,3</u> 0,085 0,0096	<u>1,65</u> 0,128 0,020
1170	<u>1,75</u> 0,057 0,0085	<u>2,56</u> 0,056 0,0057	<u>1,62</u> 0,072 0,012	<u>3,22</u> 0,059 0,0046	<u>2,3</u> 0,086 0,0096	<u>1,66</u> 0,129 0,020
1200	<u>1,77</u> 0,058 0,0085	<u>2,60</u> 0,057 0,0057	<u>1,65</u> 0,073 0,012	<u>3,27</u> 0,060 0,0046	<u>2,3</u> 0,087 0,0096	<u>1,68</u> 0,130 0,020
1250	—	—	—	—	—	<u>1,71</u> 0,133 0,020
	Глибина свердловини – 2150 м					
1100	<u>1,76</u> 0,056 0,0085	<u>2,58</u> 0,056 0,0056	<u>1,63</u> 0,072 0,0115	<u>3,24</u> 0,06 0,0046	<u>2,29</u> 0,097 0,0096	—
1120	<u>1,78</u> 0,058 0,0085	<u>2,61</u> 0,057 0,0056	<u>1,65</u> 0,073 0,0115	<u>3,28</u> 0,061 0,0046	<u>2,32</u> 0,098 0,0096	—

Спостерігається загальна тенденція збільшення значень контактного тиску на межі «обсадна колона-тампонажний камінь», які перевищують допустимі в 1,2 – 6 рази залежно від часу тверднення тампонажного каменю, глибини свердловини та густини тампонажного розчину. Хоча з часом різниця між фактичною та допустимою деформацією тампонажного каменю зменшується у зв'язку зі зростанням його міцності, проте остаточно вона не зникає. Таким чином, фактична деформація тампонажного каменю за обсадною колоною виходить за межі області пластичних деформацій, що призводить до утворення зазору в межах 0,05 – 0,1мм під час опресування обсадної колони, що свідчить про порушення герметичності контактної поверхні.

2.1.2 Оцінка величини деформацій тампонажного каменю в за колонному просторі під час розбурювання цементного стакана.

Під час розбурювання цементного стакана на кріплення свердловини передається додаткове навантаження бурильним інструментом. Оцінку стану тампонажного каменю в кільцевому просторі свердловини під час розбурювання тампонажного стакана в обсадній колоні проведено на прикладі кількох найбільш поширених конструкцій кріплення та технологічних параметрів буріння свердловин на підприємстві ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» (табл. 2.2). Для цих умов визначено переміщення контактної поверхні системи «тампонажний камінь – обсадна колона» у разі дії зовнішніх та внутрішніх навантажень на стінку обсадної колони.

Згідно умов роботи обсадної колони під час розбурювання тампонажного стакана (рис. 2.2) враховано розтягуючі навантаження від дії гідростатичного тиску стовпа бурового розчину (P_B) та навантаження, створені під час взаємодії нижньої частини бурильної колони з внутрішньою поверхнею обсадної колони, а також стискаючі навантаження, що створюються тампонажним кільцем в за колонному просторі свердловини, виражені через контактний тиск (P_K) на межі системи «тампонажний камінь – обсадна колона». В результаті взаємодії цих навантажень виникає концентрація напружень в області їхнього

прикладання. З метою оцінки цілісності тампонажного кільця в межах досліджуваної області визначено фактичні переміщення контактної поверхні за допомогою комп'ютерної моделі кріплення свердловини. Нижче подано алгоритм обчислення відповідних навантажень та порівняльна оцінка отриманих результатів.

Таблиця 2.2 – Дані для розрахунку сили розтягу обсадної колони при взаємодії з нижньою частиною бурильної колони під час розбурювання стакана.

Глибина спуску проміжної колони	- по вертикалі	1000 – 1050 м
	- по стволу	1050 – 1100 м
Довжина вертикальної ділянки профілю		730 – 740 м
Кут входження в пласт		$\alpha = 40 - 45^{\circ}$
Інтенсивність набору кута		$i_{факт.} = 1,0 - 1,5^{\circ}/10м$
Густина бурового розчину		$\rho_p = 1200 \text{ кг/м}^3$
Густина металу труб		$\rho_m = 7850 \text{ кг/м}^3$
Частота обертання бурильної колони		$n = 60 \text{ с}^{-1}$
Навантаження на долото		$P_d = 100 - 110 \text{ кН}$
Діаметр долота		$D_d = 295,3 \text{ мм}$
Обсадна колона	- діаметр	$D_{ок} = 245 \text{ мм}$
	- товщина стінки	11,1 мм
Бурильний інструмент:	- довжина	882 – 922
	- діаметр	140 мм
	- товщина	10 мм
стінки	- маса 1 м	$m_{сбт} = 36,8 \text{ кг/м}$
КНБК: ТБТ діаметром 140 мм	- довжина	170 – 180 м
	- маса 1 м	$m_{тбт} = 22,7 \text{ кг/м}$

Для визначення сили розтягу обсадної колони, яка виникає в результаті взаємодії з бурильною колоною під час розбурювання цементного стакана, скористаємось відомою методикою [3, 4]. Довжина стиснутої частини бурильної колони визначається за виразом (2.6).

$$L_{CT} = \frac{P_d}{m_{OBT} \cdot g \cdot \left(1 - \frac{\rho_p}{\rho_m}\right) \cdot \cos \alpha} \quad (2.6)$$

Обчислення ваги стиснутої та розтягнутої частин бурильної колони проводиться згідно виразів (2.7).

$$Q_{\text{СТ}} = Q_{\text{ОБТ}} + Q_{\text{ТБТ}}; \quad Q_{\text{РОЗ}} = Q_{\text{ТБТ}} + Q_{\text{СБТ}}. \quad (2.7)$$

Для розрахунку довжини півхвилі стиснутої частини бурильної колони визначаємо допоміжні параметри X_p та X_c за формулами (2.8).

$$X_p = \frac{Q_{\text{РОЗ}}^2}{P_{\text{Ц}}^* \cdot E \cdot I}; \quad X_c = \frac{Q_{\text{СТ}}^2}{P_{\text{Ц}}^* \cdot E \cdot I}, \quad (2.8)$$

де $P_{\text{Ц}}^*$ – середня інтенсивність відцентрової сили нижньої частини бурильної колони, яка розраховується за формулою (2.9).

$$P_{\text{Ц}}^* = 9,18 \cdot 10^{-6} \cdot q \cdot n^2, \quad (2.9)$$

де q – вага 1 см труби ОБТ в повітрі; n – частота обертання КНБК.

Користуючись формулами (2.8) знаходимо допоміжні величини X_p та X_c .

В результаті розрахунку згідно формули (2.8) встановлено, що $X_p > 9,78$.

Довжину півхвилі бурильної колони визначаємо за виразами (2.10):

$$l_{\text{П.Р.}} = \frac{2}{k} (1 + \sqrt{1 + 2 \cdot X_p}); \quad k = \sqrt{\frac{Q_p}{E \cdot I}}. \quad (2.10)$$

Довжину півхвилі стиснутої частини бурильної колони визначено за формулою (2.11) [98]:

$$l_{\text{П.С.}} = \frac{2}{k} \left(Y_c + 0,1 \frac{X_c - X_2}{X_1 - X_2} \right), \quad (2.11)$$

де Y_c , X_1 , X_2 – коефіцієнти, що відповідають найближчим значенням X_p [4].

З виразу (2.12) знайдемо максимальну інтенсивність викривлення (i_{max}) за якої зберігається умова обертання бурильної колони навколо осі свердловини.

$$i_{\max} = 229 \frac{D_{OK} - d_{BT}}{l_{П.Р.}^2}. \quad (2.12)$$

В даному випадку $i_{факт.} > i_{\max}$, тобто вісь обертання бурильної колони не співпадає з віссю свердловини.

Сила розтягу, яка виникає в обсадній колоні внаслідок її контакту з нижньою частиною бурильної колони, визначаємо за формулою (2.13)

$$F_p = \frac{Q_{СТ} \cdot r}{q_p \cdot l_{П.С.}} (P_{П}^* \cdot \frac{l_{П.С.}}{2} + \frac{2 \cdot Q_{СТ}}{l_{П.С.}} + 2 \cdot q_p); \quad r = \frac{D_{OK} - d_{BT}}{2}, \quad (2.13)$$

де q_p – вага 1 м труби ТБТ в розчині.

Для визначення площі контакту бурильної колони з обсадною трубою була використана методика, запропонована Сарояном А.Е. [99]. Розглянемо умову стійкості бурильної колони, яка знаходиться під осьовим навантаженням. Схема взаємодії бурильної колони зі стінкою обсадної зображена на рис. 2.1.

Для розв'язку цієї задачі вводяться такі граничні умови:

- верхній та нижній переріз ділянки бурильної колони залишаються нерухомими;
- вплив зовнішнього середовища відсутній;
- деформація (згин) колони не обмежена в просторі.

Для такого випадку рівняння рівноваги матиме вигляд:

$$U - A_1 - A_2 - A_3 = 0, \quad (2.14)$$

де U – потенціальна енергія деформації колони;

A_1 – робота зовнішньої розтягуючої сили;

A_2 – робота розтягуючої сили (осьової складової власної ваги);

A_3 – робота згинаючої сили (радіальної складової власної ваги).

Вищезгадані величини визначаються з формул (2.15).

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку сили розтягу обсадної колони в зоні її контакту з бурильною колоною згідно виразів (2.1) – (2.8).

Довжина стиснутої частини бурильної колони $L_{СТ}$, м	150 – 155
Вага частин бурильної колони:	
- стиснутої, кН	145 – 155
- розтягнутої, кН	390 – 395
Довжину півхвилі стиснутої частини бурильної колони $l_{п.с.}$, м	14 – 15
Інтенсивність викривлення i_{max} , град/100м	1,3 – 1,5
Сила розтягу F_P , кН	80 – 85

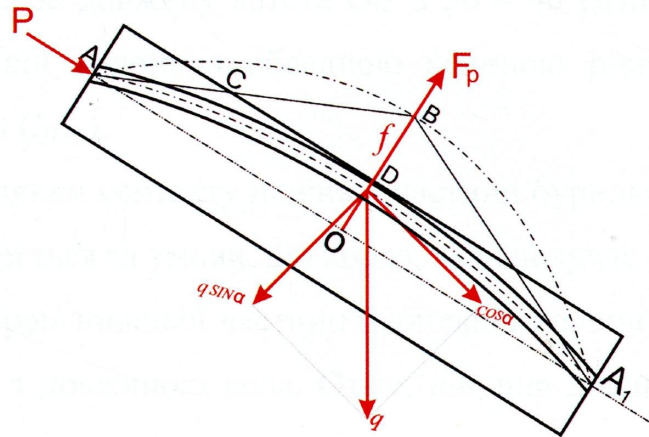


Рисунок 2.1 – Схема взаємодії бурильної колони зі стінкою обсадної колони під час розбурювання тампонажного стакана в обсадній колоні

$$U = \frac{EIf^2\pi^4}{4l^3}; \quad A_1 = -\frac{Pf^2\pi^2}{4l}; \quad A_2 = -\frac{q \cos \alpha f^2\pi^2}{8}; \quad A_3 = \frac{qlf}{2\pi} \sin \alpha (1 - \cos \pi), \quad (2.15)$$

де f – поперечна деформація; q – вага ділянки; l – довжина ділянки;

P – навантаження на долото.

Після проведення відповідних перетворень та використання попередньо обчислених параметрів, поперечну деформацію похило-скерованої ділянки бурильної колони визначаємо за виразом (2.16):

$$f = \frac{2ql \sin \alpha (1 - \cos \pi)}{\pi^3 \left(\frac{EI\pi}{l^3} - \frac{P}{l} + \frac{q \cos \alpha}{2} \right)}. \quad (2.16)$$

Таким чином, за відсутності обмежуючої поверхні, в даному випадку обсадної труби, прогин колони складе $0,23 - 0,27\text{м}$.

Для знаходження довжини контакту стиснутої частини бурильної колони з обсадною колоною використаємо геометричне правило подібності трикутників за двома кутами, один з яких спільний для двох трикутників OAB та ABD (рис. 2.1). Відстань DB обчислювали як різницю прогину OB (f) та зовнішнього радіуса обсадної колони OD ($R_{O.K.}$). В зв'язку з тим, що довжина катета AO більша за довжину катета OB в $36 - 40$ разів, приймаємо довжину контакту бурильної колони з обсадною колоною рівною довжині півхвилі бурильної колони ($l_{п.с.}$).

Ширина ділянки контакту нижньої частини бурильної колони з обсадною колоною обчислюється за умови, що хорда, яка сполучає сектор кола утворений зовнішнім діаметром нижньої частини бурильної колони з центральним кутом $4 - 5^{\circ}$ збігається з довжиною кола. Отже, ширина ділянки контакту дорівнює $5 - 7$ мм.

Для розрахунку переміщень зовнішньої поверхні обсадної колони в області навантаження, утвореного внаслідок взаємодії бурильної колони з обсадною (P_B), було прийнято модель елемента кріплення свердловини (рис. 2.2). Зовнішнє навантаження (P_K) спричинене контактним тиском кільця тампонажного каменю в затрубному просторі. Моделювання проводилось за допомогою програмного забезпечення Solid Works (табл. 2.4).

Граничні умови для досліджуваної моделі.

1. Матеріал моделі обсадної труби розглядається як ізотропне лінійно-пружне тіло, міцність якого оцінюється за критерієм Мізеса.
2. Кінематика моделі передбачає жорстку фіксацію однієї з обмежуючих площин моделі та вільне переміщення решти її поверхонь.
3. Сила, прикладена до внутрішньої поверхні моделі, розподілена нормально та рівномірно по заданій площі. Напрямок та величина сили залишаються незмінними.

Таблиця 2.4 – Вхідні дані для розрахунку переміщення зовнішньої поверхні обсадної колони в моделі № 1.

№	Параметр	Значення	№	Параметр	Значення
1	Діаметр обсадної колони, м	0,2445	4	Ширина полоси контакту, м	0,005 – 0,007
2	Товщина стінки, м	0,01	5	Модуль пружності сталі, Па	$2,1 \cdot 10^{11}$
3	Довжина моделі, м	14 – 15	6	Коефіцієнт Пуассона сталі	0,25

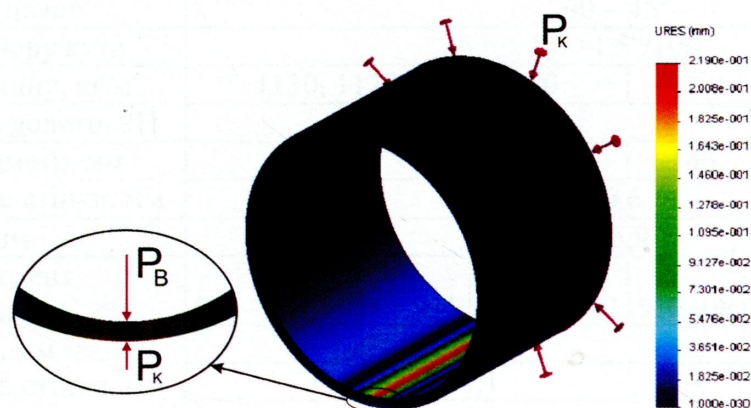


Рисунок 2.2 – Схема переміщення оболонки моделі кріплення свердловини під час розбурювання цементного стакана в обсадній колоні.

За результатами моделювання (табл. 2.5) встановлено, що величина переміщення тампонажного каменю моделі №1 в точці контакту з обсадною колоною становить 0,215 – 0,218мм. За аналогією обчислено переміщення зовнішньої поверхні обсадної колони для декількох моделей елементу кріплення свердловин в ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» (табл. 2.5).

Згідно виразу (2.2) розраховано максимальне переміщення поверхні контакту «тампонажний камінь – обсадна колона» ($[U_{T.K.+O.K.}]$) для кожної моделі (табл. 2.5). З метою оцінки залежності величини контактного тиску від товщини тампонажного кільця ($\Delta_{T.K.}$) в затрубному просторі та стінки обсадної колони ($\Delta_{O.K.}$) було побудовано рівняння регресії (рис.2.3) та розраховано коефіцієнти кореляції (R) для цих величин.

Таблиця 2.5 – Переміщення моделей елементу кріплення свердловини на родовищах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» під час розбурювання цементного стакана.

Номер моделі кріплення	1	2	3	4	5	6
Глибина спуску проміжної колони, м						
- по вертикалі	1000 - 1050	1135-1175	1320-1380	1920-1975	2135-2175	2100-2130
- по стволу	1050 - 1100	1170-1220	1400-1450	2100-2160	2470-2525	2625-2670
Глибина вертикальної ділянки профілю, м	730 – 740	840 – 850	1250	1310	1210	1300
Кут входження в пласт	40 – 45 ⁰					
Інтенсивність набору кута	1,0 – 1,5 ⁰ /10м					
Густина бур. розчину, кг/м ³	1130, 1170, 1200, 1250			1130, 1170		
Навантаження на долото, кН	100 – 135			60 – 80		
Обс. колона: - діаметр, мм	245		168	146	127	114
- товщина стінки, мм	11,1		10,6		7,5	7,4
Діаметр долота, мм	295,3		215,9		151	139,7
Бурильний інструмент:						
- довжина, м	882 – 922	954 – 994	1142 – 1182	1910–1960	2407–2462	2536–2581
- діаметр, мм	140				73	
- товщина стінки, мм	11,1				9	
- маса 1 м, кг/м	36,8				15,6	
КНБК: ОБТ діаметром, мм	171,4		165,1		105	89
- довжина, м	28	56	83	135	63	75
- маса 1 м, кг/м	160,7		147,3		52,1	40,2
внутр. діаметр, мм	57,2				50,3	38,1
ТБТ діаметром 140 мм						
- довжина, м *	140 – 150	160 – 170	175 – 185	55 – 65	—	
- маса 1 м, кг/м	22,7				—	
Площа контакту нижньої частини бурильної колони з обсадною колоною, м ²	0,100 – 0,105		0,090 – 0,095		0,060– 0,065	
Сила розтягу в обсадній колоні під час її взаємодії з обсадною колною F _p , кН	80 – 85	94 – 100	96 – 103	102 – 110	111 – 122	115 – 125
				100 – 112	95 – 110	90 – 95
				90 – 100	95 – 115	110 – 120
				84 – 90	91 – 98	56 – 66
					66 – 78	34 – 50
						40 – 54
Внутрішній тиск в обсадній колоні P _B , МПа	31 – 34		34 – 35	32 – 34	30 – 33	31 – 32
Контактний тиск тампонажного кільця P _K , МПа	2,0 – 2,2		2,1 – 2,3	2,7 – 2,9	1,6 – 1,8	2,0 – 2,2
Фактичні переміщення оболонки моделі U _{T.K.+O.K.} , мм	0,215 – 0,220		0,165 – 0,170	0,115 – 0,120	0,135 – 0,140	0,054 – 0,058
Критичні переміщення оболонки моделі [U _{T.K.+O.K.}] ₂ , мм	0,0190 – 0,0195		0,085 – 0,090	0,060 – 0,065	0,011 – 0,014	0,011 – 0,012

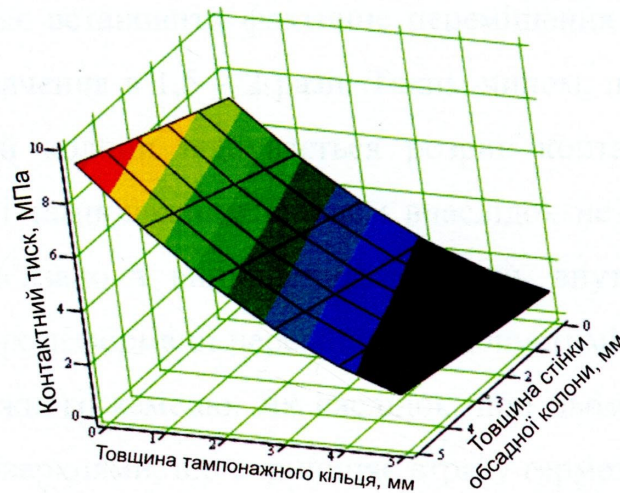


Рисунок 2.3 – Область зміни рівняння регресії величини контактної тиску в залежності від товщини тампонажного кільця та стінки обсадної колони.

$$P_K(\Delta_{Т.К.}, \Delta_{О.К.}) = 7,026 + 0,456X_1 - 2,041X_2 - 0,057X_1X_2 + 0,00428X_1^2 + 0,164X_2^2;$$

$$R_1(P_K, \Delta_{Т.К.}) = 0,924; R_2(P_K, \Delta_{О.К.}) = 0,605.$$

Числове значення коефіцієнта кореляції R_1 вказує на близький прямий функціональний зв'язок між контактним тиском та товщиною тампонажного кільця.

Аналізом результатів моделювання встановлено, що для рівних геометричних розмірів систем «тампонажний камінь – обсадна колона» відбувається зростання значень переміщення їхньої контактної поверхні на 15 – 20% під час розбурювання цементного стакана в порівнянні зі значеннями переміщень аналогічної поверхні під час проведення опресування обсадної колони.

Це пояснюється концентрацією напружень в обсадній колоні (рис. 2.2) в зв'язку з прикладанням додаткових сконцентрованих навантажень на ділянці труби незначної площі, внаслідок чого виникають додаткові мікропластичні деформації, які з часом можуть стати причиною зародження тріщини в тампонажному кільці.

Результатами розрахунків встановлено, що незначне надлишкове значення внутрішнього тиску в обсадній колоні внаслідок її взаємодії з бурильною колоною, яке для усіх досліджуваних моделей знаходиться в межах

2 – 5 МПа, дозволяє встановити фактичне переміщення контактної поверхні вище критичного значення в 1,5 – 2 рази. Таким чином, під час розбурювання башмака в обсадній колоні відбувається розрив контактної поверхні між обсадною колоною і тампонажним кільцем внаслідок незворотної деформації останнього, що пов'язано з виникненням значень внутрішніх розтягуючих навантажень при яких деформації перевищують допустимі значення пластичної деформації тампонажного каменю. Як наслідок, при цьому утворюється зазор між контактними поверхнями, що спричиняє втрату герметичності за колонного простору і створює умови для міграції пластового флюїду в за колонному просторі свердловини.

2.1.3 Оцінка деформацій тампонажного каменю під час перфорації.

Під час проведення перфораційних робіт, на обсадну колону та тампонажний камінь в за колонному просторі діє значний миттєвий тиск вибуху заряду перфоратора, в результаті чого відбувається деформація стінок обсадних труб та порушення цілісності тампонажного каменю, що негативно впливає на герметичність кільцевого простору.

Аналіз промислових даних [77] дозволяє виконати порівняльну оцінку динамічних навантажень на якість кріплення свердловини при різних способах перфорації (табл. 2.6). Встановлено, що під час проведення кульової, торпедної та кумулятивної перфорації спостерігається суттєве погіршення якості контакту «тампонажний камінь – обсадна колона», оскільки при цьому створюються значні навантаження на обсадну колону та тампонажний камінь в за колонному просторі. Характер цих навантажень є динамічним, тобто продукти вибуху кумулятивного заряду створюють короткотерміновий, сконцентрований удар по кріпленню свердловини.

В практиці вторинного розкриття продуктивних пластів у ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз», найбільш поширеним є кумулятивний спосіб перфорації. Характеристика перфораторів подана в таблиці 2.7.

Таблиця 2.6 – Порівняльна оцінка якості контакту тампонажного кільця з обсадною колоною після виконання перфорації.

№ п/п	Спосіб перфорації	Глибина проникання в породу, м	Діаметр отворів, мм	Кількість отворів на 1 м погонний	Надлишковий тиск в інтервалі перфорації, МПа	Якість контакту «тампонажний камінь-обсадна колона» після виконання робіт заданими АКЦ, %
1	Кульова	0,05-0,1	10-15	до 20	до 100	0-10
2	Торпедна	0,05-0,15	10-15	до 20	до 100	0-15
3	Кумулятивна	0,1-0,25	5-15	до 20	до 300	0-10
4	Гідропіскоструменева	до 1	До 500	1-2	до 10	60-80
5	Свердління	0,02-0,05	10-30	до 20	до 3	75-80

Таблиця 2.7 – Характеристика технічних засобів проведення перфорації на ПАТ ДАТ «Чорноморнафтогаз»

Тип перфоратора	Характеристики кумулятивного заряду							Швидкість руху продуктів вибуху, м/с	Контактний тиск продуктів вибуху, МПа
	Тип заряду	Маса вибухової речовини, г	Глибина пробивання, мм	Товщина облицювання заряду, мм	Висота конуса, мм	Радіус контуру, мм	Зовнішній діаметр перфоратора, мм		
ПКО-89	ЗП2-67-150	22,7	140 - 150	3	51,2	22,1	89	2015 – 2124	7900 – 8800
ПКО-73	ГП-00	19	170 - 190	2	41,3	16,6	73	2530 – 2635	12490 – 13540

При зіткненні струменя продуктів вибуху кумулятивного заряду з перешкодою в останній виникає ударна хвиля. Для визначення тиску який розвивається під час проникання струменя в перешкоду (в нашому випадку – в стінку обсадної колони) скористаємось відомим співвідношенням теорії ударних хвиль:

$$P = \frac{\rho_1 u^2}{\left(\sqrt{\alpha_1} + \sqrt{\alpha_2 \frac{\rho_1}{\rho_2}} \right)^2} \quad (2.17)$$

де ρ_1, ρ_2 – густина тіла що наносить удар та тіла, яке приймає удає відповідно; α_1, α_2 – коефіцієнти, які виражають співвідношення густини продуктів вибуху в кумулятивному заряді та в перешкоді до густини матеріалу перешкоди; u – швидкість руху продуктів вибуху в середовищі.

Для подальших розрахунків прийнято наступні граничні умови:

- продукти вибуху представляють собою однорідне тіло (кулю) з центром маси всередині, густина якого відповідає густині внутрішньої частини облицювання кумулятивного заряду (стальна пластина);
- початкова густина продуктів вибуху та перешкоди (обсадної колони) однакові, тобто $\alpha_1 = \alpha_2 = 1, \rho_1 = \rho_2$.

Згідно прийнятих припущень формула (2.17) матиме вигляд:

$$P = \frac{\rho u^2}{4} \quad (2.18)$$

де ρ – густина сталі.

Для розрахунку швидкості руху продуктів вибуху скористаємось формулою [13, 114]:

$$u = \frac{D}{2 \sqrt{2 \cdot \left(\frac{M}{m_a} + \frac{1}{3} \right)}}; \quad M_o = \frac{2}{3} \pi R_K h \delta \rho_o. \quad (2.19)$$

де D – швидкість детонаційної хвилі ($D = 6100$ м/с); M – маса тіла, яке контактує з поверхнею обсадної колони ($M = 0,1M_o$); M_o – маса облицювання кумулятивного заряду; R_K – радіус контуру кумулятивного заряду; h – висота конуса кумулятивного заряду; δ – товщина облицювання кумулятивного

заряду; ρ_0 – густина облицювання ($\rho_0 = 7800 \text{ кг/м}^3$); m_a – маса активної частини заряду, $m_a = (0,3 - 0,35)m$; m – маса тротилу в заряді.

Враховуючи те, що межа текучості сталі (250 – 350 МПа) менша в десятки разів за тиск продуктів вибуху, робимо висновок про повне руйнування матеріалу обсадної колони та тампонажного каменю за нею під час виконання перфорації.

2.2 Вибір та розробка критеріїв роботоздатності тампонажного матеріалу.

2.2.1 Критерій стабільності тампонажного розчину.

На стадії формування тампонажного каменю, а саме в період коли його структура представлена проникною матрицею з продуктів гідратації твердої фази розчину, поровий простір якої заповнений рідиною замішування, створюється небезпека виникнення міграції в ньому вільної рідини затворення. В подальшому відбувається проникнення пластового флюїду в за колонний простір, внаслідок чого проходить процес утворення суфозійних каналів шляхом руйнування щойно сформованої структури каменю [17, 54, 68, 79]. Наявність таких каналів призводить до втрати герметичності за колонного простору свердловини [74]. Внаслідок проходження седиментації відбувається відділення води з тужавіючого тампонажного розчину за рахунок ущільнення твердих частинок в результаті їх осідання. Чим вищі водоцементне відношення тампонажної суміші, густина і розмір частинок твердої фази, тим більше дисперсійного середовища відфільтровується з нижніх шарів тампонажної суміші у верхні, утворюючи при цьому флюїдопровідні канали.

Для зниження швидкості проходження фільтраційних процесів в тампонажних розчинах до їхнього складу вводять різні хімічні реагенти та (або) знижують водоцементне відношення. Такі заходи призводять до збільшення тиску на тверді частинки тампонажної суспензії вже на початковій стадії структуроутворення. Описаний вище ефект також можна досягнути шляхом застосування тампонажних цементів більш тонкого помелу.

Седиментація багатокomпонентних тампонажних сумішей є складним процесом внаслідок наявності в них різного виду домішок і підвищеного водоцементного відношення. В таких системах одночасно відбувається осідання цементних частинок і всплуття легших домішок, тобто відбувається пряма та зворотна седиментація.

На кожен частинку в тампонажній системі (в т.ч. і на частинки домішок) діє сила тяжіння (F_g) та виштовхувальна сила (F_A). Ці сили рівні і направлені в різні сторони. Рівнодійна сила, що викликає седиментацію визначається з виразу (2.20):

$$F_{\text{сед}} = F_g - F_A = gV(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{т.р.}}). \quad (2.20)$$

де V – об'єм частинки.

Якщо $\rho_{\text{ч}} > \rho_{\text{т.р.}}$, то $F_{\text{сед}} > 0$ і частинка осідає, якщо $\rho_{\text{ч}} < \rho_{\text{т.р.}}$, то $F_{\text{сед}} < 0$ (для деяких домішок) і частинка вспливає.

Оскільки седиментація відбувається в певному напрямку, то в процесі руху частинок виникає сила опору, яка пропорційна силі тертя. Для частинки сферичної форми сила тертя визначатиметься за формулою (2.21):

$$F_{\text{тр}} = 6\pi\eta r v, \quad (2.21)$$

де η – динамічна в'язкість середовища; r – радіус частинки;

v – швидкість руху частинок.

Після проведення відповідних перетворень виразів (2.18) та (2.21), отримаємо формулу для визначення швидкості руху частинки:

$$v = \frac{2g(\rho_{\text{ч}} - \rho_{\text{т.р.}})r^2}{9\eta}. \quad (2.22)$$

З формули (2.20) видно, що швидкість седиментації частинки пропорційна квадрату її радіуса та різниці густин частинки і середовища, а також обернено пропорційна динамічній в'язкості середовища.

Під час осідання частинок в обмеженому просторі відбувається їх зіткнення, в результаті якого дрібніші та легші частинки гальмують осідання частинок більших розмірів, водночас більші частинки гальмують зворотну седиментацію легших. Під час проходження цього процесу спостерігається зменшення швидкості осідання дрібних частинок під впливом зустрічного потоку рідини з нижніх шарів суміші.

Теоретичними та експериментальними дослідженнями встановлено [68], що недостатня седиментаційна стійкість тампонажного розчину призводить до розвитку цілого ряду негативних явищ, які відбуваються під час його тужавіння, а саме:

- різкого погіршення реологічних властивостей тампонажного розчину під час його розташування в зоні високопроникних горизонтів в зв'язку з інтенсивною фільтрацією рідини затворення в проникний пласт;
- порушення цілісності тампонажного каменю внаслідок утворення прошарків води;
- збільшення проникності тампонажного каменю за рахунок утворення каналів міграції висхідної води затворення.

В основному, седиментаційні процеси відбуваються після заповнення тампонажним розчином затрубного простору свердловини. Збільшення термінів структуроутворення призводить до зростання тривалості седиментаційних процесів, підвищення небезпеки утворення шарів розчину з різною густиною та, як наслідок, утворення суфозійних каналів через які можлива міграція пластового флюїду. Більшість тампонажних розчинів, які застосовуються для цементування свердловин з нормальними термобаричними умовами, мають значення показника кінця схоплення в межах 8,5–9 годин. В промислових умовах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» процес цементування експлуатаційних колон триває не більше 2,5 – 3,0 годин, тобто впродовж 6 – 6,5 годин тампонажний розчин перебуває в нерухомому стані. Цей період часу характеризується проходженням седиментаційних процесів, виділенням води з тампонажного розчину та утворенням міграційних каналів в ньому та на його

контактних поверхнях під дією пластового тиску. Цим явищам можна запобігти шляхом зменшення часу структуроутворення та введенням армуючих домішок до тампонажного розчину, що забезпечує гальмування процесу осідання частинок, в результаті чого структура каменю починає формуватись до початку процесу розшаровування тампонажного розчину.

Відомі наступні методи підвищення седиментаційної стійкості тампонажного розчину:

- зменшення водоцементного відношення;
- підвищення в'язкості рідини затворення;
- збільшення інтенсивності та тривалості перемішування;
- зменшення часу структуроутворення тампонажного розчину;
- введення в розчин армуючих домішок;
- введення в розчин прискорювача тверднення.

В практиці буріння свердловин ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» мають місце випадки міжпластових перетоків за наявності щільного контакту тампонажного кільця з обсадною колоною, що підтверджено даними акустичної цементометрії. Це свідчить про те, що на якість цементування обсадних колон впливає цілий комплекс причин, однією з яких є висока проникність тампонажного розчину на ранній стадії гідратації.

Необхідною умовою для поступлення пластового флюїду в за колонний простір свердловини є перевищення пластового тиску над гідростатичним тиском стовпа тампонажного розчину навпроти продуктивної зони пласта. Зниження гідростатичного тиску умовно поділяють на дві стадії: до початку тужавіння тампонажного розчину та в процесі його тужавіння [71]. До факторів зниження гідростатичного тиску на першій стадії відносять седиментацію твердої фази та її «зависання» на стінках свердловини і муфтах обсадних колон, контракцію та усадку тампонажного розчину. На другій стадії відбувається перетворення коагуляційних структур розчину у кристалізаційну структуру тампонажного каменю, усадка тампонажного каменю в процесі тужавіння, утворення кристалічного каркасу з продуктів гідратації на інші.

Для оцінки здатності тампонажного розчину в пластових умовах зберігати однорідність структури нами прийнято такий показник як коефіцієнт стабільності (2.23), який оцінюється зменшенням густини тампонажного розчину під час тужавіння в заклонному просторі внаслідок седиментації.

$$K_{CT} = \frac{\Delta\rho}{\rho_0} 100\%, \quad (2.23)$$

де $\Delta\rho$ – різниця густин нижньої та верхньої частини тампонажного каменю після його тужавіння в пластових умовах, ρ_0 – вихідна густина розчину.

Оскільки під час виконання ступеневого цементування експлуатаційної колони верхні горизонти багатопластових покладів родовищ шельфу знаходяться в безпосередній близькості до муфти ступеневого цементування (рис. 1.2, 1.4), до седиментаційної стійкості тампонажного розчину ставляться особливі вимоги. Відповідно до умов спорудження свердловин на підприємстві ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» (розділ 1.1), а саме: густина тампонажного розчину $\rho_0 = 1845 - 1850 \text{ кг/м}^3$, пластовий тиск 15 – 16 МПа, глибина залягання продуктивного горизонту – від 1300м, зниження густини стовпа тампонажного розчину у верхній його частині на 1 – 1,5% може призвести до втрати гідростатичного балансу в системі «свердловина – пласт» та стати причиною виникнення ускладнень. В зв'язку з цим, граничне значення коефіцієнту $[K_{CT}]$ приймаємо в межах 1 – 1,5%. Встановлене обмеження дозволить уникнути депресії на пласт та сформувати щільний тампонажний камінь. Перевищення цього показника призведе до виникнення депресії на пласт в умовах роботи свердловин північно-західного шельфу Чорного моря. Враховуючи характеристику профілів цих свердловин, а саме наявність похило-скерованих ділянок в зоні продуктивних горизонтів, значення седиментаційної стійкості тампонажного розчину є важливим показником збереження герметичності заклонного простору свердловин, адже зі збільшенням зенітного кута нахилу профілю свердловини знижується опір гравітаційному осіданню твердих

частинок, тобто підвищується водовідділення тампонажного розчину – основний критерій оцінки його седиментаційної стійкості [33].

2.2.2 Критерій деформаційної здатності системи «обсадна колона – тампонажний камінь».

Для забезпечення герметичності контакту обмежуючих поверхонь необхідно, щоб тампонажний камінь володів властивістю пружно деформуватись під дією навантаження. Така його властивість визначається модулем пружності. Для тампонажного каменю з ПЦТ-I-50 величина модуля пружності знаходиться в широких межах $E_{Т.К.} = (2,4 - 15) \cdot 10^9$ Па [31]. Однак лише характеристики величини пружних деформацій тампонажного каменю не дають можливість оцінити його роботоздатність як складової частини кріплення свердловини, оскільки вона залежить також і від геометричних та пружних характеристик обсадної колони.

Показник деформаційної здатності будь-якого матеріалу прийнято оцінювати за величиною його деформаційних змін після створення навантаження [22, 28]. Зважаючи на те, що роботоздатність системи залежить також і від її геометричних характеристики, критерій її деформаційної здатності прийнято визначати через переміщення точок на її поверхні [58].

$$K_{ДЗ} = \frac{U_{Т.К.+О.К.}}{U_{О.К.}}, \quad (2.24)$$

де $U_{Т.К.+О.К.}$, $U_{О.К.}$ – відповідно переміщення точок контактної поверхні «тампонажний камінь–обсадна колона» та точок зовнішньої поверхні обсадної колони за відсутності такого контакту під дією внутрішнього тиску.

Значення $K_{ДЗ}$ вказує наскільки наявність тампонажного каменю в за колонному просторі впливає на деформацію обсадної колони під дією внутрішнього тиску. Перевагою такого підходу є врахування геометричних розмірів системи та її пружних характеристик.

Для визначення переміщення зовнішньої поверхні обсадної колони (табл. 2.9) скористаємось формулою (2.24):

$$U_{O.K.} = \frac{1-\mu}{E_{CT}} \frac{r_3^2 r_6 p_6}{r_3^2 - r_6^2} + \frac{1+\mu}{E_{CT}} \frac{r_3 r_6^2 p_6}{r_3^2 - r_6^2}, \quad (2.24)$$

де r_3 та r_6 – відповідно зовнішній та внутрішній радіус обсадних труб.

Таблиця 2.9 – Результати розрахунку $U_{O.K.}$ (мм) під час **опресування** колон

Густина бурового розчину, кг/м ³	Діаметр обсадної колони/товщина стінки, м/мм				
	0,114/7,4	0,127/7,5	146/10,6	0,168/10,6	0,245/11,1
	Глибина свердловини, м				
	2000				1000
1130	0,066	0,083	0,074	0,101	–
1150	0,067	0,083	0,075	0,102	0,151
1170	0,068	0,084	0,075	0,103	0,152
1200	0,069	0,086	0,076	0,105	0,155
1250	–	–	–	–	0,158
	Глибина свердловини, м				
	2150				
1100	0,068	0,095	0,076	0,104	–
1120	0,069	0,096	0,077	0,105	–

Нами проведені розрахунки з визначення фактичної ($K_{ДЗ}$) та допустимої ($[K_{ДЗ}]_2$, ($[K_{ДЗ}]_{28}$) величини критерію деформаційної здатності під час опресування обсадних колон (табл. 2.10) для тампонажного каменю у віці 2-х та 28 діб в умовах підприємства ДАТ «Чорноморнафтогаз» ($P_{ОП} = 15\text{МПа}$).. Забезпечення цілісності та герметичності за колонного простору свердловини може бути досягнуто при виконанні умови (2.25).

$$K_{ДЗ} < [K_{ДЗ}], \quad (2.25)$$

Розрахунки виконані для обсадних колон, які найбільш широко використовують для кріплення свердловин на родовищах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

Таблиця 2.10 – Результати розрахунку $K_{ДЗ}$ під час проведення опресування обсадних колон на свердловинах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» за умови застосування тампонажного каменю з ПЦТ-I-50

Густина бурового розчину, кг/м ³	Діаметр свердловини, м					
	0,1397	0,151		0,2159		0,2935
	Діаметр обсадної колони/товщина стінки, м/мм					
	0,114/7,4	0,114/7,4	0,127/7,5	0,146/10,6	0,168/10,6	0,245/11,1
	$K_{ДЗ} / [K_{ДЗ}]_2 / [K_{ДЗ}]_{28}$					
	Глибина свердловини, м					
	2000					1000
1130	<u>0,85</u>	<u>0,95</u>	<u>0,84</u>	<u>0,80</u>	<u>0,83</u>	—
	<u>0,13</u>	<u>0,09</u>	<u>0,14</u>	<u>0,06</u>	<u>0,10</u>	
	0,74	0,56	0,80	0,36	0,55	
1150	<u>0,84</u>	<u>0,94</u>	<u>0,86</u>	<u>0,79</u>	<u>0,83</u>	<u>0,85</u>
	<u>0,13</u>	<u>0,09</u>	<u>0,14</u>	<u>0,06</u>	<u>0,09</u>	<u>0,13</u>
	0,73	0,49	0,80	0,36	0,55	0,79
1170	<u>0,84</u>	<u>0,95</u>	<u>0,86</u>	<u>0,80</u>	<u>0,83</u>	<u>0,85</u>
	<u>0,13</u>	<u>0,08</u>	<u>0,14</u>	<u>0,06</u>	<u>0,09</u>	<u>0,13</u>
	0,72	0,49	0,79	0,36	0,54	0,79
1200	<u>0,84</u>	<u>0,94</u>	<u>0,85</u>	<u>0,80</u>	<u>0,83</u>	<u>0,84</u>
	<u>0,12</u>	<u>0,08</u>	<u>0,14</u>	<u>0,06</u>	<u>0,09</u>	<u>0,13</u>
	0,71	0,48	0,80	0,36	0,53	0,77
1250	—	—	—	—	—	<u>0,84</u>
						<u>0,13</u>
						0,76
Глибина свердловини – 2150 м						
1100	<u>0,83</u>	<u>0,83</u>	<u>0,85</u>	<u>0,80</u>	<u>0,84</u>	—
	<u>0,11</u>	<u>0,08</u>	<u>0,13</u>	<u>0,05</u>	<u>0,08</u>	
	0,64	0,43	0,69	0,32	0,48	
1120	<u>0,84</u>	<u>0,82</u>	<u>0,85</u>	<u>0,79</u>	<u>0,84</u>	—
	<u>0,11</u>	<u>0,07</u>	<u>0,13</u>	<u>0,05</u>	<u>0,08</u>	
	0,64	0,43	0,69	0,31	0,48	

Аналіз результатів розрахунків показав, що коефіцієнт деформаційної здатності системи «тампонажний камінь – обсадна колона» за умови використання тампонажного каменю ПЦТ-I-50 ($B/D = 0,5$) під час опресування обсадних колон в ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» повинен знаходитися в межах $[K_{ДЗ}]_2 = (0,1 - 0,14)$ та $[K_{ДЗ}]_{28} = (0,63 - 0,74)$ відповідно. Фактичні значення коефіцієнта деформаційної здатності під час опресування колон

знаходяться в діапазоні 0,80 – 0,86, що в 1,2 – 8 рази перевищує відповідні допустимі величини. Мінімальна різниця допустимого та фактичного значення коефіцієнта деформаційної здатності відмічена при опресуванні 127-мм обсадної колони. Це пояснюється тим, що товщина тампонажного кільця в заклонному просторі свердловини для даного типорозміру колони є мінімальною і тампонажний камінь чинить найменший опір в порівнянні з іншими обсадними колонами прийнятими до аналізу.

Таким чином, під час опресування обсадних колон значення коефіцієнту деформаційної здатності системи «тампонажний камінь-обсадна колона» знаходиться нижче максимально-допустимих величин, що свідчить про низькі деформаційні властивості тампонажного матеріалу та ймовірність утворення зазору на контактній поверхні.

За аналогічною методикою розраховано значення критерію деформаційної здатності під час **розбурювання тампонажного стакану** в обсадній колоні (табл. 2.11).

Таблиця 2.11 – Розрахунок фактичного та допустимого коефіцієнту деформаційної здатності системи «тампонажний камінь – обсадна колона» під час **розбурювання тампонажного стакану** в обсадній колоні.

Номер моделі кріплення	1	2	3	4	5	6
Переміщення оболонки моделі за відсутності тампонажного каменю за обсадною колоною $U_{\text{Д.К.}}$, мм	0,200 – 0,205		0,100 – 0,103	0,071 – 0,074	0,073 – 0,076	0,061 – 0,065
Фактичні переміщення оболонки моделі на ділянці прикладеного внутрішнього навантаження $U_{\text{Т.К.+О.К.}}$, мм	0,215 – 0,220		0,165 – 0,170	0,115 – 0,120	0,135 – 0,140	0,054 – 0,058
Критичні переміщення оболонки моделі $[U_{\text{Т.К.+О.К.}}]$, мм	0,190 – 0,195		0,085 – 0,090	0,060 – 0,065	0,065 – 0,071	0,050 – 0,052
Фактичне значення коефіцієнта деформаційної здатності $K_{\text{ДЗ}}$	1,0 – 1,1		1,60 – 1,65		1,80 – 1,85	0,89 – 0,90
Допустиме значення коефіцієнта деформаційної здатності $[K_{\text{ДЗ}}]$	0,94 – 0,95		0,85 – 0,92	0,85 – 0,88	0,89 – 0,95	0,80 – 0,82

Встановлено (табл. 2.11), що найбільша різниця між фактичним та критичним переміщенням контактної поверхні (2 – 2,2 рази) відповідає колоні діаметром 127мм. Це пояснюється одним з найвищих значень розподілу внутрішнього тиску на одиницю товщини тампонажного кільця (2,6 МПа/мм). Для усіх моделей кріплення свердловин обраних для аналізу, максимальні значення коефіцієнта деформаційної здатності перевищують фактичні. Це свідчить про наявність величини незворотньої деформації тампонажного каменю в за колонному просторі свердловини під час розбурювання тампонажного стакана в обсадній колоні, що є причиною утворення зазору між обсадною трубою і тампонажним кільцем.

2.2.3 Критерій передачі енергії системи «обсадна колона – тампонажний камінь»

У випадку вторинного розкриття продуктивних пластів та створення можливості притоку флюїду в свердловину проводять перфорацію її кріплення, в результаті чого на обсадну колону та тампонажний камінь діє енергія пострілу заряду перфоратора, яка є причиною значних руйнувань тампонажного каменю та, як наслідок, втрати його герметичності. Енергія пострілу гаситься середовищем металу та передається до тампонажного каменю зі значними втратами. Для оцінки цих втрат та наслідків її впливу на тампонажний камінь автором пропонується ввести коефіцієнт передачі енергії системи «тампонажний камінь – обсадна колона» ($K_{ПЕ}$), який оцінюватиме у скільки разів енергія передана продуктами вибуху кумулятивного заряду на одиницю площі (W_1) більша за енергію, необхідну для утворення одиниці нової площі в тампонажному камені ($W_{Т.К.}$).

$$K_{ПЕ} = \frac{W_1}{W_{Т.К.}}; \quad W_1 = \frac{E_K}{S}, \quad (2.27)$$

де E_K – кінетична енергія руху кумулятивного потоку,

S – площа отвору перфорації.

Енергію E_K знаходимо за допомогою теоретичного методу визначення параметрів кумулятивної струї з врахуванням маси та енергії активної частини кумулятивного заряду, котрий був розроблений Баумом і Станюковичем [13].

Рух оболонки розглядається як рух центру її ваги на який діють продукти детонації. Обтиснення оболонки продуктами детонації не враховується. Це завдання вирішується на основі теорії метання тіл продуктами детонації за умови їх повного розширення та миттєвої детонації. Прийнято, що активна частина заряду рухається по його осі в водному середовищі.

Для розрахунку швидкості руху облицювання кумулятивного снаряду U_m скористаємось формулами (2.27). Знаючи швидкість руху облицювання (песту) ми можемо знайти його кінетичну енергію:

$$E_K = \frac{Mu^2}{2}. \quad (2.28)$$

Для визначення розподілу кінетичної енергії на площі удару необхідно визначити діаметр отвору перфорації. Точно визначити це значення неможливо. Наближена залежність для визначення діаметру отвору бронепробивання була розрахована виходячи з припущення, що після зіткнення головної частини струї з перешкодою утворюються короточасний високий тиск (p_x), який швидко знімається, в результаті чого радіальне переміщення матеріалу перегородки відбувається під дією сил інерції. За умови, що деформація перешкоди закінчується коли тиск ударної хвилі зрівнюється з тиском внутрішнього опору перешкоди, запишемо наступні рівняння:

$$R = r \left(\frac{p_x}{p_{\text{ПР}}} \right); \quad r = \sqrt{\frac{2}{3} \cdot \frac{R_K \delta \cos \alpha}{\psi} \sin \frac{\alpha}{2}}, \quad (2.29)$$

де r – середній радіус кумулятивної струї; α – кут при вершині внутрішнього облицювання заряду; ψ – коефіцієнт видовження оболонки під

час пострілу (для сталених оболонок $\psi = 3$); p_x – тиск ударної хвилі в осьовому напрямку; p_{PP} – міцнісний опір металу (для сталі $p_{PP} = 47,1$ ГПа).

Тиск ударної хвилі визначаємо графічно, скориставшись експериментальною залежністю між швидкістю та тиском під час взаємодії кумулятивної струї з різними перешкодами [13]. Знаючи кінетичну енергію та радіус отвору знайдемо її розподіл на площу (S) згідно формули (2.26).

Виходячи з умови застосування певного типу перфораторів (табл. 2.7) та користуючись відомостями про мінімальну швидкість продуктів детонації, яка необхідна для пробивання сталеної перешкоди ($u_{кр} = 2050$ м/с) [13], визначено кінетичну енергію, необхідну для пробивання сталеної перешкоди $E_K = 11,6$ кДж. Розподіл цієї енергії на площу перфорації одиничного заряду становитиме $W_I^{KP} = 1600$ МДж/м². Приймаємо величину коефіцієнта $K_{PE} = 1600$ як нижнє граничне значення.

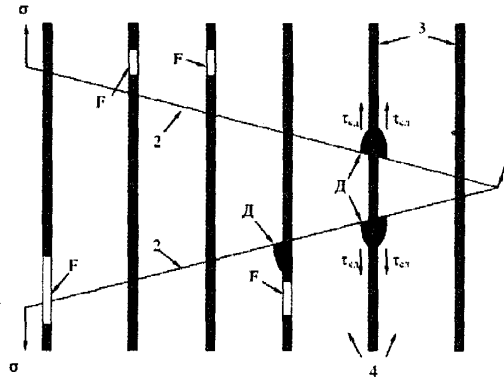
2.2.4 Критерій резистентності поширення тріщини та корозійної стійкості тампонажного каменю

Неминучим наслідком перфорації кріплення свердловини є утворення дефектів (тріщин та сколів) в тампонажному камені, які є концентраторами напружень та джерелом утворення магістральних тріщин під час подальшої експлуатації свердловини [43, 75]. Таким чином, резистентність (здатність чинити опір) тампонажного матеріалу тріщиноутворенню є важливою та необхідною, його властивістю з точки зору збереження герметичності заколонного простору свердловини.

В основі процесів тріщиноутворення в тампонажному камені під впливом навантаження лежать фундаментальні принципи фізико-механічного руйнування матеріалів. Для тіл які не володіють ідеальною пружністю, до яких відноситься і тампонажний камінь, утворення нових поверхонь при руйнуванні супроводжується залишковими деформаціями.

На рис. 2.5 схематично зображена схема поширення тріщини в армованому волокнами матеріалі. Гальмування поширення тріщин в

армованому тампонажному камені досягається шляхом реалізації двох механізмів: руйнування границі розподілу за рахунок розшарування; витягування волокна з матриці.



1 – вершина тріщини; 2 – сторони тріщини; 3 – волокно; 4 – матриця;
Д – область розшарування; F – область витягування волокон

Рисунок 2.5 – Схема поширення тріщини в армованому волокнами матеріалі

Ці механізми сприяють розсіюванню енергії тріщини, що розвивається (W_{mp}). Тріщина рухається, оскільки до її сторін (2) прикладене розтягуюче навантаження σ . В першому випадку енергія затрачається на розрив зв'язків під дією дотичних напружень $\tau_{сд}$ між волокнами (3) і матрицею (4). В другому випадку вона витрачається на подолання сил тертя на поверхні розділу «волокно–матриця».

Зазвичай зазначені механізми проявляються послідовно. Спочатку поблизу вершини тріщини (1), де створюються максимальні напруження, руйнуються зв'язки межі розділу волокон та матриці і з'являються їх малі зміщення одне відносно одного (область Д). Потім відбувається витягування волокон (область F), які на початковій стадії процесу витягування пересікають краї тріщини утворюючи своєрідні «містки» між ними. По мірі розкриття тріщини відбувається руйнування таких «містків». Розсіювання енергії тріщин за рахунок витягування волокон забезпечується тільки при певній міцності зв'язків на межі «волокно–матриця». Якщо згадана міцність незначна, тобто адгезія матриці до волокна є низькою, тоді витрати енергії на поширення

тріщини та подолання сил тертя при витягуванні волокон із матриці також будуть незначні. В такому разі армування матриці не можна вважати ефективним.

У разі використання пластичних волокон опір руйнуванню додатково зростає за рахунок витрат на роботу пластичної деформації волокон перед їх витягуванням з матриці (A_{mp}). На основі вищенаведеного можна записати нерівність:

$$A_{mp} > A_1 + A_2 + A_3, \quad (2.29)$$

де A_1 , A_2 , A_3 – відповідно робота затрачена на руйнування границі розподілу «волокно–матриця» шляхом розшарування, витягування волокна з матриці та пластичну деформацію волокон.

У разі, якщо неперервні однонаправлені волокна жорстко зчеплені з матрицею, то на поверхні розділу між ними не відбувається проковзування. Відоме [42] співвідношення між навантаженнями на матрицю армованого матеріалу (P_M) та армуючим волокном (P_B):

$$\frac{P_B}{P_M} = \frac{E_B(1-V_M)}{E_M V_M}, \quad (2.30)$$

де E_B , E_M – відповідно модуль пружності волокна та матриці; V_M – об'єм матриці.

Аналіз формули (2.30) показує, що ефективне армування досягається за умови, якщо волокна в матриці будуть приймати на себе значно більшу долю прикладених навантажень в порівнянні з матрицею. Це можливе у випадку коли $E_B > E_M$.

Тобто при армуванні матриці необхідно використовувати волокна більшої пружності в порівнянні з матрицею, модуль пружності якої значно менший модуля пружності волокна.

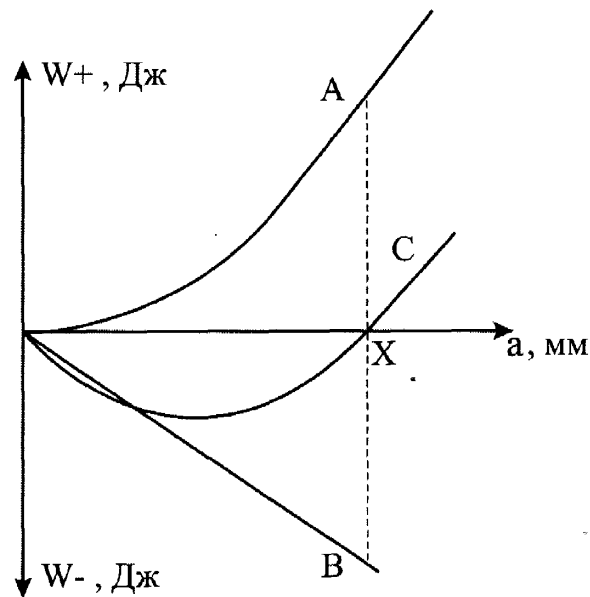
Для контролю за розвитком тріщини необхідно визначити основні параметри механіки руйнування не тільки в початковий і кінцевий моменти навантаження, але і в процесі поступового розвитку тріщини.

З цією метою запропоновано енергетичний підхід для опису крихкого руйнування матеріалів, який вперше досліджувався А. Гріффітсом [83]. Згідно цієї теорії, реальна міцність твердого тіла в значній мірі залежить від дефектів в його структурі, наприклад макропор та тріщин. Принцип А. Гріффітса ґрунтується на тому, що потенціальна енергія твердого тіла, накопичена ним в процесі пружного деформування, перед руйнуванням перетворюється в поверхневу енергію новоутворених поверхонь. Відповідно, тріщина буде поширюватись в тому випадку, якщо вивільнена енергія пружних деформацій перевищує приріст поверхневої енергії при утворенні нових поверхонь. В результаті був отриманий загальний критерій оцінки міцності для плоского напруженого стану.

$$P = \sqrt{\frac{2\gamma E}{\pi a}}, \quad (2.31)$$

де a – глибина тріщини; γ – вільна поверхнева енергія тіла; P – прикладене навантаження; E – модуль пружності матеріалу.

Теорія Гріффітса для крихких однорідних матеріалів складена для пружних тіл. Для тіл, які не володіють ідеальною пружністю, разом з утворенням нової поверхні під час розвитку тріщин відбувається накопичення залишкової деформації, що характерно для таких матеріалів як тампонажний камінь. Продовжуючи дослідження А. Гріффітса в роботі [55] запропоновано структурно-енергетичний підхід до утворення та розвитку тріщин на стадії раннього твердіння тампонажного каменю. Енергетичний баланс, (рис. 2.6), характеризує кількість затраченої енергії (W) на різних етапах утворення та розвитку тріщини в залежності від глибини надрізу (a).



- A – енергія потрібна для початку руйнування тампонажного зразка з надрізом;
- B – енергія витрачена на ріст тріщини в точці надрізу;
- C – сумарна енергія (A+B).

Рисунок 2.6 – Перерозподіл енергії (W) в тампонажному камені в умовах утворення та росту тріщин за моделлю Гріффітса

Крива A відповідає енергії, що потрібна для початку руйнування тампонажного зразка з надрізом, а крива B – енергії, що витрачається на ріст тріщини в точці надрізу. Крива C є арифметичною сумою кривих A та B і характеризує дисипативний енергетичний баланс. З рисунка 2.6 видно, що зразок з довжиною надрізу до точки X поглинає енергію, а за нею – енергія звільняється. Таким чином, тріщини довжина яких менше критичної, як правило не ростуть і є стабільними.

Оцінювати резистентність поширення тріщини в тампонажному камені запропоновано за допомогою методу механіки руйнування, який ґрунтується на законі збереження і перетворення енергії. Цей метод нормований як в Росії, так і в Україні, і дозволяє визначити кількісні та якісні характеристики резистентності матеріалу в процесі механічних випробувань. Важливою перевагою цього методу є те, що побудовані енергетичні та силові

характеристики руйнування тампонажного каменю є незалежними від умов випробувань.

Базою методики визначення коефіцієнта резистентності поширення тріщини прийнято ГОСТ 29167–91 [16]. В момент поширення тріщини у дослідному зразку визначали навантаження та прогин (переміщення) зразка на проміжному етапі його розколу до моменту його цілковитого руйнування. На підставі результатів експерименту будується крива залежності сили, яка необхідна для поширення штучно–сформованої тріщини у дослідному зразку, від прогину зразка (рис. 2.7). Діаграма розділяється на окремі фігури. Виходячи з площі окремих частин діаграми можна визначити кількість роботи затраченої на деформування зразка, а саме: площа фігури OABCO – робота затрачена на статичне руйнування зразка (W_1); площа фігури OADO рівна роботі, затраченій на пружне деформування зразка до моменту поширення тріщини (W_2); площа фігури DABCD рівна роботі на локальне статичне деформування зразка в зоні штучно–сформованої тріщини (W_3). Автором пропонується визначити коефіцієнт резистентності поширення тріщини як відношення роботи, затраченої на цілковите руйнування зразка, тобто від моменту прикладання навантаження, до роботи необхідної на пружну деформацію зразка:

$$K_p = \frac{W_1}{W_2} > 1, \quad (2.32)$$

Перевіщення значення K_p одиниці вказує на збільшення роботи, яку необхідно виконати для поширення тріщини в тампонажному камені, тобто при порівнянні тампонажного матеріалу з різними типами домішок вищий показник K_p вказує на підвищену резистентність матеріалу і його властивість створювати ефективний опір поширенню тріщин.

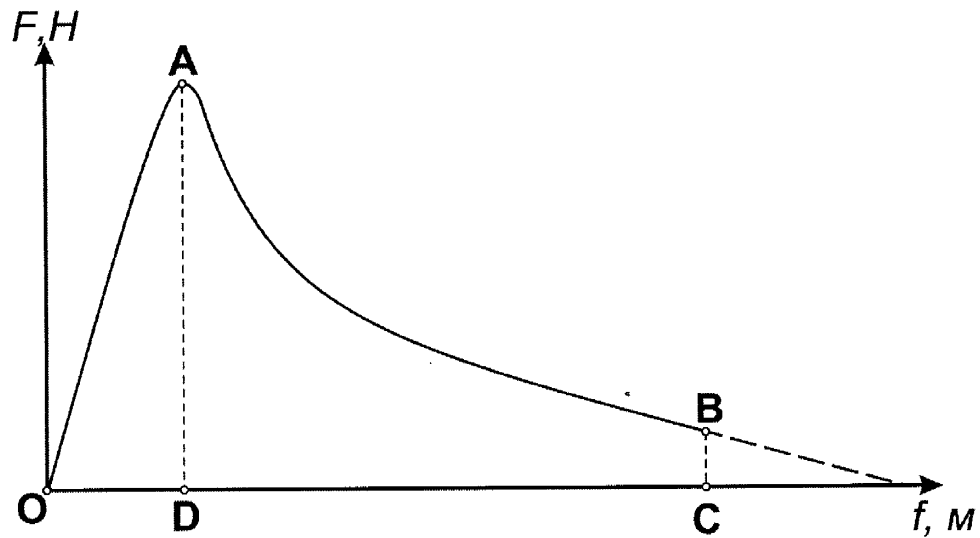


Рисунок 2.7 – Розрахункова діаграма стану тампонажного зразка в координатах навантаження–прогин ($F - f$).

При наявності в розрізі свердловини флюїдонасичених горизонтів з підвищеним вмістом агресивних іонів, що сприяють руйнуванню тампонажного каменю, важливе значення має його корозійна стійкість, яка оцінюється різними методами [73, 110].

Корозійна стійкість тампонажного каменю залежить від хіміко-мінералогічного складу цементу, тонкості помолу, наявності спеціальних домішок та умов твердіння. Корозію підсилює наявність макро- і мікропор в структурі тампонажного каменю. Розрізняють корозію сульфатну, магнезіальну, біологічну і корозію вилуговування за рахунок кристалізації солей в порах тампонажного каменю.

Автор [39] описує корозійні процеси наступним чином. Пластові води, що проникають в тампонажний камінь при його тужавінні, різко знижують його проникність. Це зумовлене закупорюванням пор і капілярів тампонажного каменю продуктами його хімічної взаємодії з магнієвими солями пластової води. Гідроксид магнію, що утворюється в результаті обмінної реакції з гідроксидом кальцію, колюматує поровий простір тампонажного каменю.

Окрім зниження проникності, спостерігаються об'ємні деформації тампонажного каменю. В початковий момент попадання пластових вод в

тужавіючий тампонажний розчин відбувається процес усадки та контракції тампонажного каменю. Усадка, яка характерна для цементів з ПЦТ-I-50, призводить до утворення мікрощілин на контактних поверхнях, в які можливе попадання агресивного середовища. В результаті контракції відбувається попадання агресивного середовища в поровий простір тампонажного каменю. Це спричиняє інтенсифікацію корозійних процесів на всій поверхні каменю.

Методика визначення корозійної стійкості тампонажних цементів запозичена з досвіду дослідження будівельних цементів та бетону. Найбільш простим показником оцінки впливу агресивних іонів на тампонажний камінь є співставлення міцності зразків, що зберігалися в агресивному середовищі, з міцністю зразків, що тверділи в нормальних умовах [2]. При цьому доцільно порівнювати абсолютні значення міцності на розтяг і стиск, оскільки корозійні процеси в структурі тампонажного каменю викликають різке зниження міцності на згин та розтяг, в той час як гранична міцність на стиск залишається високою [73]. Цей метод є найбільш зручним для оцінки корозійної стійкості. Його недоліком є недостатня об'єктивність оцінки результатів вимірювань, оскільки характер зміни міцності тампонажного каменю при твердінні в агресивному середовищі змінюється не однаково. Наприклад, вплив агресивних іонів на тампонажний камінь може призвести як до зниження міцності останнього, так і до її підвищення. Автор [110] запропонував використовувати коефіцієнт водопроникності тампонажного каменю в якості критерію корозійної стійкості, який з точки зору виникнення перетоків через тампонажний камінь не повинен перевищувати $2 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Автор [52] запропонував в якості критерію корозійної стійкості прийняти показник рН фазового складу продуктів твердіння тампонажного каменю, яке для корозійно-стійкого каменю повинно бути $\text{pH} < 11$. Окрім того, вміст оксиду заліза в складі сухого цементу не повинен перевищувати 10%.

Числові значення вищенаведених критеріїв корозійної стійкості змінюються з часом як в сторону збільшення, так і в сторону зменшення,

ускладнюючи об'єктивну оцінку дії агресивного середовища на тампонажний камінь.

Основні корозійні процеси відбуваються саме у поровому просторі [78, 88], тому пористість є важливою характеристикою, яка дає змогу оцінити стійкість тампонажного каменю відносно корозійних процесів. Структура порового простору характеризується широким діапазоном розміру пор – від $1 \cdot 10^{-9}$ до $1 \cdot 10^{-3}$ мкм і складною просторовою формою. В цілому, тампонажний камінь може містити три групи пор: гелеві пори радіусом менше 0,005 мкм, проміжні – 0,1 мкм та капілярні пори з радіусом більше 0,1 мкм [29]. З точки зору розвитку корозійних процесів необхідно володіти інформацією про пори, які здатні пропускати та накопичувати газоподібні та рідкі матеріали, що можуть рухатись як за законами в'язкісного і молекулярного руху, так і в результаті дифузії. Найбільшу небезпеку для тампонажного каменю з точки зору протікання корозійних процесів несуть макропори радіусом більше 0,1 мкм, які є основними шляхами переміщення рідкої і газоподібної фаз.

При формуванні методики дослідження корозійної стійкості дотримувались таких принципів:

1. Агресивні пластові води, які вимивають продукти корозії з тампонажного розчину, викликають зменшення геометричних розмірів тампонажного каменю, в результаті чого утворюються зазори в системі «обсадна колона – тампонажний камінь – гірська порода», які є причиною втрати герметичності кріплення свердловини.

2. Оскільки корозійне середовище впливає на фізико-механічні властивості тампонажного каменю шляхом розвитку в ньому деструктивних процесів, необхідно враховувати цей факт при оцінці його корозійної стійкості.

3. Враховуючи те, що тампонажний камінь в свердловині безпосередньо контактує з агресивним середовищем, що його оточує, при дослідженні корозійної стійкості форми для цементних зразків не повинні змащуватись мастильними продуктами. При формуванні зразків необхідно використовувати

змочені у воді прокладки з паперу. Такі заходи дозволять отримати більш достовірні результати.

На основі вищесказаного прийнято такі критерії оцінки корозійної стійкості:

1. Зміна механічних властивостей тампонажного каменю оцінюється коефіцієнтом відносної зміни міцності, який представляє собою відношення міцності тампонажного каменю на розтяг, що тверднув в агресивному середовищі, до міцності контрольного зразка, який тверднув у водопровідній воді у віці від одного до 12 місяців. Зниження міцності зразка в процесі зберігання на 15% не повинно суттєво вплинути на ізоляційну властивість тампонажного каменю та його деформаційну здатність, тому коефіцієнт відносної зміни міцності повинен знаходитись в межах $K_{\sigma} = 0,85$.

2. Оскільки характер утворення макропор впродовж певного періоду часу, тенденція їх розвитку і зміни до та після тверднення в агресивному середовищі є важливою характеристикою стану тампонажного каменю, то одним з критеріїв її оцінки приймаємо відносну зміну пористості каменю. Якщо пористість тампонажного каменю, що зберігався в агресивному середовищі впродовж 12 місяців (V_1) більша, ніж пористість тампонажного зразка аналогічного складу який тверднув в трубопровідній воді (V_0), то такий матеріал вважатиметься корозійно-нестійким, тобто $V_1/V_0 \leq 1$.

2.3 Обґрунтування вибору армуючої домішки та характеристика компонентів тампонажного матеріалу

Цементне кільце в процесі будівництва і експлуатації свердловини сприймає комплекс статичних та динамічних навантажень, що ускладнює завдання забезпечення герметичності за колонного простору свердловини.

Одним з перспективних напрямків отримання тампонажних матеріалів з високою деформаційною здатністю із заданими фізико-механічними властивостями є метод дисперсного армування [84, 86, 108, 113], який полягає у додаванні до тампонажного розчину армуючих домішок.

З метою розроблення армованих тампонажних розчинів для досліджень було обрано ряд волокон синтетичного та мінерального походження. Серед синтетичних волокнистих домішок використано волокна поліпропілену, поліаміду та вуглеволокно. З мінеральних домішок використано волокна воластоніту, базальту та азбесту, основні фізико-механічні властивості яких наведено в табл. 2.12. Нижче подана коротка характеристика кожної з цих добавок.

Таблиця 2.12 – Порівняльна характеристика досліджуваних волокон.

Характеристика	Мікро-воластоніт	Азбестове волокно	Базальтне волокно	Поліпропіленове волокно	Поліамідне волокно	Вуглецеве волокно
Основна формула	SiO_2 (50–53%)	$3\text{MgO} \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	SiO_2 (48–53%)	$[-\text{CH}_2-\underset{\text{CH}_3}{\text{CH}}-]_n$	$[-\text{C}-\underset{\text{O}}{\text{CH}_2}-\text{NH}-]$	C (99%)
Густина, кг/м^3	2900	3400	2700	910	1100	1740
Межа міцності на розтяг, МПа	1500	6000	1000	300	950	1800
Модуль пружності, ГПа	50	170	100	7	4	224
Коефіцієнт Пуассона	0,3	0,18	0,2	0,4	0,4	0,24
Температура плавлення, °С	1020	1150	1100	160	230	1500
Довжина нитки, мм	0,15	1	4-5	4-5	4-5	4-5
Діаметр нитки, мкм	15	1,2-1,9	6-9	18	6-9	6-9

Воластоніт – це природний силікат кальцію з таким хімічним складом: CaO – 45–48%, SiO_2 – 50–53%, Fe_2O_3 – 0,05–0,2%, Al_2O_3 – 0,1–0,3%, MgO – 0,4–1%. Фізичні властивості мінералу: густина – 2900 кг/м^3 , твердість за шкалою Мооса – 4,5–5, показник рН – 9,5–10. Воластоніт широко використовується в США, Китаї та інших країнах як заміник канцерогенного азбесту. Родовища воластоніту розробляються в Китаї, Індії, Франції та Росії.

В сучасній будівельній практиці воластоніт використовується як добавка до сухих будівельних сумішей різного призначення. Воластоніт підвищує

водуотримуючу здатність суміші, забезпечує високу адгезію до поверхонь та стійкість в корозійному середовищі.

Назва азбест об'єднала велику кількість силікатів, які є волокнистими різновидами деяких природних та штучних мінералів. Штучні азбести отримують шляхом кристалізації силікатів фторовмісних розплавів при атмосферному тиску або гідротермальних умовах при 300-550 °C і тиску до 98,1 МПа. Поряд з аналогами природних азбестів отримано також волокнисті силікати, які відрізняються від природних складом і властивостями. Розрізняють синтетичні фтор-амфіболи, гідроксил-амфіболи і хризотил [30].

Природні азбести є силікатами різних металів: магнію, заліза, кальцію та натрію. Можливі домішки інших катіонів. Вільних SiO_2 в азбестах, як правило, немає, але вони можуть виділятися в аморфному стані при нагріванні азбестів до температур, що призводять до їхнього розчеплення.

Агрегати-кристали всіх азбестів мають ниткоподібну форму. Це дозволяє азбестам розщеплюватись на тонкі волокна, які володіють високою механічною міцністю та еластичністю. Не змінюючи своєї структури, волокна азбестів витримують порівняно високі температури (табл. 2.12), низькотеплопровідні, стійкі до дії кислот і лугів, володіють високою адсорбційною здатністю.

Базальтову фібру виготовляють методом екструзії – протискуванням розплавленої базальтової маси крізь отвори певного діаметра. Базальт – це готовий природній матеріал для виробництва волокон. Він містить (за масою) 45-50% SiO_2 , 10-20% Al_2O_3 і до 20% $\text{FeO}+\text{Fe}_2\text{O}_3$ і MgO . Базальтова фібра володіє високою природною міцністю, стійкістю до впливу агресивного середовища, електроізоляційними властивостями, є природною та екологічно – чистою сировиною. Базальтові волокна є найбільш оптимальними за показником відношення ціни та якості у порівнянні зі скловолокном та вуглецевим волокном.

В цементних виробках базальтова фібра володіє хорошою адгезією з тампонажним каменем, окрім того, їй не потрібна додаткова зміна конфігурації

волокна. Базальтова фібра має такий самий коефіцієнт температурного розширення як і тампонажний камінь.

Поліпропіленова фібра (ППФ) – це синтетична фібра, яка виготовляється методом екструзії з поліпропілену – термопластичного полімеру пропілену. Вона покращує міцнісні характеристики матеріалу, підвищує його стійкість до замерзання, водопроникності та динамічних навантажень. ППФ є хімічно інертною щодо продуктів гідратації цементу.

Поліамідна фібра (ПАФ) виготовляється на основі поліакриламідну шляхом нарізання неперервних ниток. ПАФ характеризується високою міцністю, термостійкістю і втомною стійкістю. До недоліків фібри відноситься низький модуль пружності та гладка поверхня волокна.

Вуглецеві волокна – продукт піролізу органічних волокон. Зі збільшенням вмісту вуглецю міцність на еластичність вуглецевих волокон підвищується. Для вуглецевих волокон характерні високі механічні властивості, термостійкість, стійкість до теплового старіння, висока електропровідність. Недоліками цих волокон є низька зносостійкість і стійкість до окислювачів, крихкість а також гладка поверхня волокна.

Відмітимо недоліки кожного з вищенаведених волокон.

Волластонітові волокна не забезпечують достатньої міцності тампонажному каменю. Навіть при введенні великої кількості (до 15%) цієї домішки [57] ефект армування тампонажного каменю практично відсутній, тому не рекомендується використовувати волластоніт як окрему армуючу домішку. Окрім того, Україна не має власної сировинної бази волластонітових покладів.

Азбест як домішка до цементних розчинів був відомий досить давно. Він володіє високим показником міцності волокон на розтяг ($\sigma_p = 3000$ МПа). Збільшення кількості хризотил-азбесту в тампонажному матеріалі підвищує вихідну консистенцію і тому необхідно збільшувати вміст води, що зумовлює підвищення пористості матриці тампонажного каменю і зменшення ефекту

армування [104]. За будовою і природою хризотил-азбест є хімічно-активною домішкою відносно тампонажного розчину.

Базальтове волокно, окрім недостатньо міцного зчеплення з матрицею цементу та відносно низькою армуючою здатністю, володіє технологічним недоліком. При виробництві та зберіганні базальтової фібри її волокна утворюють сировинні згустки, які в подальшому при потраплянні в тампонажний розчин формують неоднорідну структуру тампонажного каменю та можуть створити аварійну ситуацію в процесі прокачування тампонажного розчину через вузли цементувального агрегата.

Вуглецеве волокно має достатньо високі фізико-механічні характеристики, однак його низькі адгезійні властивості відносно цементної матриці та висока вартість виробництва робить цю домішку недоцільною при використанні в якості армуючого компоненту.

Оскільки кінцевим результатом армування є покращення механічних характеристик тампонажного каменю, то для вибору типу волокна було обрано два критерії оцінювання: межа міцності каменю на розтяг та його ударостійкість.

Цементні зразки випробовувались згідно ДСТУ БВ.2.7-86-99. Концентрація домішок складала 1% від маси цементу при водоцементному відношенні 0,5. За результат експерименту приймали середнє значення отримане для трьох дослідних зразків.

Як згадувалось раніше, окрім статичних навантажень, на кріплення свердловини діють і динамічні навантаження. Враховуючи цей факт, було проведено ряд досліджень, пов'язаних з визначенням впливу динамічних навантажень на цілісність тампонажного каменю з додаванням досліджуваних волокон (рис. 2.8). При дослідженнях була використана відома методика визначення ударостійкості матеріалу методом товчення [44].

Найбільший коефіцієнт використання роботи удару досягається шляхом зміни кількості ударів за умови, що ці удари є "критичними", тобто в результаті цих ударів відбувається інтенсивне руйнування зразка.

Експериментальним шляхом визначено, що вантаж вагою 27,5 Н, який падає з висоти 0,7 м, створює удар, що призводить до критичного руйнування тампонажного каменю об'ємом $5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3$ з включенням досліджуваних домішок.

Водоцементне відношення в усіх цементних розчинах складало 0,5. За результат кожного експерименту прийнято середнє значення трьох дослідів на однакових зразках з однаковим компонентним складом.

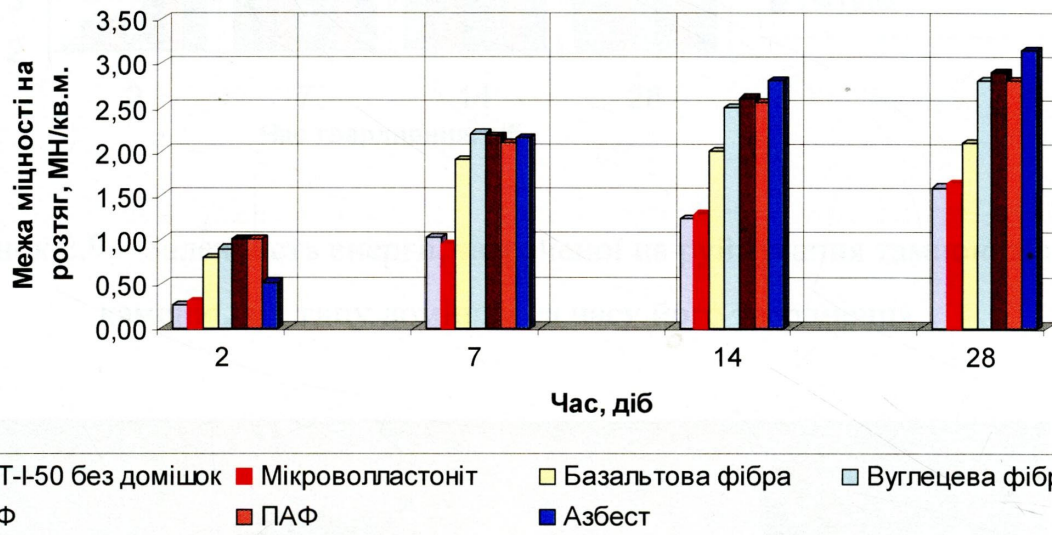


Рисунок 2.8 – Результати досліджень армованого тампонажного каменю

Результатами досліджень (рис. 2.9 – 2.10) встановлено, що тампонажний камінь з домішкою хризотил-азбесту у віці 28 діб має на 10% більшу міцність на розтяг порівняно з домішками ППФ та ПАФ. Це пояснюється кращою інтеграцією фібрил хризотилу в матриці тампонажного каменю, хоча застосування ППФ також підвищує міцність тампонажного каменю відносно цементу з ПЦТ-I-50, що свідчить про достатньо хорошу адгезію ППФ з тампонажним каменем. Водночас, дослідження ударостійкості армованого тампонажного каменю (рис. 2.9) показали, що ППФ та ПАФ володіють практично однаковою енергоємністю при ударному дробленні.

Тампонажний камінь з вмістом ППФ та ПАФ володіє вдвічі кращою ніж з азбест, та втричі кращою за цемент з ПЦТ-I-50 енергією поглинання ударів, які є вкрай небезпечними з точки зору збереження герметичності за колонного простору [35].

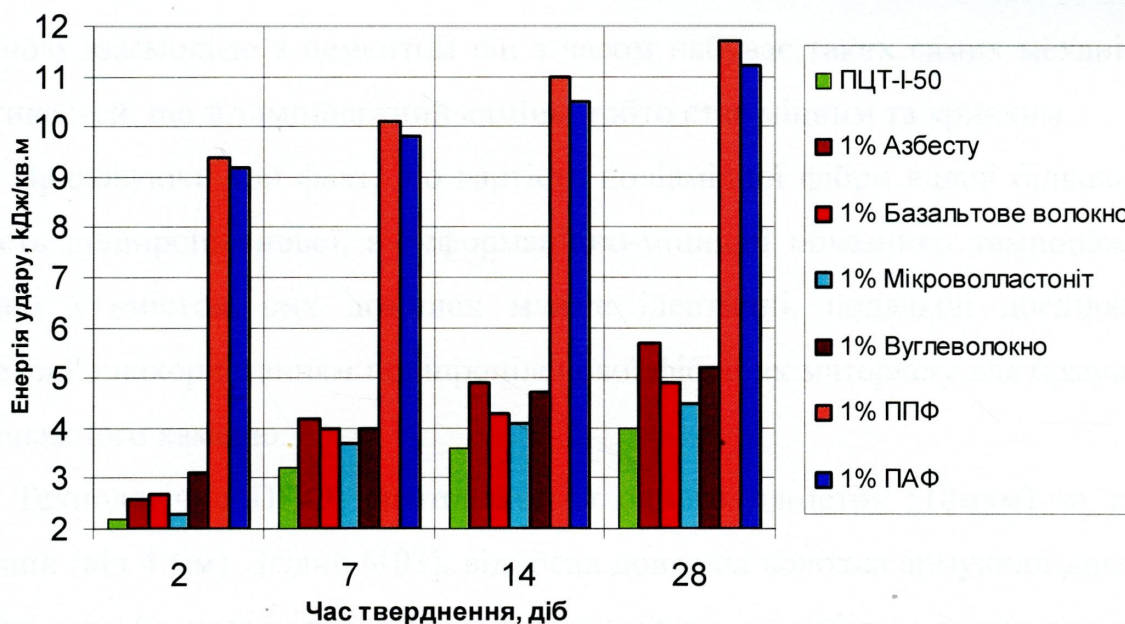


Рисунок 2.9 – Залежність енергії, затраченої на руйнування тампонажного каменю, від типу домішки та часу його тверднення.



Рисунок 2.10 – Проміжний результат експерименту дроблення тампонажного каменю з ПЦТ-I-50 (зліва) та з додаванням 1% ППФ (з права).

Ця властивість ППФ та ПАФ пояснюється збереженням їхньої механічної пружності незалежно від середовища та терміну застосування. Ударна хвиля, що розповсюджується в тампонажному камені при динамічних навантаженнях, затухає за рахунок пружних властивостей фібри, які сприяють збереженню цілісності самого тампонажного каменю. Щодо азбесту, то у зв'язку з його

хімічною взаємодією з цементом він з часом набуває таких самих механічних властивостей, що й тампонажний камінь, тобто стає міцним та крихким.

Враховуючи той факт, що вартість поліамідної фібри вдвічі більша, ніж вартість поліпропіленової, а деформаційно-міцнісні показники тампонажного каменю з вмістом цих домішок майже ідентичні, подальші дослідження проведені з використанням поліпропіленової фібри як матеріалу для армування тампонажного каменю.

Технологічно ППФ виготовляється одного діаметру (18мкм) та різної довжини (від 4 мм). Згідно [103], відносна довжина волокна армуючої домішки з точки зору розподілу розтягуючих навантажень є найбільш ефективною при $l > (5-6)d$. Тут d – зовнішній діаметр волокна. Виходячи з цієї умови, ефективна довжина волокна повинна бути не менше 90 мкм. З метою здійснення вибору довжини волокна було проведено додаткові лабораторні дослідження. Зокрема, досліджували рухомість тампонажного розчину з В/Ц=0,5 та міцність тампонажного каменю у віці 2 доби на розтяг для довжин волокон 4мм (найменшої) та 12 мм (найдовшої) (табл.2.13).

Таблиця 2.13 – Результати лабораторних досліджень впливу довжини волокна ППФ на характеристики тампонажного розчину та каменю.

№	Вміст ППФ, %	Довжина волокна, мм							
		4		12		4		12	
		Кількість волокон в одному зразку, тис. шт.		Розтічність тампонажного розчину, мм		Межа міцності тампонажного каменю на розтяг (2 доби)			
1	0,2	87	30	220	200	3,1	2,2		
2	0,4	170	60	205	170	4,7	3,3		
3	0,6	263	89	190	155	5,4	4,0		

Результати досліджень показали, що при однаковій масовій кількості фібри в тампонажному розчині його рухомість зменшується на 10 – 20% при збільшенні довжини волокна від 4мм до 12 мм. Це пояснюється тим, що занадто довгі волокна фібри перешкоджають вільному рухові тампонажного розчину. Згідно ДСТУ розтічність нормується не менше 200мм. Міцність

тампонажного каменю на розтяг зменшилась на 10 – 30% з домішкою волокон довжиною 12мм в порівнянні з тампонажним каменем цього ж типу з волокном довжиною 4мм.

Це пояснюється підвищеною концентрацією останніх в тампонажному розчині, і, як наслідок, зменшенням відстані між волокнами. За відомої густини поліпропілену та геометричних розмірів фіброволокна нескладно розрахувати його кількість в досліджуваній суміші. Так, наприклад, при однаковій для обох досліджуваних сумішей концентрації ППФ, що складає 0,2% від маси сухого цементу, кількість фіброволокон довжиною 4мм дорівнює 87000 штук на один досліджуваний зразок об'ємом 22 см^3 , а для фібри довжиною 12мм на аналогічний об'єм припадає 30000 штук. При рівному масовому вмісту волокон ППФ довжиною 12 мм та 4 мм міцність тампонажного каменю на розтяг у останніх більша в 1,4 рази. Отже, при збільшенні концентрації волокон в тампонажному камені збільшується межа його міцності. Комкування фібри довжиною 12мм в цементній суспензії при концентрації домішки більше 0,2% знижує показник розтічності тампонажного розчину нижче рівня передбаченого ДСТУ, що погіршує умови прокачування тампонажного розчину в за колонному просторі свердловини. Таким чином, автором прийняте рішення обрати для подальших досліджень ППФ з довжиною волокон 4мм.

Зважаючи на те, що тампонажний камінь в затрубному просторі як на ранній стадії твердіння, так і в процесі спорудження та експлуатації свердловини піддається значним навантаженням, основні з яких наведено в розділі 2.1, то для отримання в початковий період суффозійно-стійкого розчину та міцного каменю рекомендується вводити прискорювач тверднення — хлористий кальцій (CaCl_2). Окрім того, ця домішка дозволить покращити реологічні властивості тампонажного розчину та позитивно вплине на корозійну стійкість тампонажного каменю [37].

Висновки до розділу 2

1. Показано, що тампонажний камінь отриманий із стандартного тампонажного матеріалу володіє низькими деформаційними властивостями і не забезпечує достатньої герметичності за колонного простору свердловини. Виходячи з цього, існує необхідність в розробці модифікованих тампонажних матеріалів з покращеними деформаційними властивостями.

2. Аналіз результатів досліджень показав, що зміна контактних тисків на границі «обсадна колона – тампонажний камінь» під час проведення різних технологічних операцій з різними значеннями тисків при використанні тампонажних розчинів з ПЦТ-I-50 не забезпечує цілісність тампонажного кільця. Зменшити негативний вплив продуктів вибуху кумулятивного заряду під час перфорації кріплення можна шляхом підвищення деформаційних властивостей тампонажного каменю, оскільки коефіцієнт передачі енергії залежить від деформаційної характеристики матеріалів що контактують.

3. Розроблено критерії вибору тампонажних матеріалів, а саме: критерій стабільності тампонажного розчину, критерій деформаційної здатності системи «обсадна колона – тампонажний камінь», критерій передачі енергії системи «обсадна колона – тампонажний камінь», критерій резистентності поширення тріщини тампонажного каменю, які повинні враховуватися при виборі тампонажних матеріалів.

4. В якості критерію корозійної стійкості тампонажного каменю прийнято зміну механічних властивостей тампонажного каменю та відносну зміну його пористості залежно від середовища і терміну його зберігання.

5. Показано, що додавання армуючої домішки ППФ з довжиною волокна 4мм забезпечує високу ударостійкість і міцність тампонажного каменю у порівнянні з використанням мінеральних домішок.

РОЗДІЛ 3

ВИБІР КОМПОНЕНТНОГО СКЛАДУ АРМОВАНОГО ТАМПОНАЖНОГО МАТЕРІАЛУ ТА ПЕРЕВІРКА ЙОГО РОБОТОЗДАТНОСТІ ВІДПОВІДНО ДО РОЗРОБЛЕНИХ КРИТЕРІЇВ ОЦІНКИ

3.1 Розробка плану експерименту та вибір рецептури армованого тампонажного розчину.

Планування експериментів виконано таким чином, щоб встановити вплив кожного із факторів на результат дослідження при одночасній зміні всіх інших факторів. Рівні факторів змінюються так, щоб виділити залежність результату від будь-якого фактора при нейтралізації впливу решти факторів.

Для реалізації планування використано метод латинських квадратів, який забезпечує рівномірне охоплення дослідями всієї області зміни впливових факторів при мінімальній кількості експериментів. В таблиці 3.1 наведений план трьохфакторного експерименту з п'ятьма рівнями зміни кожного впливового фактора.

Встановлено (табл. 3.1), що при п'яти рівнях кожного з трьох факторів потрібно було б провести $5^3 = 125$ експериментів, а у разі раціонального планування достатньо проведення 25 експериментів.

Для оцінки якості матеріалів в яких неможливо виділити єдиний характерний показник використовується функція бажаності [1]. Суть методу полягає в тому, що оцінка бажаності D всього комплексу показників визначається як середня геометрична бажаність d_n окремих показників.

$$D = \sqrt[n]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3 \dots d_n}, \quad (3.1)$$

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

Таблиця 3.1 – Комбінація проведення трьохфакторного експерименту зі зміною на п'яти рівнях

X ₂		I					II					III					IV					V				
		X ₂ ¹					X ₂ ²					X ₂ ³					X ₂ ⁴					X ₂ ⁵				
		1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
X ₃	X ₃ ¹	X ₃ ²	X ₃ ³	X ₃ ⁴	X ₃ ⁵	X ₃ ¹	X ₃ ²	X ₃ ³	X ₃ ⁴	X ₃ ⁵	X ₃ ¹	X ₃ ²	X ₃ ³	X ₃ ⁴	X ₃ ⁵	X ₃ ¹	X ₃ ²	X ₃ ³	X ₃ ⁴	X ₃ ⁵	X ₃ ¹	X ₃ ²	X ₃ ³	X ₃ ⁴	X ₃ ⁵	
	I	X ₃ ¹		X							X				X		X						X			
II	X ₃ ²			X		X								X		X							X			
III	X ₃ ³				X	X				X							X							X		
IV	X ₃ ⁴	X							X				X							X	X					
V	X ₃ ⁵	X						X			X								X							X

Для дослідження впливу домішок CaCl₂ (X₁), ППФ (X₂) та водоцементного відношення (X₃) використано вісім параметрів тампонажного розчину/каменю [61]. Були прийняті обмеження та інтервали зміни восьми показників відповідно ДСТУ та розроблених критеріїв оцінки (табл. 3.2 – 3.3).

Таблиця 3.2 – Прийняті обмеження показників тампонажного розчину/каменю

Показник	Умовне позначення	Обмеження	
		Нижнє	Верхнє
Межа міцності тампонажного каменю на розтяг, МПа	Y ₁	1,5	MAX
Межа міцності тампонажного каменю на тиск, МПа	Y ₂	6	MAX
Водовідділення тампонажного розчину, мл	Y ₃	8,7	MIN
Розтічність тампонажного розчину, мм	Y ₄	200	240
Критерій резистентності	Y ₅	1	MAX
Критерій деформаційної здатності	Y ₆	0,05	MAX
Критерій передачі енергії	Y ₇	1600	MIN
Критерій стійкості тампонажного розчину	Y ₈	1,5	MIN

Таблиця 3.3 – Інтервали зміни факторів експериментальних досліджень

Фактор	Інтервал зміни фактора				
X ₁	0	0,7	1,4	2,1	2,8
X ₂	0	0,2	0,4	0,6	0,8
X ₃	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6

Таблиця 3.4 – Результати експериментальних досліджень властивостей тампонажного розчину/каменю (згідно комбінаційної таблиці 3.1).

№ досліджу	Фактори			Показники							
	X ₁	X ₂	X ₃	Y ₁	Y ₂	Y ₃	Y ₄	Y ₅	Y ₆	Y ₇	Y ₈
1	0	0,6	0,4	5,4	23	3	180	2,3	0,75	190	2,6
2	0	0,2	0,45	2,9	18	4	200	2,0	0,63	235	3,4
3	0	0,4	0,5	4,7	28	3	200	1,6	0,52	277	3,6
4	0	0,8	0,55	4,1	27	5	220	1,7	0,43	457	3,6
5	0	0	0,6	1,1	6	8	270	1	0,05	1367	7,7
6	1,4	0	0,4	3,0	15	3	180	1	0,08	346	4,5
7	2,1	0	0,45	2,4	23	4	180	1	0,07	824	4,8
8	2,8	0	0,5	2,0	18	4	220	1	0,08	890	5,3
9	0,7	0	0,55	1,5	8	6	260	1	0,05	963	6,6
10	2,8	0,2	0,4	5,3	21	2	180	2,2	0,70	223	2,4
11	2,1	0,4	0,4	5,5	25	2	170	2,0	0,72	216	2,3
12	0,7	0,8	0,4	6,0	33	2	160	2,9	0,82	176	2,0
13	2,8	0,4	0,45	5,7	29	2	170	2,2	0,66	265	3,4
14	0,7	0,6	0,45	5,8	26	3	160	2,3	0,67	215	3,2
15	1,4	0,8	0,45	6,2	29	4	140	2,6	0,72	192	3,0
16	0,7	0,2	0,5	2,4	25	4	200	2,0	0,55	316	4,0
17	1,4	0,6	0,5	3,1	31	3	190	2,3	0,59	254	3,6
18	2,1	0,8	0,5	6,3	34	2	160	2,8	0,63	232	3,1
19	2,1	0,2	0,55	1,7	15	4	250	1,7	0,23	473	5,8
20	1,4	0,4	0,55	2,4	20	6	240	1,8	0,30	402	5,3
21	2,8	0,6	0,55	3,1	24	5	230	1,9	0,32	379	5,1
22	1,4	0,2	0,6	1,9	10	7	250	1,3	0,15	1296	7,0
23	0,7	0,4	0,6	2,2	15	6	250	1,5	0,20	1076	6,3
24	2,1	0,6	0,6	2,7	20	5	240	1,6	0,22	946	6,0
25	2,8	0,8	0,6	3,3	24	4	200	1,7	0,25	899	5,4

Для проведення розрахунків з оцінки якості запропоновано шкалу відповідності між бажаністю та умовним еталоном у вигляді чисел: дуже висока бажаність – (0,8 – 1,0); висока бажаність – (0,63 – 0,8); задовільна бажаність – (0,37 – 0,63); погана бажаність – (0,2 – 0,37); дуже погана бажаність – (0 – 0,2).

Для переведення досліджуваного показника в показник якості використано формули для одностороннього та двостороннього обмеження показників.

$$d = \exp[-\exp(-y')], \quad (3.2)$$

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

Для визначення виду поліному для показників якості при односторонньому та двосторонньому обмеженнях. З цією метою за допомогою вищенаведеної методики складено таблицю 3.5.

Користуючись функціональним зв'язком $Y' = f(Y_n)$ з табл. 3.5 згідно формул (3.2) – (3.3) визначимо показник якості кожного з 25 експериментів за допомогою програмного забезпечення MathCAD (табл. 3.6).

Згідно прийнятих обмежень в табл. 3.6 найбільш якісними є склад сумішей №13 та №17, а саме: концентрація CaCl_2 (X_1) в межах 1,4 – 2,8%, ППФ (X_2) 0,2–0,6, водосумішеве відношення (X_3) 0,45 – 0,5. Для визначення оптимальної рецептури тампонажного розчину проведемо подальші дослідження характеристик тампонажного каменю та розчину в заданих межах концентрації добавок для свердловин з робочою температурою 50 – 55⁰С та тиском до 20 – 22 МПа.

Здатність тампонажного розчину рухатись в обмеженому просторі оцінювали за показниками розтічності, пластичної в'язкості, динамічного напруження зсуву та консистенції. В табл. 3.7 наведено вплив армуючої домішки на розтічність тампонажного розчину, аналіз якої показав, що подальші дослідження тампонажного розчину з водоцементним відношенням 0,45 не доцільні, оскільки розтічність цього розчину незалежно від обраної концентрації ППФ та CaCl_2 є меншим регламентованого значення згідно ДСТУ. Таким чином, подальші дослідження проводились при В/Ц = 0,5.

За допомогою програми MathCAD одержано рівняння регресії, міру ідентичності $\chi(Q)$ та коефіцієнт кореляції (R) для показника розтічності тампонажного розчину (P) через 3 хв після затворення, де x_1 та x_2 – концентрація ППФ та CaCl_2 відповідно.

$$P = 238,667 - 147,381 \cdot x_1 + 10 \cdot x_2 - 25 \cdot x_1 \cdot x_2 + 107,143 \cdot x_1^2 + 4 \cdot x_2^2;$$

$$Q = 0,994, R(\text{ППФ}, P) = - 0.907 ; R(\text{CaCl}_2, P) = 0,375$$

На основі коефіцієнтів кореляції та графічного зображення рівняння регресії робимо висновок, що існує близький обернений функціональний зв'язок між вмістом ППФ в розчині та його розтічністю, що пов'язано з властивістю ППФ капілярно утримувати воду.

Таблиця 3.5 – Оцінка показників якості тампонажного розчину/каменю.

Умовне позначення	Шкала якості					Функціональний зв'язок
	0,2	0,37	0,63	0,8	1,0	
	Показники з одностороннім обмеженням					
Y ₁	0,8	1,5		6,0		$Y_1' = -1.159 + 0.883 \cdot Y_1 - 0.073 \cdot Y_1^2$
Y ₂	4	6		35		$Y_2' = -1.654 + 0.314 \cdot Y_2 - 0.006 \cdot Y_2^2$
Y ₃	10	8,7		2		$Y_3' = 1.159 - 0.009 \cdot Y_3 - 0.02 \cdot Y_3^2$
Y ₅	1	1,4		5,5		$Y_5' = -2,025 + 1,722 Y_5 - 0,196 Y_5^2$
Y ₆	0,05	1		2,5		$Y_6' = -0,517 + 0,323 Y_6 + 0,193 Y_6^2$
Y ₇	1600	450		190		$Y_7' = 2,92 - 0,0082 Y_7 + 3,8 \cdot 10^{-6} Y_7^2$
Y ₈	4	3		1		$Y_8' = 2,5 - 1,083 Y_8 + 0,083 Y_8^2$
Показники з двостороннім обмеженням						
Y ₄	200	210	220	230	240	$Y_8' = (Y_8 - 220) / 20$

Таблиця 3.6 – Результати розрахунків якості показників досліджуваного тампонажного розчину/каменю.

№ досліджу	Показник якості, D	№ досліджу	Показник якості, D
1	0,310	14	0,418
2	0,339	15	0,429
3	0,292	16	0,325
4	0,236	17	0,606
5	0,100	18	0,382
6	0,485	19	0,304
7	0,526	20	0,243
8	0,286	21	0,346
9	0,247	22	0,181
10	0,501	23	0,287
11	0,456	24	0,249
12	0,440	25	0,361
13	0,594		

Таблиця 3.7 – Результати експериментальних досліджень впливу армуючої домішки на розтічність тампонажного розчину за конусом АЗНДІ

№ п/п	В/Ц	Склад тампонажного розчину, %		Розтічність, мм	№ п/п	В/Ц	Склад тампонажного розчину, %		Розтічність, мм
		ППФ	CaCl ₂				ППФ	CaCl ₂	
1	0,45	0	0	180	20	0,5	0	0	230
2		0,2	1,5	175	21		0,2	1,5	230
3		0,3		175	22		0,3		220
4		0,4		170	23		0,4		205
5		0,5		160	24		0,5		200
6		0,6		150	25		0,6		190
7		0,7		145	26		0,7		175
8		0,2		2	180		27		0,2
9		0,3	180		28		0,3	225	
10		0,4	175		29		0,4	210	
11		0,5	170		30		0,5	205	
12		0,6	160		31		0,6	200	
13		0,7	150		32		0,7	180	
14		0,2	2,5		190		33	0,2	2,5
15		0,3		180	34		0,3	235	
16		0,4		180	35		0,4	220	
17		0,5		180	36		0,5	210	
18		0,6		175	37		0,6	205	
19		0,7		165	38		0,7	185	

Встановлено, що вміст ППФ в тампонажному розчині більше 0,5 – 0,6% призводить до зменшення показника розтічності нижче 200мм, що не відповідає вимогам ДСТУ та може стати причиною ускладнень в процесі закачування тампонажної суміші. Збільшення вмісту CaCl₂ в розчині підвищує його розтічність, хоча цей зв'язок слабкий. Таким чином, допустима концентрація домішки ППФ в тампонажному розчині становить 0,5 – 0,6%.

Водовідділення тампонажного розчину регламентується ДСТУ в межах до 8,7мл або 3,5% від його об'єму. В табл. 3.8 та на рисунках (3.2) – (3.3) наведені результати досліджень реології та водовідділення тампонажного розчину в залежності від концентрації обраних домішок.

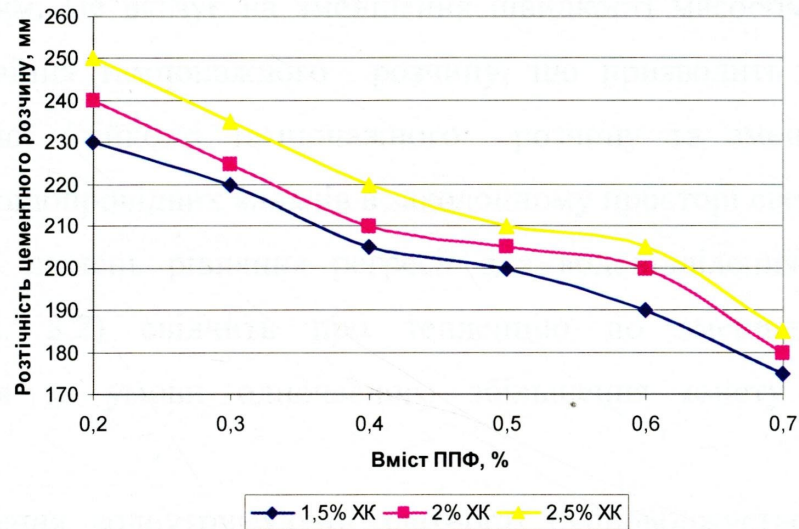
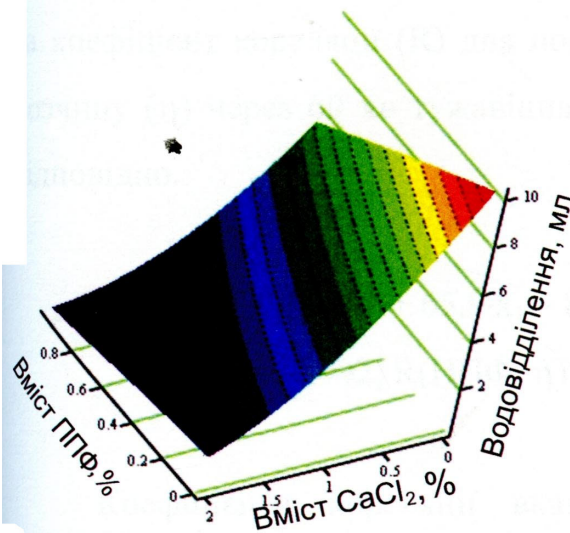


Рисунок 3.1 – Динаміка зміни розтічності тампонажного розчину.

За допомогою програми MathCAD встановлено рівняння регресії, міру ідентичності (Q) та коефіцієнт кореляції (R) для показника водовідділення тампонажного розчину (B) через 60 хв тужавіння, де x_1 та x_2 – концентрація ППФ та CaCl_2 відповідно.



$$B = 10,253 - 4,38 \cdot x_1 - 6,76 \cdot x_2 + 1,7 \cdot x_1 \cdot x_2 - 0,238 \cdot x_1^2 + 1,2 \cdot x_2^2 ;$$

$$Q = 0,994, R(\text{ППФ}, B) = -0,386 ;$$

$$R(\text{CaCl}_2, B) = -0,907$$

Рисунок 3.2 – Область значень рівняння регресії для водовідділення тампонажного розчину після 60 хвилин відстою.

За показником кореляції робимо висновок, що існує близький обернений функціональний зв'язок між вмістом домішок CaCl_2 та ППФ в розчині з його

водовідділенням. Це вказує на зменшення швидкості масообмінних процесів під час тужавіння тампонажного розчину, що призводить до підвищення седиментаційної стійкості тампонажного розчину та зменшенню ризику утворення флюїдопровідних каналів в за колонному просторі свердловини.

Область значень рівняння регресії для водовідділення тампонажного розчину (рис. 3.2) свідчить про тенденцію до зменшення показника водовідділення за умови одночасного збільшення вмісту двох обраних домішок.

Покращення водоутримуючої здатності супроводжується, як правило, погіршенням рухомості і реологічних характеристик тампонажного розчину на основі портландцементу [39]. Це викликало необхідність проведення досліджень з вивчення впливу запропонованих домішок на реологічні властивості тампонажного розчину (табл. 3.8). Дослідження виконувались на ротаційному віскозиметрі Fann Viscometer Model 35 SA, результати яких зображені на рис. 3.4 та 3.5.

Встановлено нелінійне рівняння регресії (рис.3.3 а), міру ідентичності (Q) та коефіцієнт кореляції (R) для показника пластичної в'язкості тампонажного розчину (η) через 60 хв тужавіння, де x_1 та x_2 – концентрація ППФ та CaCl_2 відповідно.

$$\eta = 48,867 + 65,9 \cdot x_1 - 8,6 \cdot x_2 - 8 \cdot x_1 \cdot x_2 - 19 \cdot x_1^2 - 0,4 \cdot x_2^2 ;$$

$$Q = 0,992, R(\text{ППФ}, \eta) = 0,662 ; R(\text{CaCl}_2, \eta) = - 0,739$$

Коефіцієнти кореляції вказують на існування близького прямого функціонального зв'язку між вмістом ППФ в розчині та його пластичною в'язкістю. Водночас, збільшення вмісту CaCl_2 в розчині зменшує на цей показник, що узгоджується з тенденцією зміни водовідділення тампонажного розчину.

Таблиця 3.8 – Результати досліджень показника водовідділення та реологічних властивостей тампонажного розчину залежно від рецептури суміші.

№ досліду	Склад тампонажного розчину, %		Водовідділення, %			Пластична в'язкість, Па·с $\eta \cdot 10^{-3}$						Динамічне напруження зсуву, τ , Па					
			20	40	60	Час, хв											
	ППФ	CaCl ₂	10	20	30	40	50	60	10	20	30	40	50	60			
1	0	0	2,6	2,9	3,2	26	30	36	44	48	49	10	16	19	22	24	25
2	0,2	1,5	2,0	2,3	2,5	24	26	31	37	40	41	7	12	16	19	21	22
3	0,3		1,8	2,0	2,2	25	28	34	39	44	47	9	15	20	22	23	24
4	0,4		1,4	1,7	2,0	26	30	36	42	47	50	11	14	19	21	24	25
5	0,5		1,3	1,6	1,8	29	32	39	46	51	55	11	15	21	25	26	27
6	0,6		1,2	1,6	1,7	29	34	42	48	54	56	12	15	23	26	27	28
7	0,2		2	0,7	0,8	1,3	20	22	26	31	35	36	6	10	13	15	17
8	0,3	0,7		0,9	1,2	21	24	29	35	38	40	7	9	12	16	17	19
9	0,4	0,6		0,8	1,2	22	26	30	36	40	43	8	9	14	19	21	22
10	0,5	0,6		0,8	1,0	24	28	35	40	44	46	9	10	15	21	23	25
11	0,6	0,6		0,7	0,8	25	30	38	45	48	51	9	11	16	23	25	26
12	0,2	2,5	0,6	0,7	0,8	16	19	24	27	30	30	5	9	11	13	14	15
13	0,3		0,6	0,7	0,8	18	21	25	31	33	34	6	10	13	16	17	17
14	0,4		0,5	0,7	0,8	19	24	29	33	34	36	7	11	14	17	19	20
15	0,5		0,5	0,6	0,7	22	26	31	35	38	40	7	12	15	18	20	22
16	0,6		0,5	0,5	0,7	23	25	32	38	41	42	7	12	15	20	22	23

За аналогією побудуємо рівняння регресії для визначення зв'язку між динамічним напруженням зсуву тампонажного розчину впродовж 60 хвилин тужавіння та вмістом в ньому армуючих домішок (рис. 3.3 Б).

$$\tau = 34,1 + 14,95 \cdot x_1 - 13 \cdot x_2 + 6 \cdot x_1 \cdot x_2 - 9,5 \cdot x_1^2 + 1,2 \cdot x_2^2;$$

$$Q = 0,992, R(\text{ППФ}, \tau) = 0,744; R(\text{CaCl}_2, \tau) = -0,645$$

Значення коефіцієнта кореляції вказує на існування близького прямого функціонального зв'язку між вмістом ППФ в розчині та його динамічним напруженням зсуву. Збільшення вмісту CaCl₂ в розчині впливає на цей показник обернено, що вказує на структуроутворюючу властивість фібри в тампонажному розчині.

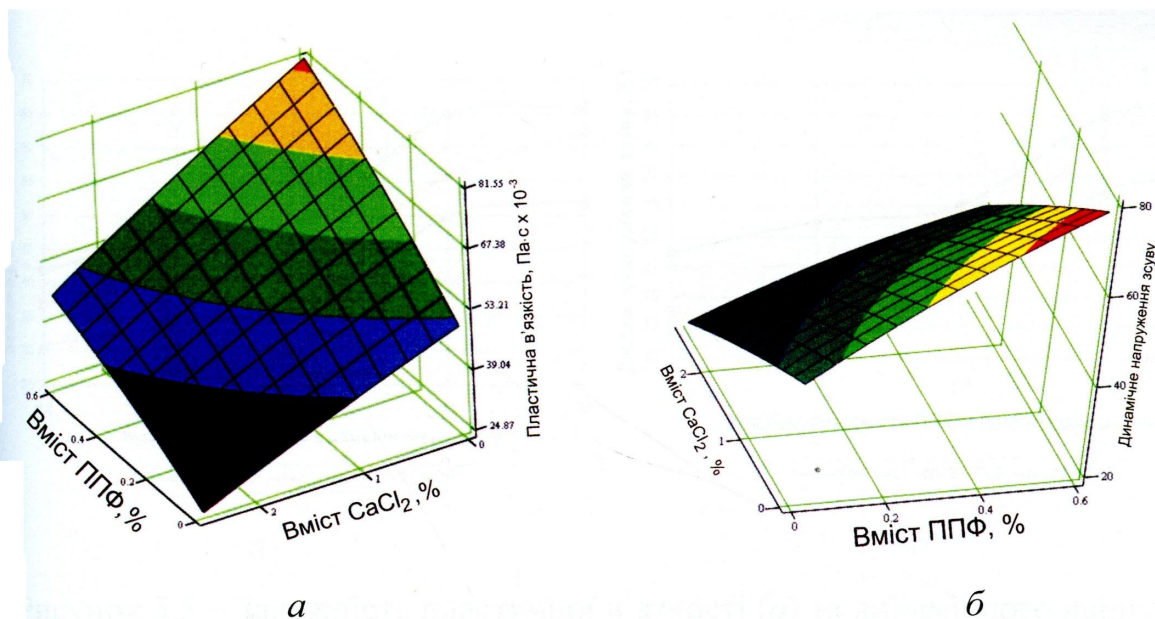


Рисунок 3.3 – Область зміни значень рівняння регресії для пластичної в'язкості (а) та динамічного напруження зсуву (б) тампонажного розчину після 60 хв. з моменту затворення

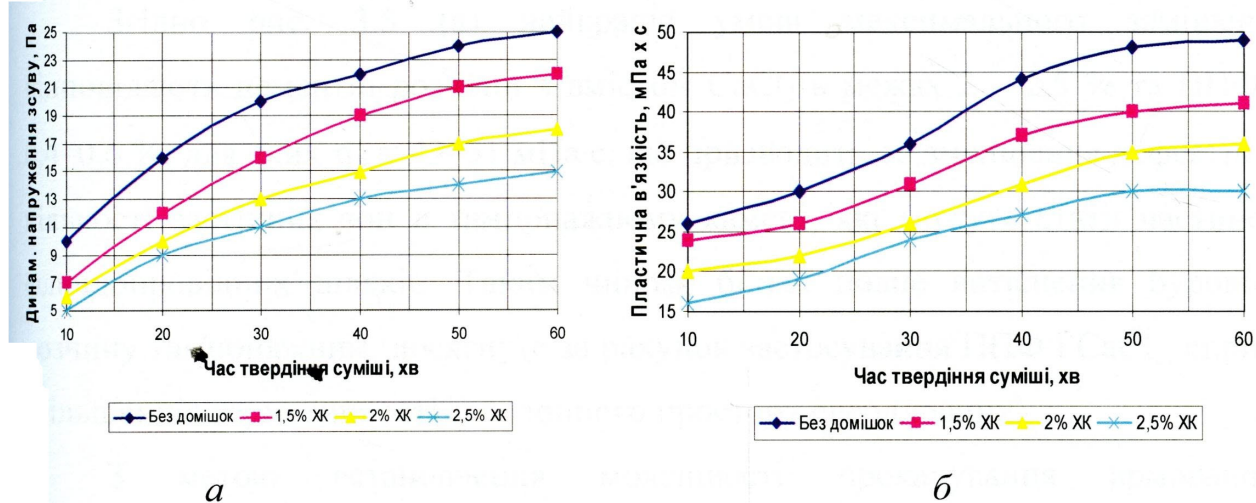


Рисунок 3.4 – Залежність динамічного напруження зсуву (а) та пластичної в'язкості (б) тампонажного розчину з добавкою 0,2% ППФ від вмісту в ньому CaCl_2 у часі.

З рисунків (3.4) – (3.5) видно, що збільшення процентного вмісту CaCl_2 в тампонажному розчині сприяє зниженню динамічного напруження зсуву та пластичної в'язкості, що пояснюється пластифікуючою дією реагента на властивості тампонажного розчину. Введення в розчин понад 0,4% ППФ сприяє підвищенню пластичної в'язкості та динамічного напруження зсуву тампонажного розчину.

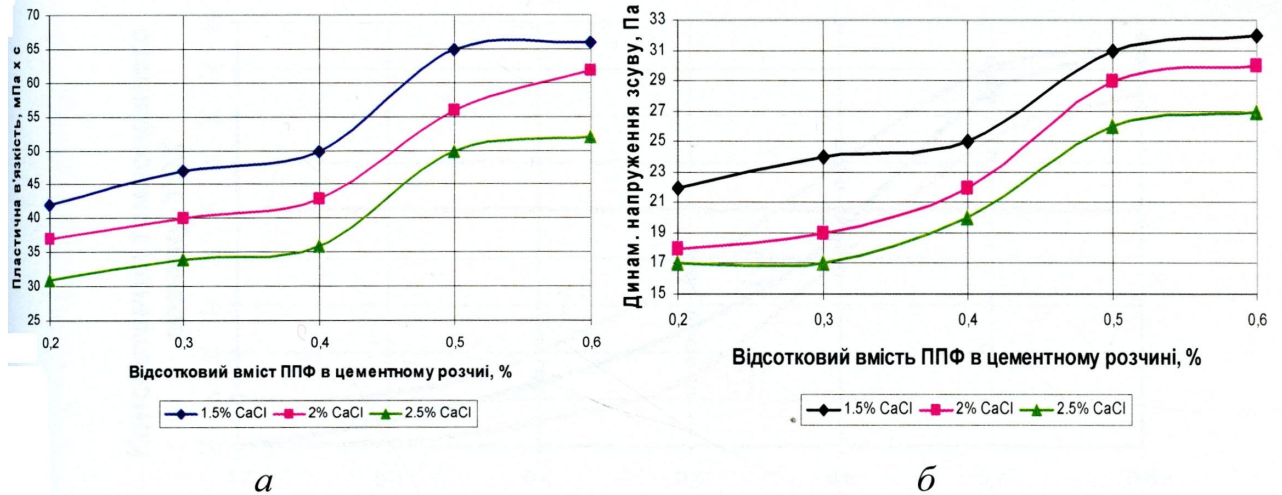


Рисунок 3.5 – Залежність пластичної в'язкості (а) та динамічного напруження зсуву (б) тампонажного розчину після 60хв. з моменту затворення від вмісту армуючих домішок

Згідно рис. 3.5 (а) найкраще умові максимального заміщення відповідають цементні розчини з вмістом CaCl_2 в межах 2 – 2,5 % та ППФ – 0,4–0,6 %, для яких $\eta_{\text{пл}} = 43\text{--}51$ мПа·с, що призводить до зменшення дефектів та кількості застійних зон в тампонажному камені, які можуть стати частиною флюїдопровідних шляхів. Таким чином, більш повне витіснення бурового розчину тампонажним, досягнуте за рахунок застосування ППФ і CaCl_2 , сприяє збільшенню герметичності заколонного простору свердловини.

З метою встановлення можливості прокачування армованого тампонажного розчину в міжколонний простір свердловини проведено експериментальні дослідження часу загуснення тампонажного розчину в пластових умовах. Дослідження проведені за загальноприйнятою методикою з використанням консистометра КЦ-3. Встановлено (рис. 3.6), що при збільшенні вмісту ППФ понад 0,6% з добавкою 1,5% CaCl_2 консистенція тампонажного розчину перевищує 30 УОК впродовж 90 хвилин, що не відповідає нормам ДСТУ і процес витіснення БПР тампонажним ускладнюється. Отже, для забезпечення безаварійності процесу цементування свердловини концентрація домішки CaCl_2 в тампонажному розчині повинна знаходитись в межах 2 – 2,5%.

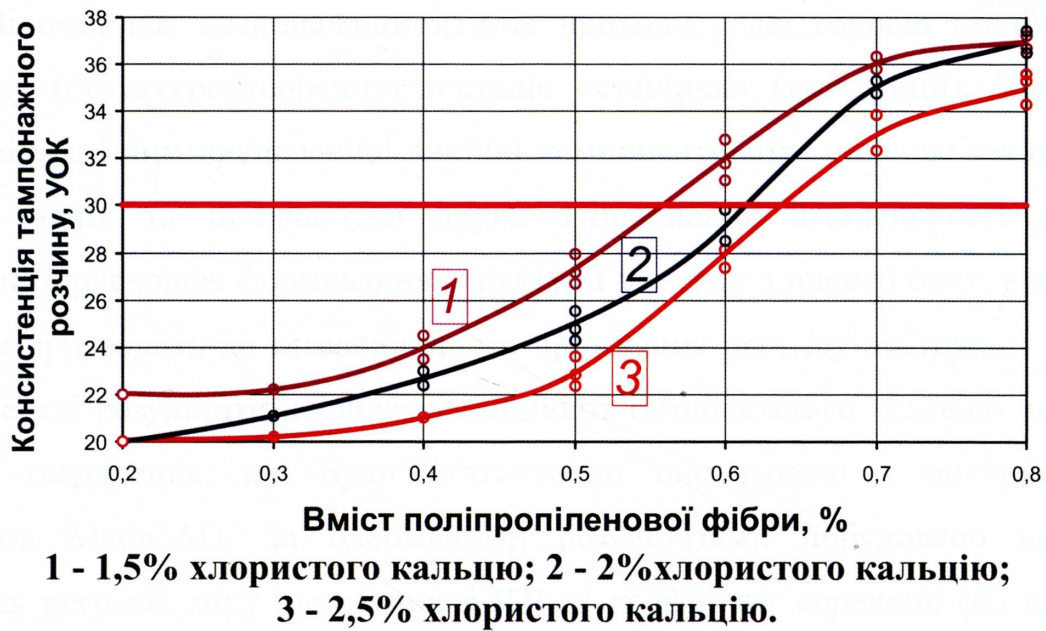


Рисунок 3.6 – Залежність консистенції армованого тампонажного розчину від вмісту домішок ППФ та CaCl₂.

Таким чином, шляхом проведення експериментальних досліджень встановлено, що для здійснення безаварійного цементування свердловин ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» поряд з використанням ППФ в якості армуючої домішки слід застосовувати домішку CaCl₂ у співвідношенні компонентів тампонажної суміші ППФ та CaCl₂ в межах 1,5–2,5 % та 0,4–0,6% відповідно при водоцементному відношенні 0,5. При порівнянні коефіцієнтів кореляції тампонажного розчину встановлено, що вміст ППФ має значний вплив на зменшення його розтічності та збільшення динамічного напруження зсуву.

3.2 Дослідження міцнісних та деформаційних характеристик армованого тампонажного каменю.

3.2.1 Міцність армованого тампонажного каменю

Важливою особливістю тампонажного каменю з портландцементу є неперервна зміна його властивостей у часі. Процес структуроутворення, що визначає перехід рідкої портландцементної суспензії в тверде тіло, триває в період проходження реакції гідратації.

Відомо, що тампонажний камінь проходить дві головні стадії: стадія розвитку (структурування) і стадія «старіння» (деструкції). Чим вища температура і чим дисперсніші вихідні компоненти, тим швидше закінчується перша стадія та починається друга. Підвищення інтенсивності процесу гідратації прискорює формування структури цементу з одного боку, а з іншого боку це призводить до інтенсивнішого протікання процесу деструкції. В табл. 3.1 наведені результати досліджень міцності тампонажного каменю на різних етапах тверднення, які були статистично опрацьовані з використанням програми MathCAD. За одержаними результатами побудовано нелінійне рівняння регресії, міру ідентичності (Q) та коефіцієнт кореляції (R) для межі міцності на розтяг (σ_p) та на стиск (σ_{CT}) тампонажного каменю через 28 діб тужавіння, в яких x_1 та x_2 – концентрація ППФ та CaCl_2 відповідно.

$$\sigma_p = -7,24 + 5,024 \cdot x_1 + 8,2 \cdot x_2 - 1,1 \cdot x_1 \cdot x_2 - 0,238 \cdot x_1^2 - 1,76 \cdot x_2^2 ;$$

$$Q = 0,676, R(\text{ППФ}, \sigma_p) = 0,684 ; R(\text{CaCl}_2, \sigma_p) = 0,540$$

$$\sigma_{CT} = 10,253 - 4,967 \cdot x_1 + 4,94 \cdot x_2 + 2,9 \cdot x_1 \cdot x_2 + 28,333 \cdot x_1^2 - 1,24 \cdot x_2^2 ;$$

$$Q = 0,458, R(\text{ППФ}, \sigma_{CT}) = 0,981 ; R(\text{CaCl}_2, \sigma_{CT}) = 0,097$$

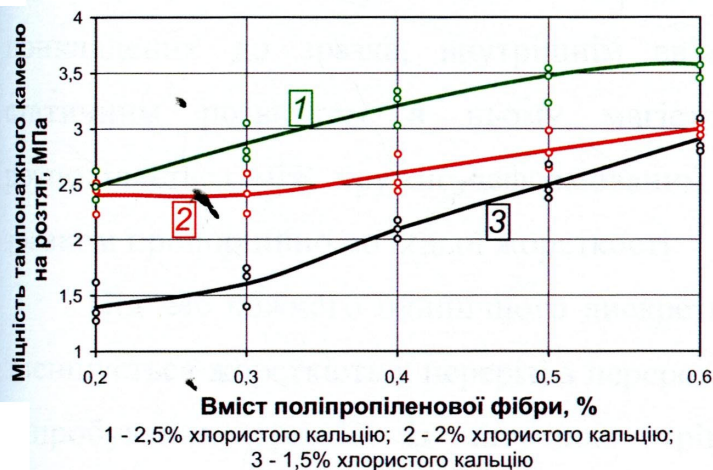
Числові значення коефіцієнтів кореляції та область значень для рівнянь регресії (рис. 3.7), вказують на прямий вплив домішок на показники міцності тампонажного каменю. Зокрема домішка ППФ має більший вплив на міцність, особливо при випробуваннях цементного каменю на розтяг, в порівнянні з впливом домішки CaCl_2 . Вплив домішки CaCl_2 на підвищення міцності тампонажного каменю проявляється після перевищення її концентрації в розчині понад 1,5%.

Найвища міцність тампонажного каменю на розтяг та стиск спостерігається при концентрації домішок ППФ та CaCl_2 відповідно 0,5 – 0,6% та 2 – 2,5%. Міцність на розтяг та стиск у порівнянні з міцністю тампонажного каменю з ПЦТ-І-50 у віці 28 діб вища в 2,4 та 1,8 рази відповідно. Таким чином, введення домішок ППФ та CaCl_2 у концентраціях 0,5 – 0,6% та 2 – 2,5% є

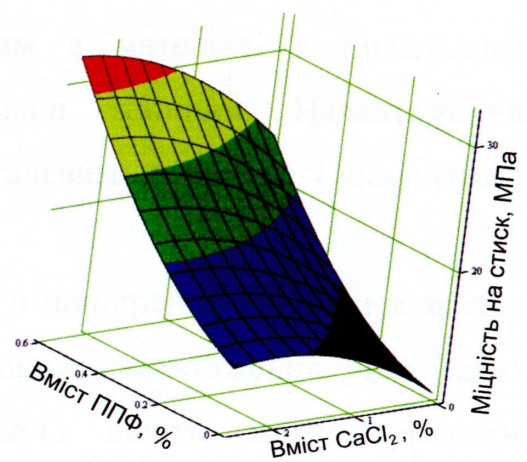
найбільш ефективним з точки зору збереження цілісності тампонажного кільця в заклонному просторі свердловини, що забезпечує підвищення надійності та продовження терміну безаварійної роботи кріплення свердловини.

Таблиця 3.9 – Результати експериментальних досліджень міцності армованого тампонажного каменю.

№ досліду	Склад тампонажного розчину, %		Міцність тампонажного каменю, МПа											
			В нормальних умовах								В пластових умовах			
	ППФ		на розтяг				на стиск				на розтяг		на стиск	
			Час тверднення, діб											
CaCl ₂	2	7	14	28	2	7	14	28	2	28	2	28		
1	0	0	0,26	1,0	1,2	1,5	2,6	5,5	10,1	17,7	0,23	0,9	1,6	10,4
2	0,3	1,5	0,5	1,2	1,6	1,9	3,2	12,6	16,2	20,2	0,25	1,2	2,0	13,7
3	0,4		0,6	1,5	2,1	2,4	3,5	13,1	17,5	22,5	0,32	1,5	2,3	15,2
4	0,5		0,7	1,7	2,5	2,8	3,7	13,8	18,8	27,4	0,44	1,9	2,7	16,3
5	0,6		0,8	1,8	2,9	3,2	3,9	14,1	20,6	30,3	0,52	2,3	2,8	17,3
6	0,3	2	0,8	2,0	2,4	3,0	3,4	13,1	16,8	20,5	0,50	2,0	1,9	13,5
8	0,4		1,2	2,5	2,6	3,2	3,9	14,0	18,0	23,4	0,62	2,2	2,2	15,0
9	0,5		1,4	2,1	2,8	3,4	4,0	15,5	20,0	28,9	0,71	2,5	2,5	16,2
10	0,6		1,4	2,2	3,0	3,4	4,6	16,7	21,1	31,5	0,70	2,6	2,8	17,4
11	0,3	2,5	1,0	1,6	1,9	2,9	3,6	13,4	17,2	20,9	0,51	1,4	2,5	13,5
12	0,4		1,1	1,9	2,8	3,2	4,3	14,3	18,5	23,6	0,62	1,9	2,8	15,4
13	0,5		1,4	2,9	3,1	3,5	4,9	15,9	20,7	29,2	0,73	2,2	2,9	16,4
14	0,6		1,5	2,4	3,5	3,6	5,4	17,0	21,6	31,8	0,75	2,0	3,3	20,0



а



б

Рисунок 3.7 – Зміна міцності АТК на розтяг (а) та стиск (б) у віці 28 діб.

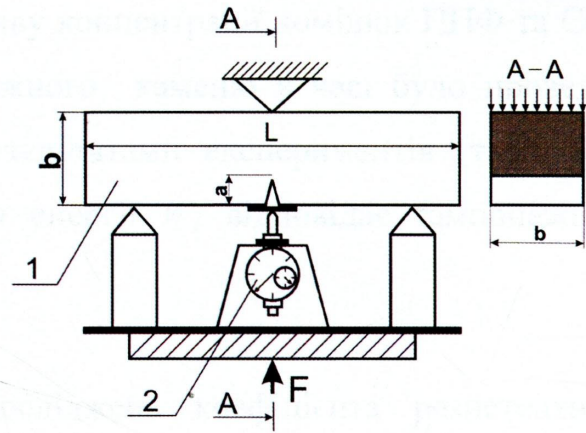
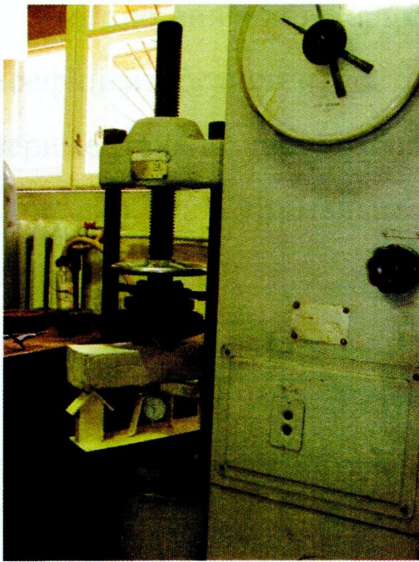
3.2.2 Резистентність поширення тріщини та деформаційна здатність армованого тампонажного каменю

Однією з умов збереження герметичності за колонного простору свердловини є цілісність кільця тампонажного каменю [11]. Проте, під час проведення деяких технологічних операцій в свердловині, зокрема перфорації, уникнути руйнування тампонажного каменю неможливо [116]. Тому важливим є попередження руйнування каменю з наявними в ньому дефектами (тріщинами) під час створення навантаження на кріплення свердловини в процесі подальшої її експлуатації. Властивість тампонажного каменю протистояти розповсюдженню тріщин в його структурі прийнято оцінювати за допомогою критерію резистентності поширенню тріщини (розділ 2.2).

З метою кількісного визначення резистентності АТК було використано спеціальний пристрій для реалізації схеми триточкового згину зразка тампонажного каменю за допомогою 5-тонного гідравлічного пресу (рис. 3.8). Схожа методика досліджень була використана авторами [15, 103]. Характеристику резистентності визначали під час механічних випробувань із записом повної діаграми «навантаження – прогин» [36].

Механічні випробування на стадії локальної деформації зразка характеризуються відповідним забезпеченням зміни зовнішніх сил, прикладених до зразка, внутрішнім зв'язкам в матеріалі з подальшим статичним розвитком в ньому магістральної тріщини. Навантаження розподіляється між пружно-деформованим сталевим кутником і цементним зразком пропорційно до їхньої жорсткості.

Під час кожного одиничного дискретного поширення тріщини в зразку зменшується жорсткість у перерізі з перерозподілом навантаження. Рівноважні випробування зразків із штучною тріщиною дають змогу зупинити навантаження на будь-якій стадії поширення макротріщини, а також отримати стабільний характер розвитку та поширення магістральної тріщини аж до повного руйнування зразка.



a - глибина початкового надрізу;
 b, L - розміри зразка;
 F - навантаження на зразок

a

б

Рисунок 3.8 – Загальний вигляд установки для визначення резистентності тампонажного каменю (*a*) та схема випробувань зразка-призми на згин з штучно-сформованою тріщиною (*б*).

Важливою перевагою методики проведення випробувань є те, що розраховані енергетичні та силові характеристики руйнування тампонажного каменю є незмінними відносно умов випробувань. При випробуваннях зразки навантажували безперервно до їх розділення на частини з фіксацією діаграми стану матеріалу навантаження-прогин. При випробуваннях використовували зразки розміром $0,10 \times 0,10 \times 0,40$ м із початковим надрізом заввишки $0,04$ м і завширшки $0,002$ м (рис. 3.8). Початкові надрізи створювали за допомогою ріжучого інструменту. Кожна серія складалася з чотирьох зразків.

Руйнівне навантаження на зразок визначали за показами манометра гідравлічного пресу в перерахунку на площу його поршня. Прес обладнаний «вільною» стрілкою для автоматичної фіксації максимального показу. Прогин зразка (1) в зоні штучно-сформованої тріщини визначали за допомогою індикатора годинникового типу (2). Тиск масла в маслозбірнику створюється маслонасосом з електроприводом, який вмикається за допомогою пускової кнопки.

З метою вивчення характеру впливу концентрації домішок ППФ та CaCl_2 на коефіцієнт резистентності тампонажного каменю в часі було проведено експериментальні дослідження. За результатами експериментів (табл. 3.10) встановлено, що мінімальне значення енергії W_1 відповідає тампонажному каменю з ПЦТ-І-50.

Таблиця 3.10 – Результати досліджень коефіцієнта резистентності армованого тампонажного каменю у віці 28 діб.

№ п/п	Склад тампонажного розчину, %		Середнє значення роботи тампонажного каменю, Дж			Коефіцієнт резистентності поширення тріщини, КР
	ППФ	CaCl_2	W_3	W_2	W_1	
1	0	0	2,25	2,24	0,01	1
2	0,2	1,5	6,60	2,50	4,10	2,64
3	0,3		11,00	2,80	8,20	3,93
4	0,4		14,20	3,20	11,00	4,44
5	0,5		20,70	4,60	16,10	4,50
6	0,6		23,50	5,00	18,50	4,70
7	0,2	2	6,80	2,50	4,30	2,72
8	0,3		12,00	2,90	9,10	4,14
9	0,4		17,60	3,40	14,20	5,18
10	0,5		23,40	4,30	19,10	5,44
11	0,6		28,40	5,30	23,10	5,36
12	0,2	2,5	7,10	2,60	4,50	2,73
13	0,3		14,10	3,10	11,00	4,55
14	0,4		20,30	3,80	16,50	5,34
15	0,5		27,90	5,00	22,90	5,58
16	0,6		33,00	5,90	27,10	5,59

Це вказує на практично відсутню здатність цього тампонажного матеріалу протистояти розвитку тріщин в його структурі. Зростання максимальних навантажень на тампонажний камінь з одночасним збільшенням в ньому концентрації домішки ППФ (рис. 3.9) вказує на зростання межі його міцності на згин, що узгоджується з попередньо встановленою залежністю між вмістом цієї домішки та міцністю АТК на розтяг (рис. 3.7).

За допомогою програми MathCAD встановлена область значень рівняння регресії (рис. 3.10), міру ідентичності (Q) та коефіцієнт кореляції (R) для коефіцієнта резистентності тампонажного каменю (K_p) через 28 днів тверднення.

$$K_p = 0,952 + 18,167 \cdot x_1 - 1,758 \cdot x_2 + 2,614 \cdot x_1 \cdot x_2 - 21,625 \cdot x_1^2 + 0,37 \cdot x_2^2 ;$$

$$Q = 0,979, R(\text{ППФ}, K_p) = 0,897 ; R(\text{CaCl}_2, K_p) = 0,112$$

За визначеними показниками кореляції робимо висновок, що існує близький прямий функціональний зв'язок між вмістом ППФ в розчині та його коефіцієнтом резистентності. Збільшення вмісту ППФ в тампонажному розчині збільшує роботу затрачену на локальне статичне деформування зразка в зоні штучно-сформованої тріщини (рис. 3.9). Збільшення вмісту домішки CaCl_2 в тампонажному розчині також прямо впливає на його резистентність, хоча цей вплив не має суттєвої ваги. Це пояснюється відсутністю пружних властивостей домішки CaCl_2 та виключно її хімічною взаємодією з цементним каменем, що недостатньо для значного збільшення коефіцієнту K_p .

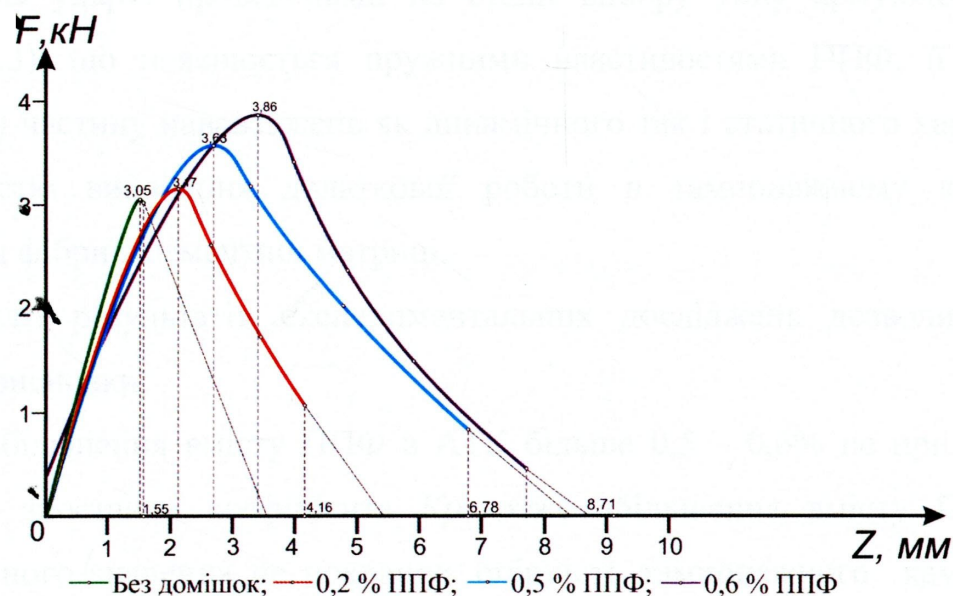
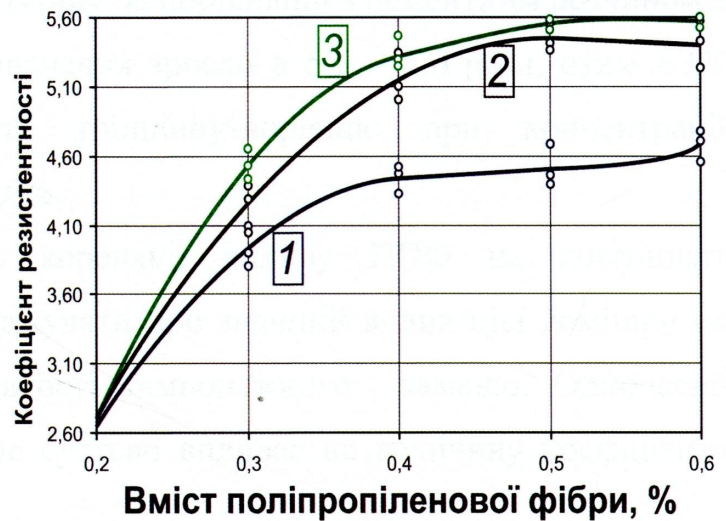
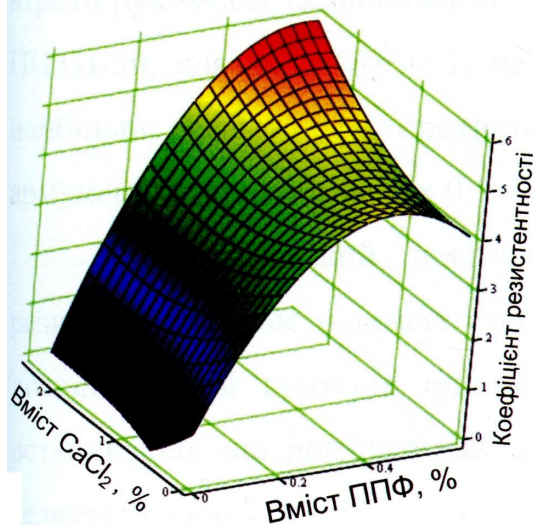


Рисунок 3.9 – Вибіркові результати вимірювань коефіцієнта резистентності для тампонажного розчину з ПЦТ-I-50 та з добавкою 1,5% CaCl_2 і різним вмістом ППФ.



1 - 1,5% хлористого кальцію; 2 - 2% хлористого кальцію;
3 - 2,5% хлористого кальцію.

а

б

Рисунок 3.10 – Область значень рівняння регресії коефіцієнта резистентності (а) тампонажного каменю у віці 28 діб та тенденція його зміни (б) в залежності від концентрації армуючої домішки.

Отримані результати зміни K_p узгоджуються з дослідженнями енергії поглинання удару, проведеними на стадії вибору типу армуючої домішки (розділ 2.3), що пояснюється пружними властивостями ППФ, її здатністю поглинати частину навантажень як динамічного так і статичного характеру, та необхідністю виконання додаткової роботи в тампонажному камені для видалення фібри з цементної матриці.

Аналіз результатів експериментальних досліджень дозволив зробити наступні висновки:

1. Збільшення вмісту ППФ в АТК більше 0,5 – 0,6% не призводить до суттєвого зростання коефіцієнта K_p , отже збільшення вмісту ППФ вище встановленого значення не покращує опірність тампонажного каменю щодо поширення в ньому тріщин.

2. Величина коефіцієнту резистентності набуває максимальних значень при концентрації ППФ у верхньому діапазоні зміни вмісту домішки з позиції

втрати рухомості тампонажного розчину. В порівнянні з цементним розчином з ПЦТ-I-50, для якого $Kp = 1$, це значення зросло в 5,5 – 5,6 рази, отже АТК найбільш ефективно протистоїть тріщиноутворенню при концентрації армуючої домішки в межах 0,5 – 0,6%.

3. Розрахований показник кореляції впливу ППФ на коефіцієнт резистентності дає підстави стверджувати про значний вплив цієї домішки на досліджуваний критерій оцінки якості тампонажного каменю. Одночасно встановлено, що домішка $CaCl_2$ не суттєво впливає на величину коефіцієнта резистентності.

З метою оцінки критерію деформаційної здатності АТК розробленого складу, визначимо його пружні характеристики, зокрема модуль Юнга ($E_{Т.К.}^1$). Для цього скористаємось результатами досліджень коефіцієнта резистентності, а саме значеннями максимальних деформацій Z при трьохточковому згині зразка та відповідних прикладених навантажень F (рис. 3.9). Розрахунок $E_{Т.К.}^1$, проведено за формулою (3.4).

$$E_{Т.К.}^1 = \frac{FL^3}{4Zbh^3}, \quad (3.4)$$

де L – відстань між нижніми опорами зразка при згині;

b, h – ширина та висота зразка відповідно.

Таблиця 3.11 – Деформаційна характеристика тампонажного каменю

Час тверднення	Модуль Юнга, $\times 10^9$ Па		Граничне навантаження зразка в області пружних деформацій, МПа	
	ПЦТ-I-50	АТК	ПЦТ-I-50	АТК
2 доби	2,4 – 2,5	1,3 – 1,4	0,4	1,6
28 діб	3,6 – 3,8	2,1 – 2,2	1,6	3,9

Експериментальними дослідженнями встановлено, що модуль пружності АТК на 54 – 56% менший в порівнянні з модулем пружності тампонажного каменю з ПЦТ-I-50 ($B/Ц = 0,5$). Таким чином, збільшується величина допустимих деформацій, які може сприймати тампонажний камінь до початку

його руйнування. В зв'язку з цим, прийнято рішення провести оцінку роботоздатності АТК в заклонному просторі під час створення внутрішніх навантажень в свердловині через коефіцієнт деформаційної здатності ($K_{ДЗ}$).

Для оцінки коефіцієнту $K_{ДЗ}$ під час опресування колони визначено контактний тиск (P_K), фактичні ($U_{Т.К.+О.К.}$) та максимальні ($[U_{Т.К.+О.К.}]_2$, $[U_{Т.К.+О.К.}]_{28}$) переміщення поверхні «обсадна колона – тампонажний камінь» за умови використання АТК для цементування обсадних колон (табл. 3.11 – 3.13).

Результатів розрахунків показали (табл. 3.12), що середнє значення контактного тиску знаходиться в межах (1,07 – 1,38) МПа, що в (1,1 – 1,4) та (2,6 – 3,3) рази менше граничної межі АТК на розтяг у віці 2 доби та 28 діб відповідно (табл. 3.9). В зв'язку з цим, значення переміщення контактної поверхні в порівнянні з цементним каменем з ПЦТ-І-50 збільшилось на 5 – 6%. Такі результати пояснюються підвищеною границею міцності на розтяг та зменшеним модулем пружності для АТК. Таким чином, відсутня можливість порушення цілісності контакту армованого тампонажного каменю та обсадної колони у ранньому віці тверднення цементу, а також впродовж усього періоду спорудження та експлуатації свердловини.

Фактичне переміщення контактної поверхні менше допустимого на 5 – 10% для АТК у віці 2 доби та в 2,0 і 3,5 рази у віці 28 діб (табл. 3.12).

З метою порівняльної оцінки деформаційних властивостей тампонажного каменю різного компонентного складу та віку, обчислено критерій деформаційної здатності АТК. Результатами розрахунків (табл. 3.13 – 3.14) показали, що фактичний $K_{ДЗ}$ під час опресування обсадних колон за умов застосування АТК знаходиться в межах від 0,88 до 0,92, а допустимий – від 0,96 до 2,6. Отже, проведення таких технологічних операцій як опресування колони з використанням АТК не створює небезпеки порушення цілісності контакту тампонажного каменю з обсадною колоною.

Таблиця 3.12 – Результати розрахунку переміщень кільця АТК під час проведення опресування обсадних колон

Густина бурового розчину, кг/м ³	Діаметр свердловини, м					
	0,1397	0,151		0,2159		0,2953
	Діаметр обсадної колони/товщина стінки, м/мм					
	0,114/7,4	0,114/7,4	0,127/7,5	0,146/10,7	0,168/10,6	0,245/11,1
	Глибина свердловини – 2000 м					1000 м
	$P_K / U_{Ц.К.+О.К.} / [U_{Ц.К.+О.К.}]_2 / [U_{Ц.К.+О.К.}]_{28}$, МПа/мм/мм					
1130	<u>1,15</u>	<u>1,36</u>	<u>1,07</u>	<u>1,29</u>	<u>1,11</u>	-
	<u>0,057</u>	<u>0,056</u>	<u>0,071</u>	<u>0,060</u>	<u>0,093</u>	
	<u>0,078</u>	<u>0,072</u>	<u>0,100</u>	<u>0,070</u>	<u>0,116</u>	
	<u>0,179</u>	<u>0,119</u>	<u>0,241</u>	<u>0,096</u>	<u>0,278</u>	
1150	<u>1,16</u>	<u>1,37</u>	<u>1,08</u>	<u>1,20</u>	<u>1,13</u>	<u>1,11</u>
	<u>0,058</u>	<u>0,057</u>	<u>0,072</u>	<u>0,061</u>	<u>0,095</u>	<u>0,130</u>
	<u>0,078</u>	<u>0,072</u>	<u>0,100</u>	<u>0,070</u>	<u>0,116</u>	<u>0,177</u>
	<u>0,179</u>	<u>0,119</u>	<u>0,241</u>	<u>0,096</u>	<u>0,278</u>	<u>0,424</u>
1170	<u>1,17</u>	<u>1,38</u>	<u>1,09</u>	<u>1,23</u>	<u>1,14</u>	<u>1,11</u>
	<u>0,058</u>	<u>0,058</u>	<u>0,073</u>	<u>0,062</u>	<u>0,096</u>	<u>0,131</u>
	<u>0,078</u>	<u>0,072</u>	<u>0,100</u>	<u>0,070</u>	<u>0,116</u>	<u>0,177</u>
	<u>0,179</u>	<u>0,119</u>	<u>0,241</u>	<u>0,096</u>	<u>0,278</u>	<u>0,424</u>
1200	<u>1,19</u>	<u>1,39</u>	<u>1,10</u>	<u>1,27</u>	<u>1,16</u>	<u>1,12</u>
	<u>0,059</u>	<u>0,059</u>	<u>0,074</u>	<u>0,063</u>	<u>0,097</u>	<u>0,132</u>
	<u>0,078</u>	<u>0,072</u>	<u>0,100</u>	<u>0,070</u>	<u>0,116</u>	<u>0,177</u>
	<u>0,179</u>	<u>0,119</u>	<u>0,241</u>	<u>0,096</u>	<u>0,278</u>	<u>0,424</u>
1250	-	-	-	-	-	<u>1,13</u>
						<u>0,134</u>
						<u>0,177</u>
						<u>0,424</u>
	Глибина свердловини – 2150 м					
1100	<u>1,32</u>	<u>1,44</u>	<u>1,22</u>	<u>1,31</u>	<u>1,28</u>	-
	<u>0,068</u>	<u>0,066</u>	<u>0,086</u>	<u>0,069</u>	<u>0,107</u>	
	<u>0,078</u>	<u>0,072</u>	<u>0,100</u>	<u>0,080</u>	<u>0,116</u>	
	<u>0,179</u>	<u>0,119</u>	<u>0,241</u>	<u>0,096</u>	<u>0,278</u>	
1120	<u>1,34</u>	<u>1,44</u>	<u>1,24</u>	<u>1,32</u>	<u>1,29</u>	<u>1,34</u>
	<u>0,068</u>	<u>0,067</u>	<u>0,087</u>	<u>0,070</u>	<u>0,108</u>	<u>0,158</u>
	<u>0,078</u>	<u>0,072</u>	<u>0,100</u>	<u>0,080</u>	<u>0,116</u>	<u>0,177</u>
	<u>0,179</u>	<u>0,119</u>	<u>0,241</u>	<u>0,096</u>	<u>0,278</u>	<u>0,424</u>

Для оцінки $K_{ДЗ}$ під час розбурювання тампонажного стакана в колоні за допомогою програми Solid Works з прийнятими граничними умовами (розділ 2.1) та параметрами моделі (табл. 2.6) знайдемо переміщення точок оболонки «тампонажний камінь-обсадна колона» для АТК у віці 2 доби та 28 діб. Критичні переміщення $[U_{Т.К.+О.К.}]$ розраховані за формулою (2.2), а коефіцієнт $K_{ДЗ}$ оцінюємо згідно формули (2.24) (табл. 3.14).

Таблиця 3.13 – Результати розрахунку $K_{дз}/[K_{дз}]_{28}$ під час проведення **опресування** обсадних колон за умови застосування АТК.

Густина бурового розчину, кг/м ³	Діаметр свердловини, м					
	0,1397	0,151		0,2159		0,2935
	Діаметр обсадної колони/товщина стінки, м/мм					
	0,114/7,4	0,114/7,4	0,127/7,5	0,146/10,6	0,168/10,6	0,245/11,1
	Глибина свердловини – 2000м					1000м
1130	<u>0,86</u>	<u>0,85</u>	<u>0,86</u>	<u>0,81</u>	<u>0,92</u>	–
	<u>1,18</u>	<u>1,09</u>	<u>1,20</u>	<u>0,95</u>	<u>1,15</u>	
	0,71	1,80	2,90	1,30	2,75	
1150	<u>0,87</u>	<u>0,85</u>	<u>0,87</u>	<u>0,83</u>	<u>0,93</u>	<u>0,86</u>
	<u>1,16</u>	<u>1,07</u>	<u>1,20</u>	<u>0,93</u>	<u>1,14</u>	<u>1,17</u>
	2,67	1,78	2,90	1,28	2,73	2,81
1170	<u>0,85</u>	<u>0,85</u>	<u>0,87</u>	<u>0,83</u>	<u>0,93</u>	<u>0,86</u>
	<u>1,15</u>	<u>1,06</u>	<u>1,19</u>	<u>0,93</u>	<u>1,13</u>	<u>1,16</u>
	2,63	1,75	2,87	1,28	2,70	2,79
1200	<u>0,86</u>	<u>0,86</u>	<u>0,86</u>	<u>0,83</u>	<u>0,92</u>	<u>0,85</u>
	<u>1,13</u>	<u>1,04</u>	<u>1,16</u>	<u>0,92</u>	<u>1,10</u>	<u>1,14</u>
	2,59	1,72	2,80	1,26	2,65	2,74
1250	–	–	–	–	–	<u>0,85</u>
						<u>1,12</u>
						2,68
	Глибина свердловини – 2150м					
1100	<u>0,89</u>	<u>0,87</u>	<u>0,91</u>	<u>0,81</u>	<u>0,92</u>	–
	<u>1,03</u>	<u>0,95</u>	<u>1,05</u>	<u>0,94</u>	<u>1,00</u>	
	2,36	1,57	2,54	1,13	2,40	
1120	<u>0,88</u>	<u>0,87</u>	<u>0,91</u>	<u>0,81</u>	<u>0,92</u>	<u>0,85</u>
	<u>1,01</u>	<u>0,94</u>	<u>1,04</u>	<u>0,93</u>	<u>0,99</u>	<u>0,96</u>
	2,32	1,55	2,51	1,12	2,38	2,29

Аналіз одержаних результатів свідчить, що фактичний коефіцієнт деформаційної здатності менший за допустимий в 1,1 – 1,5 рази, що вказує на збереження умови герметичності контактної поверхні АТК під час розбурювання тампонажного стакана в обсадній колоні. При порівнянні отриманих результатами для тампонажного каменю з ПЦТ-І-50 встановлено, що переміщення оболонки системи «тампонажний камінь – обсадна колона» для АТК збільшились на величину від 7% до 40% разом зі зменшенням значень контактного тиску в 1,5 – 2 рази, що підтверджує тенденцію попередньо отриманих результатів для опресування колони.

Таблиця 3.14 – Результати моделювання фактичних переміщень контактної поверхні АТК під час розбурювання тампонажного стакана в обсадній колоні

Номер моделі кріплення	1	2	3	4	5	6
Внутрішній тиск в обсадній колоні P_B , МПа	31 – 34		34 – 35	32 – 34	30 – 33	31 – 32
Контактний тиск тампонажного кільця P_K , МПа	1,08 – 1,13		0,87 – 0,89	1,13 – 1,15	1,04 – 1,07	1,00 – 1,06
Фактичні переміщення оболонки моделі $U_{Т.К.+О.К.}$, мм	0,245 – 0,251		0,185 – 0,191	0,124 – 0,128	0,163 – 0,166	0,074 – 0,079
Критичні переміщення оболонки моделі $[U_{Т.К.+О.К.}]_2$, мм	0,260 – 0,268		0,211 – 0,215	0,181 – 0,186	0,195 – 0,198	0,090 – 0,095
Критичні переміщення оболонки моделі $[U_{Т.К.+О.К.}]_{28}$, мм	0,301 – 0,310		0,232 – 0,236	0,203 – 0,210	0,288 – 0,293	0,114 – 0,119
Переміщення моделі $U_{О.К.}$, мм	0,200 – 0,205		0,100 – 0,103	0,071 – 0,074	0,073 – 0,076	0,061 – 0,065
$K_{ДЗ}$	1,25 – 1,30		1,8 – 1,9	1,65 – 1,7	2,1 – 2,2	1,1 – 1,2
$[K_{ДЗ}]_2$	1,30 – 1,40		2,0 – 2,1	2,5 – 1,55	2,6 – 2,7	1,4 – 1,5
$[K_{ДЗ}]_{28}$	1,55 – 1,60		2,2 – 2,3	2,80 – 2,85	3,9 – 4,0	1,8 – 1,9

3.2.3 Ударостійкість армованого тампонажного каменю

Стійкість тампонажного каменю до динамічних навантажень є важливою характеристикою показника якості тампонажної суміші з точки зору збереження герметичності за колонного простору свердловини, оскільки вони є основною причиною руйнування тампонажного каменю [116]. Враховуючи те, що цементне кільце в за колонному просторі знаходиться в щільному контакті з обсадною колоною, вплив динамічних навантажень слід розглядати комплексно. Проведено аналіз зміни коефіцієнта енергопередачі в системі «обсадна колона – тампонажний камінь» ($K_{ПЕ}$) користуючись формулою (2.27).

Для визначення енергії необхідної для утворення одиниці нової площі руйнування в тампонажному камені ($W_{Т.К.}$) була використана методика [100], суть якої полягає у визначенні роботи, затраченої на руйнування зразка тампонажного каменю певної маси під дією вільно падаючого вантажу з заданої висоти. Робота затрачена на подрібнення одного і того ж зразка залежить від

висоти падіння, маси вантажу та кількості ударів по зразку, і визначається за формулою (3.5):

$$W_{\text{т.к.}} = \frac{A}{S}; \quad A = P \cdot h \cdot n, \quad (3.5)$$

де: P – вага падаючого вантажу, Н; h – висота падіння вантажу, м;

n – кількість ударів вантажу по зразку;

S – площа поверхні утвореної при виконанні роботи A .

Після кожного удару подрібнений зразок просіювали через сито з чарунками діаметром 3мм. Частинки каменю які пройшли через сито зважувались та більше не приймали участі у випробуваннях. Вони вважались сферичними, а їхня площа обчислювалась як площа сфери. Після повного дроблення зразка визначали кількість частинок (загальну масу ділили на масу однієї частинки), сумарну площу їхньої поверхні та величину енергії витраченої на їх утворення. Прийнято припущення, що вся енергія удару витрачалась на руйнування. Вантаж вагою 27,5 Н падає з висоти 0,7м. Оскільки для випробування використовувались зразки однакових геометричних розмірів, площа новоутвореної поверхні після проходження зруйнованого зразка крізь сито рівна $1,5 \times 10^{-4} \text{ м}^2$. Для визначення енергії $W_{\text{т.к.}}$ та W_1 проведено експериментальні дослідження та теоретичні розрахунки, результати яких наведені в табл. 3.17 та 3.18.

Аналізом розрахункових даних встановлено, що для утворення одиниці площі для АТК у віці 2 доби та 28 діб потрібно енергії в (2,1 – 2,8) та (1,5 – 1,8) рази більше в порівнянні з цементним каменем з ПЦТ-I-50 відповідно. Найменшим коефіцієнтом передачі енергії ударної хвилі володіє АТК з домішками 0,6% ППФ та 2 % CaCl_2 . У порівнянні з коефіцієнтом передачі енергії тампонажного каменю з ПЦТ-I-50 він менший в 3 – 3,5 рази у 2-ох добовому віці та в 1,5 – 2 рази у віці 28 діб.

Таблиця 3.17 – Результати експериментальних досліджень з визначення розподілу енергії затраченої на руйнування цементних зразків ($W_{Т.К.}$)

№ складу	Тип та кількість домішки	Виконана робота, кДж		Розподіл енергії $W_{Т.К.}$, МДж/м ²	
		2 доби	28 діб	2 доби	28 діб
1	ПЦТ-I-50	330	600	2,20	4,00
2	0,4% ППФ	700,5	889,5	4,67	5,93
3	0,5% ППФ	817,5	1024,5	5,45	6,83
4	0,6% ППФ	900	1065	6,00	7,10
5	0,4% ППФ + 2 % CaCl ₂	769,5	934,5	5,13	6,23
6	0,5% ППФ + 2 % CaCl ₂	798	1002	5,32	6,68
7	0,6% ППФ + 2 % CaCl ₂	931,5	1098	6,21	7,32

Таблиця 3.18 – Результати розрахунку розподілу енергії кумулятивного заряду (W_1) та коефіцієнту передачі енергії.

Тип перфоратора	Кінетична енергія продуктів детонації, кДж	Площа контакту ударної хвилі з колоною, x 10 ⁻⁵ м ²	W_1 , МДж/м ²	$K_{ПЕ}$ (2 доби / 28 діб) для складу тампонажного каменю з табл.3.17						
				1	2	3	4	5	6	7
ПКО-89	11,2	0,72	1541	<u>700</u>	<u>330</u>	<u>283</u>	<u>257</u>	<u>300</u>	<u>290</u>	<u>248</u>
				385	260	226	217	247	231	211
ПКО-73	7,2	0,37	1965	<u>893</u>	<u>420</u>	<u>361</u>	<u>328</u>	<u>383</u>	<u>369</u>	<u>316</u>
				491	431	288	277	315	294	268

Це пояснюється високим вмістом фібри, яка здатна поглинати енергію удару завдяки своїм пружним властивостям та не передавати її безпосередньо на цементну матрицю. Окрім того, вміст в тампонажному камені волокон фібри зменшує властивість тампонажного каменю роздрібнюватись під впливом ударних навантажень, оскільки для дроблення необхідно додатково подолати силу зчеплення волокна з цементною матрицею. Результати розрахунку коефіцієнта $K_{ПЕ}$ цілком узгоджуються з отриманими результатами розрахунків коефіцієнта резистентності (K_p) для АТК однакового компонентного складу, оскільки зі зростанням значення K_p на 4 – 5% коефіцієнт $K_{ПЕ}$ зменшується на

10 – 14%. Таким чином, АТК компонентного складу 0,5 – 0,6% ППФ та 2 – 2,5% CaCl_2 дозволяє знизити K_{PE} в 3,5 рази в порівнянні з ПЦТ-I-50, що призводить до зменшення негативного впливу динамічних навантажень на за колонний простір свердловини і зберегти цілісність кріплення під час подальшого її спорудження та експлуатації [87].

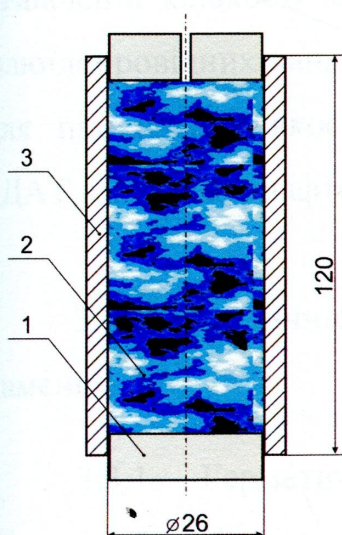
3.2.4 Дослідження критерію стійкості тампонажного розчину

В зв'язку з тим, що профіль переважної більшості свердловин ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» має похило-скеровану ділянку, до седиментаційної стійкості тампонажного розчину ставляться особливі вимоги. Нами проведені дослідження седиментаційної стійкості тампонажної суміші рекомендованої рецептури (табл. 3.20) для перевірки її на відповідність визначеному критерію. Цей показник якості тампонажного розчину визначали наступним чином. Після приготування та видалення повітря з тампонажного розчину його заливали в попередньо підготовлену форму (рис.3.11). Для безперешкодного вилучення тампонажного каменю з форми її внутрішню частину попередньо змащували мастилом. Форму розміщували в автоклаві консистометра КЦ-3 на 2 доби у вертикальному положенні. Після цього, тампонажний камінь вилучали з форми, ділили на дві частини та визначали густину окремо верхньої та нижньої його частин. Всі зразки були затворені при $V/C = 0,5$ та зберігались у звичайних ($P = P_{\text{атм}}$, $T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$) та пластових ($P_{\text{пл}} = 20 - 22 \text{ МПа}$, $T_{\text{пл}} = 50 - 55 \text{ }^\circ\text{C}$) умовах тверднення. Зміну густини тампонажного каменю визначали у віці 2 доби, оскільки після закінчення строку кінця тужавіння припиняється масоперенос в тужавіючому розчині, седиментаційні процеси припиняються.

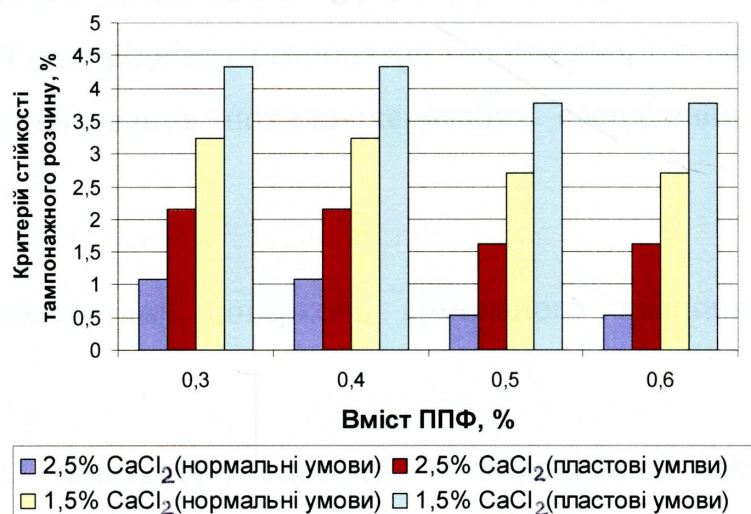
За результатами розрахунків встановлено, що коефіцієнт $K_{\text{сед}}$ вищий на 10 – 15% під час тужавіння тампонажного розчину в пластових умовах ніж у нормальних умовах, що пояснюється збільшенням швидкості масообмінних процесів при підвищених температурах та тиску.

Таблиця 3.20 – Результати дослідження коефіцієнта седиментаційної стійкості тампонажного розчину з ПЦТ-I-50 та з АТК.

№	Вміст домішок, %		Коефіцієнт седиментаційної стійкості $K_{СЕД}$, %		№	Вміст домішок, %		Коефіцієнт седиментаційної стійкості $K_{СЕД}$, %	
	ППФ	CaCl ₂	Нормальні умови твердіння	Пластові умови твердіння		ППФ	CaCl ₂	Нормальні умови твердіння	Пластові умови твердіння
1	0	0	3,78	4,32	8	0,5	2	1,62	2,70
2	0,3	1,5	3,24	4,32	9	0,6		1,62	2,70
3	0,4		3,24	3,78	10	0,3	1,08	2,16	
4	0,5		2,70	3,78	11	0,4	1,08	2,16	
5	0,6		2,70	3,78	12	0,5	0,54	1,62	
6	0,3		2	2,16	3,24	13	0,6	0,54	1,62
7	0,4	2,16		3,24					



a



б

1 – гумові герметизуючі пробки, 2 – тампонажний камінь, 3 – металева форма
 Рисунок 3.11 – Схематичне зображення форми для визначення коефіцієнта седиментаційної стійкості тампонажного розчину (*a*) та тенденція його зміни (*б*) в залежності від вмісту домішок ППФ та CaCl₂.

Величина $K_{СЕД}$ вища за допустиму на 5 – 15% для тампонажного розчину з ПЦТ-I-50 та тампонажного розчину складу 1,5% CaCl₂ та 0,3 – 0,4% ППФ, що

свідчить про не придатність цих сумішей протистояти утворенню флюїдопровідних каналів під час тужавіння тампонажного розчину.

Дослідженнями встановлено, що мінімальні значення $K_{СЕД}$ мають цементної суміші з добавками 2,5% $CaCl_2$ та 0,5 – 0,6% ППФ як для нормальних, так і для пластових умов тужавіння тампонажного розчину. Це пояснюється тим, що домішка фібри в тампонажному розчині сприяє зменшенню інтенсивності масообмінних процесів внаслідок «зависання» фібри в дисперсному середовищі та створення бар'єру для міграції в ньому дисперсної фази, а домішка $CaCl_2$ скорочує тривалість гідратації тампонажного розчину внаслідок чого зменшується час на проходження масообміну і скорочується тривалість формування тампонажного каменю.

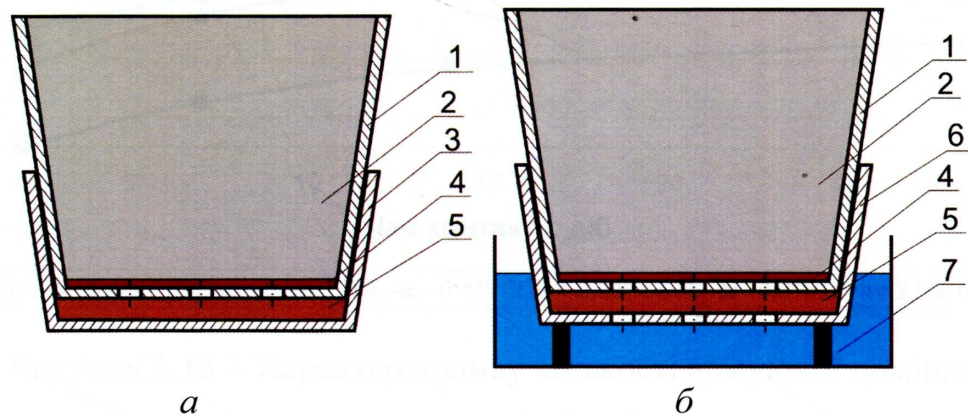
Таким чином, введення в тампонажний розчин домішок $CaCl_2$ та ППФ в зазначеній кількості забезпечує умови для попередження утворення в ньому флюїдопровідних каналів та однорідність тампонажного каменю, що важливо для підвищення якості цементування похило-скерованих свердловин ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

3.3 Герметичність контактних поверхонь армованого тампонажного каменю

3.3.1 Герметичність контакту системи «тампонажний камінь-фільтраційна кірка»

Наявність тріщин у фільтраційній кірці є однією з причин втрати герметичності затрубного простору свердловини. Для оцінки впливу тампонажного розчину на формування тріщин в фільтраційній кірці були проведені експериментальні дослідження за схемою, зображеною на рис. 3.12. Схожа схема досліджень використовувалась автором [53], проте він не враховував вплив пластової води на формування тріщин в кірці бурового розчину, що є важливим фактором тріщиноутворення.

Користуючись даними аналізів пластової води на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря (табл. 1.5), в якості її моделі прийнято 5% водний розчин CaCl_2 , який в найбільшій мірі відповідає вмісту іонів Ca^{2+} в пластовій воді. Фільтраційна кірка формувалась з глинистого бурового розчину густиною 1200 кг/м^3 .



а) ізолювана кірка; б) кірка з підживленням пластовою водою

1,6 – внутрішній та зовнішній стакан з перфорованим дном;

2 – тампонажний розчин/камінь;

3 – суцільний зовнішній прозорий пластиковий стакан;

4 – фільтраційний папір; 5 – зразок кірки бурового розчину;

7 – емність з моделлю пластової води

Рисунок 3.12 – Схема дослідження резистентності фільтраційної кірки БПР

Причиною утворення тріщин у фільтраційній кірці є зменшення в ній кількості дисперсного середовища в результаті її зневоднення, яке відбувається внаслідок проходження процесу контракції тампонажного розчину (каменю). На основі цього, стійкість фільтраційної кірки до формування в ній тріщин досліджували опосередковано через втрату її маси. Зменшення втрати маси досліджуваної кірки означає збільшення її тріщиностійкості, а значить і підвищення герметичності контактних поверхонь. На рис. 3.13 і в таблиці 3.21 подані результати досліджень впливу АТК на втрату маси зразка фільтраційної кірки.

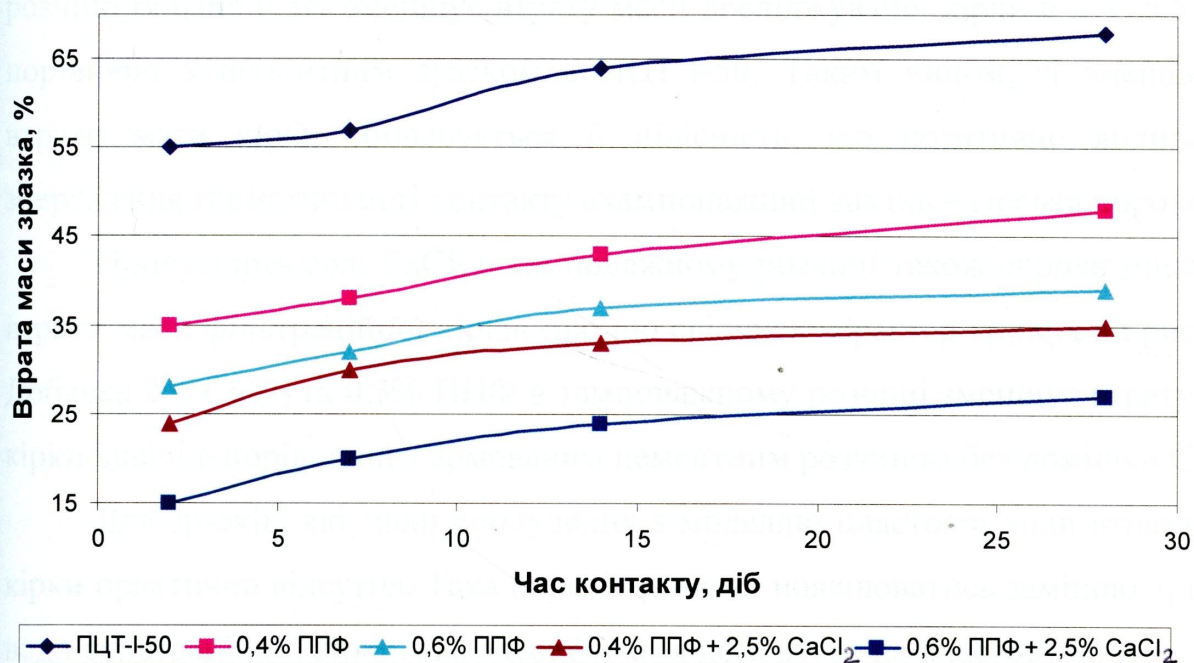


Рисунок 3.13 – Характер впливу кількості армуючої домішки в тампонажному розчині на втрату маси фільтраційної кірки бурового розчину.

Таблиця 3.21 – Втрата маси зразка фільтраційної кірки, %

№ п/п	Тип домішки	Зразки з підживленням водою	Ізольовані зразки			
			Час контакту, діб			
			2	7	14	28
1	ПЦТ-I-50	6,5	55	57	64	68
3	0,3% ППФ	5	42	45	51	63
4	0,4% ППФ	5	35	38	43	48
5	0,5% ППФ	5	29	32	36	40
6	0,6% ППФ	5	28	32	37	39
8	0,3% ППФ + 2 % CaCl ₂	5	35	38	41	49
9	0,4% ППФ + 2 % CaCl ₂	5	29	34	38	42
10	0,5% ППФ + 2 % CaCl ₂	5	24	29	34	37
11	0,6% ППФ + 2 % CaCl ₂	5	21	25	29	34
13	0,3% ППФ + 2,5 % CaCl ₂	5	29	32	36	40
14	0,4% ППФ + 2,5 % CaCl ₂	5	24	30	33	35
15	0,5% ППФ + 2,5 % CaCl ₂	5	19	23	28	33
16	0,6% ППФ + 2,5 % CaCl ₂	5	15	20	24	27

Результатами експериментальних досліджень встановлено, що збільшення вмісту ППФ в тампонажному розчині знижує втрату маси фільтраційної кірки бурового розчину. Так, вміст ППФ в тампонажному

розчині більше 0,5% зменшує втрату маси досліджуваної кірки в 2 – 5,5 рази порівняно з цементним зразком з ПЦТ-I-50. Таким чином, зі зменшенням втрати маси кірки збільшується її цілісність, що позитивно впливає на збереження герметичності контакту «тампонажний камінь – гірська порода».

Присутність солі CaCl_2 в тампонажному розчині також сприяє зниженню втрати маси фільтраційної кірки, про що свідчить характер кривих на рис 3.13. Додаток 2% CaCl_2 та 0,3% ППФ в тампонажному розчині зменшує втрату маси кірки вдвічі в порівнянні з армованим цементним розчином без домішки CaCl_2 .

Для зразків, які мали сполучення з моделлю пластової води втрата маси кірки практично відсутня. Така поведінка може пояснюватись заміною «рідної» води фільтраційної кірки, яка адсорбується цементом, на пластову воду.

Таким чином, введення в тампонажний розчин 0,5 – 0,6 % ППФ та 2 – 2,5% CaCl_2 призводить зменшення втрати маси фільтраційної кірки 2,5 – 3,5 рази, в зв'язку з цим, зменшується кількість шляхів міграції газу через контактну поверхню «тампонажний камінь – гірська порода» [60]. З метою пояснення причини цього явища були проведені дослідження контракції АТК.

Під час тверднення тампонажного каменю в ньому відбуваються об'ємні зміни пов'язані як з хімічними процесами, так і з фізичним впливом навколишнього середовища. Контракція характерна для багатьох процесів розчинення і гідратаційного тверднення мінеральних в'язучих. В результаті проходження контракції сума об'ємів кінцевих продуктів хімічних процесів, що призводять до загуснення, менша суми об'ємів вихідних продуктів. При цьому об'єм твердої фази в результаті хімічних процесів як правило збільшується, а об'єм затверділої системи може збільшуватись або зменшуватись в залежності від зовнішніх умов. Контракція супроводжується адсорбцією, сольватацією та іншими процесами. Контракція в суспензіях в'язучих речовин що тверднуть може досягати значних величин при великій питомій поверхні новоутворень, яка характерна для тверднення при температурах до 60 °С. Для зниження контракції при таких температурах в тампонажних цементах частину активного в'язучого замінюють на інертний матеріал.

Оскільки в умовах необсадженого ствола свердловини фільтраційна кірка бурового розчину є зовнішньою контактною поверхнею, процес її зневоднення призводить до появи в ній тріщин, що в свою чергу є причиною втрати герметичності за колонного простору свердловини. Механічне видалення фільтраційної кірки зі стінок свердловини за допомогою скребоків дає позитивний, але короткотерміновий ефект, оскільки в процесі промивання свердловини з метою підготовки її відкритого ствола до цементування обсадної колони на очищеній поверхні знову формується фільтраційна кірка [24]. Таким чином, враховуючи неможливість повного видалення фільтраційної кірки зі стінок свердловини необхідно створити умови для її мінімального зневоднення, що в основному може бути досягнуто за рахунок зменшення величини контракції тампонажного розчину (каменю). Остання визначалась за методикою В.В. Некрасова [80] в нормальних та пластових умовах тверднення. Для проведення досліджень, результати яких представлені в табл. 3.23 і на рис. 3.12, використано цементні суміші різного складу (табл. 3.22).

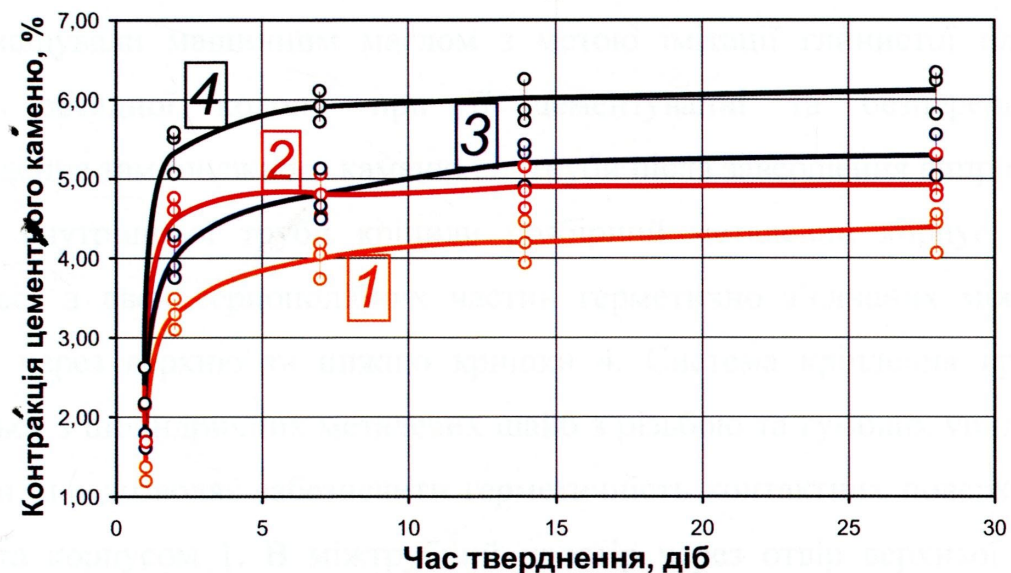
Результатами досліджень (рис. 3.13) встановлено, що контракція тампонажного розчину (каменю) в період до трьох днів різко зростає, після чого – уповільнюється, а через два тижні припиняється. З підвищенням температури контракція посилюється. Вплив підвищеної температури загострює цю тенденцію. Домішка ППФ у тампонажному розчині не впливає на його контракцію, в той час як добавка CaCl_2 знижує її в 1,2 – 1,3 рази в порівнянні з тампонажним каменем з ПЦТ-І-50. Це пояснюється зменшенням кількості зв'язаної води під час гідратації цементу за рахунок приєднання іонів CaCl_2 до алюмінатної і феритної фази цементу, в результаті чого утворюються комплексні з'єднання, які прискорюють тужавіння цементу і можуть стати центрами кристалізації для гідратації силікатних фаз [105].

Таблиця 3.22 – Рецептатура цементних сумішей, які були використані для лабораторних досліджень

№ п/п	Склад суміші	№ п/п	Склад суміші
1	ПЦТ-I-50	5	ПЦТ-I-50 + ППФ (0,6%)
2	ПЦТ-I-50 + CaCl ₂ (2%)	6	ПЦТ-I-50 + CaCl ₂ (2%) + ППФ (0,2%)
3	ПЦТ-I-50 + ППФ (0,2%)	7	ПЦТ-I-50 + CaCl ₂ (2%) + ППФ (0,4%)
4	ПЦТ-I-50 + ППФ (0,4%)	8	ПЦТ-I-50 + CaCl ₂ (2%) + ППФ (0,6%)

Таблиця 3.23 – Результати лабораторних досліджень контракції тампонажного розчину (каменю).

Суміш №	Контракція, % (P = P _{атм} , T = 20 °C)					Контракція, % (P = P _{пл} , T = 50 - 55 °C)				
	Час тужавіння, діб									
	1	2	7	14	28	1	2	7	14	28
1	1,70	4,00	4,80	5,20	5,30	2,40	5,30	5,90	6,00	6,10
2	1,30	3,30	4,00	4,20	4,40	1,90	4,50	4,80	4,90	4,90
3	1,60	3,90	4,70	5,20	5,40	2,40	5,30	5,90	6,00	6,10
4	1,60	3,90	4,60	5,10	5,30	2,30	5,30	5,90	6,00	6,00
5	1,60	3,80	4,60	5,10	5,20	2,30	5,10	5,70	5,90	5,90
6	1,20	3,20	3,80	4,10	4,30	1,90	4,50	4,80	5,00	5,00
7	1,20	3,20	3,80	4,10	4,30	1,80	4,50	4,80	4,90	4,90
8	1,20	3,20	3,80	4,00	4,20	1,80	4,40	4,60	4,80	4,90



1 - 2% CaCl₂ (Нормальні умови); 3 - ПЦТ-I-50 (Нормальні умови);
2 - 2% CaCl₂ (Пластові умови); 4 - ПЦТ-I-50 (Пластові умови);

Рисунок 3.13 – Окремі результати зміни динаміка контракції тампонажного розчину (каменю) у часі

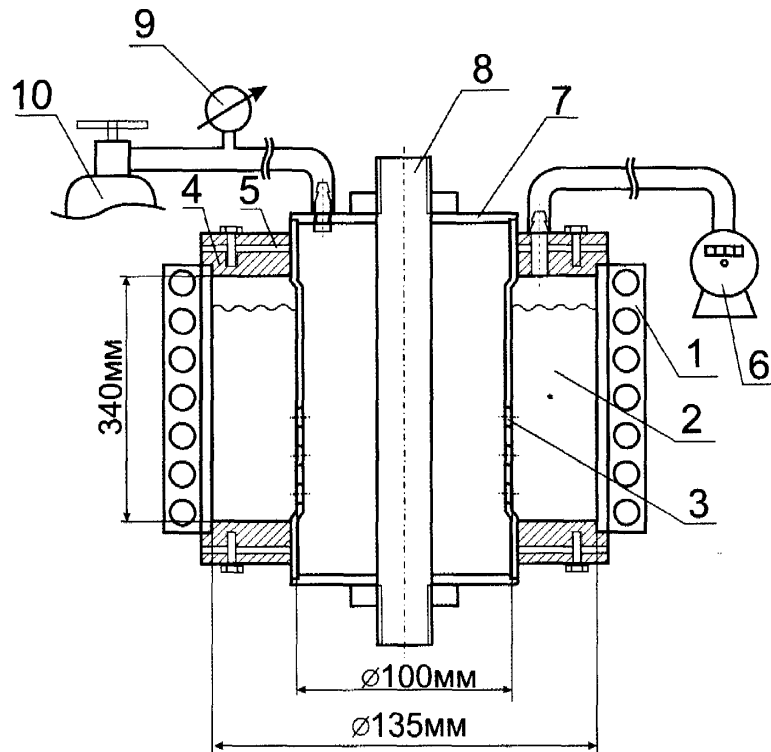
Таким чином, зменшення втрати маси зразка фільтраційної кірки бурового розчину пояснюється властивістю хлористого кальцію зменшувати контракцію тампонажного розчину (каменю) та, як наслідок, зменшувати степінь зневоднення зразка кірки. Це дозволяє зменшити кількість флюїдопровідних каналів на контактній поверхні «тампонажний камінь – обсадна колона» підвищуючи таким чином герметичність за колонного простору свердловини.

3.3.2 Герметичність контакту системи «тампонажний камінь - обсадна колона»

Експериментальні дослідження герметичності системи елементів кріплення свердловини «тампонажний камінь-обсадна колона» проводились з використанням лабораторної установки, зображеної на рис. 3.14.

Установка дозволяє оцінити витрату повітря через контактну зону під впливом перепаду тиску. Підготовка моделі до випробування проводилась в наступній послідовності. У отвори внутрішньої труби 3 діаметром 4 мм заливались парафінові пробки для попередження попадання тампонажного розчину всередину труби при його заливанні. Зовнішню поверхню внутрішньої труби змащували машинним маслом з метою імітації глинистої плівки на поверхні обсадної колони при її цементуванні та безперешкодного відокремлення тампонажного каменю від труби після завершення випробувань.

До внутрішньої труби кріпили розбірний металевий корпус 1, який складається з двох серпоподібних частин герметично з'єднаних між собою болтами, через верхню та нижню кришки 4. Система кріплення кришок 4 складається з циліндричних металевих шайб з різьбою та гумових ущільнень 5 між ними, що дозволяє забезпечити герметичність контактних поверхонь між трубою та корпусом 1. В міжтрубний простір через отвір верхньої кришки заливається досліджуваний тампонажний розчин 2. Після 24 годин тужавіння у внутрішню трубу через її знімну верхню кришку 7 заливається кип'ячена вода для розчинення парафінових пробок.



- 1 – зовнішня розбірна оболонка; 2 – досліджуваний тампонажний камінь;
 3 – отвори внутрішньої труби; 4 – верхні та нижні розбірні елементи зовнішньої оболонки моделі; 5 – ущільнюючий елемент; 6 – газовий лічильник барабанного типу; 7 – верхній та нижній з’ємні торці внутрішньої труби;
 8 – сердечник для фіксації торців внутрішньої труби; 9 – манометр;
 10 – газовий балон зі стиснутим повітрям.

Рисунок 3.14 – Лабораторна установка для визначення проникності системи «тампонажний камінь-обсадна колона».

Таким чином, відкриваються внутрішні отвори 3, що дозволяє створювати тиск на контакту поверхню тампонажного каменю. Через штуцер, вгвинчений в отвір верхньої кришки 4, під’єднували лічильник газу 6 барабанного типу. До штуцера верхньої кришки під’єднували балон зі стиснутим повітрям 10. На цьому етапі підготовчі роботи завершувались та переходили до проведення випробувань.

У внутрішній трубі за допомогою балона 10 зі стиснутим повітрям поступово підвищували тиск повітря до моменту фіксації лічильником 6 початку проходження повітря. Фіксували величину тиску на манометрі 9, який

приймали в подальшому як тиск порушення герметичності контактної поверхні «цемент-метал». Після цього, знижували тиск в трубі до 0,1 МПа та фіксували об'єм повітря, який пройшов через зону контакту протягом певного часу. Випробування всіх зразків проводились в однакових умовах, тобто при однаковому перепаді тиску та рівному для всіх експериментів часу випробування. Результати досліджень в початковий період тверднення (2 доби) наведені в табл. 3.24. Експерименти на газопроникність контактної зони були також проведені впродовж 28 діб та при пластовій температурі твердіння ($T_{пл} = 50 - 55 \text{ } ^\circ\text{C}$).

Встановлено, що тампонажний розчин з добавкою хлористого кальцію забезпечує вищий тиск порушення герметичності системи «тампонажний камінь-обсадна колона». Очевидно, це пов'язане зі зменшеними термінами тужавіння тампонажного розчину. Застосування таких розчинів на практиці дозволить підвищити тривалість безаварійної роботи свердловини в процесі її експлуатації, так зменшити ймовірність виникнення МТК після введення свердловини в експлуатацію.

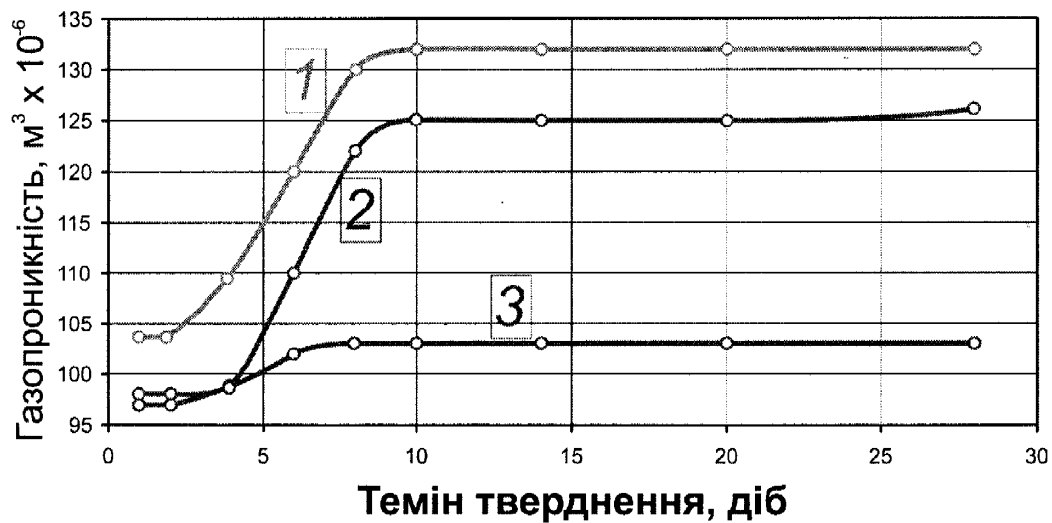
Аналізом результатів досліджень (рис. 3.15) встановлено, що в пластових умовах газопроникність оболонки АТК (0,5% ППФ + 2% CaCl_2) в 1,2 рази менша газопроникності оболонки тампонажного каменю з ПЦТ-І-50 та в 1,3 рази менша газопроникності оболонки з домішкою 2% CaCl_2 . Ці зміни пов'язані з різними значеннями усадки каменю досліджуваних рецептур в часі.

Таблиця 3.24 – Результати досліджень проникності моделі «тампонажний камінь-обсадна колона» в початковий період тверднення (2 доби)

№ п/п	Склад тампонажного розчину, %		Тиск порушення герметичності, МПа	Період випробування, хв	Об'єм повітря, який пройшов через контактну зону, $\text{м}^3 \cdot 10^{-3}$
	CaCl_2	ППФ			
1	0	0	0,1	30	0,095
2	0	0,5	0,11	30	0,089
3	1,5	0	0,16	30	0,127
4	2	0	0,26	30	0,104
5	2,5	0	0,31	30	0,154
6	2	0,5	0,25	30	0,097

Таблиця 3.25 – Результати досліджень проникності моделі «тампонажний камінь-обсадна колона» вповодж 28 діб тверднення

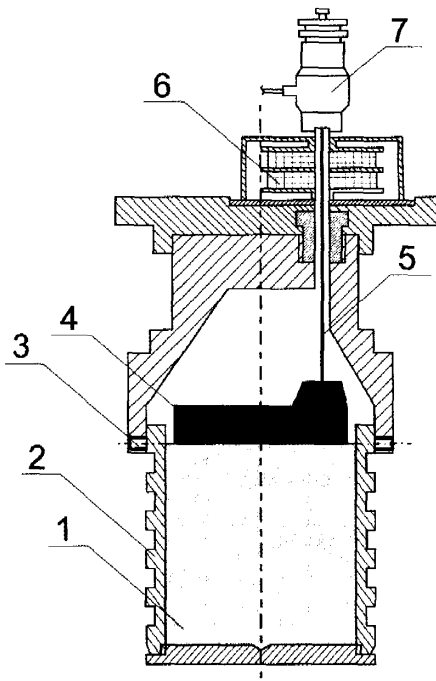
№ п/п	Склад тампонажного розчину, %		Час тверднення, діб								
	CaCl ₂	ППФ	1	2	4	6	8	10	14	20	28
			Проникність моделі, м ³ · 10 ⁻⁶								
1	0	0	98	98	99	110	122	125	125	125	126
2	2	0	104	104	110	120	130	132	132	132	132
3	2	0,5	97	97	99	102	103	103	103	103	103



**1 - 2% хлористого кальцію; 2 - ПЦТ-I-50;
3 - 0,5% ППФ + 2% хлористого кальцію.**

Рисунок 3.15 – Динаміка зміни газопроникності тампонажного каменю при твердненні в пластових умовах

Для визначення динаміки зміни усадки, основною причиною якої є різниця густин вхідних і вихідних продуктів гідратації [65], в пластових умовах використовувався автоклав консистометра цементних розчинів КЦ-3 з модифікованою схемою установки проби (рис. 3.16). В мірний стакан 2 заливали пробу досліджуваного тампонажного розчину 1. Зверху на пробу опускали гумовий циліндр-поплавок 4, який міг вільно плавати на поверхні тампонажного розчину. Стакан з пробю закріплювали болтами-фіксатори 3, який через стержень 5 та датчик диференціально-трансформаторного типу 6 з'єднаний з реєструючим пристроєм 7.



1 – тампонажний розчин (камінь); 2 – мірний стакан, 3 – болт-фіксатори; 4 – гумовий циліндр-поплавок; 5 – стержень, 6 – датчик диференціально-трансформаторного типу; 7 – реєструючий пристрій.

Рисунок 3.16 – Схема вимірювальної частини консистометра КЦ-3 для визначення усадки тампонажного каменю.

Для нагріву проби використовували нагрівальну систему консистометра. В процесі усадки стержень 5 опускався до певного рівня, що відображалось на реєструючому пристрої 7. Знаючи ціну поділки реєструючого пристрою (1 мм = 28 поділок) та внутрішній діаметр мірного стакана (70 мм) розраховували на яку величину зменшився об'єм тампонажного розчину в стакані та який відсоток складає це зменшення від усього об'єму зразка.

Оскільки усадка тампонажного каменю залежить від умов його твердіння [15], запропоновано оцінити об'ємні зміни тампонажного матеріалу в свердловинах родовищ північно-західного шельфу Чорного моря як відношення усадки тампонажного каменю в пластових умовах (ΔV) до об'єму вихідного розчину (V).

$$K_{yc} = \frac{\Delta V}{V}, \quad (3.6)$$

За результатами експериментальних досліджень (рис. 3.17 – 3.18) встановлено, що в період до 7-10 діб усадка всіх цементних сумішей стрімко зростає, а в подальший період спостережень зростання практично припиняється.

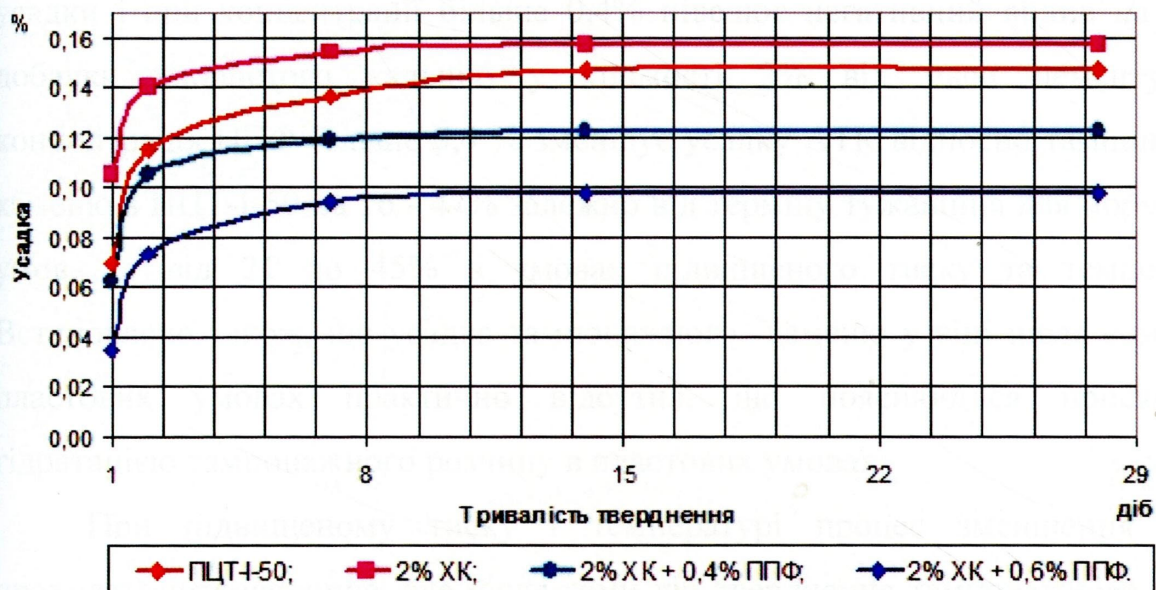


Рисунок 3.17 – Зміна усадки тампонажного розчину в часі в пластових умовах тверднення

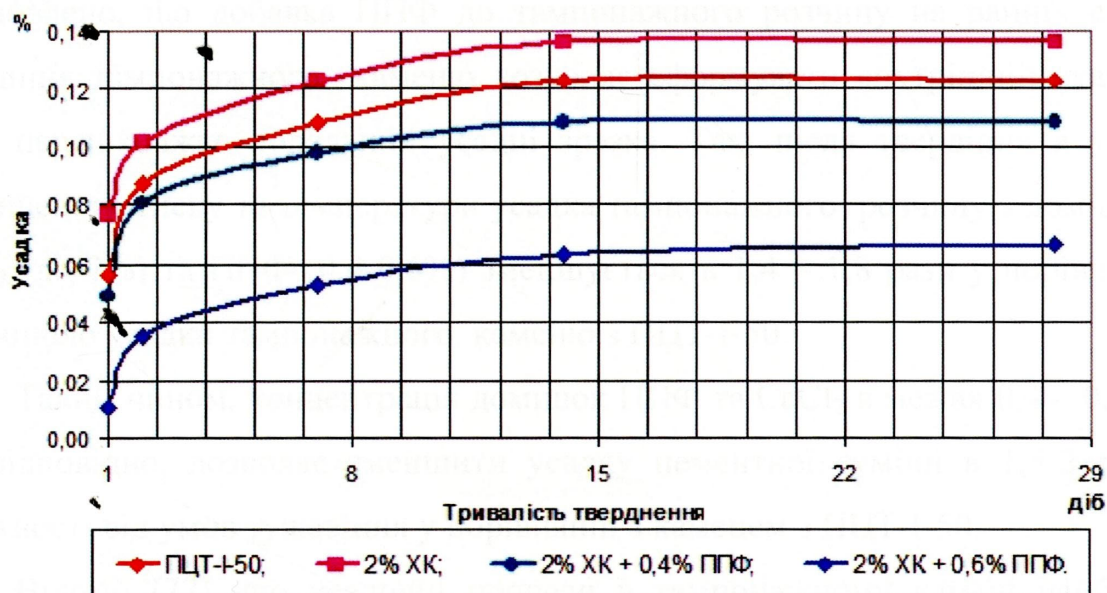


Рисунок 3.18 – Зміна усадки тампонажного каменю в часі в нормальних умовах тверднення

Добавка CaCl_2 до 2% збільшує усадку тампонажного каменю з ПЦТ-I-50 на 10 – 20%, що пояснюється більш повною гідратацією аліту (C_3S) в цементній суміші. При підвищеному тиску та температурі усадка суміші з ПЦТ-I-50 збільшується в 1,5 – 2 рази.

Добавка ППФ в тампонажний розчин призводить до зменшення його усадки і при концентрації більше 0,4% нівелює негативний вплив на усадку добавки хлористого кальцію у кількості 2% від маси цементу. Так, концентрація ППФ більше 0,4 % зменшує усадку АТК відносно тампонажного каменю з ПЦТ-I-50 на 16 - 47% залежно від терміну тужавіння для нормальних умов, та від 21 до 45% в умовах підвищеного тиску та температури. Встановлено також, що усадка тампонажного каменю у віці після семи діб в пластових умовах практично відсутня, що пояснюється прискореною гідратацією тампонажного розчину в пластових умовах.

При підвищеному тиску і температурі процес зменшення об'єму проходять інтенсивніше, але після семи діб тверднення тампонажного каменю усадка стабілізується. Вміст 2% домішки CaCl_2 прискорює процес усадки тампонажного каменю і підвищує її на 10%. За результатами досліджень встановлено, що добавка ППФ до тампонажного розчину на ранніх стадіях твердіння тампонажного каменю дозволяє сформувати внутрішній «каркас», який перешкоджає подальшій усадці зразка. Так, після твердіння в умовах підвищеного тиску та температури усадка тампонажного розчину з домішками CaCl_2 (до 2%) та ППФ (0,4-0,6%) зменшується в 1,4 – 1,8 рази у порівнянні з величиною усадки тампонажного каменю з ПЦТ-I-50.

Таким чином, концентрація домішок ППФ та CaCl_2 в межах 0,4 – 0,6% та 2% відповідно, дозволяє зменшити усадку цементної суміші в 1,5-2 рази в залежності від умов тужавіння у порівнянні з каменем з ПЦТ-I-50.

Відомо [72], що усадочні процеси в тампонажному камені найбільше впливають на якість контакту тампонажного каменю з обмежувачими поверхнями. Тому з метою кількісної оцінки коефіцієнту $K_{\text{УС}}$ було використано

результати досліджень газопроникності контактних зон моделі цементної оболонки свердловини з ПЦТ-I-50 при В/Ц = 0,5 (рис. 3.19).

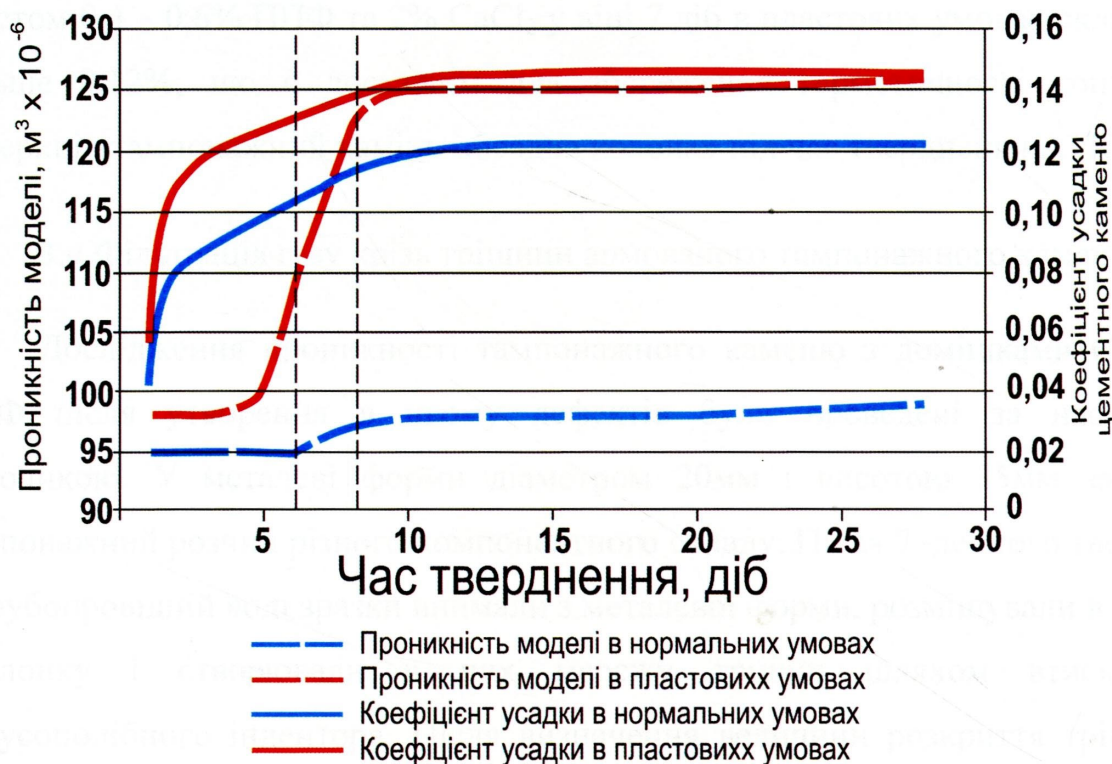


Рисунок 3.19 – Динаміка зміни газопроникності контактних поверхонь моделі кріплення свердловини та усадки тампонажного каменю з ПЦТ-I-50

За результатами дослідження встановлено, що газопроникність контактних зон тампонажного каменю з ПЦТ-I-50 за нормальних умов тужавіння змінюється плавно. Зміна газопроникності тампонажного каменю, який твердів в пластових умовах, проходить інтенсивніше у віці 6-8 діб і становить 27 – 30% від початкового значення. Збільшення коефіцієнта усадки в пластових умовах пояснюються «висушуванням» зразка, що спричиняє додаткове зменшення води затворення на початковій стадії тужавіння тампонажного розчину та, як наслідок, ущільнення структури каменю. Очевидно, що в цьому віці усадка тампонажного каменю з ПЦТ-I-50 перевищила певну межу газопрориву контактної зони моделі. Таким чином, значення коефіцієнта термобаричної усадки каменю у віці 6-8 діб, що дорівнює 0,12 – 0,14%, приймаємо за критичне

з точки зору втрати герметичності контактної зони моделі, тобто $[K_{VC}] = 0,13 - 0,15\%$ [59].

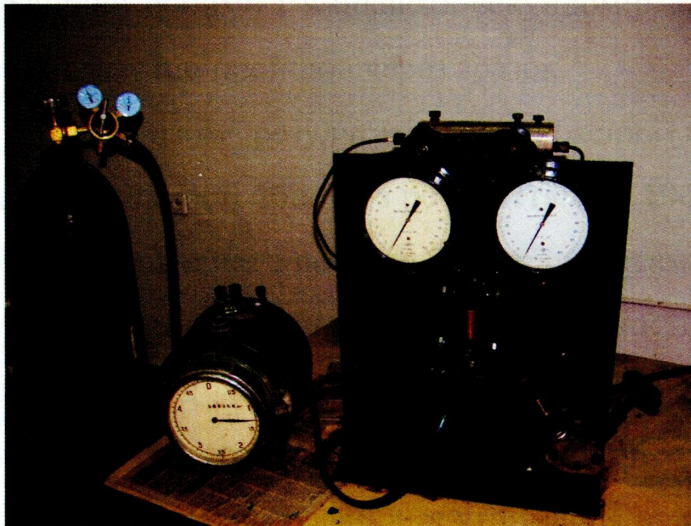
Згідно експериментальних даних (рис. 3.19) коефіцієнт усадки АТК з вмістом 0,4 – 0,6% ППФ та 2% CaCl_2 у віці 7 діб в пластових умовах складає не більше 0,12%, що є достатнім для збереження герметичності контактної поверхні «тампонажний камінь-обсадна колона» під час тверднення АТК.

3.4 Фільтрація газу крізь тріщини армованого тампонажного каменю.

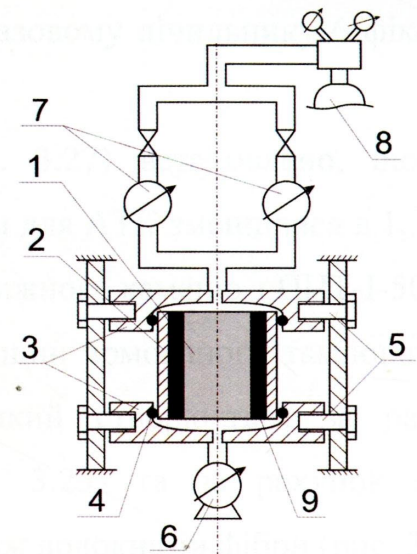
Дослідження проникності тампонажного каменю з домішками CaCl_2 та ППФ після утворення в ньому дефектів були проведені за наступною методикою. У металеві форми діаметром 20мм і висотою 35мм заливали тампонажний розчин різного компонентного складу. Після 7–денного твердіння у трубопровідній воді зразки виймали з металевої форми, розміщували в гумову оболонку і створювали в них мережу тріщин шляхом втискування конусоподібного індентора. Після визначення величини розкриття тріщин за допомогою мікроскопу, зразки ділили на групи та визначали їх газопроникність.

Поділ зразків здійснювався відповідно до степеня розкриття тріщин: до 50 мкм, 50–100мкм та більше 100 мкм. В кожній групі було мінімум два зразки. Один з них продовжував тверднути в звичайній трубопровідній воді, а другий тверднула в 5%–ному водному розчині CaCl_2 , який містить іони Ca^{2+} з концентрацією 515,9 мг/л (табл. 1.5). На тридцятий день з моменту утворення тріщин було проведено повторний огляд зразків під мікроскопом і виміряно їхні газопроникності.

Газопроникність тампонажного зразка (K) визначали згідно закону Дарсі (3.5), з допомогою установки, загальний вигляд та схематичне зображення якої показано на рис. 3.20.



а



б

1 – тампонажний камінь; 2 – металева форма для заповнення цементним розчином; 3 – розбірна металева обойма; 4 – ущільнююче кільце; 5 – кріпильні болти; 6 – лічильник газу барабанного типу; 7 – манометри тиску; 8 – балон зі стиснутим повітрям та редуктором; 9 – гумова оболонка.

Рисунок 3.20 – Загальний вигляд (а) та схема (б) установки для визначення газопроникності тампонажного каменю

$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{F \cdot (P^2 - P_{атм}^2)}, \quad (3.7)$$

де Q – витрата повітря через зразок; μ – в'язкість повітря; $P_{атм}$ – атмосферний тиск; F – площа зразка; L – довжина зразка; P – тиск нагнітання повітря.

Форму 2 з цементним каменем 1 фіксували в розбірній металевій обоймі 3, кожна частина якої з двох сторін жорстко зафіксована болтами 5. За допомогою гумових ущільнюючих кілець 4 тампонажний зразок герметично ізольований в обоймі 3.

Для зручності проведення досліджень установка обладнана двома манометрами 7 з різною точністю показів. Нижня частина обойми 3 сполучена гнучким шлангом з газовим лічильником барабанного типу 6. Для проведення досліджень балон зі стиснутим повітрям 8 сполучають з нижньою частиною

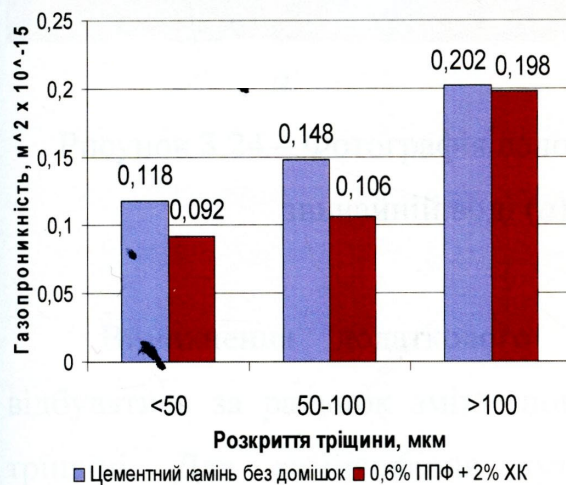
розбірної об'ємної і вмикають секундомір. На газовому лічильнику фіксують об'єм газу що пройшов через зразок.

Аналізом результатів досліджень (табл. 3.27) встановлено, що опір газопроникності тріщин з розкриттям до 100 мкм для АТК зменшився в 1,3 – 1,4 рази в порівнянні з проникністю тріщин тампонажного каменю з ПЦТ-I-50.

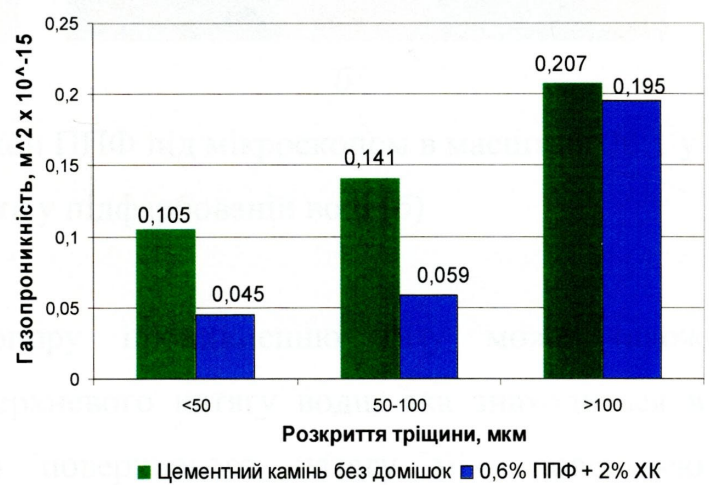
Причини зменшення газопроникності тріщин армованого тампонажного каменю слід шукати у наявності опору, який створюється за рахунок присутності волокон фібри в тріщині (рис. 3.23) та за рахунок явища капілярного всмоктування та утримання води між волокнами фібри (рис. 3.24).

Таблиця 3.27 – Газопроникність зразків тампонажного каменю з тріщинами

№ п/п	Склад тампонажного розчину/каменю	Проникність, $\text{м}^2 \cdot 10^{-15}$					
		В момент тріщиноутворення			Після 30 діб зберігання зразків з тріщинами в 5%-ній водному розчині CaCl_2		
		<50	50–100	>100	<50	50–100	>100
1	ПЦТ-I-50	0,118	0,148	0,202	0,105	0,141	0,207
2	2% CaCl_2 + 0,5% ППФ	0,092	0,106	0,137	0,045	0,059	0,130



а



б

Рисунок 3.22 – Динаміка зміни газопроникності тріщин тампонажного каменю у віці 7 діб (одразу після тріщиноутворення) (а) та у віці 37 діб (б) після зберігання у 5% водному розчині хлористого кальцію

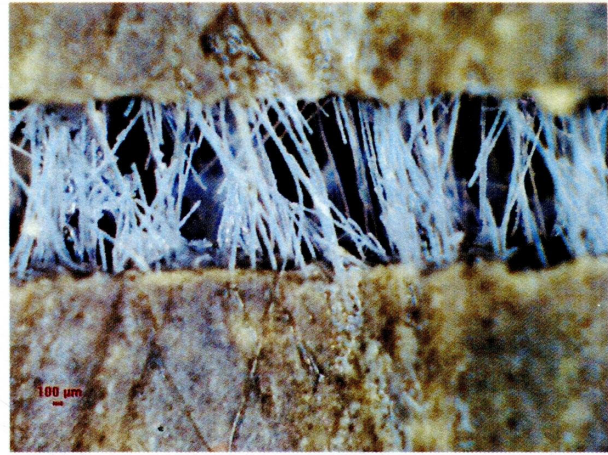
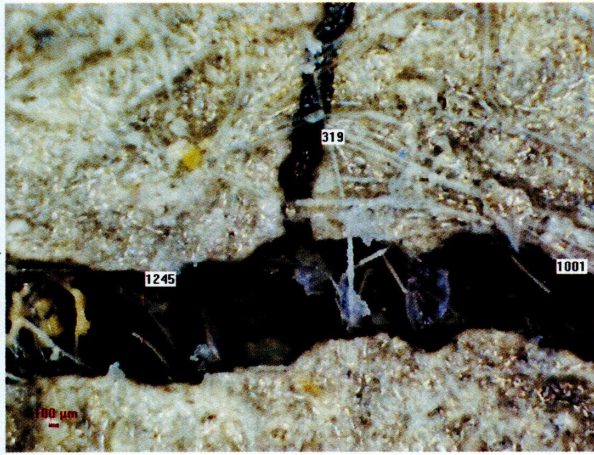
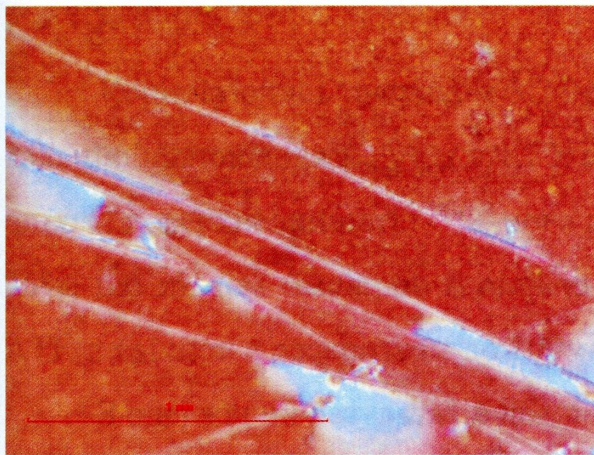
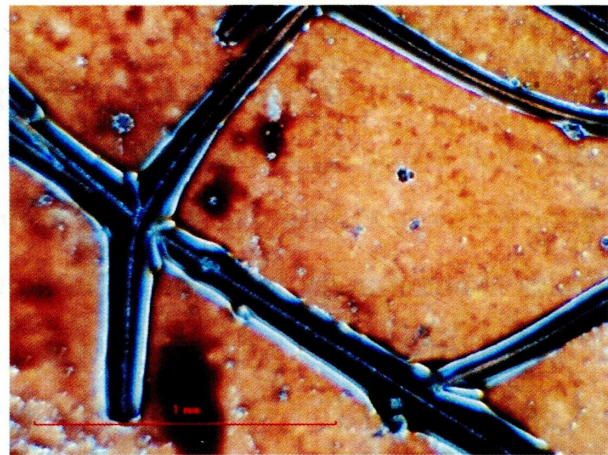


Рисунок 3.23 – Мікрофотографія характеру розташування волокон ППФ в тріщині цементного каменю. Масштаб 10:1



a



б

Рисунок 3.24 – Фотографія волокон ППФ під мікроскопом в масштабі 30:1 у звичайній воді (*a*) та у підфарбованій воді (*б*)

Виникнення додаткового опору проникненню газу може також відбуватись за рахунок зміни поверхневого натягу води, яка знаходиться в тріщині. Для вимірювання кута поверхневого натягу між поверхнею тампонажного каменю та водою ($K_{нов.}$) було використано метод, який ґрунтується на оцінці відношення ширини розтікання краплі на поверхні твердого тіла до її висоти над цією поверхнею.

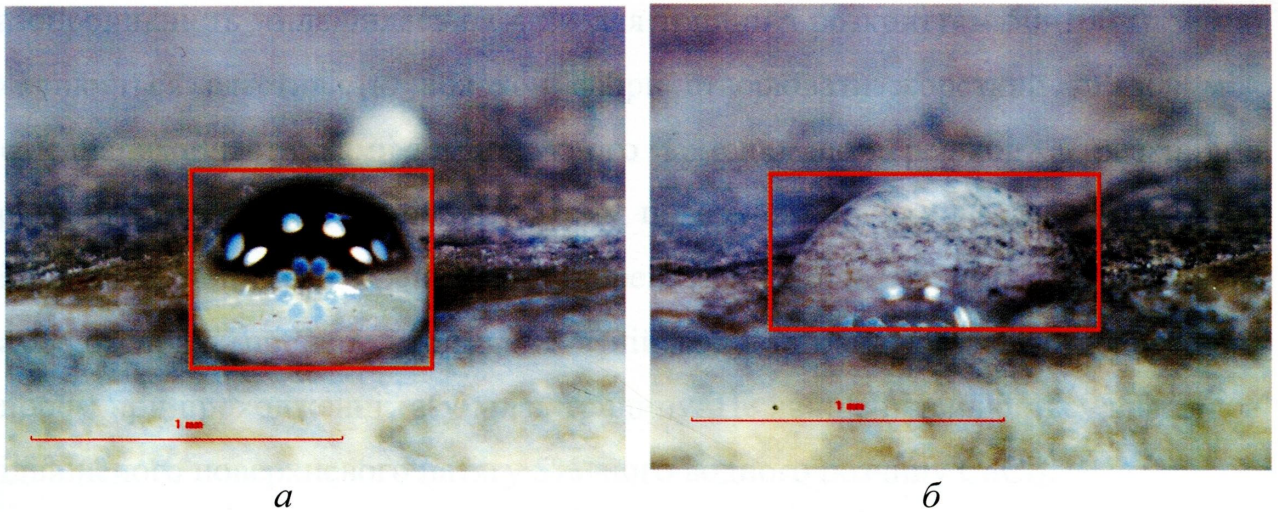


Рисунок 3.25 – Мікрофотографії для вимірювання кута поверхневого натягу 5%-го водного розчину CaCl_2 (а) та прісної води (б)

Користуючись рисунком 3.25 розраховано $K_{\text{пов.}}$. Для розчинну хлористого кальцію відношення $K_{\text{пов. сіль}} = 1,22$, а для прісної води – $K_{\text{пов. прісна}} = 1,52$. Таким чином, поверхневий натяг 5%-ного розчину CaCl_2 більший ніж прісної води на 25%, що цілком ймовірно є однією з причин зниження проникності тріщини АТК в тріщині з розкриттям до 100мкм.

З одержаних результатів досліджень випливає, що:

1. Тампонажний камінь з ПЦТ-I-50 має меншу проникність тріщин з розкриттям до 50 мкм (табл. 3.27), що пояснюється додатковим опором, який виникає внаслідок поверхневого натягу води розташованої в капілярі (тріщині).

2. Середовище 5% CaCl_2 дещо сприяє зменшенню проникності тріщин розкриттям до 100мкм, що більш помітно для тріщин, розкриття яких не перевищує 50 мкм. Це пояснюється збільшенням поверхневого натягу води з підвищеним вмістом солі, так як солена вода в тріщині створює додатковий опір проходженню газу крізь капіляр, що в більшій мірі характерно якщо його розмір менший за 50 мкм;

3. Тампонажний розчин армований 0,5% ППФ з вмістом 2% CaCl_2 має меншу проникність тріщин розкриттям до 100 мкм як у водному середовищі, так і в 5%-ному розчині CaCl_2 (в останньому випадку процес відбувається інтенсивніше). В порівнянні з розчином затвореним на ПЦТ-I-50

газопроникність збільшилась на 42% для тріщин з розкриттям 50–100 мкм. що пояснюється властивістю волокон фібри створювати жорсткий зв'язок між роз'єднаними частинками тампонажного каменю, що перешкоджає розкриттю тріщини та не дозволяє новоутвореним поверхням тріщини зміщуватись одна відносно одної. Така «решітка» створена фіброю в тріщині тампонажного каменю сприяє процесу утримання в ній води та сама по собі є додатковим опором при проходженні газу крізь тріщину. Це явище підсилюється внаслідок підвищеного поверхневого натягу 5%-ного водного розчину CaCl_2 .

3.5 Мікроструктура армованого тампонажного каменю та його корозійна стійкість

Механізм зміни структури тампонажного каменю в умовах підвищеної температури і тиску потребує глибокого вивчення, оскільки він суттєво впливає на міцність, проникність та корозійну стійкість кінцевого продукту гідратації. Тому нами проведені експериментальні дослідження впливу тиску і температури на структуру порового простору тампонажного каменю, до складу якої входять такі домішки як поліпропіленова фібра та хлористий кальцій.

Відомо [93], що з підвищенням температури прискорюється формування крупнокристалічних гідратних новоутворень і прискорюється утворення кристалізаційного каркасу. В процесі тривалого твердіння відбувається ріст кристалів каркасу, що призводить до виникнення в тампонажному камені внутрішніх напружень. Оскільки в тампонажному камені знаходяться компоненти з різним температурним коефіцієнтом об'ємного розширення, такі як повітря, вільна вода та інші домішки, що викликає напруження кристалізаційної решітки і підсилення деструктивних процесів.

Зміну пористості та питомої поверхні цементних зразків визначали за допомогою установки виробництва Quntachrome NOVA 2200e (США), яка складається з двох модулів: модуль для підготовки зразків до проведення замірів (станція дегазації) та вимірювальний модуль. Станція дегазації обладнана двома нагрівальними контейнерами, які дозволяють проводити

дегазацію при температурах від кімнатної до 450 °С, а також набором додаткових пристосувань для активації поверхні досліджуваного зразка в потоці газу-адсорбенту. Установка дозволяє здійснювати дегазацію та проводити вимірювання восьми зразків одночасно. Вимірювання здійснюється за допомогою комп'ютерної програми “NOVA Win-2.1” шляхом реалізації певної послідовності операцій. Для обробки отриманих ізотерм використовується метод Баррета-Джойнера-Халенда (БДХ). Механізм адсорбції в мезопорах описується теорією капілярної конденсації [40].

Результатами досліджень динаміки зміни питомої поверхні тампонажного каменю в часі (рис. 3.27) встановлено, що вміст 2% CaCl₂ призводить до підвищення питомої поверхні тампонажного каменю в 2,8 рази в порівнянні зі зміною питомої поверхні тампонажного каменю з ПЦТ-I-50. Домішка ППФ в кількості 0,5% призводить до зменшення питомої поверхні, однак цей показник продовжує залишатись вищим в 1,8 рази в порівнянні з тим же показником тампонажного каменю з ПЦТ-I-50, що пояснюється заміщенням певної частини пор малих радіусів волокнами ППФ.

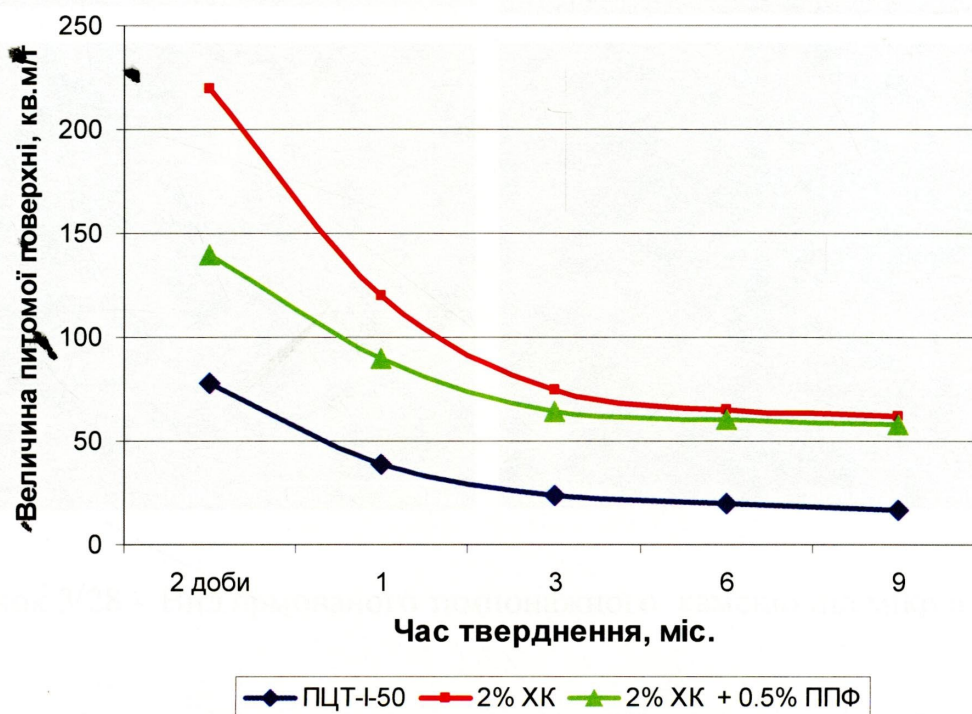


Рисунок 3.27 – Зміна питомої поверхні тампонажного каменю в часі за даними низькотемпературної адсорбції азоту.

При дослідженні мікрофотографій армованого тампонажного каменю (рис. 3.28) встановлено, що після видалення поліпропіленового волокна з матриці тампонажного каменю на волокні продовжує зберігатись певна частина матриці.

Таким чином, адгезія тампонажного каменю до поверхні волокон ППФ на окремих ділянках частково перевищує міцність структури матриці цементу. Це дає підстави стверджувати, що сила зчеплення фіброволокна та тампонажного каменю є досить високою.

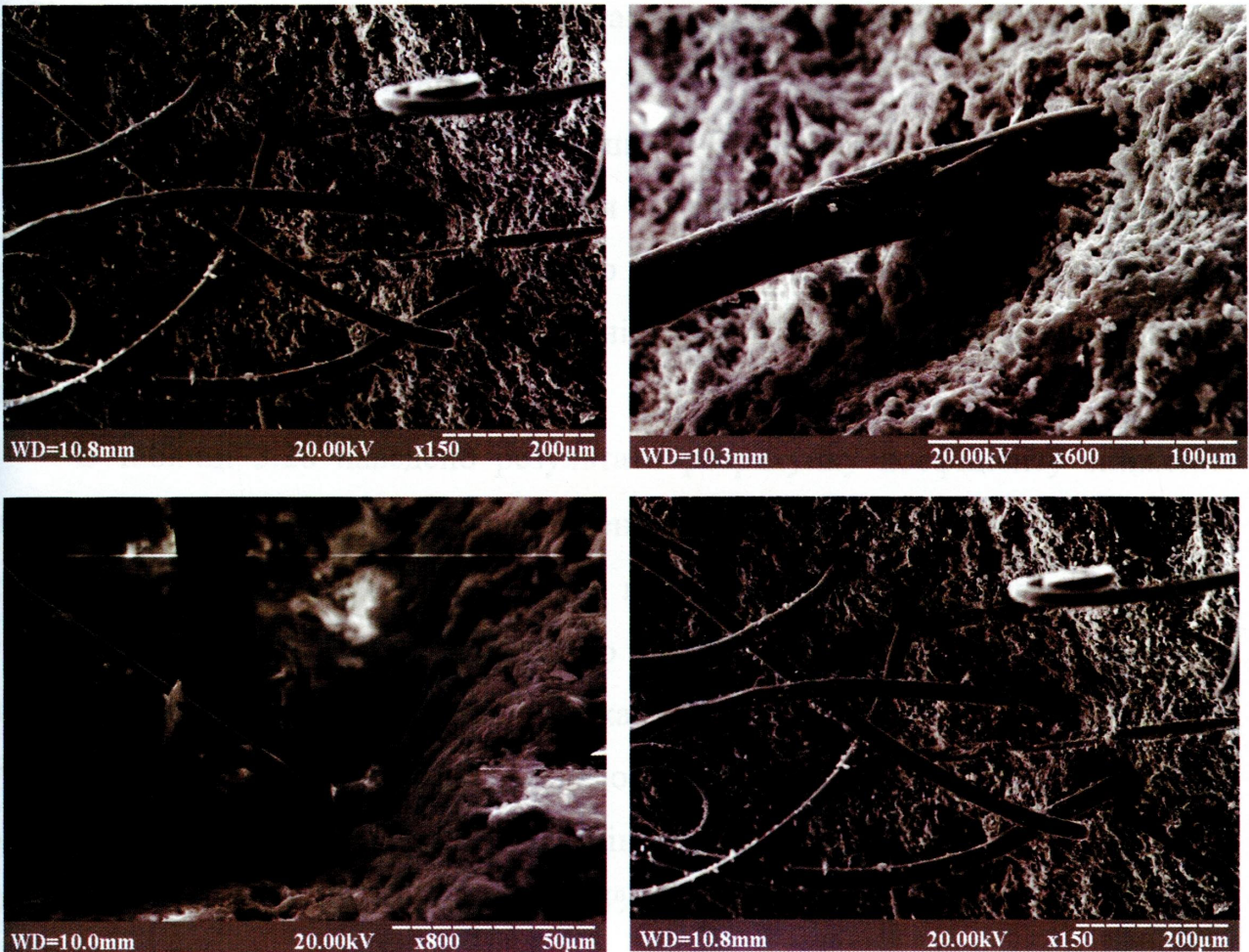


Рисунок 3.28 – Вид армованого тампонажного каменю під мікроскопом

Для проведення досліджень **корозійної стійкості** тампонажного каменю було використано результати аналізу пластової води на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря (таблиця 1.6). В якості корозійного середовища

для дослідження корозійної стійкості тампонажного каменю використано 4,5% розчин сірчанокислого магнію, що відповідає величині концентрації іонів Mg^{2+} 693,5 мг/л.

Дослідження впливу корозійного середовища на міцність тампонажного каменю (рис. 3.29) показали що, міцність тампонажного каменю при твердінні в агресивному середовищі зростає впродовж 3-х місяців, після чого відбувається її зменшення. Найвищі показники міцності тампонажного каменю спостерігаються при вмісті в розчині $CaCl_2$ більше 2%. Це пояснюється зменшенням проникності тампонажного каменю внаслідок сприяння домішки $CaCl_2$ зв'язувати воду в структурі тампонажного розчину, особливо на початковій стадії його тужавіння [20].

Встановлено (рис. 3.29), що домішка $CaCl_2$ більше 2% значно сповільнює темпи зниження міцності каменю після 3-х місяців твердження. Так, зниження міцності зразка без домішки хлористого кальцію у віці від 3-х до 12-ти місяців склало 25%, відносно водночас, присутність 2,5% $CaCl_2$ дозволило зупинити це зниження на рівні 10%.

В таблиці 3.28 наведено результати розрахунку коефіцієнту зниження міцності (K_σ), які свідчать про підвищення міцності тампонажного каменю в корозійному середовищі на 5 – 15% відносно еталонного зразка на етапі твердження тампонажного каменю до 3-х місяців, після чого відбувається падіння міцності нижче еталону. Така поведінка пояснюється взаємодією сульфатних іонів середовища зі складовими іонами тампонажного каменю з одночасним виділенням сульфоалюмінатів кальцію [67]. В загальному, зниження міцності АТК з домішкою 0,5% ППФ та 2,5% $CaCl_2$ у віці 12 місяців становить 15%, що не суттєво впливає на ізоляційну здатність тампонажного каменю.

З метою визначення впливу домішок ППФ та $CaCl_2$ на загальну пористість АТК в агресивному середовищі $MgSO_4$ були проведені дослідження зміни пористості (рис. 3.30).

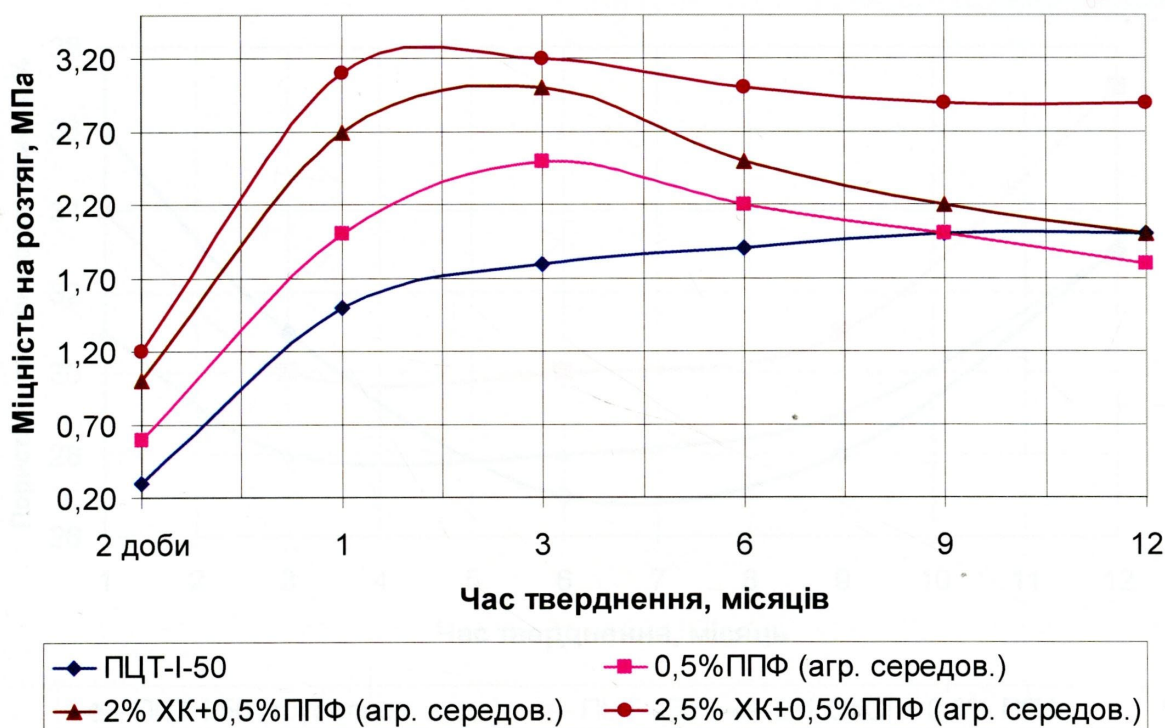


Рисунок 3.29 – Динаміка зміни міцності тампонажного каменю з добавкою ППФ та CaCl_2 при твердінні в агресивному середовищі.

На основі аналізу отриманих результатів встановлено тенденцію до припинення падіння загальної пористості до рівня 28 – 30% після трьох місяців твердіння у всіх досліджуваних зразках за винятком того, що тверднув в трубопровідній воді.

Таблиця 3.28 – Коефіцієнт зниження міцності тампонажного каменю (K_σ), який тверднув в агресивному середовищі MgSO_4 .

	ПЦТ-I-50	0,5% ППФ	0,5% ППФ + 1,5 % CaCl_2	0,5% ППФ + 2 % CaCl_2	0,5% ППФ + 2,5 % CaCl_2
2 доби	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1 місяць	1,05	1,10	1,10	1,13	1,13
3 місяці	1,10	1,10	1,12	0,15	1,15
6 місяців	0,96	0,86	0,86	0,89	0,90
9 місяців	0,89	0,81	0,85	0,83	0,85
12 місяців	0,75	0,78	0,82	0,83	0,85

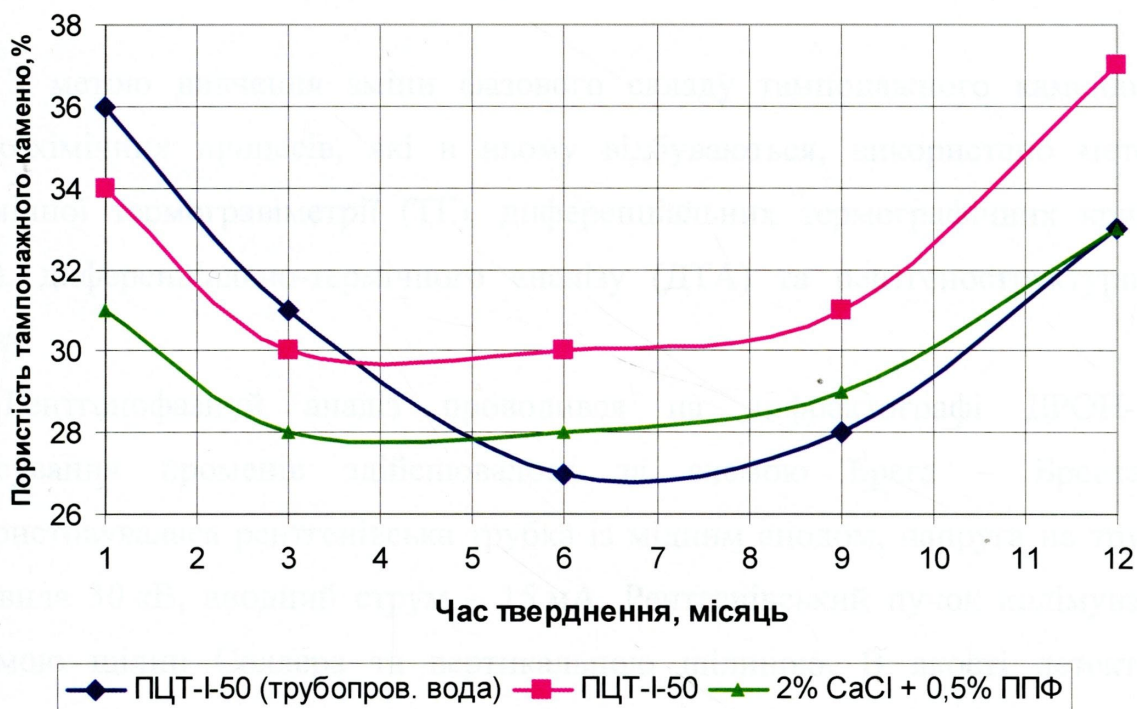


Рисунок 3.30 – Зміна пористості тампонажного каменю в агресивному середовищі $MgSO_4$ у часі в залежності від вмісту домішок ППФ та $CaCl_2$.

Після 9 місяців тверднення спостерігається збільшення цього показника до значень, отриманих на ранніх термінах тужавіння. Присутність домішок $CaCl_2$ та ППФ в суміші призводить до зменшення загальної пористості тампонажного каменю у віці до 9 місяців на 5 – 6% в порівнянні з пористістю тампонажного каменю з ПЦТ-I-50. Водночас, після 9 місяців відбувається зростання загальної пористості усіх досліджуваних зразків. До 12-місячного віку підвищення пористості в АТК проходить з меншою інтенсивністю ніж в тампонажного каменю з ПЦТ-I-50, який тверднув в трубопровідній воді. Після 12-ти місяців тверднення загальна пористість армованого та не армованого тампонажних каменів зрівнялась, тобто у віці 12 місяців $V_1/V_0 = 1$.

Отже, період корозійної стійкості для зразків в агресивному середовищі $MgSO_4$ становить 3 місяці. Ввід 2 – 2,5% домішки $CaCl_2$ знижує негативний вплив магnezіальної корозії на міцність та пористість тампонажного каменю.

3.6 Фізико-хімічні процеси тверднення армованого тампонажного каменю

З метою вивчення зміни фазового складу тампонажного каменю та фізико-хімічних процесів, які в ньому відбуваються, використано методи динамічної термогравіметрії (ТГ), диференціальних термографічних кривих (ДТГ), диференціально-термічного аналізу (ДТА) та рентгеноструктурного аналізу.

Рентгенофазний аналіз проводився на дифрактографі ДРОН-3.0. Фокусування променів здійснювалося за схемою Брега – Брентано. Використовувалася рентгенівська трубка із мідним анодом, напруга на трубці становила 30 кВ, анодний струм – 15 мА. Рентгенівський пучок колімувався системою щілин Соллера та вертикальною щілиною. В якості детектора використано сцинтиляційний лічильник. Реалізовувалася $\theta - 2\theta$ методика сканування зразка з вертикальною щілиною на лічильнику [111]. Запис дифрактограми здійснювався за допомогою ЕОМ в кроковому режимі.

Кристали кожної окремої хімічної сполуки дають специфічну, лише йому властиву рентгенограму з характерними величинами міжплощинних відстаней і певною інтенсивністю відповідних відбивань. У довідковій літературі приводяться достовірні рентгенограми більшості в'язучих речовин і продуктів їх гідратації [76]. Якісний фазовий склад речовини вивчався шляхом порівняння міжплощинних відстаней та їх інтенсивності з табличними даними. Ідентифікація фази вважається досить надійною, якщо на рентгенограмі спостерігається не менше трьох найбільш інтенсивних ліній. Проте, при виконанні аналізу можливе подавлення і співпадання деяких відбивань.

Фазовий склад матеріалів визначався шляхом аналітичної обробки рентгеноструктурних даних програмою FullProf методом Рітвельда.

Для встановлення фазового складу зразків тампонажного каменю було проведено рентгенодифрактометричні дослідження у віці 30 діб. При розшифруванні рентгенограм приймалося, що до складу зразків можуть входити фази основних складових цементу: трикальцієвий силікат $3\text{CaO} \cdot \text{SiO}_2$

(C_3S аліт), двокальцієвий силікат $2CaO \cdot SiO_2$ (C_2S беліт), трикальцієвий алюмінат $3CaO \cdot Al_2O_3$ (C_3A целіт), чотирикальцієвий алюмоферрит $4CaO \cdot Al_2O_3 \cdot Fe_2O_3$ (C_4AF браунмілерит), продукти гідратації цементів: гідрооксид кальцію $Ca(OH)_2$, гідросилікати та гідроалюмінати кальцію, гідрати алюмоферитів кальцію, гідросульфоалюмінат кальцію (еттрингіт) та ін.

Встановлено, що у всіх зразках наявні такі фази: $Ca(OH)_2$ (гідрооксид кальцію); C_3S – $3CaO \cdot SiO_2$ (аліт); C_2S – $2CaO \cdot SiO_2$ (беліт); C_3A – $3CaO \cdot Al_2O_3$ (целіт); C_4AH_{13} – $3CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 13H_2O$ (трикальцієвий тринадцятиводний гідро алюмінат). При цьому основними фазами в зразках є гідрооксид кальцію $Ca(OH)_2$, аліт та беліт. Теоретичні рентгенограми даних фаз представлені на рис. 3.31 Вони, як переважаючі, вводилися у програму для проведення кількісного аналізу. Результати наближення для кожного із зразків показано на рис. 3.32.

Встановлено, що на рентгенограмах наявні також лінії, характерні для C_3A – 4,98 Å; 2,696 Å; 2,686 Å та 2,060 Å і кристалогідрату C_4AH_{13} – 4,90 Å; 3,11 Å; 2,62 Å; 1,92 Å; 1,76 Å.

При подрібненні тампонажного каменю руйнування в більшості випадків відбувається по лінії міжфазних границь, тобто часто утворюються частинки каменю, які складаються з однієї фази. На рентгенограмах текстура каменю проявляється у підсиленні одних рефлексів і послабленні інших.

Під текстурою в даному випадку розуміють переважаючу орієнтацію крупінок фаз тампонажного каменю в певному напрямку, яка утворилася при приготуванні порошкового матеріалу до зйомки на дифрактометрі. На рентгенограмах текстура проявляється у підсиленні одних рефлексів і послабленні інших. Посилення деяких рефлексів фаз, яких є мало в зразках, дало можливість їх однозначно ідентифікувати.

Три ряди штрихових ліній зеленого кольору під рентгенограмою (рис. 3.32) вказують на розташування дифракційних максимумів різної інтенсивності, які характерні для таких фаз тампонажного каменю (зверху вниз): гідрооксиду кальцію, аліту та беліту.

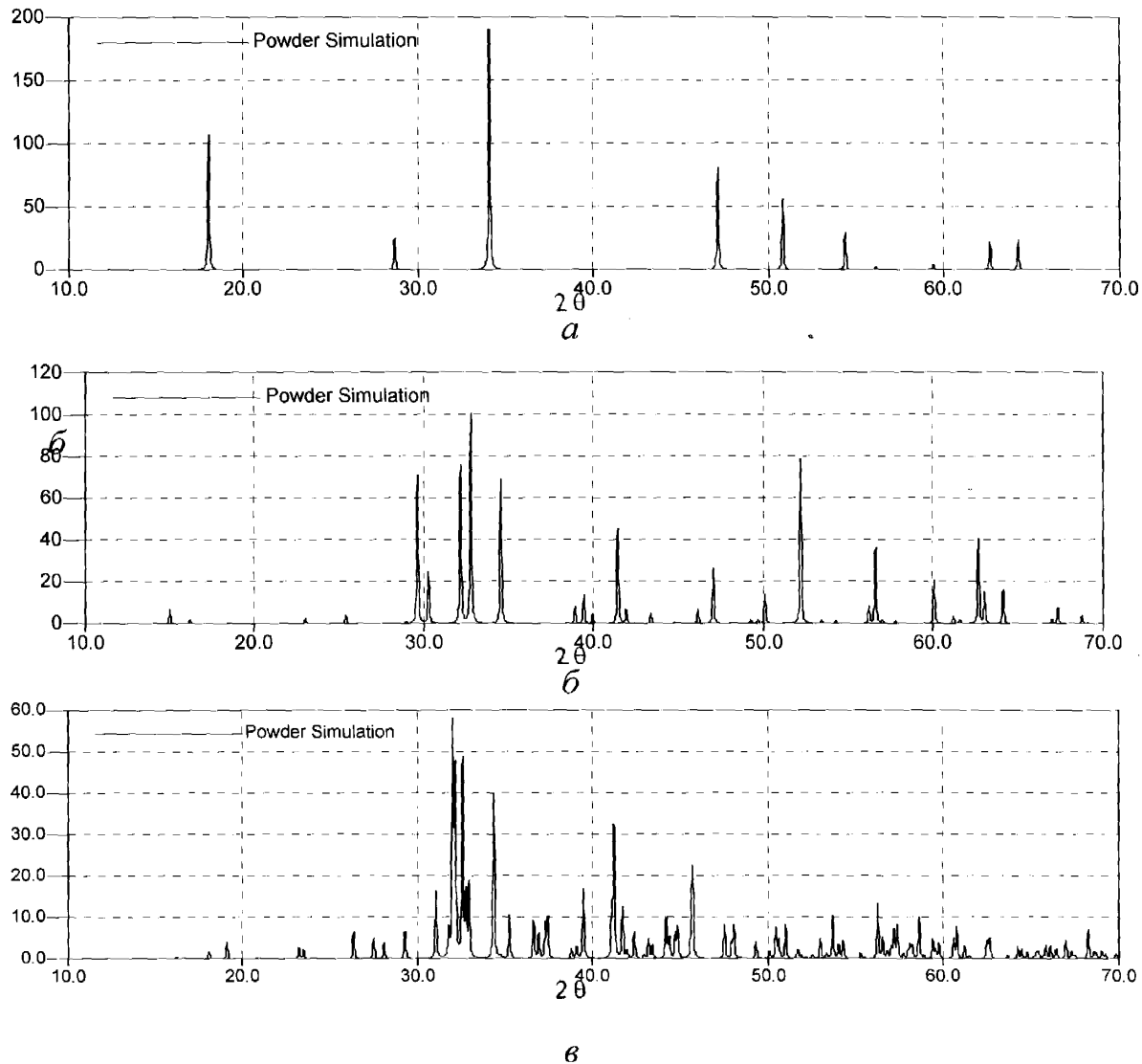


Рис. 3.31 – Теоретичні рентгенограми гідроксиду кальцію (а), аліту (б) та беліту (в).

За результатами рентгенофазного аналізу встановлено, що для зразків армованого тампонажного каменю відсотковий вміст фази $\text{Ca}(\text{OH})_2$ зростає, тобто в присутності CaCl_2 відбувається зростання кількості центрів гідратуутворення. Збільшення кількості таких центрів призводить до підвищеної адгезії цементної матриці до поверхні фіброволокна, що узгоджується з результатами експериментальних досліджень резистентності тампонажного каменю.

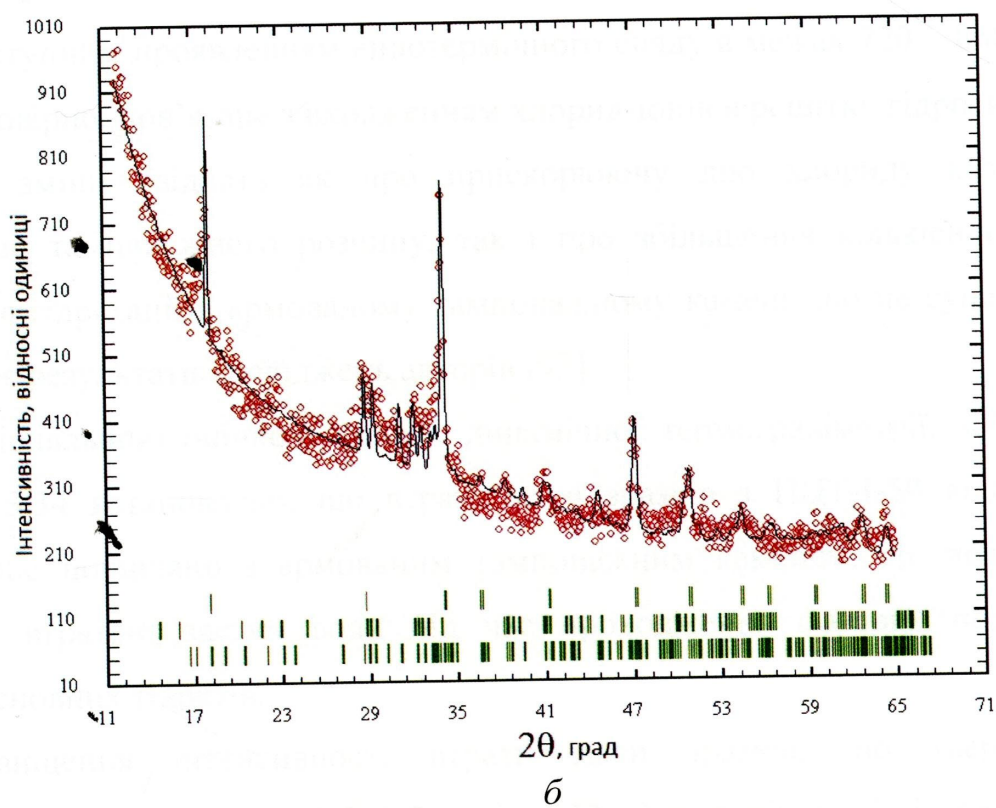
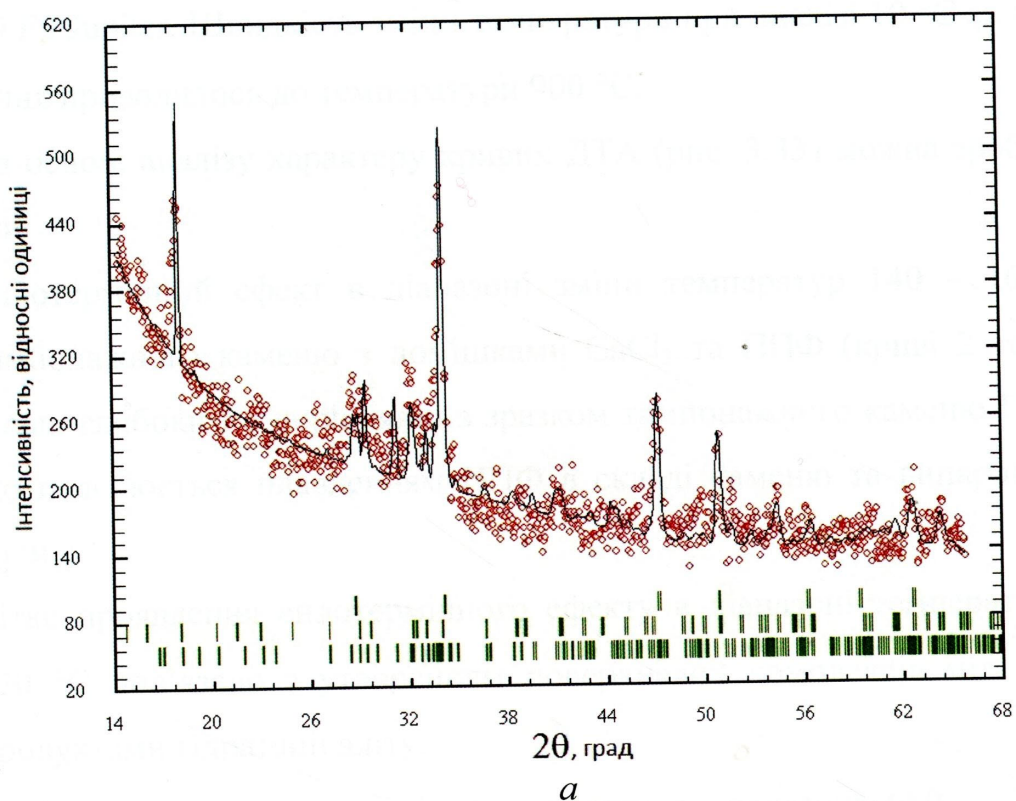


Рисунок 3.32 – Експериментальна (червона) та теоретична (чорна) рентгенограма тампонажного каменю з ПЦТ-І-50 (*a*) та армованого тампонажного каменю (*б*), які тверднули в пластових умовах.

Термічний аналіз проводився на приладі синхронного термічного аналізу STA 449 F3 Jupiter. Швидкість зміни температури при аналізі $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ за хвилину. Нагрівання проводилось до температури $900\text{ }^{\circ}\text{C}$.

На основі аналізу характеру кривих ДТА (рис. 3.33) можна зробити такі висновки:

1. Ендотермічний ефект в діапазоні зміни температур $140 - 160\text{ }^{\circ}\text{C}$ для тампонажного каменю з домішками CaCl_2 та ППФ (криві 2 та 3) став більш глибоким в порівнянні з зразком тампонажного каменю ПЦТ-I-50, що пояснюється плавленням ППФ в складі каменю та випаровуванням води.
2. Чітке проявлення ендотермічного ефекту в діапазоні температур $300 - 320\text{ }^{\circ}\text{C}$ пов'язано з утворенням поверхневих комплексів між CaCl_2 та продуктами гідратації аліту.
3. Відбулась поява екзотермічного ефекту в діапазоні $680 - 720\text{ }^{\circ}\text{C}$ з наступним проявленням ендотермічного спаду в межах $720 - 860\text{ }^{\circ}\text{C}$, що, ймовірно, пов'язане з входженням хлорид-іонів в решітку гідросилікатів.

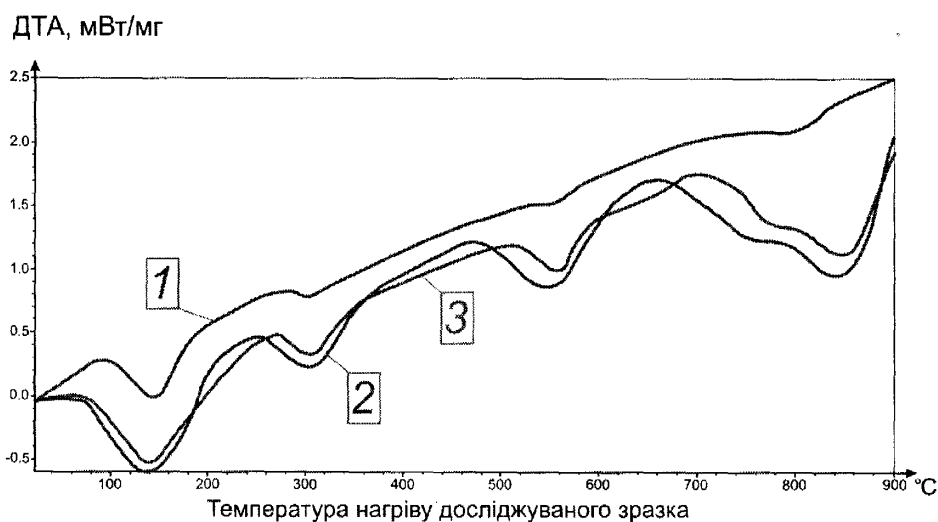
Ці зміни свідчать як про прискорюючу дію хлориду кальцію на гідратацію тампонажного розчину, так і про збільшення кількісного вмісту продуктів гідратації в армованому тампонажному камені, що не суперечить, а доповнює результати досліджень авторів [93].

Порівняльною оцінкою кривих динамічної термогравіметрії, зображених на рис. 3.34 встановлено, що втрата маси зразків з ПЦТ-I-50 відбувається повільніше порівняно з армованим тампонажним каменем. Це пояснюється меншою втратою частки води під час проходження фазових перетворень низькоосновних гідратів.

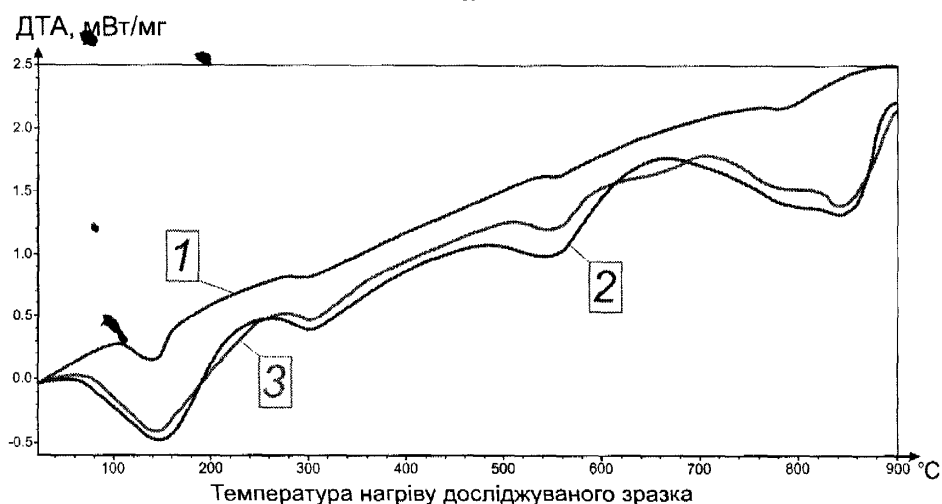
Підвищення інтенсивності втрати маси зразків, що тверднули в нормальних умовах (криві 2 і 3, рис. 3.33 а) в порівнянні зі зразками що тверднули пластових умовах (криві 2 і 3, рис. 3.33 б), свідчить про підвищений вміст низькоосновних гідросилікатів, які є основними носіями міцності тампонажного каменю. Одержані результати добре узгоджуються з

результатами досліджень міцності тампонажного каменю (розділ 3, рис. 3.9).

Аналогічний характер зміни спостерігається і для диференціально-термічних кривих (рис. 3.35). Глибина ендотермічних ефектів на кривих ДТГ для тампонажного каменю, що тверднув в пластових умовах, дещо менша в порівнянні з зразками аналогічного компонентного складу котрі сформовані в нормальних умовах. Таке явище зумовлене перекристалізацією гідратних фаз під дією надлишкового тиску та підвищеної температури, що є причиною зменшення міцності тампонажного каменю [7, 117].



a

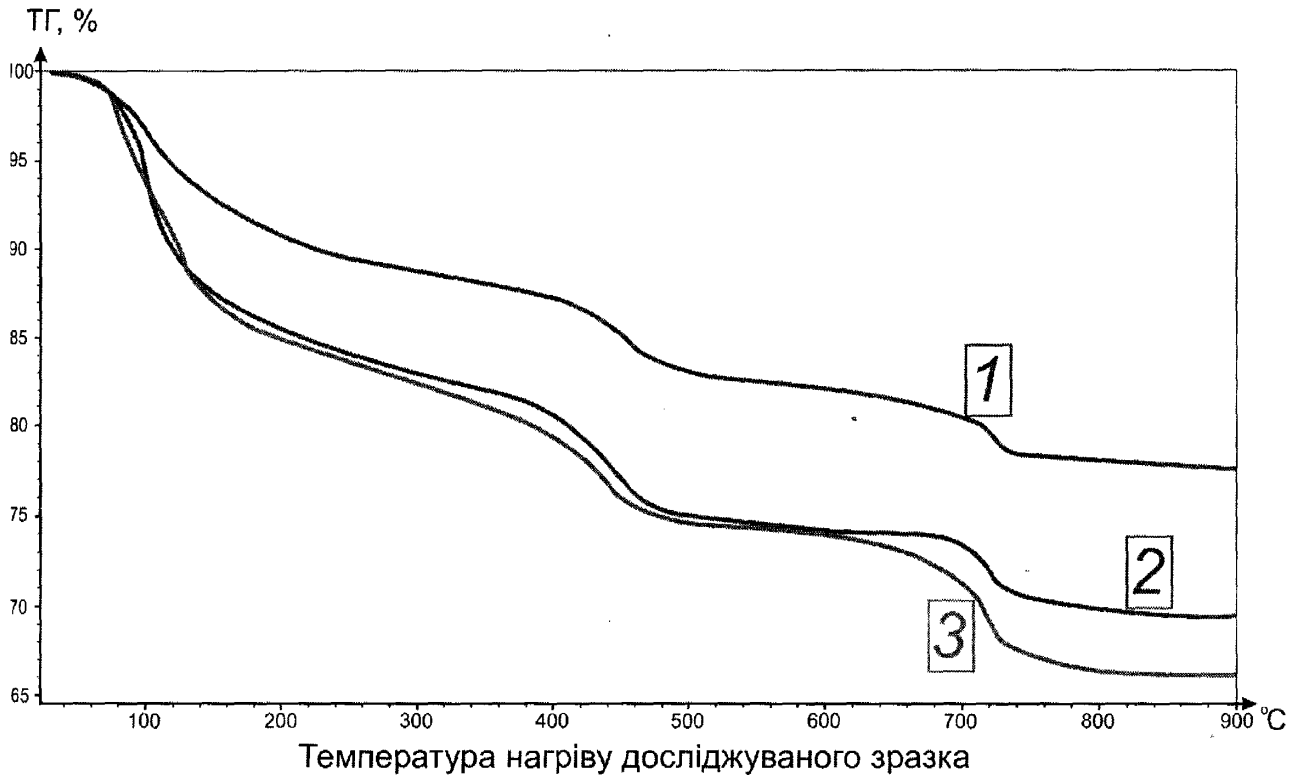


б

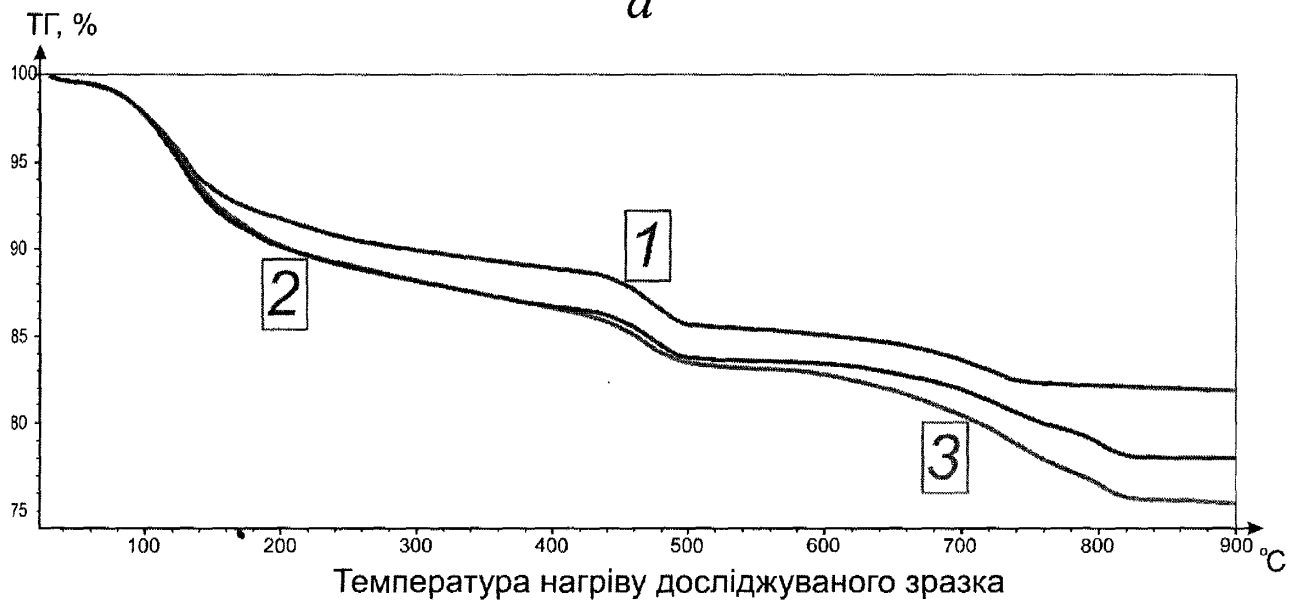
1 – ПЦТ-I-50; 2 – тампонажний камінь з домішкою 2% CaCl_2 ;

3 – тампонажний камінь з домішкою 2% CaCl_2 та 0,5% ППФ.

Рисунок 3.33 – Криві ДТА для зразків тампонажного каменю, що тверднули в нормальних (*a*) та пластових (*б*) умовах.



a

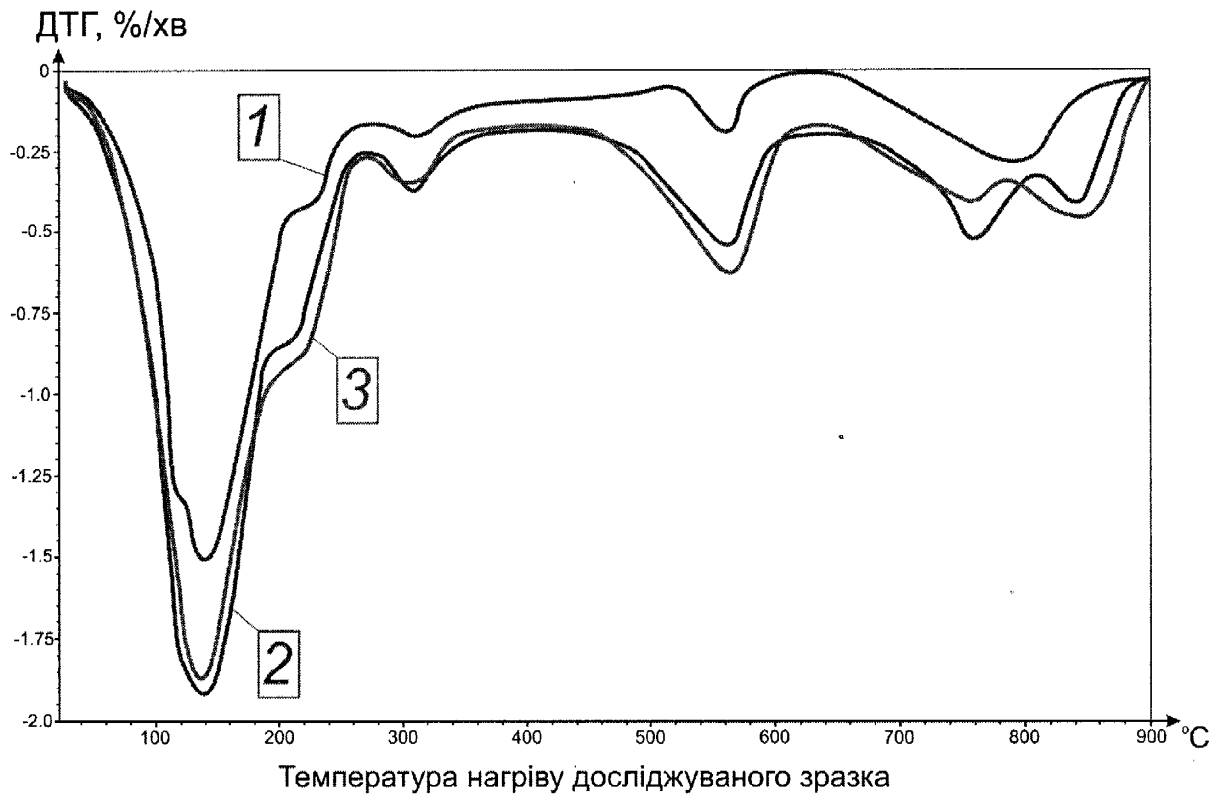
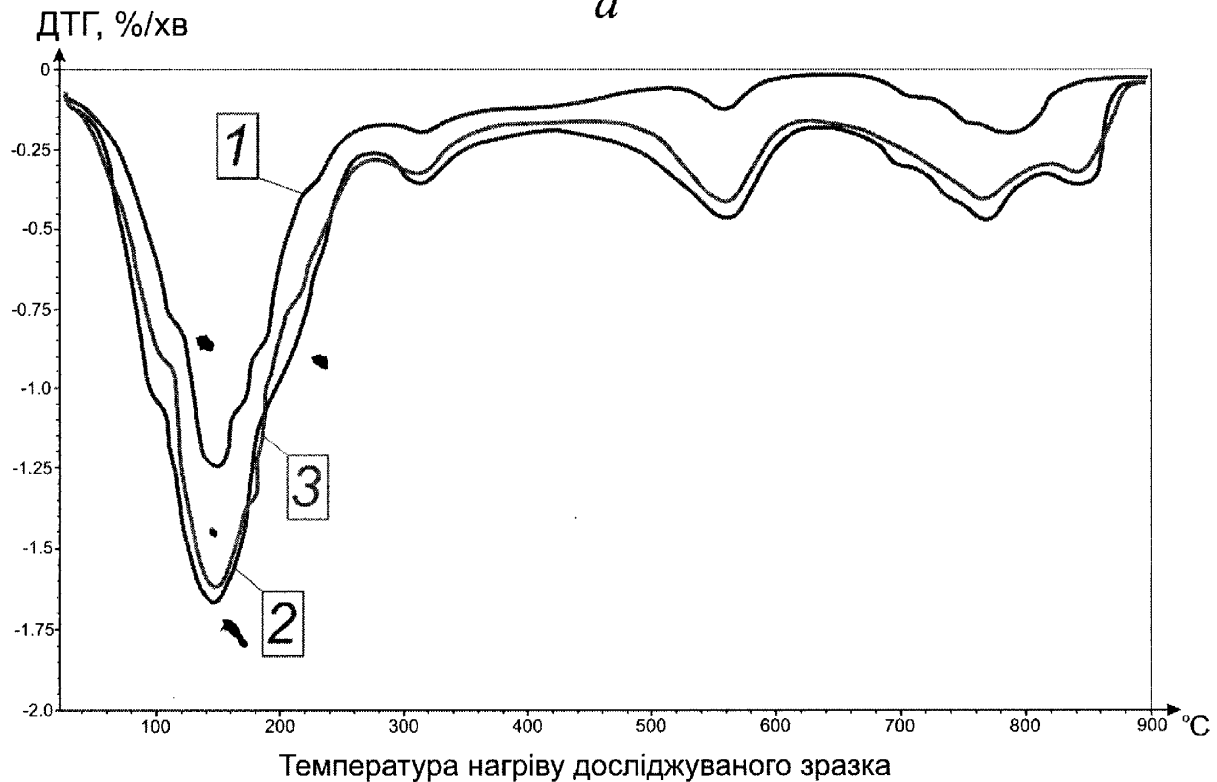


b

1 – ПЦТ-I-50; 2 – тампонажний камінь з домішкою 2% CaCl₂;

3 – тампонажний камінь з домішкою 2% CaCl₂ та 0,5% ГПФ.

Рисунок 3.34 – Криві ТГ для зразків тампонажного каменю, що тверднули в нормальних (а) та пластових (б) умовах.

*a**б*

1 – ПЩТ-I-50; 2 – тампонажний камінь з домішкою 2% CaCl₂;

3 – тампонажний камінь з домішкою 2% CaCl₂ та 0,5% ППФ;

Рисунок 3.35 – Криві ДТГ для зразків тампонажного каменю, що тверднули в нормальних (*a*) та пластових (*б*) умовах.

Таким чином, проведеними дослідженнями встановлено, що домішка відповідно хлористого кальцію до 2% і 0,5% ППФ призводить до утворення поверхневих комплексів між CaCl_2 та продуктами гідратації аліту, внаслідок перекристалізації гідратних фаз тампонажного каменю за допомогою дифузії хлорид-іонів в решітку гідросилікатів. Цей механізм є основою збільшення центрів гідратуутворень, підвищена кількість останніх на поверхні ППФ є однією з причин підвищення міцнісних та деформаційних характеристик тампонажного каменю.

Висновки до розділу 3

1. Введення в тампонажний розчин армуючих домішок ППФ та CaCl_2 дозволяє зберегти герметичність контактної поверхні тампонажного каменю за обсадною колоною під час виконання різноманітних технологічних операцій в свердловині за рахунок покращення наступних показників відносно каменю з ПЦТ-I-50:

- зростання міцності тампонажного каменю у віці 28 діб на розтяг та стиск в 2,3 та 1,8 рази відповідно;

- підвищення деформаційної здатності за однакових умов навантаження (табл. 3.29);

- збільшення коефіцієнту поглинання енергії удару в 2 – 3 рази

- зменшення контракції та усадки тампонажного каменю в 1,3 – 1,5 та 1,5 – 2 рази відповідно.

- зменшенням критерію стійкості тампонажного розчину від 2-ох до 7 разів

- зменшенням газопроникності тріщини армованого каменю на 37 – 42%.

- збільшенням адгезії фіброволокна та тампонажного каменю

2. Період корозійної стійкості для цементних зразків в агресивному середовищі MgSO_4 становить 3 місяці. Зниження міцності армованого тампонажного каменю не повинно суттєво вплинути на його ізоляційну властивість. Присутність домішки CaCl_2 в кількості 2 – 2,5% знизити

негативний вплив агресивного середовища на деформаційну здатність та міцність тампонажного каменю.

3. Домішка CaCl_2 в присутності ППФ дозволяє створити умови для збільшення центрів гідратуотворень, що пояснює причину зростання міцнісних та деформаційних властивостей тампонажного каменю.

Таблиця 3.29 – Зведені результати обчислень деформаційних властивостей тампонажних сумішей.

Вид навантаження	Діаметр колони, мм	Фактичне переміщення зовнішньої поверхні обсадної колони без тампонажного кільця, мм	Переміщення поверхні системи «тампонажний камінь - обсадна колона», мм				Коефіцієнт деформаційної здатності $K_{ДЗ}$			
			фактичне		допустиме (після двох діб тверднення)		фактичний		допустимий (після двох діб тверднення)	
			ПЦТ-І-50	АТК	ПЦТ-І-50	АТК	ПЦТ-І-50	АТК	ПЦТ-І-50	АТК
Опресування колони	245	0,015 – 0,19	0,13 – 0,16	0,155 – 0,160	0,02 – 0,05	0,175 – 0,18	0,75 – 0,84	0,76 – 0,84	0,095 – 0,10	0,84 – 0,92
	168	0,10 – 0,12	0,08 – 0,09	0,065 – 0,070	0,005 – 0,01	0,050 – 0,11	0,79 – 0,83	0,84 – 0,92	0,076 – 0,08	0,9 – 0,96
	146	0,07 – 0,09	0,06 – 0,07	0,045 – 0,055	0,005 – 0,01	0,065 – 0,075	0,75 – 0,80	0,73 – 0,82	0,045 – 0,05	0,86 – 0,91
	127	0,08 – 0,10	0,06 – 0,07	0,075 – 0,085	0,001 – 0,012	0,095 – 0,01	0,8 – 0,85	0,90 – 0,96	0,097 – 0,12	0,95 – 1,01
	114	0,07 – 0,08	0,05 – 0,06	0,064 – 0,071	0,006 – 0,007	0,075 – 0,080	0,82 – 0,86	0,88 – 0,91	0,094 – 0,11	0,93 – 1,00
Розбурювання тампонажного стакана в обсадній колоні	245	0,19 – 0,20	0,215 – 0,220	0,24 – 0,25	0,0190 – 0,0195	0,260 – 0,268	1,0 – 1,1	1,25 – 1,30	0,94 – 0,95	1,30 – 1,40
	168	0,13 – 0,14	0,165 – 0,170	0,18 – 0,11	0,085 – 0,090	0,211 – 0,215	1,60 – 1,65	1,8 – 1,9	0,85 – 0,92	2,0 – 2,1
	146	0,105 – 0,110	0,115 – 0,120	0,14 – 0,13	0,060 – 0,065	0,181 – 0,186	1,60 – 1,65	1,65 – 1,7	0,85 – 0,88	2,5 – 1,55
	127	0,115 – 0,125	0,135 – 0,140	0,16 – 0,17	0,011 – 0,014	0,195 – 0,198	1,80 – 1,85	2,1 – 2,2	0,89 – 0,95	2,6 – 2,7
	114	0,08 – 0,09	0,054 – 0,058	0,074 – 0,079	0,050 – 0,052	0,090 – 0,095	0,89 – 0,90	1,1 – 1,2	0,80 – 0,82	1,4 – 1,5

РОЗДІЛ 4

ТЕХНОЛОГІЯ ПРИГОТУВАННЯ АРМОВАНОГО ТАМПОНАЖНОГО РОЗЧИНУ ТА ТЕХНІЧНІ ЗАСОБИ ПОКРАЩЕННЯ ЯКОСТІ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

4.1 Розроблення технології приготування армованого тампонажного розчину в умовах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз»

З метою визначення гомогенності розподілу фібри в рідині затворення були проведені дослідження, суть яких полягає в розділенні рідини затворення на окремі рівні порції з подальшим відділенням води від фібри за допомогою сита. Один літр рідини затворення розділили на 20 порцій по 50 мл кожна. Після пропускання порцій через сито, залишок на ситі розташовували на фільтрувальному папері та залишали на 5 днів в сухому місці для повного випаровування води з фібри. Після цього порції фібри зважували на електронних вагах. За отриманими значеннями розраховано дисперсію випадкової величини.

Дослідження проводили у механічному перемішувачі з різною частотою обертання вала (табл. 4.1). Аналіз даних встановив, що найменше відхилення від середнього значення властиве для найбільшої швидкості перемішування, тобто досягається найкраща гомогенізація суміші. Знайдемо швидкість руху потоку суміші ($v_{\text{СУМ}}$) за умови, коли вона буде рівною кутовій швидкості обертання лопатей перемішувача. $v_{\text{СУМ}} = 0,25$ м/с. Згідно визначення неперервності руху потоку, знайдено швидкість руху розчину ($v_{\text{Р1}}$) через переріз маніфольду діаметром 200мм ($S_1 = 0,157$ м²) при подачі насоса 100м³/год – $v_{\text{Р1}} = 0,177$ м/с. Для забезпечення високої степені гомогенізації необхідно щоб швидкість руху розчину $v_{\text{СУМ}} \geq 0,25$. Оскільки $v_{\text{СУМ}} > v_{\text{Р}}$, то високої степені гомогенізації рідини затворення не вдасться досягнути.

Таблиця 4.1 – Результати дослідження дисперсії середнього значення маси фібри в частині суміші.

Частота обертання вала перемішувача, об/хв	Дисперсія випадкової величини	Відсоток від середнього значення, %
60	0,840	8,5
80	0,445	4,5
120	0,346	3,5

З метою збільшення швидкості v_p розрахуємо наскільки потрібно зменшити площу поперечного перерізу трубопроводу (S_2), тобто прикрити засувку на напірній лінії. Розрахунок показав, що значення $v_{\text{сум}} = 0,25$ м/с може бути досягнуте при $S_2 = 0,11$ м². Отже, для найкращої гомогенізації рідини затворення з вмістом ППФ при її прокачуванні за схемою на рис. 4.3 засувку 3 необхідно прикрити мінімум на 20% для встановлення ефекту дроселювання.

Приготування рідини затворення ділиться на два етапи. На першому етапі рідина затворення дроселюється через засувку 3 впродовж одного циклу циркуляції, який може тривати від 10 до 20 хвилин в залежності від об'єму рідини. Другий етап передбачає приготування армованого тампонажного розчину шляхом розлілення потоку рідини затворення в двох напрямках. В першому напрямку рідина рухається по замкнутому циклу в ємності 1 (рис. 4.3). Він призначений для недопущення осідання фібри в рідині. Потік за другим напрямком налаштовується оператором цементувального агрегату шляхом відкриття засувки 6 для подачі рідини затворення в ємність 4 з метою безпосереднього приготування тампонажного розчину та його подальшого закачування в свердловину.

Таким чином, використання комплексу з механічних перемішувачів та гідравлічної енергії потоку дозволяє підтримувати гомогенний розподіл поліпропіленової фібри в рідині затворення та ефективно розчинити в ній добавку хлористого кальцію. Окрім того, електролітичні властивості

хлористого кальцію сприяють розпушуванню фібри та підвищують її седиментаційну стійкість.

Для приготування тампонажного розчину з домішкою поліпропіленової фібри розроблена технологія введення фібри в рідину затворення безпосередньо перед приготуванням цементного розчину. Для гомогенного розподілення фібри в рідині затворення автором пропонується наступна технологія.

1. В розрахункову кількість рідини затворення додається хлористий кальцій з розрахунку 2 – 2,5% від маси сухого цементу. Для приготування рідини затворення використовують дві ємності об'ємом 16,1 м³ кожна, які оснащені механічними лопатевими вертикальними перемішувачами. Така кількість рідини затворення достатня для цементування колони діаметром 168мм спущеної на глибину 2000м. Лопаті перемішувача довжиною 813мм розміщені під кутом 35° відносно осі обертання і обертаються з частотою 57,5 обертів за хвилину. На рис. 4.1 зображено напрям потоку розчину в ємності, який створюється перемішувачем.

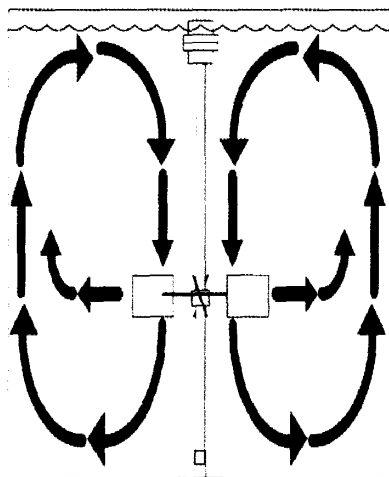


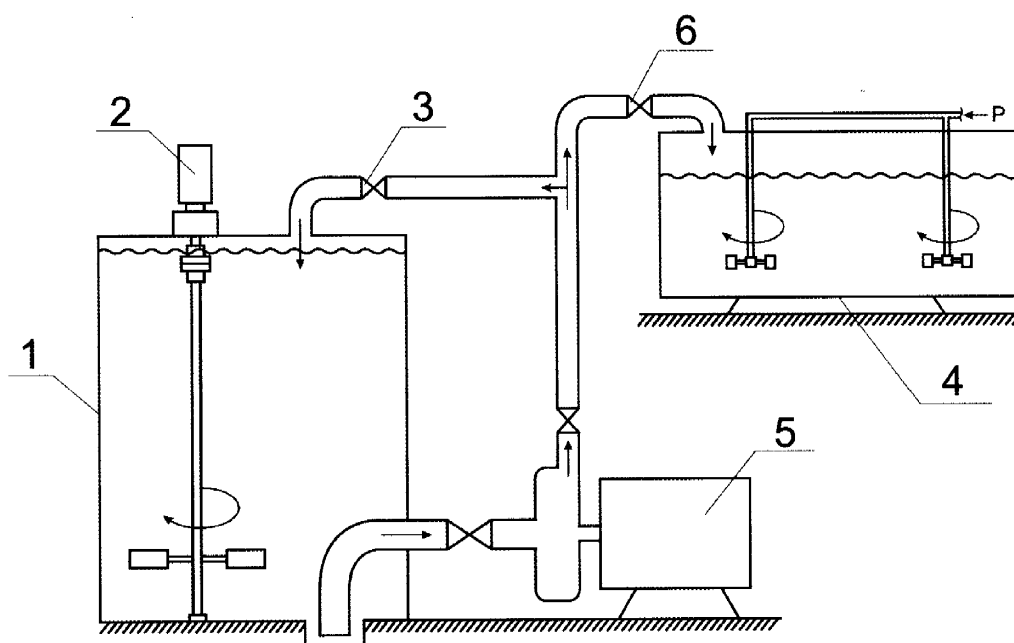
Рисунок 4.1 – Напрямок осьового вертикального потоку, який створюється механічним перемішувачем

Використання такого перемішувача дозволяє швидше та ефективніше розчинити хлористий кальцій в рідині затворення. Також, хлористий кальцій є

реагентом-електолітом, який підвищує седиментаційну стійкість фібри в розчині шляхом зняття вільних електричних зарядів з поверхні фібри.

2. При ввімкненому перемішувачі вводять в рідину затворення розрахункову кількість ІПФ. Введення проводиться поступово для забезпечення гомогенного розподілу фібри в об'ємі рідини затворення.

3. Подача рідини затворення до цементувального агрегата здійснюється за допомогою циркуляційної системи, наведеної на рис. 4.2.



1 – ємність для приготування рідини затворення; 2 – механічний перемішувач;
3,6 – ручні засувки; 4 – приймальна ємність цементувального агрегата;
5 – відцентровий насос.

Рисунок 4.2 – Схема циркуляційної системи для подачі рідини затворення до приймальної ємності цементувального агрегата.

Неперервна циркуляція рідини затворення забезпечується вертикальним механічним перемішувачем 2 (рис. 4.2) та відцентровим насосом 5. Система трубопроводів та висока подача насоса ($100 \text{ м}^3/\text{год}$) дозволяє розділити циркуляційний потік на дві частини, одна з яких повертається в ємність для приготування (замкнений цикл), а інша — в приймальну ємність цементувального агрегата 4, яка обладнана додатковими механічними

перемішувачами з пневмоприводом для підтримання процесу перемішування рідини затворення.

Під час циркуляції розчину засувка б відкривається оператором агрегата в міру необхідності приготування цементного розчину. Всі інші засувки на лінії залишаються відкритими впродовж всього процесу цементування.

В умовах наземної бурової установки автор [105] пропонує додатково застосовувати вакуумні змішувачі та перемішувач лопатевого типу для досягнення гомогенності розподілення фібри в розчині. Це призводить до ускладнення технології приготування розчину та здороження вартості проведення таких робіт. Результати експериментальних досліджень цього автора підтверджують отримані в представлений роботі дані про зниження міцності цементного каменю внаслідок збільшення довжини волокна більше 4мм.

З метою дослідження седиментаційної стійкості ППФ в рідині затворення було проведено лабораторне дослідження. В якості критерію оцінки (K) обрано відношення об'єму волокон, які всплили (V_B), до загального об'єму рідини затворення ($V_{СУМ}$), тобто $K = V_B/V_{СУМ}$. Результати досліджень наведені на рисунках 4.3 та 4.4.

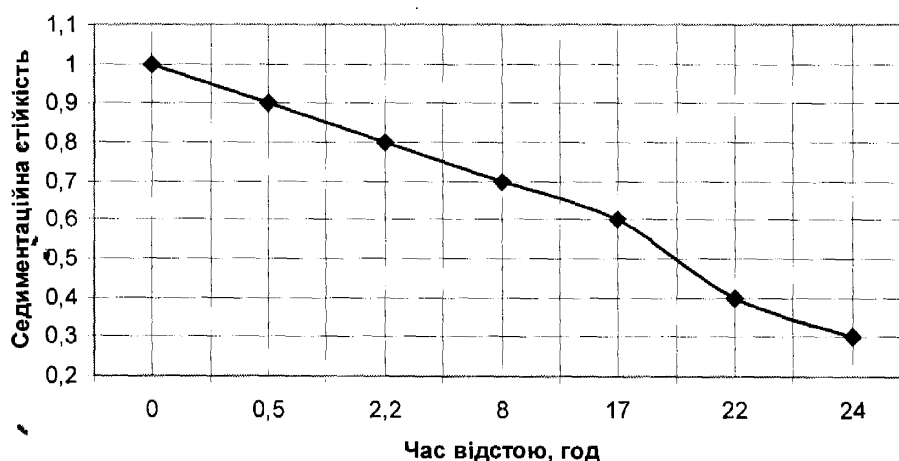


Рисунок 4.3 – Динаміка зміни швидкості вспливання ППФ.

Середня швидкість вспливання ППФ складає 1,25% від об'єму рідини затворення за 1 годину. Це пояснюється як незначною різницею між густиною

фібри (910 кг/м^3) та води затворення (1010 кг/м^3), так і властивістю фібри утримувати рідину в просторі між фіброволокном. Таким чином, враховуючи те, що ступеневе цементування обсадної колони діаметром 168мм спущеної на глибину 2000м триває не більше 1,2 години, навіть при повній відсутності циркуляції займаний фіброю об'єм складе 80-90% від загального об'єму рідини затворення.

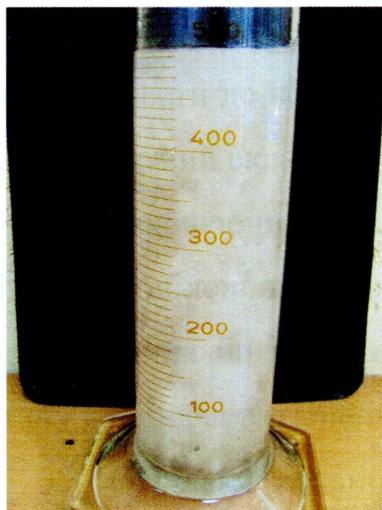
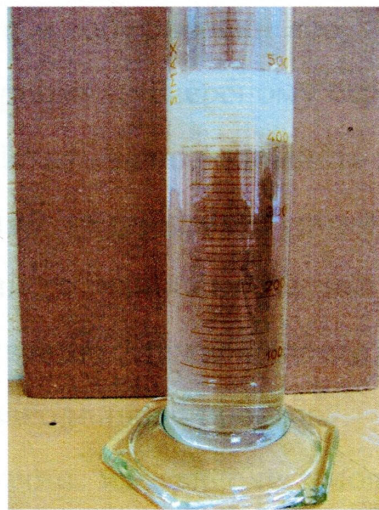
*a**б*

Рисунок 4.4 – Фото мірної ємкості з ППФ після завершення перемішування (а) та через 24 години відстою (б)

4.2 Дослідження сумісності армованого тампонажного розчину з контактуючими рідинами в умовах цементування свердловин на підприємстві ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз»

Дослідженнями автора встановлено, що при контакті соляно-полімерного бурового розчину з тампонажним, який затвореним на основі цементу ПЦТ-I-50, у співвідношенні 1:1 та 9:1 відбувається процес коагуляції, в результаті якого розтічність отриманої суміші стає нижчою за 180мм та утворюється в'язка неоднорідна маса, що може стати причиною ускладнень під час проведення цементування свердловини. Для розділення бурового та тампонажного розчинів на ДАТ «Чорноморнафтогаз» в якості буферної рідини

використовується морська вода на недовіки якої було вказано в розділі 1. Таким чином, існує необхідність в розробленні буферної рідни на основі критерію сумісності з буровим і тампонажним розчинами. В умовах застосування соляно-полімерних бурових розчинів для розкриття продуктивних пластів на підприємстві ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» до буферних рідин, які використовуються при розмежуванні тампонажного та бурового розчину, ставляться певні вимоги:

1. Буферна рідина не повинна містити в собі речовин або добавок, які б могли призвести до коагулювання в полімерному дисперсному середовищі, так як компонентний склад бурового розчину містить велику кількість полімерів.

2. Враховуючи те, що запропонований тампонажний розчин містить в собі поліпропіленові волокна, що схильні до злипання за наявності ПАР, буферна рідина повинна запобігати змішуванню тампонажного та бурового розчину в процесі витіснення останнього з за колонного простору.

3. Оскільки соляно-полімерний розчин має високу умовну в'язкість (більше 35 с), з метою його ефективного витіснення із застійних зон буферна рідина повинна створювати розріджуючий ефект на буровий розчин для утворення турбулентного режиму руху їхньої суміші в затрубному просторі.

4. В умовах спорудження свердловин на морському шельфі компонентний склад буферної рідини повинен бути екологічно чистим по відношенню до навколишнього середовища.

З метою задоволення цих вимог автором роботи запропоновано застосування висококонцентрованого водного розчину хлористого кальцію в якості буферної рідини. Ця домішка не дефіцитна і завжди є на буровій платформі, оскільки використовується у компонентному складі для приготування бурового розчину.

Для визначення концентрації домішки хлористого кальцію проведені експериментальні дослідження на визначення розтічності та часу загуснення сумішей буферної рідини (БР) з буровим (БПР) та тампонажним розчинами (ТР) в пропорціях 1:9, 1:1, 9:1. Розтічність суміші буферної рідини з цементним

та буровим розчином не повинна знижуватись більше як на 20% від початкової розтічності окремих компонентів [69]. Початкова розтічність бурового розчину – більше 250мм (табл. 4.2).

Результатами досліджень (табл. 4.2) встановлено, що розтічність суміші 70%-ої буферної рідини з цементним розчином з добавкою 0,5-0,6% ППФ та 2,5% CaCl₂ при співвідношенні компонентів (1:9) не задовольняє вимогам ДСТУ. Натомість зниження розтічності для суміші буферної рідини 60%-ої концентрації з армованим тампонажним розчином в зазначеній пропорції знаходиться в межах норми. Таким чином, обираємо 60%-ий водний розчин CaCl₂ в якості буферної рідини. Суміші буферного та тампонажного розчинів в будь-яких пропорціях не погіршують загальну розтічність суміші.

Таблиця 4.2 – Дослідження розтічності суміші при вмісті CaCl₂ в буферній рідині в межах 60% та 70%

Склад цементного розчину		Початкова розтічність армованого тампонажного розчину, мм	Співвідношення			
			БР (60%) : ТР БР (60%) : БТР			БР (70%) : ТР БР (70%) : БТР
			9:1	1:1	1:9	1:9
0,4% ППФ	1,5% CaCl ₂	200	<u>> 250</u>	<u>> 250</u>	<u>220</u>	<u>195</u>
			> 250	> 250	> 250	> 250
			<u>> 250</u>	<u>> 250</u>	<u>215</u>	<u>195</u>
0,5% ППФ	1,5% CaCl ₂	200	<u>> 250</u>	<u>> 250</u>	<u>215</u>	<u>195</u>
> 250			> 250	> 250	> 250	
<u>> 250</u>			<u>> 250</u>	<u>215</u>	<u>190</u>	
0,6% ППФ	1,5% CaCl ₂	190	<u>> 250</u>	<u>> 250</u>	<u>215</u>	<u>190</u>
> 250			> 250	> 250	> 250	
<u>> 250</u>			<u>> 250</u>	<u>215</u>	<u>190</u>	
0,4% ППФ	2% CaCl ₂	210	<u>> 250</u>	<u>255</u>	<u>215</u>	<u>185</u>
> 250			> 250	> 250	> 250	
<u>> 250</u>			<u>255</u>	<u>> 210</u>	<u>180</u>	
0,5% ППФ	2% CaCl ₂	205	<u>> 250</u>	<u>255</u>	<u>> 210</u>	<u>180</u>
> 250			> 250	> 250	> 250	
<u>> 250</u>			<u>250</u>	<u>210</u>	<u>175</u>	
0,6% ППФ	2% CaCl ₂	195	<u>> 250</u>	<u>250</u>	<u>210</u>	<u>175</u>
> 250			> 250	> 250	> 250	
<u>> 250</u>			<u>235</u>	<u>205</u>	<u>170</u>	
0,4% ППФ	2,5% CaCl ₂	225	<u>> 250</u>	<u>235</u>	<u>205</u>	<u>170</u>
> 250			> 250	> 250	> 250	
<u>> 250</u>			<u>235</u>	<u>200</u>	<u>165</u>	
0,5% ППФ	2,5% CaCl ₂	210	<u>> 250</u>	<u>235</u>	<u>200</u>	<u>165</u>
> 250			> 250	> 250	> 250	
<u>> 250</u>			<u>230</u>	<u>200</u>	<u>165</u>	
0,6% ППФ	2,5% CaCl ₂	200	<u>> 250</u>	<u>230</u>	<u>200</u>	<u>165</u>
> 250			> 250	> 250	> 250	
<u>> 250</u>			<u>240</u>	<u>180</u>	<u>170</u>	
ПЦТ-І-50		180	<u>> 250</u>	<u>240</u>	<u>180</u>	<u>170</u>
			> 250	> 250	> 250	> 250

На рис. 4.5 зображено фотографію частинки в суміші БР – БПР, з якого видно, що висококонцентрований розчин CaCl_2 з'єднав полімери БПР в окремі частинки, які втратили липкість і здатність притягувати до себе інші частинки. Механізм дії CaCl_2 полягає в адсорбції іонів Cl^- на поверхні полімера, що створює від'ємно-заряджену оболонку навколо нього та усуває можливість приєднувати до себе сусідні частинки. Цей механізм пояснює стабільно високу розтічність сумішей БР та БПР. Для дослідження можливості безаварійного прокачування суміші армованого тампонажного розчину та обраної буферної рідини було визначено час загуснення суміші в пластових умовах до консистенції 30 уок.

Встановлено, що час загуснення для сумішей 9:1 складає більше п'яти годин. Мінімальний час загуснення становить 150 хвилин для суміші буферного та цементного розчинів (0,6% ППФ+2,5% CaCl_2) при співвідношенні компонентів 1:9. Враховуючи те, що час цементування обсадних колон глибиною до 2500м не перевищує 40-60 хвилин, то 60%-ий водний розчин CaCl_2 може бути використаний як буферна рідина.

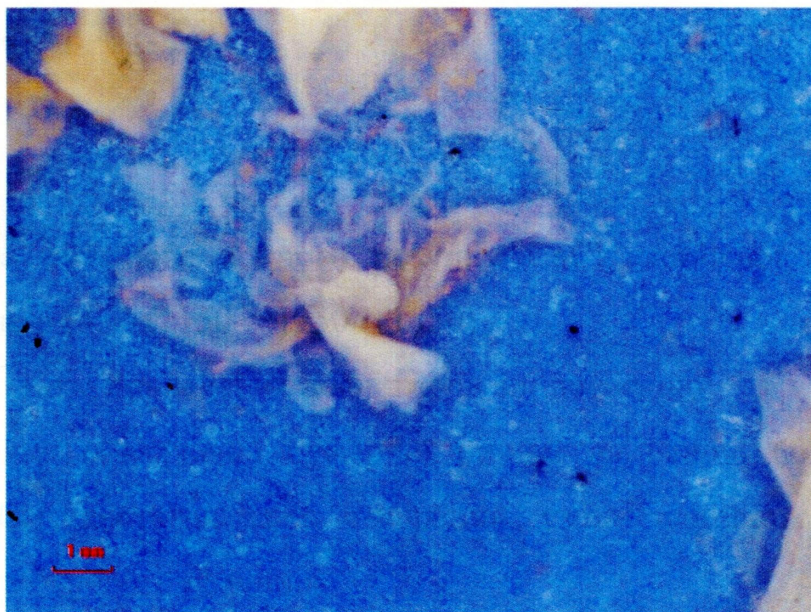


Рисунок 4.5 – Мікрофотографія частинок полімерів в суміші буферного та бурового розчинів. (М 10:1)

Таблиця 4.3 – Результати дослідження часу загушення суміші буферної рідини з тампонажним розчином

Склад цементного розчину		Співвідношення БР : ТР		
		9:1	1:1	1:9
		Час загушення, хв.		
0,4% ППФ	1,5% CaCl ₂	> 300	300	190
0,5% ППФ		> 300	300	190
0,6% ППФ		> 300	290	190
0,4% ППФ	2% CaCl ₂	> 300	270	165
0,5% ППФ		> 300	265	165
0,6% ППФ		> 300	265	160
0,4% ППФ	2,5% CaCl ₂	> 300	245	155
0,5% ППФ		> 300	245	155
0,6% ППФ		> 300	240	150
ПЦТ-I-50		> 300	> 300	215

Важливим параметром буферної рідини є її густина ($\rho_{БР}$). Для підвищення повноти витіснення бурового розчину із затрубного простору співвідношення густини бурового ($\rho_{БПР}$) та тампонажного ($\rho_{ТР}$) розчинів і буферної рідини повинні бути [46]:

$$\rho_{БПР} < \rho_{БР} < \rho_{ТР} . \quad (4.1)$$

Густина 60%-ного водного розчину CaCl₂ дорівнює 1250 кг/м³, що відповідає умові (4.1) (1150 < 1250 < 1850) .

З результатів проведених досліджень випливає, що:

- густина обважненої буферної рідини на основі 60%-ного водного розчину CaCl₂ достатня для створення умов надійного розмежування цементного та бурового розчинів.

- при співвідношенні компонентів суміші БР : ТР в межах 1:9 час загушення отриманої суміші більший ніж час цементування свердловини.

• розтічність суміші 70%-ного водного розчину CaCl_2 з цементним розчином до складу якого входить в якості добавки 2,5% CaCl_2 перевищує норми ДСТУ.

Таким чином, для розмежування БПР та ТР в якості буферної рідини приймаємо 60%-ий водний розчин CaCl_2 .

Скориставшись методикою [102] визначимо об'єм буферної рідини необхідний для цементування типової свердловини Одеського родовища (табл. 4.4).

Визначаємо максимальну висоту стовпа буферної рідини (l_6) з умови запобігання флюїдопроявлень:

$$l_6 = \frac{P_{пл} \kappa_6 - (L - H_B) \rho_{np} - l_n \rho_{np}}{g \cos \alpha \frac{\rho_6 - \rho_{np}}{\cos \alpha}}; \quad \kappa_6 = 1 + \frac{a-1}{2}; \quad a = \frac{\rho_{np} g H}{P_{пл}}, \quad (4.2)$$

де: κ_6 – коефіцієнт безпеки; a – коефіцієнт, який характеризує фактичне перевищення гідростатичного тиску стовпа промивальної рідини над пластовим на глибині H .

Таблиця 4.4 – Дані для розрахунку об'єму буферної рідини

№ п/п	Назва показника	Позначення	Розмірність	Значення
1	Глибина свердловини:			
	- по стволу	L		1780
	- по вертикалі	H	м	1580
	- вертикальної ділянки	H_B		660
	- муфти МСЦ (по ств.)	$L_{МСЦ}$		1435
2	Діаметр обсадної колони:	- внутрішній	d	0,1471
		- зовнішній	D	0,1683
3	Густина:	- бурового розчину	ρ_{np}	1150
		- буферної рідини	ρ_6	1250
4	Кут нахилу осі свердловини	α	град	39
5	Діаметр свердловини	D_C	м	0,2159
6	Пластовий тиск	$P_{пл}$	МПа	17

Оскільки рекомендовано використання буферної рідини низької в'язкості, то її об'єм визначається за формулою:

$$V_{\delta} = 18 \sqrt{\frac{d_{yc}}{(L - L_{МСЦ})}} (V_{ГР} + V_{ПР}); \quad d_{yc} = \frac{D_C - D}{4}, \quad (4.3)$$

де d_{yc} – усереднений за довжиною умовний діаметр каналу, по якому рухається потік буферної рідини.

Сумарний об'єм буферної рідини не повинен перевищувати критичного об'єму, який обчислюють з умови недопущення флюїдопроявлень під час тампонування:

$$V_{\delta,кр} = 0,785 l_{\delta} (D_C^2 - D^2). \quad (4.4)$$

Результатами проведених розрахунків встановлено, що необхідний об'єм буферної рідини ($V_{\delta} = 3,8 \text{ м}^3$) більший від критичного значення ($V_{\delta,кр} = 3,1 \text{ м}^3$). Таким чином, для цементування свердловини в приймаємо об'єм буферної рідини $3,1 \text{ м}^3$.

4.3 Вдосконалення технології ступеневого цементування експлуатаційних колон на родовищах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

В більшості випадків для цементування свердловини використовуються пристрої двоступеневого цементування з гідравлічною системою управління (ПДЦГ). Згідно технології проведення ступеневого цементування в ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» реалізовується наступна послідовність операцій:

1) проведення підготовчих робіт та інструктаж членів бурової бригади що задіяні в операції цементування;

2) збір та спуск в свердловину компоновки обсадної колони в наступній послідовності (рис. 4.6): башмак (1), одиночна обсадна труба, нижній зворотний клапан (9), одиночна обсадна труба, верхній зворотний клапан (2) (на випадок

не спрацювання нижнього), муфта «стоп» пристрою ПДЦГ (3), нижня секція обсадної колони, пристрій ПДЦГ (7), верхня секція обсадної колони;

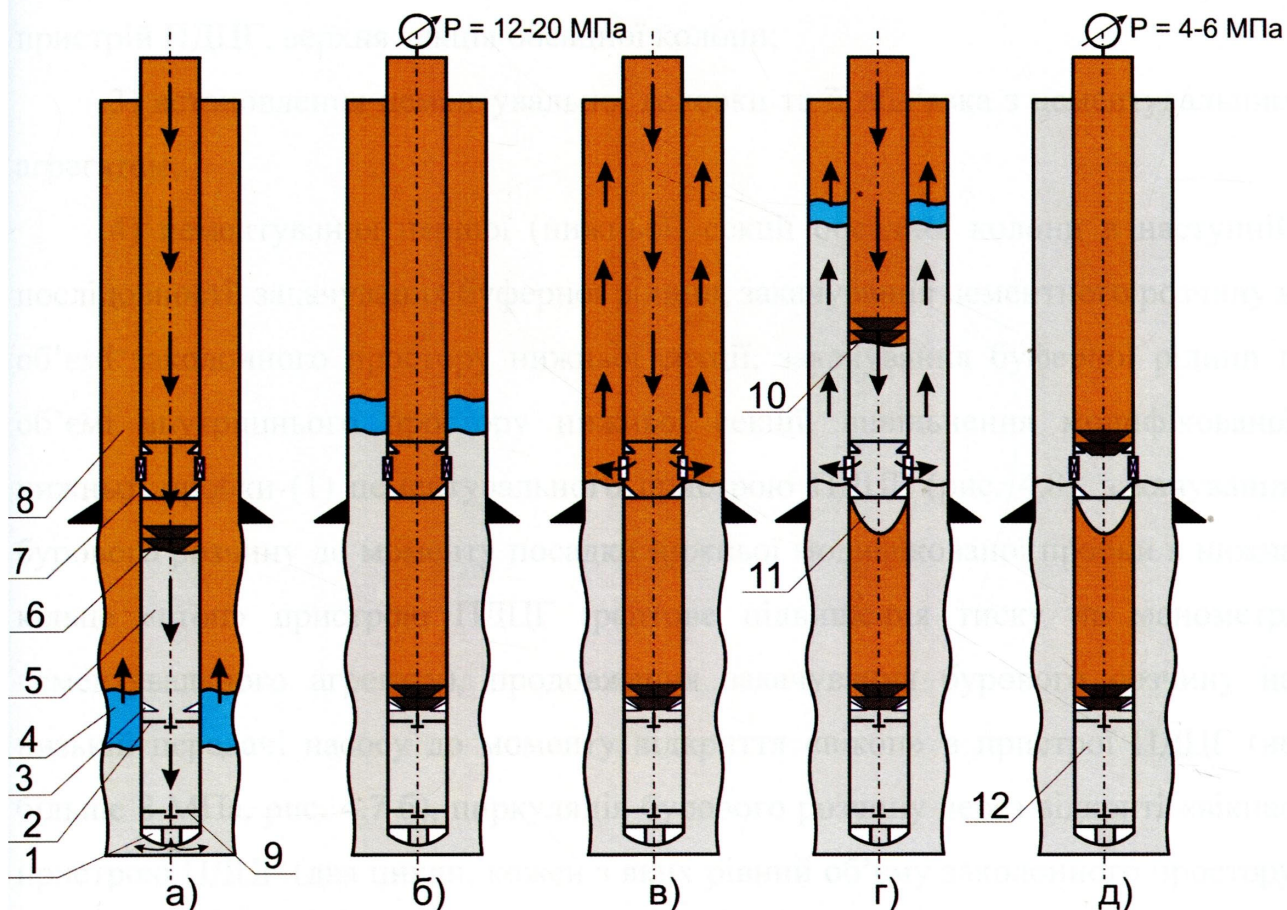
3) встановлення цементувальної головки та її обв'язка з цементувальним агрегатом;

4) цементування першої (нижньої) секції (рис.4.6 а) обсадної колони в наступній послідовності: закачування буферної рідини (4), закачування розрахункового об'єму цементного розчину (5), вивільнення нижньої пробки (6) цементувального пристрою ПДЦГ, прокачування бурового розчину (8) в об'ємі рівному внутрішньому простору обсадної колони, фіксація моменту «стоп» (розміщення нижньої пробки в муфті «стоп»), стравлення надлишкового тиску з метою перевірки герметичності зворотних клапанів та подальше підняття тиску в колоні до моменту відкриття «вікон» у пристрої ПДГЦ (не більше 20 МПа, рис.4.6 б), циркуляція бурового розчину через відкриті «вікна» (рис. 4.6 в) для вимивання залишків тампонажного розчину над пристроєм ПДЦГ, припинення циркуляції та ОЗЦ;

5) цементування другої (верхньої) секції (рис. 4.6 г) обсадної колони в наступній послідовності: закачування буферної рідини, закачування цементного розчину в об'ємі за колонного простору верхньої секції, вивільнення верхньої пробки (10) цементувального пристрою ПДЦГ, прокачування протискувальної рідини в об'ємі рівному внутрішньому простору обсадної колони верхньої секції, фіксація моменту «стоп» (розміщення верхньої пробки в муфті пристрою ПДЦГ), підняття тиску в обсадній колоні до моменту закриття вікон пристрою ПДЦГ (не більше 6 МПа, рис. 4.6 д), стравлення тиску та ОЗЦ, опресування колони.

Після використання такої технології виникає необхідність проведення операцій, які є причиною динамічних навантажень на кріплення свердловини, а саме – розбурювання двох зворотних клапанів, муфти «стоп», двох розмежовуючих пробок, цементного стакану (12) висотою мінімум 20 – 22 м та цементного «язика» (11) висотою 2 – 3 м під пристроєм ПДЦГ який утворюється внаслідок часткового заміщення бурового розчину цементним під час цементування

другої секції обсадної колони. Враховуючи низькі міцнісні характеристики новоутвореного тампонажного каменю, виникає загроза втрати герметичності за колонного простору свердловини під дією динамічних навантажень.



1 – башмак експлуатаційної колони; 2, 9 – нижній та верхній зворотні клапани; 3 – посадочне кільце «стоп»; 4 – буферна рідина; 5 – тампонажний розчин; 6 – нижня продав очна пробка; 7 – пристрій ПДЦГ; 8 – буровий розчин.

Рисунок 4.6 – Технологія виконання ступеневого цементування обсадної колони на ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

Зважаючи на це, запропоновано вдосконалену технологію цементування свердловин, яка дозволяє зменшити кількість елементів в обсадній колоні які необхідно розбурювати після завершення її цементування в дві ступені. Реалізація нової технології цементування передбачає виконання наступної послідовності технологічних операцій (рис. 4.7):

1) проведення підготовчих робіт та інструктаж членів бурової бригади які задіяні в операції цементування;

2) збір та спуск в свердловину компоновки обсадної колони в наступній послідовності: башмак, зворотний клапан, нижня секція обсадної колони, пристрій ПДЦГ, верхня секція обсадної колони;

3) встановлення цементувальної головки та її обв'язка з цементувальним агрегатом;

4) цементування першої (нижньої) секції обсадної колони в наступній послідовності: закачування буферної рідини, закачування цементного розчину в об'ємі за колонного простору нижньої секції, закачування буферної рідини в об'ємі внутрішнього простору нижньої секції, вивільнення модифікованої нижньої пробки (1) цементувального пристрою ПДЦГ (рис. 4.8), закачування бурового розчину до моменту посадки нижньої модифікованої пробки в нижнє кільце «стоп» пристрою ПДЦГ (раптове підвищення тиску на манометрі цементувального агрегату), продовження закачування бурового розчину на низькій передачі насосу до моменту відкриття «вікон» в пристрої ПДЦГ (не більше 8 МПа, рис. 4.7 б), циркуляція бурового розчину через відкриті «вікна» пристрою ПДЦГ (два цикли, кожен з яких рівний об'єму за колонного простору верхньої секції, рис. 4.7 в), припинення циркуляції та ОЗЦ;

5) цементування другої (верхньої) секції обсадної колони (рис. 4.7 г,д) реалізовується аналогічно до попереднього випадку, опресування колони.

До переваг використання запропонованої технології відноситься зменшена кількість елементів, котрі в подальшому необхідно розбурювати, а саме: відсутність цементу в обсадній колоні, верхнього зворотного клапана та посадочного кільця пристрою ПДЦГ. Це дозволяє зменшити кількість динамічних навантажень на цементне кільце в за колонному просторі свердловини, знизити ризик заклинювання долота внаслідок зменшення кількості розбурювання дрібних металевих елементів (зокрема зворотного клапану) та зменшити час та кошти, на спорудження свердловини.

Окрім того, завдяки присутності нижньої модифікованої пробки в нижньому кільці «стоп» пристрою ПДЦГ досягаються додаткові переваги, тобто:

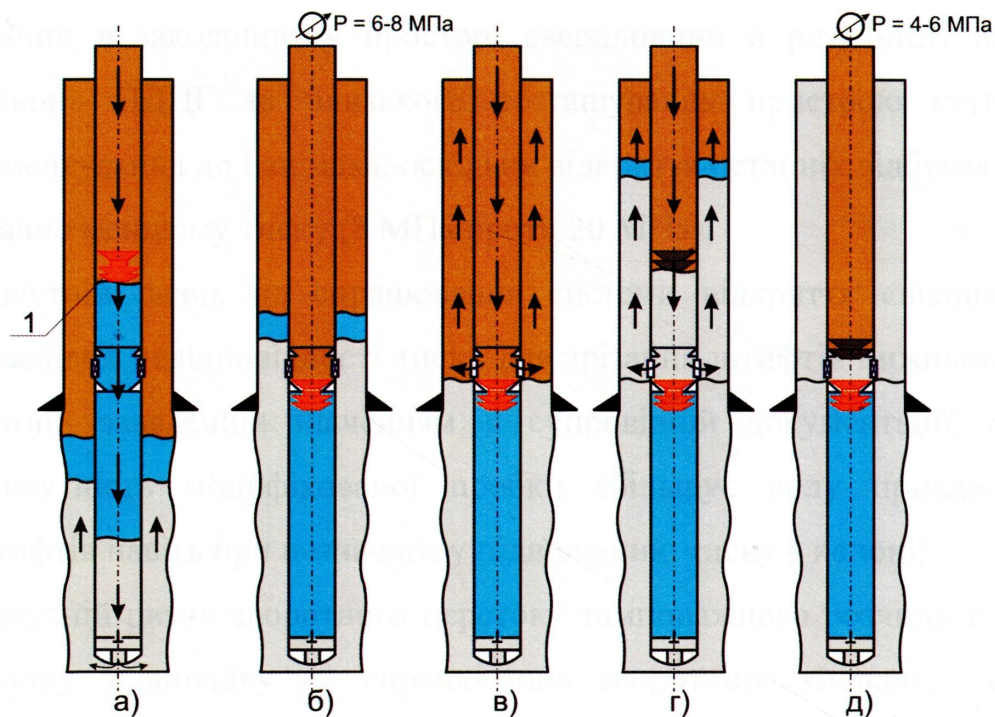


Рисунок 4.7 – Технологія виконання ступеневого цементування обсадної колони з використанням модифікованої цементувальної пробки.

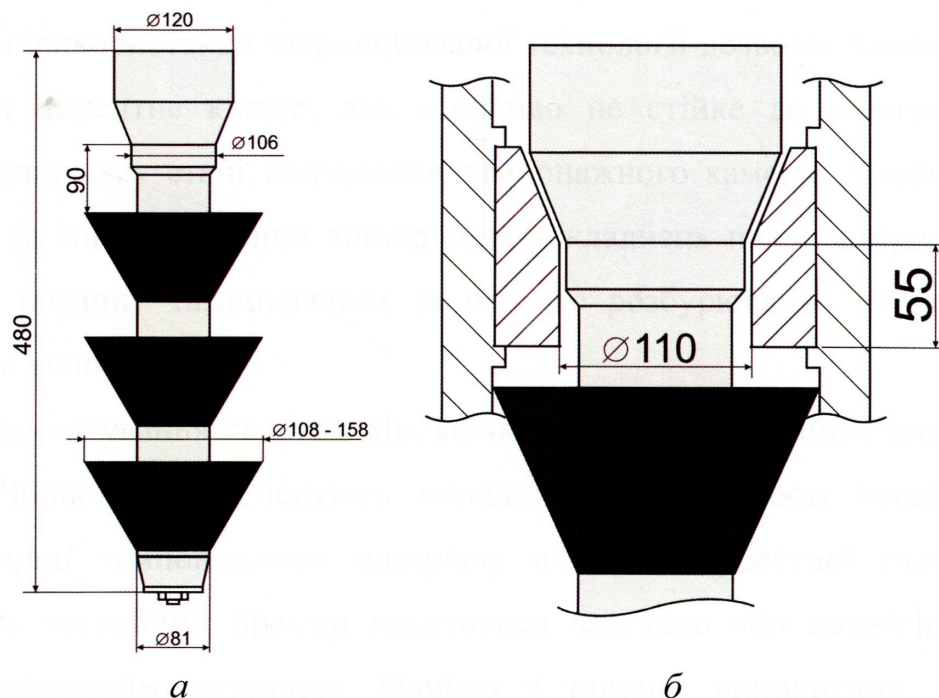


Рисунок 4.8 – Схема модифікованої пробки для пристрою ПДЦГ-168 (а) та її схематичне розташування (б) в нижньому кільці «стоп».

- відсутнє надлишкове навантаження на відкритий ствол під башмаком попередньої обсадної колони, яке може передаватись через цементний розчин в за колонному просторі свердловини в результаті відкриття «вікон» ПДЦГ та близького розташування пристрою ступеневого цементування до башмака, оскільки відкриття останніх відбувається при значно меншому тиску (8 МПа проти 20 МПа);
- відсутній ризик не спрацювання системи відкриття «вікон» ПДЦГ внаслідок невідповідності тиску для зрізання штифтів нижнього кільця «стоп» заявленим значенням в супровідній документації, оскільки присутність модифікованої пробки збільшує силу прикладену до штифтів навіть при незначному підвищенню тиску в колоні;
- відсутній ризик зворотного перетоку тампонажного розчину в обсадну колону у випадку не спрацювання зворотного клапану, оскільки відбувається герметизація внутрішнього простору обсадної колони через закриття прохідного отвору нижнього кільця «стоп» пристрою ПДЦГ гумовим ущільненням модифікованої пробки (рис. 4.8).

Таким чином, використання запропонованої технології дозволяє зменшити навантаження на цементне кільце, яке особливо не стійке до механічних пошкоджень на ранньому етапі тверднення тампонажного каменю, зменшити терміни буріння та знизити ризики виникнення ускладнень після завершення заміни бурового розчину тампонажним та під час розбурювання елементів оснастки обсадної колони.

В практиці цементування хвостовиків, як частини експлуатаційної колони, на родовищах Чорного моря існують випадки невідповідності інтервалу розташування порції тампонажного матеріалу відносно проектної глибини хвостовика, тобто затрубний простір хвостовика частково або повністю не заповнений тампонажним розчином. Однією з причин виникнення такої ситуації є відсутність орієнтиру розташування пачки тампонажного розчину в

свердловині. Розглянемо послідовність технологічних операцій під час цементування хвостовика на підприємстві ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз»:

1. Проведення підготовчих робіт з спуску хвостовика, інструктаж членів бурової бригади які задіяні в операції цементування. Монтаж зворотного клапана на відстані 1м від башмака та перевідника з лівою різьбою над головою хвостовика.

2. Спуск хвостовика на трубах СБТ-73 та розташування його башмака на висоті 0,5м від вибою, монтаж напірних трубопроводів та їхнє опресування тиском 20 МПа.

3. Закачування в свердловину першої порції буферної рідини (морська вода).

4. Закачування в свердловину другої порції буферної рідини (буровий розчин з умовною в'язкістю 100 – 110с).

5. Закачування в свердловину порції тампонажного розчину.

6. Закачування в свердловину третьої порції буферної рідини (морська вода).

7. Закачування в свердловину рідини протискування (буровий розчин).

8. Після закачування розрахункової кількості рідини протискування виконують від'єднання бурильних труб в місці розташування перевідника з лівою різьбою.

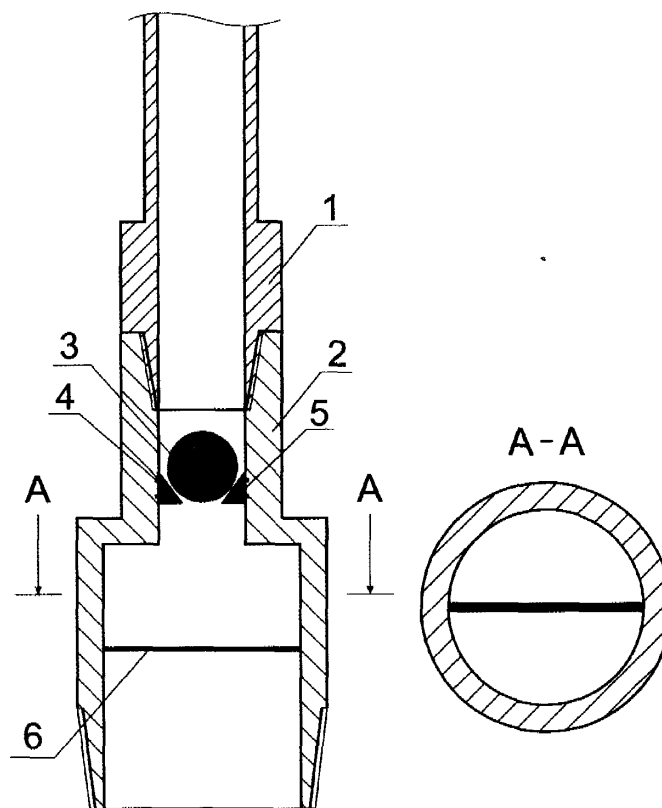
9. Підняття інструменту на 2 м та перевірка від'єднання хвостовика за вагою на гаку. Допуск інструменту до «голови» хвостовика та виконання промивання свердловини впродовж двох циклів.

10. Підняття двох свічок СБТ та виконання промивання свердловини впродовж двох циклів. Під час ОЗЦ – розходження інструменту кожних дві години.

11. Підйом бурильного інструменту та проведення термометрії після ОЗЦ.

Недоліком зазначеної технології є відсутність контролю положення тампонажного розчину в кінці процесу цементування, за яким можна оцінити заміщення бурового розчину тампонажним в заклонному просторі хвостовика.

З метою усунення цього недоліку пропонується використати «стоп» кільце в перевіднику (рис. 4.9).



1 – замок бурильної труби СБТ-73; 2 – перевідник з лівою різьбою;
3 – пластмасова куля; 4 – зрізні штифти; 5 – кільце «стоп»; 6 – стержень.

Рисунок 4.9 – Схема модернізованого перевідника з лівою різьбою.

Запропонована технологія передбачає запуск пластмасової кулі (3) діаметром 53мм після порції тампонажного розчину. Після посадки кулі в кільце «стоп» (5) відбудеться різке зростання тиску, що свідчитиме про досягнення тампонажним розчином голови хвостовика. Подальше збільшення тиску на 4 – 6 МПа призводить до зрізання фіксуючих штифтів (4) та дозволяє провести закачування протискувальної рідини в об'ємі, необхідному для заміщення бурового розчину цементним. Стопорний стержень (6), зафіксований у внутрішньому просторі перевідника (2), дозволяє утримати кулю (3) та кільце (5) в перевіднику з метою їхнього вилучення зі свердловини та подальшого використання.

Таким чином, використання модернізованого перевідника з лівою різьбою для з'єднання хвостовика з бурильними трубами дає можливість отримати сигнал про місце розташування порції тампонажного розчину. Використання кулі дозволяє якісно розмежовувати тампонажний розчин та притискувальну рідину та застосовувати дану технологію під час цементування хвостовиків, які розміщені під відомим зенітним кутом до вертикалі.

Висновки до розділу 4

Підвищення якості виконання операції цементування обсадних колон на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря досягається за допомогою наступних технологічних рішень:

1. На основі проведених досліджень запропоновано в якості буферної рідини використовувати 60%-ний розчин хлористого кальцію, який забезпечує створення електричного бар'єру навколо полімерних частинок соляно-полімерного бурового розчину, попереджуючи таким чином їхньому злипанню з дисперсною фазою цементного розчину та створення пробок в процесі протискування цементного розчину в затрубний простір. При цьому зберігається необхідна рухомість сумішей «БПР-БР» та «ТР-БР».

2. Вдосконалена схема замішування армуючої домішки під час приготування армованого тампонажного розчину, яка забезпечує гомогенне розподілення домішок в рідині затворення. Економія матеріальних та трудових ресурсів підприємства досягається шляхом відсутності потреби у використанні додаткового обладнання або залучення вузькопрофільних фахівців.

3. Вдосконалені технічні засоби для цементування обсадних колон, що забезпечує зменшення кількості елементів які підлягають розбурюванню після завершення цементувальних робіт та контроль процесу цементування хвостовика експлуатаційної колони.

Рекомендації для впровадження запропонованих технологічних рішень передані і прийняті управлінням розвідувального та експлуатаційного буріння ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз».

ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, в результаті виконання якої вирішено науково-прикладну проблему розроблення армованого тампонажного матеріалу для підвищення якості цементування свердловин на родовищах північно-західного шельфу Чорного моря із застосуванням ППФ та CaCl_2 .

На основі проведених теоретичних та експериментальних досліджень одержано наступні основні результати:

1. На основі аналізу промислових даних якості кріплення свердловин встановлено, що кількість свердловини північно-західного шельфу Чорного моря ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» в яких відмічено МКТ складає до 30% від загального фонду. Основними причинами МКТ є низькі пружньо-деформаційні властивості тампонажного каменю, його фізичне старіння у агресивному середовищі морської води, залишки невитісненого бурового розчину з заколонного простору свердловини, відсутність обґрунтованих критеріїв оцінки роботоздатності тампонажних матеріалів та, яка наслідок, шляхів підвищення герметичності заколонного простору свердловин.

2. Встановлено, що під час проведення опресування обсадної колони та розбурювання цементного стакану в обсадній колоні фактичне переміщення контактної поверхні «тампонажний камінь – обсадна колона» перевищує допустиме значення в 1,2 – 13 рази залежно від часу тверднення цементного каменю. В зв'язку з цим утворюється зазор розміром до 0,1мм на межі контакту цементного кільця з обсадною колоною та, як наслідок, втрачається герметичність заколонного простору свердловини. Показано, що одним із шляхів зменшення негативного впливу пострілу перфоратора на цілісність тампонажного каменю та герметичність його контактних поверхонь є підвищення деформаційної здатності системи «тампонажний камінь – обсадна колона».

3. Для оцінки роботоздатності тампонажного матеріалу розроблено ряд критеріїв, зокрема: критерій стійкості тампонажного розчину, який оцінено через коефіцієнт седиментаційної стійкості цементного розчину в затрубному просторі свердловини в пластових умовах; критерій деформаційної здатності системи «тампонажний камінь – обсадна колона», який оцінює наскільки цементне кільце за колонного простору дозволяє деформуватись обсадній колоні під дією внутрішнього тиску; критерій передачі енергії системи «тампонажний камінь – обсадна колона», який визначає в якій мірі ця система здатна поглинати динамічні навантаження на кріплення свердловини під час її спорудження та введення в експлуатацію; критерій резистентності поширення тріщини в тампонажному камені, який оцінює здатність каменю протистояти поширенню в ньому тріщин.

4. Розроблено склад тампонажного розчину з включенням армуючого компоненту – ППФ в кількості 0,5 – 0,6% та хлористого кальцію – 2 – 2,5% при водоцементному відношенні 0,5. Встановлено, що використання домішок ППФ та CaCl_2 під час приготування цементного розчину дозволяє зменшити модуль Юнга цементного каменю на 54 – 56%, що є основою покращення деформаційної здатності цементного каменю;

5. Встановлено, що газопроникність цементних зразків з тріщинами розкриттям до 100 мкм в цементному камені армованому домішками ППФ (0,5–0,6%) та CaCl_2 (2 – 2,5%) зменшилась на 37 – 42 % в порівнянні з газопроникністю аналогічних тріщин, сформованих в камені з ПЦТ-І-50.

6. Розроблено та впроваджено технологічну схему приготування рідини для затворення тампонажного розчину, що забезпечує однакову міцність тампонажного каменю вздовж всього за колонного простору свердловини.

7. Розроблено технічні засоби та удосконалено технологію для ступеневого цементування експлуатаційних колон на родовищах ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз», яка дозволяє зменшити кількість елементів в обсадній колоні, які необхідно розбурювати після завершення її цементування в дві ступені.

На основі результатів досліджень розроблені рекомендації з їх впровадження (додаток А), які передані в управління розвідувального та експлуатаційного буріння ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» (Додаток Б).

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аветисов А.Г. Методическое руководство по применению статистических методов при проведении лабораторных исследований с буровыми и тампонажными системами / А.Г.Аветисов, А.И. Булатов, А.Л. Каплан. – Краснодар: Спектр, 1971. – 134с.
2. Агаева С.И. Исследование устойчивости тампонажных цементов, применяемых для цементирования эксплуатационных колон в пластовых водах месторождения Узень / С.И. Агаева, Муганлинская Т.В. // Бурение глубоких скважин в осложненных условиях. – 1971. – №34 – С.224-226.
3. Андреева Е.П. Кинетика структурообразования в суспензиях трехкальциевого и β-двухкальциевого силикатов в присутствии хлорида кальция / Е.П Андреева, Е.Е. Сегалова // Коллоидный журнал – 1960. – №22. – С. 503-505.
4. Атлас родовищ нафти і газу України; [редкол.: Федішин В.О. (голова) та ін.]). – Львів: Центр Європи, 1998. – Т.6: Південний нафтогазоносний регіон. – 222 с.
5. Анализ качества крепления скважин с целью выявления причин межколонных перетоков: тез. докл. междунар. техн. конф., Томск, 24 – 25 февраля 2001г. – Томск: Томский НГУ, 2001. – 204 с.
6. Анализ причин межколонных перетоков и устьевых проявлений по Астраханскому и Карачаганакскому газоконденсатных месторождениях : материалы 2-ой всеросс. конф. ученых, специализирующихся по проблемам газовой промышленности России, 14 – 15 апреля 1997г. – Самара: СамГТУ, 1997. – 224 с.
7. Александров М.М. Силы сопротивления при движении труб в скважине / М.М. Александров. – М.: Недра, 1978. – 208 с.

8. Александров М.М. Взаимодействие колонн труб со стенками скважины / М.М. Александров. – М.: Недра, 1982. – 144с.
9. Ахметов Р.А. Исследования изменения и передачи давления в зацементированной части заколонного пространства во время ОЗЦ и проведения различных работ в скважине: дисс. на соиск. науч. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 / Ахметов Роман Андреевич; Уфимский ГТУ. – Уфа, 1975. – 210 с.
10. Бакшутов В.С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях / В.С. Бакшутов. – М.: Недра, 1986. – 272 с.
11. Баранецкий М.В. Причины нарушения целостности промежуточных коллон при креплении скважин на ПХГ Прикарпатья и меры их предупреждения / М.В. Баранецкий . – М.: И.С. ВНИИЭГ, серия НТД и ПО, 1990. – С.42-45.
12. Барановский Б.Д. Крепление и цементирование наклонных скважин / А.И. Булатов, В.И. Крылов. – М.: Недра, 1983. – 352 с.
13. Баум Ф.А. Физика взрыва / Ф.А. Баум, К.П. Станюкович, Б.И. Шехтер. – М.: Гос. издательство физико-матем. наук, 1959. – 800 с.
14. Баш С.М. Улучшение технологических свойств цементного камня путем микроармирования / С.М. Баш // Цемент . – 1986. – №1. – С. 18-19.
15. Беляев К.В. Методы повышения трещиностойкости облегченных тампонажных материалов / К.В. Беляев, Д.В. Орешкин, В.Ю. Близнюков // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 6. – С. 42-45.
16. Бетоны. Методы определения характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении : ГОСТ 29167-91. – М.: Изд-во стандартов, 1992. – 18 с.
17. Бутько А. В. Разработка и исследование технологи и технических средств для повышения качества разобшения продуктивных горизонтов снижением количества свободной воды затворения на ранних стадиях твердения

- тампонажных растворов: дисс. на соиск. науч. степени канд. техн. наук: спец. 25.00.15 / Будько Андрей Васильевич; ТюмНГУ. – Тюмень, 2004 . – 190 с.
18. Булатов А.И. Принципы расчета прочности цементного кольца скважины / А.И. Булатов, В.В. Дейкин // Нефтяное хоз-во. – 1988. – №5. – С. 25-26.
19. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1990. — 409 с.
20. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин: учеб. для техникумов / А.И. Булатов. – М.: Недра, 1991 . – 336 с.
21. Булатов А.И. К вопросу о седиментационной устойчивости тампонажных растворов / А.И. Булатов: Сб. тр. конференции ВНИИнефть «Крепление скважин», Краснодар: 1970, вып. 23. – С. 32-35.
22. Булатов А.И. Возникновение каналов в затрубном пространстве скважин после цементирования // А.И.Булатов, А.К. Куксов, О.Н. Обозин // Газовая промышленность. . – 1970. – №2. – С.3-5.
23. Булатов А.И. Методы повышения и оценка качества тампонажных материалов и цементирование скважин: Справочное руководство / А.И. Булатов, Д.М. Чудновский. – Краснодар: ООО «Просвещение-Юг», 2004. – 350с.
24. Булатов А.И. О необходимости учета седиментационной устойчивости тампонажных цементов / А.И.Булатов, А.К. Куксов, Д.Ф.Новохатский // НТС.– 1971. – №2. – С.19-22. – Сер. Бурение.
25. Быков И.Ю. К вопросу о фазовых переходах глинистых породах / И.Ю. Быков // Проблемы освоения Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции. – 1977. – вып. 5. – С.53-58.
26. Быков И.Ю. Причины осложнений при бурении и эксплуатации скважин в криолитозонах / И.Ю. Быков // Проблемы освоения Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции . – 1978. – вып.6. – С.53-58.
27. Васильев В.В. Разработка известково-кремнеземистых тампонажных композиций для крепления глубоких скважин: автореф. дисс. на соиск. учен. степ. К.Т.Н. / В.В. Васильев; УНИ. – Уфа, 1988. – 24 с.

28. Видовский А.Л. Напряжения в цементном кольце глубоких скважин / А.Л. Видовский, А.И. Булатов . – Ухта: УГТУ, 2005. – 136 с.
29. Волженский А.В. Минеральные вяжущие вещества / А.В. Волженский. – М.: Стройиздат, 1986. – 464 с.
30. Вредные химические вещества. Неорганические соединения элементов I-IV групп: Справ. изд. / [Бандман А.Л., Гудзовский Г.А., Дубейковская Л.С.]. – Л.: Химия, 1988. – 366 с.
31. Гайворонский А.А. Расчет и технология крепления нефтяных и газовых скважин / А.А. Гайворонский . – М.: Недра, 1969. – 367 с.
32. Геранин М.П. Влияние температуры на интенсивность снижения порового давления в цементном растворе в покое / М.П. Геранин, Е.М. Соловев // Изв. Вузов “Нефть и газ”. – 1971. – №2. – С.21-24.
33. Гнездов В.П. Разработка седиментационно-устойчивого безусадочного тампонажного раствора на основе портландцемента и технологии его применения при креплении наклонных скважин с аномально-высокими пластовыми давлениями: автореф. дисс. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук / В.П. Гнездов; СхалинНИПИнефтегаз. – Оха, 1984. – 29 с.
34. Гожик П.Ф. Нафтогазоносні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у Північно-Західному шельфі Чорного моря : монографія / П.Ф. Гожик, І.І. Чебаненко, М.І. Євдошук [та ін.] ; за заг. ред. М.І. Євдошука. – К.: ЕКМО, 2007. – 232 с.
35. Гриманюк В.І. Підбір рецептури седиментаційно-стійких тампонажних розчинів / В.І. Гриманюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2011. – № 4(41) . – С. 63-66.
36. Гриманюк В.І. Дослідження тріщиностійкості армованого тампонажного каменю для кріплення нафтових і газових свердловин / В.І. Гриманюк // Науковий вісник НГУ. – 2014. – №1(139) . – С.5-10.
37. Гриманюк В.І. Дослідження механічних властивостей дисперсноармованого тампонажного каменю під час статичних та динамічних

- навантажень / В.І. Гриманюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 2(43). – С. 91-98
38. Гринько Ю.В. Разработка комплексных реагентов-компаундов для цементирования продуктивных пластов : автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук : спец: 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / Ю.В. Гринько; ОАО НПО «Бурение». – Краснодар, 2004. – 20 с.
39. Данюшевский В.С. Проектирование оптимальных составов тампонажных цементов / В.С. Данюшевский. – М.: Недра, 1978. – 293 с.
40. Детляф Б.И. Справочник по физике / Б.И. Детляф, Б.Я. Яворский. – М.: Наука, 1980. – 234 с.
41. Джабаров К.А. Напряжения и деформация в цементном камне в скважине с учетом его ползучести / К.А. Джабаров // Труды МИНХ и ГП. – 1980. – Вып. 162. – С.93-96.
42. Дисперсноупрочненные волокнистые и слоистые неорганические композиционные материалы : учебное пособие; под ред. академика РАН А.А. Ильина . – М.: МГИУ, 2010. – 230с.
43. Замахаев В.С. Взрывные работы в скважинах: учебник для вузов / В.С. Замахаев, В.Г. Мартынов. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2010. – 247с.
44. Ильницкая Е.И. Свойства горных пород и методы их определения / Е.И. Ильницкая, Р.И. Тедер, Е.С. Ватолин. – М: Недра, 1969. – 392 с.
45. Кадурін С. В. Деякі особливості розподілу сучасних морських відкладень на північно-західному шельфі Чорного моря / [Кадурін С. В., Тюленева Н. В., Чепіжко О. В.] // Вісник ОНУ ім. І.І. Мечникова. – 2004. – Т. 9. – Вип. 4. – С. 152–160.
46. Кадыров Ю.Т. Зависимость качества цементирования газоносных скважин от разности плотности тампонажного и промывочного растворов / Ю.Т. Кадыров, Ш.М. Рахимбаев, Т. Н. Колдасов // Экспресс-информация. Газовая промышленность. – 1979. – Вып.1. – С. 9-11. – Серия «Геология, бурения и разработка газовых месторождений».

47. Калинин А.Г. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые / [Калинин А.Г. Левицкий А.З, Мессер А.Г.]. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2001. – 450 с.
48. Каримов Н.Х. Условия повышения контактных напряжений в заколонном пространстве скважин / Н.Х. Каримов, Н.К. Бакиров // Межвуз. сб. трудов УНИ – Уфа: №21. – 1990. – 258 с. – Серия «Бурение нефтяных и газовых скважин».
49. Квалиметрия тампонажных растворов / Н.М. Круглицкий, Б.И. Навроцкий : Материалы III республиканской конференции по проблемам промысловых жидкостей и тампонажных растворов. – К.: Наукова думка, 1976. – С. 116-118.
50. Ключов А.А. Влияние температурных условий на формирование цементного кольца в многолетнемерзлых породах / [Ключов А.А., Шаляпин М.М., Давлетбаева Г.С.] // Нефтяное хоз-во. – 1988. – №2. – С. 20-22.
51. Клюксов И.А. Повышение трещиностойкости цементного камня при строительстве эксплуатационных скважин / И.А. Клюксов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2000. – №6. – С.41-43.
52. Кобышев Н.П. Исследование и разработка технологии строительства скважин в условиях агрессии кислых газов: автореф. дис. на соиск. науч. степени канд. тех. наук : спец: 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин / Н.П. Кобышев; ТНИ. – Тюмень, 2004. – 24 с.
53. Колесник В.И. Совершенствование методов повышения герметичности заколонного пространства скважин подземных хранилищ : автореф. дис. на соиск. науч. степени канд. тех. наук : спец: 05.15.10 / В.И. Колесник; ИФТУНГ. – Ивано-Франковськ, 1990. – 18 с.
54. Комлева С.Ф. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей : автореф. дис. на соиск. науч. степени канд. тех. наук : спец: 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / С. Ф. Комлева; Уфимский ГНТУ. – Уфа, 2007. – 20 с.
55. Комохов П.Г. Диссипативные свойства цементной матрицы повышенной прочности и долговечности / П.Г. Комохов : Тезисы международной научно-технической конференции «Современные проблемы строительного

материаловедения», 6-е академические чтения, Иваново, 14-18 октября. – ИГАСА, 2000. – С.240-243.

56. Комплексная интерпретация материалов региональных сейсморазведочных работ МОВ ОГТ северо-западного шельфа Черного моря : отчет по объекту 2/96/ [Коморный А.Ф. и др.]. – Одесса, 2001. – 78 с.

57. Коцкулич Я.С. Вибір складу армованих тампонажних розчинів, / Я.С. Коцкулич, В.І. Гриманюк // ДонНТУ. Серія «Гірничо-геологічна». – 2011. – 14(181). – с.122-126..

58. Коцкулич Я.С. До питання вибору критерію оцінювання деформаційної здатності тампонажного каменю / Я.С. Коцкулич, І.В. Рибіцький, В.І. Гриманюк, О.І. Бунікевич // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сборник научных трудов. – 2012. – Выпуск 12. – С.192-199.

59. Коцкулич Я.С. Дослідження усадки тампонажного каменю в газових свердловинах на північно-західному шельфі Чорного моря / Я.С.Коцкулич, Колісник В.І., Гриманюк В.І., Гриманюк М.В. // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сборник научных трудов. – К.:ИСМ им. В.Н. Бакуля. – 2014. – №17. – С.58 – 63.

60. Коцкулич Я.С. Оцінка тріщиностійкості фільтраційної кірки бурового розчину та методи її підвищення / Я.С.Коцкулич, В.І. Колісник, В.І. Гриманюк // Українська нафтогазова академія, 9-та міжнародна науково-практична конференція «Нафта і газ України – 2013», 04-06 вересня. – Яремча, 2013. – С.60 – 61.

61. Коцкулич Я.С. Розроблення методики вибору рецептури обробки цементного розчину / Я.С. Коцкулич, В.І. Гриманюк // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2009. – №3(21). – С.68-72.

62. Коцкулич Я.С. Стан і шляхи підвищення якості розмежування пластів у свердловинах підземних сховищ газу / Я.С. Коцкулич, В.І. Колісник, В.І. Гриманюк // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2010. – №4(26). – С. 27-32.

63. Крук Р. Подбор композиции облегченного цементного раствора применительно к условиям в скважине и планам ее эксплуатации / Р. Крук, Дж. Гриффит // Нефтегазовые технологии. – 2004. – №3. – С.24-28.
64. Крылов Д.А. Влияние различных нагрузок в колонне на ее контакт с цементным кольцом / Д.А. Крылов, Г.Н. Волошко // Нефтяное хозяйство. – 1991. – №12. – С.8-11.
65. Крылов Д.А. Некоторые причины неплотного контакта цементного камня с обсадными трубами / Д.А. Крылов // Нефтяная и газ. промышленность. – 1993. – №5. – С.10-12. – Сер. Строительство скважин на суше и на море.
66. Крылов Д.А. Измерение контакта цементного камня с металлом обсадных труб при различных механических воздействиях / Д.А. Крылов, Н.А. Марабаев, Е.Н. Таламанов // Бурение нефтяных и газовых скважин. – 1981. – №7. – С.50-53.
67. Куксов А.К. Заколонные проявления при строительстве скважин / А.К. Куксов, А.В. Черненко. – Обз. инф. сер. “Техника и технология бурения скважин”. – М.: ВНИИОЭНГ, 1988. – вып.9. – 66 с.
68. Куксов А.К. О давлении в затрубном пространстве скважин после цементирования / А.К. Куксов, А.И. Булатов, М.Ф. Ситников // Нефтяное хозяйство. – 1973. – №10. – С.26-31.
69. Кунцяк Я.В. Цементування свердловин: довідник / Я.В.Кунцяк. – Львів: Світ, 2002. – 88с.
70. Купчинський О.А. Оперативне прогнозування основних експлуатаційних параметрів сховища газу. Питання розвитку газової промисловості України. Збірник наукових праць / О.А. Купчинський. – Х.: УкрНДГаз. – 2008. – Вип. 36. – 234 с.
71. Лейвон Д.К. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой скважины / Д.К. Лейвон, Э.У. Томас, Х.П. Безнер, Д.К. Толпе // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1980. – №10. – С.5–9.

72. Лужаниця О.В. Технологія цементування свердловин з потенційною міграцією пластових флюїдів // О.В. Лужаниця, Я.С. Коцкулич, О.Г. Лазаренко, С.Г. Михайленко // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №5. – С. 38–40.
73. Майгуров И.В. Долгосрочное исследование коррозионной стойкости цементного камня в условиях сероводородной среды / И.В. Майгуров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – №10. – С.50-54.
74. Мамедов А.А. Предотвращение нарушений обсадных колонн / А.А. Мамедов. – М.: Недра, 1990. – 240 с.
75. Мельников Ю.В. Нарушение контактов цементного кольца с обсадной колонной и стенками скважины при проведении технологических операций в этой колонне / Ю.В. Мельников, А.А. Утробин, В.Г. Смоляников // Бурение. – 1997. – №4. – С.177-183.
76. Миркин Л.И. Справочник по рентгеноструктурному анализу поликристаллов / Л.И. Миркин. – М.: Физматгиз, 1961. – 863 с.
77. Мовсумов А.А. Изменение режима перфорации при заканчивании скважин для предотвращения водо- и пескопроявлений / А.А. Мовсумов, Э.А. Кязимов, Ф.А. Шейхи // Строительство нефтяных скважин на суше и на море. – 1999. – №7. – С.41-43.
78. Москвин В.М. Коррозия бетона и железобетона, методы их защиты / В.М. Москвин, Ф.М. Иванов. – М.: Стройиздат, 1980. – 536 с.
79. Назаров С.Н. Природа затрубных газопроявлений и вопросы цементирования низкотемпературных газовых скважин / С.Н. Назаров, Д. Кучкаров, А. Норматов // Тр. Ташкент. политехн. ин-та. – 1964. – Вып.28. – С.212-227.
80. Некрасов В.В. Изменение объема системы при твердении гидравлических вяжущих // В.В. Некрасов. – Изв. АН СССР. – ОТН. – 1945. – 139с.
81. Никитин Б.А. Вопросы управления формированием и работой зацементированного заколонного пространства скважин / Б.А. Никитин, А.Н. Гноевых, П.П. Макаренко [и др.]. – М.: ИРЦ Газпром, 1999. – 43 с.

82. Овчинников П.В. Теория и практика вскрытия и разобращения продуктивных пластов со сложными термобарическими условиями: автореф. дис. на соиск. уч. степ. Д.Т.Н : спец: 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / П.В. Овчинников; ТюмНГУ. – Тюмень, 2007. – 24 с.
83. Панасюк В.В. Механіка квазікрихкого руйнування матеріалів / В.В. Панасюк. – К.: Наукова думка, 1991. – 416 с.
84. Пат. 2235857 Российская Федерация, МПК С1 Е 21 В 33/138 Тампонажный материал / Вяхирев В.И., Уросов С.А., Фролов А.А. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «Буровая компания ОАО «Газпром». – № 2003102998/03; заявл. 04.02.2003; опубл. 10.09.2004, Бюл. № 25. – 5 с. : ил.
85. Пат. 2458962 Российская Федерация, МПК С 09 К 8/467 Фиброармированный материал для цементирования продуктивных интервалов, подверженных перфорации в процессе освоения скважин / Воеводкин В.Л., Кузнецова О.Г., Кохан К.В. [и др.]; заявитель и патентообладатель ООО «Лукойл-Пермь». – №2011110398/03; заявлено 18.03.2011; опубл. 20.08.2012, Бюл. №10. – 4 с. : ил.
86. Пат. 69769 Україна, МПК С09К 8/42 Армований тампонажний розчин для цементування низькотемпературних нафтових і газових свердловин /В.І. Гриманюк, Я.С. Коцкулич, В.І. Колісник; заявник і патентовласник В.І. Гриманюк, Я.С. Коцкулич, В.І. Колісник. – заявл. 07.11.2011; опубл. 10.05.12, Бюл. №9. – 5 с.
87. Пат.79240 Україна, МПК С09К 8/42 Тампонажний розчин для формування тріщиностійкого каменю в процесі цементування нафтових і газових свердловин /В.І. Гриманюк, Я.С. Коцкулич, В.І. Колісник; заявник і патентовласник В.І. Гриманюк, Я.С. Коцкулич, В.І. Колісник. – заявл. 03.12.12; опубл. 10.04.2013, Бюл. №7. – 4 с.
88. Полак А.Ф. Физико-химические основы коррозии железобетона / А.Ф. Полак. – Уфа: Просвещение-Юг, 1982. – 74 с.

89. Поляков В.Н. Требования, предъявляемые к герметичности и прочности ствола при заканчивании скважин месторождений Башкирии / В.Н. Поляков // Нефтяное хозяйство. – 1983. – №5. – С.27-28.
90. Попов В.П. Использование поверхностной энергии бетонов для оценки трещиностойкости // В.П. Попов, С.Н. Антипов. – Новое в инвестиционных процессах и технологиях строительного производства: Труды секции «Строительство» Российской инженерной академии, часть 1. – М.: «Строительство» РИА, 2001. – Вып. 2. – С.108-112.
91. Прогноз поисков нефти и газа на юге УССР и на прилегающих акваториях / Богаец А.Т., Дейнега Б.И., Каменецкий А.Е. [и др.]. – М.: Недра, 1981. – 237 с.
92. Проселков Ю.М. Критерий оценки пригодности тампонажных материалов, используемых при креплении нефтяных и газовых скважин / Ю.М. Проселков // Тр. СевКавНИИ природных газов. – 1971. – вып. 3. – С.189-193.
93. Рамачандран В.С. Добавки в бетон / В.С. Рамачандран, Р.Ф. Фельдман, М. Коллепарди [и др.]. – М.: Стройиздат, 1988. – 575 с.
94. Руцкий А.М. Отношение пределов прочности при сжатии и изгибе – важный показатель свойств тампонажного камня. Техника и технология промывки и крепления скважин / А.М. Руцкий. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1976. – вып.11. – С.110-117.
95. Руцкий А.М. Нарушение цементного кольца при опрессовке обсадных колонн / А.М. Руцкий, М.О. Ашрафян // Нефтяное хозяйство. – 1979. – №11. – С.17-20.
96. Рябокoнь С.А. Влияние опрессовки обсадных труб на качество крепления скважин / С.А. Рябокoнь, Д.Ф. Новохатский // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №9. – С.41-43.
97. Самсыкин А.В. Разработка композиционных тампонажных составов повышенной сопротивляемости динамическим воздействиям для сохранения герметичности крепи скважин : автореф. дисс. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук : спец: 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / Самсыкин А.В.; Уфимский ГНТУ. – Уфа, 2010. – 21 с.

98. Санников Р.Х. Нахождение длинны стесненной полуволны вращающейся колоны в наклонной скважине / Р.Х. Санников // Изв. Вузов. – №43. – Уфа, 1989. – 6 С. Серия «Нефть и газ».
99. Сароян А.Е. Теория и практика работы бурильной колоны / А.Е. Сароян. – М.: Недра, 1990. – 263 с.
100. Свойства горных пород и методы их определения ; под ред. М.М. Протодьяконова. – М.: Недра, 1969. – 392 с.
101. Семеняк М.В. Ряд аварийных ситуаций после цементирования скважин Астраханского ГКМ / М.В. Семеняк, В.Г. Тихонов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. – 1999. – №3. – С.70-72.
102. Сенюшкович М.В. Тампонажні розчини спеціального призначення : Практикум / М.В. Сенюшкович, Я.С. Білецький, І.І. Витвицький. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2010. – 149 с.
103. Солодкий С.Й. Тріщиностійкість бетонів на модифікованих цементах / С.Й. Солодкий. – Л.: Львівська політехніка, 2008. – 144 с.
104. Сухін Є.І. Елементи створення, формування та експлуатації підземних сховищ газу / Є.І. Сухін, Б.І. Навроцький. – К.: ППНВ, 2004. – 528 с.
105. Тейлор Х. Химия цемента / Х. Тейлор. – М.: Мир, 1996. – 560с.
106. Терлига В.С. Полегшені сухі суміші з добавками-модифікаторами для цементування свердловин: автореф. дис. на здобув. наук. ступ. канд. техн. наук: спец. 05.23.05 «Будывельны матерыялы та выроби» / В.С. Терлига; Львівська політехніка. – Львів, 2013. – 21 с.
107. Титков Н.И. Повышение эффективности исследования тампонажных смесей / Н.И. Титков, Ю.З.Цирин. – М.: Недра, 1968. – 135 с.
108. Турусов С.Б. Дисперсноармированные тампонажные материалы / С.Б. Турусов // Нефтяное хозяйство. – 1982. – №3. – С.25-27.
109. Фефелов Ю.В. Фиброармирование тампонажного камня с целью повышения его стойкости к нагрузкам, возникающим в период освоения скважин / Ю.В. Фефелов, О.Г. Кузнецова, О.А. Чугаева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – №9. – С. 52-54.

110. Филлипов В.Т. Методика исследования коррозионной стойкости тампонажного камня / В.Т. Филлипов, Д.Ф. Новохатский, Р.И. Федосов // Нефтяное хозяйство. – 1984. – №11. – С.23-25.
111. Франк-Каменецкий В.А. Руководство по рентгеновскому исследованию минералов / В.А. Франк-Каменецкий. – Л.: Недра, 1975. – 399 с.
112. Чередниченко В.Г. О деформациях и напряжениях, возникающих в цементном кольце / В.Г. Чередниченко, П.Ф. Паринов, С.А. Абрамов // Техника и технология промывки и крепления скважин. – Краснодар: ВНИИКрнефть, 1982. – С.143-151.
113. Шарафутдинов З.З. Управление технологическими параметрами буровых и тампонажных растворов изменением структурного состояния дисперсной среды : автореф. дисс. на соиск. учен. степ. докт. техн. наук: спец: 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / З.З. Шарафутдинов; Уфимский ГНГУ. – Уфа, 2006. – 20 с.
114. Шевченко В.И. Применение методов механики разрушения для оценки трещиностойкости и долговечности бетона: учеб. пособие / В.И. Шевченко. – Волгоград: ВолгПИ, 1988. – 110 с.
115. Шидловский А.А. Основы пиротехники, издание 4-е, перераб. и доп. / А.А. Шидловский. – М.: Машиностроение, 1973. – 309 с.
116. Шишкин К.А. Влияние опрессовки и перфорации скважин на качество разобщения пластов / К.А. Шишкин, Т.Ф. Рустамбеков, Д.А. Крылов // Бурение. – 1977. – Вып.4. – С. 44-47.
117. Шуть К.Ф. Технические условия и методы испытания тампонажных цементов / К.Ф. Шуть. – М.: РГУНиГ им. Губкина, 2005. – 152 с.
118. Яхшибеков Ф.Р. Исследование и совершенствование технологий строительства скважин для условий устойчивых глинистых отложений и низкопроницаемых коллекторов : автореф. дисс. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. : спец. 25.00.15 «Технология бурения и освоения скважин» / Ф.Р. Яхшибеков; СугутНИПИнефть. – Москва, 2010. – 22 с.

119. Bezerra E.M. Some properties of fiber-cement composites with selected fibres / E.M. Bezerra, Joaquim A.P., H.J. Svastano // Conference of Materials and Technologies. – Brasil. – November 2004. – P. 33 - 43
120. Fleckenstein W.W. Durstinduced stress in cement wellbores / W.W. Fleckenstein, M.G. Miller // Drilling and Completion. – June, 2001 . – №4. – P.15-19
121. Goodwin K.I. Cement sheath stress failure/ K.I. Goodwin, R.I. Crook // Technical Conference and Exhibition. – New Orlean: September, 1990. – 145 p.
122. Ravi K.M. Improve the economics of oil and gas wells by reducing the risk of cement failure / K.M. Ravi . – Drilling Conference, Texas: February, 2002. – 77p.
123. Soltanian H. A new cement additive to improve the physical properties of oil well cement and to enhance zonal isolation / H. Soltanian, A. Khojastefar, A. Ghorban . – Journal of Petroleum Science and Technology, Tehran, Iran: April. – № 3(1). – 2013. – P. 31 – 38.

ДОДАТКИ

Додаток А

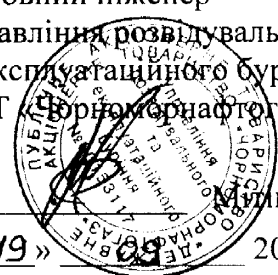
*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
(ІФНТУНГ)*

*Публічне акціонерне товариство ДАТ «Чорноморнафтогаз»
(ПАТ ДАТ «Чорноморнафтогаз»)*

ДОПОДЖЕНО
Проблематор з наукової роботи
ІФНТУНГ
Карпаш О.М.
« 09 » 2013 р.



ЗАТВЕРДЖЕНО
Головний інженер
управління розвідувального
та експлуатаційного буріння
ДАТ «Чорноморнафтогаз»
Мілін Р.М.
« 19 » 2013 р.




РЕКОМЕНДАЦІЇ
на цементування свердловин
з використанням армуючих домішок до тампонажного розчину
на площах ДАТ «Чорноморнафтогаз»

РОЗРОБЛЕНО: *Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу.*

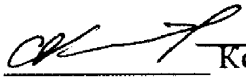
РОЗРОБНИК: *аспірант кафедри буріння нафтових і газових свердловин,
Гриманюк В.І.*

ПОГОДЖЕНО:


Завідувач кафедри буріння
нафтових та газових свердловин,
д.т.н., професор


Чудик І.І.
«05» 09 2013р.

Науковий керівник дисертаційної роботи,
д.т.н., професор кафедри буріння
нафтових та газових свердловин


Коцкулич Я.С.
«05» 09 2013р.

Інженер з цементування свердловин


Коваленко В.В.
«19» 09 2013р.

ЗМІСТ

1. Загальні положення.....	4
2. Підбір складу армованого тампонажного розчину	4
3. Підготовка свердловини до цементування	
3.1 Підготовка ствола свердловини до спуску обсадних колон.....	5
3.2 Спуск обсадних колон.....	6
3.3 Проведення підготовчих робіт перед цементуванням колони.....	6
4. Вибір буферних рідин	8
5. Технологія цементування свердловин	9
6. Контроль якості цементування свердловин.....	8
7. Охорона надр та техніка безпеки.....	11
8. Список літературних джерел.....	13

1. ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

Дані «Рекомендації...» розповсюджуються на технологію цементування свердловин з використанням армованих тампонажних цементів.

В «Рекомендаціях...» розглядаються питання розроблених складів армованих тампонажних цементів в інтервалах буріння з температурним режимом до 50 °С для покращення якості цементування та збільшення терміну експлуатації кріплення свердловини. В якості армуючої домішки використано поліпропіленову фібру. Для покращення якості цементування в цементний розчин додатково вводили хлорид кальцію (CaCl₂).

«Рекомендації...» використовують при розробці плану на проведення робіт з кріплення свердловини.

Дані «Рекомендації...» призначені для бурового підприємства ПАТ ДАТ «Чорноморнафтогаз»

1.1 Запропоновані рекомендації встановлюють загальні правила цементування обсадних колон на площах ДАТ «Чорноморнафтогаз» і підготовлені у відповідності з галузевим стандартом України «Правила розробки родовищ нафти і газу» та нормативними документами [1,9]

1.2 Рекомендаціями передбачено роботи з цементування обсадних колон, які складаються з вибору складу тампонажних матеріалів та їх кількості, вибору буферних рідин, способу приготування армованого цементного розчину підготовки свердловини до цементування тампонажними матеріалами, транспортування в міжколонний простір тампонажного розчину, що в результаті дозволить створити герметичну оболонку непроникну для газу та стійку до зовнішніх навантажень протягом всього періоду експлуатації свердловин(и).

1.3 План-робіт на кріплення свердловин виробничо-технологічними службами ДАТ «Чорноморнафтогаз» у відповідності з технічним проектом на спорудження свердловин і геолого-технічними умовами, погоджується з головними спеціалістами і затверджується головним інженером.

1.4 Загальне керівництво та відповідальність за правильність комплексу робіт з кріплення свердловин покладається на головного інженера управління розвідувального та експлуатаційного буріння ДАТ «Чорноморнафтогаз», а також на начальників технологічної та виробничої служби УРБ.

1.5 Контроль якості цементування обсадних колон і об'єктивна оцінка його здійснюється геофізичними організаціями при безпосередній участі інженерно-технологічних служб УРБ.

2. ПІДБІР СКЛАДУ АРМОВАНОГО ТАМПОНАЖНОГО РОЗЧИНУ

2.1 В'язучий матеріал — портландцементи тампонажні згідно ДСТУ БВ.2.7.-86-99 (ГОСТ 26789.Г-96). При температурах 15 – 50 °С рекомендується застосовувати портландцемент тампонажний ПЦТ-І-50. Ці цементи представляють собою порошок від світлого до темно-сірого кольору густиною 3,05 – 3,15 г/см³, володіють високою хімічною активністю, при взаємодії з водою загущуються, твердіють та набирають міцності у часі.

2.2 Хімічний реагент — CaCl₂. Прискорює терміни твердіння цементного розчину, збільшує корозійну стійкість цементного каменю, випускається згідно ГОСТ 450-94, застосовується при температурах до 100 °С. Виробляється у вигляді безводного порошкоподібного, плавленого або лускоподібного продукту.

2.3 Поліпропіленова фібра (ППФ) — це волокно вітчизняного виробництва, яке виготовляється з поліпропілену методом екструзії. Довжина волокна складає від 4 мм, діаметр — 18 мкм. Поліпропілен — це синтетичний матеріал густиною 910 кг/м³ і температурою плавлення 160 °С; характеризується високою ударною міцністю, стійкістю до багаторазових згинань, зносостійкістю, низькою паро- й газопроникністю, високими

діелектричними показниками. Поліпропілен не розчиняється в органічних розчинниках, стійкий до дії лугів, водостійкий (водопоглинання складає менше 0,5% після 6 місяців у воді за кімнатних умов).

2.4 Вода затворення — прісна, технічна. При підборі складу тампонажного розчину в лабораторії склад води повинен відповідати тому, який буде використовуватись під час цементування.

2.5 До складу армованої тампонажної суміші для цементування свердловин входять:

- цемент тампонажний – 96,9 – 97,5 % ;
- поліпропіленова фібра ППФ – 0,5 – 0,6% ;
- реагент CaCl_2 – 2 – 2,5 % ;
- співвідношення вода/суміш – 0.5.

2.6 Із середньої проби відібраного на буровій цементного порошку і приготовленої води затворення в лабораторії визначають густину армованого тампонажного розчину $\rho_{ц.р.}$ затвореного за компонентним складом згідно п. 2.5.

2.7 Об'єм армованої тампонажної суміші V_C рівний сумі об'ємів цементного стакана в колоні $V_{ц.с.}$ та об'єму за колонного простору $V_{з.п.}$ від башмака до устя свердловини:

$$V_C = V_{ц.с.} + V_{з.п.}, \text{ м}^3$$

2.8 Об'єм тампонажного розчину з однієї тони сухого цементу $V_{с.ц.}$ визначають за формулою:

$$v_{с.ц.} = \frac{B+1}{\rho_{ц.р.}}, \text{ м}^3/\text{т}$$

де B — водосумішеве відношення; $\rho_{ц.р.}$ — густина цементного розчину, $\text{кг}/\text{м}^3$.

2.9 Маса сухої армованої тампонажної суміші:

$$M_{ц.с.} = \frac{V_C}{v_{с.ц.}}, \text{ т}$$

2.10 Маса реагента CaCl_2 :

$$M_{\text{CaCl}_2} = \frac{q_{\text{CaCl}_2} \cdot M_{ц.с.}}{100}, \text{ т}$$

де q_{CaCl_2} — відсотковий вміст реагента CaCl_2 , $q_{\text{CaCl}_2} = 2\%$

2.11 Маса добавки ППФ :

$$M_{\text{ППФ}} = \frac{q_{\text{ППФ}} \cdot M_{ц.с.}}{100}, \text{ т}$$

де $q_{\text{ППФ}}$ — відсотковий вміст ППФ-5, $q_{\text{ППФ}} = 0.25\%$

2.121 Маса сухого цементу ПЦТ-І-50

$$M_{ц} = M_{ц.с.} - M_{\text{CaCl}_2} - M_{\text{ППФ}}, \text{ т}$$

2.13 Витрата води затворення

$$V_B = B \cdot M_{ц.с.}, \text{ т}$$

3. ПІДГОТОВКА СВЕРДЛОВИНИ ДО ЦЕМЕНТУВАННЯ

3.1 ПІДГОТОВКА СТВОЛА СВЕРДЛОВИНИ ДО СПУСКУ ОБСАДНОЇ КОЛОНИ

3.1.1 Перед початком підготовки ствола свердловини до спуску обсадної колони необхідно провести контрольний вимір довжини бурильних труб та комплекс заключних геофізичних досліджень. Згідно отриманих результатів визначають інтервали проробок, глибину встановлення елементів технологічної оснастки, об'єм ствола свердловини.

3.1.2 Після закінчення буріння інтервалу під наступну обсадну колону свердловину потрібно промити до повного вирівнювання параметрів промивальної рідини.

3.1.3 В процесі промивання свердловини необхідно розходжувати бурильну колону в межах довжини ведучої труби з одночасним її обертанням.

3.1.4 У випадку якщо тривалість геофізичних досліджень становитиме більше 36 годин, необхідно спустити бурильний інструмент на вибій і промити свердловину впродовж двох циклів з метою вирівнювання параметрів бурового розчину.

3.1.5 Перед спуском колони ствол свердловини шаблонується КНБК якою проводилось буріння, а в місцях звуження, посадок або затяжок – ведеться проробка КНБК з повно розмірним долотом.

3.1.6 Швидкість спуску інструменту повинна бути вибрана у відповідності з величиною тиску гідророзриву порід.

3.1.7 Після завершення проробки свердловини необхідно провести 1 – 2 цикли промивання свердловини з такою ж продуктивністю яка була при бурінні.

3.1.8 При підйомі бурильного інструменту необхідно постійно заповнювати свердловину промивальною рідиною.

3.2 СПУСК ОБСАДНИХ КОЛОН

3.2.1 Спуск обсадних колон необхідно розпочинати після проведення комплексу геофізичних досліджень і підготовчих операцій при наявності затвердженого плану робіт на кріплення свердловини, відкорегованого з врахуванням результатів геофізичних досліджень.

3.2.2 Згвинчування різьбових з'єднань необхідно проводити гідравлічним ключем з контролем величини крутного моменту.

3.2.3 Відновлення циркуляції проводиться при заповненій промивальною рідиною колоні.

3.2.4 У випадку виникнення посадок при спуску чергової труби свердловина повинна бути промита впродовж 1 – 1,5 циклів.

3.2.5 При спуску обсадної колони проміжна промивка повинна здійснюватись у башмаку попередньої колони при досягненні проектної глибини, а також у випадку виникнення ускладнень (затяжок, посадок і т.д.).

3.2.6 Для запобігання прихопленою при заповненні і промивках колону необхідно тримати в підвішеному стані і періодично розходжувати.

3.2.7 При виявленні поглинань бурового розчину необхідно виконувати промивку одним насосом впродовж одного циклу з постійним зниженням його продуктивності. При втраті циркуляції її відновлення необхідно проводити при мінімально можливих ходах подачі бурового насоса.

3.3 ПРОВЕДЕННЯ ПІДГОТОВЧИХ РОБІТ ПЕРЕД ЦЕМЕНТУВАННЯМ КОЛОНИ

3.3.1 Перед цементуванням колони необхідно скласти план робіт з врахуванням особливостей застосування армованого тампонажного розчину, який буде використовуватись при цементуванні, геолого-технічних даних по свердловині, кількістю необхідних матеріалів та технічних засобів, технології проведення робіт, заходів з охорони надр, техніки безпеки і осіб відповідальних за проведення цих робіт.

План затверджується головним інженером бурового підприємства.

3.3.2 Для контрольної перевірки рецептур тампонажних розчинів відбираються середні проби матеріалів, які знаходяться на буровій.

3.3.2.1 Цемент відбирають з цементозберігальних бункерів.

3.3.2.2 Рідину затворення відбирають з ємності з рідиною затворення, яка знаходиться в одній з приймальних ємностей для бурового розчину.

3.3.3 Час загущення тампонажного розчину визначається при максимальній динамічній температурі і гідродинамічному тиску.

Час загуснення повинен відповідати розрахунковому значенню з запасом в межах 25 – 30% понад розрахунковий.

3.3.4 Об'єм тампонажного розчину для цементування обсадної колони розраховується в кожному конкретному випадку з врахуванням даних каверно- та профілеметрії.

3.3.5 Перед проведенням операції по цементуванню свердловини перевіряють справність манометрів високого та низького тиску на лінії цементування, запобіжних клапанів та запірних пристроїв.

3.3.6 Перед доставкою на бурову, цементувальні головки, обладнані кранами високого тиску, опресовують на півторакратний максимальний робочий тиск, який очікується при цементуванні.

3.3.7 Перед цементуванням напірні трубопроводи опресовують на півторакратний тиск, що очікується при цементуванні.

3.3.8 До початку цементування на буровій повинен бути створений запас технічної води в об'ємі, необхідному для проведення робіт.

4. ВИБІР БУФЕРНИХ РІДИН

4.1 Основним критерієм при виборі буферної рідини має бути її сумісність з буровим і тампонажним розчинами. В умовах застосування соляно-полімерних розчинів для розкриття продуктивних пластів на підприємстві ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз» до буферних рідин, які використовуються при розмежуванні тампонажного та бурового розчину, ставляться певні вимоги, зокрема буферна рідина не повинна містити в собі речовин або добавок, які б могли коагулювати в полімерному дисперсному середовищі; буферний розчин повинен запобігти змішуванню тампонажного та бурового розчину в процесі витіснення останнього з затрубного простору; буферна рідина повинна створювати розріджуючий ефект на буровий розчин для утворення турбулентного режиму руху їхньої суміші в затрубному просторі; склад буферного розчину повинен бути екологічно чистим по відношенню до навколишнього середовища.

4.2 З метою задоволення цих вимог в ІФНТУНГ досліджено та запропоновано до використання висококонцентрованої 60%-ий водний розчин CaCl_2 в якості буферної рідини. Для визначення концентрації цієї домішки проведені експериментальні дослідження згідно на визначення розтічності та часу загуснення сумішей буферної рідини (БР) з буровим (БПР) та цементним розчинами (ЦР) в пропорціях 1:9, 1:1, 9:1. Розтічність суміші буферної рідини з цементним та буровим розчином не знизилась більш як на 20% початкової розтічності окремих компонентів, що відповідає чинним вимогам до буферних рідин [12].

4.3 На основі проведених лабораторних досліджень встановлено: густина обважненої буферної рідини на основі 60%-го водного розчину CaCl_2 є достатньою для створення умов надійного розмежування цементного та бурового розчинів; при співвідношенні компонентів суміші БР : ЦР в межах 1:9 час загуснення отриманої суміші є більшим ніж час цементування свердловини, що дозволяє забезпечити безаварійне проведення операції цементування свердловини. Таким чином, в якості буферної рідини для кріплення свердловин на площах ДАТ «Чорноморнафтогаз» рекомендовано добавку 60%-ий водний розчин CaCl_2 .

4.4 Об'єм буферної рідини ($V_{\text{БФ}}$) повинен забезпечувати мінімально необхідний час його контакту зі стінками свердловини, і визначається за формулою 4.1

$$V_{\text{БФ}} = t \cdot S \cdot v, \text{ м}^3$$

де S — площа кільцевого простору, м^2 ; v — швидкість висхідного потоку, м/с ;
 t — час контакту, с .

4.5 Сумарний гідростатичний тиск стовпів бурового та буферного розчину повинен створювати репресію на пласт не нижче встановлених норм [6].

4.6 Перед цементуванням колони готують 60%-ий водний розчин CaCl_2 у ємкості для зберігання бурового розчину.

4.7 Налаштовують лінію для подачі буферної рідини до цементувального агрегату.

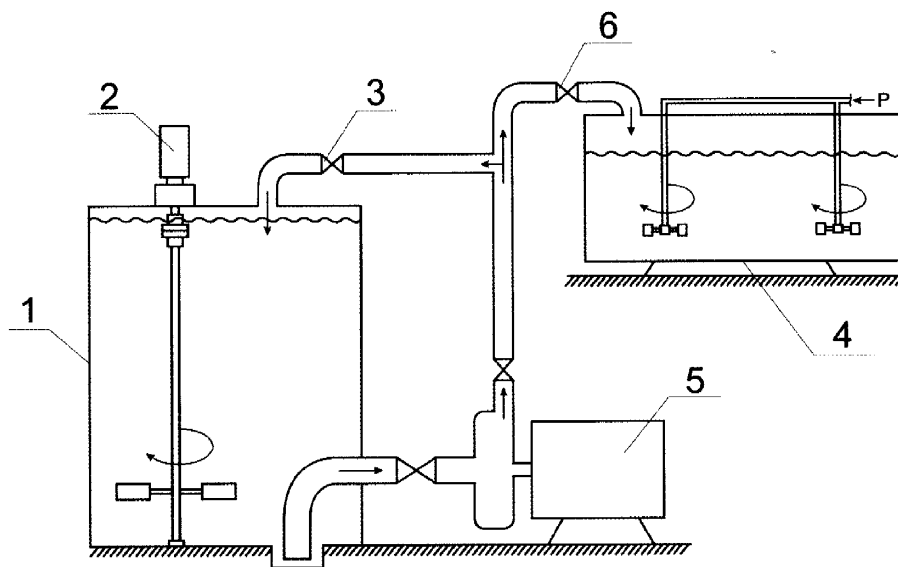
5. ТЕХНОЛОГІЯ ПРОГОТУВАННЯ ТАМПОНАЖНОГО РОЗЧИНУ

5.1 Перевіряють наявність цементу в бункері для зберігання цементу та розпушують його стиснутим повітрям.

5.2 Налаштовують маніфольдну лінію для подачі сухого цементу до цементозмішувального агрегату.

5.3 В одній ємності 1 (рис. 1) об'ємом $16,1 \text{ м}^3$ готують розрахункову кількість води затворення з добавками CaCl_2 та ППФ в кількості 2 – 2,5% та 0,5 – 0,6% відповідно від маси цементу.

5.4 Вмикають лопатевий перемішувач в ємності 1 з водою затворення та налаштовують лінію її подачі на цементозмішувальний агрегат за схемою, зображеною на рисунку 1. Для найкращої гомогенізації рідини затворення з вмістом ППФ при її прокачуванні за схемою на рис. 1 засувку 3 необхідно призакрити на 20 – 25% для встановлення ефекту дреселювання.



1 – ємність для приготування рідини затворення; 2 – механічний перемішувач; 3, 6 – ручні засувки; 4 – приймальна ємність цементувального агрегата; 5 – відцентровий насос.

Рисунок 1 – Схема циркуляційної системи для подачі рідини затворення до приймальної ємності цементувального агрегата.

5.5 В ємності об'ємом $73,4 \text{ м}^3$ готують розрахункову кількість буферної рідини.

5.6 Після спуску обсадної колони і проведення підготовчих робіт нагвинчують цементувальну голівку з протискувальною пробкою і під'єднують до цементувальної голівки напірний трубопровід, який опресовують водою на тиск в 1,5 рази більший від максимально тиску при цементуванні.

5.7 Закачують розрахункову кількість буферної рідини.

5.8 В цементозмішувальному агрегаті готується армований тампонажний розчин на задалегідь підготовленій воді затворення з домішками з одночасним його закачуванням в свердловину.

5.8 Після закачування розрахункової кількості армованого тампонажного розчину робиться зупинка тривалістю до однієї хвилини для звільнення протискувальної пробки в цементувальній голівці. За цей час налаштовують маніфольдну лінію для закачування буферної рідини.

5.9 Закачують розрахункову кількість буферної рідини до моменту «стоп». Останні $2\text{--}3 \text{ м}^3$ буферної рідини закачують на понижений витраті насоса.

5.10 Проводять решту завершальних робіт за планом та залишають свердловину на ОЗЦ.

6. ТЕХНОЛОГІЯ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

6.1 Проводять підготовчі роботи та інструктаж членів бурової бригади, які задіяні в операції цементування;

6.2 Виконують збір та спуск в свердловину компоновки обсадної колони в наступній послідовності (рис. 2): башмак (1), зворотний клапан (9), нижня секція колони, пристрій ПДЦГ (7), верхня секція обсадної колони;

6.3 Встановлюють цементувальну головку та виконують її обв'язку з цементувальним агрегатом;

6.4 Проводять цементування першої (нижньої) секції (рис.2 а) обсадної колони в наступній послідовності: закачують буферну рідину, закачують цементний розчин в об'ємі заколонного простору нижньої секції, закачують буферну рідину в об'ємі внутрішнього простору нижньої секції, вивільняють модифіковану нижню пробку (1) цементувального пристрою ПДЦГ, закачують буровий розчин до моменту посадки нижньої модифікованої пробки в нижнє кільце «стоп» пристрою ПДЦГ (раптове підвищення тиску на манометрі цементувального агрегату), продовжують закачувати буровий розчин при низькій подачі насосу до моменту відкриття «вікон» в пристрої ПДЦГ (не більше 8 МПа, рис. 4.7 б), виконують циркуляцію бурового розчину через відкриті «вікна» пристрою ПДЦГ (два цикли, кожен з яких рівний об'єму заколонного простору верхньої секції, рис. 2 в), припиняють циркуляцію;

6.5 Виконують цементування другої (верхньої) секції (рис. 2 г) обсадної колони в наступній послідовності: закачують буферну рідину, закачують цементний розчин в об'ємі заколонного простору верхньої секції, вивільняють верхню пробку (10) цементувального пристрою ПДЦГ, прокачують протискувальну рідину в об'ємі рівному внутрішньому простору обсадної колони верхньої секції, фіксують момент «стоп» (розміщення верхньої пробки в муфті пристрою ПДЦГ), піднімають тиск в обсадній колоні до моменту закриття вікон пристрою ПДЦГ (не більше 6 МПа, рис. 2 д), стравлюють тиск.

До переваг використання запропонованої технології відноситься зменшена кількість елементів, котрі в подальшому необхідно розбурювати, а саме: відсутність цементу в обсадній колоні, верхнього зворотного клапана та посадочного кільця пристрою ПДЦГ. Це дозволяє зменшити кількість динамічних навантажень на цементне кільце в заколонному просторі свердловини, знизити ризик заклинювання долота внаслідок зменшення кількості розбурювання дрібних металевих елементів (зокрема зворотного клапану) та зменшити час та кошти, на спорудження свердловини.

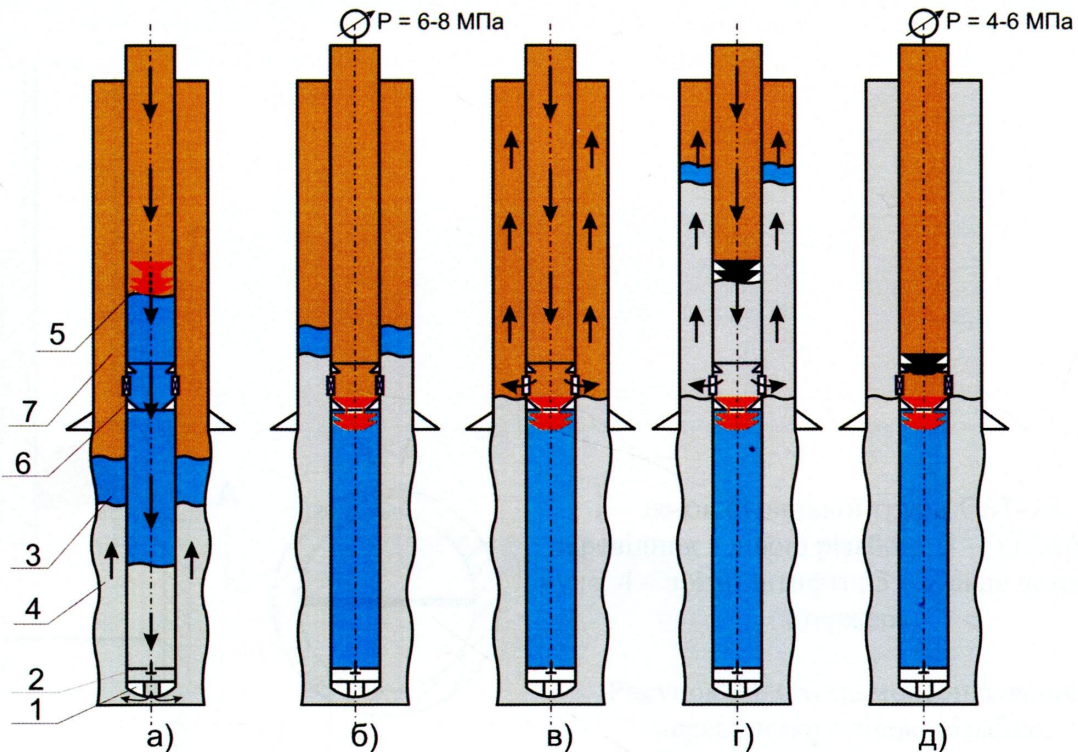
Окрім того, завдяки присутності нижньої модифікованої пробки в нижньому кільці «стоп» пристрою ПДЦГ досягаються додаткові переваги, тобто:

1. відсутнє надлишкове навантаження на відкритий ствол під башмаком попередньої обсадної колони, яке може передаватись через цементний розчин в заколонний простір свердловини в результаті відкриття «вікон» ПДЦГ, оскільки відкриття останніх відбувається при значно меншому тиску (8 МПа проти 20 МПа);

2. відсутній ризик не спрацювання системи відкриття «вікон» ПДЦГ внаслідок невідповідності тиску для зрізання штифтів нижнього кільця «стоп» заявленим значенням в супровідній документації;

3. відсутній ризик зворотного перетоку тампонажного розчину в обсадну колону у випадку не спрацювання зворотного клапану, оскільки відбувається герметизація внутрішнього простору обсадної колони через закриття прохідного отвору нижнього кільця «стоп» пристрою ПДЦГ гумовим ущільненням модифікованої пробки (рис. 4.8).

Таким чином, використання запропонованої технології дозволяє зменшити навантаження на цементне кільце, яке особливо не стійке до механічних пошкоджень на ранньому етапі тверднення тампонажного каменю, зменшити терміни буріння та знизити ризики виникнення ускладнень після завершення заміни бурового розчину тампонажним та під час розбурювання елементів оснастки обсадної колони.



1 – башмак експлуатаційної колони; 2, 9 – нижній зворотній клапан; 3 – буферна рідина; 4 – тампонажний розчин; 5 – продавочна пробка; 6 – пристрій ПДЦГ; 7 – буровий розчин.

Рисунок 2 – Технологія виконання ступеневого цементування обсадної колони з використанням модифікованої цементувальної пробки

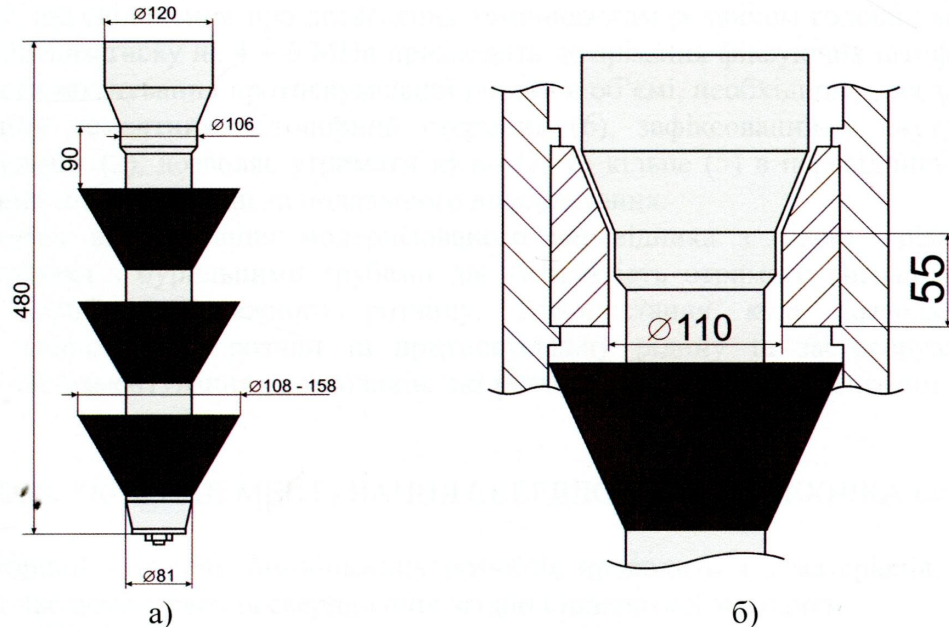
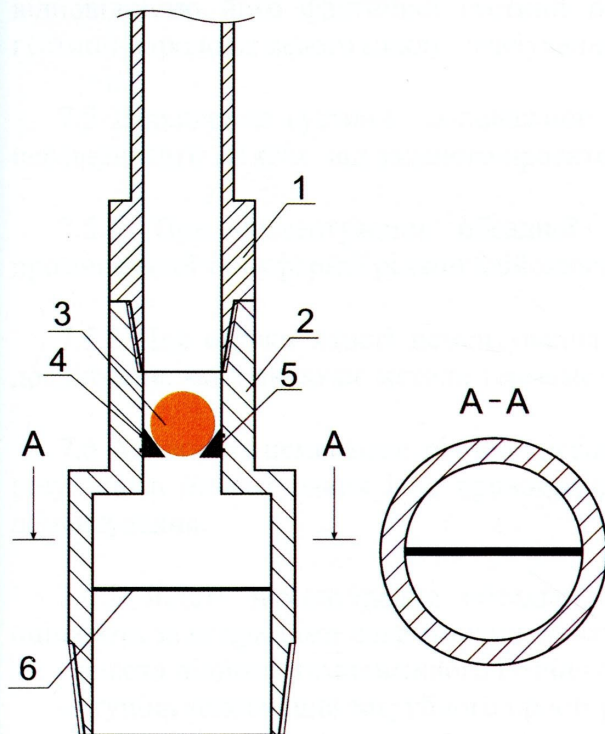


Рисунок 3 – Схема модифікованої пробки для пристрою ПДЦГ-168 (а) та її схематичне розташування (б) в нижньому кільці «стоп».

З метою встановлення контролю положення тампонажного розчину в кінці процесу цементування, за яким можна оцінити заміщення бурового розчину тампонажним в заколонному просторі хвостовика пропонується використати «стоп» кільце в перевіднику (рис. 3).



1 – замок бурильної труби СБТ-73; 2 – перевідник з лівою різьбою; 3 – пластмасова куля; 4 – зрізні штифти; 5 – кільце «стоп»; 6 – стержень.

Рисунок 3 – Схема модернізованого перевідника з лівою різьбою.

Запропонована технологія передбачає запуск пластмасової кулі (3) діаметром 53мм після порції тампонажного розчину. Після посадки кулі в кільце «стоп» (5) відбудеться різке зростання тиску, що свідчить про досягнення тампонажним розчином голови хвостовика. Подальше збільшення тиску на 4 – 6 МПа призводить до зрізання фіксуючих штифтів (4) та дозволяє провести закачування протискувальної рідини в об'ємі, необхідному для заміщення бурового розчину цементним. Стопорний стержень (6), зафіксований у внутрішньому просторі перевідника (2), дозволяє утримати кулю (3) та кільце (5) в перевіднику з метою їхнього вилучення зі свердловини та подальшого використання.

Таким чином, використання модернізованого перевідника з лівою різьбою для з'єднання хвостовика з бурильними трубами дає можливість отримати сигнал про місце розташування порції тампонажного розчину. Використання кулі дозволяє якісно розмежувати тампонажний розчин та притискувальну рідину та застосовувати дану технологію під час цементування хвостовиків, які розміщені під відомим зенітним кутом до вертикалі.

7. КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ ТА ТЕХНІКА БЕЗПЕКИ

7.1 Лабораторний контроль тампонажних розчинів проводиться з матеріалів, які були використані під-час цементування свердловини згідно стандартної методики.

7.2 Керування роботою тампонажної бригади під-час цементування здійснюється буровим майстром та начальником СПБУ. Контроль параметрів тампонажного розчину здійснюється за допомогою комп'ютеризованого програмного забезпечення, що встановлене на цементувальному агрегаті компанії Shlumberger.

7.3 При цементуванні свердловини контроль і коректування складу тампонажного розчину необхідно проводити за величиною його густини.

7.4 Якість закачаного в затрубний простір тампонажного розчину оцінюється відповідністю його фактичної густини проектним значенням та однорідністю значення густини впродовж всього циклу закачування.

7.5 Відхилення густини тампонажного розчину закачаного в свердловину не повинно перевищувати 20 кг/м^3 від заданого проектом значення.

7.5.1 При цементуванні обсадної колони контроль за характером циркуляції промивальної та буферної рідини здійснюється візуально безперервно.

7.5.2 Для оцінки якості цементування необхідно застосовувати комплекс геофізичних досліджень, який включає методи термометричного та акустичного контролю.

7.6 Акустична цементометрія під тиском виконується тільки при необхідності уточнення результатів цементування і не проводиться раніше ніж через 48 годин після завершення цементування.

7.6.1 Якість цементування обсадної колони до початку випробування свердловини оцінюють за непрямыми показниками до яких належать:

- висота підйому тампонажного розчину за колоною;
- ступінь заповнення затрубного простору тампонажним матеріалом;
- характер розподілення сформованого цементного каменя по периметру кільцевого перерізу і висоті за колонного простору, а також ексцентриситет обсадної колони в стволі свердловини;
- характер якості зчеплення твердіючого тампонажного матеріалу з його обмежувачими поверхнями.

7.6.2 Роботи з кріплення свердловини виконувати у суворій відповідності згідно з [5] та іншими документами, які регламентують норми з охорони навколишнього середовища [6].

7.6.3 Ступінь небезпеки забруднення навколишнього середовища залежить від прийнятої технології проведення робіт, обраних матеріалів, геолого-технічних умов розрізу, ландшафтних і кліматичних особливостей району, кліматичних умов, тривалості ремонтних робіт та інших факторів.

7.6.4 Для приготування армованого тампонажного розчину використовуються матеріали, які відносяться до класу малонебезпечних (4-й клас небезпеки).

7.7 Матеріали для приготування армованого тампонажного розчину повинні транспортуватись в затареному вигляді.

7.7.1 Конструктивне виконання смонтованих та трубопровідних комунікацій циркуляційної системи та іншого технологічного обладнання не повинні допускати втрати технологічних рідин, а опорожнення і продування комунікацій повинні виконуватись з забезпеченням збору рідини та її повернення в технологічну лінію.

7.7.2 Виробничі відходи зберігаються в герметичних контейнерах, які транспортуються на переробні підприємства для їх подальшої утилізації.

7.7.3 З метою синхронізації робіт при проведенні процесу цементування слід керуватись інструкцією з попередження та ліквідації газонафтопроявів при будівництві свердловини [7].

7.8 Освоєння і випробування свердловини здійснюється за планом затвердженим головним інженером ДАТ «Чорноморнафтогаз» з обов'язковим зазначенням відповідального за виконання робіт інженерно-технічного працівника.

7.9 Нагнітальні лінії, повітропровід та газопровід повинні бути опресовані на півтора кратний тиск від очікуваного робочого тиску.

7.10 При опресуванні обв'язки весь персонал повинен знаходитися в безпечному місці.

7.11 На всіх лініях, які знаходяться під тиском, повинні бути встановлені засувки та манометри.

7.12 Забороняється проводити ремонтні роботи та дотягувати з'єднання на рухомих деталях агрегата та трубопроводах під тиском.

8. СПИСОК ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Правила розробки родовищ на нафту і газ, Міністерство палива та енергетики України, К.: 2010, 109 с.

2. Інструкція по розрахунку обсадних колон для нафтових та газових свердловин РД-39-7/1-0001-97, ВНИИТнефть, Куйбишев, 1997

3. Інструкція по підготовці обсадних труб до спуску в свердловину РД-39-2-132-98, Куйбишев, 1998

4. Правила безпеки в нафтовій та газовій промисловості. М.: НПО «Бурова техніка», 1993, 130с.

5. Інструкція по охороні навколишнього середовища при будівництві свердловин на нафту та газ РД-39-133-94, М.: НПО «Бурова техніка», 1994, 118с.

6. Правила пожежної безпеки в нафтогазовій промисловості України. Київ. 1997р.

7. НАПБ А.01.001-2004 Правила пожежної безпеки в Україні. Наказ МНС України 19.10.2004 № 126. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 04.11.2004 за № 1410/10009 р.

8. "Інструкція з організування безпечного ведення робіт під час ліквідування газонафтоводопроявлень та відкритих газових і нафтових фонтанів", затверджена наказом НАК „Нафтогаз України” № 220 від 31.03.2006р.

9. ДСТУ 41-00032626-00-016-2000 «Дослідно-промислова розробка нафтових, газових і газоконденсатних родовищ»

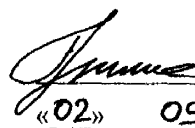
10. НАПБ В.01.040-2006/12 Правила пожежної безпеки на морських нафтогазопромислових спорудах континентального шельфу, наказ Мінпаливенерго України.

11. Цементи тампонажні. Методи випробувань. [Текст] : ДСТУ БВ.2.7.-86-99 (ГОСТ 26789.1-96) – К.: Державний комітет будівництва, архітектури та житлової політики України, 1999. – 22 с.

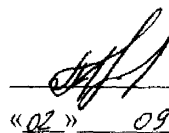
12. Кунцяк Я.В. Цементування свердловин: Довідник/Я.В.Кунцяк. – Львів: Світ, 2002. – 88с.

АВТОР:

Аспірант кафедри буріння
нафтових та газових свердловин

 Гриманюк В.І.
«02» 09 2013р.

НОРМОКОНТРОЛЬ:

 Артим Л.Є.
«02» 09 2013р.

Додаток Б

АКТ

про передачу рекомендацій на цементування свердловин з використанням армуючих домішок до тампонажного розчину на родовищах ПАТ ДАТ «Чорноморнафтогаз»

“ 19 ” 09 2013

м. Івано-Франківськ

З метою підвищення надійності кріплення нафтових і газових свердловин Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу передав, а ПАТ ДАТ «Чорноморнафтогаз» прийняло до впровадження рекомендації на цементування свердловин з використанням армуючих домішок до тампонажного розчину, розроблені аспірантом кафедри буріння нафтових і газових свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу **Гриманюком В.І.**

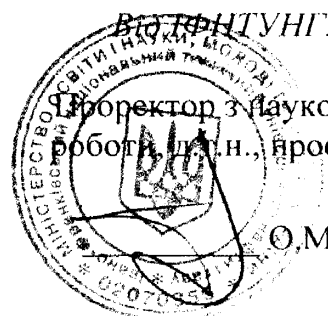
Від ПАТ ДАТ «Чорноморнафтогаз»:

Головний інженер
управління розвідувального
та експлуатаційного буріння.

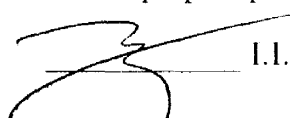
 Р.М. Мітін
Інженер з цементування свердловин

 Коваленко В.В.

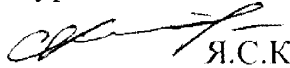
Від ІНТУНГ:


Завідувач кафедри буріння
д.т.н., професор
О.М. Карпаш


Завідувач кафедри буріння
д.т.н., професор

 І.І. Чудик

Науковий керівник,
д.т.н., професор кафедри
буріння

 Я.С. Коцкулич

Автор рекомендацій,
аспірант кафедри буріння

 В.І. Гриманюк