

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

ГЕОЛОГОРОЗВІДУВАЛЬНИЙ ФАКУЛЬТЕТ

Факультета техніки розвідки родовищ корисних копалин

ПОДСУМОВАЛЬНА ЗАПИСКА

кваліфікаційної роботи студента-магістра

студента Власова Миколи Сергійовича

академічної групи 185м-17з-1

спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

спеціальності за освітньо-професійною програмою

185.01 «Спорудження нафтових і газових свердловин»

на тему "Розробка технологій обмеження припливу в нафтові
свердловини з тріщинно-поровим типом колекторів"

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Судаков А.К.			
розділів:				
Охорона праці	Безщасний О.В.			
Рецензент				
Формоконтролер	Судаков А.К.			

Дніпро
2018

ЗАТВЕРДЖЕННЯ

Зав. кафедрою технічної розвідки родовищ корисних копалин
_____ д.т.н. проф. _____ Івченко О.М.

_____ (дата)

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
студента магістра

студента Власова Миколі Сергійовичу академічної групи 185М-17з-1

спеціальності 185 «Нафтогазова інженерія та технології»

спеціалізації за освітньо-професійною програмою 185.01 «Спорудження нафтових і газових свердловин»

На тему : «Розробка технологій обмеження водопритоку в нафтові свердловини з флішино-поровим типом колектору».

затверджене наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від _____ № _____

Розділ	Назва завдання	Термін виконання
1	Огляд методів підвищення ефективності розробки колекторів	15.09.2018
2	Методи проведення експериментальних досліджень	01.10.2018
3	Розробка і обґрунтування хімічних реагентів для проведення водоізоляційних робіт	01.11.2018
4	Обґрунтування технології ефективної водоізоляції із застосуванням гелеутворювача такого складу	01.12.2018
5	Оборона праці	10.12.2018

Завдання видано _____

А.К. Судаков

(підпис)

Дата видачі завдання: _____

06.09.2018 р.

Дата подання до експертної комісії _____

09.12.2018 р.

Прийнято до виконання _____

М.С. Власов

(підпис)

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 ОГЛЯД МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ КОЛЕКТОРІВ	7
1.1 Особливості геологічної будови і фільтраційних процесів в колекторі	7
1.2 Особливості припливу флюїдів до колекторів горизонтальних свердловин	7
1.3 Аналіз технологій обмеження водоприпливу	14
1.4 Технології обмеження водоприпливу у свердловини	14
1.4.1 Аналіз основних матеріалів, вживаних в технологіях обмеження водоприпливу у свердловини	14
Висновки до 1 глави	19
2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ	22
2.1 Методика підготування водоізоляційної композиції	22
2.2 Методика дослідження властивостей водоізоляційної композиції	23
Висновки до 2 глави	25
3 РОЗРОБКА ТА ОБГРУНТУВАННЯ ХІМІЧНИХ РЕАГЕНТІВ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ВОДОІЗОЛЯЦІЙНИХ РОБІТ	27
3.1 Результати визначення міцності і часу гелеутворення водоізоляційного складу	27
3.2 Результати досліджень реологій композицій	34
Висновки до 3 глави	35
4 ОБГРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ СЕЛЕКТИВНОЇ ВОДОІЗОЛЯЦІЇ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ ГЕЛЕУТВОРЮЮЩОГО СКЛАДУ	36
4.1 Умови застосування розробленої технології селективного обмеження водо припливу	36
4.2 Обґрунтування оптимальних об'ємів закачування водоізоляційної складу	37
4.3 Основні технологічні аспекти проведення робіт по обмеженню водоприпливів з використанням складу	38
4.4 Порядок проведення робіт по обмеженню водоприпливу	40
4.5 Обмеження водоприпливу до горизонтальних свердловин	41
Висновки до 4 глави	43
5 ОХОРОНА ПРАЦІ	44
5.1 Загальні вимоги безпеки	44
5.2 Вимоги безпеки перед початком роботи	46
5.3 Вимоги безпеки під час роботи	47

5.4 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях.....	48
5.5 Вимоги безпеки після закінчення роботи.....	48
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ.....	50
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	51

Власов Микола Сергійович
Власов Микола Сергійович
Власов Микола Сергійович
Власов Микола Сергійович
Власов Микола Сергійович

ВСТУП

Актуальність теми дослідження

Сучасний період нафтовидобутку характеризується зниженням доли запасів нафти в порових колекторах відносно простої будови. Для відновлення ресурсної бази вуглеводнів до розробки залучаються запаси нафти, здобич яких раніше була ускладнена різними технологічними причинами. Одним з резервів для активного освоєння є родовища нафти в тріщинуватих колекторах, на які припадає більше половини світового запасу нафти. При цьому тех. та економічну ефективність розробки багато в чому визначає своєчасне і повільне проведення операцій, пов'язаних з обмеженням припливу вмісту в свердловині, як наслідок потреба в проведенні цих робіт з кожним роком суттєво зростає.

Незважаючи на існування безлічі технологій і хімічних реагентів для боротьби з переданим обводненням свердловин, більшість з них розроблена для умов порових колекторів. Внаслідок цього їх застосування не завжди ефективно в умовах середовища з подвійною пористістю, в якій водоізоляційний матеріал повинен проникати у водонасичені тріщини без значного впливу на низкопроницаемую нафтонасичену матрицю продуктивного пласта.

Мета роботи.

Підвищення ефективності розробки нафтових родовищ з поровим і тріщинним типом колекторів.

Ідея роботи

Зниження інтенсивності обводнення порових свердловин за рахунок спрямованої обробки високопроникних каналів тріщин гелеутворюючим складом.

Завдання досліджень :

1. Вивчити особливості розробки, а також джерела і характер обводнення свердловин в нафтових накладах для умов колекторів тріщино-шпаристого типу.
2. Виконати аналіз сучасного стану технологій і хімічних реагентів, вживаних при обмеженні водонасичення.
3. Вивчити технології проведення водоізоляційних робіт в горизонтальних свердловинах.
4. Розробити водоізоляційний гелеутворюючий склад для умов колекторів тріщино-шпаристого типу.
5. Розробити технологію закачування в пласт гелеутворюючого водоізоляційного складу і визначити галузь його ефективного застосування.

Методи досліджень

Робота виконана відповідно до стандартних теоретичних методів, а також з використанням спеціально-розроблених методик. Обробка отриманих даних проводилася з використанням методів математичної статистики.

Наукова новизна роботи:

Встановлені залежності кінетики гелеутворення розробленого водоізоляційного складу від температури, концентрацій силікату натрію і хромокалієвих квасців.

Практичне значення роботи

1. Розроблено гелеутворюючий водоізоляційний склад на основі силікату натрію для обмеження водоприпливу під поверхні свердловини і вирівнювання профілю прийнятності нагнітальних свердловин в умовах колекторів тріщино-шпаристого типу.

Розроблено технологію селективного обмеження водоприпливу в колекторах тріщино-шпаристого типу за допомогою гелеутворюючого водоізоляційного складу.

Об'єм роботи

Робота складається з введення, п'яти глав і висновків викладених на 59 сторінках, включає 16 рисунків, 5 таблиць. Список використаної літератури включає 104 найменувань.

1 ОГЛЯД МЕТОДІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОЗРОБКИ КОЛЕКТОРІВ ТРІЩИН

Питанням геологічного опису і особливостям розробки колекторів тріщин, який припадає на частку більше половини світових запасів нафти і газу, втаємничені безліч досліджень [1,2,3]. Незважаючи на це, досить актуальною залишається проблема підвищення ефективності операцій, пов'язаних з обмеженням водопритоку або вирівнювання профілю прийомних свердловин в умовах порової для тріщини будови пластів.

У цій главі розглянуті основні особливості геологічної будови, традиційних процесів в колекторах тріщин нафти і газу з поглядом для тріщини типом колектора. Також проаналізовані причини обмеження і розглянуті основні аспекти проведення водоізольюючих робіт в горизонтальних свердловинах в умовах колекторів тріщин.

1.1 Особливості геологічної будови і фільтраційних процесів в колекторах тріщин

Колекторів тріщин припадають на частку близько 60% родовищ вуглеводнів і більше половини об'єму нафти [4], що добувається у світі, [1,4]. При цьому тріщинуватість в певній мірі характерна для карбонатних, так і для термальних гірських порід [5,6]. Відмітна особливість колекторів тріщин - значний вплив на фільтрацію флюїдів в пласті дискретних систем, а саме: систем тріщин, систем відкритих каналів усередині системи тріщин, стилолитів і каверн [2,3,7].

Більшість тріщинуватих колекторів - блоки породи, розділені системами тріщин [8,9]. Залежно від характеру типів пористостей матриці (скелета) гірської породи прийнято розділяти тріщинні колектори на два основні типи [7]:

1. Тріщино-непорові - в таких колекторах блоки непроникні і не містять вуглеводнів, нафта зосереджена в системі пов'язаних каверн, по яких і здійснюється фільтрація. Об'єм системи тріщин зазвичай складає від декількох тисяч до однієї соті об'єму гірської породи (за даними комплексних керувань і промислових досліджень).

2. Порові для тріщини - в таких колекторах основний об'єм нафти зосереджений усередині блоків пористого середовища, тріщини грають роль зв'язуючих каналів, по яких здійснюється фільтрація. Вторинна пористість зазвичай складає не більш за один відсоток від об'єму породи.

Промислово-важливі карбонатні належать до тріщино-шпаристого типу колекторів. Основні геолого-фізичні характеристики приведені в таблицю.

1.1.

Таблиця 1.1 - Геометрико-фізична характеристика продуктивних пластів

№ п/п	Параметри	Артинський ярус	Сакмарський ярус	Башкирський ярус
1.	Абсолютна відмітка покрівлі, м	1665	1950	2595
2.	Абсолютна відмітка ВНК, м	1820	1972	2617
3.	Абсолютна відмітка ГНК, м	1719	1960	2611
4.	Тип покладів	масивна, склепінна	масивна	масивна для пласта
5.	Тип колектора	карбонатний тріщино-поровий	карбонатний тріщино-поровий	карбонатний тріщино-поровий
6.	Середня загальна товщина, м	135,1	9,5	9,5
7.	Середня ефективна нафтонасичена товщина, м	18,9	3,3	1,5
8.	Середня ефективна газонасичена товщина, м	18,7	7,2	6,0
9.	Коефіцієнт піскуватості, долі ед.	0,32	0,47	0,31
10.	Коефіцієнт розчленованої, долі ед.	13,3	15,0	9,0
11.	Середній коефіцієнт проникності, 10 ⁴ мкм	0,41	8,49	29,1
12.	Початкова температура пласта, °С	37	39	52
13.	Початковий тиск пласта, МПа	20,2	22,6	30,3
14.	Тиск насичення нафти газом, МПа	14,1	14,1	19,0
15.	Газозміст, м/т	135,7	212,0	160,8
16.	Щільність нафти в поверхневих умовах, кг/м	836	833	829
17.	В'язкість нафти в умовах пластів, Па·с	0,72	0,72	0,7
18.	Об'ємний коефіцієнт нафти	1,31	1,37	1,21
19.	Зміст сірководня, % мовляв.	1,87	1,48	1,48
20.	Зміст сірки в нафті, % травні.	1,03	1,03	0,13
21.	Зміст парафіну в нафті, % травні.	5,1	5,1	-
22.	Щільність води в умовах пластів, кг/м	1158	1154	1159
23.	В'язкість води в умовах пластів, Па·с	1,66	1,66	0,95

Залежно від геоморфологічних і фільтраційних параметрів прийнято виділяти тріщини першого порядку (макротріщини) другого порядку. Макротріщини перетинають декілька пластів і мають довжину до декількох сотень метрів і розкрита від декількох міліметрів до сантиметрів. Мікротріщини приурочені до одного пласта, обмежені завдовжки і розкриттям до 100 мкм (проникність значно нижча за проникність макротріщин, але при цьому вище за проникність матриці гірської породи)[2,7].

У трещино-порових колекторах процес фільтрації схожий з фільтрацією в поровому середовищі, в якому зерна гірської породи представлені непрохідними блоками, а магай - системою тріщин. У порових для тріщини колекторах фільтраційні процеси залежать від співвідношення проникності матриці і системи тріщин. У колекторах, де проникність блоків дорівнює проникності тріщин, фронт витіснення рухається рівномірно за об'ємом породи (рис. 1.1, а). У колекторах з високою проникністю тріщин відбувається випереджаюче витіснення з системи тріщин (рис. 1.1, б). Цей ефект умовлює відставання рівня ВНК в блоках породи від рівня в тріщинах при високих швидкостях відбору. Достатня рівномірності руху водонафтового контакту можливо у разі збільшення швидкості фільтрації до значення, при якому в тріщинах і порах підтриматиметься рівномірний тиск, але в більшості випадків це економічно недоцільно.

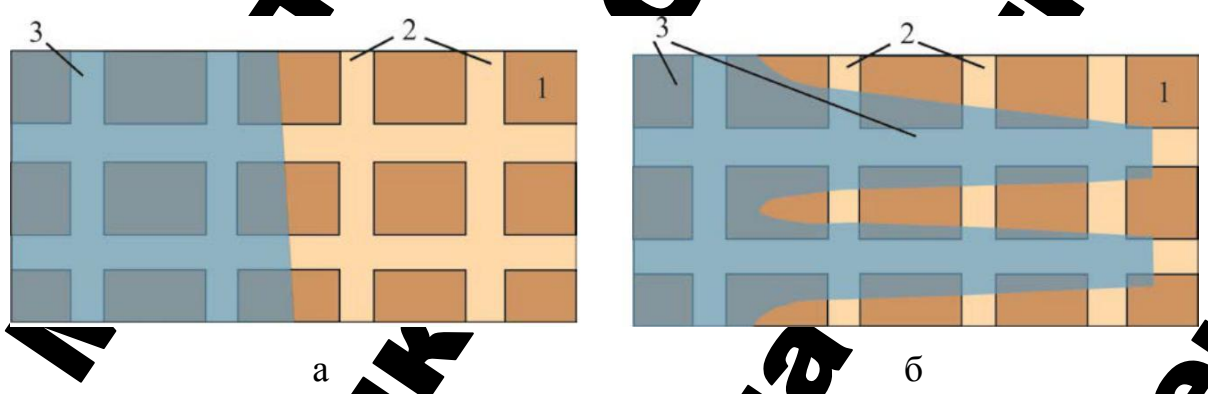


Рисунок 1.1 - Ідеалізація руху фронту витіснення в колекторі тріщин з рівною (а) та високою проникністю порових блоків і тріщин :
 1 - блоки гірської породи, 2 - система тріщин, 3 - фронт витіснення

В більшості випадків розкрита тріщин перевищує розмір капілярних каналів, при цьому істотний вплив на фільтраційні процеси чинять гравітаційні сили [7]. У випадках тріщин здійснюється поршневе витіснення, а коефіцієнт витіснення нафти може досягати 0,3-0,5 д.ед.

В порових блоках витіснення відбувається за рахунок заміщення нафти водою або газом за рахунок як гравітаційних, так і капілярних сил [10], коефіцієнт витіснення нафти рідко перевищує значення 0,3 д. ед. При цьому величезну роль грає характер змочуваності гірської породи :

1. У гідрофільних колекторах вода має тенденцію проникати в блоки і гравітаційні сили перевищують капілярні, внаслідок чого відбувається процес витіснення нафти водою. У випадку з малими розмірами блоків гірської породи, коли гравітаційні сили нехтують, процес витіснення можна розглядати як дифузійне просочення.

2. У гидрофобних колекторах капілярні сили перешкоджають проникненню води в блоки, і витіснення можливе тільки у разі, якщо гравітаційна сила долає опір капілярного тиску (тиск входу). Чим менше розмір блоку, тим вище тиск входу води в нього. Отже, украй складно витіснити нафту

з гідрофобного колектора сильно тріщин. Досвід розробки родовищ з карбонатними колекторами показує, що матриця порівняно внаслідок гідрофобності блокується агентом вивіснення, і внаслідок чого різко погіршуються показники вироблення на ділянці з системою підтримки тиску пласта.

Не дивлячись на те, що тріщинуваті системи видобування досить добре, в розробці нафтових родовищ цього типу досі залишається ряд невирішених проблем.

Однією з таких проблем є визначальна роль при виснаженні колектора з продуктивності тріщинуватих пластів. Зниження фільтраційних параметрів викликається закриттям тріщин у міру зниження ефективного тиску (тиск пласта падає, тоді як внутрішній тиск залишається постійним). Таким чином, із збільшенням депресії напласт продуктивність свердловин знижується.

Друга проблема пов'язана з тим, що високі градієнти тиску в присвердловинній зоні призводять до зростання швидкості фільтрації до значень вище критичних, що сприяє безчасному прориву вміщуючої води у свердловину. Таким самим, порушується процес капілярного вивіснення, що є найефективнішим методом витіснення нафти з пористих блоків.

Третя проблема обумовлена тим, що значна частина родовищ цього типу є низькопроницаемую матрицею гірської породи з вертикальними паралельними тріщинами (природна тріщинуватість більшою мірою властива крихким породам з низькою пористістю)[2]. У таких умовах дуже важливо добитися хоча б часткового гідродинамічного зв'язку добувної свердловини з тріщинами, що є дуже проблематично при використанні традиційних вертикальних свердловин.

Одним з методів рішення цих проблем може бути застосування протяжних горизонтальних свердловин, сприятливих зниженню депресії в привибійній зоні пласта (ПЗП) із збереженням рентабельних рівнів видобутку нафти і що дозволяють значно підвищити площу дренування пласта за рахунок перетину системи тріщин.

1.2 Особливості припливу в'язких рідин до горизонтальних свердловин в колекторах тріщин

Вагомий внесок в розвиток уявлень про проектування і розробки родовищ нафти і газу з використанням горизонтальних свердловин внесли багато вітчизняних і зарубіжних учених. У роботах З.С. Алієва розглянутий вплив неоднорідності товщини і анізотропії пластів на продуктивність і конструкцію горизонтальних свердловин. Також приведені методи обґрунтування фізичних режимів роботи в умовах руйнування ПЗП і обводнення свердловин підшошовною водою [12,13]. Борисов Ю.П. у своїх роботах розглядав особливості розробки нафтових родовищ при розтині продуктивних пластів похилими горизонтальними і багатозабійними свердловинами, а також зміг знайти рішення ряду завдань, пов'язаних з рухом

водонафтового колектору в нафтонасичених пластах [14]. Проблемам дії на ПЗП і особливостям проведення ремонту в горизонтальних свердловинах присвячені роботи колективу авторів під керівництвом Г. П. Зозулі [15]. Основні аспекти проведення робіт по відключенні інтервалів, що обводнюють, в горизонтальних свердловинах представлені в монографії К. В. Стрижнева [16].

У роботах Б.М. Сучкова набутий досвід будівництва горизонтальних свердловин на родовищах, розкриті особливості провідки свердловин в ускладнених геологічних умовах Удмуртії [17]. У монографії Р. М. Батлера узагальнений досвід застосування горизонтальних свердловин для видобутку нафти, газу, бітумів на території Сполучених Штатів Америки і Канади, розкриті основні аспекти процесу будівництва, дослідження, а також втрачені флюїдів до горизонтальних свердловин [11]. У працях Джона С. Д. викладені основні концепції будівництва, також вирішено завдання припливу нафти і газу до заборої горизонтальної свердловини [18].

При традиційному вертикальному положенні свердловини в пласті за рахунок радіального руху флюїдів у міру наближення до свердловини площа припливу зменшується (рис. 1.2, а), а швидкість фільтрації і градієнт тиску різко зростають, що призводить до ступлювання мікротрещин, відключенню низькопрониких прослоїв і значною мірою заважає дренажу пористих блоків. При фільтрації до горизонтальної свердловини опір в ПЗП значно нижчий (рис. 1.2, б), що дає можливість домагатися рентабельних рівнів здобичі при меншій депресії в пласт [11].

Зниження депресій в пласт дозволяє продовжити період експлуатації свердловин, за рахунок збільшення швидкості гребеневутворення.

У тріщинуватих колекторах застосування горизонтальних свердловин дозволяє поліпшити гідродинамічний зв'язок в системі свердловина-пласт за рахунок перетину систем вертикальних тріщин, що призводить до значного збільшення площі дренажування і продуктивності порівняно з вертикальними свердловинами (рис. 1.3) [18]. При збільшенні площі контакту свердловини з пластом підвищується вірогідність залучення розробку низькопрониких і видалених зон, що веде до збільшення коефіцієнта витягання нафти [19]. Для досягнення найбільшого ефекту необхідно орієнтувати свердловину перпендикулярно напрямку тріщинуватості.

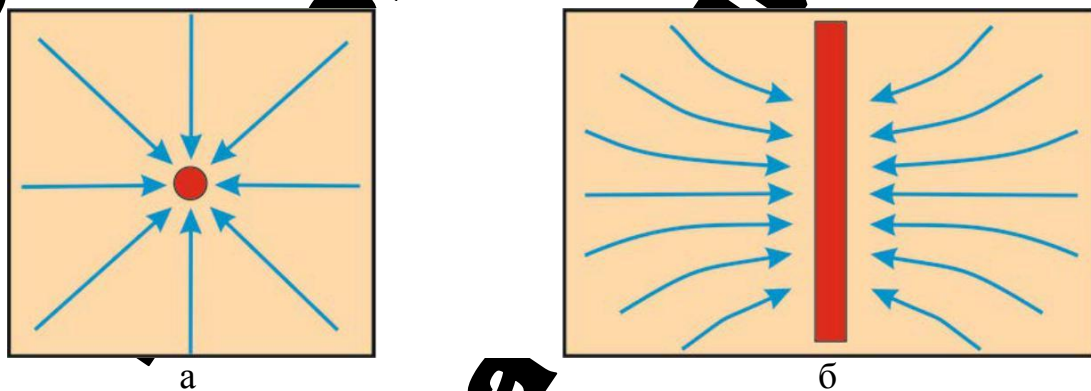


Рисунок 1.2 - Напрямок і струму до вертикальної (а) і горизонтальною (б) свердловинам (вигляд зверху)

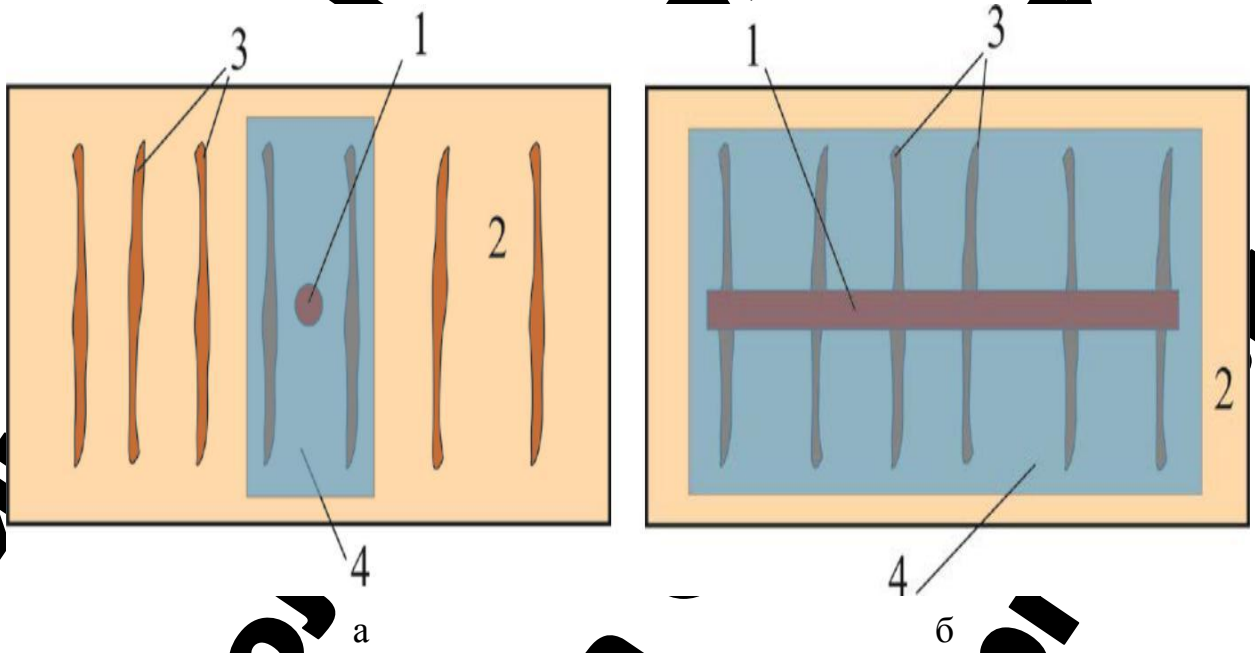


Рисунок 1.4 Область дренажу (а) вертикальної (а) і горизонтальної (б) свердловини в пласті з системою вертикальних тріщин (для зверху) :
 1 - бліски гірської породи, 2 - система тріщин, 3 - фронт витіснення

Реалізація системи буріння свердловин з горизонтальним профілем ствола дозволила значно підвищити ефективність освоєння запасів вуглеводневої сировини. З початку розробки родовища горизонтальні свердловинами (більше 80% фонду) було здобуто понад 85% нафти. Середня довжина горизонтальних свердловин (ГС) вище вертикальних на 27%. При цьому, в 2011 р. горизонтальні свердловини працювали дебітами по нафті 24,5 т/доб, вертикальні свердловини - 18 т/доб. Найбільша кількість свердловин 61% діючого фонду експлуатуються в інтервалі дебітами 20-50 т/доб. Коефіцієнт продуктивності окремих горизонтальних свердловинах в 1,5-20 разів вище за коефіцієнт продуктивності вертикальних свердловин. В середньому коефіцієнт продуктивності ГС в два рази вище за вертикальні свердловини.

Не дивлячись на те, що застосування горизонтальних свердловин позитивно позначається на ефективності розробки родовища нафти і газу, в експлуатації свердловин виникли певні проблеми. Основні труднощі пов'язані з регулюванням процесу обводнення свердловин.

Згідно з промисловими даними, за станом на кінець 2011 р з винесенням водного пласта різної інтенсивності (від 1 до 90%) обводнювало 18,3% діючого фонду свердловин. Середня частота, що обводнює продукції свердловин складала 42,7%. Як видно з гістограми (рис. 1.4), 57% свердловин (17 ед.) працювали з тією, що обводнює менше 20%, 23% (сім свердловин) - з тією, що обводнює 20-50%. Найбільше винесення води (від 50% до 90%) спостерігалось на шести свердловинах (10% від фонду, що обводнює).

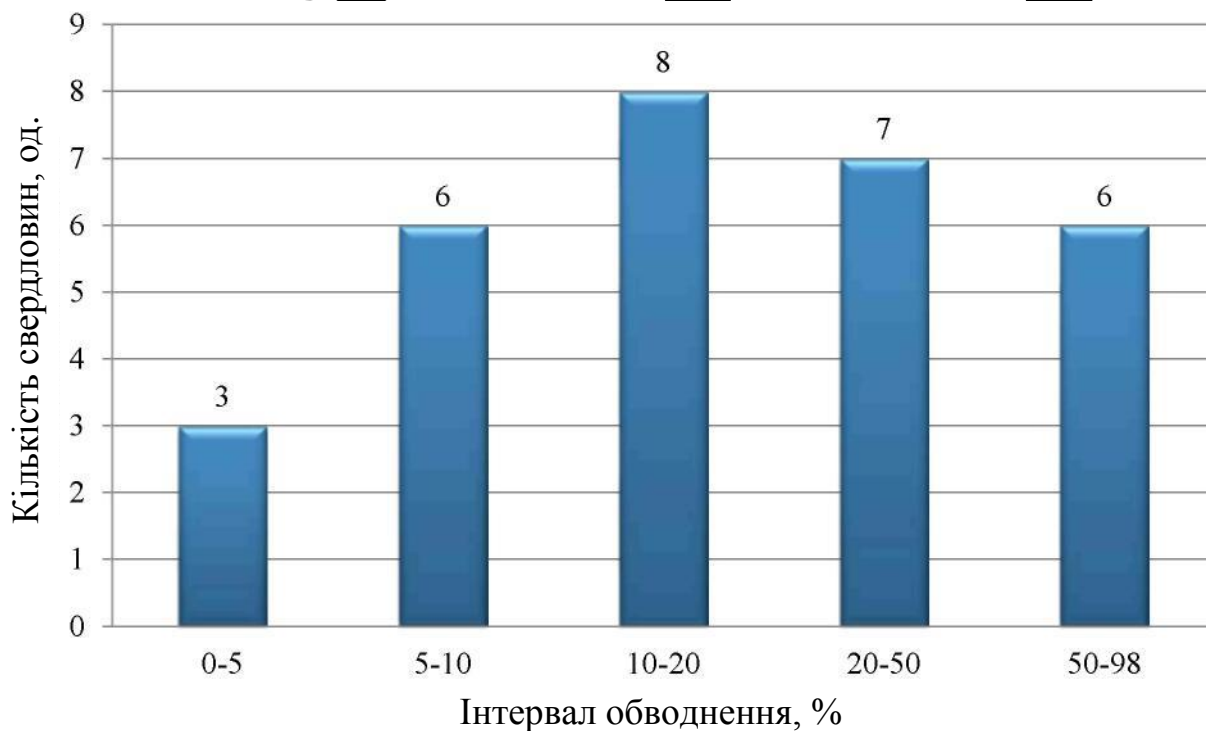


Рисунок 1.4 - Розподіл свердловин по обводненню

Горизонтальні свердловини розкривають протяжну ділянку колектора, який часто виявляється неоднорідний за фільтраційними характеристиками. Крім того, частенько горизонтальний ствол не цементований, або якщо це робота незадовільна із нецентрованою позицією експлуатаційних стволів в інтервалах викривлення і наборів кривизни, що може провокувати перетікання нафти і води по порожньому простору. Крім того, згідно з проведеними дослідженнями по свердловинах відзначається незадовільне склеплення цементного каменю з колоною і породою. Більш ніж в 80 % усіх інтервалів спостерігається нерівномірний розподіл цементу в за колонному просторі. Результати інтерпретації характеру контакту цементного каменю з колоною і породою свідчать про те, що в 49 % випадків контакт з колоною поганий або відсутній, в 34 % випадків контакт з породою відсутній, абсолютний поганий.

Співзв'язавшись на результати промислових геофізичних досліджень (ПГД) можна допустити, що найбільш вірогідною причиною обводнення добувних свердловин можуть бути законтурні перетікання нафти через низьку якість цементування обсадної колони свердловин. Проте це виключаються прориви підземної води до забоїв свердловин по природних техногенних тріщинах.

Особливості обводнення горизонтальних свердловин в колекторах тріщин зумовлені складнішою структурою пустотного простору і будовою покладу, відмінністю процесів фільтрації води і нафти. При розробці нафтонасичених пластів без яскраво виражених тріщин, фільтраційну систему можна розглядати подібно до класичного порового колектора. В даному випадку обводнення горизонтальної свердловини відбувається за рахунок процесу "гребнеутворення" або, іншими словами, підтягування рівня водонафтового контакту до ствола свердловини. Це процес природний і уникнути його не

можна, але можна продовжити період безвідної експлуатації свердловини шляхом підтримки рівня здобичі лише за "критичний дебіт", тобто максимального дебіта, при якому не відбувається утворення тріщин. При розтині систем високопроникних вертикальних тріщин це правило не виконується на рахунок значної різниці фільтраційних характеристик матриці гірської породи і тріщин. В даному випадку критичний дебіт буде значно нижчий, а приток води здійснюватиметься нерівномірно системою тріщин.

1.3 Аналіз технології обмеження водопритоку

1.3.1 Технології обмеження водопритоку у свердловині

Для підвищення ефективності експлуатації горизонтальних свердловин, з метою зниження витрат на підйом і утилізацію води, що попутно добувається, а також для регулювання потоків флюїду в пласті і присвердловинній зоні в процесі розробки нафтових і газових родовищ проводяться роботи по обмеженню водопритоку (ОВП) [16].

Роботи по обмеженню водопритоку в горизонтальних свердловинах відрізняються високою собівартістю, складністю технологічного супроводу, труднощами доставки водоізоляційного матеріалу вибірково в інтервал, що обводнюється. При цьому використовуються безліч різних методів, що включають як механічне перекриття плянки, що обводнюється, так і закачування різних полімерних, емульсійних, цементних розчинів. Незначальну роль при виборі методу проведення водоізоляційних робіт грає конструкція горизонтального ствола свердловини в місці положення інтервалу обводнення.

У необсаджених горизонтальних свердловинах, при знаходженні інтервалу обводнення в хвостовій частині виробляється таким чином: на коні насосно-компресорних труб (НКТ) спускається цементувальний пакер для необхідного інтервалу і створюється тиск в НКТ для роздування пакера відкриття прохідного каналу, через який виробляється закачування тампонажного складу [20].

У разі ізоляції інтервалу обводнення, що знаходяться в середній частині горизонтального ствола, в інтервалі обробки встановлюється конструкція із двох пакерів. Після закриття запобіжного клапана в НКТ створюється тиск вище робочого тиску клапана для роздування пакерів. Потім виробляється розкриття пакерів і звільняється канал для прокачування водоізоляційного складу в НКТ [20]. Для запобігання винесенню полімерного або емульсійного складу з пласта в обробленому інтервалі встановлюється профільний перекриттяч. Таке поєднання технологічних рішень дозволяє значно підвищити успішність робіт [17].

При проведенні поінтервальних обробок відключення видаленої хвостової частини ствола може вироблятися за допомогою "рідкого пакера", тобто інертній високов'язкій технологічній рідині, що перешкоджає проникненню водоізоляційного складу в необхідну частину пласта.

Для обмеження водоприпливу в ослаблених горизонтальних стволах застосовуються пакери механічної або термопластичної дії, пакери глини, або що спускаються в колоні труб цементальні пакери. Якщо геометричні параметри дозволяють, то ремонтні роботи проводяться з використанням пакеров, що роздуваються, і гнучких труб без колпачкового глушення свердловини і підйому НКТ. Заколонні пакери роздуваються і випробовуються на герметичність за допомогою компоновання створених пакеров, що роздуваються, спущеного на гнучкій трубі усередині НКТ [20].

Найбільшу складність представляє проведення робіт по обмеженню водоприпливу до свердловин, обладнаних хвостовиками. У разі існуючої інтрузивної обводнення, що знаходяться в середній частині горизонтального пласта, необхідно вигнати хвостовик зі свердловини і спустити новий з внутрішніми пакерами. Цей процес значно підвищує вартість і термін проведення робіт. Звичайні або такі, що роздуваються пакери дозволяють забезпечити відокремлення усередині хвостовика, але не впливають на течію флюїдів за перекритими трубами. Для цієї конструкції слід розробляти методи закачування водоізолюючих рідин, використовуючи "рідкі пакери". Як "рідкого пакера" можуть застосовуватися зворотні волафтови емульсії різної в'язкості і щільності [16]. Основним їх технологічним гідністю являється доступність, простота приготування і мінімальна дія на фільтраційні характеристики пласта. При використанні "рідкого пакера" необхідно, щоб водоізолюючі склади мали низьку в'язкість, набагато нижче за в'язкість "рідкого пакера".

1.3.2 Аналіз основних матеріалів, вживаних в технологіях обмеження водоприпливу у свердловини

Для обмеження припливу рідини у свердловини розроблена значна кількість технологій і методів, що включають як механічне перекриття інтервалів, що обводнюють, так і закачування в пласт різних хімічних реагентів.

При механічній ізоляції інтервали, що обводнюють, перекриваються або відсікаються за допомогою пневмопакерних систем цимових і металевих пластин [21-25]. Основні недоліки динних методів пов'язані з неможливістю ліквідації заколонних перетікань, а також зі зникненням корисного перерізу інфузаційної колонії. Проте незважаючи на вищеперелічені недоліки, останнім часом цей напрям активно розвивається [26,27], у тому числі розвиваються технології розподілу води і нафти в стволі свердловини [28].

Найбільш широкі застосування знайшли різні хімічні методи обмеження припливу води. Залежно від характеру припливу тампонажного матеріалу на проникність нерознасиченої частини пласта, хімічні технології обмеження водоприпливу розділяються на селективних і неселективних [16,29].

Неселективні методи ізоляції - методи, що використовують матеріали, що утворюють водозольний екран незалежно від типу флюїда (нафта, газ, вода), що насичує колектор.

Найбільш поширеними реагентами при неселективній ізоляції є цементні розчини [30,31], що обумовлене низькою вартістю і доступністю початкових реагентів. Цементні розчини мають низьку проникливу здатність, що не дозволяє заповнювати низкопроникливе поровий простір, а також канали, тріщини, цалю розкритої [32,33]. Крім того, якісність ізоляції безпосередньо залежить від якості цементного розчину. У випадку якщо розчин має велику водоотдачу і усадку, то він втрачає проникливість в породи, а за рахунок зменшення в об'ємі можуть утворюватися фільтраційні канали [34].

Одним з перспективних напрямів неселективної ізоляції є застосування синтетичних смол [35,36,37]. Інтерес до цих реагентів обумовлений високою проникаючою здатністю в поровий простір, високими міцністними характеристиками ізоляційного матеріалу і регулюємою швидкістю затвердіння. Механізм затвердіння смол обумовлений альдольною конденсацією. При цьому в процесі утворення ізоляційного матеріалу поступово зростає його в'язкість і зменшується проникливість, після чого утворюється сітчастий матеріал. Широкого поширення набули фенолформальдегідні смоли ВР-1, ТС-10 і ТСД-9, затвердіння яких здійснюється за допомогою уротропіну [36,37].

Основним недоліком смол є відсутність вибіркової дії, що може привести до безповоротного зниження фільтраційних характеристик нафтенасичених продуктів в інтервалах [38].

Селективні методи ізоляції - це методи, засновані на застосуванні матеріалів, що збільшують більшою мірою фільтраційний опір у водонасиченій частині пласта [16,17]. Селективна дія хімічними реагентами ґрунтується на відмінності фільтраційних характеристик породи і фізико-хімічних властивостей рідини (нафти і води) пласта.

Ізоляція припливу води досягається за рахунок наступних механізмів:

1. облодження присвердловинної зони пласта;
2. осадження перенасичених розчинів твердих вуглеводнів;
3. гідрофобізація породи і утворення емульсій пласта;
4. взаємодія хімічних реагентів з водою пласта;
5. фізико-хімічне утворення суміші з'єднань з водою (зниження проникливості, коагуляція і т.д.) пласта.

Основною перевагою селективних технологій є те, що при їх використанні немає необхідності проведення додаткової перфорації в продуктивному інтервалі. У зв'язку з цим перевага при виробництві водоізоляційних робіт необхідно віддавати перевагу і методам селективної дії [16].

До селективних методів обмеження припливу відносяться технології із застосуванням гідролізованих полімеризованих матеріалів [39,40]. Ці реагенти чутливі до солей полівалентних металів і при контакті з водою пласта утворюють тампонуєчу масу. Таким чином, фільтраційний опір підвищується

тільки в інтервалі пласта, що обводнює. Їх застосовність обмежена мінералізацією пласта.

Існують способи обмеження водопритоку, засновані на закачуванні в пласт перенасичених розчинів твердих вуглеводнів [41] і високов'язкої нафті [42]. Суть технології полягає в закачуванні нагрітих розчинів вуглеводнів, які при попаданні в продуктивний пласт остигають, набувають в'язкості і утворюють водонепроникні пробки. Ці методи не знайшли широкого застосування у зв'язку з дефіцитністю початкових реагентів і низькою ефективною.

Для перерозподілу фільтраційних потоків в пласті застосовуються розчини різних біополімерів [43,44]. Біополімери в невеликих концентраціях значно підвищують в'язкість води, при цьому розчини стабільні в широкому діапазоні мінералізації і температур. Під дією ініціаторів структуроутворення (солей полівалентних металів) з водних розчинів біополімери утворюються високоміцні еластичні гелі. Наприклад, як водоізолюючий матеріал на родовищах Татарстану використовують ефіри целюлози. Їх основна перевага - поступовий набір в'язкості в умовах пластів, тобто при закачуванні в пласт ефір розбухає і створює високов'язку гелевидну масу, що перешкоджає фільтрації води [17]. Ця технологія істотно недолік - целюлоза схильна до біологічної деструкції з часом практично повністю розкладається.

Для перерозподілу фільтраційних потоків в неоднорідних за фільтраційними характеристиками пластах широко застосовуються водні розчини поліакриламід (ПАА) [45,46,47,48]. Як водоізоляційні матеріали розчини ПАА застосовуються спільно з різними зшиваючими агентами [49,50,51,52,53], серед яких найширше поширені ацетат хрому [54], хромокалієвий галат і хлорид алюмінію [60]. Селективність композицій на основі ПАА обумовлена виборчою сорбцією молекул полімеру у водонасиченій породі [55,56,57]. Також можливе застосування розчинів ПАА для зниження проникності промислових водонасичених інтервалів спільно з дисперсними частками гірської породи утворенням полімерних систем (ПДС) [58,59]. Основною відмінною особливістю ПДС від водних розчинів ПАА є підвищення чинника залишкового опору із збільшенням проникності інтервалу, що обводнює. Варто відмітити, що в процесі прокачування полімерних розчинів через нагріті агрегати і труби їх молекулярний ланцюжок може піддаватися механічній деструкції, що негативно позначається на їх в'язкості.

Для обмеження водопритоку широко застосовуються композиції АКОР, створені на основі алкоксиланов і алкоксисиланов [60,61,62,33]. Склади стійкі до високих температур і мають низьку в'язкість. В результаті контакту з мінералізованою водою пласта утворюється полімер з силосановими зв'язками. Основним недоліком кремнієорганічних з'єднань є підвищена чутливість до вуглеводнів, що у свою чергу значно ускладнює процес проведення водоізоляційних робіт. Крім того, композиції АКОР корозіоноактивні [63], а початкові компоненти дефіцитні і, як наслідок, мають високу вартість [64,65,30].

Як водоізолюючі реагенти використовуються залишкові продукти очищення світлофлоропродуктів - дисперсійні відходи спільно з розчинами хлориду кальцію [66]. При попаданні у водонасичений інтервал композиція утворює міцну еластичну масу, при попаданні в нефтенасичений інтервал - легкоразрушиму гелевидну суміш. Для підвищення еластичних властивостей еластичної маси з гірською породою до складу додають розчин нефтената кальцію.

Для обмеження водопритоку і вирівнювання фронту витіснення застосовуються зворотні водофазові емульсії, стабілізовані різноманітними емульгаторами [67]. При попаданні в ділянки пласта, що обводнюють, в результаті змішення з водою в'язкість емульсії зростає, при цьому зникає її висока проникність у воду. При цьому газова проникність у нафті залишається незмінною, що призводить до перерозподілу концентраційних потоків і сприяє завершенню до розробки ділянок пласта, що раніше не беруть участь у витісненні.

Для зниження проникності порослов, що обводнюють, можуть застосовуватися садкогелеобразуючі композиції, засновані на використанні сухокислотних композицій на основі сієніту концентрату соляної кислоти [68,69]. Механізм гелеутворення в цих розчинах відбувається реакцією полімеризації, що призводить до утворення мицел зеля і їх з'єднанню в агрегати. Основним недоліком цієї технології є висока корозійна активність складних речовин, прогнозування результату при обробці карбонатних колекторів зв'язуючи на взаємодію реагенту з гірською породою.

Для проведення ремонтних робіт нафтових свердловинах застосовуються супсензії з добавками різних ПАВ з регульованою в'язкістю, седиментаційною здатністю і швидкістю утворення цементного каменю [70]. При попаданні супсензії в інтервал, що обводнює, вуглеводнева складова заміщається водою, що призводить до освіти міцного, низькопроницаемого цементного каменю. При цьому в нафтонасичених зонах захоплення композиції не відбувається і тампочасний матеріал вимивається з пласта.

Обмеження водопритоку в свердловинах можливо за допомогою алюмосиликатів. Водоізоляційний матеріал утворюється за рахунок здатності оксидів кремнію і алюмінію прореагувати в кислотах у складові композиції, здатній до взаємної коагуляції з утворенням гелю [71]. Гелеутворення відбувається за рахунок агрегації з утворенням тривимірних полімерних сіток.

Як водоізоляційні матеріали застосовують різні полімери, що набрякають, і еластомери [72,34,73]. Принцип дії цих речовин заснований на їх здатності набрякати при взаємодії з водою пласта. В результаті збільшення розміру часток порівняно з діаметрами пір гумова крихта не виноситься і забезпечує ізоляцію високопроницаемых інтервалів, що обводнюють. Варто відмітити, що міра набрякання цих речовин сильно залежить від мінералізації вод пласта - чим нижче мінералізація, тим сильніше набрякає матеріал.

При ремонті горизонтальних свердловин широко застосовуються комбіновані технології, що включають обробку пласта різного виду водоізолюючими

агентами з наступним їх закріпленням. Так, наприклад, в технології, запропонованій інститутом "ТатНПГН" [29], як водоізоляційний матеріал застосовується зворотна водонефтяна емульсія, що має профобізуючі властивості. Емульсія є неньютонівською рідиною, що має структурну міцність і здатну знизити фазову проникність для води пір і тріщин в продуктивному пласті. Для залобігання винесення емульсії з пласта в певний інтервал встановлюється профільний перепад тиску. Таке поєднання технологічних рішень дозволяє значно підвищити утилітність робіт. Проте цьому методу обмеження також є свій власний недолік, пов'язаний з необхідністю точної усталовки перепадів тиску.

Одним з найбільш перспективних і технологічних методів проведення водоізоляційних робіт є застосування технології закачування в пластах сквадин на основі силікату натрію [29,74-80]. Склад на основі водного розчину силікату натрію (рідкого скла) стійкі при високому тиску і температурі, нетоксичні і не вимагають спеціальних технік для приготування.

Найширше поширені способи утворення водоізоляційних екранів з розчинів силікату натрію за рахунок випадання нерозчинних складів (внаслідок дифузії катіонів полівалентних металів, що містяться у воді пласта) [29] і за рахунок утворення золи полікремневої кислоти (при взаємодії з соляною кислотою) [75].

Вказані способи затвердіння не завжди ефективні у зв'язку неконтрольованим випадання осадку в привибійній зоні пласта і високою корозійною активністю щодо свердловинного устаткування. Крім того, штампований матеріал утворюється не з усього об'єму використаного реагенту, а тільки в зоні, що контактує з твердотілом. Таким чином, залишається актуальним питання розробки водоізоляційних матеріалів на основі силікату натрію, що пов'язано з необхідністю отримувати великому об'ємі початкової композиції.

Висновки до 1 глави

1. Виконаний аналіз особливостей геологічної будови і фільтраційних процесів в колекторах тріщин. Відмічено, що в більшості випадків запаси нафти зосереджені в блоках гірської породи.

Тоді як фільтрація флюїдів здійснюється в системах тріщин. На фільтраційні процеси значною мірою впливає співвідношення проникності тріщин і блоків гірської породи. При високих швидкостях фільтрації може відбуватися випереджуючий підйом рівня ВНК в системі тріщин порівняно з блоками гірської породи. Їх проникність змінюється з падінням ефективного тиску пласта. У зв'язку з цим, для збереження продуктивності свердловин необхідно мінімізувати депресію на пласті. Значна частина колекторів тріщин представлена низкопроницаемой матрицею гірської породи з вертикальними паралельними тріщинами. У таких умовах одним із способів підвищення

ефективності розробки колекторів тріщин може служити застосування протяжних горизонтальних свердловин.

2. Виконаний аналіз особливостей геологічної будови Промислово-нафтоносними на родовищі є поєднання тріщини вапняки артинського, саркамського башкирського ярусів. Основними об'єктами розробки є масивні литологічески і стратиграфічески екрановані пласти артинського ярусу. Потужність продуктивних відкладень досягає 200 м. Особливістю освоєння запасів в неводневої сировини є реалізація системи буріння свердловин горизонтальним профілем ствола. Аналіз фонду свердловин показав, що однією з важливих причин обводнення свердловин є наявність підстилаючої водоносної зони в свердловин.

3. Виконаний аналіз особливостей розробки колекторів тріщин горизонтальними свердловинами. Відзначається, що застосування горизонтальних свердловин дозволяє значно підвищити ефективність розробки родовищ нафти за рахунок зниження гідралічних опорів в продуктивній зоні і збільшення площі дренажу. Горизонтальні свердловини розробляють протяжну дію колектора, що значно підвищує віддачу розтину неоднорідного пласта фільтраційними характеристиками порід. У однорідних колекторах обводнення горизонтальних свердловин водою пласта відбувається за рахунок процесу "ребнеобразования" (підняття рівня ВНК до стовбу свердловини). За наявності систем високопроникних вертикальних тріщин випереджаючий процес води відбувається по них. Виявлення інтервалів обводнення ускладнене високою достовірністю фізичних досліджень, проводяться в горизонтальних стволах. Для підвищення ефективності експлуатації горизонтальних свердловин необхідно знизити тиск, що обмежує продукцію, а також для регулювання потоків флюїдів в пласті і присвердловинній зоні в процесі розробки нафтових родовищ необхідно проводити роботи по обмеженню водоприпливу.

4. Аналіз технологій і методів обмеження водоприпливу в горизонтальних свердловинах виявив, що визначальну роль при виборі методики проведення робіт грає конструкція горизонтального ствола свердловини і положення інтервалу обводнення. Найбільш універсальною є методика проведення робіт по обмеженню водоприпливу до горизонтальних свердловин з використанням "рідкого пакера" і низькопроникних водоізоляційних складів, що мають селективні характеристики.

5. Виконаний огляд живаних водоізоляційних матеріалів. Найбільш ефективним в умовах колекторів тріщин є застосування селективних методів обмеження водоприпливу, у тому числі технології на основі силікату натрію. Відзначається, що, зважаючи на широке застосування силікату натрію для водоізоляції, актуальною залишається проблема розробки водоізоляційних складів з можливістю отримувати гелі в усьому об'ємі початкової композиції.

6. Таким чином, на підставі вищевказаних аспектів, в роботі були поставлені наступні завдання:

- розробити водоізоляційний гелеутворюючий склад для умов колекторів тріщино-шпаристого типу;

- розробити технологію закачування та утворюючого водовідляційного складу в пласт і визначити сферу ефективного застосування.

Власов Микола Сергійович
Власов Микола Сергійович
Власов Микола Сергійович
Власов Микола Сергійович
Власов Микола Сергійович

2 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ

У цій главі описані методики проведення лабораторних експериментальних досліджень спрямованих на розроблення способу селективної водоізоляції в тріщинах з використанням гелеутворюючого водоізоляційного складу на основі силікату натрію об'ємним методом затвердіння. Результати проведених лабораторних досліджень детально описані в 3-му розділі.

2.1 Методика приготування водоізоляційної композиції

Як сировина для приготування водоізоляційного складу було вибрано скло натрієве порцеляноподібне ТУ 2165-08-05133190-2008, хромокалієві галун ГОСТ 4162-75, гліцерин ГОСТ 6209-75 і вода. Ці реагенти широко застосовуються в нафтовій промисловості і легкодоступні. Хромокалієві галун добре зарекомендував себе як зшиваючий агент водоізоляційних складів на основі акрилामіда [16]. Раніше з проведеним патентним опрацюванням, ці реагенти раніше спільно не застосовувалися як реагенти для проведення водоізоляційних робіт [14]. Відмітною особливістю пропонованого водоізоляційного складу є використання механічного об'ємного затвердіння, що дозволяє утворювати самозаживлювальний матеріал в усіх початковому об'ємі.

У лабораторних експериментах для приготування водоізоляційного складу застосовувалася дистильована вода з метою усунення впливу на технологічні характеристики і результати експериментів катионіонного складу розчинника (води), що проводилися.

Для приготування водоізоляційного складу завчасно готувалися водні розчини силікату натрію (20% мас.) і хромокалієвих квасцов (20% мас.). Скло натрієве порцеляноподібне розчинялося в гарячій воді (80 °С). Для приготування розчину хромокалієвих квасцов вода не підігрівалася. Гліцерин додавався в товарній формі без попереднього розбавлення. Для відбору точних значень мас силікату натрію, хромокалієвих квасцов і гліцерину використовувалися дозатори лабораторні ваги.

При приготуванні складу компоненти змішувалися в наступній послідовності: в розрахунковий об'єм води дозувався гліцерин, вироблялося інтенсивне перемішування протягом 1 хвилини, далі додавався розчин хромокалієвих квасцов, здійснювалося повторне перемішування для рівномірного розподілу зшиваючого агента. Розбавлений таким чином розчин хромокалієвих квасцов вводилася розрахункова кількість розчину натрієвого скла, вироблялося повторне перемішування розчину протягом 1 хвилини. Композиція готувалася в лабораторних склянках з кварцевого скла, перемішування вмісту проводилося за допомогою скляних паличок. Після закінчення перемішування тампональний матеріал вважався приготованим і в

експериментах за визначенням термінів гелеутворення починався відлік часу. Після приготування складу поверхня склянки герметично закривалася плівкою з поліпропілену, щоб уникнути випарування і зміни початкових концентрацій компонентів складу. Приготований гелеізольційний склад розбавлявся молочнокислою рідиною, до консистенції близьку до води, без запаху, часом здатну до гелеутворення.

2.2. Методика дослідження властивостей водоізольційної композиції

Визначальними властивостями для гелеутворюючих водоізольційних композицій є:

1. час гелеутворення - для успішного виконання робіт по обмеженню водопропусківу гель повинен набути міцності за період, достатній для закачування його в пласт, але не більше ніж 24 години (серія тривалість технологічного процесу після ремонту та освоєння свердловини).

2. статична міцність - параметр, що визначає здатність гелю протистояти натиску води;

3. статична напруга розриву - критерій міцності в'язкопластичних рідин, що визначає здатність гелю перешкоджати деформації і поводитися як твердий до моменту додатка певного навантаження.

Проведення лабораторних досліджень водоізольційних матеріалів необхідне для обґрунтування їх оптимальної рецептури для конкретних геологічних умов [23].

Визначення терміна гелеутворення Термін гелеутворення визначається при різних температурах для рецептур з різними концентраціями початкових хімічних реагентів. Після приготування гелеутворюючий склад поміщувався в термошкаф зі встановленою заздалегідь необхідною температурою, починався відлік часу до моменту гелеутворення для визначення моменту гелеутворення склянку з досліджуванним складом через 5 хвилин злегка похилили. Гель вважався таким, що утворився при незмінному положенні склянки відносно лабораторної склянки, що вміщує його, при нахилі останньої під кутом 45° до вертикалі [76,87,88]. У такому разі фіксувався момент часу та проміжок часу з моменту приготування і уставки складу до фіксації гелю, що утворився, при певному рівні терміна гелеутворення водоізольційної композиції. Контроль вмісту склянок при проведенні тестів на визначення термінів гелеутворення здійснювався кожні 5 хвилин протягом наступних 5 годин, якщо гель протягом цього часу не утворився, то далі контроль здійснювався не рідше, ніж раз в 20 хвилин. Якщо склад не перетворився на гель протягом 24 годин, то подальша витримка на цьому етапі не проводилася.

Визначення пластичної міцності Однією з визначальних характеристик тампонажного матеріалу являється його здатність протистояти натиску води в промитій зоні пласта, визначається його пластичною міцністю. Пластична міцність - це міцність структури гелю при пластично-в'язкому руйнуванні і

малих швидкостях зрушення, вимірювання за допомогою методу конічного пластометра, розробленого П. А. Ребиндером (рис. 2.1).

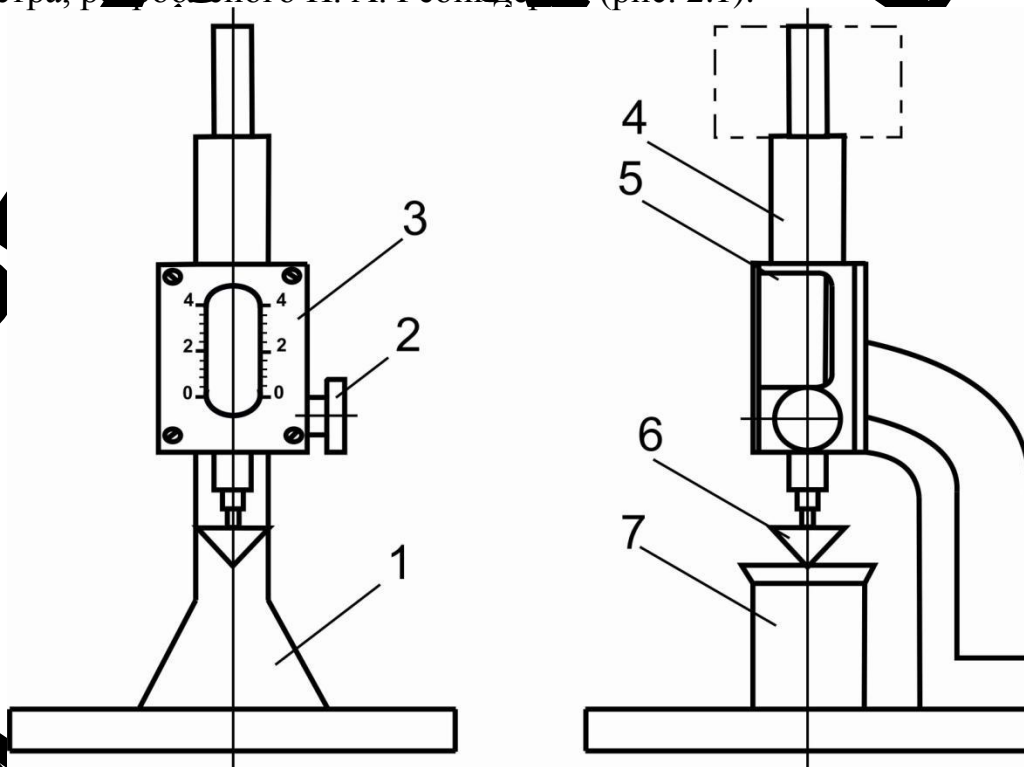


Рис. 2.1 - Схема конічного пластометра :

1 - станина; 2 - замок; 3 - вимірювальна шкала; 4 - стержень;
5 - вертикальна обойма; 6 - конус; 7 - лабораторна склянка з випробовуваним гелем.

Метод визначення пластичної міцності полягає в оцінці глибини занурення конуса (з кутом осевого перерізу конуса при вершині, 60°), що обважнює, з допомогою масою в досліджуваний матеріал під дією постійного навантаження. Для однієї рецептури експеримент проводився 3 разів, після чого обчислювалося середнє арифметичне значення. Визначення пластичної міцності проводилося через 1 години з моменту приготування водоізоляційного складу.

Визначення статичної в'язкості зрушення. Дослідження реологій проводилися з використанням приладу Rheotest RN4 компанії Messgerate Messgerate GmbH (рис. 2.2). Цей прилад може працювати в температурному діапазоні від -10 до $+120^\circ\text{C}$. Діапазон виміру в'язкості приладу змінюється від 10^{-3} до 10^9 мПа·с. У віскозиметрі реалізується система "Циліндр в циліндрі" : в зовнішній циліндр (статор) заливається досліджувана рідина, при обертанні внутрішнього циліндра (ротор).

Основним завданням дослідження реологій було вивчення закономірностей поведінки водоізоляційної композиції під дією деформуючих зусиль [89]. Перед проведенням дослідження проба гелю поміщалася в статор віскозиметра, після чого у водоізоляційну композицію опускався вимірювальний циліндр. Після цього система поміщалася в термостат із

заздалегідь встановленою температурою (20, 40, 60, 80, 100 °С) і підтримувалася протягом терміну її утворення.

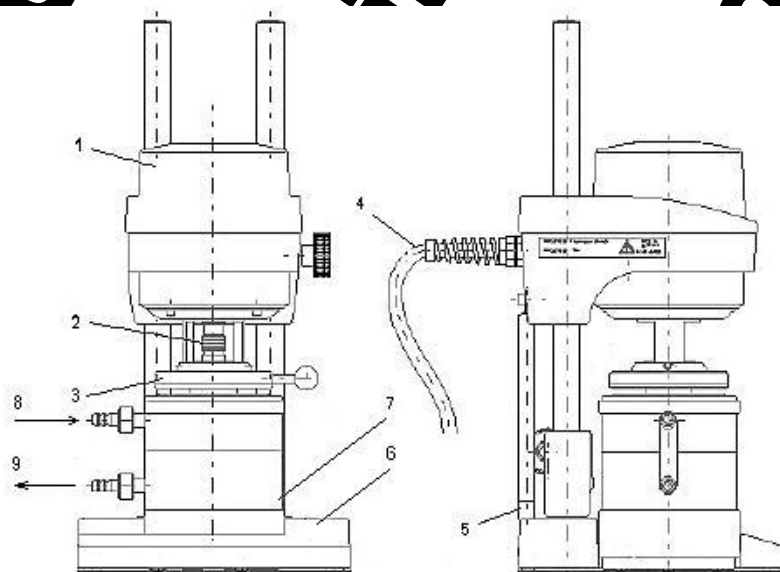


Рисунок 22 - Ротаційний віязиметр "Rheotest" Rn 4.

1 - провальний привід; 2 - швидкознімний з'єднання для ротора; 3 - з'єднувач вимірювального циліндра; 4 - сполучний кабель для підключення блоку управління; 5 - пружинний нажимний штифт; 6 - штатив; 7 - термоємність; 8 - місце входу рідини в термоємність для створення необхідної температури; 9 - місце відведення рідини з термоємності.

Гранична напруження зрушення визначають в режимі контролю швидкості зрушення (CR test). Суть досліджень полягала в отриманні залежності напруження зрушення від швидкості зрушення при поступовому збільшенні останнього параметра від 0 до 300 с⁻¹. При цьому фіксувалася напруження зрушення при якому починається руйнування структури з'єднання.

Висновки до 2 глави

Відповідно до основних вимог, що пред'являються до водоізоляційних склеїв, розроблена програма досліджень технічних характеристик та в'язкоеластичного матеріалу на основі силікату натрію та мокалієвих квасцов.

3 РОЗРОБКА ТА ОБГРУНТУВАННЯ ХІМІЧНИХ РЕАГЕНТІВ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ВОДОІЗОЛЯЦІЙНИХ РОБІТ

Розглядаючи достоїнства і недоліки існуючих технологій обмеження водоприпливу, описаних в 1 главі, можна сформулювати основні вимоги, що пред'являються до водоізоляційних матеріалів, :

- здатність більшою мірою знижувати проникність водонасичених інтервалів порівняно з надпонасиченими (селективність);
- технологічність виготовлення і закачування;
- доступність початкових реагентів для виготовлення композицій;
- низька початкова в'язкість, пластичність і висока прокачуваність як в дискретному, так і в поровому середовищі;
- здатність ефективно запечатувати високопроникні інтервали водоприпливу;
- повинні мати деструкційну здатність руйнувати водоізоляційний матеріал в тріщині пласта при необхідності;
- стійкість до термічного розкладання;
- утворення однорідної ізолюючої маси в повному об'ємі закачуваного тампонажного матеріалу;
- висока адгезія до породи колектора;
- відсутність усадів в процесі структуроутворення;
- стійкість до високих тисків і температур.

Одним з найбільш перспективних і технологічних методів проведення водоізоляційних робіт є застосування технології закачування в пласт скловидної основи силікату натрію (рідкого скла). Склади на основі водного розчину силікату натрію стійкі широкому діапазону тисків і температур, що дозволяє застосовувати їх в різних термобарических умовах [29].

Існує два основні механізми утворення водонепроникних екранів на основі силікату натрію. Перший ґрунтується на тому, що при закачуванні рідкого скла в водонасичений пласт відбувається коагуляція молекул силікату натрію внаслідок дифузії катіонів кальцію, магнію і утворюється нерозчинний осад, який закупорює високопроникні канали [29]. Другий метод заснований на затвердінні рідкого скла за допомогою кислоти: при взаємодії з соляною кислотою відбувається утворення золи полікремневої кислоти, що знижує фільтраційні параметри гірської породи [88].

Вищеперелічені способи обмеження водоприпливу на основі закачування рідкого скла мають ряд недоліків, в першу чергу пов'язаних з миттєвим неконтрольованим випаданням осаду в прилеглої зоні пласта і високою корозійною активністю по відношенню до скляголовинного устаткування [76]. У зв'язку з переліченими чинниками актуальна розробка низьковязких водоізоляційних композицій на основі силікату натрію з регульованим механізмом об'ємного затвердіння, застосування яких підвищить ефективність водоізоляційних робіт як в умовах систем тріщин, так і в неоднорідних низькопроникних теригенних колекторах.

3.1 Результати визначення міцності і часу гелеутворення водоізоляційного складу

Для успішного проведення водоізоляційних робіт необхідно застосовувати водоізоляційні склади з регульованою міцністю і терміном гелеутворення.

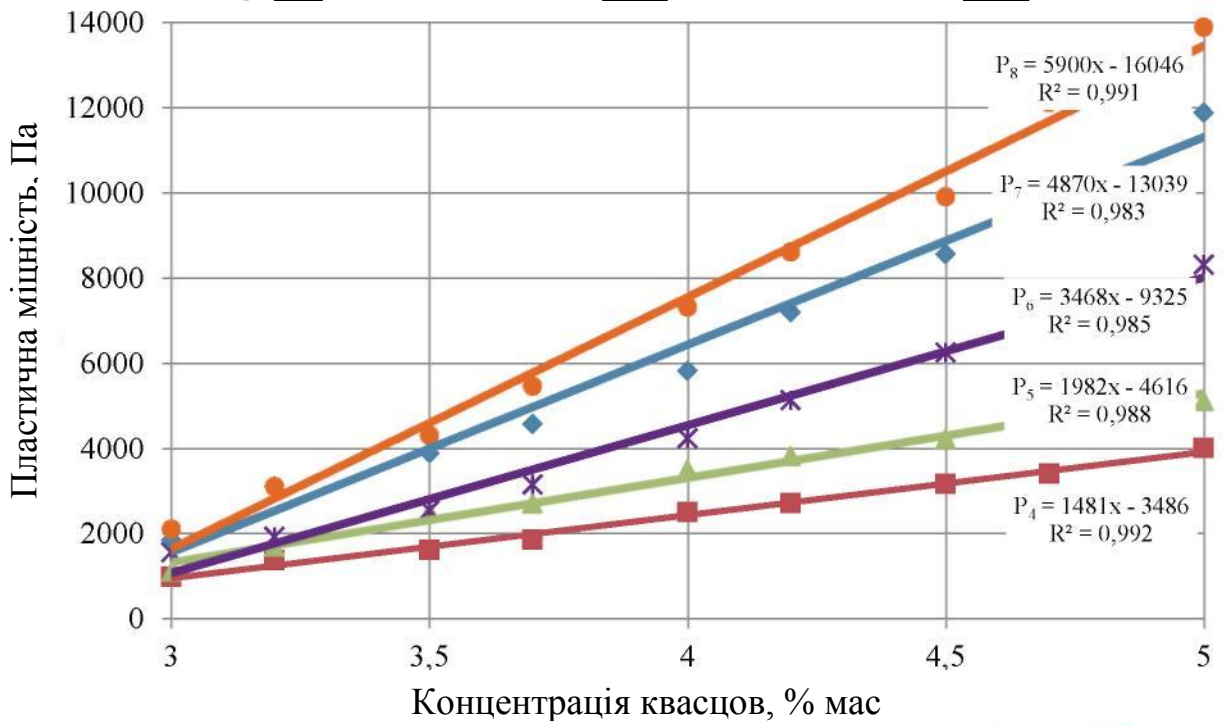
З метою виявлення закономірностей прочних характеристик і часу гелеутворення складу готувалися розчини з різною концентрацією силікату натрію і хромокалієвих квасцов. Результати досліджень по вибору оптимальних концентрацій представлені в табл. 3.1 і на рис. 3.1 - 3.2.

Таблиця 3.2. Результати визначення часу гелеутворення і пластичної міцності водоізоляційного складу від концентрації силікату натрію і хромокалієвих квасцов

Концентрація силікату натрію, мас	Концентрація хромокалієвих квасцов, % мас	Час гелеутворення, хв	Пластична міцність, Па
1	2	3	4
4	3	3	980
4	3,2	3	1380
4	3,5	32	1612
4	3,7	10	1860
4	4	3	202
4	4,2	1	2713
4	4,5	1	3170
4	4,7	1	3411
4	5	1	4015
5	3	380	1105
5	3,2	210	1700
5	3,5	90	2500
5	3,7	6	2709
5	4	45	3506
5	4,2	12	3817
5	4,5	1	4218
5	4,7	1	4763
5	5	1	5113
6	3	610	1560

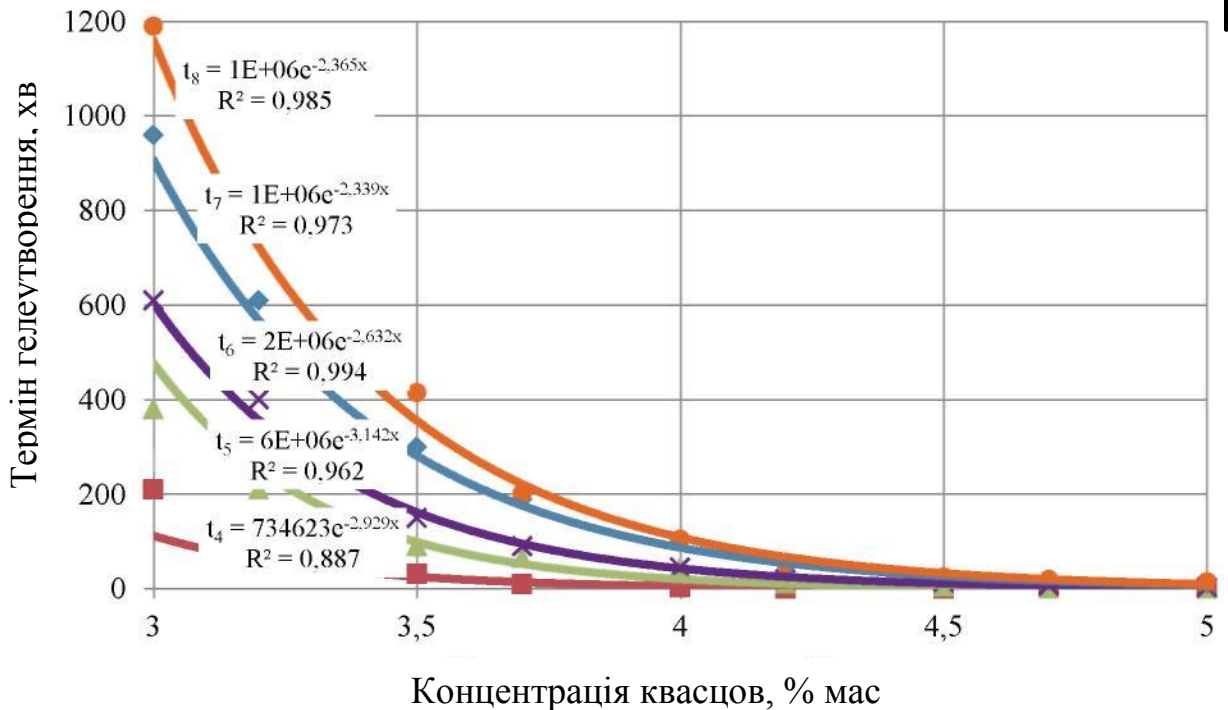
1	2	3	4
6	3,2	401	1926
6	3,5	150	2548
6	3,7	90	3150
6	4	45	4230
6	4,2	20	5128
6	4,5	9	6251
6	4,7	8	7128
6	5	8	8312
7	3	960	1800
7	3,2	610	2115
7	3,5	300	3891
7	3,7	190	4570
7	4	100	5820
7	4,2	30	7200
7	4,5	22	8560
7	4	18	10123
7	5	12	11876
8	3	1190	2105
8	3,2	812	3104
8	3,5	415	4300
8	3,7	201	5400
8	4	105	7315
8	4,2	55	9000
8	4,5	25	1009
8	4,7	20	12120
8	5	15	13890

В ході експериментів виявлено, що на технологічні характеристики гелю, що утворюється, значною мірою впливає як концентрація силікату натрію, так і хромокалієвих квасцов. Враховуючи концентрації реагентів, можна отримувати гелі з міцністю від 1000 до 14000 Па і терміном гелеутворення від 1 до 200 хвилин [97]. При цьому спостерігається зв'язність, що чим менше термін гелеутворення, тим більше міцність утворюваного гелю. Враховуючи цей факт, що оптимальним терміном затвердіння композицій при проведенні водоізоляційних робіт прийнято вважати від 60 до 720 хвилин, а також виходячи з прочностних характеристик гелів, що утворюються, для подальших досліджень були обрані композиції з концентрацією силікату натрію 7% мас. і хромокалієвих квасцов 3-4% мас.



Концентрація силікату натрію, % мас ■ 4 ▲ 5 ✕ 6 ◆ 7 ● 8

Рисунок 3.3 - Залежність міцності водоізоляційного складу залежно від концентрації силікату натрію і хромокалієвих квасцов



Концентрація силікату натрію, % мас ■ 4 ▲ 5 ✕ 6 ◆ 7 ● 8

Рисунок 3.4 - Залежність часу гелеутворення водоізоляційного складу від концентрації силікату натрію хромокалієвих квасцов

Для поліпшення технологічних характеристик і підвищення міцності утворюваного гелю до водоізоляційного складу додавався гліцерин. Результати дослідження міцності і часу гелеутворення складу від концентрації гліцерину представлені в таблиці 3.3 і на малюнках 3.5 - 3.6.

Таблиця 3.3 - Залежність часу гелеутворення і пластичної міцності водоізоляційного складу від концентрації гліцерину.

Конц-я епікрату натрію % мас	Конц-я хромокалі квасцов % мас	Конц-я гліцерину % мас	Тривалість гелеутворення мін	Пластична міцність Па
7	3	0	960	1850
7	3	1	890	2010
7	3	2	710	2147
7	3	3	620	2347
7	3	4	450	2576
7	3	5	390	2861
7	3,2	0	610	3115
7	3,2	1	490	3312
7	3,2	2	374	3815
7	3,2	3	276	3981
7	3,2	4	270	4117
7	3,2	5	237	4165
7	3,5	0	300	3891
7	3,5	1	240	4438
7	3,5	2	180	4984
7	3,5	3	160	5403
7	3,5	4	101	5812
7	3,5	5	85	6250
7	3,7	0	190	4570
7	3,7	1	130	5126
7	3,7	2	110	5650
7	3,7	3	80	6722
7	3,7	4	60	7512
7	3,7	5	55	9389
7	4	0	100	5820
7	4	1	80	6150
7	4	2	62	7115
7	4	3	50	8292
7	4	4	40	9750
7	4	5	28	11460

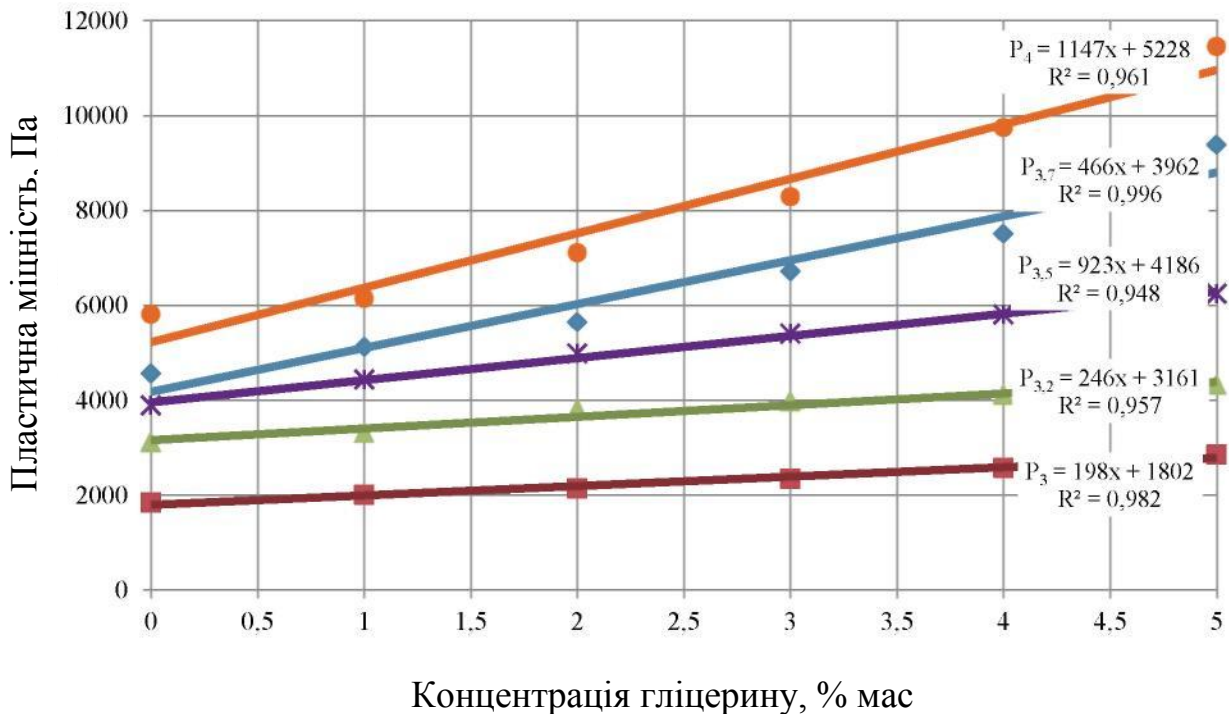


Рисунок 3.5 - Залежність міцності водоізоляційного складу від концентрації хромокалієвих квасців і гліцерину

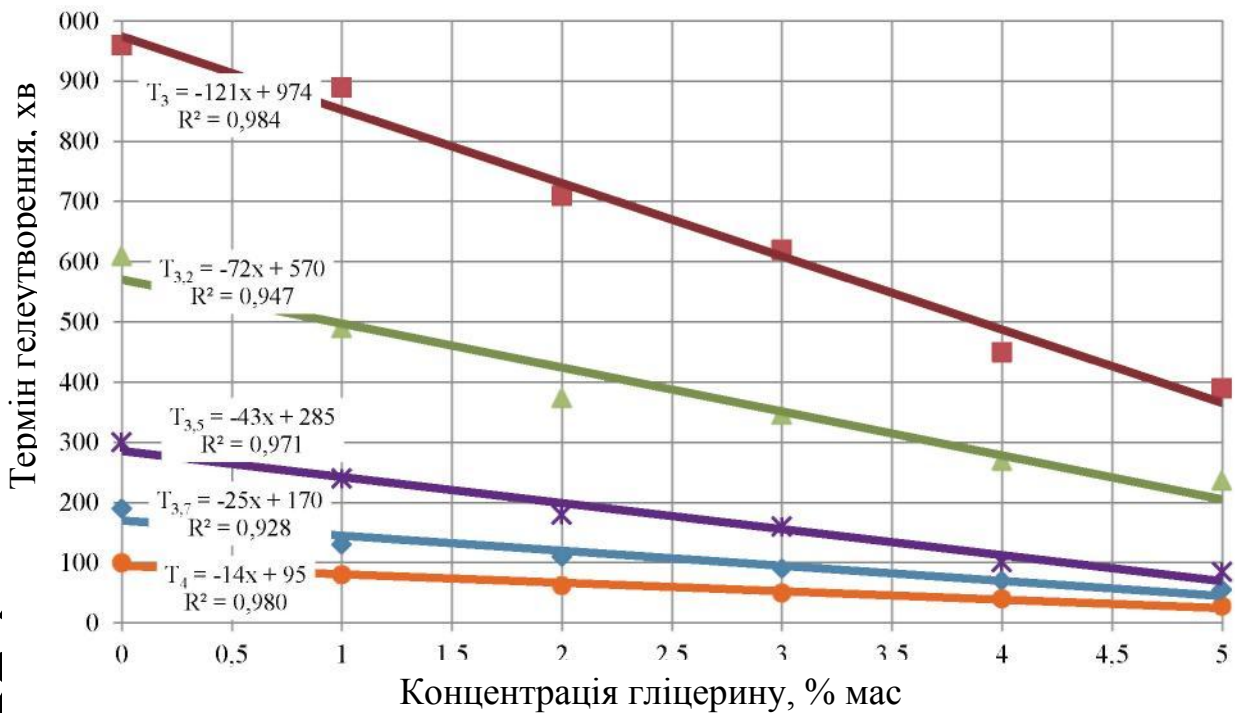


Рисунок 3.6 - Залежність часу гелеутворення водоізоляційного складу від концентрації хромокалієвих квасцов і гліцерину

Аналізуючи результати проведених досліджень можна зробити висновки, що додавання гліцерину дозволяє збільшити термін гелеутворення із збереженням міцності. Наприклад, композиція 7% мас. силікату натрію і 3,7% мас. хромокалійових квасцов має термін гелеутворення 190 хвилин і міцність 4570 Па. Схожі прочностні характеристики має композиція з 7% мас. силікату натрію і 3,5% мас при додаванні 2% мас. гліцерину, має міцність 4438 Па і термін гелеутворення 240 хвилин. На 20% продовжити час, чим у складу з близьким значенням міцності при додаванні гліцерину.

Важливий вплив на властивості водоізолюючих матеріалів чинить температура. Для оцінки впливу температури на технологічні характеристики композицій були проведені дослідження за визначенням міцності гелів і термінів гелеутворення залежно від концентрації гліцерину і в діапазоні від 20-100 °С. Цей температурний діапазон включає більшість нафтових родовищ. Результати досліджень для композиції з концентрацією силікату натрію 7% мас і хромокалійових квасцов 3,5% мас. представлені в таблиці 3.4 і на рисунках 3.7 - 3.8.

Таблиця 3.4 - Залежність часу гелеутворення і пластична міцність складу від концентрації гліцерину і температури.

Конц-я силікату натрію % мас	Конц-я хромокалійових квасцов	Конц-я гліцерину % мас	Температура, °С	Час гелеутворення мін	Пластична міцність Па
1	2	3	4	5	6
7	3,5	0	20	339	3891
7	3,5	0	40	280	3931
7	3,5	0	60	180	3931
7	3,5	0	80	138	4173
7	3,5	0	100	62	4438
7	3,5	1	20	180	3931
7	3,5	1	40	140	4438
7	3,5	1	60	105	4438
7	3,5	1	80	72	4728
7	3,5	1	100	44	5049
7	3,5	2	20	150	4438
7	3,5	2	40	125	5403
7	3,5	2	60	80	5796
7	3,5	2	80	55	6233
7	3,5	2	100	37	7271
7	3,5	3	20	123	5049
7	3,5	3	40	99	5680
7	3,5	3	60	69	6722
7	3,5	3	80	49	7271

1	2	3	4	5	6
7	3,5	3	100	34	8590
7	3,5	4	20	101	5403
7	3,5	4	40	85	6233
7	3,5	4	60	60	7889
7	3,5	4	80	42	9389
7	3,5	4	100	25	11360

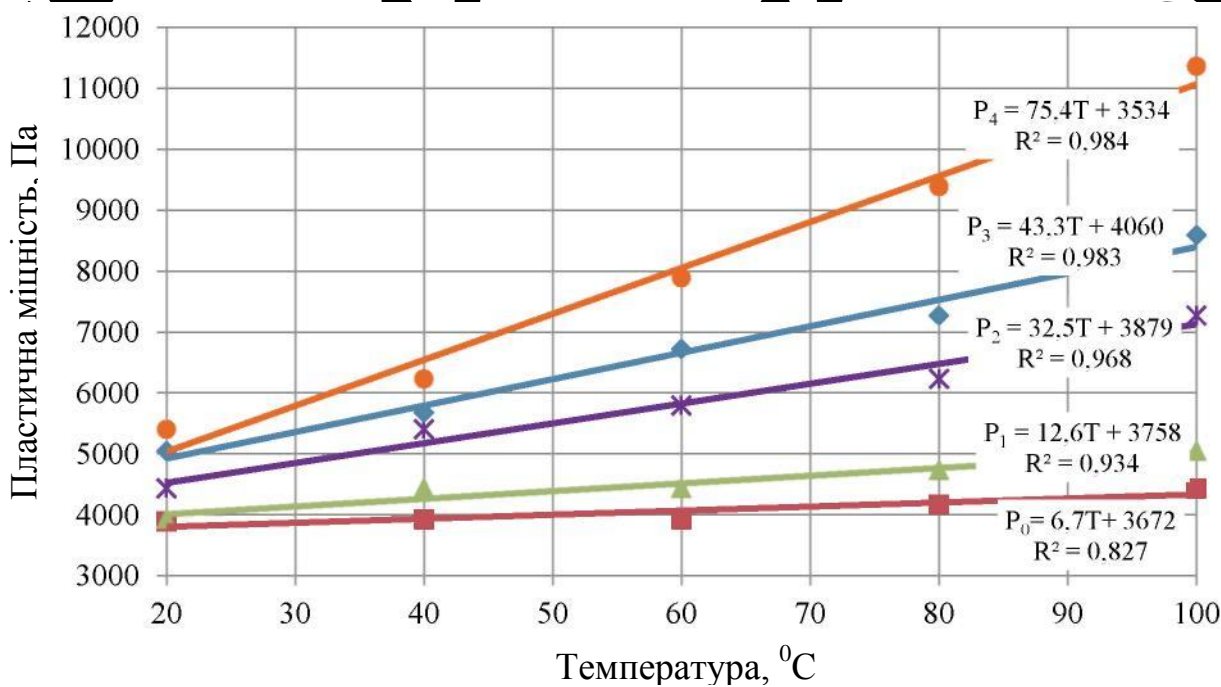


Рисунок - Залежність міцності водоізоляційного складу з концентрацією сілкату натрію 7% і термокалієвих квасцов концентрацією 3,5% мас. від концентрації гліцерину та температури

Температура чинить значний вплив на властивості водоізоляційного складу. З збільшенням температури гель утворюється швидше, при цьому міцність його також збільшується. По графіках 3.7 - 3.8 можна визначити оптимальне співвідношення хімічних реагентів залежно від температури пласта об'єкту, на якому планується проведення робіт по обмеженню водоприпливу.

При проведенні лабораторних досліджень по підбору оптимальних концентрацій водоізоляційного складу відмічено, що на характеристики гелів також впливає якість початкових реагентів. У зв'язку з цим, при приготуванні водоізоляційної композиції в промислових умовах

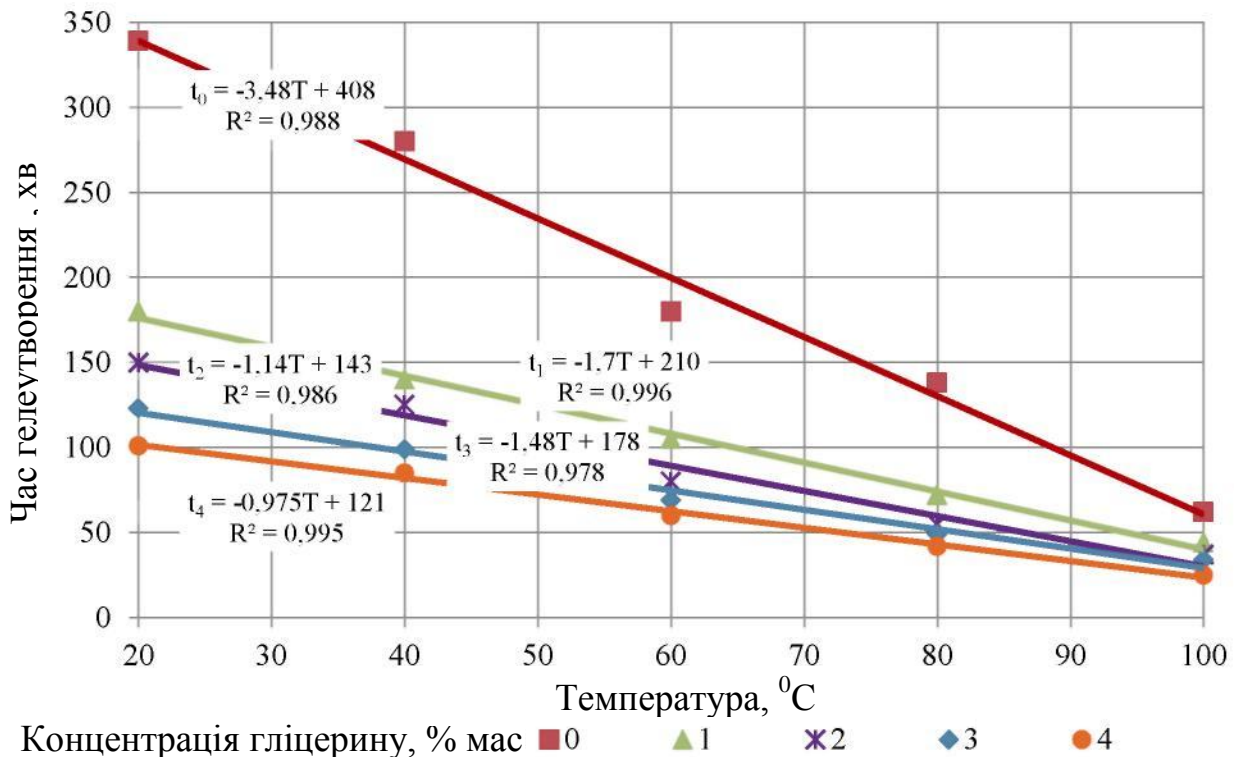


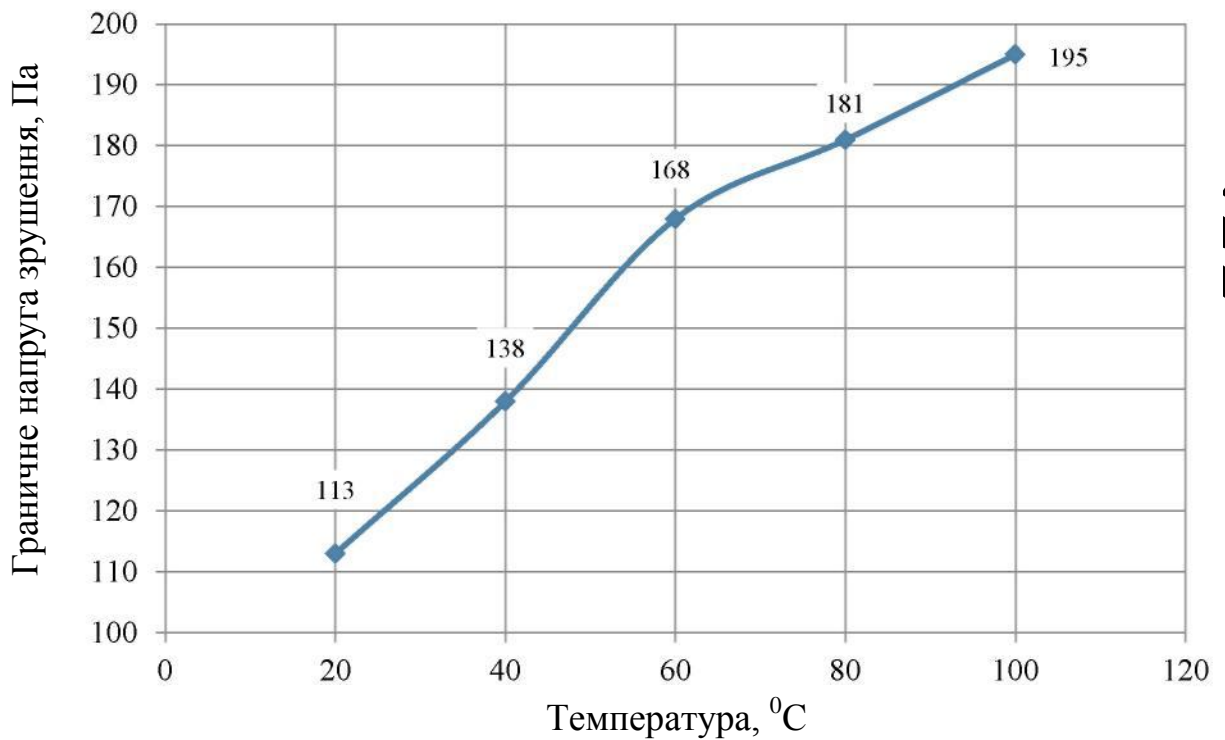
Рис. 3.8 - Залежність часу гелеутворення водоізоляційного складу з концентрацією силікату натрію 7% мас. і хромокалійних квасцов 3,5% мас. від концентрації гліцерину і температури

Рекомендується заздалегідь визначати міцність і час гелеутворення для композицій з кожної партії хімічних реагентів.

3.2 Результати досліджень реологічних композицій

Дослідження реологій проводилися для водоізоляційного складу, 7% силікату нафрїю, що містить, 3,5% хромокалійєвих квасцов і 3% гліцерину. Гранична напруга зрушення водоізоляційного матеріалу після закінчення періоду гелеутворення визначалася при температурах 40, 60, 80, 100 °C. Залежність напруги зрушення від температури представлена на рис. 3.9.

Встановлено, що із збільшенням температури зростає здатність створеного гелю перешкодити дії дотичного навантаження, що є позитивною характеристикою при проведенні водоізоляційних робіт в умовах високотемпературних викладів.



Рисун. 3.9 - Залежність напруги зрушення від температури

Таким чином, за результатами проведених досліджень реологій можна рекомендувати закачування розробленого складу при максимально можливих витратах (при проведенні робіт по обмеженню водопритоку), що дозволяє при використанні гідравлічних опору, пролонгувати індукційний період гелеутворення і тим самим добитися певної глибини проникнення водоізоляційного матеріалу в систему тріщин.

Висновки 3 глави

1. Для обмеження водопритоку в умовах колективів тріщиношпаристого складу розроблений і оптимізований склад на основі силікату натрію, індикатором гелеутворення якого виступає хромокалієві галун. Змінюючи концентрації реагентів можна отримувати гелі з міцністю від 7000 до 14000 Па і терміном гелеутворення від 10 до 1200 хвилин. Встановлені залежності технологічних параметрів водоізоляційного складу, яких можна оперативно визначити концентрацію реагентів залежно від конкретних геологічних умов.

2. Встановлено, що додавання гліцерину до водоізоляційного складу призводить до поліпшення його прочностних характеристик. Встановлений лінійний характер залежності часу гелеутворення і міцності від температури - із збільшенням температури гелі утворюється швидше, при цьому міцність гелю також збільшується.

4 ОБГРУНТУВАННЯ ТЕХНОЛОГІЇ СЕЛЕКТИВНОЇ ВОДОІЗОЛЯЦІЇ З ЗАСТОСУВАННЯМ ГЕЛЕУТВОРИЮЮЧОГО СКЛАДУ

При застосуванні розробленого водоізоляційного складу необхідно враховувати її особливості і доцільувати послідовність технологічних операцій при виконанні і приготуванні технологічних рішень. Приведені в цій главі рекомендації, розроблені на основі результатів лабораторних досліджень, а також аналізу і узагальнення вітчизняного і зарубіжного досвіду проведення робіт по обмеженню водопритоку. Рекомендації спрямовані на вибір оптимальної технологічної схеми дії на час зниження термінів проведення робіт і матеріальних витрат, підвищення якості, успішності і, в кінці кінцем, ефективності обробки.

4.1 Умови застосування розробленої технології селективного обмеження водопритоку

Технологія спрямована на зниження тієї, що обводнює добувні нафтові свердловини, заборона прориву вод пласта в добувні свердловини по системах тріщин, підвищення поточного і кінцевого значень коефіцієнта нафтовіддачі за рахунок зрівнювання фронту виділення нафти, регулювання обігріву пласта завдяки вивільненню і перерозподілу потоків.

Результатом впровадження технології:

- обмеження водопритоку вод пластів по системах тріщин;
- обмеження припливу закачуваних вод в добувні свердловини по високопроникливих зонах тріщин пласта;
- стабілізація або зниження тієї, що обводнює продукції навколишніх добувних свердловин, гідродинамічно пов'язаних нагнітальними свердловинами;
- залучення до розробки трудноизвлекаемых пластів нафти із зон зі зниженою проникністю;
- збільшення видобутку нафти по ділянках покладів і родовищах в цілому.

З метою ефективного застосування водоізоляційного складу в нових геолого-промислових умовах потрібне проведення адаптаційних досліджень з урахуванням геолого-фізичних умов родовища, складу закачуваної води і розподілу температур в зоні обробки. Геолого-фізичні критерії ефективного застосування технології представлені в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 - Геологічно-фізичні критерії застосування технології

№ п/п	Найменування критерію	Характеристика, величина
1	Тип колектора	Теригенний, карбонатний
2	Вид колектора	Тріщина, поровий для тріщини
3	Стадія розробки	Не регламентується
4	Система заводнювання	Не регламентується
5	Середня обводнює продукції, що добувається, по ділянці	20 ~ 98 %
6	Співвідношення проникності матриці і системи тріщин	> 1 Д
7	Глибина залягання пласта	До 3500 м
8	Температура пласта	20-100 ⁰ С

Якість проведених робіт оцінюють відповідно до стандарту приймання свердловин, даних на період проведення робіт по обмеженню водоприпливу в кожному конкретному регіоні.

Обґрунтування оптимальних об'ємів закачування водоізоляційної композиції

Для ефективного проведення ремонтних робіт, спрямованих на регулювання фільтраційних потоків, вимагається знання необхідної і достатньої кількості об'ємів закачування в пласт потокоотримуючих композицій. При нагнітанні в пласт менше від необхідного об'єму складу ефективність обробки може істотно знизитися [98].

Об'єм закачування водоізоляційного складу повинен забезпечувати освіту в пласті водоізоляційного екрану, який витримувати певні тиски, що виникають в процесі експлуатації і оброблення свердловини.

Мінімальний об'єм водоізоляційного складу для обмеження водоприпливу в колекторах тріщин обчислюється за формулою 4.2:

$$V_{MIN} \geq 1,1 \cdot \pi \cdot (R_3^2 - r_c^2) \cdot h \cdot \Gamma \cdot \delta \quad (4.1)$$

де V_{MIN} - мінімальний об'єм водоізоляційної композиції, необхідний для створення міцного водоізоляційного екрану; Γ - коефіцієнт запасу, що враховує втрати водоізоляційної композиції, $\Gamma = 3,1415$. - математична константа; R_3 - радіус створюваного екрану, м; r_c - радіус свердловини, м; h - протяжність ізоляційного екрану, що ізолюється, м; Γ - густина тріщин (число тріщин, віднесене до довжини нормалі, проведеної до поверхонь, що утворюють тріщини), 1/м; δ - розкрита (середній повздовжній розмір тріщини), м

Розрахунок оптимальних об'ємів водоізоляційної композиції

При розрахунку оптимальних об'ємів закачування водоізоляційної композиції враховувалися наступні дані:

- радіус свердловини - 0,2 м;
- тиск пресія на пласт в процесі експлуатації - 10 МПа;
- градієнт зрушення гелю - 5 МПа/м;
- протяжність інтервалу водоношення, що ізолюється, - 15 м;
- середня густина тріщин в інтервалі ізоляції - 37 м^{-1} ;
- середня розкриття тріщин в інтервалі ізоляції - 179 мкм.

Згідно з формулою 4.1 мінімальний радіус водоізоляційного екрану становить 2,2 м. Таким чином, згідно з формулою 4.2, мінімальний об'єм водоізоляційної композиції для створення надійного гідроізоляційного екрану складе 10 м^3 . З урахуванням максимальної продуктивності установки УІПК-РИГ (6 м³/год) і з урахуванням терміну гелеутворення композиції, що має найкращі селективні характеристики при 37 °С (100 хвилин), максимальний об'єм який можна захитати в об'ємний інтервал добуває 10 м^3 . Виходячи з алгоритму для надійного об'ємного водопріпливу об'єм водоізоляційної композиції повинен знаходитися в діапазоні: $10 \geq V_{\text{опт}} \geq 65 \text{ м}^3$.

Таким чином, при дотриманні вказаних вище умов буде забезпечено надійне обмеження водопріпливу. Чим більше водоізоляційної композиції у вказаному діапазоні буде закачено, тим продовжителіше буде ефект від ОВП. Варіювання об'єму у вказаному діапазоні також можливо при різних технологічних ускладненнях, приміром, низькій прийомистості в інтервалі об'єму.

4.3 Основні технологічні аспекти проведення робіт по обмеженню водопріпливу використанням складу

Технологія ОВП із застосуванням складу включає приготування в поверхневих умовах водного розчину компонентів складу, закачування його в зону ізоляції, витримку протягом необхідного часу для набуття міцності, закачування розчину лугу для відношення проникності нафти в визначених інтервалах і лугову свердловини в робочий об'єм.

Загальна організація робіт включає три взаємні етапи.

На першому етапі здійснюються гідромеханічні дослідження у свердловині, метою яких є отримання початкових даних для планування ізоляційних робіт.

На другому етапі виробляється раціональна схема нагнітання і необхідні концентрації реагентів, визначаються розміри ізоляційної перемички і необхідний об'єм тампонажної суміші, розраховуються технологічні параметри режиму нагнітання складу.

Третій етап включає усі види робіт, пов'язаних з приготуванням і закачуванням тампонажної суміші і лугову луку.

Основні техніко-технологічні аспекти застосування розробленої водоізольювальної композиції :

1. склад композиції більшою мірою знизить фільтраційні характеристики у водонасичених інтервалах тріщин;

2. закачуваний склад проникає, передусім, в найбільш проникні інтервали тріщин пласта, найчастіше вступу води, до є шляхами, у свердловині;

3. виключення окремих пропластків і пластів здійснюється закачуванням розчину складу в привибійну зону свердловини;

4. для попередження попадання складу в інтервали пласта, розташовані нижче оброблюваного інтервалу, їх ізолюють за допомогою в'яжучих складів, цукров або цементних мостів, для попередження попадання складу в інтервали пласта, розташовані вище оброблюваного інтервалу, використовуються пакери;

5. незалежно від призначення робіт, що проводиться, ствол свердловини і, передусім, інтервали і товщини мають бути ретельно відмиті від різних відкладок і продуктів корозії;

6. свердловина має бути заповнена водою з мінералізацією не більше ніж 20 г/л. При цьому не допускається різниця в швидкості вод в насосно-компресорних трубах і затрубному просторі, оскільки це може привести до викиду складу, що захитався при зриві і підйомі пакера і труб, змішенню його рідиною, що заповнює свердловину;

7. перед обробкою пластів необхідно проводити попередні роботи "продивлення" свердловини;

8. при встановленні часу гелуворення складу необхідно враховувати не лише температуру пласта, але і температуру рідини, що заповнює свердловину, температуру води, використовувану для приготування складу;

9. рецептура складу уточнюється для кожної нової партії силікату натрію і з'являючого агента в умовах очікуваних температур і тиску для конкретного пласта і прийнятої технології;

10. час початку затвердіння складу має бути не менше часу, необхідного для закачування його в зону ізоляції;

11. для інтервалів з високою проникністю тріщини і низьким тиском пласта час початку затвердіння складу має бути встановлений мінімальним, оскільки застосування складу в таких умовах складів з великим часом початку затвердіння може привести до фільтрації його і відходу на значну відстань глиб пласта;

12. при обробці пластів з низькою проникністю тріщини і з високим тиском пласта час початку затвердіння складу може бути встановлений з деяким запасом;

13. при виконанні робочих робіт проводиться тільки після здійснення усіх підготовчих робіт : спуску труб і пакера, посадки його, виклику циркуляції і так далі;

14. після підготування складу відбирається дві контрольні проби для визначення частоти рідіння, одна з яких берігатися при температурі довкілля, а інша при температурі, рівній температурі оброблюваного пласта;

15. як передоблямівка може використовуватися прісна вода;

16. як продавочної рідина використовується прісна вода;

17. після деструкція водоізоляційного складу опресовується водний розчин гідроксиду натрію (20 % маса).

При здійсненні технологічного процесу по підготуванню і закачуванню застосовується наступне устаткування:

- комплект устаткування для обв'язування арматури свердловини;

- передвижна установка УППР-РІР;

- насосний агрегат типу ЦА-320 (для визначення прийомистості свердловини до, в часі після закачування);

- кислотозовоз для завезення розчину кислоти;

- кислотний агрегат УНЦ- 600 - для закачування розчину кислоти;

- гідроманіпулятор для завантаження, завезення і розвантаження хімічних реагентів;

- автоцистерна для підвезення води.

Порядок проведення робіт по обмеженню водоприпливу використанням складу

Технологія проведення ремонтно-ізоляційних робіт в добувних нафтових свердловинах з використанням композиції нафтуна:

1. перед проведенням робіт на свердловині виконується комплекс промислових геофізичних досліджень (ПГД), за результатом якого визначають технічний стан експлуатаційної колони, відмітку поточного забою, профіль припливу і джерело обв'язування свердловини, на підставі яких вибирається технологічна схема проведення робіт;

2. до інтервалу з підвищеною прийомистістю піднімається черевик насосно-компресорних труб, виробляється опресовування свердловини на тиск, що перевищує на 20% перекачуваний тиск закачування водоізоляційного складу;

3. розраховується необхідний об'єм водоізоляційного складу;

4. перед закачуванням складу в привибійну зону пласта закачується облямівка прісної води або водного розчину трилону б; закачування облямівки буферної рідини дозволяє понизити концентрацію катіонів полівалентних металів у флюїдах, що насичують привибійну зону пласта, і, таким чином, запобігти неконтрольованому передчасному випаданню осаду при контакті води пласта і водоізоляційного складу;

5. здійснюється закачування водоізоляційного складу : для запобігання утворенню техногенних тріщин водоізоляційний склад продавлюється водою (мінералізація не більше ніж 20 г/л) з витратою, 80%, що не перевищує, від нормальної прийомистості свердловини, низька в'язкість

композиції (1-15 г/л) до моменту закінчення індукційного періоду гелеутворення, при легкому прокачуванні в пласт і створенню великого водоізоляційного скелету;

б. після продавки водоізоляційного складу в пласт здійснюється промивання ствола свердловини розчином прісної води і витримується технологічна пауза протягом 3-4 годин; після закінчення вказаного проміжку часу у свердловину прокачується емульсія 20 % водного розчину гідроксиду натрію об'ємом 0,1-0,2 м³ на 1 м товщини інтервалу зводнення для очищення ствола свердловини і відновлення проникності нефтонасичених зон, після чого здійснюється повторне промивання прісною водою ствола свердловини від розчину луку.

У разі, коли здійснюються закачування композиції в недостатньо живчені пласти, можливо аномальне сильне зниження прийомистості свердловини, при цьому можуть виникнути ситуації, в яких необхідно руйнувати гелю, що утворився в пластах трубах, на заборі і так далі

Оптимальним руйнівним агентом є 20% розчин кальцинової соди (гідроксиду натрію). Для руйнування гелю вимагається закачування початкового продукту в об'ємі, рівному об'єму гелю, який треба зруйнувати, і витримка в контакт з гелем протягом однієї доби. У разі, якщо ефект від руйнування недостатній для необхідного рівня відновлення фільтрації рідини, обробку повторюють. Після кожної обробки здійснюється промивання свердловини і продавка зруйнованого гелю углиб пласта шляхом закачування води.

Промивання свердловини може бути методом боротьби із закупоркою гелем труб і іншого надземного устаткування. В цьому випадку промивання повинне здійснюватися з винесенням зруйнованого гелю на поверхню. Гелю, що утилізував, відбирається в спеціальні ємкості і вивозиться на об'єкт для хімічних відходів.

4.5 Обмеження водопроницливості до горизонтальних свердловин з використанням складу і рідкого пакера

Найбільший практичний інтерес представляють технології обмеження водопроницливості в добувних горизонтальних свердловинах, що включають закачування в інтервал водоізоляційного складу, згодом, з попереднім зводненням ствола свердловини рідким пакером, тобто інертною високов'язкою технологічною рідиною, що перешкоджає проникненню водоізоляційного складу в необхідну частину пласта. Як рідкого пакера часто застосовують зворотні водонафтові емульсії різної в'язкості і щільності [16]. Основною технологічною гідністю вважається доступність, простота приготування і мінімальна дія на фільтраційні характеристики пласта. Технологічна особливість емульсійних складів - здатність їх до саморуйнування з часом. Технологічне проведення водоізоляційних робіт з використанням рідкого пакера і складу можна умовно розділити на три етапи.

Перший етап включає закачування рідкого пакера з накріпленням видаленої частини горизонтального стволу інтервалу ізоляції (рис. 4.6).

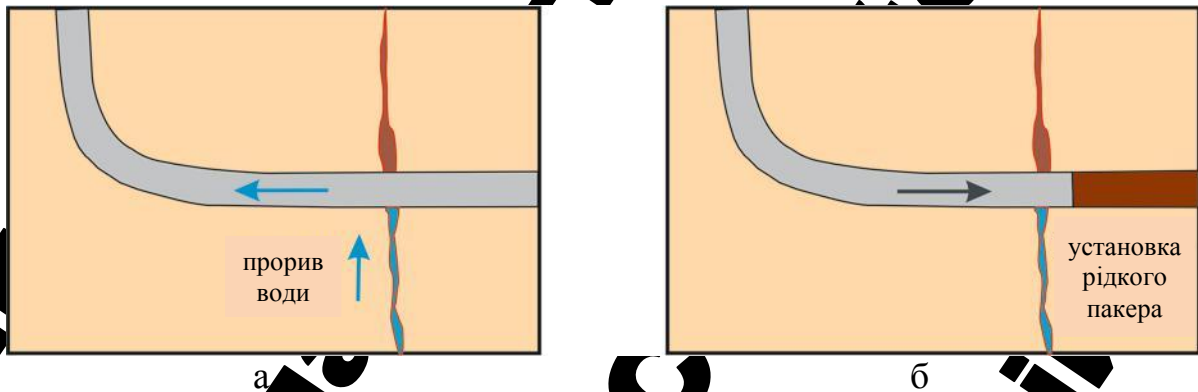


Рисунок 4.6 - Обводнення горизонтальної свердловини (а) і установка тимчасового (рідкого) пакера (б)

На другому етапі здійснюється закачування в інтервал тріщини розчину, що обводнює тріщину б і необхідного об'єму водоізоляційного складу. Після закачування витримується технологічна пауза для повного структуроутворення і зміцнення гелю (рис. 4.7).

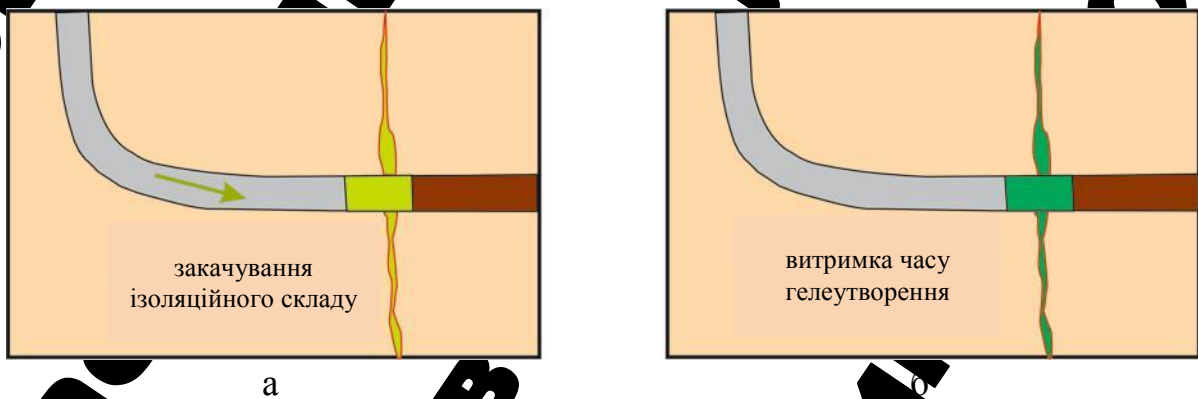
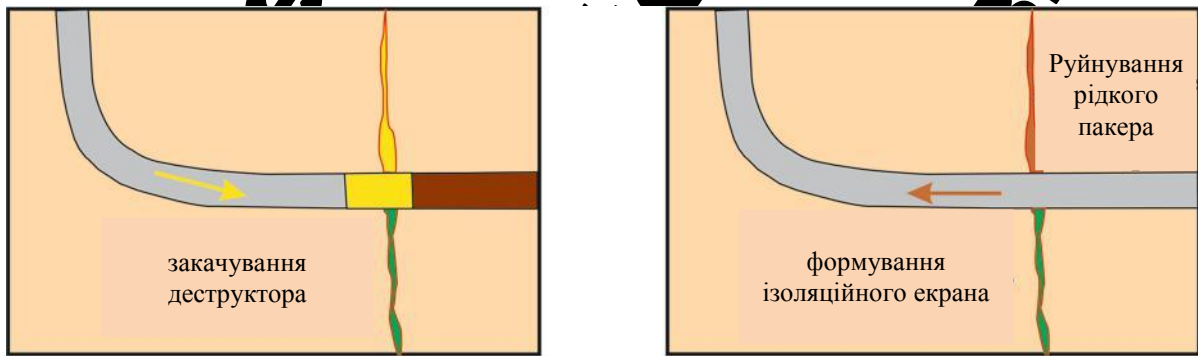


Рисунок 4.7 - Закачування водоізоляційного складу (а) з наступною витримкою технологічної паузи (б)

На третьому етапі здійснюється закачування деструкції для руйнування гелю в стволі свердловини (для запобігання утворенню "гідрозасувів") і гелю, що утворився в нафтонасичених інтервалах. Руйнування гелю в нафтонасичених пластах дозволяє значно підвищити селективність дії пропонованого методу (рис. 4.8). Після проведення закачування деструкції відбувається руйнування рідкого пакера, здійснюється освоєння і виведення свердловини на режим.



б

Рисунок 4.8 - Руйнування гелю в створі свердловини і в нафтоносних інтервалах (а) і освоєння свердловини (б)

Дотримання послідовності цих операцій дозволить забезпечити надійне обмеження водоприпливу без зниження видобутку нафти.

Висновки до 4 глави

Описаний процес проведення робіт по обмеженню водоприпливу з використанням розробленого водоізоляційного складу, що враховує його технологічні особливості.

2. Запропонована методика розрахунку об'єму закачування розробленого гелеутворюючого складу, заснована на необхідності створення водоізоляційного екрану, стійкого до перепадів тиску, що виникають в процесі експлуатації свердловин.

3. Розроблена технологія проведення водоізоляційних робіт з використанням складу з поперечним прокачуванням буферної облямівки водного розчину для запобігання випаданню нерозчинного осаду при контакті гелеутворюючого матеріалу з водоносним пласта.

5 ОХОРОНА ПРАЦІ

5.1 Загальні вимоги безпеки

5.1.1 До робіт по цементуванні опускаються працівники вахти УЦС, що знають і можуть виконувати роботи.

5.1.2 Перед виконанням робіт по заливці свердловин цементом майстер вахти по цементуванню повинен провести спеціальне навчання і цілковитий інструктаж на робочому місці з записом в журналі інструктажів під розписку.

5.1.3 Тампонажні матеріали, використовувані при бурінні свердловин, повинні мати відповідні сертифікати якості. Ефективності тампонажних матеріалів (в т.ч. цементно-бентонитових сумішей) і сформованого з них цементного каменю повинні відповідати вимогам стандартів. Порядок зберігання і терміни використання тампонажних матеріалів встановлюються заводом-виробником.

5.1.4 Створення і цементування обсадних колон проводиться по планах, розроблених буровою організацією і затвердженим в установленому порядку. До плану подаються початкові дані для розрахунку обсадних колон, використанні коефіцієнти запору міцності, результати розрахунку обсадних колон, проектування колон і її цементування, аналіз цементу, а також акти готовності свердловини і бурової установки до спуску цементування колон.

5.1.5 Перед підготовкою ствола свердловини до спуску колони має бути проведений комплекс розвівних електрометрій і інших досліджень, необхідних для детального планування процесу кріплення.

5.1.6 Застосування цементу без проведення попереднього лабораторного аналізу для умов майбутнього цементування колони забороняється.

5.1.7 Для збереження природної проникності пористих і пористо-тріщинуватих секторів продуктивних відкладень тампонажні розчини повинні мати мінімально можливу фільтрацію. Загальна мінералізація тампонажних розчинів має бути близька до мінералізації бурових розчинів, що застосовуються при розтині продуктивних горизонтів.

5.1.8 Розрахункова тривалість процесу цементування обсадної колони не повинна перевищувати 75% часу початку загустівання тампонажного розчину.

5.1.9 Вибір тампонажних матеріалів і розчинів на їх основі повинен здійснюватися з урахуванням наступних вимог:

- тампонажний матеріал і сформований з нього камінь повинні відповідати діапазону фізичних температур у свердловині по усьому інтервалу цементування;
- рецептура тампонажного розчину підбирається по динамічній температурі і температурним змінюваням в цементному інтервалі свердловини;
- щільність тампонажного розчину має бути, як правило, не нижче за щільність бурового розчину. Обмеженням верхньої межі щільності тампонажного розчину за інших рівних умов є недопущення розриву порід під дією гідродинамічного тиску в процесі цементування.

Цементний камінь за наявності в цементованому інтервалі пресивних середовищ має бути корозійностійким до цих середовищ.

5.1.10 Обсадні колони в межах інтервалу цементування повинні оснащуватися елементами технологічного оснащення, номер, структура і кількість яких визначаються проектом на будівництво свердловини та місця установки уточнюються на робочому плані настигк колони.

5.1.11 Напрями кондукторів цементуються до гирла. У частині стратиграфічного розрізу, що розлягає нижче, цементуванню підлягають:

• продуктивні горизонти, окрім запроектованих до експлуатації відкритим забоєм;

• продуктивні відкладення, що не підлягають експлуатації, у тому числі з непромисловими масами;

• виснажені горизонти;

• водоносі та проникні горизонти;

• горизонти вторинних (техногенних) скупчень нафти і газу;

• інтервали, складені пластичними породами, схильними до деформацій;

• інтервали, породи яких або продукти їх насичення здатні викликати прискорену корозію обсадних труб.

5.1.12 Цементирувальна установка до введення її в експлуатацію і далі з періодичністю, встановленою документацією виготівника, має бути опресована тиском, в 1,5 рази що перевищує максимальний робочий тиск при цементуванні свердловини.

5.1.13 Нагнітальні трубопроводи для цементування до початку процесу мають бути опресовані півторакратний окресований робочий тиск. Інструкції по цементуванню встановлюється документацією, розробленою гампонажною організацією і узгодженою з робочою організацією.

5.1.14 В інтересах забезпечення безпеки виробництва робіт на кріпленні свердловин агрегати необхідно встановлювати на заздалегідь підготовленому майданчику, при цьому повинні дотримуватися наступні відстані:

• від гирла свердловин до блок-маніфольдов, агрегатів - не менше 10 метрів;

• від блок-маніфольдов до агрегатів - не менше 5 метрів;

• між цементувальними агрегатами і цементозмішувальними машинами - не менше 1,5 метрів.

Кабіни пересувних агрегатів мають бути розташовані в протилежну від цементованої свердловини сторону.

5.1.15 Результати спуску обсадної колони і її цементування оформляються актом по встановленій формі і зберігаються в справі свердловини упродовж усього періоду її експлуатації, разом з ув'язненнями геофізичних оглядів про фактичний стан цементного каменю за обсадними колонами.

5.1.16 Процес по цементуванню свердловин характеризується підвищеною небезпекою для тих, хто працює із-за наявності великої кількості техніки, людей, високого тиску в комунікаціях і шуму від

спецтехніки, які захищають робітників вчасно уловлювати команди керівника. Крім того, усі роботи по цементуванню свердловин ведуться на великих швидкостях. Існуючі вимоги вимагають від усіх учасників процесу граничної уваги, обережності і дотримання правил безпеки.

5.1.17 Забороняється встановлювати агрегати і монтувати трубопроводи високого тиску під діючими лініями електропередач.

5.1.18 Технічний стан цементувального агрегату, ручного інструменту має бути перевірений на базі УЗД до виходу агрегату на бурову.

5.1.19 Освітленість робочого місця повинна відповідати вимогам санітарних норм і правил.

5.2 Вимоги безпеки перед початком роботи

5.2.1 До початку робіт по цементуванню свердловин необхідно визначити:

- глибину забою;
- проникність свердловини (при малій проникності - дренаж свердловини);
- стан експлуатаційної келони від гирла до забою (шляхом спуску шаблонів).

- справність підйомного механізму і заливальних агрегатів;
- наявність необхідних інструментів і матеріалу;
- точний вимір глибини, спущених у свердловину;
- кількість і тип цементирочних агрегатів залежно від глибини свердловини;

- кількість цементу і цементного розчину для заливки в один прийом.

5.2.2 Майданчик у свердловині, призначений для установки цементувального устаткування, необхідно звільнити від сторонніх предметів, замазученості тощо.

5.2.3 Якщо майданчик має колеса, під колеса агрегатів мають бути встановлені штори.

5.2.4 Цементувальні агрегати слід встановлювати за принциповою схемою установки устаткування.

5.2.5 В цілях безпеки обслуговування агрегатів, у разі можливості від'їзду якогось з них убік, у разі потреби, слід дотримуватися наступні відстані:

- від гирла свердловини до агрегатів не менше 10 м;
- між цементувальними агрегатами і машинами цементних насосів не менше 1 м.

5.2.6 Перед початком цементування необхідно провести пробне заповнення об'язування цементувальної голівки.

5.2.7 Перед опресовуванням нагнітальних трубопроводів необхідно перевірити справність запобіжного клапана насоса і манометра на агрегаті.

5.3 Вимоги безпеки під час роботи

5.3.1 Перед початком цементування керівник проекту повинен ознайомити усіх працівників:

- з характером і особливостями майбутніх робіт;
- з небезпечними моментами в процесі цементування;
- з метою розставлення агрегатів і устаткування при цементуванні;
- з розташуванням комунікацій для цементної розчину, глинистого розчину тощо;

• визначити місце і функції кожного працівника.

5.3.2 Нагнітальна лінія від цементувальних агрегатів і до свердловини має бути спресована на півторабратний робочий тиск. При спресовуванні нагнітальної лінії робітники мають бути видалені на безпечну відстань.

5.3.3 Для спостереження за процесом цементної заливки на гірло і в затрубному просторі свердловини мають бути встановлені спеціальні манометри. Перед прокачуванням цементного розчину у свердловину необхідно відновити циркуляцію. При спресовуванні об'єктування слід виконувати на малих швидкостях цементувальних агрегатів щоб уникнути ризику комунікацій від швидкого встановлення тиску.

5.3.4 У разі виявлення протічків в нагнітальному трубопроводі роботи по ній устаткування слід чинити після зниження тиску до атмосферного.

5.3.5 Місце знаходження керівника робіт має бути вибране так, щоб сигнали його були видні усім працівникам, які беруть участь в процесі цементування.

5.3.6 Вживана під час цементування сигналізація має бути відомою усім учасникам операції.

5.3.7 Добавку реагентів в ємність слід виробляти в захисних рукавах і гумових рукавицях.

5.3.8 При подачі кінця приймального шланга в ємність цементувального агрегату робітник має бути в захисних рукавах.

5.3.9 Забороняється виробляти цементування свердловини навіть незначні прояви нефтобазопроявлення.

5.3.10 Цементування свердловини повинне вироблятися у світлий час доби. При вимушеному цементуванні свердловини у нічний і темний час освітленість майданчика для встановки агрегатів має бути не менше 25 лк. Крім того, кожен цементувальний агрегат повинен мати індивідуальне освітлення.

Після закінчення цементної заливки свердловину заповнити рідиною відповідної питомої ваги виробляти повний підйом НКТ.

5.3.11 Герметичність експлуатаційної колони має бути перевірена до і після розбурювання цементного моста.

5.3.12 Розбурювати цементний міст слід пікоподібним долотом діаметром на 1/4 менше діаметру експлуатаційної колони.

5.3.13 Рідину, що залишилася в ємності цементувальних агрегатів, слід відкачати у вільну ємність. Зливати рідину біля свердловини і на дорозі забороняється.

5.3.14 Від'їзд цементувальних агрегатів і машин цементних мішувачів повинен вироблятися в порядку, встановленому керівником робіт.

5.4 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

5.4.1 Якщо в нагнітальному трубопроводі виникає тиск, очікуваний, що перевищить закачування цементного розчину слід зупинити агрегат на нижчій швидкості насосів агрегату.

5.4.2 У разі виникнення необхідності докредення з'єднань нагнітальної лінії в процесі цементування слід зупинити насоси агрегатів, що працюють рідину в трубопроводі, закрити кран на цементувальній голівці і понизити тиск в трубопроводі до атмосферного.

5.4.3 Якщо при цементуванні колона (чи напрям) починає відхилятися, необхідно негайно зупинити насоси агрегату і відкрити кран скидання тиску.

5.4.4 При необхідності термінового ремонту ходових деталей агрегатів або цементозмішувача, що обертаються або рухомих, усі валові місії, муфти зчеплення, а також коробки швидкостей слід вимкати. Пускати машину вхід можна тільки після сповіщення про закінчення ремонту з боку ведучого ремонт.

5.4.5 При виникненні пожежі бурова вахта організовує роботи по гасінню пожежі наявними засобами пожежогаасінні, згідно з "Табелем бойового розрахунку на свердловинах в випадок загорянь і пожежі".

5.4.6 Члени бурової вахти повинні уміти надати першу допомогу потерпілому при нещасливому випадку.

Для рятування життя людини і попередження ускладнень при нещасливих випадках, необхідно:

- прийняти заходи по негайному припиненню на потерпілого дії зовнішніх ушкоджувальних чинників або видалення потерпілого з зони, яка погрожує його життя;
- уникнути загрози для життя потерпілого проведення відновлення дихання і серцевої діяльності (штучне дихання і непрямий масаж), а також зупинку кровотечі;
- попередити ускладнення (перев'язка ран, іммобілізація кінцівки, знеболення, інша допомога);
- підтримувати життєдіяльність потерпілого до прибуття кваліфікованої допомоги і доставки потерпілого в лікарню;
- при встановленні ознак життя необхідно негайно приступити до живлення потерпілого.

При наданні медичної допомоги потерпілим при травмуванні, отруєнні і раптовому захворюванні необхідно керуватися інструкцією по наданню першої медичної допомоги потерпілим при нещасливих випадках.

5.5 Вимоги безпеки після закінчення роботи

5.5.1 Після закінчення процесу цементування необхідно закрити кран на цементувальній голівці і понизити тиск в колоні і обв'язуванні до

атмосферного, а при герметичній зворотній клапана колонну захищати під певним тиском.

5.5.2 Для попередження розриву сквадної колонни в результаті зростання тиску в ній в період очікування застудіння цементу необхідно стежити за свідченнями манометра на цементувальній голівці. При підвищенні тиску відкрити кран на цементувальній голівці і підбурити тиск до певної величини.

5.5.3 Після закінчення цементування середовини від'єднання нагнітальної лінії можна виробити тільки після закриття крану на голівці підбурювання тиску на агрегат шляхом відкриття крану на спусковій лінії.

5.5.4 Від'єднані від цементувальної голівки трубопроводи слід опустити на дно колоду бурової за допомогою допоміжної ланки.

5.5.5 Нагнітальні трубопроводи на платформі агрегату укладаються в гнізда і закріплюються спеціальними зачісками. При цьому щоб уникнути удару або прищипування пальців рук тримати рукою трубу необхідно на відстані не менш 10 см від гнізда.

5.5.6 Залишки технологічних рідин з мірників ЦА мають відкотити в місця, призначені для їх зберігання або перевезення.

5.5.7 Після проведення усіх завершальних робіт слід розглянути усі агрегати і інструменти, визначити, чи все укладено і чи правильно закріплено.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

1. Аналіз особливостей геологічної будови і фільтраційних процесів в нафтонасичених колекторах тріщинно-порових, що в більшості випадків запаси нафти зосереджені в блоках гірської породи, тоді як фільтрація флюїдів здійснюється по системах тріщин. На фільтраційні процеси значною мірою впливає співвідношення проникності тріщин і блоків гірської породи - при високих відкостях фільтрація може відбуватися випереджаючий підйом рілля ВНК в системі тріщин порівняно з блоками гірської породи, що призводить до випереджаючого прориву нафти.

2. Проаналізовані особливості розробки покладів нафти в порових тріщини вапняка. Аналіз фонду свердловин показав, що причиною обводнення свердловин є притоки підстилаючої водоносної свердловин.

3. Аналіз вживаних технологій і водоізоляційних матеріалів показав, що найбільш перспективним застосування селективних методів обмеження водоприпливу, у тому числі технологій на основі силікату натрію. Проте, незважаючи на широке застосування, більшість з них має ряд недоліків, пов'язаних перш за все, з місцевим неконтрольованим випаданням осаду в привибірній зоні пласта і високою корозійною активністю по відношенню до свердловинного устаткування. В зв'язку з цим залишається актуальною проблема розробки водоізоляційних складів з можливістю отримувати гелі з усього об'єму початкової порозиції.

4. Для обмеження водоприпливу в умовах колекторів білконо-шаристого типу розроблений гелеутворюючий склад на основі силікату натрію, ініціатором гелеутворення якого виступає хромокалієві галун. Варіюючи концентраціями реагентів, можна отримувати гелі з можливістю від 1000 до 14000 П. Часом гелеутворення становить до 1200 хвилин.

5. Розроблена технологія обмеження водоприпливу з використанням гелеутворюючого складу з попереднім прокачуванням буферної об'ємівки водного розчину.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: учебник для вузов / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
2. Гольф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / Т.Д. Гольф-Рахт. – М.: Недра, 1986. – 607 с.
3. Петухов А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа / А.В. Петухов. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2002. – 276 с.
4. Черницкий А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей мезозойского типа в трещиноватых коллекторах / А.В. Черницкий. – М.: ОАО «МНТК «Нефтеотдача», 2002. – 254 с.
5. Петухов А.В. Оперативная оценка трещиноватости коллекторов Тимано-Печорской провинции вероятностными статистическими методами / А.В. Петухов, М.Н. Ничипоренко, Р.В. Уршуляк // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 85–87.
6. Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs / R.A. Nelson – Houston, Texas: Gulf Publishing, 2001. – 320 p.
7. Райсс Л. Основы разработки трещиноватых коллекторов / Л. Райсс. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2010. – 118 с.
8. Садовский М.А. Деформирование геофизической среды и геофизический процесс / М.А. Садовский, Л.В. Болховитникова, В.Ф. Писаренко. – М.: Наука, 1977. – 135 с.
9. Уршуляк Р.В. Выявление дискретной блочности геологической среды в процессе разработки месторождений нефти и газа // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. – С. 2–7.
10. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений / Р.Р. Ибатуллин. – М.: ООО «ВНИИОЭНГ», 2011. – 54 с.
11. Батлер Р.М. Горизонтальные свердловины для добычи нефти, газа и битумов / Р.М. Батлер. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 544 с.
12. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Исследования горизонтальных свердловин / З.С. Алиев, В.В. Бондаренко. – М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РНД «Нефть и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 300 с.
13. Алиев З.С., Соловьев Б.Е., Рогачев С.А. Обоснование и выбор оптимальной конструкции горизонтальных газовых свердловин / З.С. Алиев, Б.Е. Соловьев, С.А. Рогачев. – М.: Издательство «Техника» ООО «ТУМА-УПП», 2001. – 96 с.
14. Борисов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными многозабойными свердловинами / Ю.П. Борисов, В.П. Пилатовский, В.В. Табаков. – М.: Недра, 1964. – 155 с.

15. Зозуля Г.П. Теория и практика выбора технологий и материалов для ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых свердловинах / Г.П. Зозуля, И.И. Клещев, И.Г. Гейхман и др. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. – 138 с.
16. Стрижнев К.В. Ремонтно-изоляционные работы в свердловинах / К.В. Стрижнев. – Иб.: Недра, 2010. – 209 с.
17. Сучков Б.М. Горизонтальные свердловины / Б.М. Сучков. – М.-Ижевск: НИИ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 424 с.
18. Джоши С.Д. Основы технологии горизонтальной свердловины / С.Д. Джоши. – Краснодар: «Советская Кубань», 2003. – 47 с.
19. Бравичева Т.Е. Компьютерное моделирование процесса разработки нефтяных месторождений: учебное пособие / Т.Б. Бравичева, К.А. Бурмачев, А.О. Палий. – Н. Новгород: «Вектор», 2007. – 352 с.
20. Рябоконт Л.А. Проблемы водоизоляционных работ в горизонтальных свердловинах и пути их решения / С.А. Рябоконт, Л.А. Скородиевская // ООО «КОНВИЛ-Сервис» – 2010. – Режим доступа: http://www.konvil-servis.ru/docs/problemy_vodoizolyacionnyh_rabot_v_gorizontalnyh_sverдловинах_i_puti_ih_resheniya.html (дата обращения: февраль 2014 г.)
21. Борхович С.Ю. Применение комплексных инновационных решений в технологиях ремонтно-изоляционных работ для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых остаточных запасов нефти / С.Ю. Борхович, А.Я. Волков, А.В. Колода и др. // Нефтепромышленное дело. – 2011. – № 10. – С. 30–34.
22. Пасынков А.Г. Эффективная изоляция в скважинах при разработке многопластовых месторождений / А.Г. Пасынков, Р.Р. Габдулов, Н.С. Волочков, П.И. Спивак // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 5. – С. 64–66.
23. Стрижнев В.А. Обобщение опыта проведения ремонтно-изоляционных работ в отдельных крупных месторождениях Западной Сибири / В.А. Стрижнев, О.А. Тяпов, В.Г. Уметбаев // Уфа: Скиф, 2013. – 27 с.
24. Стрижнев В.А. Анализ мирового опыта применения тампонажных материалов при ремонтно-изоляционных работах / В.А. Стрижнев, А.А. Корнилов, В.И. Николаев // Нефтепромышленное дело. – 2008. – № 4. – С. 28–30.
25. Уметбаев В.Г. Капитальный ремонт свердловин. Изоляционные работы / В.Г. Уметбаев, В.Ф. Борзляков, Н.С. Волочков. – Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 2000. – 424 с.
26. Сахань А.В. Внедрение новых технологий ГРИР в свердловинах ООО «РН Пурнефтегаз» / А.В. Сахань, А.Г. Михайлов, О.А. Тяпов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 2. – С. 46–47.
27. Борхович С.Ю. Применение комплексных инновационных решений в технологиях ремонтно-изоляционных работ для вовлечения в разработку трудноизвлекаемых остаточных запасов нефти / С.Ю. Борхович, А.Я. Волков, А.В. Колода и др. // Нефтепромышленное дело. – 2011. – № 10. – С. 30–34.

28. Ghedan S. The Zones and Effectiveness of Water Shut-Off Treatments under Variable Level of Gravity and Reservoir Heterogeneity in Carbonate Reservoirs / S. Ghedan, Y. Boloushi, M. Saleh // Paper SPE 131055. – 2000. – 9 p.

29. Демахин С.А. Селективные методы изоляции водопритока в нефтяные свердловины: учебное пособие / Демахин С.А., Демахин А.Г. – Саратов: Издательство ГосУНЦ «Коллежик», 2003. – 167 с.

30. Рябоконт С.А. Ограничение водопритока в свёрдловине с использованием состава АКОР / С.А. Рябоконт, Л.А. Скородиевская // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 1. – С. 120–124.

31. Уметбаев В.Г. Анализ эффективности технологий отключения верхних пластов Арланского месторождения / В.Г. Уметбаев, И.Г. Плотников, Р.М. Камалетдинова // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 4. – С. 76–79.

32. Кадыров Р.Р. Применение синтетических смол для ремонтно-изоляционных работ / Р. Кадыров, А.Х. Шапова, В.П. Архипов, О.Н. Кузнецова // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 1. – С. 70–72.

33. Свиридов В.С. Применение водоизолирующих материалов на промыслах Красноярского края / В.С. Свиридов, Л.А. Скородиевская, С.А. Рябоконт // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 2. – С. 62–64.

34. Курочкин Б.М. Технология проведения изоляционных работ с использованием водонабухающего полимера / Б.М. Курочкин, Р.С. Хисамов // Нефтяное хозяйство. – 2003. № 1. – С. 48-53.

35. Уметбаев В.Г. Проблемы в области технологий ремонтно-изоляционных работ, направления и результаты их исследования / В.Г. Уметбаев, В.Н. Павлычев, К.А. Прокшина и др. // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 11. – С. 32–34.

36. Уметбаев В.Г. Капитальный ремонт как средство экологического оздоровления фонда скважин / В.Г. Уметбаев, В.Ф. Мерзляков. – Сфа. Башнипинефть, 1999. – 24 с.

37. Блажевич В.А. Новые методы ограничения притока воды в нефтяные свердловины / В.А. Блажевич, Н.Н. Умрихина. М.: Недра, 1974. – 254 с.

38. Рогачев М.К. Борьба с осложнениями при добыче нефти / М.К. Рогачев, К.В. Скрижнев. – М.: ООО «Недрабизнесцентр», 2006. – 95 с.

39. Кондрашев А.О. Фильтрационные и реологические исследования водоизоляционных полимерных составов / А.О. Кондрашев, М.К. Рогачев, М.К. Кондрашева, С.Я. Селькенбаум // Электрический научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №6. – С. 27–34. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/author/KondrashevAO/KondrashevAO_1.pdf

40. Кондрашев А.О. Водоизоляционный полимерный состав для труднопроницаемых коллекторов / А.О. Кондрашев, М.К. Рогачев, О.Ф. Кондрашев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №4. – С. 63-65.

41. Блажевич В.А. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений / В.А. Блажевич, Н.Н. Умрихина, В.Г. Уметбаев. – М.: Недра, 1981. – 37с.

42. Кадыров Р.П. О применимости высоковязкой нефти для водоизоляционных работ в карбонатных коллекторах / Р.П. Кадыров, А.С. Жиркеев, Д.К. Хасанов // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 1. – С. 86–87.
43. Ибатуллин Р.Р. Биополимеры – полисахариды для увеличения нефтеотдачи пластов / Р.Р. Ибатуллин, Ф. Глумов, М.Р. Хусаметдинов, С.Г. Уваров // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 46-47.
44. Агзамов Ф.А. Применение биополимеров для изоляции пластов / Ф.А. Агзамов, Д.В. Морозов // Трестранный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2002. – № 1. – С. 1-4. Ссылка по адресу: http://www.nnt.ru/authors/Agzamov/Agzamov_1.pdf
45. Стрижнев К.В. Обоснование и разработка технологии полимерного завешивания в слоисто-неоднородном пласте для повышения эффективности извлечения запасов / К.В. Стрижнев, А.А. Роман, М.И. Кузьмин, Е.А. Плещинцева // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 34-37.
46. Duryagin V. The use of viscoelastic formulations for alignment profile pick in the oil field of Noyabrsk region / V. Duryagin, M.K. Bogachev, P.D. Gladkov // Book of abstracts «IX International youth oil and gas forum». Kazakh National Technical University named after M. Satpayev. – Almaty, 2012. p. 26-27.
47. Дурягин В.Н. Обоснование потокоотклоняющих технологий повышения нефтеотдачи пластов месторождений Ноябрьского региона / В.Н. Дурягин // Сборник тезисов «Правительство Санкт-Петербурга, Комитет по науке и высшей школе. – Санкт-Петербург, 2012 г. – С. 1-3.
48. Дурягин В.Н. Обоснование потокоотклоняющих технологий повышения нефтеотдачи пластов с использованием вязкоупругих составов // Международной заочной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2012». УГНТУ. – Уфа, 2012. – С. 60-62.
49. Насибуллин И.М. Ограничение водопритока на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти с помощью новых изоляционных составов / И.М. Насибуллин, Н.А. Мисолина, Б.А. Баймухаметьдинов и др. // Нефтепромышленное дело. – 2010. – № 1. – С. 38–41.
50. Давыдов Б.С. Опыт обработки нагнетательной свердловины гелеобразующим составом / Б.С. Давыдов, В.П. Толстов, В.В. Давыдов // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 2. – С. 75–77.
51. Соркин А.Я. Особенности проведения работ по ограничению водопритоков в свердловинах Самотлорского месторождения / А.Я. Соркин, В.Е. Ступченко, Е.А. Горобец // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 60–62.
52. Усов С.В. Выравнивание профиля проницаемости в нагнетательных скважинах с ограничением водопритоков в добывающих свердловинах гелеобразующими составами / С.В. Усов, А.И. Гень, С.А. Рябоконт // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 7. – С. 41–43.
53. Гаффаров Ш.К. Анализ эффективности циклической закачки сшитых полимерных систем на участке Бурейкинского месторождения / Ш.К. Гаффаров, Р.Х. Белимов, В.Н. Абрамов, И.Л. Манахова, А.С. Султанов, И.З. Маннапов // Нефтегазовое дело. – 2004. – № 7. – С. 20-22.

54. Магзянов И.Р. Реализация нового подхода к размещению гелевых составов в обводненных высокопроницаемых изолированных пластах / И.Р. Магзянов, Т.А. Исмаилов, С.В. Захаров // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 6. – С. 25–27.

55. Булгаков Р.Т. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные свердловины / Р.Т. Булгаков, А.Ш. Газизов, Р.Г. Габдуллин, П.Ю. Юсупов. – М.: Недра, 1976. – 175 с.

56. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах / А.Ш. Газизов, А.А. Газизов. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 285 с.

57. Петров Н.А. Ограничение притока воды в свердловинах / Н.А. Петров, А.В. Кореняко, Ф.Н. Янгиров, А.И. Ефименко. – СПб.: ООО «Недра», 2005. – 130 с.

58. Газизов А.Ш. Научно-технические основы создания энергосберегающих технологий для наращивания ресурсной углеводородной базы нефтеотдачи пластов / А.Ш. Газизов, А.А. Газизов, А.И. Никифоров, Г.А. Никифоров, Р.Х. Муслимов, Р.Х. Бехеров // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 4. – С. 10–21.

44. Агзамов Ф.А. Применение биополимеров для водонепроницаемости пластов / Ф.А. Агзамов, Д.В. Морозов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2002. – №1. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Agzamov/Agzamov_1.pdf

59. Гафаров Ш.А. Экспериментально-лабораторное обоснование и оценка результатов закачки «ПДС+ПАВ» в трещино-кавернозно-трещинно-кавернозные пласты Башкирского месторождения АНК «Башнефть» / Ш.А. Гафаров // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2005. – №21. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/Gafarov/gafarov_4.pdf.

С.Газизов А.Ш. Результаты исследования физико-химических свойств некоторых кремнийорганических соединений применительно к изоляции закачиваемых вод / А.Ш. Газизов // Труды ГатНИПИнефть. – 1998. – № 4. – 89–93.

61. Лемешко Н.Н. Применение технологий ремонта изоляционных работ на месторождениях ОАО «РИТЭК» / Н.Н. Лемешко, А.А. Харланов, Н.М. Симановская // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 60–63.

60. Куликов А.Н. Обобщение результатов и исследование критериев применимости технологии селективной изоляции водопритокров с использованием кремнийорганических соединений / А.Н. Куликов, А.Г. Телин, Т.А. Исмаилова и др. // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 4. – С. 42–44.

63. Латыпов Р.Ф. Результаты использования эфиров ортокремниевых кислот при ограничении водопритока в свердловинах / Р.Ф. Латыпов, Ф.Н. Маннанов, Р.Р. Кадыров // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 84–86.

64. Комиссаров А.И. Применение силикатных составов для ограничения водопитокров из глубокозалегющих пластов / А.И. Комиссаров, К.Ю. Газиев // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 8. – С. 13–15.

65. Маляренко А.В. Опытные-промышленные испытания селективных водоизолирующих реагентов на основе кремнийорганических соединений / А.В. Маляренко, Ю.В. Зинцов, А.С. Шапарин // Нефтяное хозяйство. – 1981. – № 1. – С. 35–38.

66. Мехтиев У.Ш. Новый технологический процесс изоляции воды в нефтяных свердловинах / У.Ш. Мехтиев, Ш.П. Кязымов, И.О. Эфендиев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 6. – С. 71–73.

67. Маляренко Л.Т. Селективное ограничение водопритоков обратными водонефтяными эмульсиями на основе материала «Полисил-ДФ» / Л.Т. Маляренко, В.А. Котельников, В.В. Иванов, И.Н. Шапарин, С.М. Путилов, И.М. Салимов, А.С. Султанов, Р.В. Рафиков // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 1. – С. 68–70.

68. Якименко Г.Х. Применение гелеобразующей технологии на основе кислотных растворов алумосиликатов / Г.Х. Якименко, А.А. Альварес, Ю.Н. Шафаров и др. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 1. – С. 65–67.

69. Рогачев М.К. Обоснование применения в карбонатных коллекторах потокоотклоняющих технологий на основе кислотных гелеобразующих составов / М.К. Рогачев, Н.С. Ленченко, Д.А. Петров, Л.Е. Черненко, Х.И. Акчурин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 8. – С. 129–131.

70. Хисметов Т.В. Ремонто-изоляционные работы в нефтяных свердловинах с использованием теплонажных растворов на углеводородной основе / Т.В. Хисметов, А.М. Гернштейн, М.А. Сидоров и др. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 50–53.

71. Котенев Ю.А. Технология ограничения водопритоков на основе алумосиликата и математическое моделирование ее применения в селективных пластах / Ю.А. Котенев, В.Е. Андреев, С.А. Блинов, Ю.М. Федоров, П.М. Зоборин, Р. Скларов, О.З. Исмаилов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 4. – С. 6–10.

72. Кадыров Р.Р. Ограничение водопритока в трещиноватых карбонатных коллекторах с использованием водонабухающих гелеобразователей / Р.Р. Кадыров, А.И. Патлай, Д.К. Хасанов, Т.А. Байбурдов, Л.Л. Ступенькова // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 70–72.

73. Уметбаев В.Г. Капитальный ремонт на поздней стадии разработки месторождений / В.Г. Уметбаев, В.А. Стрижнев // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 4. – С. 74–75.

74. Дурягин В.Н. Разработка неорганического водоизоляционного состава на основе силиката натрия для низкопроницаемых неоднородных коллекторов / В.Н. Дурягин, К.В. Стрижнев // Экономический научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – №1. – С.14–29. – Режим доступа: http://ogbus.ru/authors/DuryaginVN/DuryaginVN_1.pdf

75. Старковский А.В. Эффективность применения силикатного геля для повышения нефтеотдачи пластов / А.В. Старковский, Т.С. Рогова // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 42–44.

76. С.Никитин А.Н. Гелеобразующий состав на основе силиката натрия для ограничения водопритока в сложноперегородочных трещинных коллекторах /

М.Н. Никитин, А.В. Петунов // «Нефтегазовое дело», 2011. – № 1 – 143–154. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/NikitinMN/NikitinMN_1.pdf.

77. Дурягин В.Н. Экспериментальные исследования селективности воздействия неорганического водоизоляционного состава / В.Н. Дурягин // Сборник научных трудов Международного форума-конкурса молодых ученых «Проблемы гидропользования». Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». – Санкт-Петербург, 2013 г. – С. 56.

78. Дурягин В.Н. Борьба с межвременным обводнением свердловин / В.Н. Дурягин, П.Л. Ефимов // Материалы региональной научно-практической конференции «Научная сессия ученых. Часть I (АГНИ)». Альметьевский государственный нефтяной институт. – Альметьевск, 2013. – С. 130-133.

79. Дурягин В.Н. Разработка технологии внутрипластовой водоизоляции с применением неорганического тампонажного материала на основе силиката натрия / Дурягин В.Н., П.Л. Ефимов // Сборник трудов Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле-2014». УГНТУ – Уфа, 2014. – С. 86-91.

80. Duryagin V.N. Development of water shut-off composition based on sodium silicate for low-permeable heterogeneous reservoirs / V.N. Duryagin, P.L. Efimov // Scientific Reports on Resource Issues. TU Bergakademie Freiberg, 2014. p. 11-16.

81. Duryagin V.N. Evaluation of the effectiveness of viscoelastic compositions based on laboratory studies // Book of abstracts IX International youth oil and gas forum". Almaty, 2013. p. 74-75.

82. Дурягин В.Н. Технологические исследования вязкоупругих составов и оценка эффективности их применения в условиях меловых отложений Западной Сибири / Дурягин В.Н., К.В. Стрижнев // Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения академика В.А. Обручева и 130-летию академика М.А. Усова, основателей Сибири горно-геологической школы. Том I. Томский политехнический университет – Томск, 2013. – С. 724–727.

83. Дурягин В.Н. Экспериментальные исследования вязкоупругих составов и оценка эффективности их применения в условиях нефтяных месторождений Ноябрьского региона / Дурягин В.Н. // Материалы XIV Международной молодежной научной конференции «Северстотех-2013» Часть II. Ухтинский государственный технический университет – Ухта, 2013. – С. 256–260.

85. Накамото К. ИК-спектры и спектры КР неорганических соединений: перевод с английского / К. Накамото – М.: Мир, 1991. – 536 с.

86. Scott E. Feasibility of Mechanisms of Chromium (III) Sorption on Silica. 2. Effect of Reaction Conditions / Scott E. Fendorf, Gerald L. Sparks // Environ. Sci. Technol. 1994. – Vol. 28. – No. 2. – p. 290-297.

87. Кан Ю.А. Гидрогели из растворов силиката натрия / В.А. Кан, Ю.А. Поддубный, И.В. Сидоров и др. // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 10. – С. 44–46.

88. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами / Л.Е. Ленченкова // ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – 394 с.

89. Рогачев Ш.К. Реология нефти и нефтепродуктов. Ш.К. Рогачев, Н.К. Кондрашова – Уфа: Издательство Уфимского УГУ, 2000. – 89 с.

90. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматулинов, А.И. Ширковский. М.: Недра, 1982. – 311 с.

91. ГОСТ 39-195-86 Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. М.: Издательство стандартов, 1986. – 18 с.

92. ГОСТ 39-235-99 Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. М.: Издательство стандартов, 1999. – 35 с.

93. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Общие требования к оборудованию и подготовке проб для определения коллоидных свойств. М.: Издательство стандартов, 1985. – 8 с.

94. ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением (определение мин. и объемной плотности). М.: Издательство стандартов, 1985. – 8 с.

95. ГОСТ 26450.2-85 Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. М.: Издательство стандартов, 1985. – 16 с.

96. Дурягин В.Н. Обоснование селективности воздействия гелеобразующей композиции при проведении водоизоляционных работ в условиях коллекторов трещинно-порового типа / В.Н. Дурягин, К.В. Стрижнев, Д.В. Мавлиев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. №1. С.79-92. – Режим доступа: http://ogbus.ru/issues/1_2015/ogbus_1_2015_p79-92_DuryaginVN_ru.pdf

97. Дурягин В.Н. Обоснование применения неогелеобразующей водоизоляционной композиции для повышения коэффициента вытеснения нефти водой в коллекторах трещинно-порового типа / В.Н. Дурягин, К.В. Стрижнев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2014. №6. С.316-329. – Режим доступа: http://ogbus.ru/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p316-329_DuryaginVN_ru.pdf

98. Мавлиев А.Р. Обоснование объемов закачки ценокоотклоняющих композиций в нагнетательные скважины / А.Р. Мавлиев, М.К. Рогачев, Д.В. Мавлянов // Записки Горного института. – СПб.: ИГиГ, 2011. – Т.189. – С.182-187.

99. Хачатуров Р.М. Ограничение водопритокров из глубокозалегающих пластов / Р.М. Хачатуров, А.И. Комиссаров, А.А. Соколов // Нефтяное хозяйство. – 1988. – №5. – С. 43–45.

100. Никитин М.Н. Обоснование технологии повышения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в трещинно-поровых коллекторах с применением гелеобразующего состава на основе силиката натрия: Дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / М.Н. Никитин. – СПб., 2012. – 181 с.

101. Уинн Т. Описание и моделирование трещиноватых пластов - Прагматический подход / Т. Уинн, С. Тифентал. SPE 102453. – С. 1

102. Регламенты по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 153-39.0-047-00. М.: ЭКАС, 2000. – 68 с.

103. RFDynamics. Программа для моделирования разработки нефтегазовых месторождений tNavigator (версия 4.0). Техническое руководство. М., 2014. – 115 с.

104. [ИБ 08-624-03](#) "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" – Режим доступа: <https://library.fedot.ru/doc/ipbot-214-2008-instruktsiya-po-promyshlennoj-bezopasnosti-i-ohrane-vida-pri-tsementirovanii-skyzhih-v-protsesse-remonta>