

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

На правах рукопису

ЛАЗАРЕНКО ОЛЕКСАНДР ГРИГОРОВИЧ

(043)
УДК 622.245.42

117

**УДОСКОНАЛЕННЯ ТАМПОНУВАННЯ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН
(НА ПРИКЛАДІ РОДОВИЩ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ)**

Спеціальність 05.15.10 - Буріння свердловин

Дисертація на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук



Науковий керівник
Коцкулич Ярослав Степанович
доктор технічних наук,
професор



Івано-Франківськ - 2001

1192

ЗМІСТ

Вступ	5
Розділ 1	
Сучасний стан проблеми розмежування пластів в складних гірничо-геологічних умовах	12
1.1. Аналіз причин виникнення заколонних перетоків у процесі спорудження та експлуатації свердловини	12
1.2. Причини порушення герметичності заколонного простору зацементованої свердловини	20
1.3. Причини зниження гідростатичного тиску стовпа тампонажного розчину на різних стадіях ОТЦ	22
1.3.1. Причини зниження тиску до початку тужавіння тампонажного розчину	24
1.3.2. Причини зниження тиску на стадії тужавіння тампонажного розчину	28
1.4. Техніко-технологічні заходи з попередження міграції пластового флюїду у період ОТЦ	31
1.4.1. Шляхи попередження міграції пластового флюїду у період ОТЦ ..	31
1.4.2. Тампонажні композиції для попередження міграції пластових флюїдів	35
Висновки до розділу	42
Розділ 2	
Експериментальні дослідження зміни характеру передачі тиску через стовп тампонажного розчину	44
2.1. Установка для проведення експериментальних досліджень	44
2.2. Методика й умови проведення експериментальних досліджень	48
2.3. Дослідження впливу кінетики гідратації портландцементу на характер передачі тиску через стовп тампонажного розчину	50
2.4. Дослідження впливу строків тужавіння на характер передачі тиску через стовп тампонажного розчину	61

Висновки до розділу.....	72
Розділ 3	
Удосконалення технології розмежування продуктивних горизонтів.....	74
3.1. Аналіз гірничо-геологічних умов кріплення на родовищах Полтавського ВБР БУ "Укрбургаз".....	74
3.2. Технологія розмежування і методика підбору рецептур порцій тампонажного розчину.....	75
3.2.1. Технологія кріплення.....	75
3.2.2. Методика підбору рецептур.....	81
3.3. Порядок проведення технологічних операцій.....	85
3.4. Результати впровадження наукових досліджень.....	90
Висновки до розділу.....	91
Розділ 4	
Застосування кремнійорганічних сполук з ряду силанів для зниження проникності цементного каменю у період ОТЦ.....	92
4.1. Теоретичне обґрунтування можливості використання кремнійорганічних сполук з ряду силанів у якості домішок до тампонажного розчину.....	92
4.2. Властивості кремнійорганічних рідин типу АКОР.....	94
4.3. Методика визначення концентрації АКОР для різних типів в'язучих.....	98
4.3.1. Теоретичне обґрунтування необхідної концентрації АКОР у тампо- нажному розчині.....	99
4.3.2. Оцінка необхідної концентрації АКОР у тампонажному розчині за результатами дослідження величини ефективної пористості цементного каменю на початковій стадії тужавіння.....	100
4.4. Дослідження технологічних параметрів тампонажних розчинів з домішками АКОР.....	106
4.5. Регулювання часу загуснення тампонажних розчинів з домішками кремнійорганічних сполук.....	109

4.6. Дослідження структурно-механічних властивостей цементного каменю, одержаного з тампонажного розчину з домішкою АКОР _{Б300}	113
4.7. Дослідження величини розширення тампонажних сумішей з домішками АКОР _{Б300} під час їх тужавіння.....	118
4.8. Дослідження корозійної стійкості тампонажних композицій з домішками АКОР _{Б300}	120
4.9. Особливості технології цементування свердловин з диференціюванням темпів набору міцності порцій тампонажного розчину з домішками АКОР _{Б300}	121
4.10. Розрахунок прогнозованої економічної ефективності від використання АКОР _{Б300}	125
Висновки до розділу	126
Основні висновки.....	127
Список використаних джерел	130
Додатки.....	145

ВСТУП

Актуальність теми. Успішне вирішення задач, визначених національною програмою "Нафта і газ України до 2010 року", значною мірою залежить від темпів і якості буріння та закінчування свердловин. Розмежування пластів – один з найвідповідальніших етапів у циклі спорудження свердловин. Вирішальне значення цього етапу обумовлюється тим, що він є заключним і невдачі при його виконанні можуть звести до мінімуму результати попередніх етапів роботи. Проте надійне розмежування пластів забезпечує охорону надр і довкілля. Неякісне цементування експлуатаційних колон часто є головною причиною виникнення заколонних газонафтоводопроявлень (ГНВП), перетоків, фонтанів. Особливої актуальності набувають ці питання у зонах з аномально високими пластовими тисками (АВПТ). Аналіз опублікованих даних показав, що від 10 до 60% фонду свердловин на різних родовищах газу мають заколонні перетоки, тобто такі свердловини не придатні до експлуатації [1]. Ліквідація заколонних ГНВП, перетоків і фонтанів вимагає значних затрат часу та коштів, і ці заходи низько-ефективні. Повністю ліквідувати ці ускладнення сьогодні практично неможливо через недосконалість наявних технологій.

Над вирішенням різних аспектів проблеми вдосконалення технології розмежування пластів у складних гірничо-геологічних умовах працювало багато вітчизняних та зарубіжних дослідників, серед яких: Ахметов Р.А., Ашраф'ян М.О., Бережний О.І., Булатов А.І., Відовський А.Л., Гайворонський А.А., Горський В.Ф., Грачов В.В., Данюшевський В.С., Карімов Н.Х., Колісник В.І., Коцкулич Я.С., Кочкодан Я.М., Кузнецов Ю.С., Куксов А.К., Леонов Є.Г., Лужаниця О.В., Мавлютов М.Р., Малеванський В.Д., Маріампольский Н.А., Мірзаджанзаде А.Х., Мочернюк Д.Ю., Навроцький Б.І., Обозін О.Н., Овчинников В.П., Рахімбаєв А.М., Соловійов Є.М., Татарінов А.В., Цибін А.А., Черненко А.В., Ясов В.Г. та багато інших. Проте, незважаючи на значні досягнення вчених, на сьогоднішній день проблема залишається досить актуальною.

Якість цементування свердловин, де потенційно можлива міграція пластових флюїдів, залежить від широкого спектру техніко-технологічних параметрів тампонажного розчину і процесу тампонування обсадної колони. Головними з них є передчасне загустіння тампонажного розчину, надмірна фільтрація, неповне видалення промивальної рідини і фільтраційної кірки із зони тампонування, висока проникність тампонажного розчину на ранній стадії гідратації, висока об'ємна усадка, осмотичний масоперенос, втомне руйнування цементного кільця, неякісне зчеплення цементного каменю з стінкою свердловини й обсадною колоною.

Однією з найнебезпечніших, з точки зору виникнення ГНВП і перетоків, є початкова стадія очікування тужавіння цементу (ОТЦ). На цій стадії формування цементного каменю, коли він являє собою проникну матрицю продуктів гідратації твердої фази розчину, поровий простір якої заповнений рідиною замішування, створюється небезпека виникнення фільтрації пластового флюїду, що стає причиною суффозійного каналотворення. Згідно з опублікованими даними, більшість заколонних ГНВП (більше 80%) виникає у перші 2÷8 годин ОТЦ [2]. Одним з перспективних напрямків вирішення означеної проблеми може бути застосування у практиці кріплення свердловин рідин, що надають незв'язаній воді замішування початкового напруження зсуву.

Як вважалося раніше, однією з основних причин ГНВП під час цементування зон АВПТ є зниження гідростатичного тиску на пласт у період ОТЦ. Проте, за результатами досліджень, проведених вченими США і Росії, тенденція до зниження гідростатичного тиску має явно виражені два періоди. Для першого періоду характерна менш виражена тенденція до падіння тиску, яка обумовлена структуроутворенням у твердій фазі тампонажного розчину. Цей етап зниження гідростатичного тиску в стовпі тампонажного розчину припадає на період, коли він ще не досяг часу загустення. Друга ділянка має більш виражену тенденцію до зниження гідростатичного тиску. При цьому за даними досліджень більшості авторів величина гідростатичного тиску в процесі тужавіння знижується до "нуля". На сьогоднішній день природа

процесів другого етапу зниження тиску в стовпі тампонажного розчину недостатньо досліджена. На наш погляд потребують уточнення умови передачі гідравлічних навантажень через стовп тампонажного розчину. Проведення експериментальних досліджень можливості передачі гідравлічних навантажень через стовп тампонажного розчину, замішаного з різними типами в'язучих у процесі його тужавіння, створює підґрунтя для розробки методики й технології розмежування пластів у зонах з АВПТ з метою попередження заколонних ГНВП і перетоків під час ОТЦ.

Використання відомих у практиці цементування свердловин тампонажних композицій не завжди забезпечує герметичність цементного кільця на початковій стадії ОТЦ внаслідок суффозійного каналутворення. Більшості рецептур притаманні незадовільні технологічні властивості розчину та утвореного каменю. Одним із шляхів вирішення проблеми попередження ГНВП у період ОТЦ може бути пошук нових ефективних домішок до тампонажного розчину кремнійорганічного походження для зниження проникності цементного каменю під час ОТЦ.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційна робота виконана у відповідності з програмами науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт Комітету з питань геології та використання надр України 1996÷1999 рр. за темою 1/99-12 договору 08/9 між Департаментом геології та використання надр і ПВ УкрДГРІ та кафедрою буріння нафтових і газових свердловин Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та теми №53/ЗПВ пооб'єктного плану науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт УкрДГРІ (Полтавське відділення) на 2001 р.

Мета і задачі дослідження. Підвищення якості розмежування газоносних пластів на родовищах Дніпровсько-Донецької западини регулюванням технологічних параметрів тампонажного розчину домішками кремнійорганічних сполук з ряду силанів та удосконалення технології цементування свердловин.

Об'єкт дослідження – матеріали і технології для цементування свердловин, які забезпечують герметичність цементного каменю в період ОТЦ.

Предмет дослідження – умови формування герметичного цементного кільця за обсадною колоною під час тужавіння тампонажного розчину.

При виконанні дисертації використовувались відомі методи обробки і аналізу промислових даних, методи планування експериментів та статистичні методи обробки і аналізу результатів експериментальних досліджень.

Основні задачі роботи:

1. Експериментальні дослідження зміни характеру передачі тиску через стовп тампонажного розчину в залежності від кінетики гідратації в'язучого з моделюванням свердловинних термобаричних умов.

2. Визначення вагомості технологічних параметрів тампонажного розчину на характер передачі тиску через стовп тампонажного розчину під час його тужавіння.

3. Пошук ефективних домішок кремнійорганічного походження до тампонажного розчину та перевірка можливості їх використання для зниження проникності цементного каменю на ранніх стадіях тужавіння.

4. Удосконалення технології цементування пластів і методики підбору рецептур порцій тампонажних композицій для підвищення герметичності затрубного простору у період ОТЦ.

Наукова новизна одержаних результатів. Одержано емпіричну залежність між величиною тиску, що передається стовпом тампонажного розчину в процесі його тужавіння і міцністю цементного каменю на стиснення.

Встановлено величини меж міцності цементного каменю на стиснення, при яких починається і завершується заростання потенційно можливих каналів міграції флюїдів через структуру цементного каменю.

На основі аналізу можливих причин виникнення суффозійної міграції флюїдів запропоновано новий підхід до процесу зв'язування надлишкової води замішування кремнійорганічними сполуками типу АКОР.

Практичне значення одержаних результатів. Розроблено технологію приготування і методику підбору необхідних параметрів тампонажних розчинів з домішками кремнійорганічних речовин типу АКОР і удосконалено технологію цементування свердловин, яка забезпечує попередження суффозійної міграції пластових флюїдів у період ОТЦ.

Результати виконаних наукових досліджень увійшли до проектів керівних нормативних документів "Регламент на цементування обсадних колон, які перекривають зони аномально високих пластових тисків" та "Технологія кріплення геологорозвідувальних свердловин" для бурових підприємств Департаменту геології та використання надр й проекту "Технологічного регламенту на цементування обсадних колон, які перекривають газonosні горизонти з аномально високими пластовими тисками" для бурових підприємств ДК "Укргазвидобування".

Технологічні рекомендації з удосконалення технології цементування свердловин для підвищення герметичності затрубного простору у період ОТЦ впроваджені у виробництво при цементуванні свердловин на підприємствах ДГП "Полтаванафтогазгеологія" та ТОВ "Пласт" і ДП "Охтирканафтогазвидобування", які споруджуються на замовлення ДГП "Полтаванафтогазгеологія".

Особистий внесок здобувача. Особисто автором проведено огляд літературних джерел з питань природи виникнення і шляхів попередження міграції пластових флюїдів на стадії тужавіння цементного розчину, проаналізовано властивості тампонажних композицій, що використовуються для попередження ГНВП і перетоків у період ОТЦ.

Розроблена лабораторна приставка для вивчення характеру й умов передачі тиску через стовп тампонажного розчину [3], проведені експериментальні дослідження [4] і оброблені їх результати.

У співпраці з іншими науковими дослідниками зібраний та проаналізований промисловий матеріал [5], проведені лабораторні дослідження характеру передачі тиску через стовп тампонажного розчину під час його тужавіння [6, 7, 8, 9]. Вдосконалено технологію цементування свердловин для попередження заколонної міграції пластових флюїдів, розроблено методику підбору рецептур порцій тампонажного розчину та схему її реалізації в промислових умовах [10]. Запропонований метод підвищення седиментаційної і суффозійної стійкості цементного каменю на початковій стадії тужавіння цементного розчину зв'язуванням надлишку води замішування і надання йому початкового напруження зсуву кремній-органічними сполуками з ряду силанів [11]. За результатами досліджень технологічних властивостей тампонажних розчинів, оброблених АКОР, і утвореного ними цементного каменю запропоновано використання домішок АКОР_{Б300} для зниження проникності цементного каменю на початковій стадії ОТЦ [12].

Апробація результатів дисертації. Основні результати досліджень доповідалися й обговорювалися на науково-практичній конференції "Стан і перспективи розвитку розвідувального та експлуатаційного буріння й закінчування свердловин в Україні" (м. Харків, травень 1998 р.); 5-й міжнародній науковій конференції УНГА "Нафта і газ України - 98" (м. Полтава, вересень 1998 р.); міжнародній науково-практичній конференції "Нафтогазова освіта на межі тисячоліть: минуле, сьогодення, майбутнє" (м. Івано-Франківськ, жовтень 1998 р.); науково-технічній конференції з проблем техніки і технології буріння нафтових і газових свердловин (м. Івано-Франківськ, листопад 1999 р.); науково-практичній конференції "Буріння і розкриття пластів - 2001" (м. Полтава, травень 2001 р.). У повному об'ємі дисертаційна робота доповідалася і обговорювалася на засіданнях кафедри буріння нафтових і газових свердловин (м. Івано-Франківськ, ІФДТУНГ, квітень 2000 р., листопад 2000 р.), засіданні Вченої ради ПВ УкрДГРІ (м. Полтава, червень 2001 р.), розширеному науковому семінарі кафедри бу-

ріння нафтових і газових свердловин (м. Івано-Франківськ, ІФДТУНГ, липень 2001 р.).

Публікації. Основні положення роботи опубліковано у 10 наукових працях (з яких 2 самостійно).

Структура і обсяг роботи. Робота складається зі вступу, чотирьох розділів, висновків і додатків. Загальний об'єм роботи 163 сторінки і включає 26 рисунків, 23 таблиці, список літератури з 134 найменувань та 7 додатків.

Автор щиро вдячний науковому керівнику докт. техн. наук, професору Коцкучичу Я.С. та канд. техн. наук Лужаниці О.В. за постійну увагу і допомогу при роботі над дисертацією.

РОЗДІЛ 1

СУЧАСНИЙ СТАН ПРОБЛЕМИ РОЗМЕЖУВАННЯ ПЛАСТІВ

В СКЛАДИХ ГІРНИЧО-ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

Природа виникнення міграції пластових флюїдів пов'язана з еволюцією стовпа тампонажного розчину у процесі гідратації цементного розчину від рідини до твердого тіла [13]. Так Бонетт А., Демос П., Шугар Л. у роботі [14] виділяють три основні стани тампонажного розчину під час ОТЦ. Перший стан тампонажного розчину – суспензія твердих частинок. Газ може мігрувати внаслідок мікропросочування, бульбашок або пачок. Можливість міграції залежить від величини статичного напруження зсуву тампонажного розчину (СНЗ). При високих значеннях СНЗ поведінка розчину як в'язкої суспензії змінюється на поведінку в'язко-пружної суспензії, тому імовірність міграції газу зростає. Другий стан – двофазний матеріал. Його основу складає проникна матриця з продуктів гідратації твердої фази розчину, а пори заповнені рідиною замішування. На цій стадії вторгнення можливе з двох причин: по-перше – у місцях утворення "язиків" і в'язко-пружних тріщин, по-друге – через поровий простір, шляхом витіснення порової рідини. Третій стан – це пружно-тверде тіло, яке після завершення гідратації являє собою пружно-крихкий матеріал – ізотропний, однорідний і по суті непроникний. Проникнення газу відбувається через канали на границі розділу середовищ або місця механічних порушень каменю внаслідок дії температурних, механічних і гідродинамічних навантажень.

1.1. Аналіз причин виникнення заколонних перетоків у процесі спорудження та експлуатації свердловини

Серед основних причин, які викликають виникнення міжколонних тисків (МТ) є порушення герметичності гирлового обладнання, нарізних з'єднань об-

садних колон і утворення каналів міграції через цементне кільце та контактні поверхні цементного каменю з обсадною колоною й гірською породою [15].

1.1.1. Умови кріплення свердловин на родовищах ДДз.

За даними професора Шпака П.Ф. [16] на ДДз від 60 до 65% нерозвіданих запасів вуглеводнів знаходяться в діапазоні глибин від 3500 до 6000 м. В роботі [17] показано, що у найперспективніших покладах східного нафтогазоносного регіону України мають місце зони АВПТ, коефіцієнт аномальності в яких знаходиться в межах від 1,4 до 2,2.

Кріплення свердловин на родовищах ДДз ведеться в різноманітних і складних гірничо-геологічних умовах [18], які характеризуються:

- геостатичними температурами до 150°C;
- діапазоном пластових тисків з градієнтами від 0,005 до 0,022 МПа/м;
- градієнтами тисків гідророзриву пластів від 0,015 до 0,023 МПа/м;
- наявністю нестійких відкладів глинистих порід, схильних до осипання та обвалювання;
- наявністю хомогенних відкладів, схильних до пластичних деформацій;
- неоднорідність колекторських властивостями пластів;
- наявністю агресивних пластових вод з високою мінералізацією;
- значною величиною та мінливістю кутів падіння пластів (до 90°);
- значним заводненням продуктивних горизонтів, як природнього, так і штучного походження.

1.1.2. Статистична інформація про наявність заколонних перетоків у газових свердловинах.

МТ виникають при кріпленні, освоєнні і експлуатації свердловини.

Заколонні ГНВП можуть виникати під час ОТЦ і в період близький до нього. Так через дві доби після цементування на свердловині №110 Солоха Полтавського ВБР БУ "Укрбургаз" спостерігалось виділення газу поміж 168

та 245-мм обсадними колонами. На ліквідацію за колонного ГНВП витрачено 334 години часу і 37 тис. крб. Після ОТЦ під час обладнання свердловини №3 Ульяновської площі превенторною установкою відмічено пропуски газу через 324×245 мм міжколонний простір. Тиск протягом 24 годин не перевищував 6 МПа. Імовірною причиною прояву є проходження газу через цементний камінь за другою секцією 245 мм обсадної колони з газоносного горизонту Б-4 башкирського ярусу, який знаходиться на глибині 1540 м. Пластовий тиск становить 16,4 МПа.

В табл. А.1 наведено результати аналізу проведеного по деяких родовищах нафти і газу за 1976÷1998 рр. Результати аналізу показують, що у значній кількості свердловин виявлені МТ ще до здачі свердловини в експлуатацію. Підтвердженням цього також служать діаграми, які наведено рис 1.1.

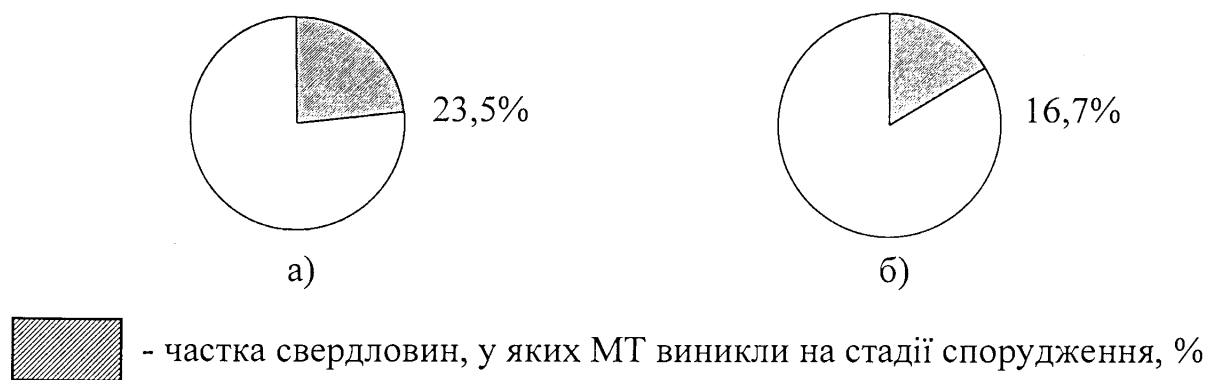


Рис 1.1. Діаграми про МТ на стадії спорудження свердловин
 а) НГВУ "Полтаванафтогаз" ВАТ "Укрнафта" (газові свердловини);
 б) ГПУ "Полтавагазвидобування" ДК "Укргазвидобування".

Актуальною залишається ця проблема і при бурінні свердловин Департаментом геології та використання надр. Так, на підприємствах ДГП "Полтаванaftогазгеологія" при кріпленні й випробуванні свердловин в експлуатаційних колонах за 1980÷1987 рр. зафіксовано 7 випадків заклонних перетоків пластових флюїдів (наявність МТ).

Аналогічна картина спостерігається також на підземних сховищах газу (ПСГ) [19,20, 21]. Оpubліковані дані свідчать [1], що кількість свердловин з міжколонними тисками на ПСГ коливається від 10 до 60%. З 3000 свердловин у 25% виявлені МТ з різними величинами: до 0,1 МПа – 50% свердловин; від 0,1 до 1,0 МПа – 25% свердловин; від 1,0 до 3,0 МПа – 20% свердловин; від 3,0 до 5,0 МПа – 5% свердловин; вище 5,0 МПа – одиничні свердловини. Витрата газу через міжколонний простір розподіляється наступним чином: до 1,0 н. м³/добу – 20% свердловин; від 1,0 до 10,0 н. м³/добу – 30% свердловин; від 10,0 до 30,0 н. м³/добу – 25% свердловин; вище 30,0 н. м³/добу – 25% свердловини. Аналіз промислового матеріалу по ПСГ Прикарпаття, наведений в роботі [22], показує, що на всіх ПСГ є свердловини здані в експлуатацію з МТ. Їх кількість складає в середньому 6,6% загального фонду свердловин. За даними [23] з 96 свердловин, які пробурені в 1986 році Стрийським ВБР на ПСГ Західної України негерметичними з точки зору цементного кільця і експлуатаційної колони виявилася 21 свердловина, що становить 23%. На 19 свердловинах негерметичність вдалося ліквідувати і свердловини здані замовнику, 4 свердловини не експлуатувалися протягом року.

МТ виникають також і під час освоєння свердловин. Так, при освоєнні свердловини №51 Чутівська отримано приплив газу дебітом 130 тис. м³/добу ($p_{тр.}=7,4$ МПа, $p_{зтр.}=29$ МПа, $p_{мт.}=0$ МПа). Для вимірювання статичного тиску свердловину було закрито. Через 12 годин після закриття свердловини міжколонний тиск поміж 245×168 мм обсадними колонами зріс до 8,4 МПа. Нижня секція експлуатаційної колони в цій свердловині спущена в інтервалі

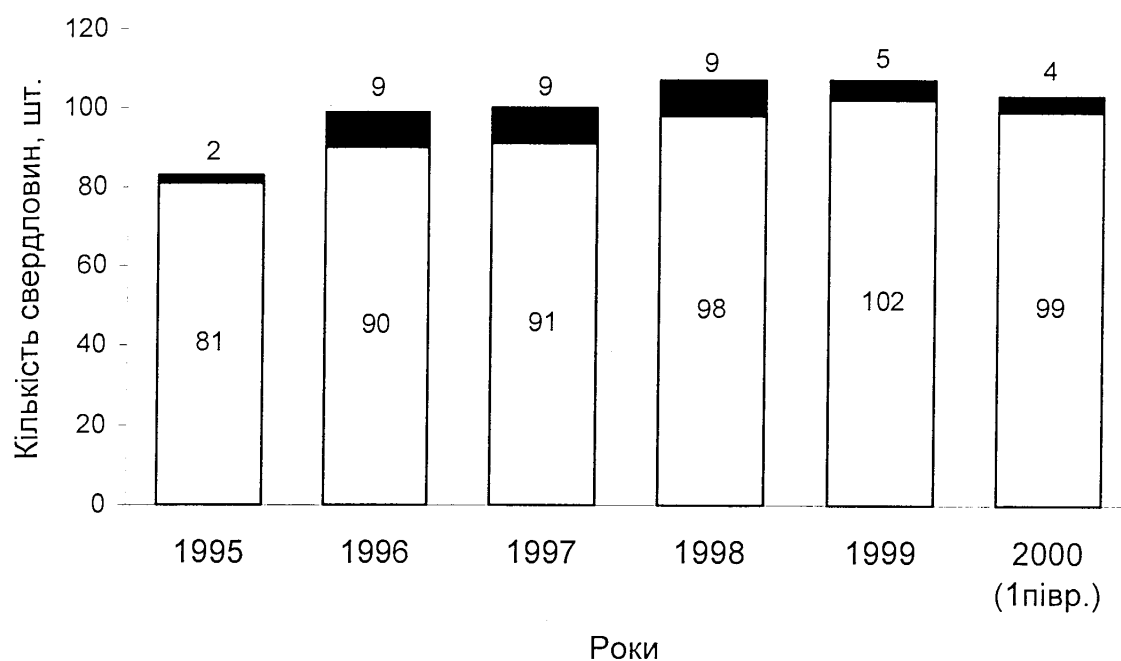
3150÷1492 м. Секція комбінована з обсадних труб зовнішнім діаметром 140 мм (3150÷2872 м) та 168 мм (2872÷1492 м). Цементування проводилося тампонажним розчином з цементу ПЦТ-100 (густина 1820 кг/м³, В/Ц=0,5, початок тужавіння 1 година 45 хвилин) з домішкою 5% НТФК. Цементування верхньої секції 168 мм експлуатаційної обсадної колони (1492÷0 м) проводилося розчином з ПЦТ-100.

Аналіз промислового матеріалу при експлуатації свердловин в НГВУ "Полтаванафтогаз" ВАТ "Укрнафта" за 1995÷2000 рр. (табл. А.2) та ГПУ "Полтавагазвидобування" ДК "Укргазвидобування" за 1995÷1999 рр. (табл. А.3) показує, що значна кількість свердловин має МТ. На рис. 1.2 наведено діаграми зміни кількості свердловин де проводилися роботи пов'язані з ліквідацією МТ та кількості свердловин, що експлуатувалися в поточному періоді на вищеназваних підприємствах. З аналізу діаграми рис. 1.2.б слідує, що в ГПУ "Полтавагазвидобування" з року в рік із збільшенням фонду свердловин просліжується тенденція до зростання робіт пов'язаних з ліквідацією МТ.

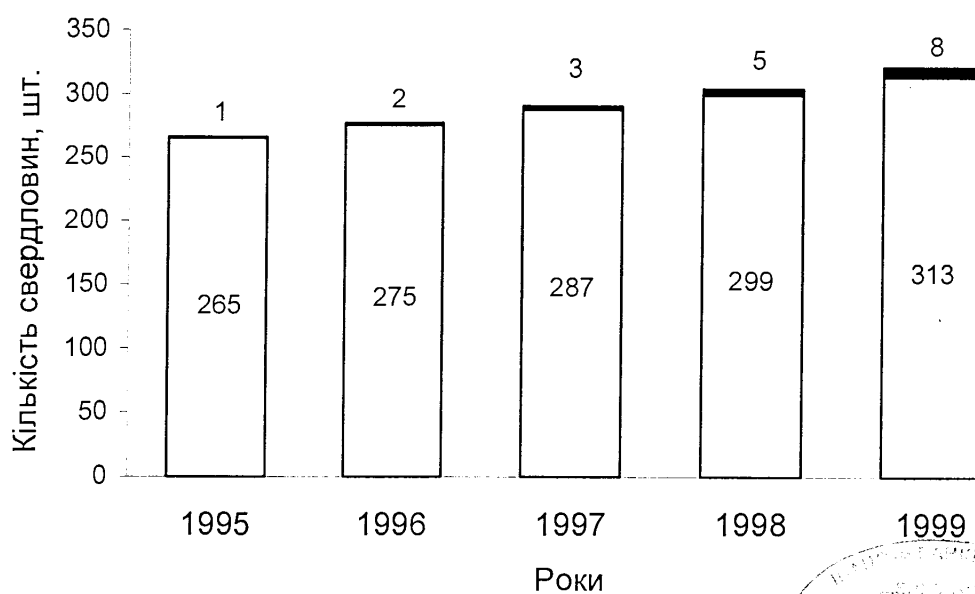
Аналіз даних свідчить, що кількість свердловин з МТ зростає внаслідок вводу в експлуатацію нових свердловин, які перейшли з буріння, появи МТ при експлуатації свердловин та внаслідок невдалих ремонтних робіт по ліквідації МТ.

Ремонтні роботи потребують значних матеріальних затрат (див. табл. А.2) і часу. В 1996 році за даними [20] витрати на проведення робіт пов'язаних з ліквідацією МТ на ПСГ, склали 26284 грн., на ГКР – 36149 грн. Тривалість проведення робіт на ПСГ становить 62 доби, на ГКР – 49 діб.

Заходи з ліквідації МТ нерідко не дають позитивних результатів. Так, наприклад, при експлуатації свердловини №60 Тимофіївська (див. табл. Б.2) у 1995÷1999 рр. роботи з ліквідації МТ проводилися 5 разів. Загальні затрати



а)



б)

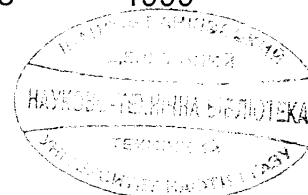
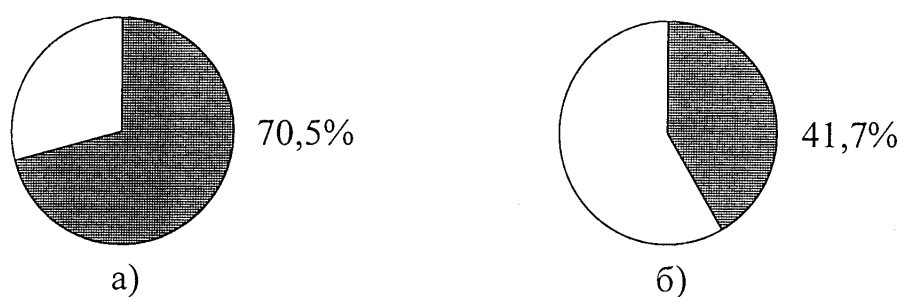


Рис. 1.2. Кількість свердловин, в яких проводилися роботи з ліквідації МТ та кількість експлуатаційних свердловин

- а) НГВУ "Полтаванафтогаз" ВАТ "Укрнафта" (газові свердловини);
 б) ГПУ "Полтавагазвидобування" ДК "Укргазвидобування".

коштів становили близько 19845 грн. За 4 поточні роки також 5 разів (див. табл. А.3) проводилися роботи з ліквідації МТ у свердловинах №12 Юріївська і №12 Свиридівська. У свердловинах №22 Гоголівська та №12 Юріївська (див. табл. А.3) відповідно лише в 1997 і 1998 році МТ виникав 3 рази. Міжремонтний період у цих свердловинах складає від 2 до 6 місяців. Низьку ефективність ремонтно-ізоляційних робіт з ліквідації МТ у нафтогазовидобувних підприємствах підтвержують дані наведені на рис. 1.3.



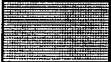
 - частка свердловин, у яких МТ виникли повторно, %

Рис 1. 3. Діаграми ефективності ремонтно-ізоляційних робіт на свердловинах, на яких виникали МТ

- а) НГВУ "Полтаванафтогаз" ВАТ "Укрнафта" (газові свердловини);
 б) ГПУ "Полтавагазвидобування" ДК "Укргазвидобування".

Особливе місце займають питання попередження міжпластових перетоків флюїдів. За даними наведеними в роботі [24] затрати на ізоляційні роботи з ліквідації міжпластових перетоків в об'єднаннях "Головтюмень нафтогазу" склали 13% вартості свердловин. Час виконання цих робіт на 21% перевищував середню тривалість проводки свердловини.

Свердловина №102 Яблунівського ГКР пробурена на глибину 4870 м. Нижня секція експлуатаційної обсадної колони складена з обсадних труб зовнішнім діаметром 140 мм (4870÷4621 м) та 168 мм (4621÷3304 м).

Цементування проводилося розчином з ШПЦС-120 густиною 1740 кг/м^3 ($B/C=0,49$, початок тужавіння 4 години) з домішкою $0,08\%$ НТФК (за масою в'язучого). Свердловину передано до експлуатації в листопаді 1990 року. Аналіз складу початкової продукції показав відсутність в ній води. При подальшій експлуатації свердловини відмічено приплив пластової води і збільшення його з часом, що в кінцевому результаті призвело до самоглушіння свердловини водою. Заміри статичних і пластових тисків свідчать про наявність міжпластових перетоків. Аналіз пластової води та дані геофізичних досліджень характеру залягання продуктивних горизонтів дають підстави стверджувати, що приплив пластової води до свердловини відбувається з водоносного горизонту, який знаходиться на $12 \div 13$ м вище продуктивних. Однією з можливих причин припливу пластової води може бути суффозійне руйнування цементного кільця в інтервалі залягання продуктивних горизонтів під впливом високих температур і тисків, а також хімічно-агресивного середовища.

Станом на 1 вересня 1995 року на балансі ГПУ "Полтавагазвидобування" ДК "Укргазвидобування" знаходилося 135 малодебітних свердловин, дебіт газу яких не перевищував $20 \text{ тис. м}^3/\text{добу}$. З них у 62 свердловинах зменшення дебіту або їх повна зупинка відбулися в результаті часткового або повного обводнення. Серед можливих причин обводнення свердловин можуть бути заколонні перетоки флюїдів.

Виникнення заколонних перетоків часто пов'язують з негерметичністю контактних поверхонь цементного кільця з обсадною колоною та гірською породою. Аналіз промислового матеріалу показує, що в свердловинах, за результатами акустичного цементоміру (АКЦ), в яких існує щільний контакт цементного каменю з обсадною колоною та гірською породою, також виникають заколонні та міжпластові перетоки, що свідчить про негерметичність самого цементного кільця.

1.2. Причини порушення герметичності заколонного простору зацементованної свердловини

Якість цементування свердловин, в яких потенційно можлива міграція пластових флюїдів, залежить від широкого спектру технологічних параметрів тампонажного розчину і процесу цементування обсадної колони. Головними з них є:

- неякісне видалення промивальної рідини і фільтраційної кірки;
- неправильно підібрана густина цементного розчину;
- передчасне загустіння;
- надмірна фільтрація;
- висока проникність тампонажного розчину на ранній стадії гідратації;
- висока об'ємна усадка;
- осмотичний масоперенос;
- втомне руйнування цементного кільця;
- неякісне зчеплення цементного каменю з стінкою свердловини й обсадною колоною.

Необхідною умовою поступлення пластового флюїду в затрубний простір зацементованної свердловини є виникнення рушійної сили, внаслідок перевищення величини пластового тиску над гідростатичним тиском стовпа тампонажного розчину в зоні флюїдонасиченого пласта.

Таким чином, первинною умовою попередження припливу флюїду є правильний підбір густини тампонажного розчину під час його закачування в свердловину. З іншого боку існує небезпека гідророзриву пласта у випадку збільшення густини тампонажного розчину. Будь яке відхилення густини може призвести до зміни важливих показників тампонажного розчину, зокрема реологічних параметрів та часу тужавіння. Нестабільність технологічних параметрів тампонажного розчину при його приготуванні призводить до формування в затрубному просторі неоднорідного стовпа розчину, що приз-

водить до седиментації твердої фази, появи вільної води або передчасного утворення перемичок на деяких ділянках затрубного простору.

У випадку залишення в затрубному просторі каналів, заповнених промивальною рідиною з низьким значенням динамічного напруження зсуву, які і визначають переважний шлях міграції пластового флюїду. Окрім того, з каналів заповнених промивальною рідиною, при контактуванні з тампонажним розчином може відфільтровуватись вода. В подальшому в результаті об'ємної усадки з'являються тріщини, які є шляхом для міграції пластового флюїду. Можливим шляхом для міграції є кільцевий простір на межі розділу гірської породи та цементного каменю, який утворюється при втраті води фільтраційною кіркою.

Суттєвий вплив на герметичність затрубного простору має водовіддача тампонажного розчину. В статичних умовах, після закачування тампонажного розчину в свердловину, неконтрольована фільтрація води в пласти призводить до зменшення об'єму розчину. В результаті знижується тиск стовпа тампонажного розчину і утворюється вільний простір для проникнення флюїда. Окрім того, велика водовіддача призводить до седиментаційної нестійкості тампонажного розчину, а в похило-спрямованих свердловинах може формуватися канал, заповнений водою, який є каналом і для міграції флюїда.

За даними досліджень, проведених фірмою Шлюмберже [14], у період коли тампонажний розчин являє собою пористе тіло, потенційний дебіт газопроявлення буде найвищим. Це пов'язано з тим, що цементне тіло являє собою модель ідеального ґрунту – систему відкритих капілярів, розділених тонкими стінками з продуктів гідратації, а активний гідростатичний тиск на флюїдонасичений горизонт створює лише вода замішування, що знаходиться у порах. В результаті депресії починається фільтрація спочатку вільної рідини замішування, а потім і пластового флюїду, що стає причиною утворення стійких суффозійних каналів внаслідок руйнування щойно сформованого скелету [25].

В результаті перерозподілу напружень в затрубному просторі в цементному розчині можуть виникати розривні навантаження, які ініціюють утворення тріщин. Отже розробка тампонажних розчинів, які при твердінні мали б здатність до розширення, ще один крок для попередження заколонних ГНВП.

Результати досліджень, подані в роботі [26], показують, що осмотичне переміщення води через цементний камінь призводить до підвищення проникності каменю та сприяє формуванню в ньому флюїдопровідних каналів.

Міграція флюїдів також можлива в результаті порушення герметичності контакту поміж обсадною колоною та цементним каменем. Це може виникнути з декількох причин, таких як створення надлишкового тиску в обсадній колоні під час періоду ОТЦ, випробуванні колони на герметичність та її перфорації, а також механічній дії при проведенні різних робіт у свердловині.

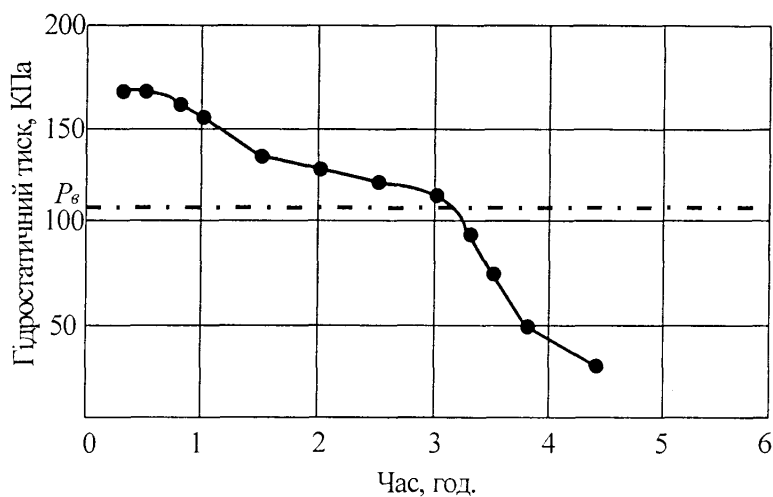
Аналіз літературних джерел свідчить, що можливі і інші причини, які визивають утворення каналів і міграцію флюїдів. Це корозія та контракція цементного розчину і каменю, механічне порушення цементного кільця внаслідок теплового розширення та стиснення обсадної колони, а також тріщиноутворення обумовлене фізико-хімічними процесами [26].

1.3. Причини зниження гідростатичного тиску стовпа тампонажного розчину на різних стадіях ОТЦ

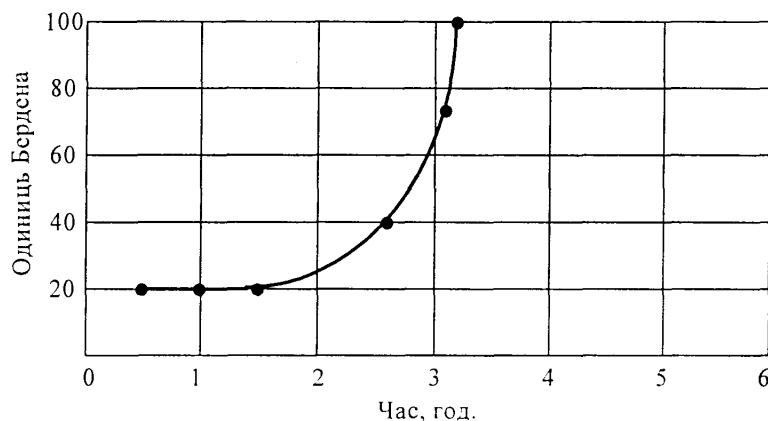
Численними лабораторними і промисловими дослідженнями [26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37 та інші] було встановлено, що у тампонажному розчині, який знаходиться у стані спокою, під час тужавіння відбуваються процеси, які призводять до зниження гідростатичного тиску.

Характер протікання процесу зниження гідростатичного тиску, ілюструють результати експерименту, описаного в роботі [38]. Гідростатичний тиск нерухомого стовпа тампонажного розчину практично відразу починає

знижуватися (рис. 1.4). Цей процес розподіляється на дві чітко виражені



а)



б)

Рис. 1.4. Зміна гідростатичного тиску (а) і консистенції (б) тампонажного розчину в процесі його тужавіння [38]

стадії. Перша стадія зниження гідростатичного тиску відбувається до початку тужавіння тампонажного розчину. На момент, коли консистенція розчину досягає 100 одиниць Бердена (що за стандартом АНІ відповідає початку тужавіння), величина гідростатичного тиску на нижній границі стовпа тампонажного розчину знижується до тиску (p_v), який створює стовп рідини замішування. На другій стадії, по мірі тужавіння тампонажного розчину й утворення твердого каменю, тиск на його нижній границі продовжує зни-

жуватися до величини, меншої за гідростатичний тиск стовпа рідини замішування.

1.3.1. Причини зниження тиску до початку тужавіння тампонажного розчину.

Серед факторів, що сприяють зниженню тиску ще до початку тужавіння тампонажного розчину, дослідниками виділені такі основні з них:

- седиментація твердої фази і тіксотропні властивості тампонажного розчину (А.Л. Відовський [39], А.І. Булатов [40, 41]);
- зависання твердої фази на стінках свердловини (В.Г. Цейтлін, І.А. Карманов, В.К. Коморін [42]);
- зниження тиску у відповідності з законами механіки водонасичених ґрунтів (А.І. Булатов [43], Б.С. Філатов, В.В. Грачов, Є.Г. Леонов [44], В. Д. Малеванський; Е.М. Соловйов і М.П. Геранін [45]);
- контракція тампонажного розчину (О.І. Бережной [46], М.К. Сеїд-Рза [47] і Н.М. Шерстньов [48]).

У залежності від гіпотези про природу зниження гідростатичного тиску в нерухомому стовпі тампонажного розчину в табл. 1.1 наведено запропоновані різними авторами відповідні формули, що описують цей процес.

Таблиця 1.1

Формули для описання процесу падіння гідростатичного тиску

Автори, літературне джерело	Вид формули	Спосіб отримання, припущення, природа процесу падіння тиску
1	2	3
Бонетт Арт, Демос Пафитис, Шугар Ленд, [14]	$\Delta p = \Theta_0 \frac{4H}{D_{св.} - D_{о.к.}}, \quad (1.1)$	Теоретичний, Δp рівне $\Sigma \Pi$ розчину і при цьому є достатня осьова деформація, Δp описується еволюцією напруження зсуву, котре починає підтримувати затрубний стовп по мірі структуроутворення

Продовження табл. 1.1

1	2	3
А.А. Гайворонський, Г.П. Шульга, [27]	$\Delta p = \rho_{ц.р.} \cdot H \times$ $\times (1 - 6,99 \sqrt{\frac{\Theta_0}{\rho_{ц.р.} \cdot H}}),$ <p style="text-align: center;">(1.2)</p>	Експериментальний, зниження гідростатичного тиску у тампонажних розчинів визначається зростанням структурномеханічних властивостей
І.Х. Бікбулатов, А.А. Бикинєєв, І.І. Бікбулатов, [25]	$\Delta p = p_{р.з.} + (p_c - p_{р.з.}) \times$ $\times e^{-\alpha t_i},$ $\Delta p = p_m + p_{пр.}$ $\alpha = \frac{\sum_{i=1}^n t_i \ln \frac{\Delta p - p_{р.з.}}{p_c - p_{р.з.}}}{\sum_{i=1}^n t_i^2},$ <p style="text-align: center;">(1.3)</p>	Експериментальний, в результаті виходу твердої фази розчину із гравітаційного зрівноваженого стану гідростатичний тиск стовпа тампонажного розчину інтенсивно знижується до тиску стовпа рідини замішування
А.А. Гайворонський, А.А. Цибін, [49]	$\Delta p = H \rho_{ц.р.} \frac{4}{D_{св.} - D_{о.к.}} \times$ $\times \int_0^H \Theta_0 [t, T(z)] dz,$ <p style="text-align: center;">(1.4)</p>	Експериментальний, залежність між Δp і Θ_0 визначається із рівноваги стовпа тампонажного розчину у період ОТЦ, зниження гідростатичного тиску в основному визначається зростанням структурномеханічних показників
А.К. Куксов, А.В. Черненко, [50]	$\Delta p = g(H - z) \times$ $\times [(\rho_{ц.р.} - \rho_{р.з.}) \mu + \rho_{р.з.}],$ $\mu = \exp \left[- \frac{2\Theta e^{\alpha t}}{\xi(\rho_{ц.р.} - \rho_{р.з.})g} \right],$ <p style="text-align: center;">(1.5)</p>	Теоретичний, залежність зниження тиску у стовпі тампонажного розчину – функція його СНЗ

Продовження табл. 1.1

1	2	3
Є.Г. Леонов, Б.М. Ісаєв [51]	$\Delta p = \frac{8gH}{\pi^2} (\rho_{ц.р.} - \rho_{р.з.}) \times$ $\times \sum_{n=1}^{\infty} \frac{(-1)^2 (2n-1)\pi z}{(2n-1)^2} \sin \frac{(2n-1)\pi z}{2H} \times$ $\times \exp \left(\frac{-\alpha(2n-1)^2 \pi^2}{4H^2} t \right),$ $\alpha = \frac{K\phi(1+\varepsilon)^2}{\rho_{р.з.} g a}$ $a = \partial \varepsilon(\Delta p) / \partial \Delta p, (1.6)$	Теоретичний, зниження гідростатичного відбувається тиску у там- понажному розчині – про- цес витіснення рідини з водонасичених ґрунтів
А.І. Булатов, О.Н. Обозін, А.В. Черненко, [52]	$\Delta p = H \frac{\rho_B(\rho_{ц.р.} - \rho_B)}{m\rho_{ц.р.} + \rho_B} e^{-\alpha t},$ $\alpha = \frac{2\varphi(4H + D_{св.})}{D_{св.} H(\rho_{ц.р.} - \rho_B)},$ (1.7)	Теоретичний, седимента- ція і структуроутворення проходять одночасно
А.Л. Відовський, Р.А. Ахметов, [53]	$\Delta p = \frac{G_p + \sum [G_i - (F_m - F_i)]}{S},$ (1.8)	Теоретичний, зниження тиску внаслідок тертя під час седиментації твердої фази і взаємного перемі- шування води замішуван- ня у протилежному нап- рямку

Примітки:

1. Δp – зміна гідростатичного тиску по висоті стовпа, Па;
2. Θ_0 – статичне напруження зсуву, Па;
3. H – висота стовпа тампонажного розчину, м;
4. $D_{св.}$ – діаметр свердловини, м;

5. $D_{o.k.}$ – зовнішній діаметр обсадної колони, м;
6. $\rho_{ц.р.}, \rho_{р.з.}, \rho_{в.}$ – відповідно густина цементного розчину, рідини замішування і води, кг/м^3 ;
7. $P_{р.з.}$ – гідростатичний тиск стовпа рідини замішування, Па;
8. P_c – початковий гідростатичний тиск тампонажного розчину, Па;
9. e – основа натурального логарифма;
10. α – коефіцієнт, що характеризує швидкість падіння гідростатичного тиску, $\alpha=(0,0088\div 0,07)$, хв.^{-1} ;
11. t – час, с;
12. P_m – надлишковий тиск на гирлі свердловини, Па;
13. $P_{пр.}$ – гідростатичний тиск стовпа протискувальної рідини, Па;
14. $T(z)$ – температура в інтервалі, який розглядається;
15. g – прискорення вільного падіння, м/с^2 ;
16. z – вертикальна вісь для визначення просторових функціональних зв'язків, початок відліку котрої ведеться від вибою, м;
17. ξ – відношення об'єму вміщуючої посудини до площі його внутрішньої поверхні, м;
18. n – i -тий член ряду Фур'є;
19. K_f – коефіцієнт фільтрації;
20. ε – коефіцієнт, аналог коефіцієнту пористості у механіці ґрунтів, рівний відношенню концентрацій;
21. m – водоцементне відношення;
22. φ – коефіцієнт, що описує швидкість зростання структури;
23. G_p – вага води замішування тампонажного розчину, Н;
24. ΣG_i – сумарна вага часток цементу, Н;
25. ΣF_T – сумарна сила тертя, Н;
26. ΣF_i – сумарна виштовхуюча сила, що діє на частинки цементу, Н;
27. S – площа поперечного перерізу кільцевого простору, м^2 .

1.3.2. Причини зниження тиску на стадії тужавіння тампонажного розчину.

Грачов В.В., Леонов Є.Г., Малеванський В.Д. [54] за результатами лабораторних досліджень прийшли до висновку, що по мірі перетворення коагуляційної структури розчину у кристалізаційну структуру тампонажного каменю простір між частинками дисперсної фази заростає. Тому тиск, що створює у цей час стовп тампонажного розчину вже не буде визначатися п'єзометричною висотою і може стати меншим за тиск стовпа води, що відповідає даній висоті.

Булатов А.І. [26], Бережний О.І, Луценко Н.А, та ін. автори причиною зниження тиску вважають контракцію під час тужавіння цементного розчину, тиск на нижній границі стовпа може знизитися до атмосферного і нижче. Аналогічні судження висловлюють також американські дослідники у роботі [38].

Кравцовим В.М. і ін. [62, 55] запропоновано модель процесу зниження гідростатичного тиску на другому етапі ОТЦ, яка пояснює цей процес завищенням частинок цементу на стінках свердловини й утворенням кристалічного каркасу з продуктів гідратації. До початку тужавіння тампонажний розчин у свердловині являє собою дисперсну систему, в якій дисперсною фазою є вихідні зерна цементу та кристалогідрати, що утворились. Тиск стовпа тампонажного розчину на пласт обумовлюється його висотою і густиною. По мірі утворення кристалогідратів формується коагуляційна структура, на базі якої створюється кристалічний каркас. Камінь набуває початкової міцності і жорсткості. При цьому, внаслідок сил адгезії, утворюються зв'язки решітки цементу як з породою, так і з колоною. Чим більше утворилося зв'язків, тим у меншій мірі передається тиск стовпа тампонажного розчину на пласт і настає такий момент, коли повністю утворюється самонесучий кристалічний каркас, а пори, що при цьому сформувалися, ще сполучаються між собою. У цьому випадку, тиск на пласт буде відповідати тиску водяного стовпа. При подальшій гідратації розміри пор у кристалічному каркасі будуть зменшуватися внаслідок зростання кристалів гідратації, створюючи замкнуті пори. Гідроста-

тичний тиск стовпа води, внаслідок цього буде зменшуватися, і, по мірі розвитку процесу твердіння, настає період, коли тиск на пласт знижується до нуля.

Соловйов Е.М. [56] прийшов до висновку, що у результаті реакції гідратації цементного розчину, у нерухомому тампонажному розчині виникає коагуляційна тіксотропна структура. У міру зростання міцності структури підвищуються сили зв'язку її зі стінками свердловини і трубами, що призводить до збільшення сил тертя внаслідок осідання незв'язаних з утвореною структурою частинок уздовж стінок. Це сприяє зависанню структури на стінках посудини, тобто виходу твердої фази з гідравлічно завислого стану і зменшенню швидкості осідання. Одночасно із зростанням міцності структури у часі зменшується її проникність, скорочуються розміри порових каналів і збільшується гідравлічний опір в останніх. Оскільки, при осіданні тверді частинки витісняють воду, яка фільтрується вгору поровими каналами структури, зменшення розміру цих каналів сприяє зменшенню інтенсивності фільтрації води і швидкості осідання структури, а отже, зависанню на стінках посудини і прискоренню виходу твердої фази із гідравлічно завислого стану, тобто більш швидкому зменшенню гідростатичного тиску. Очевидно, що гідростатичний тиск у тампонажному розчині, який знаходиться у посудині з непроникними стінками і дном, з часом повинен зменшитись до тиску стовпа дисперсійного середовища. Внаслідок контракції і збільшення пористості цементного тіста і каменю, проходить подальше зменшення гідростатичного тиску. Однак запропонована гіпотеза справедлива лише у випадку відсутності гідравлічного зв'язку між стовпом цементного розчину і породами. За наявності фільтрації флюїда гідростатичні тиски у цементному камені і породах будуть вирівнюватися, що суперечить результатам лабораторних досліджень.

Гайворонським А.А., Цибінім А.А. [57], Грачовим В.В. і Леоновим Є.Г., Малеванським В.Д. [54], Булатовим А.І. і Сидоровим М.А. [34] та ін. вказується, що контракція не має суттєвого впливу на процеси зниження тиску

на другій стадії тужавіння цементного розчину, оскільки вона, як правило, не перевищує 3%.

Як відомо [50], одразу після залишення розчину у стані спокою міцнісні зв'язки поміж частинками слабкі, тому дно посудини та його внутрішня поверхня не можуть служити опорою для капілярно-пористого тіла. Внаслідок цього тверда фаза розчину знаходиться в завислому стані й чинить надлишковий тиск на порову рідину. Цей стан є нестійким і система прагне до рівноваги. Оскільки тверді частинки мають більшу густину, ніж порова рідина, вони мають тенденцію до випадання в осад під дією сили тяжіння. Однак, частинки осідають не відокремлено, а чіпляючись одна за одну й за стінки посудини. Проходить седиментація твердої фази розчину, яка підпорядковується не законам Стокса, а законам фільтрації у капілярно-поровому середовищі. Настає момент, коли сили зчеплення частинок з поверхнею посудини і сили, що перешкоджають ущільненню структури біля дна, у сумі стануть рівними силі тяжіння твердої фази з урахуванням виштовхуючої сили. Це відповідає моменту закінчення процесу седиментації. Тверда фаза повністю виходить із завислого стану і тиск у порах обумовлюється тільки гідростатичним тиском вільної рідини замішування.

Під час гідратації рідина замішування постійно переходить до зв'язаного стану. Це призводить до виникнення у поровому просторі скелета порожнин, які раніше були заповнені надлишковою рідиною замішування. В період, коли поровий простір тампонажного розчину є системою сполучених пор, ці порожнини практично миттєво заповнюються вільною рідиною замішування. При цьому рівень її у поровому просторі буде знижуватися, що спричинить подальше зменшення гідростатичного тиску. Однак процес зниження рівня рідини у поровому просторі короткотривалий і не визначає подальше зменшення гідростатичного тиску. У подальшому процесі гідратації поровий простір тампонажного розчину (каменю) відносно швидко перетворюється у систему замкнутих, не сполучених одна з одною пор. Тому тиск рідини в такій відокремленій частинці вже не передається сусіднім порам,

загальний поровий тиск буде швидко зменшуватися. Таким чином, тиск у поровому просторі тампонажного розчину протягом часу знижується спочатку до гідростатичного тиску рідини замішування, а потім і ще більше.

1.4. Техніко-технологічні заходи з попередження міграції пластового флюїду у період ОТЦ

1.4.1. Шляхи попередження міграції пластового флюїду у період ОТЦ

Найпростішим і найефективнішим методом усунення причин, що викликають міграцію газу, є зниження до мінімуму висоти стовпа тампонажного розчину. При цьому зменшується інтервал цементування, у якому градієнт тиску різко знижується до значення, що відповідає градієнту тиску стовпа води, на якій приготовлений тампонажний розчин. Однак висота стовпа розчину повинна бути достатньою, щоб повністю перекривати всі пласти, насичені вуглеводнями. У цьому випадку попереджується можливість виникнення перетоків поміж окремими пластами і забезпечується надійне кріплення обсадною колоною.

Ще одним методом передбачено збільшення густини промивальної рідини, яка заповнює свердловину вище тампонажного розчину. Метод може бути реалізований лише у тих випадках, коли пласти можуть витримати підвищення тиску, що утворився при збільшенні густини. Застосовується також метод, який включає використання для приготування тампонажного розчину води з підвищеною густиною, що досягається введенням, наприклад, повареної солі [38].

Коли найпростіші і економічні методи попередження з тих чи інших причин виявляються не ефективними, то використовують технологію багатоступеневого цементування, що забезпечує вибірковою тампонаж свердловини. Багатоступеневе цементування може забезпечити попередження міграції газу в деяких свердловинах у результаті утворення в затруб-

ному просторі окремих, не з'єднаних поміж собою цементних кілець дуже малої висоти.

Для забезпечення найсприятливішого розподілу гідростатичного тиску по глибині свердловини, на думку Левайна Д.К. та ін. [38], стовп тампонажного розчину повинен складатись з двох порцій, що мають різний час тужавіння. У вітчизняній практиці цементування при довжині нижньої секції (ступені) експлуатаційної або проміжної колони більше 400 м передбачають диференціювання термінів тужавіння порцій тампонажного розчину по висоті стовпа таким чином, щоб початок тужавіння нижньої порції був на 2÷3 години меншим, ніж верхньої [18]. Аналогічно час тужавіння цементного розчину першої і другої порцій по стандарту АНІ повинен відрізнятися на 2 години [38]. Тоді спочатку затвердіє тампонажний розчин у нижній частині, до того як почнеться гідратація цементного розчину у верхній порції, що буде обумовлювати зміну гідростатичного тиску і зменшення градієнту тиску в порівнянні з початковим. Однак результати промислових даних показують, що у свердловинах зацементованих за даною технологією виникають заколонні ГНВП. Так, у свердловині №26 Гоголівська через 39 годин після закінчення цементування нижньої секції експлуатаційної колони (5502÷3722 м), під час розбирання бурильних труб почався перелив промивальної рідини через устя свердловини. Нижня секція експлуатаційної колони на цій свердловині зацементована двома порціями тампонажного розчину УШЦ-І-120. Нижня порція розчину (5502÷4600 м) включала домішку КМЦ і кальцинованої соди (час початку тужавіння 3 год. 15 хв.). До складу верхньої порції розчину (4600÷3722 м), входила домішка НТФК (час початку тужавіння 5 год. 10 хв.).

Існує також думка [62, 24], що коли забезпечити тужавіння "зверху вниз", то у верхній частині свердловини утворюється пробка із цементного каменю, яка сприймає надлишковий пластовий тиск. При цьому газ не проникає у пори каменю, що формується нижче пробки, оскільки поміж затужавілою частиною стовпа тампонажного розчину і газоносним пластом існує гідравлічний затвор. Коли формування структури порового простору по-

чинається в нижній частині свердловини, у верхній – може утворитись структура з замкнутою пористістю. Ефективність даного заходу є суперечливою і не підтвержена практично.

Імовірність міграції газу може бути зменшена або виключена збільшенням тиску в затрубному просторі над стовпом тампонажного розчину відразу ж після закачування його в затрубний простір. Таке збільшення тиску повинно компенсувати зменшення тиску стовпа тампонажного розчину під час гідратації. Для подібної технології потрібний тампонажний розчин, у якого після початку тужавіння дуже швидко збільшується міцність структури. Використання даного способу обмежене з точки зору наявності в розрізі свердловини поглинаючих пластів. Дуже важливо, щоб надлишковий тиск створювався на поверхні відразу ж після підйому тампонажного розчину у затрубному просторі до заданого рівня, що забезпечує передачу цього додаткового тиску на всю висоту стовпа. Однак, як тільки тампонажний розчин почне твердіти або збільшується напруження зсуву промивальної рідини, то стає сумнівним, що додатковий тиск буде передаватися через весь стовп рідини й розчину і діяти на глибині, де пластовий тиск достатньо високий [58]. Це підтверджено результатами промислових досліджень А.І. Булатова, А.Л. Відовського, А.В. Татарінова [59]. Так, встановлено, що тільки протягом 30÷35 хвилин після протискування тампонажний розчин підпорядковується закону Паскаля, а далі (ще до початку тужавіння) спостерігається відхилення від нього.

Ще одним додатковим способом є утворення великої кількості локальних зон седиментаційного ущільнення тампонажного розчину. Наприклад [56], внаслідок використання за колонних гумових манжет зонтикового типу, що дозволяє у певних інтервалах стовбура свердловини створити сприятливі умови для формування монолітних ділянок цементного каменю з підвищеною щільністю твердої фази. Іншими словами над кожною манжетою утворюється невеликої висоти ущільнений шар розчину з суттєво меншою проникністю і з більш коротким строком початку тужавіння. Такі шари запобігають утворенню

седиментаційних каналів і руху газу та інших флюїдів по зацементованому за колонному простору свердловини.

Куксовим А.К. та ін. [60], як додатковий захід для попередження заколонних проявлень, розроблений спосіб створення у кільцевому просторі газотримуючих перегородок з гелеутворюючого складу (ГС-1). Суть способу полягає у закачуванні в обсадну колону і протискуванні у заколонний простір поміж порціями тампонажного розчину гелеутворюючої суміші. При цьому об'єми рідин повинні бути такими, щоб по закінченню цементування гель був розташований над пластом або групою пластів – ймовірних джерел проявлення. Швидкість гелеутворення регулюється таким чином, щоб у перші хвилини закачування реакційної суміші в ній починалось утворення структури і щоб цей процес був близьким до завершення в момент закінчення цементування. В роботі [60] експериментально підтвержено обмеження використання даного заходу – зенітний кут свердловини не повинен перевищувати 10° . Окрім того, є обмеження з термостійкості і умовах закачування в свердловину та з розриву суцільності цементного кільця на $60 \div 100$ м.

Одним із найпоширеніших способів попередження заколонних ГНВП є використання розділюючих заколонних пакерів на обсадній колоні [56]. Такі пакери встановлюються в інтервалах стовбура свердловини, представленого щільними непроникними породами вище покрівлі горизонту з підвищеним коефіцієнтом аномальності, а також поміж горизонтами з відносним перепадом пластового тиску, який у значній мірі відрізняється від одиниці. Пакер впливає на утворення якісного і довговічного кільця внаслідок забезпечення формування седиментаційно-ущільненої цементної перемички безпосередньо над його ущільнюючим елементом, захисту від агресивних пластових вод і розгазування у період загустіння цементного розчину, демпфування ударних хвиль, що поширюються у системі "цементний камінь – колона" при перфорації, захисту від порушень контакту з колоною при її осьових навантаженнях, зменшення тиску і попередження фільтрації тампонажної суміші у зоні нижче пакера, внаслідок чого в ній виключається значна усадка

цементного каменю і, як наслідок, порушення його контакту із стінкою свердловини, стабілізації рівня стовпа тампонажної суміші в період ОТЦ при наявності у підпакерній зоні поглинаючих пластів, які центрують суміжні ділянки обсадної колони. Слід зауважити, що вони технологічні та надійні, як правило, тільки у не складних гірничо-геологічних умовах [61]. Окрім того, зниження гідростатичного тиску у підпакерній зоні може призвести до поступлення газу у тампонажний розчин.

1.4.2. Тампонажні композиції для попередження міграції пластових флюїдів

Як зазначено у п. 1.2 одним із найнебезпечніших (з точки зору виникнення ГНВП) є період ОТЦ після закінчення тужавіння до закінчення заростання порових каналів [2, 62, 63].

Данюшевський В. С. і Курбанов Я. М. [64] шляхом сумісного розв'язку рівняння закону фільтрації Дарсі і рівняння Стейнора-Пауерса показали, що відносна проникність цементного каменю може бути визначена з виразу

$$\bar{k} = \frac{(m - \varpi)^3}{(1 - m)\varphi S_{\text{пит.}}^2}, \quad (1.9)$$

де m – пористість цементного каменю, од.;

φ – структурний коефіцієнт каналу, од.;

ϖ – відношення об'єму зв'язаної води до загального об'єму води замішування;

$S_{\text{пит.}}$ – питома поверхня цементу, м²/кг.

З аналізу рівняння (1.9) випливає, що збільшення об'єму зв'язаної води призведе до зменшення проникності каменю. У випадку, якщо зв'язати всю вільну воду ($m = \varpi$), цементний камінь стане непроникним.

Фільтрація у цьому випадку розпочнеться при умові, що перепад тиску в системі стовп "цементного розчину – пласт-колектор", згідно з формулою

(1.10), перевищить початковий градієнт тиску для даного пористого середовища [65], тобто

$$\text{grad } p_o > \frac{\alpha \tau}{\sqrt{k}}, \quad (1.10)$$

де k – проникність порового середовища, м^2 ;

α – коефіцієнт пропорційності;

τ – динамічне напруження зсуву, Па.

Відомим методом зниження фільтраційних властивостей тампонажного розчину є введення в рідину замішування домішок, які підвищують в'язкість рідкої фази розчину [2]. Зниження фільтрації тампонажного розчину пов'язане з утворенням просторового скелету, в якому затримується значна кількість зв'язаної води, що не приймає участі в процесі фільтрації [64]. Окрім того, відбувається підвищення загальної в'язкості тампонажного розчину в результаті чого знижується седиментація і суффозія.

У роботах [43, 66, 67 та ін.] запропоновано зв'язувати вільну воду замішування шляхом введення водорозчинних полімерів, наприклад, домішками КМЦ зі ступенем полімерізації не нижчим 500 або ОЕЦ.

Реологічна поведінка розчинів полімерів описується рівнянням Освальда-де Ваалє. Вираз для оцінки ефективної в'язкості псевдопластичної рідини має вигляд [68]

$$\mu_{\text{еф.}} = \frac{K}{4} \left(\frac{3n+1}{n} \right)^n \left(\frac{v}{R} \right)^{n-1}, \quad (1.11)$$

де K – міра консистентності, $\text{Па} \cdot \text{с}^n$;

n – міра нелінійної поведінки;

v – швидкість потоку у каналі, м/с ;

R – радіус каналу, м .

Швидкість потоку і радіус порового каналу ідеального ґрунту відповідно дорівнюють [69]

$$v = \frac{V_{\text{еф}}}{m}, \quad (1.12)$$

$$R = \sqrt{\frac{18k}{m}}, \quad (1.13)$$

де $V_{\text{еф}}$ – швидкість фільтрації, м/с.

Підставивши (1.11), (1.12), (1.13) у рівняння, яке описує закон фільтрації Дарсі, отримаємо формулу для оцінки швидкості фільтрації розчину полімеру через пористе середовище ідеального ґрунту

$$V_{\text{еф.}} = k \frac{n+1}{2n} (8m)^{\frac{n-1}{2n}} \frac{n}{3n+1} \left(\frac{4 \text{grad } p_0}{K} \right)^{\frac{1}{n}}, \quad (1.14)$$

де $\text{grad } p_0$ – градієнт перепаду тиску, Па/м.

З рівняння (1.14) випливає, що запобігти фільтрації шляхом загушення води замішування неможливо, а швидкість фільтрації може бути лише сповільнена, особливо при зменшенні міри нелінійності псевдопластичної рідини. З іншого боку, введення полімерів до тампонажної суспензії призводить до її загушення. Тому, наприклад, концентрація КМЦ в розчині не повинна перевищувати 0,2% [43, 66 та ін.]. При збільшенні концентрації полімеру розтічність розчину за конусом АзНДІ буде нижчою за технологічно допустиму. Міра нелінійності 0,2% розчину КМЦ при 20°C складає $n=0,9 \dots 0,95$ [70]. При підвищенні температури до 40°C нелінійність розчину практично дорівнює одиниці, а консистенція знижується у 1,8...1,9 рази [70]. Таким чином, при високих температурах використання такого заходу попередження ГНВП, як загушення води замішування полімером має низьку ефективність. Окрім цього ОЕЦ і КМЦ є сповільнювачами тужавіння, що, у деяких випадках

може стати причиною виникнення ГНВП під час ОТЦ. Наведені теоретичні судження підтвержуються фактами виникнення ГНВП і фонтанів під час цементування свердловин тампонажними розчинами з домішками КМЦ [71].

Для підвищення седиментаційної стійкості тампонажних розчинів використовують високодисперсні бентонітові глини [64]. Тампонажно-глинисті суспензії характеризуються високою дисперсністю частинок глинистих мінералів у воді, особливими властивостями їх поверхні і форми, високою анізотричністю частинок, що у сукупності забезпечує підвищення суффозійної і седиментаційної стійкості. Підвищення ступеня дисперсності твердої фази суспензії шляхом введення високодисперсних домішок бентонітових глин призводить до збільшення кількості фізично зв'язаної води, яка має підвищену в'язкість у порівнянні з вільною, що у свою чергу знижує седиментацію і пов'язане з нею суффозійне каналотворення. Тампонажно-бентонітова суспензія має підвищену по відношенню до чистого цементного розчину початкову міцність структури. Але по мірі протікання реакції гідролізу і гідратації проходить підвищення проникності системи. Подальші процеси структуроутворення супроводжуються деструктивними явищами, які призводять до зниження міцності. Окрім того, такі розчини характеризуються значною усадкою та низькою температурною і корозійною стійкістю каменю.

Для підвищення густини і в'язкості дисперсійного середовища використовують також відомі водорозчинні солі (NaCl, KCl) [64]. Домішки солей викликають зменшення динамічного напруження зсуву і незначно підвищують пластичну в'язкість тампонажного розчину, сприяють зміцненню зв'язку цементного каменю зі стінками свердловини і обсадної колони, володіють підвищеною суффозійною стійкістю.

Інший спосіб седиментаційної і суффозійної стабілізації тампонажних розчинів домішками солей полягає в утворенні мінералу, який кольматує пори скелету суспензії з одночасним зміцненням коагуляційної структури [64, 72]. В якості таких домішок використовують солі полівалентних металів, які у свою чергу підвищують статичне й динамічне напруження зсуву

коагуляційної структури тампонажної суспензії. Важливою особливістю цих солей є те, що загущуючий ефект проявляється не відразу, а протягом певного часу. Тому, як наслідок, відбувається підвищення гідравлічного опору на заключних стадіях цементування, коли у сполученні з низькими швидкостями протиснення у пробковому режимі високі реологічні показники сприяють поліпшенню витіснення промивальної рідини. Солеві домішки – стабілізатори викликають підвищення структурно-механічних властивостей тампонажних розчинів. Різні солі змінюють технологічні властивості розчину (час загустіння, строки тужавіння тампонажного розчину, швидкість твердіння) і міцнісні характеристики каменю, що у свою чергу обмежує їх практичне застосування при кріпленні продуктивних горизонтів.

Також відоме використання тампонажних композицій з домішками багатосолевих виробничих відходів титано-магнієвих комбінатів [64, 73]. Підвищення седиментаційно-суффозійної стійкості проходить у результаті утворення в рідкій фазі гелеподібних гідроксидів магнію, заліза, марганцю, хрому і кадмію, що обумовлює наявність міцності суспензії на зсув. Тонка дисперсія гелю, що утворюється в поровій рідині тампонажного розчину, створює колоїдний розчин і надає поровій рідині властивостей тонкоструктурованої дисперсії. Внаслідок цього тверді частинки порошкоподібного тампонажного матеріалу утримуються в завислому стані навіть при високому водовмісті тампонажного розчину.

Для забезпечення стійкості до міграції газу використовують домішки латексів [74], що являють собою водну дисперсію твердих полімерних частинок, містять ПАВ (поверхнево-активні речовини) і захисні колоїди, які надають суспензії стабільності. Частинки латексу блокують газ, коли у тампонажному розчині починає розвиватися структура й міцність. Це явище вказує на те, що головним ефектом частинок латексу є зменшення проникності матриці внаслідок закупорювання порожнин поміж частинками цементу. У зв'язку з невеликими розмірами і меншою густиною у порівнянні з частинками цементу, латекси зменшують пористість цементного каменю, знижують водовіддачу

і відносну проникність для води та обмежують міграцію газу. Встановлено, що частинки латексу зменшують проникність розчину на 10÷15% на ранній стадії тужавіння в залежності від його густини і рецептури [14]. Тампонажно-латексні розчини мають краще зчеплення з обсадною колоною і стінками свердловини, володіють еластичністю, високим опором удару, здатністю сприймати значну кількість наповнювачів і високою корозійною стійкістю. Головним недоліком, притаманним тампонажним розчинам з домішками латексів, є зниження міцнісних характеристик утвореного каменю [75].

Фіногеновим І.С. [76] запропонований шлакосилікатний тампонажний розчин з домішкою натрієвого рідкого скла. Внаслідок домішки останнього він характеризується високими значеннями міцності, низькою водогазопроникністю і водовіддачею, підвищеною стабільністю і достатніми для проведення цементування строками тужавіння. У процесі твердіння шлакосилікатний розчин міцно зчеплюється з стінками труби та гірської породи навіть при забрудненості контактних поверхонь. Даний розчин є термо-, корозійно- і солестійким у діапазоні вибійних температур 100÷200°C. Головним недоліком, що стримує його використання, є загущення тампонажного розчину.

У роботі [77] запропоновано для попередження міграції газу вводити до тампонажного розчину домішки ПАР, здатних зв'язувати газ. Внаслідок утворення стійкої піни у тілі цементного розчину створюється опір газовому потоку.

У роботі [78] запропоновано використання тампонажних розчинів, що стискаються, які забезпечують збереження градієнту гідростатичного тиску близького до початкового значення протягом періоду ОТЦ. Відомі два типи таких розчинів: піноцементні розчини і розчини, що самоспінюються. Механізм дії перших полягає у заповненні при розширенні утвореного внаслідок водовіддачі або хімічного стиснення вільного об'єму. Піноцементні розчини обмежені у використанні на великих глибинах через неможливість компенсації хімічного стиснення, пов'язаного зі збільшенням тиску в свердловині. Самоспінюючі розчини підтримують поровий тиск під дією хімічних реакцій,

генеруючих газ (водень або азот). Основними недоліками цих систем є висока вимогливість з техніки безпеки, нездатність досягнення газом при нормальному тиску у свердловині необхідного об'ємного розширення та здатність до коалісціювання і міграції газу в неусталених системах.

На сьогоднішній день для підвищення герметичності затрубного простору широкого використання набули рецептури тампонажних розчинів, що розширюються [79, 80, 81], механізм дії яких базується на утворенні і зростанні при твердінні кристалів гідросульфоалюмінату кальцію або оксиду магнію, що досягається шляхом введення домішок гіпсу, високоглиноземистого шлаку, магнезиту, доломіту, негашеного вапна, кварцевого піску та ін.. В роботі [82] запропоновано використання золо-цементних сумішей на базі паливної золи естонських сланців (РЗЦР), які при атмосферних умовах дають 15% розширення. РЗЦР застосовують при цементуванні свердловин з пластовими температурами 100÷150°C. Розширення досягається внаслідок вмісту в тампонажній суміші незв'язаних окислів кальцію і магнію. РЗЦР готується із суміші портландцементу і золи паливних електростанцій, що використовують в якості палива сланці. Застосовують сланцеві золи електрофільтрового і циклового типів, які відрізняються своєю питомою поверхнею. В залежності від умов використання та необхідної величини розширення вміст золи в суміші може складати 30÷70%. Розширення цієї суміші закінчується до моменту кінця тужавіння. При використанні циклової золи знижується водовідділення (до 5%) і водовіддача (до 65%) тампонажної суміші. Домішка сланцевих зол обох типів сповільнює строки тужавіння тампонажного розчину. При введенні сповільнювачів зменшується розширення на 20÷25% і збільшується проникність цементного каменю на ранніх стадіях його тужавіння. У більшості складів РЗЦР міцність цементного каменю менша, ніж у чистих портландцементів.

У зарубіжній практиці цементування свердловин для попередження міграції газу використовуються тиксотропні тампонажні розчини [83]. Відомо два способи надання розчину тиксотропних властивостей. Перший пов'язаний із

формуванням мікрокристалічної структури з гідратів і мінералів у всьому об'ємі розчину, що досягається домішкою невеликої кількості гіпсу, бентоніту або кремнієвих мінералів. Другий базується на утворенні в результаті хімічної взаємодії самоутримуючого гелю, шляхом використання полімерів (розчинених або диспергованих у воді замішування), які "зшиті" поміж собою [64].

У роботі [14] пропонується використання тампонажних розчинів, які миттєво твердіють. Це добре дисперговані тампонажні системи, які не проявляють тенденції до наростаючого загустіння, але швидко схоплюються. Перед твердінням вони зберігають повний гідростатичний тиск і достатньо швидко формують низькопроникний цементний камінь.

Отже попередження ГНВП безпосередньо через пори цементного каменю у період ОТЦ принципово можна досягти декількома способами [84]. По-перше, мінімізувати водовіддачу тампонажного розчину і тим самим зменшити рух флюїдів через незатвердівший розчин. По-друге, можна використати тампонажні розчини з пониженим В/Ц. Чим менше В/Ц, тим менше продуктів гідратації потрібно для утворення замкнутих капілярних пор у цементному камені, що формується. При $V/C > 0,6$ навіть при повній гідратації неможливо отримати камінь із замкнутою пористістю. Необхідно врахувати також, що із зменшенням В/Ц прискорюється темп формування структури та підвищення міцності цементного каменю. По-третє, введенням прискорювачів тужавіння до тампонажного розчину, тому що чим менше часу розчин знаходиться у стані спокою до переходу у твердий стан, тим менша імовірність прориву і виникнення осмотичних перетоків. При цьому також попереджується каналутворення внаслідок затруднення суффозії. Четвертим шляхом може бути підвищення в'язкості та густини рідкої фази тампонажного розчину.

Висновки до розділу

1. На основі статистичного аналізу промислових даних показана низька ефективність ремонтно-ізоляційних робіт з ліквідації МТ. Виділено різно-

манітні за своєю природою причини виникнення міграції пластових флюїдів, однією з яких є утворення каналів по структурі цементного каменю.

2. Аналіз літературних джерел з питань зниження гідростатичного тиску стовпа тампонажного розчину в процесі тужавіння показав, що не існує одностайної думки щодо причин його зниження, а у деяких випадках трактування цих причин є взаємо протилежне.

3. Проведений аналіз причин виникнення заколонних ГНВП і перетоків під час кріплення, освоєння й експлуатації свердловин свідчить, що методи які використовуються на сьогоднішній день для попередження міграції пластових флюїдів під час ОТЦ не завжди забезпечують герметичності цементного кільця, а застосовувані рецептури тампонажних композицій не задовільняють відповідних параметрів розчину і каменю.

Викладене вище стало основою для розробки питань підвищення якості розмежування газоносних пластів на родовищах ДДз регулюванням технологічних параметрів тампонажного розчину домішкою кремнійорганічних сполук з ряду силанів та удосконалення технології цементування обсадних колон.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [5, 11].

РОЗДІЛ 2

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗМІНИ ХАРАКТЕРУ ПЕРЕДАЧІ ТИСКУ ЧЕРЕЗ СТОВП ТАМПОНАЖНОГО РОЗЧИНУ

2.1. Установа для проведення експериментальних досліджень

Для проведення досліджень характеру передачі тиску та його абсолютної величини через стовп тампонажного розчину під час гідратації в'язучого поставлені експерименти на спеціально розробленій лабораторній приставці [3]. Приставка використовується з автоклавною установкою А-2.00.000 ІЕ конструкції колишнього Харківського відділення УкрНДГРІ [85] та дозволяє моделювати пластові термобаричні умови.

Принципова схема приставки наведена на рис. 2.1. Вона складається з насосно-компресорної труби (НКТ) зовнішнім діаметром 60,3 мм згідно ГОСТ 633-80 з товщиною стінки 5 мм і довжиною 440 мм, яка на період проведення експериментальних досліджень заповнюється тампонажним розчином. До одного кінця труби кріпиться нижня пробка 2, в яку встановлюється решітка і, у залежності від умов проведення експериментальних досліджень (моделювання або відсутність процесу фільтрації), фільтраційний папір або гідравлічна мембрана (гумова прокладка). До другого кінця труби приєднується верхня пробка 7, з вмонтованими датчиками тиску і температури 8. Датчики за допомогою канала зв'язку з'єднуються через блок підсилення з реєструючим приладом.

Датчик тиску виконаний у вигляді мостової схеми, одним з "плечей" якої є рідкоземельний елемент на основі сульфїду самарія з лінійною зміною електричних характеристик у діапазоні 0÷500 МПа. Для вимірювання температури використано теристорний місток з лінійною чутливістю одного з теристорів до зміни температури у діапазоні 0÷120°C.

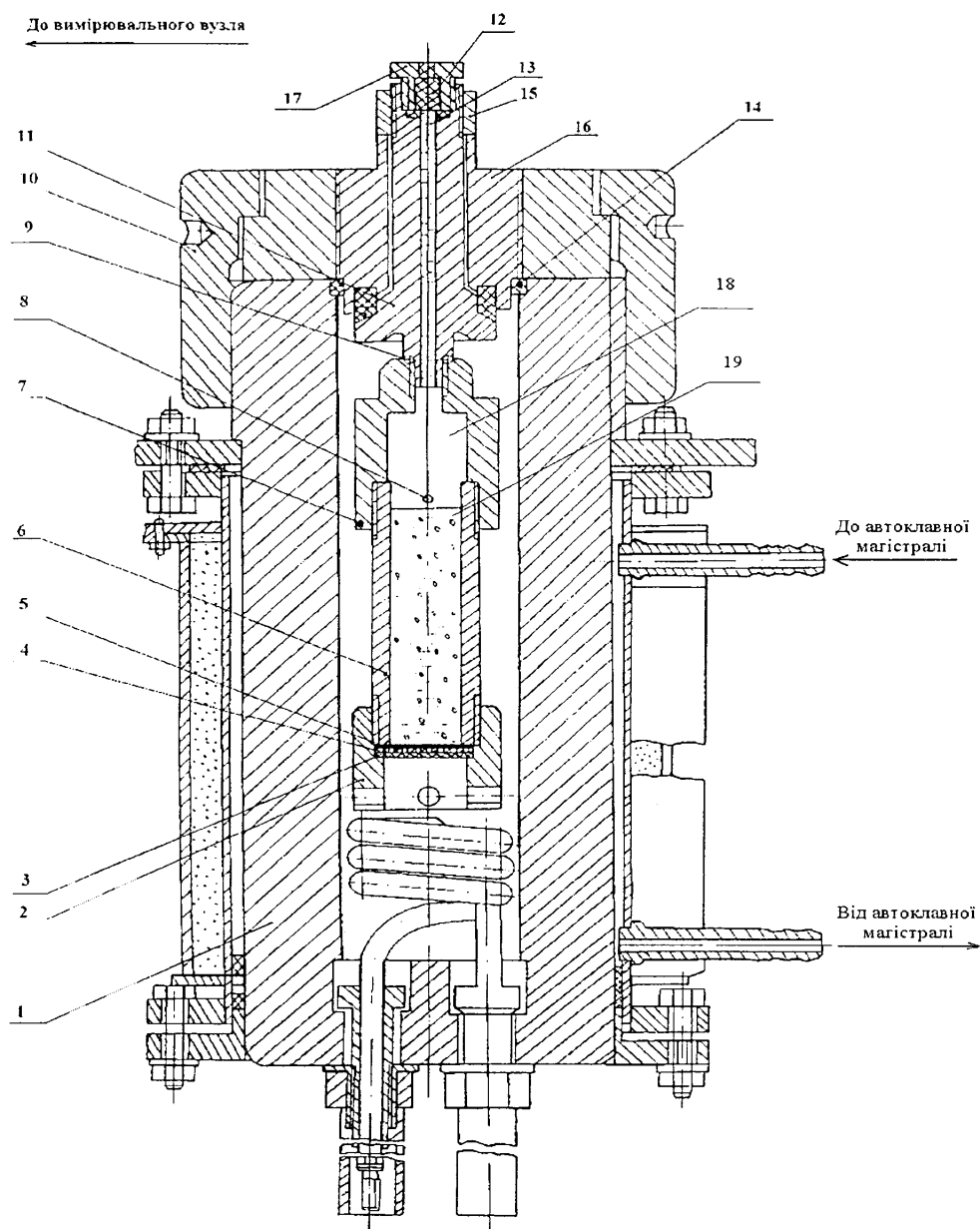


Рис. 2.1. Схема приставки до автоклава А-2:

- 1 – автоклав; 2 – нижня пробка; 3 – фільтраційний папір; 4 – решітка;
 5 – гумова прокладка; 6 – труба; 7 – верхня пробка; 8 – датчики тиску і температури; 9 – гумове кільце; 10 – гумові прокладки; 11 – втулка;
 12, 13, 14 – фторопластові ущільнення; 15 – гайка; 16 – пробка; 17 – болт;
 18 – масло; 19 – тампонажний розчин.

Для забезпечення ізоляції електричної системи вимірювання і реєстрації, первинні перетворювачі тиску й температури розміщуються у гідравлічній "подушці" з трансформаторного масла 8.

Для виключення зв'язку тампонажного розчину з атмосферою і внутрішньою порожниною камери автоклавної установки, приставка обладнана вузлом герметизації, який складається з пробки 16, втулки 11, болта 17, гайки 15, гумового кільця 9, двох гумових прокладок 10 і фторопластових ущільнень 12, 13, 14. Всі різьбові з'єднання герметизовано стрічкою з фторопластового ущільнюючого матеріалу (ФУМ).

Схемою приставки передбачена герметизація вимірювальних ланцюгів датчиків тиску і температури 8 спеціальною пробкою з фторопластовим ущільненням 12.

На рис. 2.2 зображена принципова схема обв'язки приставки з автоклавною установкою. Створення тиску в камері автоклавної установки здійснюється за допомогою ручного преса 1 (ПР-2), розрахованого на максимальний тиск 100 МПа, а його регулювання через автоклавну магістраль 2 – вентилями високого тиску 3. Контроль за величиною тиску здійснюється за допомогою зразкового манометра 4 з діапазоном вимірювання 0÷150 МПа.

Для створення і підтримання необхідного для проведення експерименту температурного режиму камера автоклавної установки обладнана спіраллю 5, яка дозволяє створювати у камері температуру до 200°C. Контроль за величиною температури здійснюється за допомогою термопари 6 з діапазоном вимірювання 20÷250°C. Регулювання температури проводиться автоматично за допомогою автотрансформатора 7 (ЛАТР-2) шляхом зміни величини напруги на нагріваючому елементі.

Реєстрація тиску і температури здійснюється через блок підсилення 8 реєструючим швидкісним самописним приладом 9 (Н 3031).

Для вимірювання, підсилення, реєстрації тиску і температури розроблена принципова електрична схема (рис. 2.3).

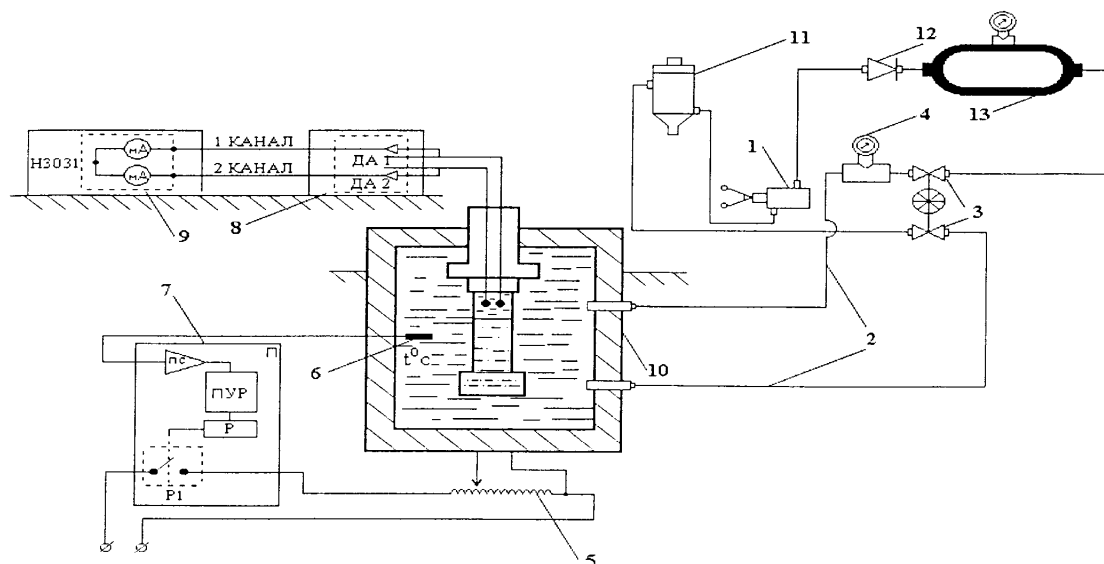


Рис. 2.2. Схема об'язки автоклавної установки:

1 – ручний прес ПР-2; 2 – автоклавна магістраль; 3 – вентилі високого тиску; 4 – манометр; 5 – нагрівуючий елемент; 6 – термопара; 7 – регулюючий трансформатор ЛАТР-2; 8 – блок підсилення сигналу; 9 – реєструючий самописець; 10 – автоклав з приставкою; 11 – зливний бачок; 12 – зворотній клапан; 13 – робочий резервуар з маслом.

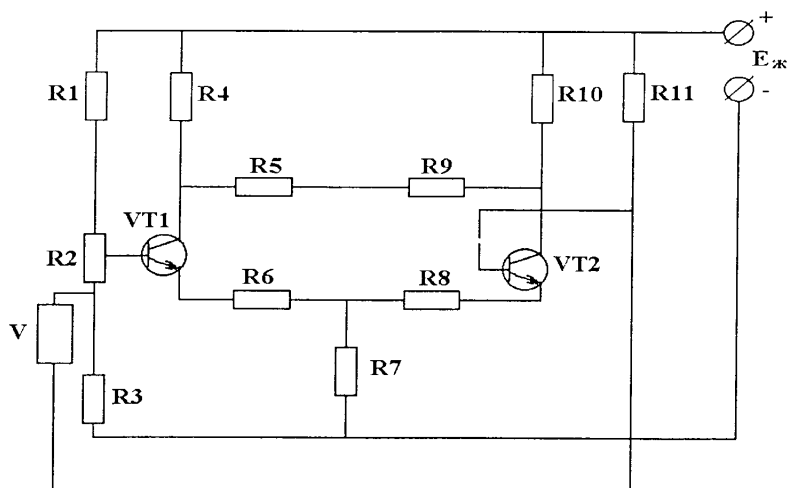


Рис. 2.3. Принципова електрична схема для вимірювання, підсилення і реєстрації тиску і температури

VT1 і VT2 – транзистори; R1÷R11 – резистори;

V – датчик (тиску або температури).

Реєстрація тиску і температури базується на мостовому методі вимірювання. У "плечі" моста увімкнені транзисторні каскади VT1 і VT2. Напруга зміщення на транзисторі VT1 задається ланцюгом резисторів R1–R3, а на транзисторі VT2 – датчиком V і резистором R3. При зміні опору датчика V проходить зміна напруги зміщення на базі транзистора VT2, що призводить до розбалансування моста і зміни показів приладу Н 3031. Встановлення на умовний нуль шкали приладу здійснюється резистором R2. Верхню границю шкали вимірювання приладу встановлюють змінним резистором R9. Таким чином, за допомогою змінних резисторів R2 і R9 регулюється необхідний діапазон вимірювання тиску і температури.

2.2. Методика й умови проведення експериментальних досліджень

Експериментальні дослідження виконувалися у наступному порядку:

- тарування вимірної схеми за тиском і температурою та датчика тиску на температурні коливання;
- прогрів експериментальної установки на $10 \div 15^\circ\text{C}$ вище температурного режиму експерименту (це пов'язано зі зниженням температури під час встановлення приставки у автоклав);
- приготування тампонажного розчину за вибраною рецептурою;
- під'єднання до нижнього кінця труби НКТ нижньої пробки;
- заповнення труби досліджуваним тампонажним розчином і нагвинчування верхньої пробки;
- встановлення труби в автоклавну установку і її герметизація;
- заповнення порожнини з'єднувальної втулки та верхньої пробки трансформаторним маслом, встановлення у масляну "подушку" датчиків тиску й температури та герметизація внутрішньої порожнини автоклавної приставки;

– виведення установки на режим експерименту (створення у камері тиску 8 МПа і температури 90°C);

– зниження або підвищення тиску (на 1,25 МПа) через рівні проміжки часу (15÷30 хвилин) у камері автоклавної установки і реєстрація характеру його зміни над стовпом тампонажного розчину за допомогою датчика тиску, розміщеного у верхній пробці.

Для уніфікації проведення умов експерименту, всі дослідження проводилися при температурах, передбачених стандартами (ГОСТ 26798.0-85... ГОСТ 26798.2-85), технічними умовами (ГОСТ 1581-91, [86, 87, 88]) на в'язуче та іншими нормативними документами, прийнятими для перевірки якості в'язучих, утвореного розчину і каменю.

З метою виключення впливу тиску, що створює тампонажний розчин власною вагою (близько 0,08 МПа) в процесі проведення експерименту, в установці створювався надлишковий тиск у 100 разів вищий – 8 МПа.

Для спрощення процедури обробки результатів експерименту, величина втрати тиску при передачі через стовп цементного розчину нормувалася в інтервалі [0; 1], як коефіцієнт передачі тиску за формулою:

$$k_p = p_v / p_n, \quad (2.1)$$

де p_v і p_n – відповідно тиски, зафіксовані на верхній границі стовпа цементного розчину і надлишковий у камері автоклава, Па.

У зв'язку з високою чутливістю елементів датчиків тиску і температури, було проведено тарування вимірної схеми за температурою і тиском (додаток Б). Як видно з наведених тарувальних графіків (рис. Б.2) обидві залежності лінійні на всьому діапазоні зміни. При нагріванні й охолодженні покази датчиків однакові, тобто гістерезис відсутній.

У зв'язку з тим, що використаний у роботі датчик тиску є чутливим до зміни температури, додатково було проведено його тарування в залежності від температурних коливань. Як видно з тарувальних кривих (рис. Б.3) підви-

щення температури на один градус Цельсія без зміни тиску призводить до зміни показів датчика тиску на 4,5 одиниці. Чутливість датчика тиску до зміни температури носить лінійний характер і симетрична в режимах підвищення та зниження температури.

2.3. Дослідження впливу кінетики гідратації портландцементу на характер передачі тиску через стовп тампонажного розчину

Дослідження процесу зміни передачі тиску через стовп тампонажного розчину за описаною у п. 2.2 методикою проводилися паралельно з рентгенофазовим і диференційним термографічним аналізами (РА і ДТА, відповідно), оцінки відкритої пористості й вологості цементного розчину на початковій стадії тужавіння.

Після заливання тампонажним розчином приставки для дослідження передачі тиску, решта порції розливалася у циліндричні форми діаметром 30 мм і висотою 30 мм. Формування контрольних зразків і дослідження передачі тиску проводилися у адекватних термобаричних умовах. З інтервалом у одну годину чотири зразки контрольних проб вилучалися з автоклавної установки для проведення експериментів РА, ДТА, відкритої пористості та вологості.

РА і ДТА проводилися відповідно на установках ДРОН-2 і дериватограф SYSTEM F. Paulic J. Paulic L. Erdey за стандартними методиками, які описано у роботах [89, 90]. Відкрита пористість оцінювалася за допомогою установки УИПК-1М [91] за методикою Преображенського [92]. Вологість зразка (наявність вільної води у відкритих порах) визначалася ваговим методом [93]. Зразок відразу ж після вилучення з автоклава зважувався на аналітичних вагах. Після зважування зразок висушувався у вентиляційній шафі при температурі $40\pm 5^{\circ}\text{C}$ до постійної маси (різниця між двома послідовними зважуваннями не перевищувала величини похибки ваг). Останнє зважування прийма-

дося за масу “сухого” зразка. Вологість тампонажного каменю оцінювалася за формулою [93]

$$B = \frac{m_c - m_B}{\rho_B m_c} 100, \quad (2.2)$$

де m_B і m_c – відповідно маси вологого і “сухого” зразків, гр.;

ρ_B – густина води, гр./мл.

Середня температура випаровування приймалася з огляду на те, що при температурах вище 50°C починають розкладатися деякі кристалогідрати (наприклад, двоводний гіпс) [26, 90]. А межі коливання температури визначалися точністю пристрою для термостатування.

Розглянемо результати досліджень при тужавіння тампонажного розчину приготованого з портландцементу ПЦТ-100 ГОСТ 1581-91 з В/Ц=0,5.

Для всього процесу характерні три основні стадії.

На першому етапі зміна тиску в камері автоклава миттєво передається на верхню границю стовпа тампонажного розчину (рис. 2.4.а і рис. 2.4.б ділянка І) [6], тампонажний розчин поводить себе як рідина. Перша стадія триває близько 90 хвилин. Оскільки у цей час система досить розріджена, її ефективна в'язкість при частоті обертання стакану $6,28 \text{ c}^{-1}$ за результатами консістометрії не перевищує 3 Па·с (стадія, коли тампонажний розчин поводить, як рідина, збігається за часом з досягненням границі його загуснення 30 УОК [94]). У цей час частка прогідратованого портландцементу знаходиться у межах від 1 до 2% і тампонажний розчин являє собою суспензію. На рентгенограмі знятій через 1 годину після замішування (рис. 2.5.а) видно, що тверда фаза тампонажного розчину представлена, в основному, вихідними компонентами портландцементу. Піки з міжплощинними відстанями $d = \{1,625; 1,76; 1,82; 1,93; 1,98; 2,182; 2,315; 2,44; 2,608; 2,74; 2,96; 3,02; 5,92\} \text{ \AA}$ свідчать про наявність у значних концентраціях аліту (C_3S), $d = \{2,045; 2,182; 2,285; 2,61; 2,74\} \text{ \AA}$ - беліту (C_2S), $d = \{1,93; 1,975; 2,07; 2,285;$

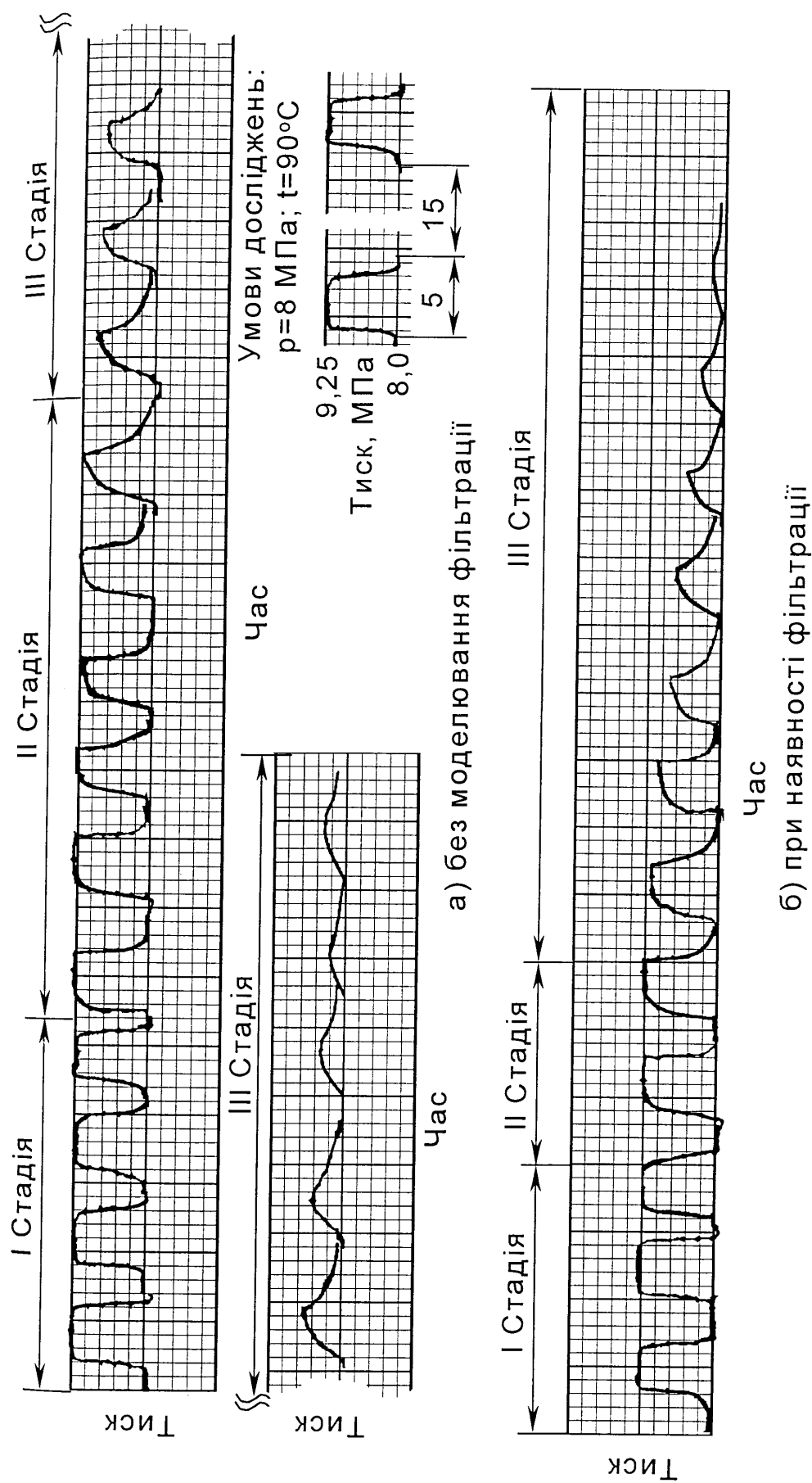


Рис. 2.4. Діаграми показів датчика тиску під час тужавіння тампонажного розчину з портландцементу ПЦТ-100 при $V/\zeta = 0,5$

I – передача тиску здійснюється через тампонажний розчин; II – передача тиску здійснюється через пористе середовище; III – величина переданого тиску зменшується у часі.



Рис. 2.5. Результати РА тампонажного розчину з портландцементу

ПЦТ-100 (ГОСТ 1581-91) при В/Ц=0,5

а) через 1 год.; б) через 3 год.; в) через 4 год.; г) через 6 год. гідратації

2,635; 2,68; 7,25} Å - алюмінату й алюмофериту кальцію (C_3A , C_4AF). Новоутворення (як правило це гідроксиди кальцію та магнію ($Ca(OH)_2$, $Mg(OH)_2$), а також еттрингіт ($3CaO \cdot Al_2O_3 \cdot 3CaSO_4 \cdot 32H_2O$), знаходяться у розчині у вигляді поодиноких кристалів і не можуть бути ідентифіковані за результатами РФА. Розчин характеризується значною кількістю вільної води.

З твердою фазою вода зв'язана у більшості випадків електричними, гравітаційними та Ван-дер-Вальсовими силами [26]. Сила таких зв'язків відносно невелика і суттєво не впливає на характер передачі тиску через тіло цементного розчину. Це підтверджує крива ДТА зразка через 1 годину після початку гідратації, яку наведено на рис. 2.6.а. На кривій ДТА чітко видно, що єдина ендотерма спостерігається у діапазоні температур від $0^\circ C$ до $100^\circ C$ (при температурах до $100^\circ C$ випікається вільна вода, а у діапазоні температур від $50^\circ C$ до $105^\circ C$ починається деструкція адсорбційних зв'язків і розкладання деяких кристалогідратів).

Приблизно через $90 \div 100$ хв. від початку замішування, коли тампонажний розчин стає непрокачуваним, характер передачі тиску через стовп останнього змінюється. Тиск на верхній границі стовпа тампонажного розчину вирівнюється до величини тиску в камері автоклава з деяким запізнення. Як видно з ділянки II на рис. 2.4.а, величина запізнення зростає у часі. Причиною сповільнення швидкості передачі тиску є перехід тампонажного розчину від суспензії до стану ідеального ґрунту. Тобто, у цей час рідина перетворюється у пластичне тіло, поряд з компонентами клінкера починають утворюватися перші продукти гідратації. Як видно з рентгенограми, зображеної на рисунку 2.5.б, через 3 години після початку гідратації у системі зменшується концентрація вихідних компонентів клінкера (так, наприклад, амплітуди піків аліту $d=2,73$ Å і беліту $d=2,76$ Å зменшилися відповідно у 1,2 і 1,9 рази у порівнянні з аналогічними піками на рентгенограмі рис. 2.5.а). Починають розвиватися новоутворення такі як гідроксид кальцію ($d=\{1,92;$

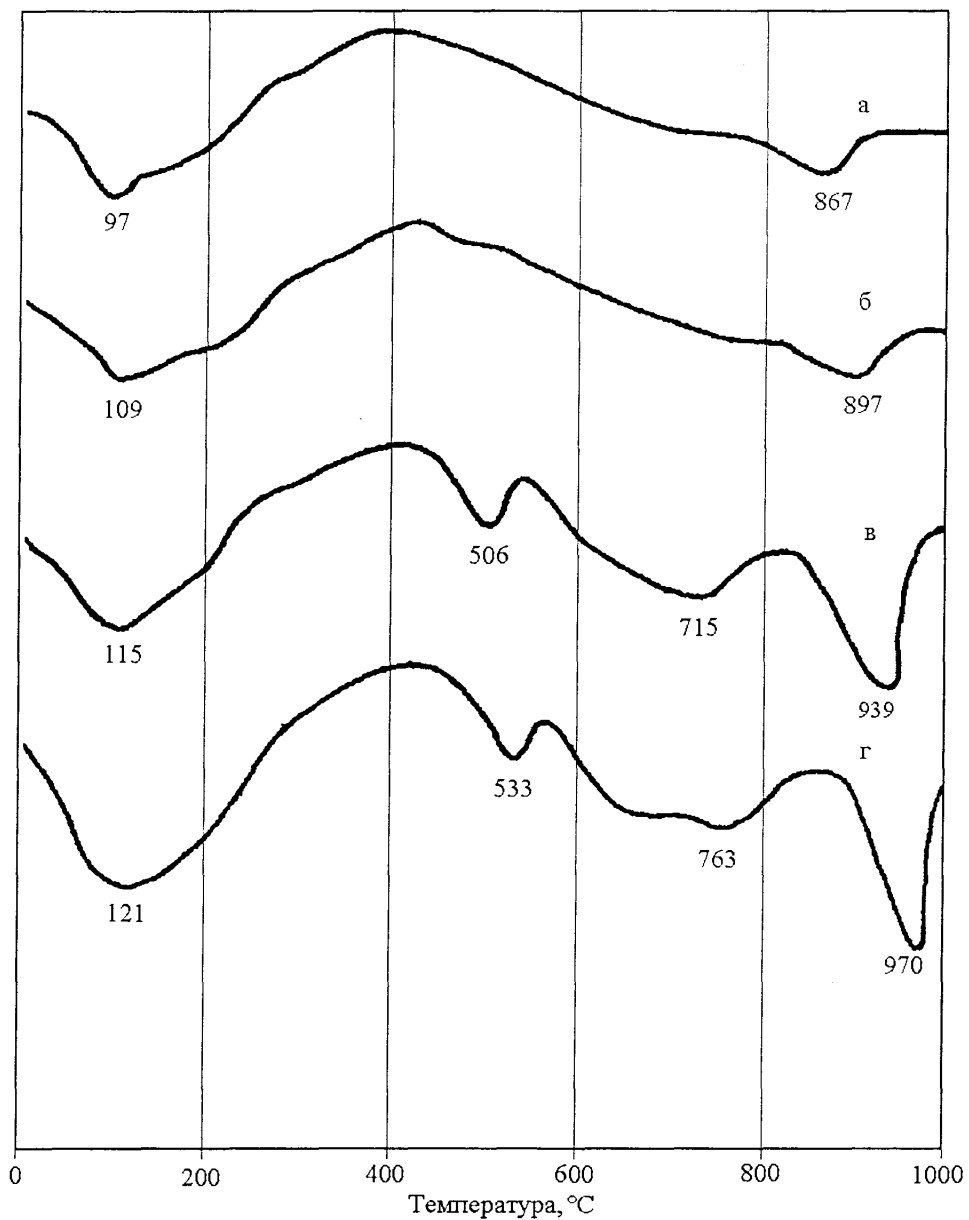


Рис. 2.6. Результати ДТА тампонажного розчину з портландцементу ПЦТ-100 (ГОСТ 1581-91) при В/Ц=0,5
 а) через 1 год.; б) через 3 год.; в) через 4 год.; г) через 6 год. гідратації

3,11} Å), двоводний гіпс ($d=4,24$ Å), етtringіт ($d=3,85$ Å) та C_2SH_2 ($d=2,87$ Å). Ці кристали разом із частинками непрогідратованого клінкера утворюють стінки системи капілярів, заповнених незв'язаною водою. Але процес формування цементного каменю у цей період протікає повільно. РА проведений через 4 години від початку гідратації (див. рис. 2.5.в) показує, що амплітуди піків майже в усіх міжплощинних відстанях протягом однієї години залишаються такими ж як і на рис. 2.5.б. Повільність протікання реакцій гідратації підтвердили також результати оцінки вологості цементного тіла і його ефективної пористості (див. рис. 2.7) об'єм відкритих каналів зразка протягом 3÷4,5 годин гідратації залишається практично постійним (крива 1 на рис. 2.7). У той же час кількість незв'язаної води інтенсивно знижується приблизно від 26 до 21 мл на 1 гр. висушеної твердої маси зразка (крива 2 на рис. 2.7). На цьому етапі іммобілізація води відбувається внаслідок утворення тоберморитового гелю [62]. Агрегативні маси гелю мають лускоподібну або трубчасту (цеолітову) форму, що призводить до збільшення питомої поверхні твердої фази. На поверхні новоутворених сполук вода адсорбується у вигляді тонких шарів і набуває властивостей псевдотвердої речовини. Утворення плівкової води стає причиною штучного звуження каналів пор. Додатково молекули води проникають у кристалічну ґратку тоберморитів трубчастої форми де утримуються координаційними зв'язками. Сила таких зв'язків дуже велика, для її подолання необхідно прикласти перепад тиску до 15 МПа. Внаслідок описаних процесів темп передачі тиску сповільнюється у часі, хоча коефіцієнт передачі залишається сталим ($K_p=1$). Наявність адсорбційної і зв'язаної у гідратах води підтверджує той факт, що перша ендотерма на кривій ДТА знятій через 3 години після замішування тампонажного розчину (див. рис. 2.6.б) стає більш пологою, тобто ендоефект припиняється при більш високій температурі. А невелика за амплітудою ендотерма в інтервалі температур від 410 до 460°C свідчить про наявність у

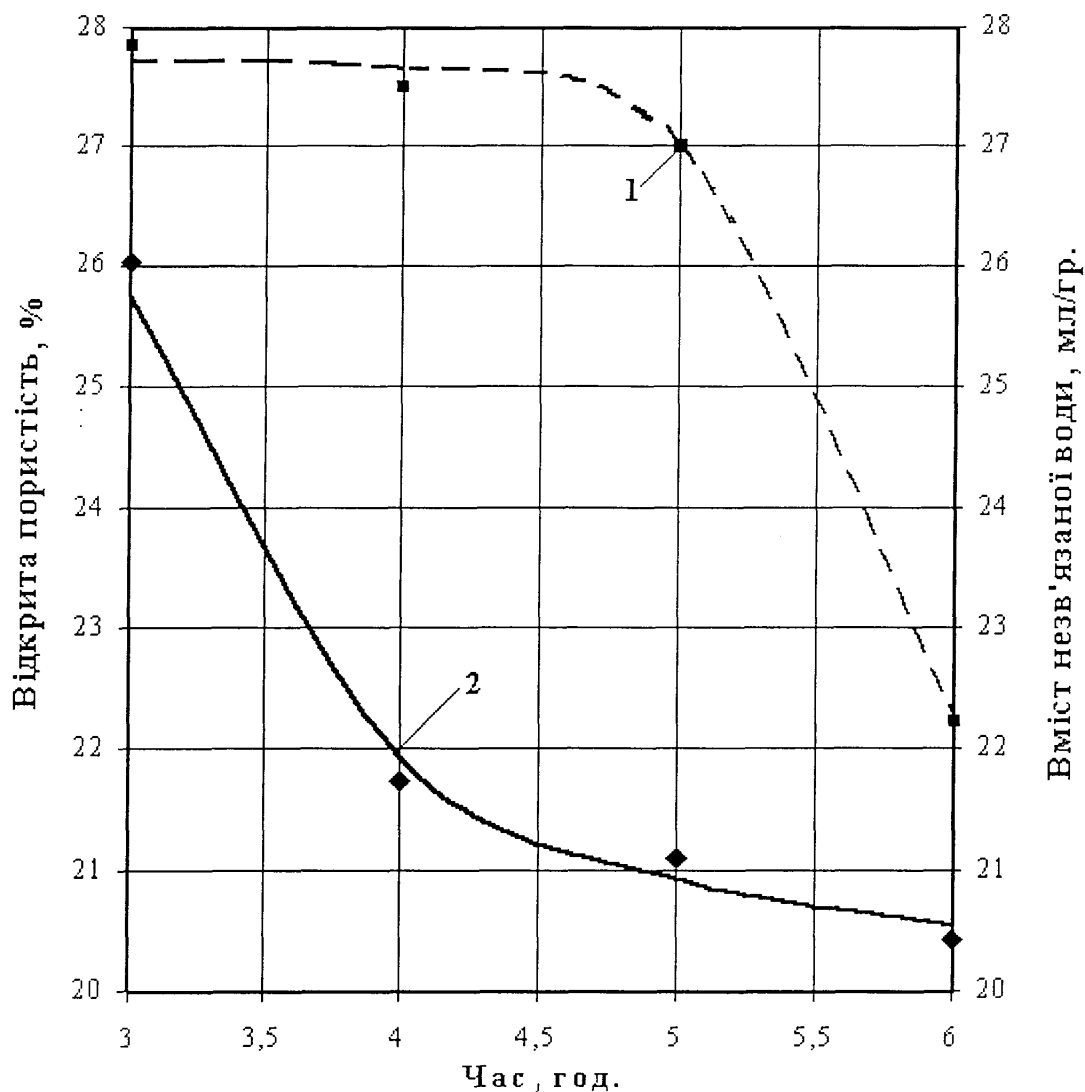


Рис. 2.7. Зміна відкритої пористості (1) та вмісту незв'язаної води (2) під час тужавіння тампонажного розчину з портландцементу ПЦТ-100 (ГОСТ 1581-91) при В/Ц=0,5

тілі цементного розчину хімічно зв'язаної води в тоберморитовому гелі. Поступово міжзерновий простір заповнюється частками гідратів, пластичне тіло втрачає рухливість і переходить у хрумке (тобто, починається процес його тужавіння). Аналогічна картина спостерігається на кривій ДТА знятій через 4 години (див. рис. 2.6.в). Єдина відмінність цієї діаграми у порівнянні з попередньою (див. рис. 2.6.б) – збільшення амплітуди ендоефекту в

інтервалі температур від 490 до 520°C, що підтверджує інтенсивне зв'язування води протягом цього періоду в тоберморітоподібних гелях.

У подальшому (приблизно після 4,5 години від початку гідратації) спостерігається інтенсивне звуження і заростання каналів у тілі цементного каменю, що позначається на зменшенні об'єму відкритих пор у тілі цементного каменю (див. криву 1 на рис. 2.7). Поява нових піків на рентгенограмі, яку наведено на рис. 2.5.г, свідчать про інтенсивний ріст новоутворених кристалів гідросилікатів $C_2SH(B)$ ($d=\{1,74; 1,815; 2,06; 2,37; 3,28; 3,32; 3,37; 3,56\} \text{ \AA}$), C_2SH_2 ($d=\{1,73; 1,82; 2,87\} \text{ \AA}$), C_3SH_2 ($d=\{1,88; 2,08; 2,48\} \text{ \AA}$) і гідроксиду кальцію ($d=\{1,69; 1,92; 2,62; 4,87\} \text{ \AA}$). Концентрація вихідних компонентів портландцементу суттєво зменшується, про це свідчить значне зниження амплітуди піків $d=2,74 \text{ \AA}$ і $d=2,77 \text{ \AA}$, характерних для аліту та беліту. У роботі [14] фаза інтенсивного формування твердого цементного тіла названа піком гідратації, який починається приблизно через 4÷5 годин після замішування.

У цей час чітко виділяється третя стадія зміни передачі тиску через тіло цементного каменю, коли амплітуда K_p поступово знижується прагнучи до "нуля". Зменшення амплітуди спричинене інтенсивним утворенням тоберморітового гелю, який заповнюючи пори створює опір фільтрації. На збільшення вмісту тоберморітового гелю вказує ріст амплітуди ендотерми в інтервалі температур від 510 до 460°C на кривій ДТА знятій через 6 годин тужавіння тампонажного розчину.

Темп зменшення вмісту вільної води у зразках знижується і кількість останньої у тілі цементного каменю стабілізується (крива 2 на рис. 2.7). У камені залишається лише вода, яка не приймає участі у гідратації. Вона вводить у розчин для забезпечення необхідної рухливості тампонажної суспензії під час проведення цементування. Вода випаровується лише з пор, які відкриті з одного кінця або з відкритих пор, розмір яких не перевищує 10 мкм (як сказано вище у порах такого малого діаметру сили поверхневого

натягу створюють значний опір фільтрації), тому останні не можуть бути заповнені гасом під час насичення.

Як і у другій фазі зміни характеру передачі тиску надлишкова вода інтенсивно адсорбується на поверхні новоутворень, тим самим штучно звужуючи канали фільтрації. Відхилення першої ендотерми на кривій ДТА (у порівнянні з попередніми етапами) вправо вказує на велику кількість адсорбційно зв'язаної води.

Через 5÷6 годин від початку замішування тампонажний камінь перетворюється у практично непроникне тіло і передача тиску припиняється. Це підтверджують дані одержані іншими дослідниками, які систематизовано у роботі [14].

У випадку, коли гідратація супроводжується відфільтровуванням надлишкової води замішування, процес утворення непроникного бар'єру з цементного каменю прискорюється. Як видно з рис. 2.4.б усі три фази зміни характеру передачі тиску через тіло цементного каменю наступають раніше. Зменшення або збільшення води замішування у тампонажному розчині суттєво впливає на процеси заростання пор у тілі цементного каменю. Це яскраво підтверджують, також, результати сумісних досліджень вологості та відкритої пористості зразків портландцементу з В/Ц 0,4 і 0,6, які наведено на рис. 2.8. Результати досліджень показують, що якісно процеси заростання відкритих пор і зв'язування вільної води при відмінних від 0,5 В/Ц співпадають. Проте, зниження В/Ц прискорює цей процес у часі, а його підвищення, навпаки – сповільнює час створення непроникного бар'єру.

В цілому дані експериментальних досліджень підтверджують гіпотезу про причини падіння тиску у стовпі цементного розчину під час ОТЦ, висунуту Грачовим В.В. і Леоновим Є.Г. у роботі [95].

За результатами теоретичних і практичних досліджень проведених Мавлютовим М.Р. та ін. [84] доведено, що тампонажний розчин з портландцементу з В/Ц 0,6 і більше не забезпечує створення непроникного

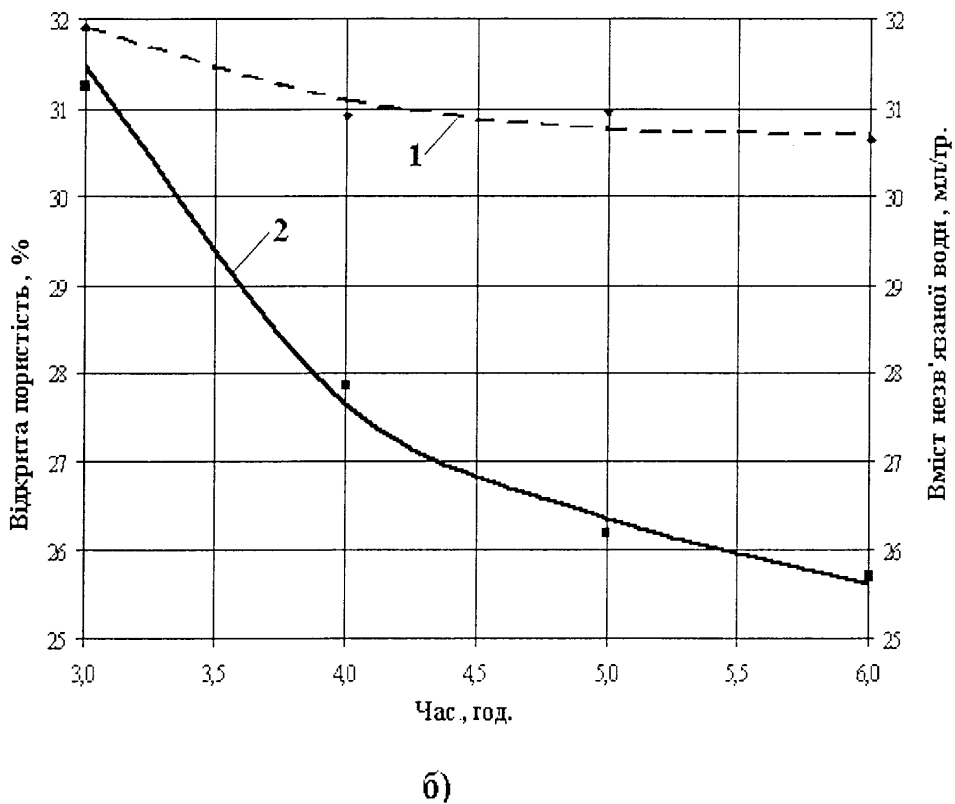
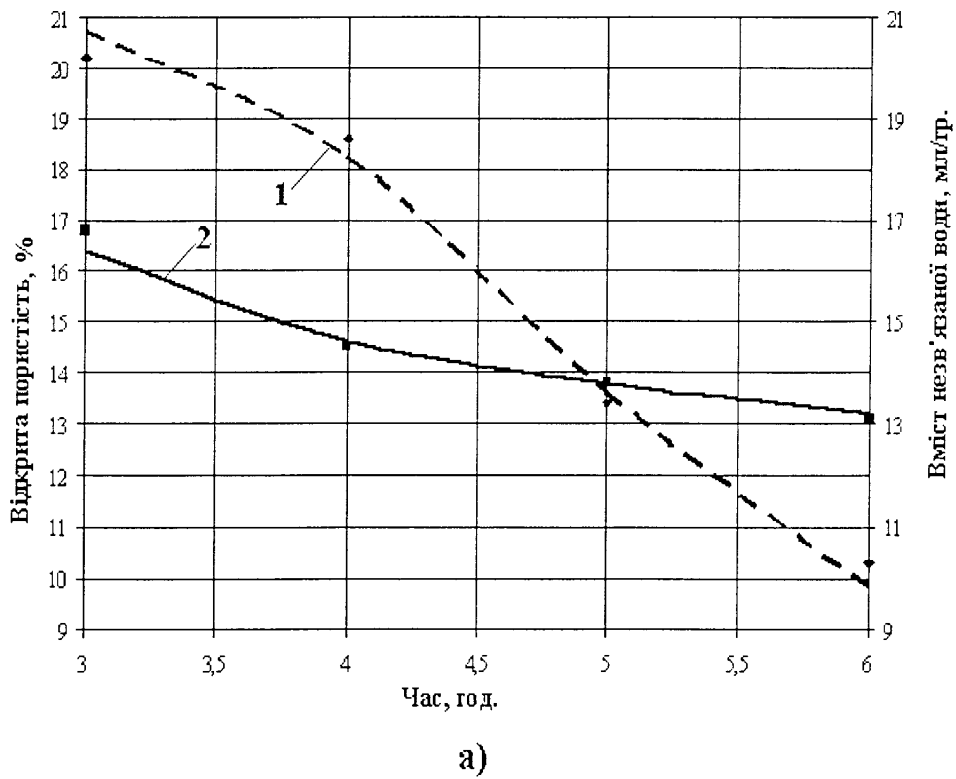


Рис. 2.8. Зміна відкритої пористості (1) та вмісту незв'язаної води (2) під час тужавіння тампонажного розчину з портландцементу ПЦТ-100 (ГОСТ 1581-91) з В/Ц 0,4 (а) і 0,6 (б)

бар'єру на ранніх стадіях тужавіння. Внаслідок сильного розрідження системи новоутворених продуктів гідратації недостатньо для повного перекриття каналів фільтрації у тілі цементного каменю. Це підтверджують результати проведених нами досліджень вологості і ефективної пористості тампонажного каменю. Тому, надмірно висока фільтрація тампонажного розчину може стати причиною прориву пластового флюїду (перш за все газу) під час ОТЦ.

Слід, також, відзначити що при В/Ц менше ніж 0,3 ізолюючі властивості тампонажного каменю теж погіршуються внаслідок недостачі води замішування для повної гідратації портландцементу [84].

2.4. Дослідження впливу строків тужавіння на характер передачі тиску через стовп тампонажного розчину

Для перевірки факторів, які впливають на створення суцільного непроникного цементного стакана (проникнення пластового флюїду в пори проходить лише на молекулярно-дифузійному рівні) за робочу була прийнята гіпотеза, яка найрозповсюдженіша у світовій практиці цементування. Це гіпотеза про те, що процес формування непроникного бар'єра співпадає у часі з відрізком, обмеженим початком і кінцем тужавіння цементного розчину [38].

Для перевірки цієї гіпотези згідно з методикою планування повнофакторного експерименту (ПФЕ) [96] мінімальна кількість експериментів для перевірки гіпотези повинна складати:

$$N=2^k, \quad (2.3)$$

де k – кількість факторів, що розглядаються.

Оскільки досліджуються два фактори (початок і кінець тужавіння), мінімальна кількість експериментів дорівнює

$$N=2^2=4. \quad (2.4)$$

Протягом одного досліду ми можемо змінити одразу два фактори, тому кількість експериментів може бути скорочена до двох.

Для перевірки гіпотези були взяті дві рецептури тампонажних розчинів. Це розчин з портландцементу ПЦТ-100 ($V/C=0,5$) і цементно-зольна суміш ЦЗк 3:2 ($V/C=0,58$).

Результати експериментальних досліджень в координатах „час – коефіцієнт передачі тиску” зображено на рис. 2.9.

З наведених графіків видно (див. рис. 2.9.а), що із закінченням тужавіння портландцементного розчину починається формування непроникного стану. Фактори „початок тужавіння” і „кінець тужавіння” для цементно-зольної суміші неінформативні (див. рис. 2.9.б). Заростання порового простору відбувається набагато пізніше. Таким чином, за підтвердження гіпотези подано один голос з чотирьох. Для остаточної перевірки гіпотези необхідно провести додаткові експерименти, кількість яких визначимо за формулою (2.5). Об'єм вибірки, згідно [96] повинен бути не менш ніж

$$N_d = \frac{\lg(1 - P_y)}{\lg(1 - P_d)} - N_0, \quad (2.5)$$

де N_0 – кількість експериментів, які проведено раніше;

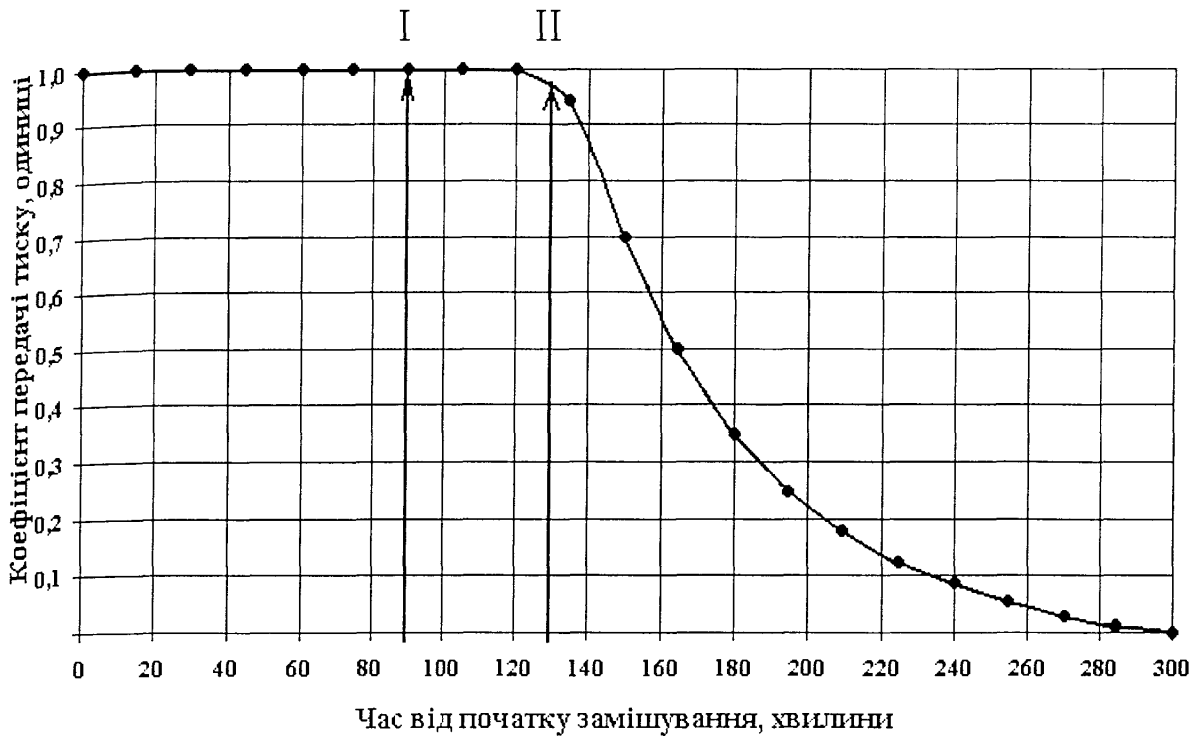
N_d – кількість додаткових експериментів;

P_d – імовірність, при якій гіпотеза може бути гарантовано прийнята;

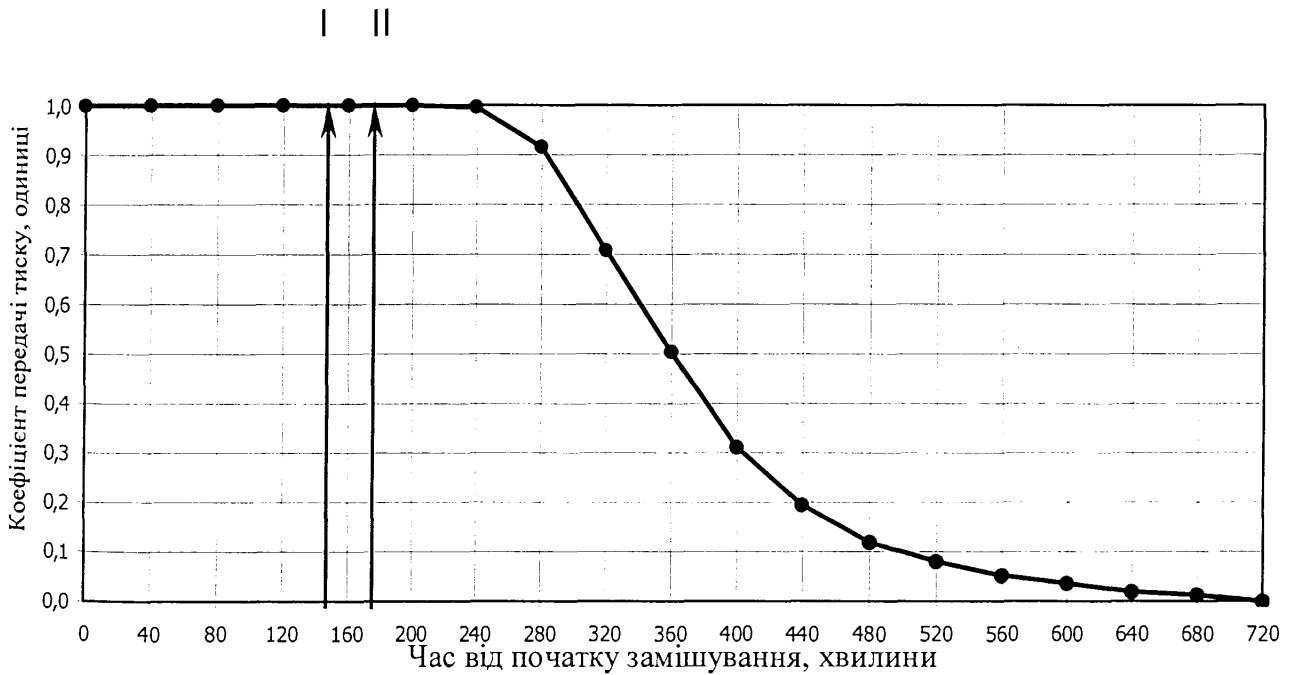
P_y – імовірність успішного завершення експериментів.

Прийнявши за критерій оцінки достовірності гіпотези правило „трьох сігм” ($P_d=0,99$) й імовірність успішного завершення експериментів $P_y=0,25$ отримаємо

$$N = \frac{\lg(1 - 0,99)}{\lg(1 - 0,25)} - 4 = 12. \quad (2.6)$$



а)



б)

Рис. 2.9. Зміна коефіцієнта передачі тиску через стовп тампонажного розчину під час тужавіння ПЦТ-100 (а) і ЦЗ_к 3:2 (б)

I – початок тужавіння; II – кінець тужавіння.

Оскільки під час одного досліду є можливість спостерігати одночасно обидва фактори, то додатково необхідно провести шість експериментів. До необхідної вибірки рецептур тампонажних розчинів були включені рецептури, що забезпечували найякісніші результати цементування свердловин. Параметри рецептур наведено в табл. 2.1. Результати другої серії експериментів наведено в табл. 2.2.

З урахуванням попередньої серії експериментів з загального об'єму $N_{\Sigma}=16$, за підтвердження гіпотези $N_{(1)}=3$ проти $N_{(0)}=13$. Шанс того, що гіпотеза з імовірністю 0,999 [97] справедлива дорівнює

$$Q_{(1)} = \frac{N_{(1)}}{N_{(0)}} = \frac{3}{13} = 0,23. \quad (2.7)$$

Таким чином, технологія попередження каналотворення у цементному розчині, що базується на закачуванні у свердловину двох порцій тампонажного розчину, які відрізняються термінами початку або кінця тужавіння, у більшості випадків неприйнятна [7].

Паралельно з проведенням експериментів з визначення характеру та зміни коефіцієнта передачі тиску через стовп тампонажного розчину досліджувалися темпи набору міцності цементного каменю на стиснення тампонажних рецептур наведених у табл. 2.1. Зразки цементного каменю діаметром 30 мм і довжиною 30 мм формувались при тиску 8 МПа і температурі 90°C. Міцність цементного каменю на стиснення визначалася на приладі ПСУ-10 «ЗІМ». Експериментальні дослідження темпів набору міцності цементного каменю на стиснення виконувалися у наступному порядку:

- приготування тампонажного розчину за вибраною рецептурою;
- заливання металевих форм тампонажним розчином;
- встановлення форм у штатив маятникового типу;
- поміщення штативу в автоклавну установку;

Таблиця 2.1

Технологічні параметри тампонажних розчинів

Рецептура	В/Ц (В/С)	Густина, кг/м ³	Розтічність за конусом АзНДІ, м	Водовід- ділення, %	Час загуснення при t=75°C і p=30,0 МПа, год.-хв.	σ _{зг.} / σ _{ст.} через 1 добу, МПа	Строки тужавіння при t=75°C і p=0,1 МПа, год.-хв.	
							початок	кінець
1. ПЦТ-100	0,5	1830	0,21	3,0	1-30	7,2/21,5	1-50	2-10
2. Ц3к 3:2	0,58	1650	0,20	1,2	2-10	4,9/16,1	2-30	2-55
3. ПЦТ-100+0,1% ВКК	0,5	1870	0,22	3,2	2-55	3,8/11,4	3-20	4-10
4. ПЦТ-100+0,06% Дк	0,5	1870	0,24	4,5	2-40	5,8/15,0	3-20	3-50
5. ПЦТ-100+0,02% НТФК	0,5	1870	0,24	5,8	3-15	3,6/10,0	3-40	4-50
6. Ц3п 3:2	0,48	1860	0,22	2,0	1-50	6,0/18,9	2-00	2-30
7. Ц3п 1:1	0,43	1780	0,20	0,5	2-00	6,0/18,0	2-20	2-50
8. (ПЦТ-100+ПДШ) 3:2	0,55	1800	0,20	3,5	1-45	5,1/15,4	3-50	4-30

Примітки: 1. (ПЦТ-100+ПДШ) 3:2 – суміш ПЦТ-100 і порошка доломітового шлакового;

2. Хімічний склад золи Курахівської ДРЕС: SiO₂ (52÷54%), Al₂SO₃ (15÷24%), Fe₂SO₃ (17÷22%), CaO (2,2÷6,0%), MgO (1,7÷2,0%);

3. Хімічний склад золи Ладженської ДРЕС: SiO₂ (55÷57%), Al₂SO₃ (17÷23%), Fe₂SO₃ (9÷11%), CaO (2,0÷5,0%), MgO (1,7÷2,0%);

Результати експерименту

Номер		Фактор		Відгук
експе- рименту	рецеп- тури	початок тужавіння	кінець тужавіння	
1	1	+	-	0
2	1	-	+	1
3	2	+	-	0
4	2	-	+	0
5	3	+	-	0
6	3	-	+	0
7	4	+	-	0
8	4	-	+	1
9	5	+	-	0
10	5	-	+	0
11	6	+	-	0
12	6	-	+	0
13	7	+	-	0
14	7	-	+	0
15	8	+	-	0
16	8	-	+	1

Примітки: 1. «1» – голос поданий за прийняття гіпотези;

2. «0» – голос поданий проти прийняття гіпотези;

3. «+» – фактор, який перевіряється під час експерименту.

– формування зразків цементного каменю в автоклавній установці при заданих термобаричних умовах протягом відповідного часу тужавіння;

– охолодження зразків при кімнатній температурі;

– витиснення зразків з форм за допомогою ручного преса;

– підготування зразків для визначення міцності цементного каменю на стиснення (шліфування та торцування поверхонь, замірювання геометричних розмірів);

– визначення міцності цементного каменю на стиснення;

– обробка результатів.

Співставлення результатів обох експериментів показали, що існує тісний кореляційний зв'язок між границею міцності каменю на стиснення і коефіцієнтом передачі тиску у часі [8]. Наявність такого зв'язку характерно ілюструє зображений на рис. 2.10 суміщений графік зміни міцності каменю на стиснення і коефіцієнта передачі тиску у часі тампонажної композиції ЦЗ_л 1:1 ($B/C=0,43$). Аналогічний зв'язок простежувався в усіх серіях.

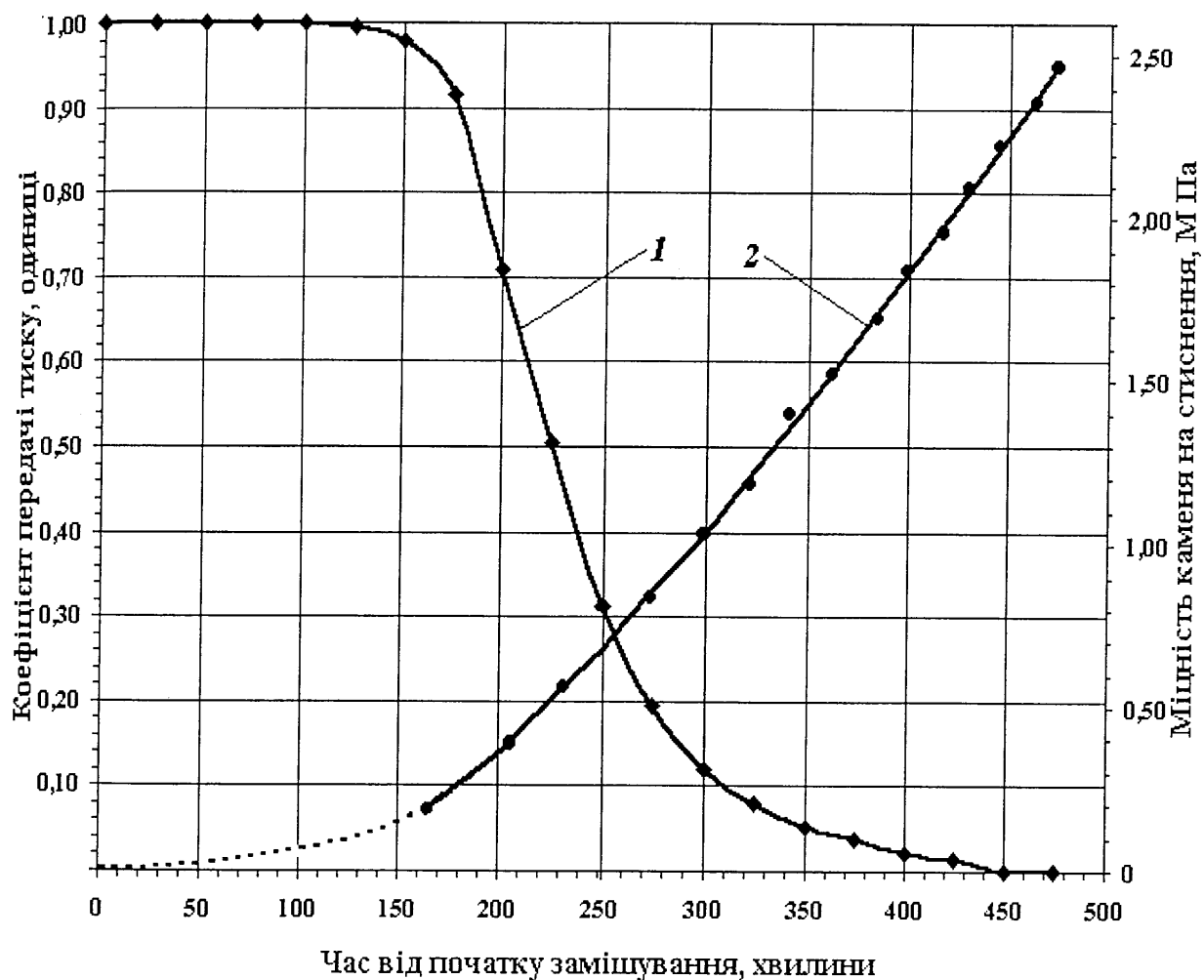


Рис. 2.10. Суміщений графік коефіцієнта передачі тиску (1) і темпу набору міцності каменем на стиснення (2) у часі

За результатами попередніх 16 експериментів було встановлено, що передача тиску припиняється після того, як границя міцності каменю на стиснення буде знаходитись у діапазоні [1,3; 2,3] МПа. Тоді середнє значення границі міцності на стиснення, при якому припиняється передача тиску,

складає $\sigma_{Kp=0}=1,8$ МПа. Скориставшись правилом „трьох сігм”, одержимо середньоквадратичне відхилення

$$\sqrt{D\{\sigma_{Kp=0}\}} = \frac{\sigma_{Kp=0}^{\max} - \bar{\sigma}_{Kp=0}}{3}, \quad (2.8)$$

$$\sqrt{D\{\sigma_{Kp=0}\}} = \frac{2,3 - 1,8}{3} = 0,17 \text{ МПа}. \quad (2.9)$$

Коефіцієнт варіації вибірки складає

$$v = \frac{\sqrt{D\{\sigma_{Kp=0}\}}}{\bar{\sigma}_{Kp=0}} = \frac{0,17}{1,8} = 0,09. \quad (2.10)$$

Об’єм вибірки спостережень, необхідний для побудови оцінки величини границі міцності цементного каменю [96], при якому припиняється передача тиску з імовірністю 0,95, складає

$$N^* = t_{\alpha; 0,95}^2 \frac{v^2}{\varepsilon^2} \quad (2.11)$$

де t_{α} – критичне значення розподілу Стьюдента зі степенями свободи

$$\alpha = N_d + N - 1 \quad (t_{15; 0,95} = 2,62);$$

v – коефіцієнт варіації вибірки;

ε – похибка експерименту (точність датчика тиску, $\varepsilon = 0,1$).

Таким чином, кількість експериментів повинна дорівнювати

$$N^* = 2,62^2 \frac{0,09^2}{0,1^2} \approx 6. \quad (2.12)$$

Так як кількість проведених дослідів перевищує мінімально необхідний об’єм вибірки, то для одержання достовірної оцінки немає потреби проводити додаткові експерименти. Для кожної пари експериментів з виборок

$[K_{p_i}; t_i]$ та $[\sigma_i; t_i]^j$ шляхом виключення змінної сформуємо вибірку $[\sigma_i; K_{p_i}]^j$.

Сформовані вибірки спостережень наведено у табл. 2.3.

Таблиця 2.3

Вихідні дані для встановлення залежності коефіцієнта передачі тиску від міцності каменю на стиснення

Міцність на стиснення, МПа	Номер експерименту							
	№1	№2	№3	№4	№5	№6	№7	№8
	Коефіцієнт передачі тиску							
0,3	0,78850	0,79590	0,82800	0,82155	0,82532	0,81903	0,82348	0,81560
0,4	0,65540	0,66640	0,69000	0,68887	0,68825	0,69662	0,70793	0,70418
0,5	0,51680	0,53040	0,55200	0,53760	0,54557	0,54478	0,54652	0,54761
0,6	0,38650	0,40120	0,42400	0,39824	0,40447	0,40655	0,40581	0,40153
0,7	0,27420	0,28850	0,31000	0,28403	0,28453	0,28415	0,28918	0,28436
0,8	0,18450	0,19720	0,21000	0,19672	0,19509	0,19571	0,19222	0,19281
0,9	0,11780	0,12810	0,13300	0,12599	0,12554	0,12852	0,12755	0,12847
1,0	0,07130	0,07910	0,06700	0,07181	0,07132	0,07191	0,07204	0,07149
1,1	0,04100	0,04640	0,04000	0,04192	0,04267	0,04290	0,04280	0,04301
1,2	0,02230	0,02590	0,02300	0,02364	0,02344	0,02324	0,02282	0,02264
1,3	0,01150	0,01370	0,01000	0,01172	0,01159	0,01151	0,01157	0,01149
1,4	0,00570	0,00690	0,00500	0,00586	0,00593	0,00599	0,00594	0,00589
1,5	0,00260	0,00330	0,00500	0,00355	0,00361	0,00359	0,00361	0,00355
1,6	0,00120	0,00150	0,00500	0,00261	0,00260	0,00258	0,00263	0,00264
1,7	0,00050	0,00070	0,00830	0,00313	0,00314	0,00314	0,00310	0,00309
1,8	0,00020	0,00030	0,00470	0,00174	0,00177	0,00173	0,00170	0,00172
1,9	0,00010	0,00010	0,00250	0,00090	0,00091	0,00091	0,00090	0,00091
2,0	0,00000	0,00000	0,00130	0,00043	0,00043	0,00043	0,00043	0,00043

За результатами експерименту необхідно оцінити границі міцності каменю на стиснення лише у двох точках (початок зменшення K_p і повне припинення передачі тиску). Для спрощення процедури обробки статистичного матеріалу проведено його непараметричний регресивний аналіз [98].

Суть процедури полягає у згладжуванні експериментальних даних за залежністю

$$\hat{K}_p(\sigma) = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^{N^*} \left\{ \frac{1}{\sqrt{2\pi}hk} \prod_{j=1}^k W_h^j K_i^j(\sigma_i) \right\}, \quad (2.13)$$

де $\hat{K}_p(\sigma)$ – згладжене значення коефіцієнта передачі тиску при довільному

значенні границі міцності каменю $\sigma \in [\sigma_{\min}; \sigma_{\max}]$;

$[\sigma_{\min}; \sigma_{\max}]$ – інтервал зміни міцності каменю в експерименті, МПа;

N^* – кількість експериментів;

k – об'єм вибірки в одному експерименті;

W_h – ядерна функція, яка характеризує розподіл шумів під час експерименту;

h – вікно ядерної функції;

$K_p^j(\sigma_i)$ – коефіцієнт передачі, який відповідає границі міцності для j -го експерименту.

Як показано у роботі [98], форма ядерної функції практично не впливає на достовірність результатів згладжування, тому для обробки даних було прийняте Гаусівське ядро виду

$$W_h^j = \frac{1}{h_j \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(\sigma - \sigma_j)^2}{2h_j^2}\right), \quad (2.14)$$

де σ_j – j -те значення міцності в експериментальній виборці, МПа.

Оптимальна ширина вікна ядерної функції дорівнює

$$h = N^{*\frac{k}{5}}, \quad (2.15)$$

Результати згладжування даних (див. табл. 2.3) наведено на рис. 2.11.

Для залежностей, аналогічних рис. 2.11, характерними будуть точки перегину. Значення міцності каменю у цих точках визначаються з умови

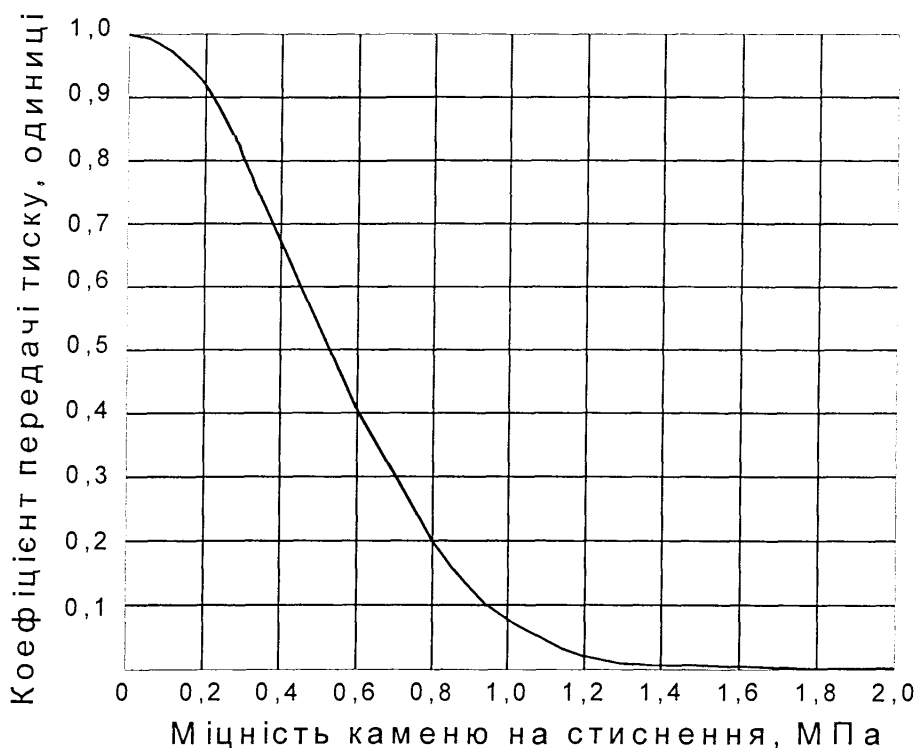


Рис. 2.11. Результати непараметричного згладжування експериментальних даних табл. 2.3

$$\min \left\{ \frac{d^2 \cdot K_p(\sigma)}{d\sigma^2} \right\} \Rightarrow \hat{\sigma}_{\min}^*, \quad (2.16)$$

$$\max \left\{ \frac{d^2 \cdot K_p(\sigma)}{d\sigma^2} \right\} \Rightarrow \hat{\sigma}_{\max}^*, \quad (2.17)$$

де $\hat{\sigma}_{\min}^*$; $\hat{\sigma}_{\max}^*$ — відповідно оцінки границі міцності каменю, за яких починається зниження коефіцієнта передачі та повністю припиняється передача тиску, МПа.

Процедура непараметричної оцінки другої похідної статистичної вибірки даних зводиться до розв'язання рівняння виду [98]

$$\frac{d^2 \hat{K}_p(\sigma)}{d\sigma^2} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^n \left\{ \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot hk} \cdot \prod_{j=1}^k \frac{d^2 W_h^j}{d\sigma_x^2} \cdot K_p(\sigma_i) \right\}, \quad (2.18)$$

де $\frac{d^2 W_h}{d\sigma_x^2}$ — друга похідна ядерної функції за границею міцності каменю.

Результати згладженої оцінки залежності $\frac{d^2 \hat{K}_p(\sigma)}{d\sigma^2}$ даних експерименту наведено на рис. 2.12. З наведеного графіка видно, що критичні значення границі міцності цементного каменю на стиснення відповідно складатимуть

$$\sigma_{\min}^* = 0,56 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\max}^* = 1,42 \text{ МПа.}$$

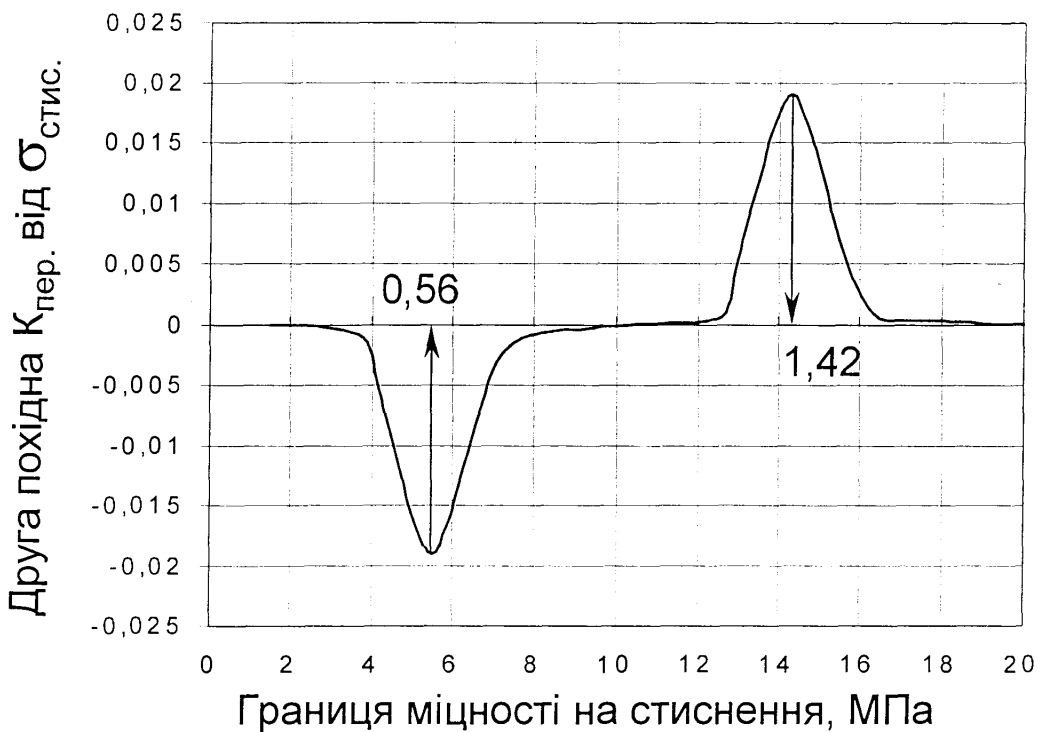


Рис. 2.12. Зміна другої похідної функції $\hat{K}_p(\sigma) = f(\sigma)$

Висновки до розділу

1. Результатами лабораторних досліджень підтверджено, що причиною передачі тиску через стовп цементного каменю є фільтрація флюїду через пористе середовище з продуктів гідратації. Зниження величини переданого тиску пов'язане з утворенням гелю, припинення його передачі відбувається внаслідок заростання порових каналів.

2. Існуюча на сьогоднішній день рекомендація, що кінець тужавіння нижньої порції тампонажного розчину повинен наступати не пізніше, ніж за дві години до початку тужавіння верхньої порції, справедлива лише для портландцементів. Встановлено, що існує тісний зв'язок між величиною переданого тиску і міцністю каменю на стиснення незалежно від типу в'язучого, наявності і виду домішок регуляторів тужавіння тампонажного розчину та інших факторів. Визначено критичні значення границь міцності каменю на стиснення, при яких починається зниження коефіцієнта передачі й повністю припиняється передача тиску, які відповідно дорівнюють 0,56 і 1,42 МПа. Тампонажні розчини, асимптотична границя міцності каменю яких не перевищує 1,42 МПа, не забезпечують герметичності цементного кільця.

3. Підвищення якості розмежування продуктивних горизонтів можна досягти шляхом цементування двома порціями тампонажних розчинів з різними темпами набору міцності каменем на стиснення. Причому міцність каменю нижньої порції повинна досягати міцності 1,42 МПа, до того як міцність верхньої порції досягне 0,56 МПа.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [3, 6, 7, 8, 9].

РОЗДІЛ 3

УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ РОЗМЕЖУВАННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

3.1. Аналіз гірничо-геологічних умов кріплення на родовищах Полтавського ВБР БУ "Укрбургаз"

З метою розробки заходів для підвищення якості розмежування продуктивних пластів було проаналізовано промисловий матеріал з цементування 36 експлуатаційних обсадних колон на родовищах Полтавського ВБР БУ "Укрбургаз" за період із 1982 по 1999 рр.. Розмежування продуктивних горизонтів на цих родовищах ведеться у складних гірничо-геологічних умовах [додаток В, табл. В.1].

Найхарактернішими гірничо-геологічними факторами, які впливають на вибір конструкції свердловини, матеріалів та технології цементування в умовах даних родовищ є:

- температура в інтервалі цементування;
- наявність продуктивних і водоносних пластів з АВПТ;
- наявність близько розташованих продуктивних і водоносних пластів;
- наявність нестійких відкладів;
- профіль стовбура свердловини.

Закінчування свердловин на родовищах Полтавського ВБР БУ "Укрбургаз" здійснюється за однотипними конструкціями, які відрізняються між собою лише глибинами спуску обсадних колон та довжинами секцій. Для забезпечення надійного з'єднання і подальшого роз'єднання колони обсадних труб з допуском бурильним інструментом встановлюється пристрій для спуску обсадної колони секціями (ПСК). ПСК встановлюється в інтервалі спуску попередньої обсадної колони на глибині не більшій, як на 150 м вище башмака попередньої колони. З метою

надійного розмежування пластів обсадні колони додатково комплектуються наступними елементами технологічної оснастки: центраторами, турбулізаторами, заклонними пакерами. Перша секція експлуатаційної колони цементується однією порцією тампонажного розчину. Для цементування продуктивних горизонтів використовують: цементно-зольні суміші Курахівської і Ладиженської ДРЕС, ШПЦС-120, ПЦТ-П50-150, УЩЦ-1-120, УЦГ-1-120. Для регулювання строків тужавіння і прокачуваності тампонажного розчину, в залежності від термобаричних умов, застосовують декстрин, НТФК, цукор, ФХЛС. Експлуатаційні обсадні колони, як правило, спускаються двома секціями. Перша секція колони спускається на допускних бурильних трубах. Кожна секція цементується окремо з витримкою часу на ОТЦ. Буріння під експлуатаційну колону ведеться буровими долотами діаметром 215,9 мм. Експлуатаційна колона є дворозмірна із обсадних труб з умовним зовнішнім діаметром 140 і 168 мм з різьбовими з'єднаннями типу ОТТМ, ОТТГ, згідно з ГОСТ 632-80 та Батресс, БДС, VAMG згідно з стандартом АНІ. Проміжна обсадна колона комплектується з труб з умовним діаметром 245 мм. Компоновка низу обсадних колон: перша секція – чавунне направлення з башмаком, два зворотніх клапани; друга секція – конусне направлення, зворотній клапан, стоп-кільце.

3.2. Технологія розмежування і методика підбору рецептур порцій тампонажного розчину

3.2.1. Технологія кріплення.

У розділі 2, показано, що технологія розмежування продуктивних горизонтів для попередження міграції пластових флюїдів на початковій стадії ОТЦ повинна вестися шляхом цементування нижньої секції експлуатаційної або проміжної обсадної колони двома порціями тампонажних розчинів з різними темпами набору міцності цементного каменю. Нижня порція

тампонажного розчину (для інтервалу залягання продуктивного горизонту) повинна досягти міцності структури на стиснення не менше ніж 1,42 МПа до початку набору міцності верхньою порцією розчину 0,56 МПа. Рецептатура тампонажного розчину для кожної порції підбирається окремо, і містить різну кількість сповільнювача тужавіння.

Об'єм нижньої порції тампонажного розчину $V_{\text{ниж.}}$ визначається розрахунковим шляхом за формулами (3.1, 3.2 і 3.3), з умови попередження заколонних ГНВП у період ОТЦ. Розрахункова схема для визначення висоти нижньої порції тампонажного розчину в затрубному просторі свердловини наведена на рис. 3.1.

$$V_{\text{ниж.}} = h_{\text{ниж.}} \cdot S_{\text{к.п.}} + V_{\text{ст.}} \quad (3.1)$$

де $h_{\text{ниж.}}$ – висота нижньої порції тампонажного розчину в затрубному просторі свердловини, м;

$S_{\text{к.п.}}$ – площа кільцевого простору в інтервалі цементування нижньої порції тампонажного розчину, м²;

$V_{\text{ст.}}$ – об'єм цементного стакана, м³.

$$h_{\text{ниж.}} = h_{\text{пл.}} + 50 \div 100 + \Delta h \quad (3.2)$$

де $h_{\text{пл.}}$ – загальна товщина флюїдонасичених пластів, м;

Δh – додаткова висота нижньої порції тампонажного розчину в затрубному просторі свердловини, м.

Границя порцій тампонажного розчину в затрубному просторі визначається з умови попередження змішування порцій та утворення застійних зон, і повинна при цьому розташовуватися на глибині, на 50÷100 м вище за покрівлі верхнього флюїдонасиченого пласта, який потребує надійної ізоляції.

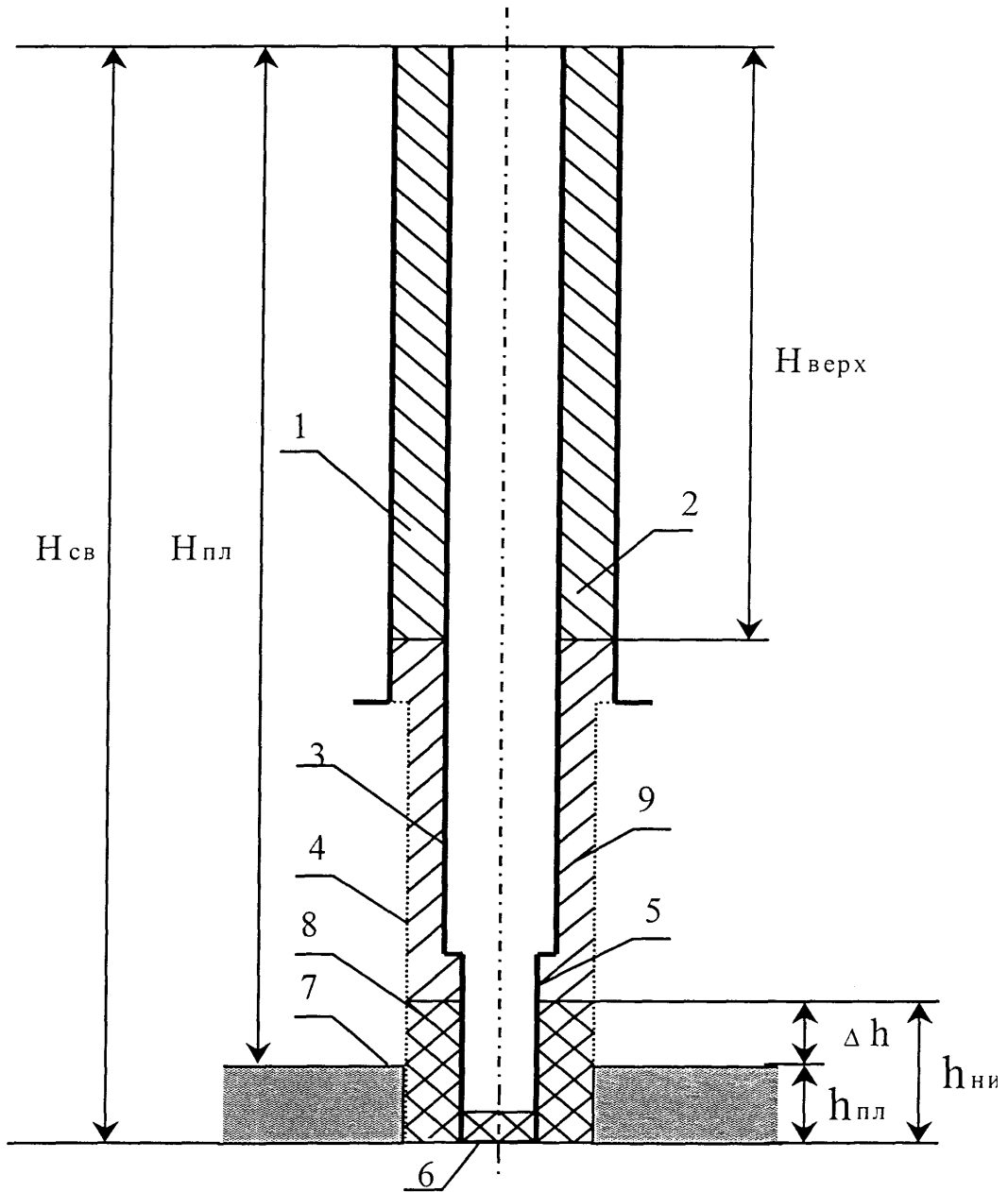


Рис. 3.1. Розрахункова схема для визначення висоти нижньої порції тампонажного розчину в затрубному просторі свердловини:

1 – проміжна колона; 2 – інтервал цементування верхньої секції експлуатаційної колони; 3 – 168-мм секція експлуатаційної колони; 4 – необсаджений стовбур свердловини; 5 – 140-мм секція експлуатаційної колони; 6 – цементний стакан; 7 – інтервал очікуваного ГНВП; 8 – інтервал цементування нижньою порцією тампонажного розчину; 9 – інтервал цементування верхньою порцією тампонажного розчину.

$$\Delta h = \frac{p_{\text{пл.}} + \Delta P_{\text{н}} - \rho_{\text{б.р.}} g (H_{\text{пл.}} - H_{\text{верх.}}) - \rho_{\text{б.р.}} g H_{\text{верх.}}}{\text{grad } p_{\text{пр.}}}, \quad (3.3)$$

де $p_{\text{пл.}}$ – максимально очікуваний пластовий тиск в інтервалі залягання флюїдонасичених пластів, Па;

$\Delta P_{\text{н}}$ – нормативна репресія на пласт згідно з п. 8.2 ЄТП [99], Па;

$H_{\text{пл.}}$ – глибина залягання покрівлі верхнього флюїдонасиченого пласта, м;

$H_{\text{верх.}}$ – висота інтервалу цементування верхньої секції експлуатаційної колони, м;

$\rho_{\text{б.р.}}$ – густина промивальної рідини, кг/м^3 ;

$\text{grad } p_{\text{пр.}}$ – градієнт тиску прориву тампонажного каменю, Па/м.

Об'єм верхньої порції тампонажного розчину $V_{\text{верх.}}$ знаходять за формулою

$$V_{\text{верх.}} = V_{\text{I}} - V_{\text{ниж.}} \quad (3.4)$$

де V_{I} – об'єм тампонажного розчину для першої секції експлуатаційної колони, м^3 .

Проведення процесу цементування за даною технологією включає послідовну, безперервну у часі закачку порцій тампонажного розчину в затрубний простір обсадної колони. Рецептура й об'єм буферних рідин визначається згідно з існуючими рекомендаціями та нормативними документами [18, 100].

Чисельними дослідженнями [26, 101, 102 та ін.] встановлено, що темп набору міцності цементного каменю (за решта рівних умов) залежить від трьох основних факторів: гідратаційної активності в'язучого, зміни водоцементного відношення, типу домішки регулятора терміну прокачуваності тампонажного розчину.

Швидкість гідратації (за решта рівних умов) залежить від активності в'язучого. Так, у роботі [101] показано, що вихідні компоненти клінкера

розташовуються у такий ряд за швидкістю гідратації: $C_3A \rightarrow C_4AF \rightarrow C_3S \rightarrow C_2S$. Тобто, портландцементи з більшим вмістом аліту мають більші темпи набору міцності цементного каменю. До таких портландцементів відносяться портландцементи, які виробляють ВАТ "Івано-Франківськ цемент" [103, 104] та ВАТ "Балцемент". Темп набору міцності цементного каменю спеццементів, також, суттєво залежить від компонентного складу в'язучого. Так, швидкість гідратації цементно-зольної суміші в діапазоні температур $50 \div 120^\circ\text{C}$ залежить від вагового співвідношення золи виносу ТЕЦ і портландцементу.

Суттєвий вплив на темпи набору міцності цементного каменю має водоцементне (водосумішне) відношення. У роботі [101] показано, що зниження В/Ц від 0,5 до 0,3 прискорює темпи набору міцності цементного каменю на початковому етапі гідратації в 2÷3 рази.

Для зниження реологічних показників тампонажного розчину при В/Ц менше 0,45 у роботі [105] рекомендовано застосовувати пластифікатори. Присутність останніх не впливає на швидкість гідратації.

Відомо, також, що різні сповільнювачі по-різному впливають на швидкість гідратації [102, 106] і як наслідок на темпи набору міцності цементного каменю на початковому стадії тужавіння. Так, наприклад, декстрин, КМЦ, ОЕЦ, ВКК, ЛК збільшують лише індукційний період гідратації цементного розчину. У подальшому їх присутність не впливає на швидкість тужавіння тампонажного розчину.

У залежності від термобаричних умов у інтервалі цементування рекомендується використовувати тампонажні розчини наведені у табл. 3.1.

Таблиця 3.1

Рекомендовані типи тампонажних розчинів в залежності від гірничо-геологічних умов цементування

Термобаричні умови		Рекомендований тампонажний розчин	
$\sigma_{\text{Рплас}}$, МПа/100м	T, °C		
1,1÷1,3	20 ÷ 50	I порція	ПЦТ-50 (ГОСТ 1581-96) з В/Ц=0,45÷0,47 + декстрин
		II порція	ПЦТ-50 з В/Ц=0,5÷0,55 + декстрин; ПЦТО-50 В/Ц=0,9÷1 + декстрин
1,35÷1,6	50÷100	I порція	ПЦТ-100 (ГОСТ 1581-96) з В/Ц=0,45 + декстрин; ПЦТ-100 + зола виносу Курахівської ДРЕС (РД 41 УССР-185-87) з В/С=0,52÷0,55 + НТФК
		II порція	ПЦТ-100 + зола виносу Курахівської ДРЕС з В/С=0,55÷0,6 + декстрин або НТФК
1,35÷1,5	80÷150	I порція	ПЦТ-100 + зола виносу Курахівської ДРЕС з В/С=0,52÷0,55 + НТФК; ШПЦС-120 (ТУУ 320.00136751.008) з В/С=0,43÷0,45 + НТФК
		II порція	ПЦТ-100 + зола виносу Курахівської ДРЕС з В/С=0,55÷0,6 + НТФК
1,55÷1,7	50÷100	I порція	ПЦТ-100 з В/Ц=0,45÷0,47 + декстрин; ПЦТ-100 + зола виносу Ладженської ДРЕС (РД 41 УССР-185-87) з В/С=0,43÷0,45 + НТФК
		II порція	ПЦТ-100 + зола виносу Ладженської ДРЕС з В/С=0,45÷0,47 + НТФК або декстрин
1,75÷2,0	80÷150	I порція	ОШЦ-I (ТУУ 320.00136751.010) з В/Ц=0,33÷0,35 + каустична сода; ПЦТ-100 + зола виносу Ладженської (Курахівської) ДРЕС + барит з В/С=0,33÷0,35 + НТФК
		II порція	ОШЦ-I з В/Ц=0,33÷0,35 + каустична сода + КМЦ або ОЕЦ; ПЦТ-100 + зола виносу Ладженської (Курахівської) ДРЕС + барит (РД 41 УССР-185) з В/С=0,33÷0,35 + НТФК
> 2,0	> 150	I порція	ОШЦ-II (ТУУ 320.00136751.010) з В/Ц=0,33÷0,35 + каустична сода
		II порція	ОШЦ-II з В/Ц=0,33÷0,35 + каустична сода + КМЦ або ОЕЦ

3.2.2. Методика підбору рецептур.

Підбір рецептур порцій тампонажного розчину по висоті стовпа за рекомендованою технологією проводять у такій послідовності [10]:

1. Визначається технологічно необхідний час прокачуваності верхньої порції тампонажного розчину (з постійним нарощуванням часу на проведення попередніх технологічних операцій) у такій послідовності:

а) визначається час закачування верхньої порції тампонажного розчину

$t_{\text{зак.}}^{\text{в}}$:

$$t_{\text{зак.}}^{\text{в}} = \frac{V_{\text{верх.}}}{q_{\text{зак.}}^{\text{в}}}, \quad (3.5)$$

де $q_{\text{зак.}}^{\text{в}}$ – сумарна продуктивність цементувальних агрегатів (ЦА), з якою здійснюється закачування верхньої порції тампонажного розчину, $\text{м}^3/\text{с}$.

б) визначається час протискування порцій тампонажного розчину $t_{\text{пр.}}$:

$$t_{\text{пр.}} = t_{\text{зак.}}^{\text{в}} + \frac{V_{\text{нижк.}}}{q_{\text{зак.}}^{\text{н}}} + \frac{V_{\text{пр.}}}{q_{\text{пр.}}}, \quad (3.6)$$

де $q_{\text{зак.}}^{\text{н}}$ – сумарна продуктивність цементувальних агрегатів, з якою здійснюється закачування нижньої порції тампонажного розчину, $\text{м}^3/\text{с}$;

$V_{\text{пр.}}$ – об'єм рідини протискування порцій тампонажного розчину, м^3 ;

$q_{\text{пр.}}$ – сумарна продуктивність цементувальних агрегатів, з якою здійснюється протискування порцій тампонажного розчину, $\text{м}^3/\text{с}$.

в) визначається час очікування падіння кулі і відкриття циркуляційних вікон $t_{\text{к}}$:

$$t_{\text{к}} = t_{\text{пр.}} + \Delta t_{\text{к}}, \quad (3.7)$$

де $\Delta t_{\text{к}}$ – час очікування падіння кулі і відкриття циркуляційних вікон, с.

г) визначається час змивання надлишку тампонажного розчину верхньої порції від циркуляційних вікон до гирла $t_{\text{зм.}}$:

$$t_{\text{зм.}} = t_{\text{к}} + \frac{V_{\text{к.п.}}^{\text{II}}}{q_{\text{зм.}}}, \quad (3.8)$$

де $V_{к.п.}^{II}$ – об'єм кільцевого простору свердловини в інтервалі другої ступені цементування, m^3 ;

$q_{зм.}$ – сумарна продуктивність ЦА, з якою здійснюється змивання надлишку тампонажного розчину верхньої порції від циркуляційних вікон до гирла, m^3/c .

2. На консистометрі з урахуванням фактичних вибійних температур і тисків, тривалості процесу цементування та зміни температур і тисків під час проходження тампонажного розчину у свердловині підбирається кількість словільнювача тужавіння для верхньої порції тампонажного розчину. Під час проведення аналізу, згідно з рекомендаціями [18], передбачається запас часу при максимальній динамічній температурі розчину 30÷40 хвилин на змивання тампонажного розчину. Типовий графік режиму проведення аналізу наведено на рис. 3.2. Гирлова температура під час закачування тампонажного розчину визначається температурою доквілля під час проведення робіт. Гирлова температура тампонажного розчину в кільцевому просторі дорівнює гирловій температурі промивальної рідини на виході зі свердловини при останньому циклі циркуляції. Динамічна вибійна температура вибирається згідно з регламентами, прийнятими на підприємстві, або визначається розрахунковим шляхом, згідно з рекомендаціями [18];

3. Аналогічно пункту 2 визначається час прокачуваності нижньої порції тампонажного розчину (з постійним нарощуванням часу на проведення попередніх технологічних операцій) без змивання за типовою діаграмою рис. 3.3:

а) визначається час закачування нижньої порції тампонажного розчину $t_{зак.}^H$:

$$t_{зак.}^H = \frac{V_{ниж.}}{q_{зак.}^H}, \quad (3.9)$$

де $q_{ниж.}^H$ – сумарна продуктивність ЦА, з якою здійснюється закачування нижньої порції тампонажного розчину, m^3/c .

б) визначається час протискування порцій тампонажного розчину $t_{пр.}$:

$$t_{пр.} = t_{зак.}^H + \frac{V_{пр.}}{q_{пр.}}, \quad (3.10)$$

де $V_{пр.}$ – об'єм рідини протискування порцій тампонажного розчину, m^3 ;

$q_{пр.}$ – сумарна продуктивність цементувальних агрегатів, з якою здійснюється протискування порцій тампонажного розчину, m^3/c .

4. Підбирається необхідна кількість сповільнювача тужавіння для нижньої порції тампонажного розчину;

5. Визначаються час кінця тужавіння верхньої порції тампонажного розчину ($t_{к.т.}^{верх.}$) при термобаричних умовах границі порцій тампонажного розчину;

6. Визначається час, необхідний для досягнення міцності на стиснення не менше ніж 1,42 МПа тампонажним каменем нижньої порції тампонажного розчину ($t_{1,42}^{ниж.}$);

7. Перевіряється умова:

$$t_{1,42}^{ниж.} \leq t_{к.т.}^{верх.} \quad (3.11)$$

У випадку виконання умови (3.11) рецептури порцій тампонажного розчину вважаються підібраними, у протилежному випадку, визначають міцність на стиснення верхньої порції тампонажного розчину через час $t_{1,42}^{ниж.}$. Якщо її значення є меншим 0,55 МПа, то вважають, що рецептури порцій тампонажного розчину відповідають умовам. У протилежному випадку збільшують кількість сповільнювача тужавіння у верхній порції тампонажного розчину до виконання умови 3.11 за пунктами 5÷7 викладеної методики.

8. Для визначення часу тривалості ОТЦ визначається час кінця тужавіння верхньої порції тампонажного розчину на установці УСС-1 згідно з ДСТУ Б В.2.7-86-99 [107, 108] при геостатичних температурах і тисках, що відповідають умовам верхньої границі інтервалу цементування даною порцією тампонажного розчину. В момент часу t_2 (див. рис. 3.3) консистометр зу-

пняється, розбирається, частина проб порції тампонажного розчину, яка пройшла аналіз на консистометрі, поміщається в установку УСС-1 для визначення термінів тужавіння. До результатів додається час t_2 , необхідний для транспортування тампонажного розчину в затрубний простір свердловини. Друга ж частина проб порції використовується для проведення аналізу на міцність згідно з ДСТУ Б В.2.7-86-99. Якщо тампонажний розчин піднімається до устя свердловини, то дозволяється визначати строки тужавіння у термостаті при атмосферному тиску.

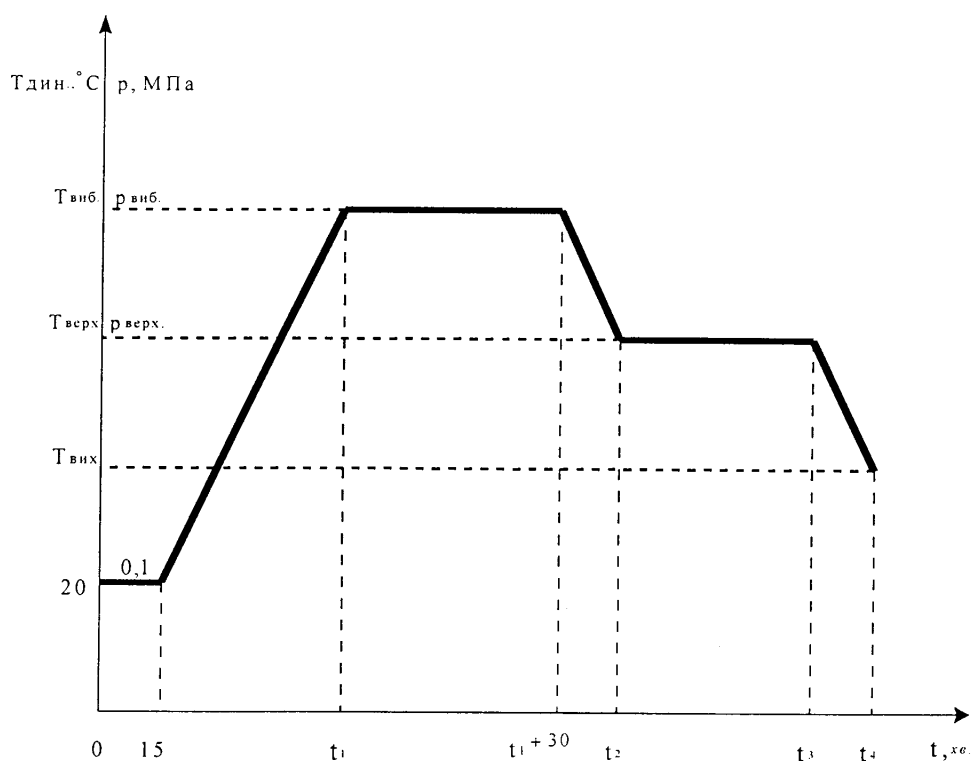


Рис. 3.2. Графік проведення аналізу верхньої порції тампонажного розчину

$T_{виб.}$, $T_{верх.}$ – динамічні температури на вибої свердловини і в верхній частині інтервалу; $T_{вих.}$ – температури розчину, що виходить на поверхню; $p_{виб.}$, $p_{верх.}$ – тиски на вибої свердловини й у верхній частині інтервалу; t_1 – час закачування порцій тампонажного розчину з урахуванням часу на приготування розчину на поверхні (15 хвилин); t_2 – час протискування порцій тампонажного розчину з урахуванням запасу часу при максимальній динамічній вибійній температурі (30 хвилин); t_3 , t_2 – час на очікування падіння кулі і відкриття циркуляційних вікон, мішалка консистометру не працює; t_4 , t_3 – час змивки верхньої порції тампонажного розчину.

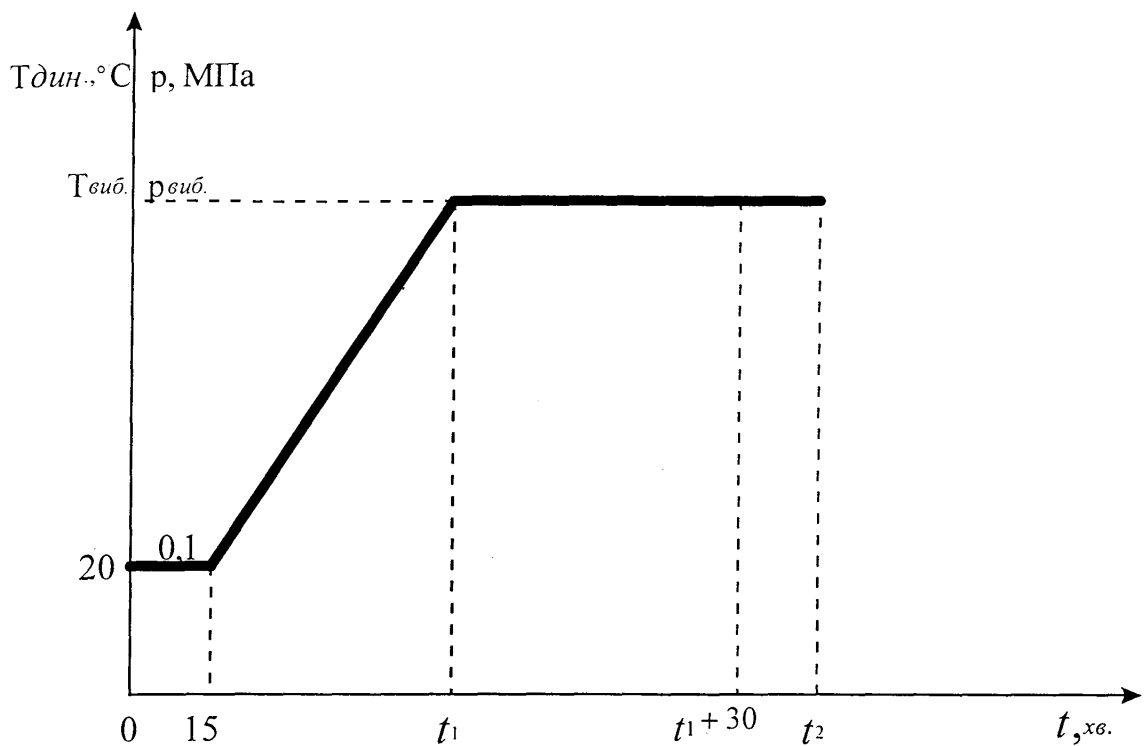


Рис. 3.3. Графік проведення аналізу нижньої порції тампонажного розчину
 $T_{\text{виб.}}$ – динамічна температура на вибої свердловини; $p_{\text{виб.}}$ – тиск на вибої свердловини; t_1 – час закачування нижньої порції тампонажного розчину з урахуванням часу на приготування розчину на поверхні (15 хвилин); t_2 – час протискування порцій тампонажного розчину з урахуванням запасу часу при максимальній динамічній вибійній температурі (30 хвилин).

3.3. Порядок проведення технологічних операцій

Аналіз промислових даних показав, що для розмежування продуктивних горизонтів у Полтавському ВБР БУ "Укрбургаз" найчастіше використовують цементо-зольні суміші, спеццементи типу УЩЦ-1-100 і ШПЦС-120. У табл. 3.2 наведено масу в'язучих для інтервалів можливого ГНВП і цементування нижньої секції експлуатаційної колони, які сформовано за умови, що фактичне завантаження бункерів цементно-змішувальних машин 2СМН-20 складає 15 т.

У ході робіт з метою визначення кількості технологічних схем для проведення процесу цементування використано дані табл. 3.2.

Таблиця 3.2

Співвідношення мас вяжучих для інтервалів очікуваного ГНВП і цементування нижньої секції експлуатаційної колони

Маса в'яжучого для інтервалу очікуваного ГНВП $Q_{пр.}, т$	Загальна маса в'яжучого $Q_{\Sigma}, т$				
	$Q_{\Sigma} \leq 15$	$15 < Q_{\Sigma} \leq 30$	$30 < Q_{\Sigma} \leq 45$	$45 < Q_{\Sigma} \leq 60$	$Q_{\Sigma} > 60$
$Q_{пр.} \leq 15$	–	–	+	+	–
$15 < Q_{пр.} \leq 30$	–	–	+	+	–
$30 < Q_{пр.} \leq 45$	–	–	+	+	–
$45 < Q_{пр.} \leq 60$	–	–	–	+	–
$Q_{пр.} > 60$	–	–	–	–	+

Примітки:

1. «–» – відсутність маси $Q_{пр.}$ у виборці Q_{Σ} ;
2. «+» – наявність маси $Q_{пр.}$ у виборці Q_{Σ} .

За базову технологічну схему розміщення та обв'язки цементувальної техніки взято типову схему ВАТ "Укрнафта" [18]. Така технологічна схема може використовуватися при цементуванні нижньої секції експлуатаційної колони однією порцією тампонажного розчину з використанням НТФК. Схемою передбачається використання осереднюючої ємності, а тампонажний розчин готується з використанням трьох точок замішування. Одна точка замішування включає у себе два ЦА і одну ЦЗМ. При застосуванні цієї схеми розчин попередньо подають в осереднюючу ємність (ОЄ) для додаткового перемішування і осереднення параметрів тампонажного розчину. Після цього трьома ЦА з ОЄ через блок маніфольда (БМ) тампонажний розчин закачують у свердловину.

Для цементування нижньої секції експлуатаційної колони при використанні для кожної з порцій тампонажного розчину більше двох ЦЗМ запропоновано технологічну схему, якою передбачається використання двох осереднюючих ємностей (по одній на порцію тампонажного розчину). Кожна з порцій

тампоначного розчину готується з використанням двох точок замішування. При застосуванні цієї схеми розчин кожної з порцій попередньо подають у ОЄ. Потім двома ЦА з ОЄ через БМ тампоначний розчин закачують у свердловину.

При співвідношенні мас в'язучих для інтервалів очікуваного ГНВП ($45 < Q_{пр.} \leq 60$) і цементування нижньої секції експлуатаційної колони ($45 < Q_{\Sigma} \leq 60$) запропоновано технологічну схему, яка передбачає одну ОЄ (для нижньої порції тампоначного розчину). Верхня порція тампоначного розчину при цьому варіанті готується за допомогою однієї точки замішування і закачується через БМ безпосередньо у свердловину. Приготування нижньої порції тампоначного розчину здійснюється з використанням трьох точок замішування. При застосуванні цієї схеми розчин нижньої порції попередньо подають у ОЄ. Потім трьома ЦА з ОЄ через блок БМ тампоначний розчин закачують у свердловину.

При цементуванні, у випадку співвідношення мас в'язучих для інтервалів можливого ГНВП ($Q_{пр.} \leq 15$) і цементування нижньої секції експлуатаційної колони ($45 < Q_{\Sigma} \leq 60$) використовується базова технологічна схема. При цьому варіанті передбачається використання однієї ОЄ (для верхньої порції тампоначного розчину). Нижня порція тампоначного розчину при цьому варіанті готується з використанням однієї точки замішування і закачується через БМ безпосередньо у свердловину. Приготування верхньої порції тампоначного розчину здійснюється з використанням трьох точок замішування. При застосуванні цієї схеми розчин верхньої порції попередньо подають у ОЄ. Потім трьома ЦА з ОЄ через блок БМ тампоначний розчин закачують у свердловину.

Технологічні схеми, розроблені для максимальної кількості тампоначних матеріалів. Якщо для приготування відповідних порцій тампоначного розчину необхідна менша маса в'язучого або у випадку зменшення об'єму затарювання ЦЗМ, зі схем обв'язок виключаються зайві ЦА і ЦЗМ для

замішування кожної з порцій тампонажного розчину та ЦА для відкачування з ОЄ. Кожною з схем передбачено резервний ЦА.

Дані технологічні схеми передбачають використання при різних способах і методах цементування. Можливе також використання запропонованих схем зі зменшенням точок замішування, шляхом заміни випорожненої техніки на затарену, але при цьому варіанті необхідно враховувати час на приготування НТФК.

Використання кожної з запропонованих схем розміщення й обв'язки цементувальної техніки без ОЄ передбачає послідовне закачування порцій тампонажного розчину через БМ безпосередньо у свердловину, з виключенням з обв'язок ЦА для відкачування з ОЄ у свердловину.

Використання кожної з запропонованих схем розміщення і обв'язки цементувальної техніки повинно включати у себе до початку процесу цементування розчинення регулятора термінів тужавіння тампонажного розчину у рідині замішування (воді), за допомогою водяних насосів ЦА у ємкостях останніх або у спеціально підготовленій для цієї мети ємності.

Для реалізації запропонованої технології цементування, за результатами обробки промислового матеріалу в Полтавському ВБР БУ «Укрбургаз» та Полтавському ТУ ВАТ «Укрнафта» визначено необхідну кількість НТФК, яка є найпоширенішою у практиці цементування свердловин в умовах ДДз серед регуляторів часу загуснення, у залежності від глибини свердловини для різних типів в'язучих (табл. 3.3).

Таблиця 3.3

Вміст НТФК для різних типів в'язучих у залежності від глибини свердловини

Тип в'язучого		Вміст домішки НТФК в залежності від глибини свердловини, кг/м ³					
		3000 м	3500 м	4000 м	4500 м	5000 м	5500 м
ПЦТ-100	2 порція	до 4,6	до 5,8	-	-	-	-
	1 порція	до 2,9	до 3,9	-	-	-	-
ШПЦС-120	2 порція	до 3,6	до 4,0	до 4,4	до 4,8	до 5,4	до 6,0
	1 порція	-	-	до 2,25	до 3,25	до 4,5	до 5,25
ЦЗС	2 порція	-	до 11,0	до 12,5	до 12,9	до 13,1	до 14,0
	1 порція	-	до 6,25	до 6,4	до 8,7	до 10,9	до 12,3

Розглянемо можливий варіант реалізації технології цементування з диференціюванням темпів набору міцності порцій тампонажного розчину в свердловині №105 Рудівська. Під час освоєння зареєстровано МТ. В табл. 3.4 наведено технологічні параметри рецептур порцій тампонажного розчину і каменю, які застосовувались при цементування нижньої секції експлуатаційної колони.

Таблиця 3.4

Технологічні параметри тампонажного розчину і каменю
в свердловині №105 Рудівська

Технологічні параметри тампонажного розчину і каменю		Рецептура			
		Яка застосовувалась		Рекомендована	
		верхня порція	нижня порція	верхня порція	нижня порція
Тип в'язучого		ШПЦС-120		ШПЦС-120	ЦЗл 1:1
Тип і кількість домішки (% до маси в'язучого)	НТФК	-	-	-	0,01
	Na ₂ CO ₃	-	0,8	-	-
	КМЦ	0,15	0,6	0,15	-
	ФХЛС	0,4	-	0,4	-
Водоцементне (сумішне) відношення		0,45	0,5	0,45	0,43
Водовідділення, %		-	-	-	0
Густина, кг/м ³		1800	1760	1800	1780
Час загуснення до 30 УОК, год.-хв.		3-10	2-45	3-10	2-45
Розтічність за конусом АЗНДІ, м		0,24	0,18	0,24	0,195
Режим аналізу	T _{стат.} , °C	90			
	T _{дин.} , °C	82			
	Тиск, МПа	75			
Міцність на стиснення через 6 г. 15 хв., МПа		-	0,3	-	1,54
Міцність на згин через 2 доби, МПа		4,19	4,13	4,19	5,4
Троки тужавіння, од.-хв.	Початок	4-55	3-15	4-55	2-55
	Кінець	6-15	4-00	6-15	3-35

Можливою причиною виникнення МТ є неправильний підбір рецептур порцій тампонажного розчину. При перевірці міцності на стиснення нижньої порції через 6 годин 15 хвилин (протягом цього часу відбувається повна передача тиску через стовпом тампонажного розчину верхньої порції) вона становить лише 0,3 МПа, що менше ніж 1,42 МПа. Тобто, цементний камінь не досяг необхідної міцності на стиснення і був проникним для пластового флюїду. На рис. 3. 4 наведено технологічну схему, а в табл. 3.4 технологічні

параметри рецептур порцій тампонажного розчину і каменю для реалізації рекомендованого варіанту процесу цементування нижньої секції експлуатаційної колони. Цементний камінь нижній порції в цьому випадку досягає міцності на стиснення через 6 годин 15 хвилин – 1,54 МПа, що дещо більше необхідної.

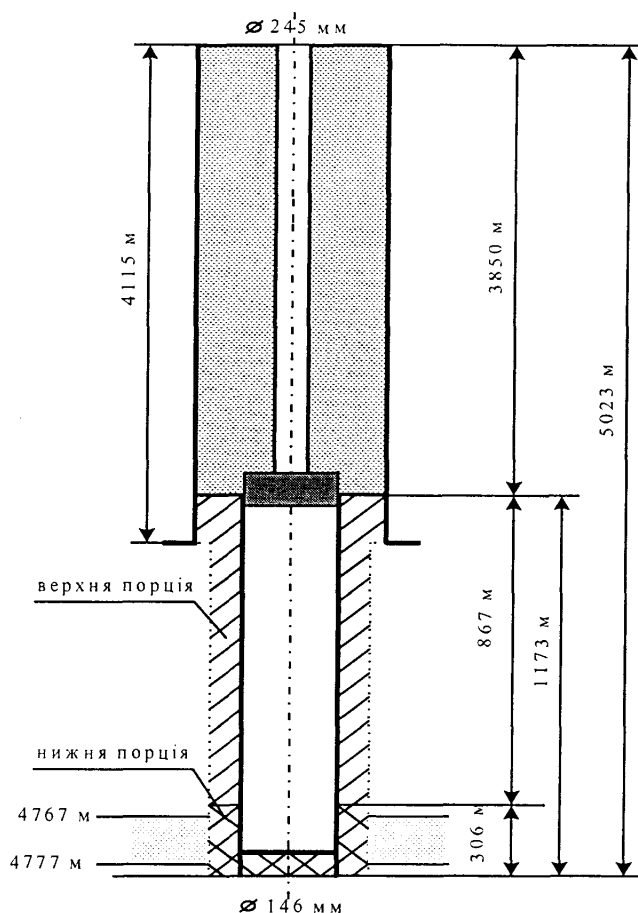


Рис. 3.4. Рекомендований варіант реалізації технології цементування з диференціюванням темпів набору міцності порцій тампонажного розчину в свердловині №105 Рудівська.

3.4. Результати впровадження результатів наукових досліджень

Результати виконаних у розділі 3 наукових досліджень увійшли до проектів керівних нормативних документів "Регламент на цементування обсадних колон, які перекривають зони аномально високих пластових тисків" та "Технологія кріплення геологорозвідувальних свердловин" для бурових під-

приємств Департаменту геології та використання надр й проекту "Технологічного регламенту на цементування обсадних колон, які перекривають газонасні горизонти з аномально високими пластовими тисками" для бурових підприємств ДК "Укргазвидобування".

Технологічні рекомендації з удосконалення технології цементування свердловин для підвищення герметичності затрубного простору у період ОТЦ впроваджені у виробництво при цементуванні свердловин на підприємствах ДГП "Полтаванафтогазгеологія" (№1 Щиглівська, №8 Загорянська) та ТОВ "Пласт" (№3 Кавердинська) і ДП "Охтирканафтогазвидобування" (№1 Іванівська, №101 Бугриватівська), які споруджуються на замовлення ДГП "Полтаванафтогазгеологія" (Додаток Ж). В усіх випадках при цементуванні вищеперерахованих свердловин, за результатами досліджень, одержана задовільна якість кріплення. Міжколонні і міжпластові перетоки не відзначалися.

Висновки до розділу

1. За результатами аналізу промислового матеріалу з технології розмежування продуктивних горизонтів розроблено рекомендації з підбору рецептур порцій тампонажного розчину та технології цементування для конкретних гірничо-геологічних умов кріплення, які забезпечують попередження ГНВП під час ОТЦ.

2. Для реалізації технології запропоновані схеми розміщення й обв'язки цементувальної техніки та скоректовано порядок проведення технологічних операцій.

3. За результатами виконаних досліджень розроблено проекти керівних нормативних документів з цементування свердловин для бурових підприємств Департаменту геології та використання надр і проект регламенту на цементування свердловин для бурових підприємств ДК "Укргазвидобування".

Основні наукові результати розділу опубліковані в праці [10].

РОЗДІЛ 4

ЗАСТОСУВАННЯ КРЕМНІЙОРГАНІЧНИХ СПОЛУК З РЯДУ СИЛАНІВ ДЛЯ ЗНИЖЕННЯ ПРОНИКНОСТІ ЦЕМЕНТНОГО КАМЕНЮ У ПЕРІОД ОТЦ

Проведений у розділі 1. 4. 2 аналіз свідчить, що більшість розчинів, які використовуються у вітчизняній і закордонній практиці цементування свердловин для підвищення седиментаційно-суффозійної стійкості тампонажних розчинів у період ОТЦ, не завжди забезпечують необхідних технологічних властивостей тампонажного розчину і утвореного каменю.

4.1. Теоретичне обґрунтування можливості використання кремній-органічних сполук з ряду силанів у якості домішок до тампонажного розчину

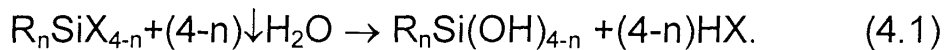
За результатами лабораторних досліджень для попередження прориву пластового флюїду через пористе середовище цементного каменю у початковий період ОТЦ (після закінчення тужавіння і до закінчення заростання порових каналів) найдоцільніше зв'язати надлишкову воду і утворити сполуки з початковим напруженням зсуву після протискування тампонажного розчину у затрубний простір.

Для хімічного зв'язування надлишкової води використані кремній-органічні сполуки з ряду силанів – галогенпохідні поліорганілсилоксани, які на сьогоднішній день знаходять широке застосування у різних галузях народного господарства [109, 110, 111, 112, 113, 114, 115].

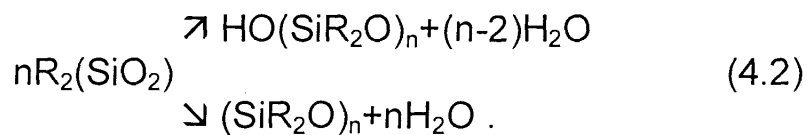
Цей клас речовин утворюється шляхом гідролізу мономерних кремній-функціональних сполук з наступною поліконденсацією продуктів гідролізу у гелеподібні органілсилани з високими реологічними параметрами. При подальшій дегідратації органілсилани утворюють низькопроникну (гідрофобну) плівку на поверхні інших речовин.

У загальному випадку вихідні кремнійфункціональні мономері описуються формулою R_nSiX_{4-n} , де $n = 1, 2, 3$; R – органічний радикал; X – галоген (фтор, хлор, бром або йод).

Швидкість гідролізу мономеру залежить від природи, довжини, розгалуженості структури органічного радикала і енергії зв'язку між кремнієм і галогеном (енергія зв'язку оберненопропорційна номеру у періодичній таблиці). Найбільш дешевими і доступними сполуками з ряду алкилгалогенсиланів є алкилхлорсилани. Це рідкі, низьков'язкі речовини, реологічна поведінка яких описується моделлю Ньютона. Алкилхлорсилани швидко гідратують при нормальних температурах (від 0 до 5°C) з водою, утворюючи розчинні продукти за схемою [109]



У процесі поліконденсації гідроксильні продукти гідролізу утворюють нерозчинні поліорганілсилоксани лінійної і циклічної структури типу [109]



Співвідношення між лінійними й циклічними мономерами визначається, в основному, характером органічних радикалів і лужністю середовища. Швидкість поліконденсації суттєво залежить від температури. Каталізатором цього процесу виступають луги і солі деяких металів. Утворена суспензія нерозчинних поліорганілсилоксанів має високі реологічні параметри з початковим напруженням зсуву. При подальшій дегідратації поліорганілсилоксани утворюють стійку гідрофобну плівку з низькою газопроникністю і досить високою адгезійною здатністю [110, 111, 112, 114].

У роботі [112] досліджена можливість отримання полімербетонів на органосилікатному зв'язуючому. Згідно з наведеними даними, ці бетони не поступаються високоміцним цементним бетонам у міцності на згин. Для них характерне вище, ніж для цементних бетонів, співвідношення границь міц-

ності на розтяг при згині і стискуванні. Окрім того, їм притаманна підвищена водо- і корозійна стійкість у порівнянні з полімербетонами на базі органічних полімерів (поліефірні, на смолі ПН-1 і т.д.).

4.2. Властивості кремнійорганічних рідин типу АКОР

Кремнійорганічні матеріали АКОР_{Б100Н} і АКОР_{Б300} – це суміші поліефірів ортокремніевої кислоти (органіхлорсилани) різного ступеня полімерізації з загальною формулою виду R_nSiCl_{4-n} ; $n \in \overline{1;3}$. Ці речовини випускаються згідно з ТУ 39-1331-88 [116] і ТУ 39-0147009-90 [117] ВО "Кремнійполімер" (м. Запоріжжя) і являють собою рідини від жовто-коричневого до темно-коричневого кольору. Фізико-хімічні властивості АКОР_{Б100Н} і АКОР_{Б300} наведено у табл. 4.1.

Таблиця 4.1

Фізико-хімічні властивості АКОР_{Б100Н} і АКОР_{Б300}

Фізико-хімічні властивості	АКОР _{Б100Н}	АКОР _{Б300}
Густина при $t=20^{\circ}\text{C}$, кг/м^3	980÷1100	900÷990
Динамічна в'язкість при $t=20^{\circ}\text{C}$, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	1÷10	1÷8
Температура замерзання, $^{\circ}\text{C}$	-50	
Кількість осаду після розчинення водою у співвідношенні 1:3, об.дол.%, не більше	6,8	не визначено
Гелеутворення при $t=(75\pm 5)^{\circ}\text{C}$, год.	1,3÷5	до 6

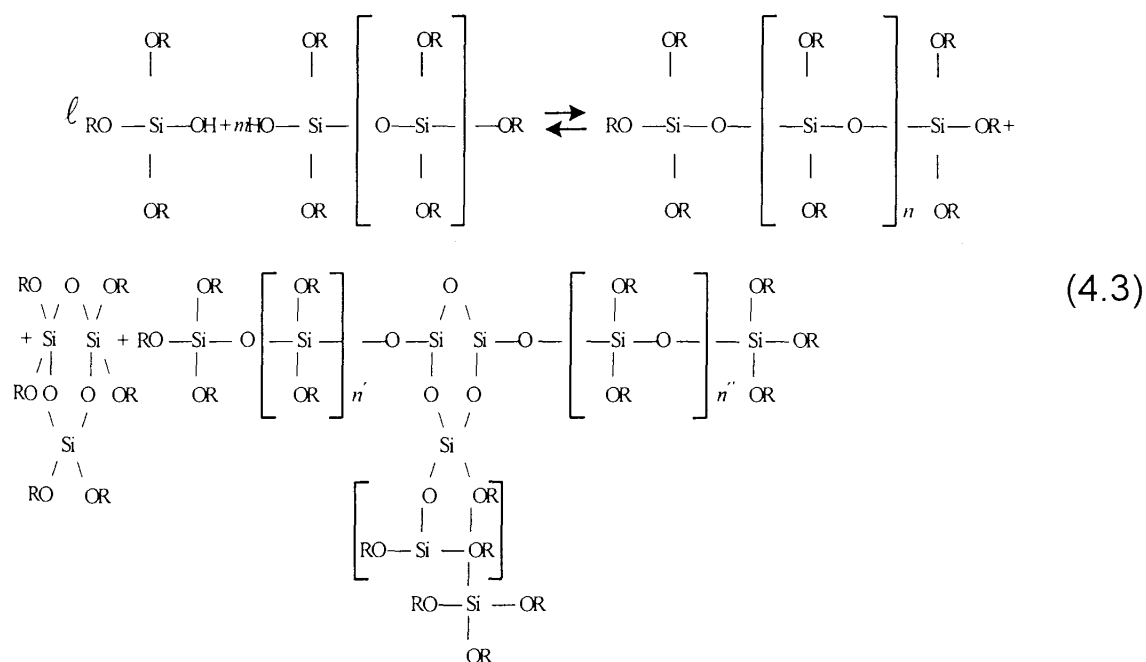
Традиційно АКОР_{Б100Н} і АКОР_{Б300} використовуються для кріплення ґрунту і гідроізоляції, а також під час ремонтно-ізоляційних робіт у свердловинах з температурами, відповідно від 10 до 120 $^{\circ}\text{C}$ і від 120 до 300 $^{\circ}\text{C}$.

Полімерні тампонажні матеріали типу АКОР за ступенем дії на організм, у відповідності з класифікацією шкідливих речовин, відносяться до третього класу небезпеки – речовини помірно небезпечні. Гранично допустима концентрація (ГДК) у повітрі робочої зони прийнята по тетраетоксилану і дорівнює 20 мг/м^3 . Тривала дія тампонажного матеріалу при концентраціях, що пе-

ревищують ГДК, призводить до місцевої подразнюючої дії на слизові оболонки очей і дихальних шляхів. Основними продуктами гідролітичного руйнування матеріалів типу АКОР є екологічно чисті продукти – силікати.

У присутності води тампонажні матеріали типу АКОР гідролізуються з утворенням рідких водорозчинних продуктів (згідно 4.1), утворюються гідроксильний радикал $R_nSi(OH)_{4-n}$ і соляна кислота HCl . У подальшому гідроксильний радикал гелює і твердіє за реакцією (4.2). Також необхідно відзначити, що продуктами гідролізу матеріалів АКОР є полікремнієва та ортокремнієва кислоти, які при взаємодії з солями, що містяться у мінералізованих пластових водах, утворюють важкорозчинні або нерозчинні солі і силікати [118, 119], які вторинно знижують проникність пористого середовища.

Схематично процес поліконденсації АКОРів можна представити наступним чином [120]:



Продукти поліконденсації АКОР у воді утворюють реопектний гель з високим початковим напруженням зсуву.

На рис. 4.1 наведено реограми, зняті на ротаційному віскозиметрі Reothest 2RW при різних температурах.

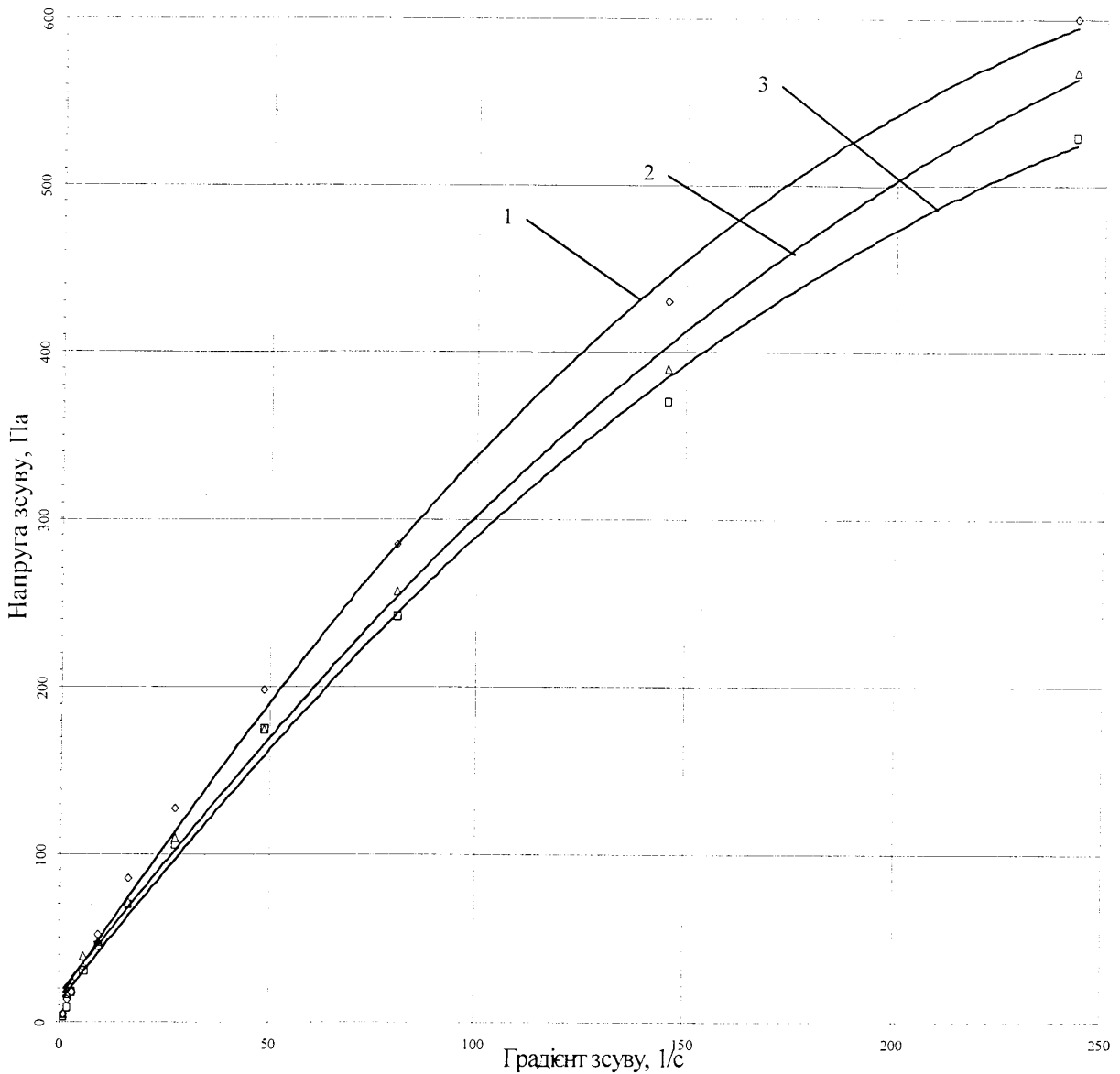


Рис. 4.1. Реологічна характеристика гелю, утвореного поліконденсацією АКОР_{Б300} з водою у співвідношенні 1:3 при температурах:
1 – 20°C; 2 – 60°C; 3 – 120°C

За результатами обробки експериментальних даних, проведених за методикою М. А. Мислюка [121], було встановлено, що реологічна характеристика продуктів поліконденсації АКОР найбільш адекватно описується рівнянням Гершля-Балклі виду

$$\tau = \tau_0 + k \gamma^n, \quad (4.4)$$

де τ_0 – початкове динамічне напруження зсуву, Па;

k – коефіцієнт пропорційності;

γ – градієнт зсуву, с^{-1} ;

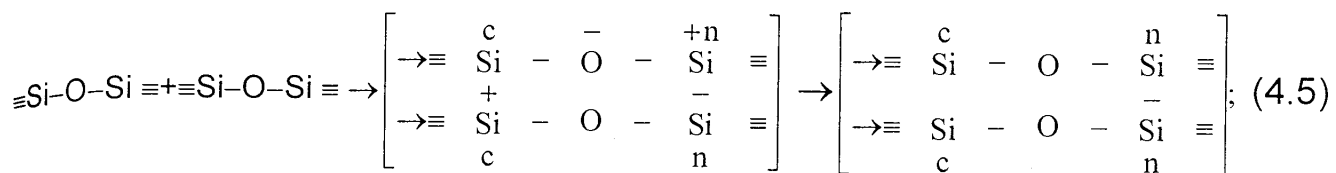
n – коефіцієнт нелінійності.

Як видно з рис. 4.1, температура суттєво не впливає на зниження реологічних параметрів гелю, що притаманно більшості водних розчинів полімерів [70]. Динамічне напруження зсуву зменшується з 7 Па при температурі 40°C до 5 Па при температурі 120°C. Аналогічно знижується консистенція і зростає міра нелінійної поведінки.

Високу тампонуєчу здатність АКОРів підтвержено результатами досліджень, що наведені у роботі [122]. Так, наприклад, керни, оброблені АКОР, після доби термостатування при температурі 250°C і тиску 15 МПа знижують свою проникність більше, ніж на 99%, а градієнт тиску прориву через них води складає не менше ніж 69 МПа/м. Підсилення тампонуєчих властивостей АКОРів протягом перших днів пояснюється подальшою поліконденсацією, гідролізом вихідних сполук і взаємодією їх з поверхнею породи. Також експериментально підтвержено збереження високих ізолюючих властивостей кернів протягом тривалого часу, зокрема проникність через 4 роки знижується у 500 і більше разів.

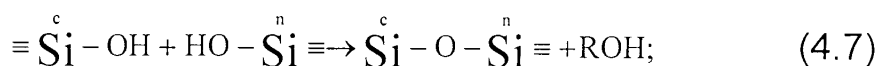
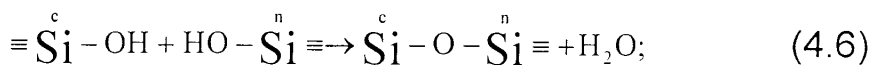
Як відмічено у роботах [118, 123] поліпшенню водоізолюючих властивостей АКОРів, забезпеченню високих градієнтів тиску прориву води і стійкості полімера у гідротермальних умовах сприяє як хімічна взаємодія (4.5, 4.6, 4.7), так і фізична адсорбція полісилоксанів (4.8) на активній поверхні силікатів, окислів металів або на інших поверхнях, що містять групи -ОН, з утворенням мостикових водневих зв'язків

а) хімічна взаємодія:



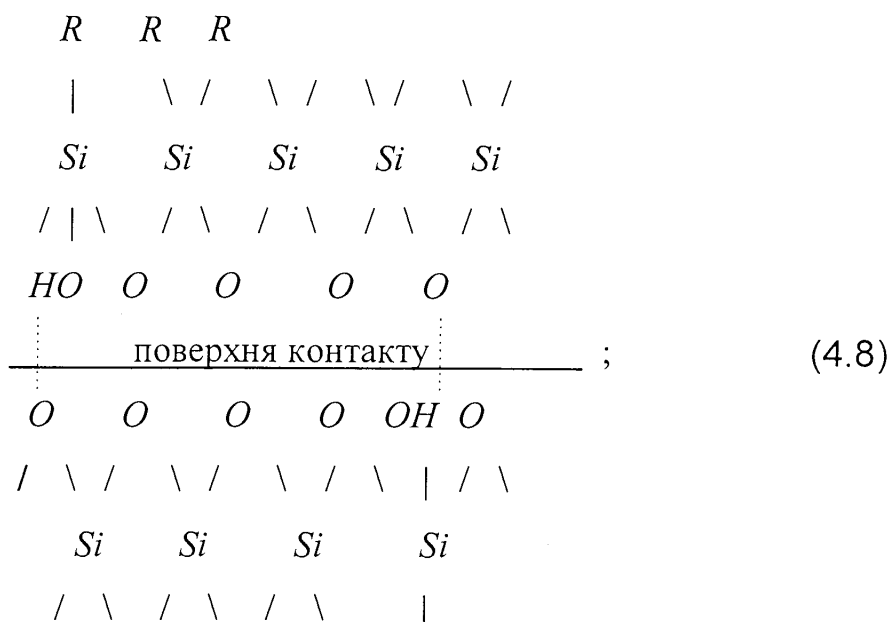
де c – поверхня силікату;

n – молекула полімеру.



де R – C_2H_5 або інші органічні радикали.

б) фізична адсорбція:



4.3. Методика визначення концентрації АКОР для різних типів в'язучих

Необхідна концентрація АКОР у тампонажному розчині визначається з умови зв'язування вільної рідини замішування і надання їй початкового напруження зсуву.

4.3.1. Теоретичне обґрунтування необхідної концентрації АКОР у тампонажному розчині.

Як було показано у розділі 2.4, цементне тіло у період від втрати рухливості до закінчення заростання порових каналів (досягнення каменем границі міцності на стиснення 1,56 МПа) являє собою модель ідеального ґрунту – систему відкритих капілярів, розділених тонкими стінками з продуктів гідратації. За результатами вологометрії (див. рис. 2. 7) на цій стадії тужавіння тампонажного розчину поровий простір цементного каменю повністю заповнений рідиною замішування (водою), тобто об'єм вільної води дорівнює об'єму порового простору $V_{в.в.} = V_{пор.}$

Відомо, що відкрита пористість структури цементного каменю становить:

$$m_{в.} = \frac{V_{пор.}}{V_{т.р.}}, \quad (4.9)$$

де $m_{в.}$ – коефіцієнт відкритої пористості, од.;

$V_{пор.}$ – об'єм відкритих пор, $м^3$;

$V_{т.р.}$ – об'єм тампонажного розчину, $м^3$.

Згідно з дослідженнями [124] та характером взаємодії кремнійорганічних сполук АКОР з водою [116, 117] АКОР зв'язує утричі більший об'єм води, тобто необхідна його кількість буде визначатися за формулою

$$V_{АКОР} = \frac{V_{в.в.}}{3}, \quad (4.10)$$

де $V_{АКОР}$ – об'єм АКОР, $м^3$;

$V_{в.в.}$ – об'єм незв'язаної води замішування, $м^3$.

Якщо $V_{в.в.} = V_{пор.}$, то вираз (4.10) буде мати вигляд

$$V_{АКОР} = \frac{V_{пор.}}{3}, \quad (4.11)$$

Тоді об'ємна концентрація АКОР у тампонажному розчині становить:

$$C_{\text{АКОР}}^{\text{V}} = \frac{V_{\text{АКОР}}}{V_{\text{Т.р.}}} = \frac{V_{\text{пор}}}{3V_{\text{Т.р.}}} = \frac{m_{\text{в.}}}{3}, \quad (4.12)$$

де $C_{\text{АКОР}}^{\text{V}}$ – об'ємна концентрація АКОР у тампонажному розчині, %.

Концентрація АКОР по відношенню до маси в'язучого

$$C_{\text{АКОР}}^{\text{M}} = \frac{C_{\text{АКОР}}^{\text{V}}}{q} = \frac{m_{\text{в.}}}{3q}, \quad (4.13)$$

де $C_{\text{АКОР}}^{\text{M}}$ – концентрація АКОР по відношенню до маси в'язучого, м³/кг;

q – маса в'язучого для приготування одиниці об'єму тампонажного розчину, кг/м³.

4.3.2. Оцінка необхідної концентрації АКОР у тампонажному розчині за результатами дослідження величини ефективної пористості цементного каменю на початковій стадії тужавіння.

Для побудови достовірної оцінки відкритої пористості цементного каменю, сформованого з різних типів в'язучого, були проведені попередні експериментальні дослідження.

Визначення відкритої пористості проводилося для рецептур тампонажних розчинів, наведених у табл. 4.2. Технологічні параметри тампонажних рецептур наведено у табл. 2.1 та 4.3.

Умови формування цементного каменю визначалися згідно з вимогами ГОСТ 26798.0-85... ГОСТ 26798.2-85, технічними умовами (ГОСТ 1581-91, [86, 87, 88]).

Експериментальні дослідження для різних типів в'язучих проводились у такій послідовності:

– замішування тампонажних розчинів за вибраною рецептурою;

Таблиця 4.2

Рецептури тампонажних розчинів

Номер рецептури	Рецептура	В/Ц (В/С)
1.	Розчин ПЦТ-100	0,5
2.	Розчин суміші ПЦТ-100 з золою виносу Курахівської ДРЕС у співвідношенні 3:2 (ЦЗ _к 3:2)	0,58
3.	Розчин суміші ПЦТ-100 з золою виносу Курахівської ДРЕС у співвідношенні 1:1 (ЦЗ _к 1:1)	0,52
4.	Розчин суміші ПЦТ-100 з золою виносу Курахівської ДРЕС у співвідношенні 2:3 (ЦЗ _к 2:3)	0,55
5.	Розчин суміші ПЦТ-100 з золою виносу Ладиженської ДРЕС у співвідношенні 3:2 (ЦЗ _л 3:2)	0,48
6.	Розчин суміші ПЦТ-100 з золою виносу Ладиженської ДРЕС у співвідношенні 1:1 (ЦЗ _л 1:1)	0,43
7.	Розчин суміші ПЦТ-100 з золою виносу Ладиженської ДРЕС у співвідношенні 2:3 (ЦЗ _л 2:3)	0,45
8.	Розчин ШПЦС-120	0,45

Таблиця 4.3

Технологічні параметри тампонажних рецептур

Технологічні параметри тампонажного розчину і каменя	Умови випробувань		Рецептура в'язучого				
	Т, °С	р, МПа	ЦЗ _к 1:1	ЦЗ _к 2:3	ЦЗ _л 2:3	ШПЦС-120	
В/Ц (В/С)	20	0,1	0,52	0,55	0,45	0,45	
Густина, кг/м ³	20	0,1	1600	1570	1710	1760	
Водовідділення, %	20	0,1	3,0	2,5	0,5	4,0	
Час загуснення, год.хв.	75	30	2-30	2-50	2-20	1-20	
Розтічність, м	20	0,1	0,22	0,21	0,2	0,2	
Міцність через 1 добу, МПа	згин	75	0,1	2,5	1,7	3,7	4,5
	стиснення	75	0,1	7,8	4,9	11,5	12,0
Строки тужавіння, год.-хв.	початок	75	0,1	3-10	3-30	3-00	1-40
	кінець	75	0,1	3-40	4-10	3-50	2-40

- визначення часу досягнення цементним каменем міцності на стиснення 0,5 МПа;
- формування зразків цементного каменю у автоклавній установці при заданих термобаричних умовах протягом визначеного часу тужавіння;
- охолодження зразків при кімнатній температурі;
- підготовка зразків для визначення відкритої пористості цементного каменю;
- визначення відкритої пористості цементного каменю;
- обробка результатів експериментальних досліджень.

Для формування зразків цементного каменю використовувалась автоклавна установка А-2.00.000.ІЕ [85] у комплексі з спеціальним пристроєм для встановлення металевих форм зі зразками, функцією якого є попередження руйнування зразків.

Для визначення коефіцієнта відкритої пористості був використаний метод Преображенського [92] – метод зважування зразків після повного насичення пор рідиною, хімічно нейтральною з тампонажно утворюючими мінералами. Експериментальні дослідження проводилися з використанням гасу. Для цього попередньо в автоклавній установці формувались у спеціально виготовлених металевих формах циліндричні зразки цементного каменю довжиною $39,5 \pm 1,0$ мм і діаметром $26 \pm 1,0$ мм. Методика визначення коефіцієнта відкритої пористості наведена в додатку Д.

Для зважування зразків з формами використовувалися електронні терези ВЛК-500.

Об'єм експериментальних досліджень для кожної з тампонажних рецептур, згідно [96] дорівнював 10. Вибірki результатів і оцінки їх статистичних характеристик наведено у табл. 4.4.

Об'єми вибірок для побудови достовірної оцінки пористості з імовірністю 0,95 уточнювалися за формулою [96]

Таблиця 4.4

Вибірки результатів і оцінки їх статистичних характеристик

Номер експерименту і статистична характеристика вибірки	Відкрита пористість $m_{в.}, \%$							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1	15,2	15,8	15,4	14,2	18,3	18,6	27,3	21,3
2	9,8	14,5	16,3	19,5	11,1	12,9	7,8	16,4
3	14,7	8,3	20,4	17,4	11,3	22,3	8,5	18,9
4	14,1	8,1	17,4	24,5	18,8	18,6	17,6	20,3
5	9,3	21,5	16,9	24,9	12	11,25	16,9	16,8
6	9,3	17,7	27,8	20	19,7	19,5	21,8	25
7	16,3	15,8	15,4	16,3	16,5	21	11,7	22,7
8	15	14,5	17,1	10,7	12,7	20,2	18,6	13,1
9	19,5	17,2	12,9	15,8	15,1	12,3	8,3	22,4
10	24,5	16,1	19,3	25,1	19,4	18,3	22,2	11,9
Виборче середнє $\bar{m}, \%$	14,47	14,95	17,89	18,84	15,49	17,50	16,07	18,88
Середньоквадратичне відхилення $S_m, \%$	4,524	3,871	3,849	4,640	3,314	3,700	6,412	4,061
Коефіцієнт варіації, од.	0,3	0,25	0,21	0,25	0,21	0,21	0,40	0,21

$$N = t_{N-1}^2 \frac{S_m^2}{\Delta^2}; \quad (4.14)$$

де N – об'єм вибірки для побудови достовірної оцінки пористості;

t_{N-1} – крантіль розподілу Стюдента з імовірністю 0,95, для $N_0=10$, $t_{0,95}$;

S_m – середньоквадратичне відхилення, %;

Δ – абсолютна похибка оцінки пористості на приладі УИПК-1М, 2,5% [125].

У табл. 4.5 наведено уточнений об'єм виборок спостережень N для кожної з рецептур і межі 0,95 інтервалів довіри.

Таблиця 4.5

Уточнений об'єм виборок спостережень N і межі 0,95 інтервалів довіри

Параметр	Номер експерименту							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Уточнений об'єм виборок спостережень	17	12	12	18	9	12	34	14
Нижня границя 0,95 інтервалу довіри	14,07	14,35	17,29	18,12	14,98	16,92	15,08	18,25
Верхня границя 0,95 інтервалу довіри	15,47	15,55	18,49	19,56	16,00	18,07	17,06	19,51

За результатами досліджень, описаних у розділі 2, а також даних, наведених у роботах [14, 126] для досліджуваних рецептур, пористість цементного каменю на початковій стадії тужавіння не залежить від типу в'язучого, водоцементного відношення, введених хімреагентів. Вона визначається ступенем гідратації. Для перевірки цієї гіпотези одержані вибірки спостережень перевірялися на належність до єдиної генеральної сукупності. Оскільки інтервальні оцінки результатів експериментів суттєво відрізняються між собою, то перевірка гіпотези проводилася за правилом [127]

$$\bigcup_{i=1}^8 \left\{ \bar{m}_i \pm \frac{S_{m_i}}{\sqrt{N_i}} t_{N_i-1; 0,025} \right\} \in K; \quad (4.15)$$

де \bar{m}_i – виборче середнє для i -ої рецептури;

S_{m_i} – середньоквадратичне відхилення для i -ої рецептури;

i – номер рецептури;

N_i – об'єм вибірки спостережень пористості для i -ої рецептури;

$t_{N_i-1; 0,025}$ – критерій Стюдента з N_i-1 степенями свободи й імовірністю довіри 0,95;

K – множина потужності континууму.

Смисл виразу (4.15) полягає у тому, що інтервальні оцінки вибірок спостережень, які належать до єдиної генеральної сукупності, утворюють безперервний відрізок K . Результати перевірки гіпотези про належність вибірок до єдиної генеральної сукупності за даними табл. 4.5 наведено на рис. 4.2.

Як видно з наведеного графіка, об'єднання інтервальних оцінок утворює суцільний відрізок довжиною [14,1%; 19,6%].

Таким чином, гіпотеза про те, що пористість цементного каменю на початковій стадії тужавіння не залежить від типу в'язучого може бути прийнята з імовірністю довіри 0,95.

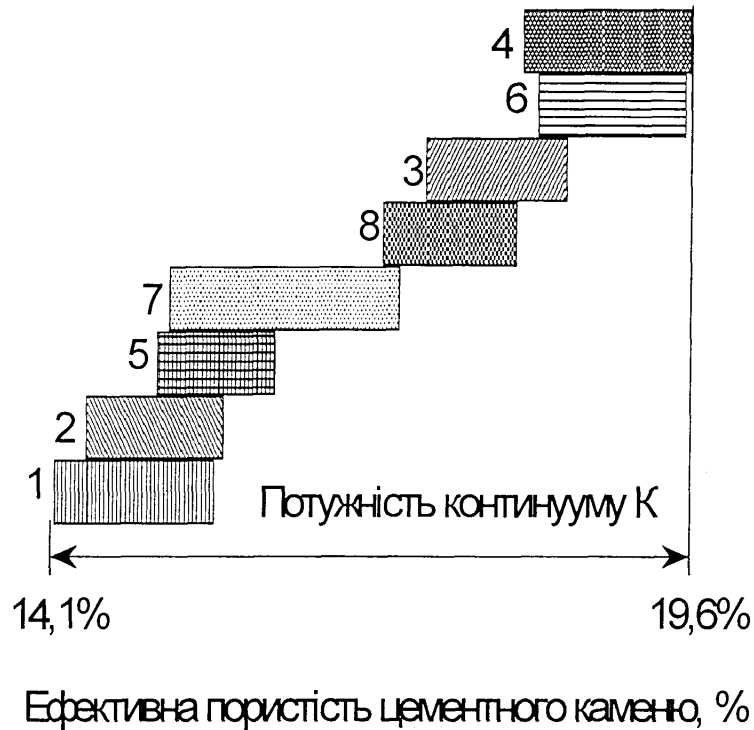


Рис. 4.2. Результати перевірки гіпотези про належність вибірок до єдиної генеральної сукупності

1 ÷ 8 – порядковий номер інтервалу довіри (див. табл. 4.5)

Оскільки результати проведених досліджень є статистично незалежними, оцінки статистичних характеристик розподілу генеральної сукупності можуть бути синтезовані за формулами [127]

$$\sigma_m^{*2} = \left(\sum_{i=1}^8 \frac{1}{S_{m_i}^2} \right)^{-1}, \quad (4.16)$$

$$\bar{m}^* = \sigma_m^{*2} \sum_{i=1}^8 \frac{\bar{m}_i}{S_{m_i}^2}, \quad (4.17)$$

де σ_m^{*2} – синтез-оцінка дисперсії генеральної сукупності пористості;

\bar{m}^* – синтез-оцінка математичного сподівання генеральної сукупності пористості.

З урахуванням даних, наведених у табл. 4.5, синтез-оцінки статистичних характеристик за формулами (4.16) і (4.17) відповідно дорівнюють: $\sigma_m^* = 1,45\%$; $\bar{m}^* = 16,8\%$, а 95% інтервал довіри складатиме [16; 17,5].

Якщо у формулу (4.13) підставити значення інтервалу довіри, то вираз для визначення концентрації АКОР до маси в'язучого остаточно набуде вигляду

$$C_{\text{АКОР}}^{\text{М}} = \frac{0,160 \div 0,175}{3q} = \frac{0,0534 \div 0,0584}{q}. \quad (4.18)$$

Таким чином, рекомендовані концентрації кремнійорганічних сполук (за масою в'язучого) для приготування тампонажного розчину в залежності від водоцементного відношення і виходу в'язучого наведено в табл. 4.6.

Таблиця 4.6

Рекомендовані концентрації АКОР

Водоцементне відношення		0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,55	0,6
Концентрація АКОР, %	від	3,3	3,6	3,8	4,1	4,5	4,9	5,3
	до	3,7	3,9	4,2	4,5	4,9	5,3	5,8

4.4. Дослідження технологічних параметрів тампонажних розчинів з домішками АКОР

Для визначення впливу домішки АКОР на технологічні властивості тампонажного розчину в ході експериментальних досліджень було використано такі рецептури тампонажного розчину:

- 1) ПЦТ-100 з В/Ц=0,5;
- 2) ЦЗ_к 1:1 з В/С=0,52.

Дослідження рецептур проводилося за методиками, параметрами й умовами, визначеними стандартами [107, 108, 86, 87, 88].

У табл. 4.7 наведено результати досліджень технологічних параметрів рецептур тампонажних розчинів з домішками АКОР.

Таблиця 4.7

Технологічні параметри портландцементних і цементно-зольних композицій з домішками АКОР

Рецептура	Водовідділення, %		Розтічність, м		Строки тужавіння, год.-хв. (t=75°C і p=0,1МПа)	
	ДСТУ Б В.2.7-86-99	фактична	ДСТУ Б В.2.7-86-99	фактична	початок	кінець
ПЦТ-100	не	1÷1,5	не	0,2	1-55	2-10
ПЦТ-100+4,9% АКОР _{Б100Н}	більше	0÷0,5	менше	0,21÷0,215	2-05	2-25
ПЦТ-100+4,9% АКОР _{Б300}	3,5	0,5÷1	0,2	0,2÷0,205	2-00	2-25
ЦЗ _к 1:1	не	3		0,2÷0,21	2-30	2-55
ЦЗ _к 1:1+5% АКОР _{Б100Н}	більше	0÷0,5	-	0,22÷0,23	2-45	3-10
ЦЗ _к 1:1+5% АКОР _{Б300}	3	0÷1		0,22÷0,23	2-35	3-00

Встановлено, що введення АКОР до тампонажних розчинів, підвищує їх рухливість, внаслідок чого тиск закачування тампонажного розчину буде нижчим і що забезпечує турбулізацію течії при менших швидкостях руху. Це дозволить підвищити повноту витіснення бурового розчину тампонажним.

З даних табл. 4.7 видно, що особливістю поведінки тампонажних композицій з домішками АКОР є те, що вони одночасно зі збереженням заданої рухливості розчину протягом технологічно необхідного часу цементування суттєво не змінюють термінів тужавіння [12].

Седиментаційна стійкість тампонажних розчинів з домішками АКОР, незважаючи на збільшення водоцементного відношення, відразу після замішування зростає у 2÷10 разів у порівнянні з базовими рецептурами. Це викликано, очевидно, початком поліконденсації продуктів гідратації (тобто, зменшенням об'єму незв'язаної води).

Визначення фільтрації тампонажних розчинів проводилося на приладі ВМ-6. Для цього попередньо тампонажний розчин проходив автоклавування на консистометрі КЦ-3 при температурі 105°C і тиску 30 МПа. Консистенція тампонажних сумішей під час досліджень не перевищувала 30 УОК.

Результати досліджень наведені в табл. 4.8 показують, що фільтрації тампонажних сумішей з домішками АКОР_{Б300} знижується, що пов'язане з процесами зв'язування вільної води замішування.

Таблиця 4.8

Фільтрація тампонажних сумішей з домішкою АКОР_{Б300}

Тампонажна суміш	Фільтрація через год.-хв., см ³ /30 хв.					
	1-00	1-30	2-00	2-30	3-00	3-30
ЦЗ _к 1:1+0,15% НТФК (В/С=0,52)	600	600	600	600	600	600
ЦЗ _к 1:1+0,05% НТФК+5% АКОР _{Б300} (В/С=0,52)	600	600	600	580	420	120

Для дослідження впливу домішки АКОР_{Б300} на кінетику формування цементного каменю проведено дослідження за методом конічного пластометра Ребіндера П.А. [101]. Даний метод базується на вимірюванні пластичної міц-

ності системи на зсув при занурюванні в неї конуса. Дослідження проводилися за допомогою конуса з кутом при вершині 45° . Зразки суміші тужавіли при температурі 75°C та тиску $0,1\text{ МПа}$. На рис. 4.3 наведено криву пластичної міцності структури, утвореної цементно-зольною сумішшю ЦЗ_к 1:1 ($\text{В/С}=0,52$).

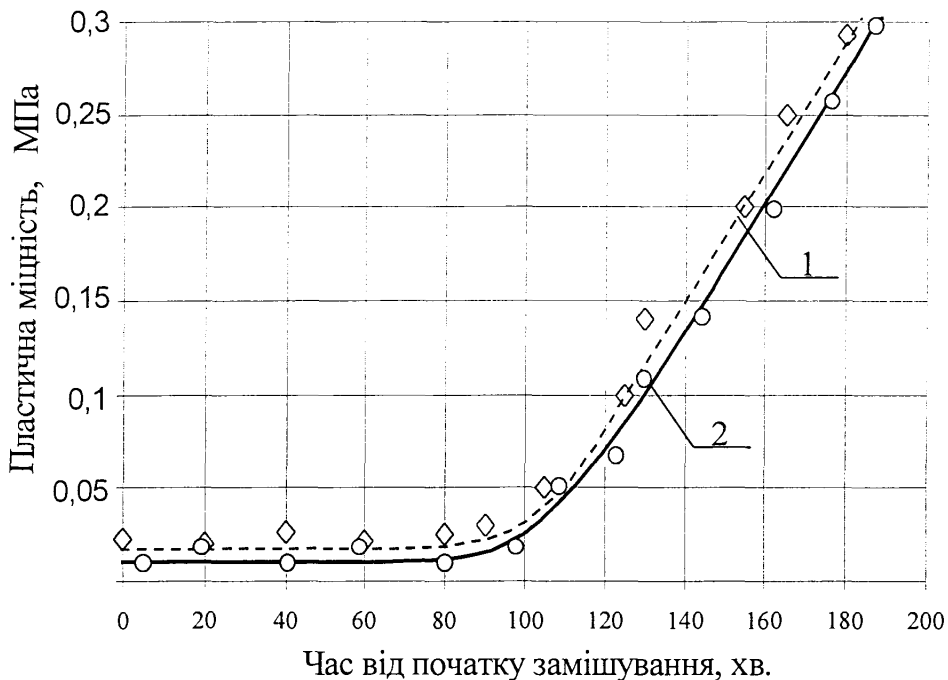


Рис. 4.3. Крива пластичної міцності структури

1 – ЦЗ_к 1:1; 2 – ЦЗ_к 1:1+5 % АКОР_{Б300}

Результати досліджень наведені на рис. 4.3 показують, що присутність домішки АКОР_{Б300} у тампонажному розчині суттєво не впливає на кінетику формування цементного каменю

4.5. Регулювання часу загуснення тампонажних розчинів з домішками кремнійорганічних сполук

Для перевірки можливостей регулювання терміну прокачуваності тампонажних композицій з домішками АКОР_{Б100н} і АКОР_{Б300} був проведений комплекс лабораторних робіт [4] згідно ГОСТ 26798.1-85.

Як показано у роботі [128], швидкість гідролізу речовин типу АКОР зростає зі зниженням концентрації водневих іонів (рН) розчинника. Максимуму вона досягає у діапазоні рН =5÷6. Тому для підвищення технологічності засто-

сування АКОРів як реагентів домішок до тампонажного розчину найбільш доцільно їх застосовувати у композиції зі сповільнювачами термінів тужавіння, які є кислотами. Наприклад, НТФК, ВКК, СВК, ЛК і т.п.. Для проведення лабораторних робіт була використана НТФК, яка є найпоширенішою у практиці цементування свердловин в умовах ДДз серед регуляторів терміну прокачуваності.

Час загуснення тампонажних розчинів оцінювався на консистометрах КЦ-3 з моделюванням найпоширеніших на ДДз умов цементування. Так, згідно з промисловими даними час загуснення в середньому становить:

– для портландцементних розчинів (ПЦТ-100 з В/Ц=0,5) при температурі 75°C і тиску 30 МПа – 2,5÷3 години;

– для цементно-зольних сумішей (ЦЗ_к 1:1 з В/С=0,52) при температурі 105°C і тиску 60 МПа – 3÷3,5 години.

З врахуванням рекомендацій [86] визначено, що для забезпечення прокачуваності тампонажного розчину протягом визначеного часу концентрація НТФК (за масою в'язучого) для даних умов повинна складати: для портландцементних розчинів – 0,08%, для цементно-зольних сумішей – 0,2%.

Встановлено, що при даних концентраціях НТФК і домішки АКОР_{Б300} прокачуваність тампонажних розчинів забезпечується за час значно більший технологічно необхідного. Тому в роботі проведені дослідження з визначення оптимальної концентрації НТФК із застосуванням методу ділення відрізка на половини [96] у такій послідовності:

1. Визначення можливих верхньої та нижньої границь концентрацій НТФК. За верхню границю x_b були прийняті концентрації, рекомендовані нормативним документом [86] для відповідних рецептур у заданих термобаричних умовах. Нижня границя концентрації – $x_n=0\%$;

2. Визначення часу загуснення до досягнення 30 УОК для концентрацій x_b і x_n ;

3. Оскільки час загуснення для нижньої границі інтервалу виявляється меншим, а верхній – перевищує необхідний, то концентрація НТФК у подальших розрахунках визначається як середньоарифметичне

$$X = \frac{X_H + X_B}{2}, \quad (4.19)$$

Якщо час загуснення виявляється меншим за необхідний, то приймається, що $x_H = x$, у протилежному випадку $x_B = x$;

4. Визначення нової концентрації НТФК за формулою (4.19). Процедура повторюється до забезпечення умови рівності необхідного і фактичного часу загуснення тампонажного розчину.

Результати визначення концентрацій НТФК для цементно-зольних і портландцементних композицій з домішкою 5% АКОР_{Б300} наведено у табл. 4.9 і 4.10.

Таблиця 4.9

Результати визначення концентрації НТФК для суміші ЦЗ_к 1:1
(В/С=0,52) з домішкою 5% АКОР_{Б300}

Номер експерименту	Концентрація НТФК (за масою в'яжучого), %	Час загуснення до 30 УОК, год.-хв.
1.	0	1-30
2.	0,2	більше 3-30
3.	0,1	більше 3-30
4.	0,05	3-30

Таблиця 4.10

Результати визначення концентрації НТФК для розчину ПЦТ-100
(В/Ц=0,5) з домішкою 5% АКОР_{Б300}

Номер експерименту	Концентрація НТФК (за масою в'яжучого), %	Час загуснення до 30 УОК, год.-хв.
1.	0	1-40
2.	0,08	більше 3-00
3.	0,04	3-00

При дослідженні часу загуснення тампонажних композицій з домішками АКОР_{Б300} і НТФК виявлено, що прокачуваність цементно-зольних розчинів забезпечується в однакових термобаричних умовах протягом необхідного технологічного часу при зменшенні домішки НТФК у 2÷4 рази. Це справедливо і для розчинів, замішаних на портландцементі ПЦТ-100. Поясненням цього явища може служити той факт, що у результаті гідролізу алкілхлорсиланів за реакцією (4.1) утворюється НСІ. Присутність соляної кислоти спричиняє енергетичний ефект (підсилює дію) НТФК, як сповільнювача.

При проведенні досліджень прокачуваності портландцементних і цементно-зольних розчинів з домішкою відповідно 4,5 і 5% АКОР_{Б100н} встановлено, що при концентраціях НТФК для розчинів з ПЦТ-100 (В/Ц=0,5) – 0,2% і ЦЗ_к 1:1 (В/С=0,52) – 0,08% час загуснення складає відповідно 20 і 25 хвилин. У зв'язку з цим концентрацію НТФК було збільшено до максимальних величин, при яких у даних термобаричних умовах тампонажний розчин не тужавіє взагалі. Було встановлено, що розчин ПЦТ-100 (В/Ц=0,5) з 0,2% НТФК досягає часу загуснення через 30 хвилин, розчин ЦЗ_к 1:1 (В/С=0,52) з 0,35% НТФК досягає часу загуснення через 35 хвилин. Тобто навіть при цих концентраціях НТФК прокачуваність тампонажного розчину не забезпечується. Найімовірніше, що це пов'язано з високою активністю АКОР_{Б100н} до гелеутворення у присутності каталізатора (гідроксиду кальцію), яким збагачується вода замішування. Прискорення процесу поліконденсації АКОР_{Б100н} стає причиною передчасного зв'язування вільної води і, як наслідок, втрати рухливості тампонажним розчином.

Оскільки неможливо забезпечити задану прокачуваність тампонажних розчинів з домішкою АКОР_{Б100н}, останній не може бути використаний у практиці цементування продуктивних горизонтів для даних термобаричних умов. Тому подальші експериментальні дослідження проводились з використанням тампонажних розчинів із домішкою АКОР_{Б300}.

4.6. Дослідження структурно-механічних властивостей цементного каменю, одержаного з тампонажного розчину з домішкою АКОР_{Б300}

Дослідження міцності цементного каменю на згин і стиснення, одержаного з тампонажного розчину з домішкою АКОР_{Б300}, проводилося за методиками [108], параметрами і умовами, визначеними стандартом [107].

Оскільки густина цементно-зольних сумішей знаходиться в діапазоні 1600÷1650 кг/м³, то такі тампонажні суміші відносяться до полегшених. Тому міцність цементного каменю перевірялася через дві доби після замішування при наступних умовах [107]:

- 1) при температурі 75°C і тиску 0,1 МПа;
- 2) при температурі 120°C і тиску 20 МПа.

Значення міцності цементно-зольних композицій (В/С=0,52) з домішкою 5% АКОР_{Б300} (за масою в'язучого) наведено у табл. 4.11.

Таблиця 4.11

Міцність цементно-зольних композицій з домішкою 5% АКОР_{Б300}

Рецептура	Міцність цементного каменю через 2 доби, згин/стиснення, МПа			
	при t=75°C і p=0,1 МПа		при t=120°C і p=20,0 МПа	
	ДСТУ Б В.2.7-86-99	Фактична	ДСТУ Б В.2.7-86-99	Фактична
ЦЗ _к 1:1	не менше	$\frac{4,0 \pm 1,1}{10,9 \pm 0,6}$	не менше	$\frac{5,6 \pm 1,1}{15,2 \pm 0,6}$
ЦЗ _к 1:1+ 5% АКОР _{Б300}	$\frac{0,7}{-}$	$\frac{4,7 \pm 1,1}{11,0 \pm 0,6}$	$\frac{1,0}{-}$	$\frac{7,6 \pm 1,1}{15,4 \pm 0,6}$

Примітка. Границі діапазонів міцності визначені за критерієм "трьох сігм".

Як видно з табл. 4.11, тампонажні суміші з домішкою АКОР_{Б300} відповідають вимогам ДСТУ Б В.2.7-86-99 [107]. Окрім того (див. табл. 4.11), тампонажні композиції з домішкою АКОР_{Б300}, на відміну від латексно-

цементних розчинів [75], не змінюють міцнісних характеристик цементного каменю.

Встановлено також, що відношення границь міцності цементного каменю на стиснення до згину ($\sigma_{\text{стис.}}/\sigma_{\text{зг.}}$) у рецептур з домішкою АКОР_{Б300} є меншим, ніж у вихідних рецептур. Так, наприклад, при $t=120^{\circ}\text{C}$ і $p=20,0$ МПа $\sigma_{\text{стис.}}/\sigma_{\text{зг.}}=2,00$ для рецептур з домішкою АКОР_{Б300} і $\sigma_{\text{стис.}}/\sigma_{\text{зг.}}=2,75$ для вихідної рецептури. Це свідчить про вищу ізотропність цементного каменю.

З метою експериментальної перевірки теоретичних тверджень, викладених у п. 4.1, щодо попередження фільтрації пластових флюїдів шляхом надання незв'язаній воді замішування початкового напруження зсуву за допомогою кремнійорганічних гідрофобізаторів, проведені дослідження впливу домішок АКОР_{Б300} до тампонажного розчину на величину тиску прориву цементного каменю на початковій стадії його формування.

Оскільки оцінити на ранній стадії тужавіння тиск прориву по газу із-за високої проникності структури складно, а також через руйнування щойно сформованих зразків цементного каменю у процесі їх витискування з форм, оцінка тиску прориву проводилась по рідині – гасу, за допомогою апарату УИПК-1М – установки для дослідження проникності кернів. Ця установка дозволяла моделювати близькі до пластових режими витиснення рідини замішування з пор і капілярів тампонажної структури [91].

Принцип роботи УИПК-1М полягає в наступному: тиск, що передається досліджуваній рідині, створюється за допомогою руху пресу в системі, заповненій маслом. Масло через гумову муфту і штуцер з усіх боків стискує зразок, тобто створює на нього геостатичний тиск. Другий прес створює протитиск рідині, що виходить із зразка. Це дозволяє проводити дослідження за будь-яких перепадів тиску.

За критерій оцінки ізолюючої здатності цементного каменю був взятий тиск гідропрориву. Методика визначення тиску гідропрориву за допомогою установки УИПК-1М полягає в ступеневому (на 0,1 МПа) збільшенні перепаду тиску на досліджуваний зразок до моменту початку фільтрації через нього.

за тиск гідропрориву береться величина тиску початку фільтрації через досліджуваний зразок.

Формування зразків цементного каменю проводилося за методикою для визначення коефіцієнта відкритої пористості (див. п. 4.3.2.).

Порівняльна оцінка ізолюючої здатності цементного каменю проводилась у такій послідовності:

- замішування тампонажних рецептур;
- визначення часу досягнення цементним каменем міцності на стиснення 0,5 МПа;
- формування зразків цементного каменю в автоклавній установці при заданих термобаричних умовах протягом визначеного часу тужавіння;
- охолодження зразків до температури 20°C;
- підготування зразків для досліджень (обробка поверхонь, замірювання геометричних розмірів, екстрагування, насичення гасом);
- обробка результатів експериментальних досліджень і визначення тиску гідропрориву.

Результати проведених досліджень ізолюючої здатності зразків цементного каменю (за градієнтом тиску гідропрориву) на початковій стадії тужавіння наведено в табл. 4.12.

З наведених у табл. 4.12 даних видно, порівняльні тампонажні рецептури ЦЗ_к 1:1, з точки зору забезпечення прокачуваності, з домішкою АКОР_{Б300} при температурах більше 100°C мають у 80÷100 разів вищий градієнт тиску гідропрориву.

Виходячи з вищевикладеного, застосування домішок АКОР_{Б300} для тампонажних розчинів, які використовуються при температурах 100÷130°C, забезпечує суттєве зниження проникності цементного каменю на початковій стадії тужавіння внаслідок підвищення тиску гідропрориву, що відкриває широку перспективу їх практичного застосування.

Таблиця 4.12

Величини градієнтів тиску гідропрориву зразків цементного каменю

Рецептура	Градієнт тиску гідропрориву, МПа/м
1. ПЦТ-100 (В/Ц=0,5)*	не протиснулось
2. ПЦТ-100+АКОР _{Б300} 4,9% (В/Ц=0,5)*	те ж
3. ПЦТ-100+ НТФК 0,05% (В/Ц=0,5)*	387,5÷415
4. ПЦТ-100+ НТФК 0,08% (В/Ц=0,5)*	237,5÷245
5. ПЦТ-100+ НТФК 0,05% +АКОР _{Б300} 4,9% (В/Ц=0,5)*	45÷55
6. ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,04% +АКОР _{Б300} 5% (В/С=0,52)**	110÷122,5
7. ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,1% (В/С=0,52)**	0,45÷1,075
8. ЦЗ _К 1:1 (В/С=0,52)***	не протиснулось
9. ЦЗ _К 1:1 +АКОР _{Б300} 5% (В/С=0,52)***	те ж
10. ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,05% (В/С=0,52)***	172,5÷181,25
11. ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,05% +АКОР _{Б300} 5% (В/С=0,52)***	135÷145
12. ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,15% (В/С=0,52)***	1,4÷1,825
13. ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,08% +АКОР _{Б300} 5% (В/С=0,52)****	187,5÷230
14. ЦЗ _К 1:1 + НТФК 0,24% (В/С=0,52)****	2,5÷3,75

Примітки: 1. * – час тужавіння 4 годин при $t=100^{\circ}\text{C}$ і $p=25$ МПа;

2. ** – час тужавіння 6 годин при $t=110^{\circ}\text{C}$ і $p=30$ МПа;

3. *** – час тужавіння 6 годин при $t=120^{\circ}\text{C}$ і $p=30$ МПа;

4. **** – час тужавіння 6 годин при $t=130^{\circ}\text{C}$ і $p=30$ МПа;

5. Домішки АКОР_{Б300} і НТФК взято за масою в'язучого.

Наведі у табл. 4.12 дані свідчать, що використання домішок АКОР_{Б300} для портландцементних розчинів при температурах до 100°C не знижує проникності цементного каменю на початковій стадії тужавіння. Це пов'язано з тим, що утворення гелю з необхідними реологічними параметрами відбувається протягом 5÷6 годин, що набагато перевищує необхідний для проведення цементування час, а збільшення об'єму рідини (незв'язаної) внаслідок введення АКОР_{Б300} погіршує ізолюючу здатність каменю на початковій стадії тужавіння.

Для оцінки ізолюючої здатності цементного каменю, на більш пізніх стадіях його формування (через 12 годин тужавіння) проведено експеримен-

тальні дослідження проникності цементного каменю, використовуючи при цьому методику і апаратуру для визначення абсолютної газопроникності кернів, піднятих зі свердловин (установка ГК-5) [129].

Зразки, що використовувалися для визначення газопроникності, виготовлялись у вигляді циліндра (діаметр 20 мм, висота 50 мм). Циліндри охолоджувалися у ексикаторі з хлористим кальцієм, екстрагувалися в апараті Сокслета, просушувалися до постійної маси. Зразки цементного каменю формувалися в аналогічних для визначення проникності (по УИПК-1М) термобаричних умовах. Результати експериментальних досліджень наведено у табл. 4.13.

Таблиця 4.13

Газопроникність цементного каменю через 12 годин тужавіння з АКОР_{Б300}

Рецептура	Газопроникність, 10^{-15} м^2	Умови формування	
		Т, °С	р, МПа
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)	0,85	90	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+ 5% АКОР _{Б300}	0,36	90	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+5% АКОР _{Б300} +0,15% НТФК	0,53	90	30,0
ЦЗ _л 1:1 (В/С=0,45)	0,63	90	30,0
ЦЗ _л 1:1 (В/С=0,45)+5%АКОР _{Б300}	0,28	90	30,0
ЦЗ _л 1:1 (В/С=0,45)+5% АКОР _{Б300} +0,15% НТФК	0,45	90	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+5% АКОР _{Б300} +0,1% НТФК	0,3	110	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+0,1% НТФК	0,74	110	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+5% АКОР _{Б300} +0,18% НТФК	0,27	120	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+0,18% НТФК	0,7	120	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+5% АКОР _{Б300} +0,24% НТФК	0,18	130	30,0
ЦЗ _к 1:1 (В/С=0,52)+0,24% НТФК	0,63	130	30,0

Примітка. Домішка АКОР_{Б300} взята за масою в'язучого.

Зниження газопроникності цементного каменю з домішками АКОР_{Б300} на більш пізніх стадіях ОТЦ обумовлено, очевидно, додатковим ущільненням структури каменю не тільки внаслідок кольматації порового простору гелем, а і внаслідок утворення непроникної полімерної плівки з продуктів поліконденсації на стінках пор цементу. Тобто, на пізній стадії тужавіння дія АКОР_{Б300} аналогічна до дії латексів [130].

Таким чином, у ході робіт встановлено, що тампонажні композиції з домішками АКОР мають нижчу проникність протягом всього періоду гідратації у порівнянні з вихідними рецептурами. Такою ж властивістю володіють розчини з домішками латексів, типу Gasblok, що використовуються в практиці цементування фірмою Дауелл Gasblok [131].

4.7. Дослідження величини розширення тампонажних сумішей з домішками АКОР_{Б300} під час їх тужавіння

Експериментальні дослідження величини розширення тампонажних сумішей під час їх тужавіння проводилися за допомогою спеціальної приставки до консистометра КЦ-3 [132], яку удосконалено в лабораторії кріплення свердловин НДІТБ [82]. Методику та опис приставки для проведення досліджень наведено в додатку Е.

Експериментальні дослідження проводилися при температурі 75°C і тиску 20 МПа, так як згідно рекомендацій [82] при підвищенні температури збільшується ступінь розширення, а підвищення тиску понад 20 МПа не впливає на величину розширення.

Для проведення досліджень використано такі рецептури цементно-зольних композицій:

– розчини суміші ПЦТ-100 з золою виносу Курахівської ДРЕС у співвідношенні 3:2, 1:1, 2:3, з В/С відповідно 0,58; 0,52; 0,55;

– розчин суміші ПЦТ-100 з золою виносу Ладиженської ДРЕС у співвідношенні 3:2, 1:1, 2:3, В/С відповідно 0,48; 0,43; 0,45;

Дослідженнями встановлено, що рецептури цементно-зольних сумішей з домішкою АКОР_{Б300} під час тужавіння не розширюються і не дають усадки.

В ході експериментальних робіт перевірено вплив домішки АКОР_{Б300} на кінетику об'ємних змін тампонажних сумішей, що розширюються. Як приклад використано суміші портландцементу і електрофільтрової золи естонських сланців. На рис. 4.4 наведено динаміку процесу розширення суміші ПЦТ-100 і

електрофільтрової золи естонських сланців у співвідношенні 1:1 за масою в'язучого (ЦЗС_{ЗЕС} 1:1). Встановлено, що домішки АКОР_{Б300} до тампонажних сумішей ПЦТ-100 і електрофільтрової золи естонських сланців не зменшують величини розширення тампонажного розчину під час його тужавіння (різниця величини розширення не перевищує точності вимірювань). Встановлено також, що інтенсивність розширення ЦЗС_{ЗЕС} з домішками АКОР_{Б300} на початкових стадіях тужавіння збільшується внаслідок процесів зв'язування рідини замішування.

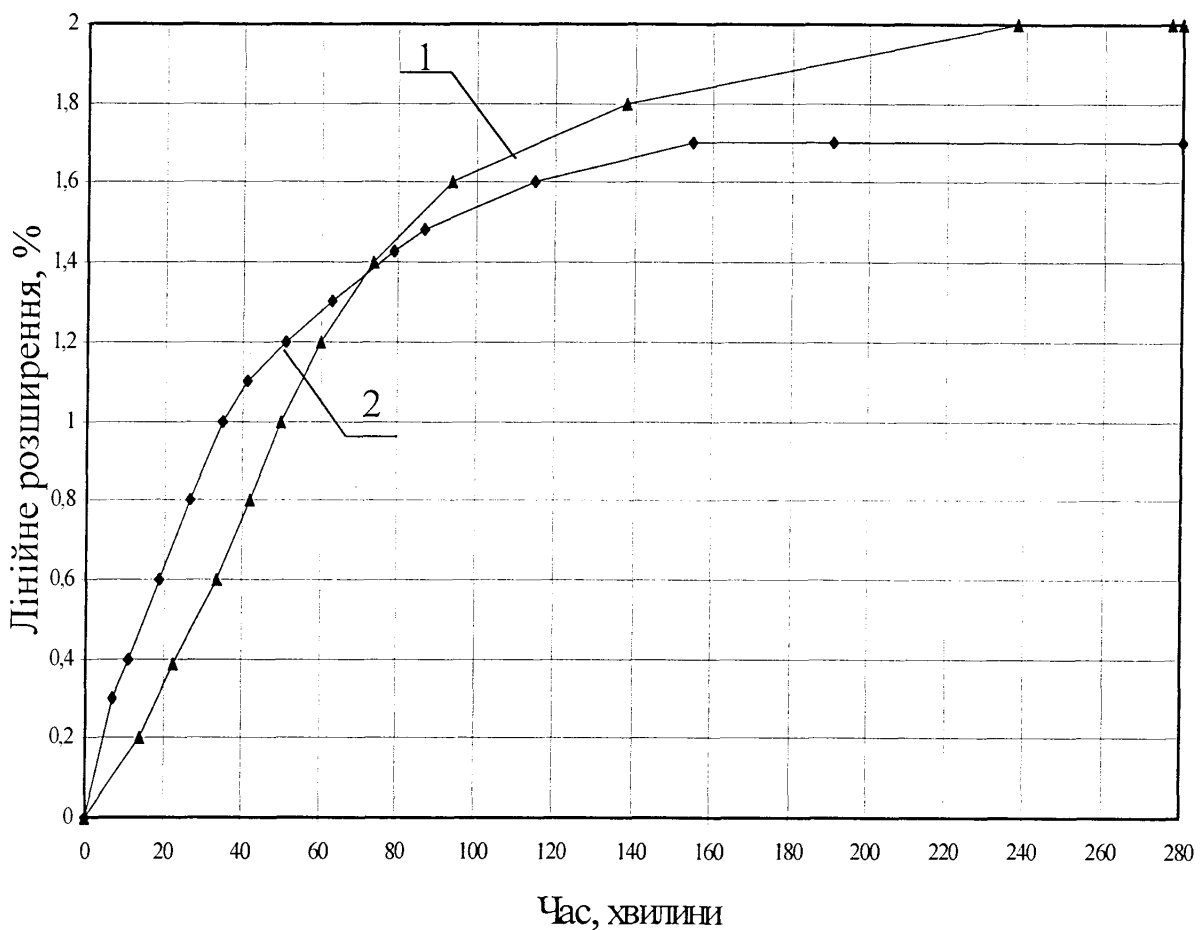


Рис. 4.4. Динаміка процесу розширення суміші ПЦТ-100 і електрофільтрової золи естонських сланців з домішкою АКОР_{Б300}

1. ЦЗС_{ЗЕС} 1:1 (В/С=0,5); 2. ЦЗС_{ЗЕС} 1:1 + 5% АКОР_{Б300} (В/С=0,45).

4.8. Дослідження корозійної стійкості тампонажних композицій з домішками АКОР_{Б300}

Для дослідження корозійної стійкості тампонажних композицій у лабораторних умовах використовувалися розчини агресивних солей – сульфату ($MgSO_4$) і хлориду магнію ($MgCl_2$), які найпоширеніші у розрізах ДДз. Концентрація $MgSO_4$, $MgCl_2$ складала 5%. Обмежений вміст солей в штучному корозійному середовищі дозволяє попередити зміну характеру корозії і розвиток процесів, які фактично не проходять у свердловині [133].

Дослідження проводились за такою методикою. Цементно-зольний розчин ЦЗ_к 1:1 (суміш ПЦТ-100 і золи виносу Курахівської ДРЕС у співвідношенні 1:1 за масою в'язучого) заливали у форми розміром 0,03×0,03 м по чотири зразка на кожен термін дослідження (відповідно з АКОР_{Б300} і без нього). Зразки тужавили при температурі 100°C і тиску 30 МПа в визначених агресивних середовищах. Потім вони витягувались з форм і поміщувались в екскатори для подальшого зберігання в агресивних середовищах при нормальних умовах тужавіння. Зразки кожного терміну зберігання випробувались на міцність при стисненні. Заміну агресивних розчинів проводили кожного місяця. В якості критерія корозійної стійкості був прийнятий коефіцієнт стійкості ($K_{ст.}$) [133, 134], який характеризує відношення межі міцності на стиснення зразків, що зберігалися в агресивному середовищі, до межі міцності зразків, що зберігалися в водопровідній воді.

На рис. 4.5 зображено залежність коефіцієнта корозійної стійкості цементно-зольної композиції ЦЗ_к 1:1 від терміну зберігання в агресивному середовищі (від 1 до 6 місяців). Як видно з рис. 4.5 корозійна стійкість цементно-зольної композиції ЦЗ_к 1:1 з домішкою АКОР_{Б300} підвищується протягом всього терміну зберігання.

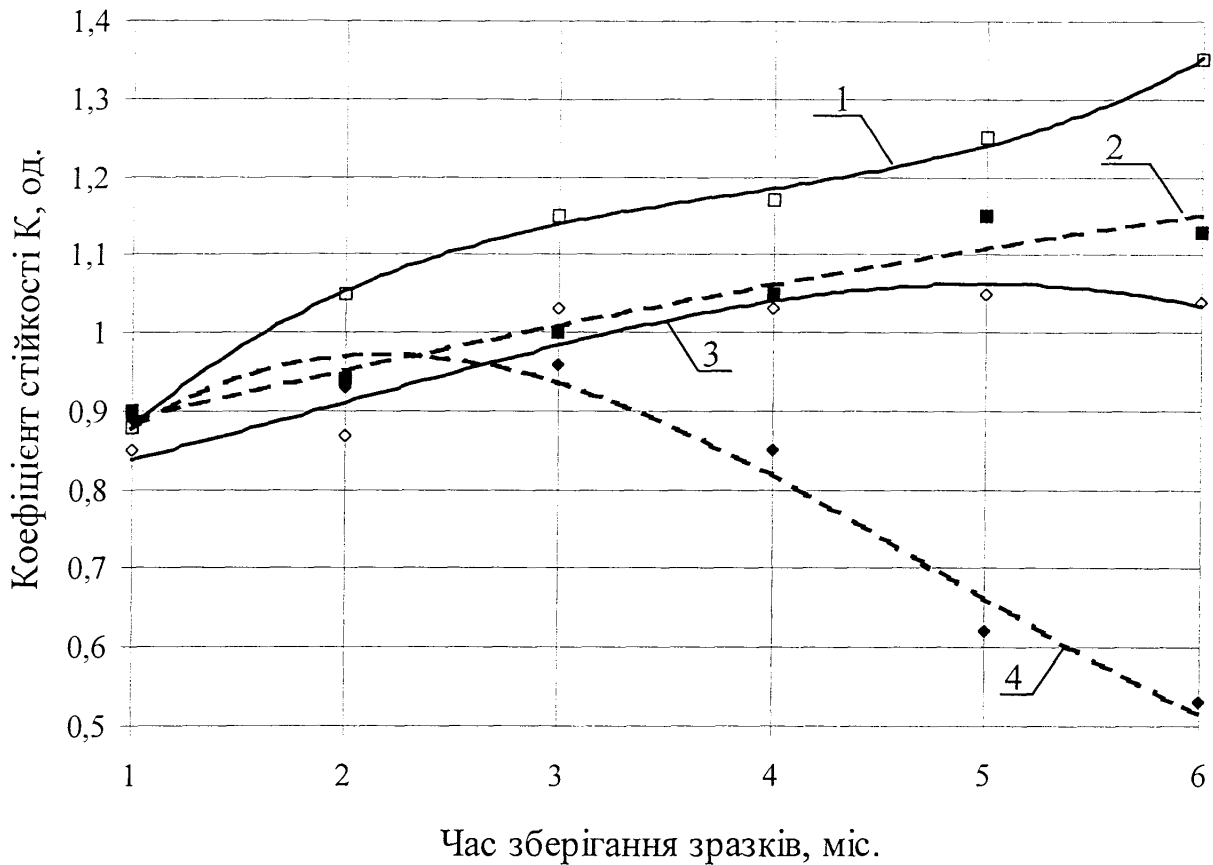


Рис. 4. 5. Зміна коефіцієнта стійкості цементно-зольної суміші з домішкою AKOR_{B300}

— середовище MgSO_4
 - - - середовище MgCl_2
 1, 2 – ЦЗ_K 1:1 з домішкою AKOR_{B300} ; 3, 4 – ЦЗ_K 1:1.

4.9. Особливості технології цементування свердловин з диференціюванням темпів набору міцності порцій тампонажного розчину з домішками AKOR_{B300}

При застосуванні технології цементування свердловин з диференціюванням темпів набору міцності на стиснення порцій тампонажного розчину для зниження газопроникності тампонажного каменю до складу компонентів нижньої порції тампонажного розчину входить домішка кремнійорганічної сполуки типу AKOR_{B300} . У випадку наявності по розрізу свердловини продуктивного горизонту великої товщини або великої кількості нафто-, газо- і

водоносних пластів в інтервалі нижніх секцій проміжних або експлуатаційних обсадних колон можливе цементування цих секцій однією порцією тампонажного розчину з домішкою АКОР_{Б300}.

Визначимо додаткову висоту нижньої порції тампонажного розчину в затрубному просторі за формулою (3.3) при використанні запропонованої технології з домішкою АКОР_{Б300} на прикладі свердловини №5 Мачуської площі

$$\Delta h = \frac{101,36 \cdot 10^6 + 3,5 \cdot 10^6 - 1000 \cdot 9,81 \cdot (5482 - 4943) - 1950 \cdot 9,81 \cdot 4943}{136,7 \cdot 10^6} = 0,037 \text{ м. (4.20)}$$

Як видно з результату прикладу (4.20), мале значення додаткової висоти нижньої порції тампонажного розчину в затрубному просторі свідчить про забезпечення герметичності цементного каменю і недоцільність збільшення висоти нижньої порції при використанні запропонованої технології з домішкою АКОР_{Б300}.

При реалізації технології цементування свердловин з диференціюванням темпів набору міцності цементного каменю з домішкою АКОР_{Б300} використовуються технологічні схеми розміщення та обв'язки цементувальної техніки розроблені у розділі 3.

Необхідна кількість АКОРу для нижньої порції тампонажного розчину наведена у табл. 4.14.

Таблиця 4.14

Кількість домішки АКОР_{Б300} для різних типів в'язучих у залежності від маси в'язучого для інтервалу можливого ГНВП

Тип в'язучого	Кількість домішки АКОР _{Б300} , м ³				
	Q _{пр.} ≤ 15	15 < Q _{пр.} ≤ 30	30 < Q _{пр.} ≤ 45	45 < Q _{пр.} ≤ 60	Q _{пр.} > 60
УШЦ-1-120	до 0,56	0,56 ÷ 1,11	1,11 ÷ 1,67	1,67 ÷ 2,22	більше 2,22
ШПЦС-120	до 0,68	0,68 ÷ 1,35	1,35 ÷ 2,03	2,03 ÷ 2,70	більше 2,70
ЦЗС	до 0,735	0,735 ÷ 1,47	1,47 ÷ 2,21	2,21 ÷ 2,94	більше 2,94

Примітка. Q_{пр} – маса в'язучого для інтервалу можливого ГНВП, т

Особливістю приготування рідини замішування для нижньої порції тампонажної композиції, зокрема з АКОР_{Б300}, є обмеженість у часі (не більше 15÷20 хвилин) до замішування розчину. Тобто її приготування до початку процесу цементування є неможливим у зв'язку з зростанням у часі реологічних показників рідини замішування і, як наслідок, втрати прокачуваності тампонажного розчину.

Використання кожної з запропонованих схем розміщення і обв'язки цементувальної техніки повинно включати у себе:

1. Набір необхідної кількості АКОР_{Б300} у ємності ЦА;
2. Розчинення АКОР_{Б300} у рідині замішування для нижньої порції тампонажного розчину (шляхом перемішування його водяними насосами ЦА) повинно бути закінчено:

а) до початку процесу цементування (при цементуванні нижньої секції обсадної колони однією порцією тампонажного розчину);

б) до моменту початку відкачування останніх 3 м³ тампонажного розчину з ОЄ для верхньої порції (при цементуванні з використанням для нижньої або верхньої порції тампонажного розчину ОЄ та застосуванні двох ОЄ);

При використанні запропонованих схем із зменшенням точок замішування, шляхом заміни випорожненої техніки на затарену необхідно врахувати додатковий час на приготування НТФК і АКОР_{Б300}.

Розглянемо можливий варіант реалізації технології цементування з домішкою до тампонажного розчину АКОР_{Б300} в свердловині №26 Гоголівська. Як було зазначено у розділі 1 на цій свердловині через 39 годин після цементування нижньої секції експлуатаційної колони виникли заколонні ГНВП. В табл. 4.15 наведено технологічні параметри рецептур порцій тампонажного розчину і каменю, які застосовувались при цементуванні.

Аналіз технології цементування, що була застосована в свердловині №26 Гоголівська, дозволяє зробити висновок, що можливою причиною виникнення ГНВП є неправильний підбір рецептур порцій тампонажного розчину. При перевірці міцності на стиснення нижньої порції через 5 годин 45 хвилин

Таблиця 4.15

Технологічні параметри тампонажного розчину і каменю
в свердловині №26 Гоголівська

Технологічні параметри тампонажного розчину і каменю		Рецептура			
		Яка застосовувалась		Рекомендована	
		верхня порція	нижня порція	верхня порція	нижня порція
Тип в'язучого		УШЦ-1-120		ПЗБ 1:1:1	
Тип і кількість домішки (% до маси в'язучого)	НТФК	0,1	-	0,2	0,1
	Na ₂ CO ₃	-	1,2	-	-
	КМЦ	-	0,5	-	-
	АКОР _{Б300}	-	-	-	3,7
В/Ц (В/С)		0,4	0,42	0,34	0,33
Водовідділення, см ³		3,5	2,0	2,5	0
Густина, кг/м ³		2000	2000	2050	1980
Час загуснення до 30 УОК, год.-хв.		4-30	2-30	4-50	2-35
Розтічність за конусом АзНДІ, м		0,25	0,18	0,195	0,185
Режим аналізу	Т _{СТАТ.} , °С	120			
	Т _{ДИН.} , °С	110			
	Тиск, МПа	97			
Градiєнт тиску прориву через 5 г. 45 хв., Мпа/м		-	0,145	-	19,5
Міцність на стиснення через 5 г. 45 хв., МПа		-	0,35	-	1,25
Міцність на згин через 2 доби, МПа		2,97	2,83	2,8	3,5
Строки тужавіння, год.-хв.	Початок	5-10	3-15	5-10	3-00
	Кінець	5-45	4-00	5-40	3-20

Примітка. ПЗБ 1:1:1 – суміш ПЦТ-100, золи виносу Ладиженської ДРЕС та бариту у співвідношенні 1:1:1 за масою в'язучих

(протягом цього часу відбувається повна передача тиску через стовпом тампонажного розчину верхньої порції) вона склала лише 0,35 МПа, що є менше ніж 1,45 МПа. Тобто, цементний камінь не досяг необхідної міцності і був проникним для пластового флюїду. На рис. 4.6 наведено технологічну схему, а в табл. 4.15 технологічні параметри рецептур порцій тампонажного розчину і каменю для реалізації рекомендованого варіанту процесу цементування нижньої секції експлуатаційної колони з домішкою АКОР_{Б300} до нижньої порції тампонажного розчину. Нижня порція в цьому випадку досягає міцності на стиснення через 5 годин 45 хвилин – 1,25 МПа, що є менше ніж 1,45 МПа. Але попередження міграції газу в даному випадку досягається внаслідок до-

мішки АКОР_{Б300} до нижньої порції тампонажного розчину. Градієнт тиску прориву через 5 г. 45 хв. складає 19,5 МПа/м, що у 135 разів більше ніж для рецептури, яка застосовувалась.

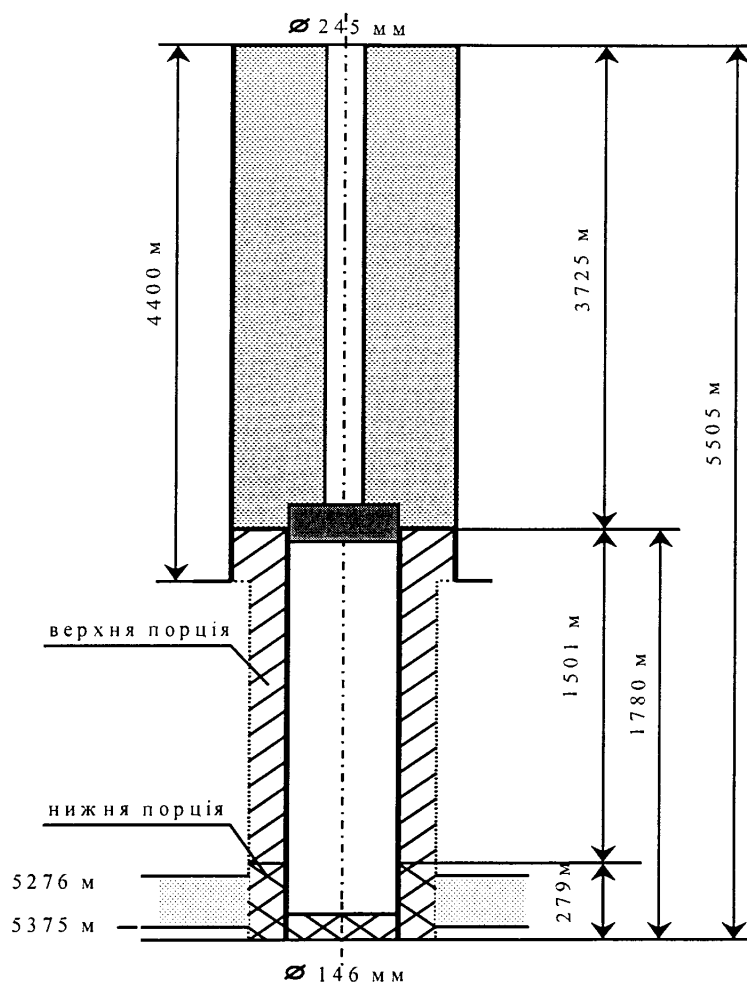


Рис. 4.6. Можливий варіант реалізації технології цементування з домішкою до тампонажного розчину АКОР_{Б300} в свердловині №26 Гоголівська

4.10. Розрахунок прогнозованої економічної ефективності від використання АКОР_{Б300}

Результати виконаних у розділі 4 наукових досліджень увійшли до проекту керівного нормативного документу "Регламент на цементування обсадних колон, які перекривають зони аномально високих пластових тисків" для бурових підприємств Департаменту геології та використання надр й проекту "Технологічного регламенту на цементування обсадних колон, які

перекривають газonosні горизонти з аномально високими пластовими тисками” для бурових підприємств ДК ”Укргазвидобування”.

Прогнозований економічний ефект від використання домішок до тампонажного розчину АКОР_{Б300} на одну свердловину складає 39245 грн. (Додаток 3).

Висновки до розділу

1. Для зниження проникності цементного каменю під час ОТЦ запропоновано проводити хімічну обробку тампонажного розчину кремнійорганічними сполуками з ряду силанів.

2. За результатами теоретичних досліджень, які базуються на механізмах протікання реакцій поліконденсації сполук типу АКОР у воді, та експериментальних досліджень з оцінки відкритої пористості цементного каменю розроблено рекомендації щодо кількості домішки цього реагенту, яка б забезпечувала повне зв'язування надлишкової води замішування у порах цементного каменю у залежності від водоцементного відношення.

3. Досліджено вплив реагенту АКОР_{Б300} на технологічні параметри тампонажного розчину для різних типів в'язучих. Лабораторними дослідженнями показано, що АКОР_{Б300} при температурі 100÷130°C знижує проникність каменю на початковій стадії тужавіння у 80÷100 разів без погіршення його міцнісних характеристик і основних технологічних параметрів тампонажного розчину (седиментаційна стійкість, розтічність, час загуснення, строки тужавіння) та дозволяє знизити у 2÷4 рази витрату сповільнювача.

4. За результатами виконаних досліджень розроблено проект керівного нормативного документа з цементування свердловин для бурових підприємств Департаменту геології та використання надр і проект регламенту на цементування свердловин для бурових підприємств ДК ”Укргазвидобування”.

Основні наукові результати розділу опубліковані в працях [4, 10, 11, 12].

ОСНОВНІ ВИСНОВКИ

Дисертація є закінченою науково-дослідною роботою, у якій, на підставі виконаних досліджень характеру передачі тиску через стовп тампонажного розчину в процесі його гідратації, удосконалено технологію цементування для попередження ГНВП по структурі цементного каменю у період ОТЦ та для зниження проникності цементного каменю запропоновано проводити хімічну обробку тампонажного розчину кремнійорганічними сполуками типу АКОР. Основні результати дисертації зводяться до наступного.

1. В результаті аналізу промислових даних і огляду літературних джерел встановлено, що однією з можливих причин виникнення ГНВП у процесі ОТЦ є утворення каналів у структурі цементного каменю внаслідок зниження гідростатичного тиску стовпа тампонажного розчину. Проте відсутня одностайність у поглядах щодо природи каналоутворення після втрати рухливості тампонажним розчином, тому запропоновані різними авторами рецептури тампонажних розчинів, які підвищують їх суфозійну стійкість, не забезпечують надійної ізоляції затрубного простору.

2. Лабораторними дослідженнями характеру передачі тиску через стовп тампонажного розчину в процесі гідратації встановлено, що:

- після втрати тампонажним розчином рухливості передача тиску здійснюється із запізненням внаслідок утворення пористої структури з продуктів гідратації в'язучого;

- зниження величини тиску, що передається стовпом тампонажного розчину, обумовлене зв'язуванням води замішування у гелеподібних продуктах гідратації;

- звуження і заростання пор у структурі цементного каменю призводить до зниження, а у подальшому і до повного припинення передачі тиску.

3. Встановлено, що заростання порових каналів починається після настання кінця тужавіння тільки у портландцементних розчинів без домішок. Для розчинів із спеццементів і портландцементів з домішками сповільнювача, терміни тужавіння не характеризують процес заростання порових каналів. За

результатами експериментальних даних встановлено, що незалежно від типу в'язучого повніше процес заростання порових каналів цементного каменю характеризують його міцнісні характеристики. Процес заростання каналів розпочинається після досягнення цементним каменем міцності на стиснення 0,56 МПа, а передача тиску припиняється після досягнення цементним каменем міцності на стиснення 1,42 МПа. Тампонажні розчини, максимальна границя міцності каменю яких не перевищує 1,42 МПа, не забезпечують герметичності цементного кільця.

4. За результатами лабораторних досліджень і аналізу промислових даних удосконалено технологію цементування із застосуванням двох порцій тампонажного розчину з різними темпами набору міцності цементним каменем. Нижня порція (для інтервалу залягання продуктивного горизонту) повинна досягати міцності 1,42 МПа до того, як міцність верхньої порції досягне 0,56 МПа. Розроблено методику підбору рецептур порцій тампонажного розчину для конкретних гірничо-геологічних умов кріплення.

5. Встановлено, що домішка АКОР_{Б300} до тампонажних розчинів при температурі 100÷130°C у 80÷100 разів знижує проникність каменю на початковій стадії тужавіння, не погіршуючи міцнісні характеристики та технологічні параметри тампонажного розчину, підвищує седиментаційну і корозійну стійкість, утворюючи безусадочний камінь. Розроблено рекомендації хімічної обробки тампонажного розчину АКОР_{Б300} при цементуванні свердловини.

6. За результатами виконаних наукових досліджень розроблено проекти керівних нормативних документів з цементування свердловин для бурових підприємств Департаменту геології та використання надр і проект регламенту на цементування свердловин для бурових підприємств ДК "Укргазвидобування", які передано до впровадження. Технологічні рекомендації з удосконалення технології цементування свердловин для підвищення герметичності затрубного простору у період ОТЦ впроваджені у виробництво при цементуванні свердловин на підприємствах ДГП "Полтаванафтогазгеологія" і ТОВ "Пласт", ДП "Охтирканафтогазвидобування", які споруджуються на за-

мовлення ДГП "Полтаванафтогазгеологія". В усіх випадках одержана задовільна якість кріплення. Міжколонні і міжпластові перетоки не відзначалися.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Інструкція щодо визначення умов використання газових свердловин з наявністю міжколонного тиску, пробурених на шельфі Чорного і Азовського морів: Затв. Держнафтогазпром України, ВАТ "Український нафтогазовий інститут", ДВП "Чорноморнафтогаз" 1997: Термін дії не встановлений / Держнафтогазпром України. - Київ, 1997. - 11 с.
2. Куксов А.К. Повышение качества цементирования скважин // Нефтяное хозяйство. - 1985. - №9. - С. 25-27.
3. Лазаренко О.Г. Лабораторна установка для дослідження природи виникнення каналів у стовпі тампонажного розчину // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1998. - Т. 2. - №35. - С. 191-198.
4. Лазаренко О.Г. Підбір рецептури тампонажного розчину з домішками кремнійорганічних рідин // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1997. - №34. - С. 91-96.
5. Лазаренко О.Г., Лужаниця О.В. Аналіз причин порушення герметичності за колонного простору зацементованої свердловини // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 2001. - Т.2. - №38. - С. 11-18.
6. Лужаниця О.В., Лазаренко О.Г. До дослідження причин виникнення міжколонних тисків // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - Частина 1. - 1998. - №35. - С. 87-91.
7. Лужаниця О.В., Лазаренко О.Г. Проблеми попередження за колонних газопроявлень під час цементування свердловин // Матеріали науково-виробничої конференції "Стан і перспективи розвитку розвідувального та експлуатаційного буріння й закінчування свердловин в Україні"

(БУРІННЯ-98). - Харків: Українська нафтогазова академія (УНГА). - 1998. - С. 131.

8. Лужаниця О.В., Лазаренко О.Г. Природа виникнення міграції пластових флюїдів у період і після закінчення тужавіння цементу // Нафта і газ України. - Т. 2. - Полтава: УНГА. - 1998. - С. 114-116.

9. Лужаниця О.В., Коцкулич Я.С., Лазаренко О.Г. Шляхи попередження міграції пластового флюїду в період ОТЦ // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - Т. 2. - 1998. - №35. - С. 182-191.

10. Лужаниця О.В., Коцкулич Я.С., Лазаренко О.Г., Михайленко С.Г. Технологія цементування свердловин з потенційною міграцією пластових флюїдів // Нафтова і газова промисловість. - 2000. - №5. - С. 38-40.

11. Лужаниця О.В., Коцкулич Я.С., Лазаренко О.Г., Михайленко С.Г. Шляхи попередження міграції газу на ранніх стадіях формування цементного каменю // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - Т. 2, 3. - 1999. - №36. - С. 108-115.

12. Лужаниця О.В., Михайленко С.Г., Коцкулич Я.С., Лазаренко О.Г. До проблеми герметичності затрубного простору на ранніх стадіях тужавіння тампонажного розчину // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1997. - №34. - С. 89-91.

13. Sabins F.L., Tinsley J.M., Sutton D.L. Transition time of cement slurries between the fluid and setstates // SPE Journal. - 1982. - V. 22. - №6. - pp. 875-882.

14. Бонетт А., Демос П., Шугар Л. Миграция газа – взгляд вглубь проблемы // Нефтегазовое обозрение. - 1998. - Весна. - С. 18-33.

-
15. О возможных путях возникновения межпластовых перетоков и путях их устранения / Навроцкий Б.И., Колесник В.И.; ИФИНГ. - Ивано-Франковск, 1984. - 15 с. Деп в УкрНИИНТИ 18.04.84., №711-Ук84.
16. Шпак П.Ф. Неисчерпаемый потенциал // Нефтегазовая вертикаль. - 1998. - №5 (20). - 46-48.
17. Александров Б.Л. Аномально высокие пластовые давления в нефтегазоносных бассейнах. - М.: Недра, 1987. - 216 с.
18. Технологічні регламенти по цементуванню обсадних колон в свердловинах на родовищах АТ "Укрнафта" на 1996–2000 рр. - Держкомнафтогаз ВАТ "УкрНГП". - Київ, 1995. - 36 с.
19. Основные результаты цементирования скважин подземных хранилищ газа Прикарпатья / Навроцкий Б.И.; ИФИНГ. - Ивано-Франковск, 1987. - 15 с. Деп в УкрНИИНТИ 29.09.87., №2766-Ук87.
20. Контроль за роботою свердловин з міжколонним тиском. Ліквідація міжколонних тисків на родовищах і ПСГ АТ "Укргазпром": Звіт НДР (заключн.) / Український науково-дослідний інститут природних газів. - 100 УГП/95, 97 46.56/96.96); №0195. 018633; Інв. №0-3064. - Харків, 1996. - 55 с.
21. Контроль за роботою свердловин з міжколонними тисками. Пропозиції по ліквідації міжколонних тисків на родовищах і ПСГ: Звіт про НДР (заключн.) / Український науково-дослідний інститут природних газів. - 100 УГП/95-98 (46.244/97-98); №01.95.U018633; Інв. №0-3181. - Харків, 1998. - 40 с.
22. Баранецький М.В. Підвищення якості кріплення свердловин підземних сховищ газу Прикарпаття: Автореф. дис... к-та техн. наук: 05.15.10 / Івано-Франківськ. держ. техн. унів-т нафти і газу. - Івано-Франківськ, 1999. - 17 с.
23. Разработка и внедрение технологии применения тампонажного раствора для качественного крепления эксплуатационных колон при строительстве скважин на ПХГ ВПО "Укргазпром": Отчёт о НИР (заключительн.) / Украинский научно-исследовательский институт природных

газов. - (01.Ц.04.03.04.03.21/87.90)/ 21.21.03; №01870082165; Инв. №0-2178. - Харьков, 1987. - 119 с.

24. Ашрафьян М.О. Технология разобщения пластов в осложнённых условиях. - М.: Недра, 1989. - С. 11.

25. Бикбулатов И.Х., Бикинеев А.А., Бикбулатов И.И. Зависание тампонажных растворов в заколонном пространстве // Техника и технология эксплуатации нефтяных месторождений Татарии. - Труды ТАТНИПИнефть. - Бугульма: Вып. 59. - 1986. - С. 15-18.

26. Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине. - М.: Недра, 1990. - 409 с.

27. Гайворонский А.А., Шульга Г.П. Исследование "активного" гидростатического давления, создаваемого цементными растворами // Крепление скважин / Труды ВНИИБТ. - М.: Недра. - Вып. XXIII. - 1968. - С. 91-98.

28. Ширковский А.И., Беспалов М.Д. Оценка опасности возникновения газопроявления во время ОЗЦ // ЭИ / ВНИИЭгазпром. - Сер. Геология, бурение и разработка газовых месторождений. - 1982. - Вып. 22. - С. 6-21.

29. Шахмаев З.М. Цементирование скважин с аномальными градиентами между пластами // Технология бурения и заканчивания скважин. - Уфа: БашНИПИнефть. - 1983. - Вып. 67. - С. 31-36.

30. К вопросу зависания тампонажного раствора на обсадных трубах в период ОЗЦ // Булатов А.И., Обозин О.Н. и др. / Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1971. - №2. - С. 21-22.

31. Куксов А.К., Черненко А.В. О поровом давлении в зацементированном затрубном пространстве скважин // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1972. - №7. - С. 19-21.

32. Гидравлика глинистых и цементных растворов / А.Х. Мирзаджанзаде, А.Х. Мирзоян, Г.М. Гавинян, М.К. Сейд-рза. - М.: Недра, 1966. - С. 206-212.

33. Булатов А.И., Обозин О.Н. Об изменении гидростатического давления при твердении тампонажных растворов // Труды ВНИИКРнефть. - М.: Недра. - Вып. 20. - 1970. - С. 207-214.

34. Булатов А.И., Сидоров Н.А. Осложнения при креплении глубоких скважин. - М.: Недра. - 1966. - 197 с.

35. Малеванский В.Д. Открытые газовые фонтаны и борьба с ними. - М.: Гостоптехиздат. - 1963. - 212 с.

36. Рахимкулов Р.Ш., Асфандияров Ф.А. К вопросу изменения гидростатического давления на стенки скважины в процессе схватывания цементного раствора // Технология бурения нефтяных скважин. - Уфа: БашНИПИнефть. - 1972. - Вып. XXXII. - С. 215-219.

37. Баранецкий М.В. Про природу заколонного газопроявлення під час ОЗЦ у свердловинах з нормальними та АНПТ // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 1998. - Т. 2. - №35. - С. 168-175.

38. Предотвращение миграции газа в затрубном пространстве цементируемой скважины / Д.К. Левайн, Э.У. Томас, Х.П. Безнер, Д.К. Толпе // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. - 1980. - №10. - С. 8-17.

39. Видовский А.Л., Ахметов Р.А., Малимонов В.М. Изменение давлений жидкой и твердой фаз столба тампонажного раствора в процессе твердения // Буровые растворы, крепление скважин и предупреждение осложнений / Труды ВНИИБТ. - М.: Недра. - 1972. - С. 237-243.

40. Булатов А.И. К вопросу о снижении давления у забоя скважины при твердении цементного раствора // Труды ВНИИКРнефть. - 1966. - Вып. XV. - С. 168-172.

41. Булатов А.И., Сибирко И.А. К вопросу экспериментальной проверки возможных путей газопроявлений // Бурение и разработка нефтяных и газовых месторождений / Труды КФ ВНИИ. - М.: Недра. - Вып. XV. - 1966. - С. 173-176.

42. Коморин В.К. Опыт измерения гидростатического давления на забое скважины после окончания цементирования // Бурение. - М.: Недра. - 1970. - №4. - С. 29-32.

43. Предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений при бурении скважин / Озаренко А.Ф., Куксов А.К., Булатов А.И. и др. - М.: Недра, 1978. - 279 с.

44. Леонов Е.Г. Давление глинистых суспензий в скважине на пластовую жидкость // Исследование тампонажных материалов / Труды МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. - М.: 1982. - Вып. 162. - С. 47-53.

45. Геранин М.П., Соловьёв С.М. Поровое давление цементного раствора, находящегося в заколонном пространстве скважины // РНТС. - ВНИИОЭНГ. - Сер. Бурение. - 1970. - №8. - С. 16-17.

46. Бережной А.И., Сельващук А.П. Исследование изменения гидростатического давления столба цементного раствора в системе "цилиндрический сосуд – цементный раствор" и возможности движения через него газа и жидкости // Развитие газовой промышленности Украинской ССР. - М.: Недра. - 1969. - Вып. III (7). - С. 60-65.

47. Агаев М.Х., Мусаева Р.А., Сеид-Рза М.К., Шерстнёв Н.М. К вопросу исследования некоторых явлений, происходящих при твердении цементного раствора // Азербайджанское нефтяное хозяйство. - 1968. - №2. - С. 16-18.

48. Агаев М.Х., Мирзаджанзаде А.Х., Сеид-Рза М.К., Шерстнёв Н.М. Экспериментальное исследование равновесия тиксотропных вязкопластичных жидкостей // Механика жидкостей и газа. - 1966. - №4. - С. 230-233.

49. Цыбин А.А., Гайворонский А.А. Повышение надёжности разобщения пластов на месторождениях с АВПД // Нефтяное хозяйство. - 1985. - №7. - С. 19-22.

50. Куксов А.К., Черненко А.В. Заколонные проявления при креплении скважин // Техника и технология бурения скважин. - Сер. Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ, 1987. - №9. - 66 с.

51. Леонов Е.Г., Исаев Б.Н. Гидроаэромеханика в бурении. - М: Недра, 1987. - С. 280-285.

52. Булатов А.И., Обозин О.Н., Черненко А.В. Седиментация тампонажных растворов // Буровые растворы и крепление скважин. - Труды ВНИИКРнефть. - Краснодар, 1971. - С. 103-107.

53. Видовский А.Л., Ахметов Р.А. Об изменении давления столба тампонажного раствора в процессе твердения // Буровые растворы и крепление скважин. - Труды ВНИИКРнефти. - Краснодар, 1971. - С. 98-102.

54. Грачёв В.В., Леонов Е.Г., Малеванский В.Д. Проницаемость скелета столба цементного раствора в период ОЗЦ // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. - М.: ВНИИЭГазпром. - 1970. - №7. - С. 9-17

55. Крепление высокотемпературных скважин в коррозионно-активных средах / Ю.С. Кравцов, Ю.С. Кузнецов, М.Р. Мавлютов, Ф.А. Агмазов. - М.: Недра, 1987. - 190 с.

56. Соловьёв Е.М. Заканчивание скважин. - М.: Недра, 1979. - С. 193.

57. Цыбин А.А., Гайворонский А.А. Повышение качества разобцения пластов при креплении скважин в сложных геологических условиях // Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1983. - №21/60. - С. 35-36.

58. Булатов А. И. О природе межтрубных газоводонефтепроявлений // Разработка нефтяных и газовых месторождений. - Труды ВНИИКРнефть. - М.: Недра. - Вып. XIV, 1964. - С. 123-135.

59. Булатов А.И., Видовский А.Л., Татаринев А.В. Передача устьевого давления твердеющим тампонажным раствором по затрубному пространству скважины // Нефтяное хозяйство. - 1988. - №1. - С. 13-21.

60. Куксов А.К., Лышко Г.И., Мироненко О.Н., Диковский В.А., Суханов В.Б. Предупреждение заколонных проявлений путём применения герметизирующих составов // Техника и технология строительства скважин на суше и на море. - 1989. - №7. - С. 8-10.

61. Цирин Ю.З. Опыт применения заколонных проходных гидравлических пакеров // Нефтяное хозяйство. - 1985. - №10. - С. 53-58.

62. Кравцов В.М. О путях повышения надёжности крепления скважин на ПХГ // Технология бурения нефтяных и газовых скважин. - Уфа, 1983. - С. 93-103.

63. Адамс Н., Кульман Л. Меры по предупреждению или уменьшению ущерба от газовых фонтанов с небольшой глубины // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. - 1991. - №6. - С. 25-35.

64. Данюшевский В.С., Курбанов Я.М. Тампонажные растворы для газовых и газоконденсатных скважин с АВПД. О. И. // Бурение газовых и газоконденсатных скважин. - Вып. 4. - М.: ВНИИЭгазпром. - 1987. - 40 с.

65. Мирзаджанзаде А.Х., Ковалёв А.Г., Зайцев Ю.В. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей. - М.: Недра, 1972. - 200 с.

66. А. с. 1703807 СССР, МКИ Е 21 В 33/138. Тампонажный раствор / А.К. Куксов, З.Щ. Ахмадишин, Л.В. Палий, В.Е. Ахрименко, В.Н. Никифорова, Б.Б. Сердюк (СССР), № 4708634/03; Заявлено 21.06.89; Опубл. 07.09.92; Бюль. №11. - 3 с.

67. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. - М.: Недра, 1983. - 255 с.

68. Маковой Н. Гидравлика бурения: Пер. с рум. - М.: Недра, 1986. - 536 с.

69. Гематудипов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. - М.: Недра, 1982. - 311 с.

70. Третинник В.Ю., Пархоменко В.В., Кудра Л.А. Особенности реологического поведения системы полиэлектролит – вода // Физико-химическая механика и лиофильность дисперсных систем. - 1982. - №14. - С. 81-85.

71. Кадыров Ю.Т. О природе газопроявлений в период ОЗЦ и методах их предотвращения // Бурение и крепление разведочных скважин. Вып. 11. - Ташкент: САИГИМС. - 1984. - С. 32-43.

72. Грачёв В.В. Исследование и разработка методов повышения герметичности заколонного пространства скважин: Дис. канд. техн. наук: 05.15.10. - М., 1981. - 267 с.

73. А.с. 927971 СССР, МКИ Е 21 В 33/138. Способ приготовления тампонажных растворов / В.С. Данюшевский, К.А. Джабаров, Ч.Х. Модеулов, А.А. Калядзин, П.П. Ткаченко, М.Д. Печатнова, Н.Х. Каримов (СССР); 2890943/22-03; Заявлено 05.03.80; Оpubл. 15.05.82; Бюл. №18. - 3 с.

74. Мильштейн В.М. Практика цементирования нефтяных и газовых скважин за рубежом / Обзорная информация: Серия "Бурение". - Вып. 1 (101). - М.: ВНИИОЭНГ. - 1986. - 55 с.

75. Материалы, используемые при вторичном цементировании скважин / Серенко И.А., Булатов А.И., Каримов Н.Х. и др. О. И. // Бурение. - Вып. 9. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1981. - С. 22-26.

76. Финогенов И.С. Термо- и солестойкий шлакосиликатный тампонажный раствор // Труды первой украинской научно-технической конференции по термо- и солеустойчивым промывочным жидкостям и тампонажным растворам. - Часть 2. - К.: Наукова Думка. - 1970. - С. 19-25.

77. Stewart R.B., Schouten F.C. Gas invasion and migration cemented annuli: causes and cures // paper SPE 14779. - presented at the 1986 IADC/SPE Drilling conference. - Dallas (USA). - february. - 1986. - P. 10-12.

78. Ferri J.J., Romieu J.J. Improved gas migration control in a new oil well cement // paper SPE 17928.- presented at the Middle East Oil Technical Conference and Exhibition. - Manama (Bahrain). - march. - 1989. - P. 11-14.

79. Булатов А.И. Тампонажные материалы и технология цементирования скважин. - М: Недра, 1992. - 336 с.

80. Банатов В.П., Кочкодан Я.М. Безусадочные и расширяющиеся цементы для крепления скважин на ПСГ // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. - Львов: Высшая школа. - 1981. - С. 56-59.

81. Кочкодан Я.М. Совершенствование состава расширяющегося тампонажного портландцемента для нормальных температур: Дис... канд. техн. наук: 05.15.10. - Ивано-Франковск, 1988. - 171 с.

82. РД 41 УССР 91-81. Руководящий технический материал. Растворы тампонажные расширяющиеся золоцементные. - Впервые; Введ. 1.07.81. - Полтава: Изд-во стандартов, 1981. - 22 с.

83. Sutton D.L., Sabins F., Faul R. Annular gas-flow theory and prevention methods described // Oil and gas journal. - 1984. - №10. - P. 84-92.

84. Мавлютов М.Р. Анализ причин заколонных газопроявлений и пути повышения качества цементирования скважин в условиях сероводородной агрессии // Бурение. - М.: ВНИИОЭНГ. - 1984. - №4/34. - С. 33-38.

85. Автоклав А-2.00.000 ИЭ. Техническое описание. Руководство по эксплуатации. - зак. 785-4. - Харьков: КМУ УкрНИГРИ, 1973. - 17 с.

86. КНД 41-00032626-185-87. Цементирование скважин в сложных геологических условиях оптимальными тампонажными составами. Впервые; Введ. 1.12.87. - Полтава: Полтавское отделение УкрНИГРИ, 1987. - 36 с.

87. ТУУ 320. 00136751.010-96. Цементи тампонажні обважнені шлакові типу ОШЦ. Взамін ОСТ 39-04-80; Введ. 10.01.96. - Константи́нiвка: ВАТ Завод "Обважнювач", 1996. - 6 с.

88. ТУУ 320. 00136751.008-96. Цементи тампонажні шлакопiщанi типу ШПЦС. Взамiн ОСТ 39-017-80; Введ. 10.01.96. - Константи́нiвка: ВАТ Завод "Обважнювач", 1996. - 6 с.

89. Современные физико-химические методы исследования дисперсных материалов и растворов в бурении / Булатов А.И., Гагай Г.И., Галиенко А.С. О. И. // Бурение. - Вып. 7 (90). - М.: ВНИИОЭНГ. - 1985. - 55 с.

90. Физико-химические основы формирования структуры цементного камня / Л.Г. Шпынова, В.И. Чих, М.А. Саницкий, Х.С. Соболев, С.К. Мельник / Под. ред. Л.Г. Шпыновой. - Львов.: Из-во при Львов. ун-те, 1981. - 160 с.

91. Подгорнов В.М., Ведищев И.А. Практикум по заканчиванию скважин: Учебное пособие для вузов. - М.: Недра, 1985. - 256 с.

92. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник / Под ред. И.П. Чоловского. - М.: Недра, 1989. - 376 с.
93. Федоткин И.М., Ключков В.П. Физико-химические основы влагометрии в пищевой промышленности. - К.: Техника, 1974. - 308 с.
94. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин / ВНИИКРнефть. - М., 1975. - 137 с.
95. Грачёв В.В., Леонов Е.Г. Исследование порового и скелетного давления столба цементного раствора в период схватывания // Нефтяное хозяйство. - 1969. - №3. - С. 17-21.
96. Ганджумян Р.А. Математическая статистика в разведочном бурении: Справочное пособие. - М.: Недра, 1990. - 218 с.
97. Нейлор К. Как построить свою экспертную систему. - М.: Энергоиздат, 1989. - 265 с.
98. Хардле В. Непараметрический регрессионный анализ: Пер. с англ. - М.: Мир. - 1992. - 320 с.
99. Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. - 3-е издание. - М.: Министерства нефтяной, газовой промышленности и геологии СССР, 1983. - 66 с.
100. Технологічні регламенти по цементуванню обсадних колон на ГКР: Богатойському, Котелівському, Скоробагатьківському, Скворцівському, Чутівському, Юліївському і Яблунівському. - АТ "Укргазпром" УкрНДІГаз. - Харків, 1998. - 20 с.
101. Липовецкий А.Я., Данюшевский В.С. Цементные растворы в бурении скважин. - Ленинград: Гостоптехиздат, 1963. - 199 с.
102. Химические реагенты для регулирования свойств тампонажных растворов / Булатов А.И., Гень О.П., Новохатский Д.Ф., Сидоров Н.А. // Бурение. - Вып. 3 (65). - М.: ВНИИОЭНГ. - 1984. - 52 с.
103. Перспективні тампонажні матеріали з сировинних ресурсів України / Горський В.Ф., Гуцуляк В.М., Горський П.В. та ін. // Розвідка і

розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 2001. - Т.2. - №38. - С. 76-81.

104. Седиментаційна стабільність тампонажних розчинів та адгезійно-міцнісні показники цементного каменю з різних портландцементів вітчизняного виробництва / Горський В.Ф., Горський П.В., Шевчук Ю.Ф. та ін. // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Буріння нафтових і газових свердловин. - Івано-Франківськ: ІФДТУНГ. - 2001. - Т.2. - №38. - С. 81-85.

105. Михайленко С.Г. Влияние некоторых пластификаторов на технологические свойства тампонажных составов: Автореф. дис... канд. техн. наук: 05.17.11 / Харьков, 1985. - 17 с.

106. Булатов А.И., Мариомпольский Н.А. Регулирование технологических показателей тампонажных растворов. - М.: Недра, 1988. - С. 53-82.

107. ДСТУ Б В.2.7-88-99 (ГОСТ 1581-96). Портландцементи тампонажні. Технічні умови. - Взамін ГОСТ 1581-91; Введ. 01.10.99. - К.: Державний комітет будівництва, архітектури та житлової політики України, 1999. - 16 с.

108. ДСТУ Б В.2.7-86-99 (ГОСТ 26798.1-96). Цементи тампонажні. Методи випробувань. - Взамін ГОСТ 26798.0-85... ГОСТ 26798.2-85; Введ. 01.10.98. - К.: Державний комітет будівництва, архітектури та житлової політики України, 1999. - 22 с.

109. Орлов Н.Ф., Андросова М.В., Введенский Н.В. Кремний-органические соединения в текстильной и лёгкой промышленности. - М.: Лёгкая индустрия, 1966. - 239 с.

110. Сироко И.П., Румянцев П.Ф., Торопов Н.А. Изучение кристаллизации стекловидной составляющей композиционных материалов // Труды II совещания "По химии и практическому применению кремнийорганических соединений". - Ленинград: Наука. - 1971. - С. 201-204.

111. Изучение пористости органосиликатных материалов эманациональным и хроматографическим способами / Харитонов Н.П., Нефёдов В.Д., Худобин Ю.И. и др. // Труды II совещания "По химии и

практическому применению кремнийорганических соединений". - Ленинград: Наука. - 1971. - С. 204-206.

112. Лютий В.П., Харитонов Н.П. Склеивающая способность портландцемент-полисилоксановых композиций // Труды II совещания "По химии и практическому применению кремнийорганических соединений". - Ленинград: Наука. - 1971. - С. 218-220.

113. Оболдуев А.Т., Харитонов Н.П., Лютий В.П. Исследование возможности получения полимербетонов на органосиликатном связующем // Труды II совещания "По химии и практическому применению кремнийорганических соединений". - Ленинград: Наука. - 1971. - С. 246-249.

114. Суйковская Н.В. Применение кремнийорганических соединений в качестве тонких прозрачных плёнок // Труды II совещания "По химии и практическому применению кремнийорганических соединений". - Ленинград: Наука. - 1971. - С. 268-270.

115. Скородиевская Л.А., Строганов А.М., Рябоконт С.А. Повышение эффективности водоизоляционных работ путём использования материала АКОР-Б100 // Нефтяное хозяйство. - 1999. - №2. - С. 16-19.

116. ТУ 39-1331-88. Полимерный тампонажный материал АКОР_{Б100н}. - ОКП 245862040109. - УДК 622.245.4. - Группа Л-93. - Главное научно-техническое управление. - Взамен ТУ 39-1331-88; Введ. 16.12.93. - М.: Изд-во стандартов, 1993. - 10 с.

117. ТУ 39-0147009-042-90. Полимерный тампонажный материал АКОР_{Б300}. - УДК 622.245.4. - Группа Л-93. - Главное научно-техническое управление; Введ. 01.10.90. - М.: Изд-во стандартов, 1990. - 9 с.

118. Харитонов Н.П., Иванова Ю.А., Глушаков Н.Е. Кремнийорганические соединения и материалы для повышения долговечности бетона. - Л.: Наука, 1982. - 190 с.

119. Некрасов Б.В. Основы общей химии. Т. 2. - Л.: Химия, 1974. - 656 с.

120. Строганов В.М., Янковский Ю.Н., Дьякова М.В. Изучение возможности получения высоководонаполненных кремнийорганических составов // Новые материалы и жидкости для бурения скважин, вскрытия и гидроизоляции продуктивных пластов. - Краснодар: ВНИИКРнефть. - 1990. - С. 19-28.

121. Мыслюк М.А. О методике определения реологических свойств дисперсных сред по данным ротационной вискозиметрии // Инженерно-физический журнал. - 1988. - Т. 54. - С. 975-979.

122. Скорodieвская Л.А., Строганов А.М., Янковский Ю.Н. Изучение гидролитической стойкости тампонажных составов АКОР // Теория и практика крепления скважин. - Краснодар: ВНИИКРнефть. - 1989. - С. 37-42.

123. Харитонов Н.П., Веселов П.А., Кузинец А.С. Вакуумплотные материалы на основе полиоганосилоксанов. - Л.: Наука, 1976. - 194 с.

124. Строганов В.М., Скорodieвская Л.А., Мирная М.Л. Композиционный тампонажный материал АКОР-Б₁₀₀ и его свойства // Новые материалы и жидкости для бурения скважин, вскрытия и гидроизоляции продуктивных пластов. - Краснодар: ВНИИКРнефть. - 1990. - С. 56-62.

125. Подгорнов В.М., Ведищев И.А. Практикум по заканчиванию скважин: Учебное пособие для вузов. - М.: Недра, 1985. - 256 с.

126. Михайленко С.Г. Влияние некоторых пластификаторов на технологические свойства тампонажных составов: Автореф. дис... канд. техн. наук: 05.17.11 / Харьков, 1985. - 17 с.

127. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. - М.: Недра, 1991. - 334 с.

128. Лавриненко Н.В., Макеев Ю.Н., Скорodieвская Л.А. Использование метода ЯМР-спектроскопии для изучения влияния рН гидролизованных составов АКОР на способность образовывать структуру // Вопросы крепления и заканчивания скважин. - Краснодар: ВНИИКРнефть. - 1991. - С. 11-16.

-
129. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин / Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Крылов В.И. и др. - М.: Недра, 1981. - 240 с.
130. Appleby S and Wilson A: "Permeability and Suction in Setting Cement", Chemical Engineering Science 51, no. 2 (1996): 251-267.
131. Preventing gas migration during setting // Noroil. - 1987, March. - V. 15, №3. - P. 31.
132. А.с. 724691 СССР, МКИ Е 21 В 33/138. Устройство для определения линейных изменений твердеющих смесей / Ш.М. Рахимбаев, Ш.Т. Файзиев, Ю.Т. Кадыров, Н.Х. Каримов, В.И. Петерс (СССР). - № 2890943/22-03; Заявлено 21.06.78; Оpubл. 30.03.80, Бюл. №12. - 3 с.
133. Бутт. Ю.М., Каутбаев К.К. Долговечность автоклавных силикатных бетонов. - М. : Стройиздат, 1966. - 214 с.
134. Кинд В.В. Коррозия цементов и бетонов в гидродинамических сооружениях. М. : Госэнергоиздат, 1955. 457 с.

ДОДАТКИ

Додаток А

Дані про наявність заклонних та міжпластових перетоків у газових свердловинах

Таблиця А.1

Дані про наявність свердловин з МТ на родовищах БУ «Укрбургаз» (1976÷1980 рр.)

Рік	Бурове підприємство	Кількість свердловин з МТ	Номер свердловини, площа
1976	Шебелинське ВБР	5	51 Кременівська, 597, 624, 634, 640 Шебелинська
1977		5	638 Шебелинська, 53 Кременівська, 50 Новоселівська, 79, 90 Меліхівська
1978		2	35 Меліхівська, 50 Мироліувівська
1980 (1 півріччя)	Хрестищинське ВБР	2	57 Меліхівська, 56 Дружелюбівська
1977		4	77 Розпашівська, 77 Стрелківська, 176, 213 Хрестищинська
1978	Полтавське ВБР	2	221, 262 Хрестищинська
1978		1	59 Гадяцька
1978	Лисичанська ЕГБ	1	14 Лобачівська

Таблиця А.2
Дані з ліквідації МТ у ГПУ "Полтавагазвидобування" ДК "Укргазвидобування" (1995÷1999 рр.)

Рік	Кількість свердловин, які експлуатуються	Кількість свердловин, з МТ	Номер свердловини, площа	Затрати коштів, грн.	Глибина свердловини, м	Дата передачі з буріння	Наявність робіт з ліквідації МТ під час спорудження
1995	265	1	60 Тимофіївська	2290	4270	06. 1988	-
1996	275	2	60 Тимофіївська	26186527	4270	06. 1988	-
			60 Тимофіївська	22284400	4270	06. 1988	-
1997	313	3	60 Тимофіївська	2763	4270	06. 1988	-
			39 Чутівська	60918	3800	09. 1992	-
			75 Тимофіївська	74215	4325	05. 1992	-
1998	299	5	8 Розумівська	1895	4450	06. 1988	-
			60 Семенцівська	4537	4500	12. 1995	-
			55 Яблунівська	22167	5100	11. 1995	-
			60 Тимофіївська	9888	4270	06. 1988	-
			10 Яблунівська	127981	5120	10. 1984	-
1999	287	8	33 Новотроїцька	8575	3400	05. 1996	-
			88 Тимофіївська	6007	4355	11. 1998	+
			53 Матвіївська	6783	4054	09. 1988	-
			8 Розумівська	1580	4450	06. 1988	-
			53 Матвіївська	7178	4054	09. 1988	-
			8 Розумовська	3501	4450	06. 1988	-
			81 Західно-Солохська	2331	4850	07. 1999	+
			92 Тимофіївська	10620	4250	06. 1997	-

Примітки. 1. Затрати коштів наведено в цінах року аналізу;

2. «-» - роботи з ліквідації МТ під час спорудження свердловини не проводилися;

3. «+» - роботи з ліквідації МТ під час спорудження свердловини проводилися.

Таблиця А.3

Дані з ліквідації МТ у НГВУ "Полтавананафтогаз" ВАТ "Укрнафта" (1995÷2000 рр.)

Рік	Номер свердловини, площа	Кількість свердловин		Глибина, м	Дата передачі з буріння	Дата початку проведення робіт з ліквідації МТ	Наявність робіт з ліквідації МТ під час спорудження
		що експлуатуються	з МТ				
1995	12 Юріївська	99	2	1805	30.12.1982	26.04.1995	-
	17 Юріївська			2290	31.08.1984	28.04.1995	-
1996	4 Свирідівська	102	9	5990	1.07.1990	31.07.1996	-
	12 Свирідівська			5525	24.07.1993	28.07.1996	-
	12 Свирідівська			5525	24.07.1993	14.11.1996	-
	72 Юріївська			1760	29.02.1996	13.06.1996	+
	73 Юріївська			1777	20.11.1995	25.07.1996	-
	9 Червонозаводська			5590	25.03.1996	22.07.1996	-
	9 Червонозаводська			5590	25.03.1996	27.10.1996	-
	105 Рудівська			5023	7.05.1996	30.07.1996	-
	56 Андріяшівська			4850	31.10.1995	26.09.1996	-
	1997			56 Андріяшівська	98	9	4850
56 Андріяшівська		4850	31.10.1995	13.04.1997			-
9 Червонозаводська		5590	25.03.1996	28.05.1997			-
105 Рудівська		5023	7.05.1996	29.05.1997			-
22 Гоголівська		4305	31.10.1990	30.05.1997			+
22 Гоголівська		4305	31.10.1990	9.10.1997			+
22 Гоголівська		4305	31.10.1990	26.12.1997			+
2 Мехідівська		5250	31.05.1990	22.10.1997			-
63 Харківцівська		5202	8.07.1997	24.10.1997			-

Продовження табл. А.5

1998	12 Юріївська			1805	30.12.1982	12.02.1998	-
	12 Юріївська			1805	30.12.1982	25.06.1998	-
	12 Юріївська			1805	30.12.1982	27.11.1998	-
	57 Юріївська			1800	30.12.1994	13.02.1998	-
	72 Юріївська	91	9	1760	29.02.1996	29.08.1998	+
	73 Юріївська			1777	20.11.1995	26.06.1998	-
1999	22 Гоголівська			4305	31.10.1990	22.04.1998	+
	4 Свирідівська			5990	1.07.1990	11.08.1998	-
	12 Свирідівська			5525	24.07.1993	4.08.1998	-
	106 Рудівська			5150	20.05.1998	28.05.1999	+
	109 Рудівська			5145	9.03.1999	20.05.1999	+
2000 (1 півр.)	12 Свирідівська	90	5	5525	24.07.1993	18.02.1999	-
	12 Свирідівська			5525	24.07.1993	16.03.1999	-
	12 Юріївська			1805	30.12.1982	14.07.1999	-
	71 Андріяшівська			4825	7.10.1999	24.12.2000	-
2000 (1 півр.)	71 Андріяшівська			4825	7.10.1999	20.02.2000	-
	228 Глинсько-Розбишевська	81	4	3604	30.05.1977	21.04.2000	-
	22 Гоголівська			4305	31.10.1990	26.04.2000	+

Додаток Б

Тарування датчиків тиску і температури та датчика тиску до зміни температури

Принципова схема установки, що використовувалась для тарування, показана на рис. Б.1.

Вона складається з герметичної камери 13, яка на період тарування заповнюється трансформаторним маслом. У середині приставки встановлені датчики тиску 10 і температури 11, які каналом зв'язку через блок підсилення 16 зв'язані з реєструючим самописним приладом 17. Для виключення гідравлічного зв'язку камери високого тиску 18 з атмосферою, приставка обладнана вузлом герметизації 7, що включає болт 19 і фторопластові ущільнення 8, 9. До приставки за допомогою різьбового з'єднання, що герметизовано стрічкою ФУМ, приєднана напірна магістраль 6 від ручного преса 5 (ПР-2), на якій встановлений зразковий манометр 4. Приставка вміщується у "ванну" 14 з трансформаторним маслом, яке нагрівається до необхідної температури за допомогою нагрівального пристрою 15. Контроль за температурою здійснюється за допомогою зразкового термометра 12. Для тарування вимірної схеми за температурою „ванна” розігрівалася до температури 50°C. Потім температуру поступово підвищували або знижували, у залежності від циклу випробування, в діапазоні 50÷90°C, що відповідає робочому інтервалу температури, і спостерігали за показами на шкалі температури стрічки реєструючого самописного приладу та фіксували покази зразкового термометра. Дані тарування наведено в табл. Б.1.

Тарування вимірної схеми за тиском проводили у наступній послідовності. У камері дискретно підвищувався і знижувався тиск за допомогою ручного преса в діапазоні 0÷10 МПа. При кожному підвищенні (зниженні) тиску фіксувалися покази на стрічці самописця і покази зразкового манометра.

Результати тарування вимірної схеми за температурою

Кількість поділок на шкалі самописця, од.																	
Температура прямого ходу, °С									Температура зворотнього ходу, °С								
50	55	60	65	70	75	80	85	90	90	85	80	75	70	65	60	55	50
0	5	10	15	20	25	30	35	40	40	35	30	25	20	15	10	5	0

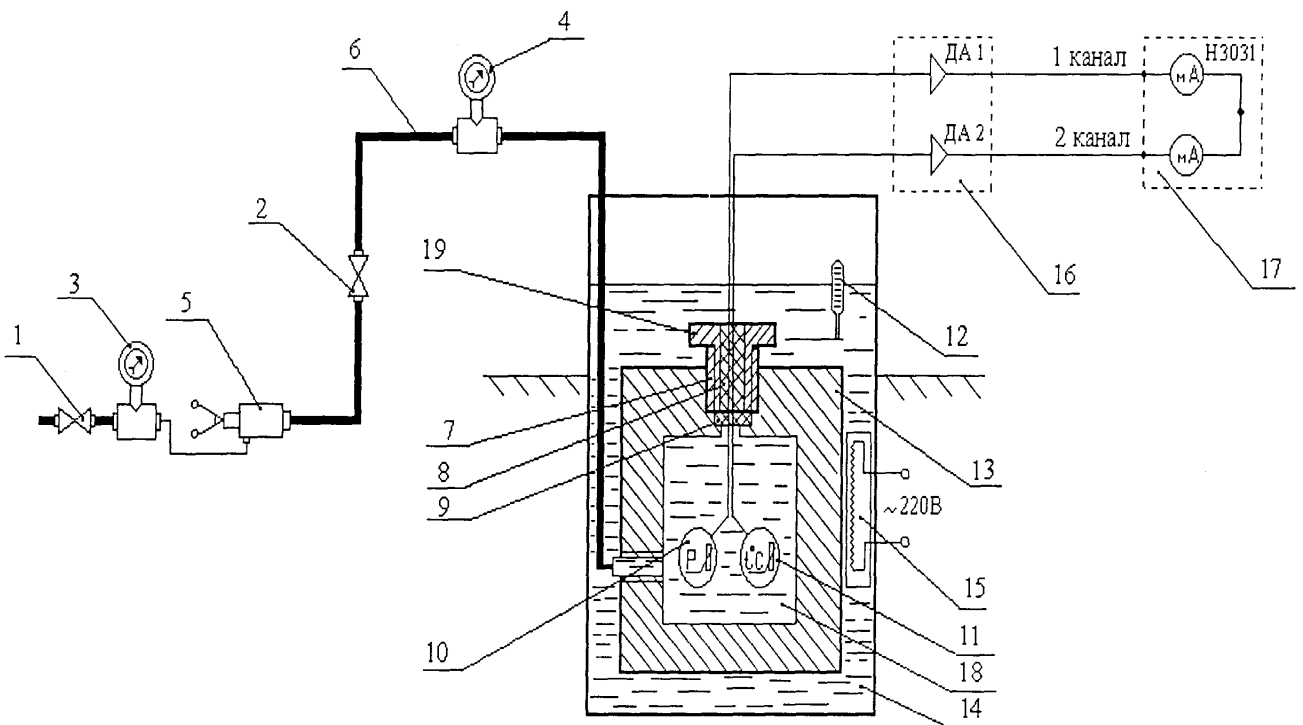
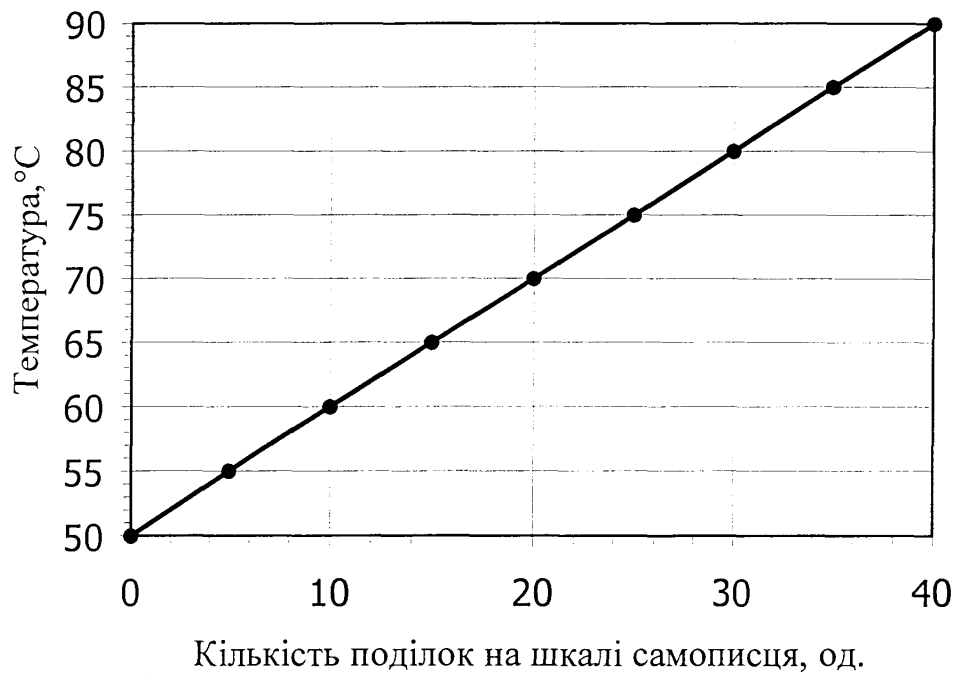


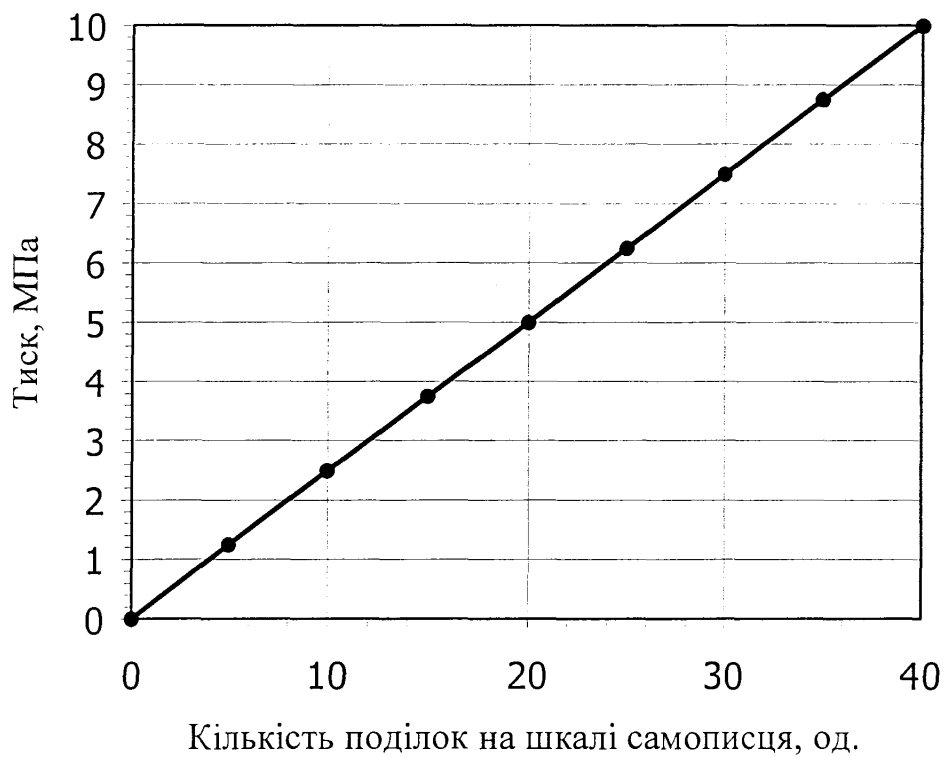
Рис. Б.1 Схема обв'язки установки для тарування вимірної схеми за тиском і температурою

1, 2 – вентилі; 3 – манометр; 4 – зразковий манометр; 5 – ручний прес; 6 – напірна магістраль; 7 – герметизуючий вузол; 8, 9 – фторопластові ущільнення; 10 – датчик тиску; 11 – датчик температури; 12 – зразковий термометр; 13 – приставка; 14 – “ванна” з маслом; 15 – нагрівальний пристрій; 16 – блок підсилення; 17 – реєструючий самописний прилад; 18 – камера високого тиску; 19 – болт.

За результатами тарування вимірної схеми за тиском і температурою побудовані графічні залежності (рис. Б.2).



а)



б)

Рис. Б.2 Графік тарування датчика тиску (а) і температури (б)

Для тарування датчика тиску до зміни температури у „ванні” за допомогою нагрівального пристрою створювалась температура 50°C. Потім температуру поступово підвищували в діапазоні 50÷90°C, слідкували за показами на шкалі тиску стрічки реєструючого самописного приладу та фіксували покази зразкового термометра. Результати тарування датчика тиску в залежності від температурних коливань наведено на рис. Б.3.

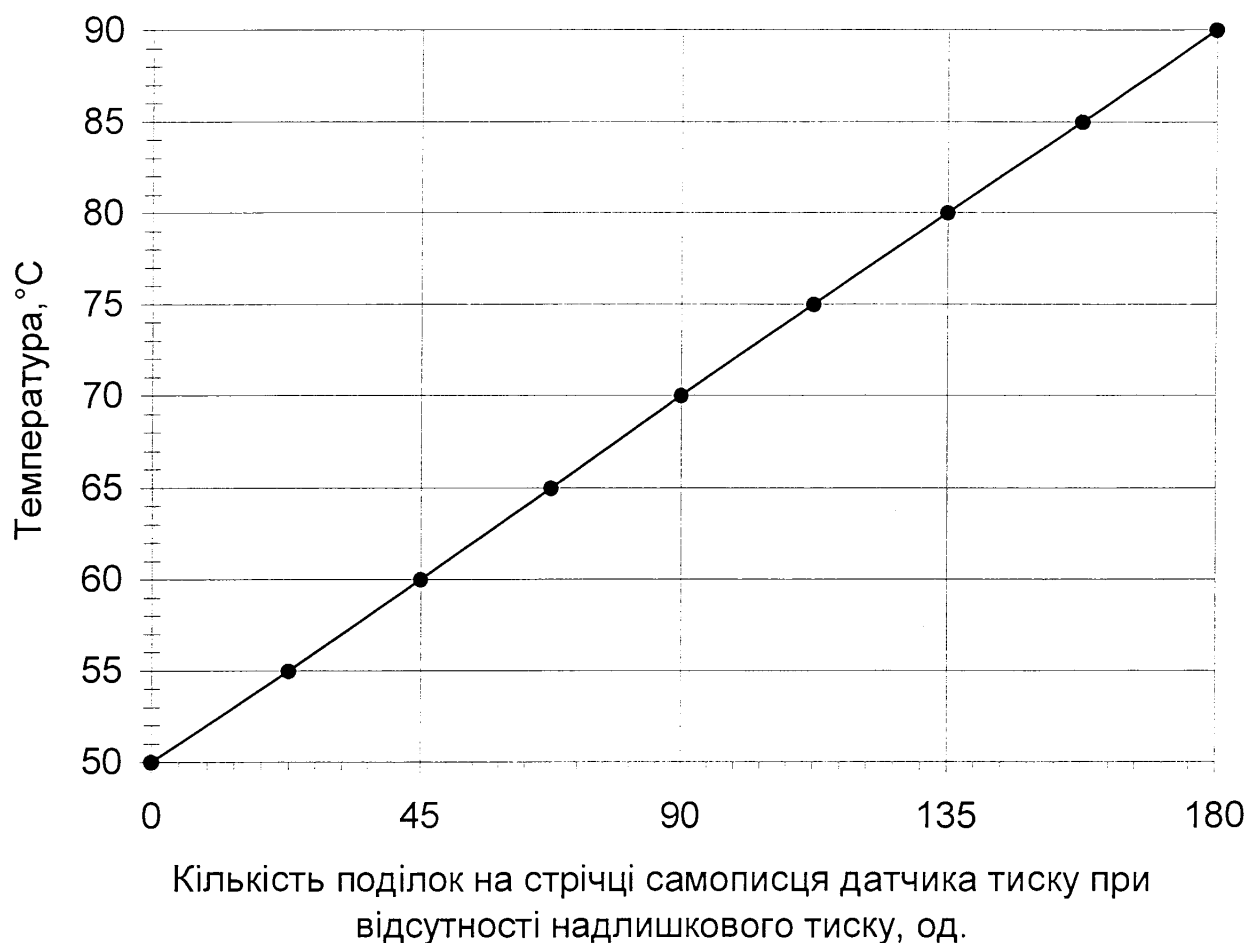


Рис. Б.3 Залежність впливу температури на покази датчика тиску

Додаток В

Технологічні і гірничо-геологічні умови кріплення свердловин експлуатаційними обсадними колонами

Таблиця В.1
Технологічні і гірничо-геологічні умови кріплення свердловин експлуатаційними обсадними колонами

Родовище	Абазівське					Кулічихінське					
	104	109	115	100	101	107	108	111	112		
Номер свердловини	104	109	115	100	101	107	108	111	112		
Інтервал цементування, м											
від:	3000	3200	3100	3000	2900	3000	3000	3300	3000		
до:	4250	4810	4500	4107	3975	4250	4250	4250	4160		
Інтервал газопроярвлення, м											
від:	3525	4070	3800	3450	3450	3530	3540	3525	3410		
до:	4250	4800	4500	4100	3975	4250	4250	4250	4160		
Температура, °С											
– статична	110	121	114	107	100	110	110	110	108		
– динамічна	83	91	86	81	75	83	83	83	81		
Тиск на вибої, МПа	56,7	70	62	54,7	53	56,7	56,7	56,7	56		
Загальний об'єм тампонажного розчину, м ³	31	46	30	32	28	34	42	37	28		
Загальна маса в'язучого, т	39	58	39	37	35	42	50	45	35		
Загальний об'єм тампонажного розчину для інтервалу газопроярвлення, м ³	18,64	26,5	17,2	22,87	17,58	25	30	25,6	19,5		
Загальна маса в'язучого для інтервалу газопроярвлення, т	22,4	33,4	21,33	27,62	21,1	30,7	34,2	30	23,4		

Продовження табл. В.1

Родовище	Яблунівське										Котелевське		
	77	88	93	107	201	203	212	104	112	114			
Номер свердловини													
Інтервал цементування, м													
від:	3700	2500	2900	3300	4890	4000	2400	4700	4400	4400			
до:	4830	4000	3970	5160	5500	5300	3650	5595	5838	5790			
Інтервал газопроявлення, м													
від:	3901	3100	3150	3700	5035	4674	3160	5070	5163	5120			
до:	4830	4000	3970	5160	5800	5300	3650	5580	5838	5790			
Температура, °С													
– статична	136	100	100	128	141	131	93	136	140	141			
– динамічна	115	75	75	109	120	111	70	116	119	120			
Тиск на вибої, МПа	63	56,3	52,1	72,5	78	74	50,33	86	94,2	91,1			
Загальний об'єм													
тампонажного розчину, м ³	26	43	35	46	26	44	25	27,8	37	42			
Загальна маса в'язучого, т	30,68	54	45	60	33	56	31	39	50	54			
Загальний об'єм													
тампонажного розчину для													
інтервалу газопроявлення, м ³	26	30	35	46	26	31,41	10,75	23	19,2	26			
Загальна маса в'язучого													
для інтервалу													
газопроявлення, т	30,68	37,8	45	60	33	39,6	13,55	32,11	25,8	32,7			

Продовження табл. В.1

Родовище	Котелевське		Семенцівське					Тимофіївське		
	151	164	51	53	54	57	60	507	73	75
Номер свердловини	151	164								
Інтервал цементування, м	2230	3300	4400	3000	3000	3000	3100	4380	2900	3000
від:	4250	4750	5650	4450	4450	4450	4500	5850	4370	4360
Інтервал газопроявлення, м	3580	4170	4500	3830	4140	4140	3575	4250	3350	3350
від:	4250	4750	5650	4450	4450	4450	4500	5850	4370	4360
до:										
Температура, °С	110	120	131	114	114	114	115	142	112	111
– статична	83	90	111	86	86	86	90	120	84	83
– динамічна										
Тиск на вибої, МПа	62	63,7	95,5	61,4	61,4	61,4	61,8	118,8	61	60,9
Загальний об'єм тампонажного розчину, м ³	42	39	35	35	35	29	34	40,6	31	32
Загальна маса в'язучого, т	52	47	52	42,7	42	37	41,3	62	39	41
Загальний об'єм тампонажного розчину для інтервалу газопроявлення, м ³	16,8	17,6	35	15,87	12,5	9,61	22,7	40,6	22,6	20,32
Загальна маса в'язучого для інтервалу газопроявлення, т	20,16	21,25	52	20	17,75	12,11	27,9	62	28,25	25,6

Продовження табл. В.1

Родовище	Тимофіївське		Машівське		Валю-хнівське	Східно-Полтавське
	88	92	54	205		
Номер свердловини	2900	3000	3000	2950	4000	3300
Інтервал цементування, м від: до:	4355	4250	4400	4250	5550	4605
Інтервал газопроявлення, м від: до:	3630	3480	3800	3050	4560	4420
	4355	4250	4400	4250	5550	4605
Температура, °С	112	110	113	110	140	117
– статична	84	83	96	83	112	88
– динамічна	58,1	56,7	62	58,5	79,1	64,7
Тиск на вибої, МПа	37	33	42	44	44	38
Загальний об'єм тампонажного розчину, м ³	44,5	39,86	57	52	51,87	47
Загальна маса в'язучого, т	17	23,75	31,6	44	31,41	5,21
Загальний об'єм тампонажного розчину для інтервалу газопроявлення, м ³	20,2	28,7	40,7	52	36,93	6,1
Загальна маса в'язучого для інтервалу газопроявлення, т						

Примітка. Загальний об'єм тампонажного розчину для інтервалу газопроявлення включає в себе об'єм затрубного простору для інтервалу газопроявлення плюс об'єм затрубного простору 100 м вище нього та об'єм цементного стакана

Додаток Д

Методика визначення коефіцієнта відкритої пористості

- підготовка сформованих у автоклаві зразків;
- продування зразків повітрям;
- просушування зразків до постійної маси у сушильній шафі при температурі 30÷40°C;
- зважування просушених зразків у повітрі;
- насичення гасом зразків за допомогою вакуумної установки;
- зважування насичених гасом зразків у повітрі;
- зважування насичених гасом зразків у гасі;
- визначення коефіцієнта відкритої пористості;
- обробка результатів досліджень.

Коефіцієнт відкритої пористості оцінювався за формулою:

$$m_v = \frac{G_1 - G_c}{G_1 - G_2}; \quad (\text{Д.1})$$

де G_1 – вага сухого зразка з формою у повітрі, г;

G_c – вага насиченого гасом зразка з формою у повітрі, г;

G_2 – вага насиченого гасом зразка з формою у гасі, г.

Додаток Е

Методика експериментальних досліджень величини розширення
тампонажних сумішей під час їх тужавіння

Ступінь розширення визначалася за допомогою спеціальної приставки до консістометра КЦ-3, яку удосконалено в лабораторії кріплення свердловин НДІТБ. Приставка дозволяє використовувати реєструючу систему консістометра КЦ-3 для безпосереднього вимірювання і запису розширення досліджуваних сумішей. Для цього з вкладишу консістомента витягується вузол кронштейну, а на його місце встановлюється приставка. Дану приставку наведено на рис. Е.1.

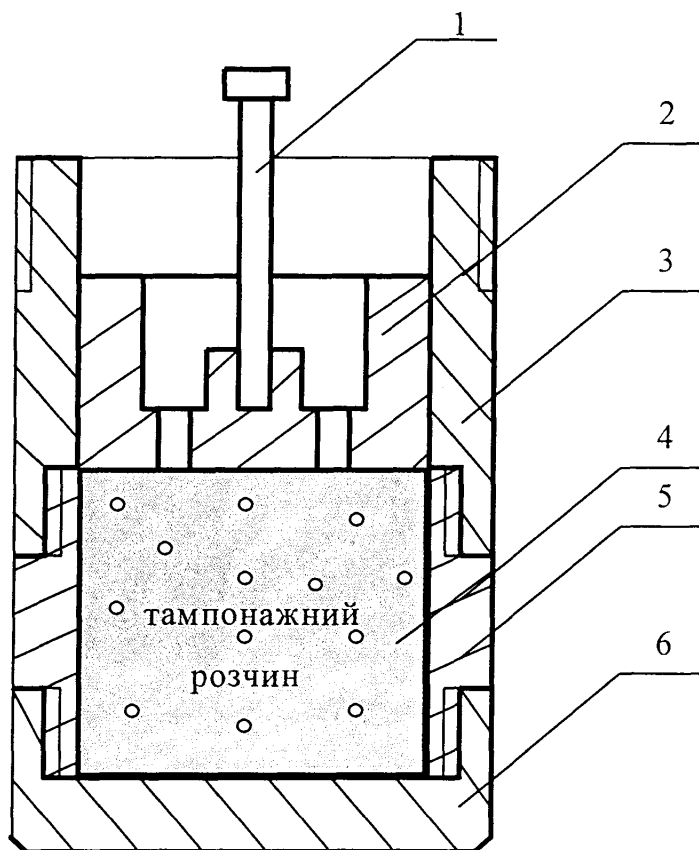


Рис. Е.1 Модифікована приставка до консістометру КЦ-3 для визначення
величини розширення тампонажних сумішей


1 – чутливий елемент; 2 – поршень ; 3 – циліндр ; 4 – досліджуваний тампо-
нажний розчин; 5 – стакан; 6 – дно стакана.

Експериментальні дослідження проводилися в наступній послідовності:


- замішування тампонажної суміші за заданою рецептурою;
- заповнення стакану консистометра досліджуваною сумішшю та витримка протягом 20 хвилин;
- зрізання надлишку тампонажної суміші і накладання на її поверхню змоченого фільтрувального папіру;
- збирання складових частин КЦ-3 і приставки та їх герметизація;
- встановлення реєструючого приладу на умовний нуль;
- встановлення заданого термобаричного режиму досліджень;
- фіксація величини об'ємного розширення тампонажної суміші під час її тужавіння.

Додаток Ж

Затверджую
 Головного інженера
 ДП "Полтавський нафтогазгеологія"
 Волошинівський Б.О.
 2001 р.



Затверджую
 Директора з наукових
 питань ПВ УкрДГРІ, к.т.н.
 Лужаниця О.В.
 09 2001 р.



ДОВІДКА

про результати впровадженнь

Результати наукових досліджень, які викладено у розділі 3 дисертаційної роботи Лазаренка Олександра Григоровича "Удосконалення тампонування газових свердловин (на прикладі родовищ Дніпровсько-Донецької западини)" використано при підготовці пункту 9.1. "Проектування і підбір параметрів тампонажного розчину для цементування свердловин у конкретних геолого-технологічних умовах" проекту керівного нормативного документу (КНД) "Технологія кріплення геолого-розвідувальних свердловин". В рамках апробації пункту 9.1. КНД (згідно календарного плану теми № ЗПВ пооб'єктного плану науково-дослідних і дослідно-конструкторських робіт УкрДГРІ (Полтавське відділення) на 2001р.) були передані рекомендації щодо рецептур тампонажних розчинів для цементування нижніх секцій обсадних колон на свердловинах №3 Кавердинська, №1 Щиглівська, №1 Іванівська, №101 Бугриватівська, №8 Загорянська.

В усіх випадках при цементуванні перерахованих свердловин, за результатами досліджень, одержана задовільна якість кріплення. Міжколонні і міжпластові перетоки не відзначалися.

Старший науковий співробітник
 Лабораторії техніки та технології
 кріплення свердловин, к.т.н.



Михайленко С.Г.

Старший науковий співробітник
 Лабораторії техніки та технології
 кріплення свердловин



Чернишов І.І.

Додаток 3

Довідка

Про прогнозований економічний ефект від застосування
домішки до тампонажного розчину АКОР_{Б300}

1. Анотація

Домішка до тампонажного розчину АКОР_{Б300} знижує проникність тампонажного каменю під час його тужавіння за рахунок підвищення тиску гідропрориву.

За результатами науково-дослідної роботи за темою 1/99-12 договору 08/9 між Геолкомом України і Державним науково-дослідним інститутом технології буріння спільно з кафедрою буріння нафтових і газових свердловин Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу розроблено проект керівного нормативного документу (КНД) "Регламент на цементування обсадних колон, які перекривають зони аномально високих пластових тисків" для підприємств, що ведуть геологорозвідувальні роботи на нафту й газ. Матеріали дисертації Лазаренка Олександра Григоровича "Удосконалення тампонування газових свердловин (на прикладі родовищ Дніпровсько-Донецької западини)" використані при підготовці цього КНД. Після затвердження КНД його вимоги і рекомендації будуть використовуватися під час цементування обсадних колон на нафтогазових свердловинах геологорозвідувальної галузі.

2. База порівняння і метод розрахунку

У 1995÷1999 рр. у ГПУ "Полтавагазвидобування" ДК "Укргазвидобування" експлуатувалося 1439 свердловин. З них на 19 свердловинах проводилися роботи пов'язані з ліквідацією міжколонних тисків (МКТ).

Використання домішки до тампонажного розчину АКОР_{Б300} дозволить попередити заколонні газонафтоводопрояви.

За базу порівняння приймаються свердловини на яких цементування проводилося без домішки до тампонажного розчину АКОР_{Б300}.

Економічна ефективність від використання домішки до тампонажного розчину АКОР_{Б300} обумовлюється економією витрат на ліквідацію заколонних газонафтоводопровів.

Розрахунок виконаний у відповідності з "Тимчасовою методикою визначення економічної ефективності використання при будівництві нафтових і газових

свердловин нової техніки, винаходів та раціоналізаторських пропозицій” (РД-39-014052-547-87).

Таблиця 3.1

Показники	Варіант	
	базовий	прогнозований
Вихідні дані:		
Кількість свердловин, які експлуатувалися, шт.	1439	–
Кількість свердловин з МКТ, шт.	19	–
Середні затрати на ліквідацію МКТ, грн.	3629333	–
Середня витрата на свердловину, т	цементу	31,5
	золи	16,8
	НТФК	0,058
	АКОР _{Б300}	1,155
Ціна однієї тони, грн.	Цементу	264
	золи	25
	НТФК	20440
	АКОР _{Б300}	7500
Розрахункові показники:		
Коефіцієнт аварійності 19: $1439=0,0132$		
Економічний ефект на одну свердловину, грн. $E = (3629333 \times 0,0132 + 264 \times 31,5 + 25 \times 16,8 + 20440 \times 0,058) -$ $- (264 \times 31,5 + 25 \times 16,8 + 20440 \times 0,058 + 7500 \times 1,155) = 39245$ грн.		

Провідний інженер економіст
Лабораторії оптимізації процесів буріння

В.Г. Зверьков

Директор ПВ-УкрДГРІ

А.Ф. Войтович

