

Навчально-науковий інститут нафти і газу
Кафедра нафтогазової інженерії та технологій

Освітньо-кваліфікаційний рівень: Магістр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

(шифр і назва)

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри НГІТ

«14» 01 2025 року

ЗАВДАННЯ НА МАГІСТЕРСЬКУ РОБОТУ СТУДЕНТУ

Чмут Олександр Олександрович

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема роботи: «Дослідження і застосування силікатних мікрогелевих систем для підвищення нафтовилучення»

Керівник роботи Мирний Вадим Іванович, старший викладач кафедри нафтогазової інженерії та технологій

(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)

затверджені наказом закладу вищої освіти від «14» 01 2025 року № 185-01/25

2. Строк подання студентом роботи 14.01 2025 року

3. Вихідні дані до роботи 1. Науково-технічна література, періодичні видання, патенти на винаходи. 2. Геологічні звіти за профілем роботи (за необхідності). 3. Проекти розробки родовищ, технологічні схеми облаштування родовищ або інші технологічні схеми за профілем роботи. 4. Паспорти свердловин та обладнання, що експлуатується.

4. Зміст розрахунково-пояснювальної записки (перелік питань, які потрібно розробити)

Анотація.

Вступ

1 Аналіз сучасних технологій збільшення нафтовидобутку. Мета та завдання досліджень

2. Результати досліджень фізико-хімічних і реологічних властивостей силікатного геля і композицій на його основі

3. Вивчення властивостей силікатних мікрогелевих систем методами фізичного моделювання

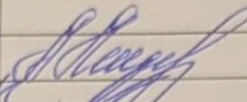
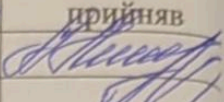
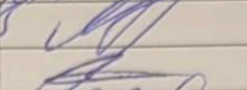
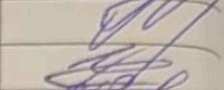
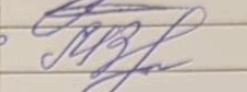
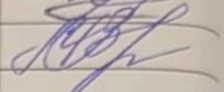
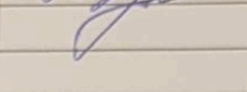
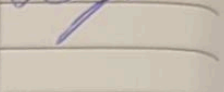
4. Удосконалення технології збільшення нафтовидобутку із застосуванням силікатних мікрогелевих систем і результати промислових випробувань

Висновки по роботі.

5. Перелік графічного матеріалу

Презентація із демонстрацією результатів наукової роботи

6. Консультанти розділів роботи

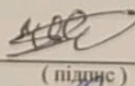
Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
1	С.М. Вихованець		
2	М.І.С., доц. Коваленко М.В.		
3	К.М.П., доц. Мельничко С.М.		
4	С.М. Вихованець		

7. Дата видачі завдання 14.10.24

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Етапи підготовки	Термін виконання
1	Інформаційно-оглядова частина	14.10-20.10
2	Теоретична частина	21.10-03.11
3	Моделювання. Експериментальна частина.	04.11-17.11
4	Впровадження результатів досліджень	18.11-15.12
5	Оформлення та узгодження роботи	16.12-29.12
6	Попередні захисти робіт	06.01-19.01
7	Захист магістерської роботи	20.01-24.01

Студент

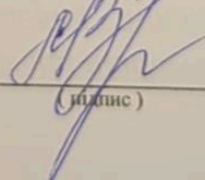


(підпис)

Чмут О.О.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи



(підпис)

Мирний В.І.

(прізвище та ініціали)

ЗМІСТ

АНОТАЦІЯ	6
ВСТУП	7
РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ЗБІЛЬШЕННЯ НАФТОВИДОБУТКУ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ	10
1.1 Характеристика сучасних методів нафтовилучення	10
1.1.1 Потоківідхиляючі технології для збільшення нафтовидобутку	10
1.1.1.1 Технології збільшення нафтовидобування із застосуванням водорозчинних полімерів та композицій на їх основі	11
1.1.1.2 Дисперсні системи для збільшення нафтовіддачі пластів	15
1.1.1.3 Осадоутворюючі системи для збільшення нафтовіддачі пластів	18
1.1.1.4 Гелеутворюючі композиції на основі неорганічних реагентів	20
1.2 Технології збільшення нафтовидобування з використанням поверхнево-активних речовин та композицій на їх основі	24
1.3 Висновки до розділу 1. Мета та завдання досліджень	26
РОЗДІЛ 2. РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ І РЕОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ СИЛКАТНОГО ГЕЛЯ І КОМПОЗИЦІЙ НА ЙОГО ОСНОВІ	28
2.1 Методика приготування силікатного гелю	29
2.2 Дослідження фізико-хімічних та реологічних властивостей основних компонентів силікатного гелю	30
2.3 Вивчення реологічних властивостей силікатних мікрогелевих систем	42
2.4 Результати досліджень композицій із застосуванням силікатних мікрогелевих систем	44
2.4.1 Дослідження силікатної мікрогелевої системи та ПАР	44
2.5 Висновки до розділу 2	47
РОЗДІЛ 3. ВИВЧЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ СИЛКАТНИХ МІКРОГЕЛЕВИХ СИСТЕМ МЕТОДАМИ ФІЗИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ	49

3.1 Дослідження фільтраційних характеристик силікатних мікрогелевих систем на лінійних водонасичених насипних моделях пласта	49
3.2 Висновки до розділу 3	54
РОЗДІЛ 4. УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЗБІЛЬШЕННЯ НАФТОВИДОБУТКУ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ СИЛКАТНИХ МІКРОГЕЛЕВИХ СИСТЕМ І РЕЗУЛЬТАТИ ПРОМИСЛОВИХ ВИПРОБУВАНЬ	55
4.1 Спосіб отримання силікатної мікрогелевої системи у промислових умовах	55
4.2 Висновки до розділу 4	58
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	61
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	62

АНОТАЦІЯ

Чмут О.О. Дослідження і застосування силікатних мікрогелевих систем для підвищення нафтовилучення. Кваліфікаційна робота магістра за спеціальністю 185 «Нафтогазова інженерія та технології». – Полтава; Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». – 2025.

Роботу присвячено вирішенню актуальної проблеми – підвищення нафтовидобутку з неоднорідних за проникністю заводнених продуктивних пластів із застосуванням силікатних мікрогелевих систем та композицій на їх основі.

В першому розділі проведено аналіз сучасних технологій збільшення нафтовидобутку із застосуванням полімерів та поверхнево-активних речовин.

У другому розділі описано методику та результати досліджень фізико-хімічних і реологічних властивостей силікатного геля і композицій на його основі.

У третьому розділі вивчено властивості силікатних мікрогелевих систем методами фізичного моделювання, а саме – на лінійних водонасичених насипних моделях пласта.

У четвертому розділі удосконалено технологію збільшення нафтовидобутку із застосуванням силікатних мікрогелевих систем і описано результати промислових випробувань.

Ключові слова: нафтовилучення, заводнення, неоднорідний пласт, поверхнево-активні речовини, силікатна мікрогелева система, реологічні властивості.

ВСТУП

Актуальність теми. Технології збільшення нафтовидобування, засновані на використанні силікатних гелів, знайшли широке промислове застосування у нафтовій практиці завдяки сукупності безперечних переваг, таких як доступність на ринку хімічних реагентів вихідних компонентів, їх ціна та екологічна чистота, а також стабільність силікатного гелю у широких термобаричних умовах.

Істотним недоліком цих технологій є відсутність можливості контролю та регулювання процесу утворення в пластових умовах або на вибої свердловини силікатного гелю при змішуванні водних розчинів силікату натрію та соляної кислоти. По-перше, це призводить до погіршення блокуючих властивостей облямівки силікатного гелю і, по-друге, радіальна зона блокування може бути недостатньою для перерозподілу фільтраційних потоків у продуктивний шар.

У зв'язку з вищевикладеним актуальним напрямком підвищення ефективності розробки нафтових родовищ є створення та застосування технологій з використанням силікатного гелю, регульовані процеси одержання та диспергування якого, а також подальше змішування частинок силікатного гелю з водою здійснюються у наземних умовах. Зміна змісту частинок силікатного гелю і варіювання їх розмірів у дисперсній системі, що закачується, дозволяє розширити область застосування методів збільшення нафтовидобування, заснованих на закачуванні силікатних гелів за рахунок більш ефективного перерозподілу фільтраційних потоків як по товщині, так і по простяганні продуктивного пласта.

Мета роботи – підвищення нафтовидобутку з неоднорідних за проникністю заводнених продуктивних пластів із застосуванням силікатних мікрогелевих систем та композицій на їх основі.

Основні задачі досліджень:

1. Аналіз існуючих поточковідхиляючих технологій та узагальнення результатів їх застосування.

2. Дослідження фізико-хімічних, реологічних та фільтраційних властивостей силікатних мікрогелевих систем
3. Обґрунтування застосування силікатних мікрогелевих систем для збільшення нафтовидобування із заводнених продуктивних пластів.
4. Визначення галузі ефективного застосування силікатних мікрогелевих систем.
5. Розробка технологій на основі силікатних мікрогелевих систем підвищення нафтовидобування.

Предмет дослідження – вплив силікатних мікрогелевих систем на процес нафтовилучення вилучення із заводнених продуктивних пластів.

Об'єкт дослідження – процес збільшення нафтовидобутку шляхом застосування силікатних мікрогелевих систем.

Методи вирішення поставлених завдань. Вирішення поставлених завдань ґрунтується на аналізі матеріалів розробки та узагальнення результатів промислового застосування технологій збільшення нафтовидобування, на статистичній обробці експериментальних даних та їх аналізі, а також на проведенні промислових випробувань технологічних процесів з метою відпрацювання оптимальних параметрів реалізації.

Наукова новизна:

1. Встановлено закономірності зміни в'язкості силікатної мікрогелевої системи залежно від вмісту частинок силікатного гелю та швидкості зсуву.
2. Встановлено, що силікатна мікрогелева система з частинками силікатного гелю розміром від 2 до 27 мкм кратно знижує коефіцієнт проникності насипних моделей пласта у воді.
3. Показано, що збільшення об'єму закачування силікатної мікрогелевої системи від 10 до 30 % від об'єму пор насипних моделей пласта призводить до лінійної залежності зростання залишкового фактора опорів, при цьому темп приросту величини залишкового фактора опорів у середньому в 1,4 рази менші темпу збільшення об'єму закачування силікатної мікрогелевої системи.

Практичне значення отриманих результатів полягає в обґрунтуванні діапазонів оптимальних масових концентрацій у водних розчинах натрію та соляної кислоти, що дорівнюють, відповідно, 17,8-35,4 % і 1,8-4,5 %, при змішуванні яких в об'ємному співвідношенні 1:1 протягом двох хвилин утворюється силікатний гель із максимальною зсувною міцністю, що становить 780-790 Па.

Особистий внесок автора полягає в наступному: аналіз науково-технічних джерел за напрямком роботи та технологічних регламентів на буріння свердловин; обґрунтування мети та задач досліджень; планування та реалізація експериментальних досліджень з отримання силікатних мікрогелевих систем із властивостями, оптимальними як під час закачування їх у свердловину, так і для перерозподілу фільтраційних потоків у продуктивному пласті.

Структура та обсяг роботи. Кваліфікаційна робота магістра складається зі вступу, чотирьох розділів, загальних висновків, списку використаної літератури із 70 найменувань на 8 стор. Загальний об'єм роботи 68 стор., у т. ч. 57 стор. основного тексту, 7 табл. і 13 рис.

Робота виконана на кафедрі нафтогазової інженерії та технологій Національного університету «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка». Магістрант щиро вдячний своєму науковому керівнику, старшому викладачу Вадиму Івановичу Мирному.

РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ ТЕХНОЛОГІЙ ЗБІЛЬШЕННЯ НАФТОВИДОБУТКУ. МЕТА ТА ЗАВДАННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ

1.1 Характеристика сучасних методів нафтовилучення

Основні нафтові родовища України вступили в пізню стадію розробки, що характеризується зниженням видобутку нафти і збільшенням відборів води, що попутно видобувається. У цих умовах для підтримки високого рівня видобутку нафти розроблено та розробляються нові технології збільшення нафтовидобування, спрямовані на регулювання внутрішньопластових фільтраційних потоків та збільшення охоплення пласта заводненням та методи впливу на продуктивні пласти із різними колекторськими властивостями.

Методи збільшення нафтовидобутку (МЗН) за характером впливу на пласт умовно поділяються на наступні групи [2, 26, 32]:

- збільшення охоплення пласта впливом (потоковідхиляючі технології);
- збільшення коефіцієнта нафтовидобутку (нафтовитискаючі рідини та композиції на їх основі);
- збільшення охоплення пласта впливом та коефіцієнта нафтовидобування (технології комплексної дії, засновані на послідовному використанні потоковідхиляючих технологій та нафтовитискаючих рідин).

1.1.1 Потоковідхиляючі технології для збільшення нафтовидобутку

На даний час найпоширенішими методами збільшення нафтовіддачі пластів (МУН) є потоковідхиляючі технології, створені задля збільшення охоплення пластів впливом. З цією метою використовуються різні хімічні методи, засновані на закачуванні в пласт водорозчинних полімерів та композицій на їх основі, гелеутворюючих та осадоутворюючих систем; закачування

суспензій на основі дисперсних матеріалів, закачування неорганічних гелів тощо.

1.1.1.1 Технології збільшення нафтовидобування із застосуванням водорозчинних полімерів та композицій на їх основі

В Україні та за кордоном технології із застосуванням водорозчинних полімерів є одним із найбільш широко застосованих методів збільшення нафтовіддачі пластів [3].

Наукові та технологічні основи застосування полімерного впливу в нашій країні та за кордоном широко досліджені та викладені в роботах [4-13].

Результати аналізу ефективності полімерного впливу показали, що сфера його застосування обмежується обводненістю рідини, що видобувається, рівною 60-70 % і зумовленою, як правило, утворенням у продуктивному пласті промитих високопроникних зон. В цих умовах фільтраційний опір пористого середовища після впливу полімером мало змінюється. Цим пояснюється ефективніше застосування полімерного заводнення на більш ранніх стадіях розробки нафтових родовищ [4, 8].

З усіх використаних водорозчинних синтетичних полімерів широко застосовуються полімери на основі поліакриламід (ПАА), розчини яких мають високі реологічні властивості.

ПАА при низьких концентраціях (при масовому вмісті в розчині 0,01-0,1 % в'язкість його збільшується від 3 до 4 мПа·с збільшують в'язкість води, що сприяють поліпшенню повноти витіснення нафти з пористоого середовища і, отже, збільшення нафтовіддачі пласта.

На родовищах України полімери зниження рухливості закачуваної води під час заводнення використовувалися з 1969 року [14], США – зростання обсягів застосування полімерів відзначалося до середини 80-х 20 століття.

У 1986 року частка видобутку нафти з допомогою полімерних технологій становила 2,5 %, а 2000 року – 0,2 % від загального видобутку методів збільшення нафтовіддачі пластів [9, 10].

У 1973 році було розпочато полімерне заводнення на основі поліакриламідів (ПАА) у Долинському нафтовому родовищі. Питома технологічна ефективність застосування ПАА становила 494 т/т [5, 35].

Застосування технології полімерного на родовищах України у різних геолого-фізичних умовах показали високу ефективність. Так, технологічний ефект, у середньому становив 200 тонн нафти на одну тонну полімеру, США та інших країнах цей показник становив 300 т/т [4].

Однак метод має і недоліки, що обмежує його широке застосування.

Основними недоліками полімерного заводнення є [4, 7, 8, 13]:

а) різке зниження прийомальності нагнітальних свердловин внаслідок зростання в'язкості внаслідок деструкцію молекул полімеру в привибійних зонах;

б) в умовах підвищеної мінералізації пластових вод водні розчини полімерів схильні до сольової деструкції: стають нестійкими, порушується їх структура, знижується в'язкість;

в) метод малоефективний у однорідних пластах, що містять малов'язку нафту (менше 5,0 мПа·с);

г) низька ефективність застосування на пізній стадії розробки родовищ при обводненості більше 70 %, після утворення в колекторі великих промитих зон;

д) ефективність полімерного заводнення знижується зі збільшенням проникності понад 1,5 мкм². Подальше вдосконалення полімерного впливу було спрямовано на усунення цих недоліків, при цьому запропоновані різні склади та способи закачування полімеру, що зберігають його реологічні та технологічні властивості [11, 12, 15, 16].

Значною мірою вищезгаданих недоліків позбавлені зшиті полімерні системи (ЗПС) та в'язко-пружні системи (ВПС) [15-17]. При цьому ефективнішим є застосування ВПС з утворенням гелю в результаті хімічних

реакцій або фізичних перетворень за зміни температури сольового складу. При цьому значно збільшується як в'язкість, а й залишковий чинник опорів. Це дозволяє закачувати в пласт невеликі за розмірами об'ємівки зшитої полімерної системи з наступним витісненням їх водою. Як зшиваючі агенти застосовуються альдегіди і солі, що містять катіони полівалентних катіонів (Cr^{3+} , Fe^{3+} , Zn^{2+} , Cu^{2+}). З цією ж метою застосовуються і хромові галун $\text{KCr}(\text{SO}_4)_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ [15]. Результати промислових випробувань ЗПС опубліковані на роботах [15-22]. ЗПС ефективні на пізній стадії розробки при обводненості видобутої продукції понад 60%.

Один з різновидів технології ЗПС заснований на застосуванні в'язкопружних систем (ВПС) – полімерному впливі, сутність якого полягає в тому, що привибійна зона нагнітальних свердловин обробляється в'язкопружними системами, що являють собою зшиті полімери з малим часом гелеутворення та відносно високим вмістом полімера та зшиваючого реагента.

Утворені в пласті в результаті зшивки гідрогелі мають:

- дуже низьку рухливість;
- високий залишковий фактор опорів;
- досить високий градієнт зсуву;
- яскраво виражені в'язкопружні властивості.

Особливо ефективний цей метод при застосуванні його в неоднорідних пластах, що мають прошарки високої проникності (можливо тріщинуватий), зі слабким гідродинамічним зв'язком між окремими продуктивними пластами, що містять нафту підвищеної в'язкості [21].

Великий інтерес у застосуванні полімерних систем представляють системи, що містять не розчинні частинки полімерів (гельчастинок), які набухають у воді, здатні знижувати проникність обводнених високопроникних зон пласта і пропластків [8, 21-25]. Гель-частинки ПАА мають тривимірну сітку і здатні набухати, збільшуючи обсяг до 1000 разів [8, 22]. Набухаючі гель-частинки отримують в результаті імідизації при термообробці ПАА [22] або при радіаційному зшиванні порошкоподібних реагентів ПАА (реагент

«Темпоскрін»). Ефективність таких систем опублікована на роботах [23-25]. Позитивний ефект від застосування «Темпоскріну» досягається за рахунок в'язкопружних властивостей полімерно-гелевої системи, що характеризуються структурою реагенту.

Одним із перспективних напрямів розвитку досліджень з розробки технологій збільшення нафтовіддачі пластів є використання біополімерів [30-32].

Перевагою цього реагенту є більш висока стійкість проти механічної, термоокислювальної деструкції та сумісність із високомінералізованими пластовими водами.

Основним недоліком біополімерів є їх деструкція, що викликається мікрофлорою, що знаходиться в мінералізованих пластових і особливо в прісних водах, що закачуються. У зв'язку з цим розчини біополімерів, що закачуються в пласт, необхідно стабілізувати для запобігання біодеструкції. З цією метою запроваджуються бактерициди.

Вперше біополімери на основі ксантану для збільшення нафтовіддачі пластів були запроваджені на родовищах Північного моря у 80-ті роки минулого сторіччя. Основними виробниками ксантанових полімерів є фірми Статойл (Норвегія), Рон Пуленк (Франція) і Келко Мерк (США) [63].

Перспективним реагентом рослинного полісахариду, що широко застосовується на Україні є гуарова камідь [37-39]. У 2006-2007 роках розроблено композиції на основі гуарової камеді, за результатами дослідно-промислових робіт (ОПР) додатковий видобуток нафти склав понад 2000 тонн нафти на одну свердловину-операцію [38].

Крім ПАА та біополімерів у технологіях полімерного впливу знайшли застосування прості ефіри целюлози.

Водні розчини ефірів целюлози (оксиетилцелюлози, карбоксиметилцелюлози) мають зв'язувальні, емульгуючі, змочуючі і адгезійні властивості. У пласті під впливом різних факторів, наприклад, температури, зміни рН, іонів металів, що містяться в пластовій воді та водах для приготування

б) поєднання технології застосування ПДС з іншими фізикохімічними методами, самостійне застосування яких на пізній стадії розробки родовищ неефективно;

в) створення технологій, що базуються на використанні інших хімічних реагентів (гелеутворюючих компонентів (ГУК), лужної полімерно-суспензійної композиції (ЛПСК) та ін.), що розширює діапазон їх використання. Модифікація ПДС із солями хрому збільшує міцнісні властивості ПДС за рахунок зшивки макромолекул полімеру [53, 55], додавання ПАР до ПДС дозволяє збільшити коефіцієнт нафтовитіснення на 0,5-8,2% [54].

Розвиток ПДС полягає у створенні комплексної технології, заснованої на послідовному закачуванні в пласт ПДС та нафтовідмивного складу (ПАВ, лугів та інших.), і забезпечує одночасно збільшення охоплення пласта впливом і підвищення коефіцієнта витіснення нафти [54].

Застосування модифікованих ПДС дозволили підвищити технологічний ефект, розширити умови застосування цих технологій на різній категорії складних запасів, сприяли питомому зниженню витрат на тонну додатково здобутої нафти. В даний час це найперспективніший метод збільшення нафтовіддачі на пізній стадії розробки, що дозволяє мати великі можливості для його вдосконалення.

Великий інтерес представляє технологія із застосуванням волокнистодисперсної системи (ВДС). Сутність технології полягає в послідовному закачуванні в пласт суспензій деревного борошна і глини [57-60] або одночасному закачуванні суспензії на основі борошна деревини [57, 58].

На думку авторів даної технології дисперсні частинки деревного борошна і глини, що проникають вглиб пласта, взаємодіють між собою, деревне борошно добре набухає у воді. В результаті за рахунок сил фізичної взаємодії між частинками у порах породи виникає структурована система, здатна помітно підвищувати фільтраційний опір високопроникних зон пласта.

Деревне борошно не піддається деструкції, не має біоцидних властивостей, екологічно чисте, і його виробництво засноване на використанні ресурсозабезпечених матеріалів.

Технологія ВДС ефективна за будь-якої мінералізації і температури пластових вод, може застосовуватися на теригенних і карбонатних колекторах.

Також розроблено різні модифікації ВДС. Так, в роботах [58-60] запропоновані закачування ВДС з добавками полімерів і лугів, циклічне закачування в карбонатний пласт розчинів полімерів та дисперсії деревного борошна, водоізолюючого складу на основі ВДС з подальшим закріпленням його полімерної дисперсійно-наповненої системою на основі ПАА, наповнювача та води.

Таким чином, технології ПДС та ВДС є найбільш ефективними, що показали високу ефективність у промислових умовах. Широкому поширенню ПДС та ВДС сприяє доступність та низька вартість основного компонента – глинопорошка.

1.1.1.3 Осадоутворюючі системи для збільшення нафтовіддачі пластів

Для обводнених пластів дуже перспективними технологіями підвищення нафтовіддачі пластів є осадоутворюючі композиції. Найбільш повне узагальнення результатів цього напрямку МУН наведено у роботах [61-69].

Основними потоковідхиляючими осадоутворюючими технологіями підвищення вироблення продуктивних пластів є лужно-полімерні та силікатно-лужні композиції, засновані на утворенні осаду в пластових умовах. Осад утворюється за рахунок взаємодії лужних реагентів із солями полівалентних катіонів, що містяться у пластовій воді [61, 66].

На родовищах України найбільше широко впроваджується технологія збільшення нафтовіддачі пластів з використанням лужно-полімерної композиції (технологія ЛПР). [46]. Основним компонентом у композиції є гідроокис натрію, що дозволяє регулювати об'єм осаду, що утворюється, в залежності від

концентрації його і щільності закачуваної води. Для регулювання властивостей опадів у композицію вводяться водорозчинні полімери (поліакриламід, карбоксиметилцелюлоза), що дозволяє покращити реологічні властивості композицій, «пов'язати» окремі частинки осаду між собою та з поверхнею породи, тим самим знизити проникність породи в 1,5-2,0 рази.

В останні роки закачування силікатно-лужних композицій проводиться з кушових насосних станцій, що забезпечують одночасну обробку великої кількості видобувних свердловин [62, 63]. Силікатно-лужний вплив заснований на внутрішньопластовому осадоутворенні в обводнених промитих пропластках неоднорідного пласта. Осад утворюється в результаті взаємодії силікатно-лужних розчинів з солями кальцію і магнію, що містяться в воді, що закачується, в пластових умовах.

Лужно-полімерні та силікатно-лужні композиції застосовуються також у карбонатних колекторах та на родовищах з високими пластовими температурами [61, 67].

На ряді родовищ впроваджуються технології підвищення нафтовіддачі пластів на основі відходів виробництва капролактаму – ЛСВК (лужний стік виробництва капролактаму) [61, 65, 67], шлам-лігніну – великотоннажного виробництва відходу целюлозно-паперової промисловості) [67].

ЛСВК є водним розчином натрієвих солей адипінової кислоти. У роботі [67] пропонується послідовне закачування ЛСВК і 20-50%-ного водного розчину хлористого кальцію або поєднання завантажень витісняючого агента, ЛСВК та розчину солей алюмінію або хлористого кальцію. Для витіснення нафти з пласта рекомендується закачування розчину ЛСВК, розведеного в прісній воді до необхідної концентрації.

Шлам-лігнін містить у своєму складі 70-80% лігніну, 20-30% мінеральних речовин, ПАА та активного мулу; розчинного у лугах і нерозчинного у прісних та мінералізованих водах. Дослідження показали, що при взаємодії лужних розчинів шлам-лігніну з мінералізованими водами відбувається утворення

дисперсної системи з неорганічних та органічних сполук, здатних знижувати проникність високопроникних зон.

Крім того, стабільність розчинів з використанням шлам-лігніну досягається введенням до складу силікату натрію. Кратність зниження проникності порід становить три-шість разів [67, 68].

У роботі [70] запропонована композиція на основі омиленого деревного борошна (ОДБ). Деревне борошно є продуктом лісохімічного виробництва. Реагент є сумішшю гетероорганічних сполук.

Внаслідок взаємодії у пластових умовах розчинів ОДБ із солями полівалентних металів, що виконують функцію осаджуючого реагенту через лужне середовище, утворюється об'ємний гелеподібний осад, який формує екран на шляху води, що нагнітається в пласт.

Згідно з літературними даними, осадоутворюючі композиції більш ефективні на теригенних та карбонатних колекторах з обводненістю видобутої продукції понад 80 %.

1.1.1.4 Гелеутворюючі композиції на основі неорганічних реагентів

Типовими представниками гелеутворювальних композицій є водорозчинні неорганічні сполуки, здатні при контакті з пластовою водою утворювати гелі. Для цієї мети запропоновані солі алюмінію та силікати лужних металів (силікат натрію). Композиції на основі неорганічних реагентів мають низьку в'язкість (близьку до в'язкості води), високу проникаючу здатність, що вигідно відрізняє їх від гелеутворюючих складів на основі полімерів.

Солі алюмінію являють собою неорганічні реагенти, стійкі у кислому середовищі. Так, в [51-53] пропонується закачування розчину сульфату алюмінію або хлористого алюмінію, що утворює в пористому середовищі осад $Al(OH)_3$ у вигляді в'язкої маси, що забезпечує закупорку промитих водою каналів, а непромиті нафтонасичені зони підключаються до розробки.

У США на основі силікагелю розроблено систему «Zonelock» фірми Dowell [69], що застосовується при виробленні запасів нафти з теригенних та карбонатних колекторів.

Основними реагентами в системі Zonelock є силікат натрію, соляна кислота, полімер, зшивач та наповнювач. Силікат натрію та соляна кислота утворюють гель з регульованим часом гелеутворення, зшивач і полімер додають для регулювання в'язкості рідини та збільшення міцності гелю. Твердий наповнювач додається до системи за наявності великих тріщин або пустот у пласті [69].

Система «Zonelock» має низьку в'язкість і сприяє закачуванню великих обсягів складу без ускладнень.

Закордоном успішно застосовуються склади на основі силікагелів, розроблені компаніями "Haliburton", "Amoco", "Standard", що показали високу ефективність у технологіях збільшення нафтовіддачі пластів та обмеження водоприпливу у видобувних свердловинах [28].

Авторами [69] було встановлено, що застосування гелеутворювальних композицій в сильно розчленованих і карбонатних колекторах з тріщинуватістю привибійній зоні дало негативні результати. У колекторах, де були відсутні відкриті тріщини у привибійній зоні пласта, гелеутворюючі композиції були ефективні.

Зарубіжними вченими було запропоновано склади, засновані на послідовній закачуванні двох розчинів на основі силікату натрію та соляної кислоти, які при змішуванні у пласті утворюють гель. Між двома облямівками закачується розділова облямівка прісної води [60-65].

Але дані склади мають істотний недолік, що полягає в тому, що в пласті гель не утворюється або утворюється не у всьому обсязі через погану змішування розчинів у пористому середовищі, внаслідок цього ефективність використання такого способу є низьким.

У нашій країні ширше застосування знайшли склади, змішування розчинів силікату натрію та кислого агента яких відбувається на поверхні з регульованим часом гелеутворення.

При взаємодії силікату натрію з кислими агентами утворюється золь кремнієвої кислоти, що переходить з часом у в'язкопружний гель, який може служити водоізолюючим матеріалом в обводнених високопроникних зонах пласта. Відома велика кількість водоізолюючих складів на основі силікату натрію [86-95].

Так було в 1943 року були запропоновані системи на основі гідрогелю кремнієвої кислоти для ізоляції підшовних вод [67].

Цікавить можливість закачування концентрованих товарних розчинів лужних реагентів з глинистою суспензією, крім стадії приготування, а також більш ефективного зниження проникності обводненого колектора. Результати лабораторних досліджень лужних реагентів (силікату натрію, гідроокису натрію та карбонату кальцію) на кернах показали, що силікат натрію має найвищу проникаючу здатність. Зниження проникності керна становить 99 %, 95 % та 54 % відповідно [51].

В даний час розроблено велику кількість технологій із застосуванням силікатного гелю [56-58, 60, 62-65] для блокування високопроникних зон пласта. Механізм дії заснований на можливості переходу закачуваного складу у силікатний гель. Гелі кремнієвої кислоти мають незначну міцністю. Міцність гелю збільшується за рахунок добавок, що дозволяють покращити реологічні властивості силікатного гелю. До таких добавок належать різні полімери (ПАА, ефіри целюлози, ксантан, ПАР) [66-70].

Найбільш широко застосовуються для обробки пластів через нагнітальні та видобувні свердловини гелеутворюючі склади на основі алюмосилікатів – нефеліну [104-106] та синтетичного цеоліту [57], здатні у пластових умовах через певний час перетворюватися на малорухливу гелеобразну масу.

На думку авторів [57], гелеутворююча композиція перспективна з екологічної точки зору, так як не деструктується при високих пластових температурах і використовується при виробництві синтетичних миючих засобів.

Відомі композиції на основі високомодульного силікату натрію [68-70]. Склади менш чутливі до мінералізації та ефективно використовуються на родовищах для водоізоляційних робіт, а також для вирівнювання профілю прийомистості нагнітальних свердловин.

Технологія з використанням силікатно-сольових композицій (СБК) заснована на закачуванні в пласт розчину силікату натрію, який у пластових умовах при контакті з мінералізованими водами утворює осади, що дозволяють збільшувати фільтраційний опір та знизити проникність промитих зон пласта [62].

Таким чином, з огляду науково-технічної та патентної літератури видно, що основне застосування силікат натрію та композиції на його основі знайшли в технологіях обмеження водоприток, збільшення нафтовіддачі пластів та високотемпературних пластів.

У технологічних процесах відомих методів збільшення нафтовіддачі пластів із застосуванням композицій на основі силікату натрію застосовуються повільно- коагулюючі системи з утворенням гелів, що мають складність отримання їх у пластових умовах із необхідними властивостями.

У 2003 році нами була розроблена технологія для підвищення вироблення продуктивних пластів із застосуванням дисперсної системи на основі силікатного гелю (силікатна мікрогелева система) з високими реологічними та технологічними властивостями [53, 64], що дозволяє усунути недоліки відомих технологій із використанням силікатних гелів.

Проведені дослідження та успішні випробування дозволили нам рекомендувати силікатні мікрогелеві системи у технологіях збільшення нафтовидобування.

1.2 Технології збільшення нафтовидобування з використанням поверхнево-активних речовин та композицій на їх основі

Роль поверхнево-активних речовин (ПАВ) у процесах витіснення нафти полягає у зміні умов змочуваності та значень міжфазного натягу у системі «вода – нафта – порода», тобто. у підвищенні нафтовідмиваючих властивостей води.

Лабораторні дослідження ПАР показали їхню високу ефективність, але не знайшли однозначного підтвердження під час реалізації їх у промислових умовах.

За кордоном ПАР випробовувалися у 50-60-х роках минулого сторіччя. Проте через високу адсорбцію та низькі потенційні можливості ПАР не отримали поширення [13].

Закачування ПАР у пласт здійснювалося в основному двома способами:

- закачування великих обсягів низькоконцентрованих розчинів ПАР;
- закачування малих обсягів концентрованих розчинів ПАР (5-10 % по масі).

Крім того, вуглеводневі композиції мають гідрофобізуючий дією, що розчиняє здатністю до асфальто-смолистим та парафіністим відкладень [13, 36].

Одним з найкращих способів підвищення ефективності технологій ПАР є поєднання їх з полімерами, що дозволяє розширити їх сферу застосування, одночасно збільшувати ступінь витіснення залишкової нафти та охоплення пласта заводненням [36, 37].

Велике поширення набули комбіновані технології для збільшення нафтовіддачі пластів: гелеутворюючі або осадоутворювальні композиції, дисперсні системи (ПДС, ПГ-УВС та інші) з нафтовитісняючим реагентом, які за рахунок утворення у пласті ізолюючого бар'єру дозволяють блокувати обводнені високопроникні пропластки, тим самим сприяють підключення в роботу низькопроникних нафтонасичених зон пласта, і більше ефективного витіснення нафти водними розчинами ПАР [13, 36, 37, 38].

1.2 Технології збільшення нафтовидобування з використанням поверхнево-активних речовин та композицій на їх основі

Роль поверхнево-активних речовин (ПАВ) у процесах витіснення нафти полягає у зміні умов змочуваності та значень міжфазного натягу у системі «вода – нафта – порода», тобто. у підвищенні нафтовідмиваючих властивостей води.

Лабораторні дослідження ПАР показали їхню високу ефективність, але не знайшли однозначного підтвердження під час реалізації їх у промислових умовах.

За кордоном ПАР випробовувалися у 50-60-х роках минулого сторіччя. Проте через високу адсорбцію та низькі потенційні можливості ПАР не отримали поширення [13].

Закачування ПАР у пласт здійснювалося в основному двома способами:

- закачування великих обсягів низькоконцентрованих розчинів ПАР;
- закачування малих обсягів концентрованих розчинів ПАР (5-10 % по масі).

Крім того, вуглеводневі композиції мають гідрофобізуючий дією, що розчиняє здатністю до асфальто-смолистим та парафіністим відкладень [13, 36].

Одним з найкращих способів підвищення ефективності технологій ПАР є поєднання їх з полімерами, що дозволяє розширити їх сферу застосування, одночасно збільшувати ступінь витіснення залишкової нафти та охоплення пласта заводненням [36, 37].

Велике поширення набули комбіновані технології для збільшення нафтовіддачі пластів: гелеутворюючі або осадоутворювальні композиції, дисперсні системи (ПДС, ПГ-УВС та інші) з нафтовитісняючим реагентом, які за рахунок утворення у пласті ізолюючого бар'єру дозволяють блокувати обводнені високопроникні пропластки, тим самим сприяють підключення в роботу низькопроникних нафтонасичених зон пласта, і більше ефективного витіснення нафти водними розчинами ПАР [13, 36, 37, 38].

У роботі [39] наведено результати досліджень на основі силікат-полімерної композиції з розчинами ПАР для збільшення охоплення пластів заводненням та збільшення коефіцієнта нафтовидобування.

На думку авторів [39], запропоновані силікат-полімерні композиції, значно знижуючи проникність водопровідних каналів пласта, сприяють підвищенню охоплення впливом, не мають достатньої нафтовідми- здатністю.

Дослідження показали, що поєднання силікат-полімерних композицій та розчинів ПАР покращують як процес вилучення залишкової нафти, так і охоплення пласта впливом, забезпечуючи високу ефективність процесу на пізній стадії розробки родовищ.

Подальшим удосконаленням технологій є створення комбінованих композицій з використанням дисперсних систем із вмістом частинок силікатного гелю, що володіють широким спектром властивостей: реологічних, структурно-механічних, фільтраційних та технологічних з урахуванням доступності та низької вартості вихідних компонентів при реалізації технології промислових умов.

1.3 Висновки до розділу 1. Мета та завдання досліджень

1. Аналіз літературного огляду показав, що для збільшення нафтовидобування пластів застосовується велика кількість технологій із застосуванням різних хімічних реагентів, що відрізняються їх призначенням, механізмом впливу, властивостями одержуваних композицій та ін.

2. Проте проведені дослідження показали, що у технологіях із застосуванням силікатного гелю є складності одержання його в пластових умовах.

3. Широко застосовувані силікатні гелі не були вивчені як дисперсна фази в дисперсних системах для застосування їх у технологіях збільшення нафтовіддачі пластів.

4. Подальший розвиток методів збільшення нафтовіддачі потребує постійного вдосконалення та ускладнення технологічних прийомів впливу на пласт та створення нових технологій із застосуванням силікатних гелів для родовищ, що знаходяться на пізній стадії розробки.

Тому **мета роботи** – підвищення нафтовидобутку з неоднорідних за проникністю заводнених продуктивних пластів із застосуванням силікатних мікрогелевих систем та композицій на їх основі.

Для досягнення поставленої теми було сформовано **основні задачі досліджень**:

1. Аналіз існуючих потоковідхиляючих технологій та узагальнення результатів їх застосування.
2. Дослідження фізико-хімічних, реологічних та фільтраційних властивостей силікатних мікрогелевих систем
3. Обґрунтування застосування силікатних мікрогелевих систем для збільшення нафтовидобування із заводнених продуктивних пластів.
4. Визначення галузі ефективного застосування силікатних мікрогелевих систем.
5. Розробка технологій на основі силікатних мікрогелевих систем підвищення нафтовидобування.

РОЗДІЛ 2. МЕТОДИКА І РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ ФІЗИКО-ХІМІЧНИХ І РЕОЛОГІЧНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ СИЛКАТНОГО ГЕЛЯ І КОМПОЗИЦІЙ НА ЙОГО ОСНОВІ

Основне завдання досліджень фізико-хімічних та реологічних властивостей полягала у вивченні основних компонентів (силікату натрію та соляної кислоти) та визначення оптимальних умов для отримання міцного силікатного гелю за умов швидкого гелеутворення.

Для дослідження фізико-хімічних та реологічних властивостей основних компонентів силікатного гелю та композицій на його основі використовувався ряд стандартних методик та приладів.

Визначення силікатного модуля проводилося прискореним методом, заснованим на послідовному титруванні розчинами соляної кислоти та гідроокису натрію силікату натрію до одержання безбарвного розчину [67].

Вимірювання щільності силікатів натрію, кислого агента та їх водних розчинів проводилося за допомогою приладу – густиномір DA-310M-DA-310M (Mettler Толодо, Швейцарія). Принцип вимірювання щільності досліджуваної рідини заснований на визначенні періоду коливань скляної U-подібної трубки (коливання генеруються електромагнітним вібратором).

У ході експерименту визначався коефіцієнт вимірювальної трубки відповідно з інструкцією з експлуатації. Як досліджувана рідини використовувалися води різної мінералізації, водні розчини полімерів, водні розчини силікату натрію та кислого агента.

Досліджувана рідина за допомогою шприца вводилася у вимірювальну трубку до повного заповнення трубки. Густина досліджуваної рідини вимірювалася автоматично. При завершенні процесу лунав звуковий сигнал, і дані виміри роздруковувалися.

Прискорене визначення густини досліджуваних рідин, розчинів силікату натрію та соляної кислоти проводилося за допомогою набору ареометрів АОН-1

з діапазоном від 1,00 до 1,45 г/см³, обсяг проби становив 100 см³. Вимірювання в'язкості силікату натрію проводилося капілярними віскозиметрами з падаючою кулькою, визначення величини рН за допомогою рН-метра.

Визначення реологічних властивостей силікатних гелів (зсувної міцності гелю) проводилося на ротаційному віскозиметрі «Реотест-2». Ротаційний віскозиметр являє собою два коаксіальні циліндри, в кільцевий зазор якого заливався досліджуваний розчин. Внутрішній циліндр наводився у обертання від електродвигуна із частотою обертання 0,3 об/хв.

Метод заснований на визначенні зсувної міцності гелю за мінімальної швидкості зсуву 0,167 с⁻¹ (напряга зсуву), при якому відбувається руйнування структури гелю.

В'язкісні властивості композицій на основі силікатного гелю визначалися на ротаційному віскозиметрі, вимірювання проводилися в діапазоні швидкостей зсуву від 6,5 до 129⁻¹.

Визначення розміру частинок силікатного гелю у системі проводилося за допомогою приладів – аналізаторів частинок «Multisizer MS» та «Гран-152» відповідно до «Посібників з експлуатації приладів».

Прилад «Multisizer MS» використовується для вимірювання частинок від 2 до 60 мкм, а аналізатор «Гран 152» – у діапазоні від 5 мкм та більше 100 мкм.

Статистичну обробку даних проводили з використанням пакету програм «Excel Microsoft Office», та отримані рівняння підтверджували результати проведених експериментів із ймовірністю не менше 0,95.

2.1 Методика приготування силікатного гелю

Методика приготування силікатного гелю полягала у змішуванні розведених розчинів силікату натрію та соляної кислоти при їх об'ємному співвідношенні в діапазоні від 1:1 до 2:1 за умов швидкого гелеутворення.

Під швидким гелеутворенням силікатного гелю мається на увазі період часу в межах двох хвилин, що визначається сучасним рівнем розвитку технічних

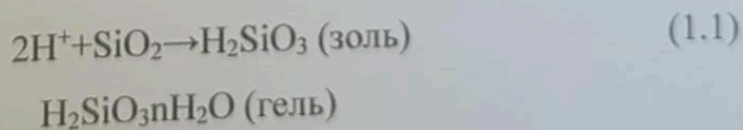
засобів, призначених для приготування силікатного гелю та подальшого його диспергування з метою отримання водної силікатної мікро-гелевої системи в єдиному безперервному технологічному процесі у промислових умовах.

Наприклад, рецептура приготування силікатного гелю на основі 25%-ного розчину силікату натрію і 2,9 %-ного розчину соляної кислоти полягала в наступному. Силікат натрію (густина товарної форми – 1450 кг/м³) змішувався з прісною водою в об'ємному співвідношенні 1:3, а соляна кислота (товарна форма із щільністю 1190 кг/м³) – з прісною водою в об'ємному співвідношенні 1:7. Густина водного розчину силікату натрію становить 1110 кг/м³, густина розведеного розчину соляної кислоти – 1015 кг/м³. Готові водні розчини силікату натрію та соляної кислоти змішувалися у об'ємному співвідношенні 1:1 при перемішуванні за допомогою механічної лопатевої мішалки фірми «Кіка» (Німеччина). Нижня частина лопаті мішалки опускалася у суміш розчинів силікату натрію та соляної кислоти та при русі її в момент, коли мішалка починала збирати гель у складки, вважався початком гелеутворення від початку змішування. Час утворення силікатного гелю визначався за допомогою секундоміру і становило 30 секунд.

2.2 Дослідження фізико-хімічних та реологічних властивостей основних компонентів силікатного гелю

Відомо, що силікатний гель отримують взаємодією водного розчину силікату натрію з додаванням кислого агента. З часом під дією кислого агента протікає реакція з утворенням кремнієвої кислоти, яка, у міру накопичення, коагулює у вигляді гелю.

Схематично цей процес можна уявити рівняннями:



Фізико-хімічні, реологічні властивості силікатних гелів регулюються концентрацією та модулем силікатного гелю, типом кислого агента, співвідношенням водних розчинів силікату натрію та кислого агента.

У лабораторних умовах було досліджено фізико-хімічні властивості силікату натрію двох марок: «Сіаліт 30-5» та натрієве рідке скло (силікат натрію ГОСТ 13078-81), що випускається вітчизняною промисловістю.

Для вивчення властивостей силікатного гелю в експериментальних дослідженнях було використано водні розчини силікату натрію та соляної кислоти, отримані розведенням товарних форм силікату натрію (густина – 1,450 г/см³) та соляної кислоти (густина – 1,119 г/см³) з прісною водою.

Таблиця 2.1. Фізико-хімічні показники силікатів натрію

Найменування	Значення /Характеристика	
	Силікат натрію	«Сіаліт 30-5»
Зовнішній вигляд	Густа в'язка рідина світло-жовтого або сірого кольору	Рідина світло-жовтого або сірого кольору
Розчинність у пластовій воді	повна	повна
Масова частка діоксиду кремнію, %	26,2	24,4
Силікатний модуль	2,8	5,1
Показник водневих іонів (рН)	12,25	11,2
Густина, кг/м ³	1,450	1,210
В'язкість, мПа·с	80,0	15,9

Силікат натрію має хорошу розчинність у прісній воді та здатність утворювати колоїдні розчини змінного складу, а в мінералізованій воді відбувається коагуляція кремнезему присутніми у воді електролітами, з випаданням осаду. Тому в лабораторних умовах отримання водних розчинів силікату натрію різної густини виготовлялось змішуванням товарної форми силікату натрію лише з прісною водою.

На рисунку 2.1 наведені залежності розведення силікату натрію (товарної форми) прісною водою, з яких видно, що зі збільшенням концентрацій силікату натрію відбувається зниження густини отриманих розчинів силікату натрію.

Наприклад, у діапазоні концентрацій силікату натрію від 5 до 40 % (за масою) густина водних розчинів для силікату натрію становить 1,0217-1,1792 г/см³, а силікату натрію марки «Сіаліт 30-5» – 1,0103-1,0838 г/см³.

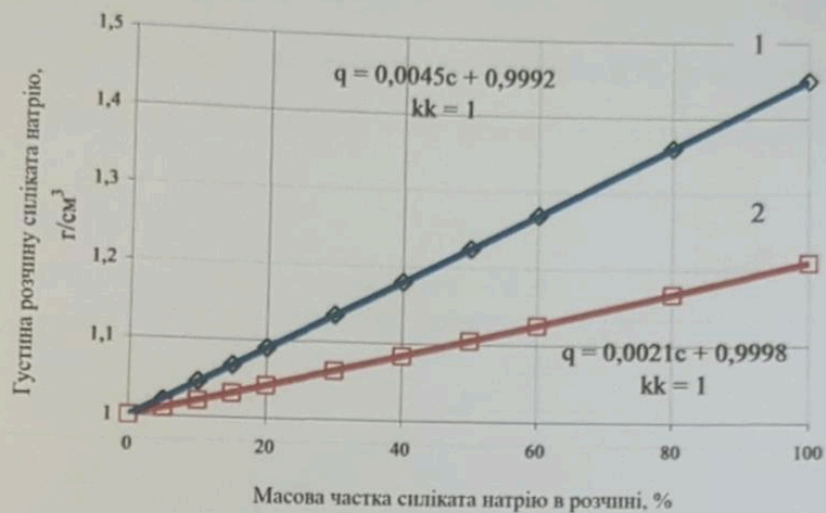


Рис. 2.1. Залежність густини розчинів силікату натрію від концентрації:

1 – густина силікату натрію 1,450 г/см³; 2 – густина силікату натрію марки «Сіаліт 30-5» 1,210 г/см³

В якості кислотогеного агента використовували інгібовану соляну кислоту фізико-хімічні показники якої наведено в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2. Фізико-хімічні показники інгібованої соляної кислоти

Найменування	Значення/Характеристика
Зовнішній вигляд	Злегка каламутна рідина світло-жовтого кольору
Масова частка хлористого водню, %, в межах	22-25
Швидкість корозії сталі Ст 3 з НС1 при 20 °С, г/м ² ч, не більше	0,25
Показник водневих іонів (рН), межах	1,5-2,1
Густина, кг/м ³	1,108-1,119

Для приготування силікатного гелю використовувалися низько концентровані водняні розчини соляної кислоти. Водні розчини соляної кислоти готували на прісній воді. Вимірювання густини водних розчинів соляної кислоти проводили ареометрами.

Експериментально отримана залежність густини водних розчинів соляної кислоти від концентрації наведено на рисунку 2.2, з якого видно, що в міру розведення товарної форми соляної кислоти густина її знижується. Ця залежність густини соляної кислоти від розведення необхідна для оперативного контролю вмісту кислого агента при отриманні силікатного гелю в промислових умовах.

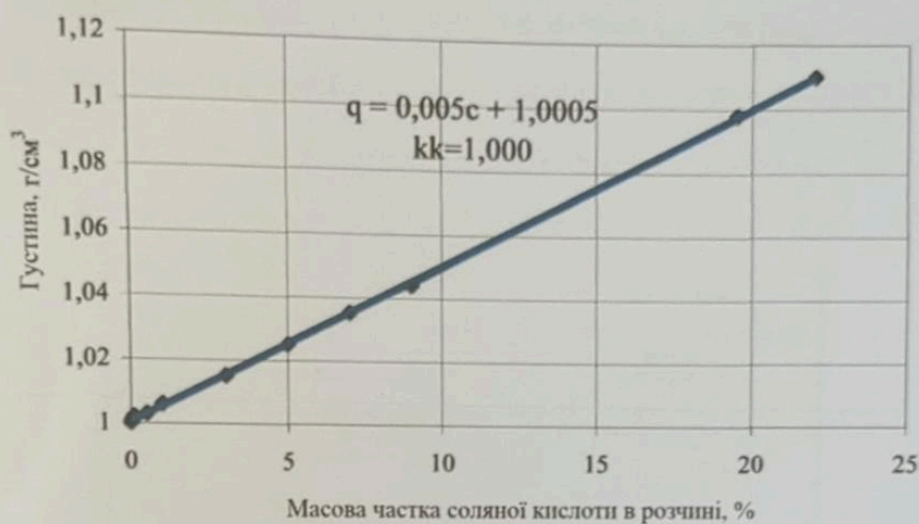


Рис. 2.2 Залежність густини розчинів соляної кислоти від концентрації

Час (швидкість) утворення гелю залежить від концентрації силікату натрію – Na_2SiO_3 , показник водневих іонів (pH), температури.

Отримані експериментально загальні закономірності залежності часу гелеутворення водних розчинів на основі силікатів натрію («Сіаліт 30-5») та кислого агента – соляної кислоти від показника водневих іонів (pH) представлені на рисунках 2.3 і 2.4.

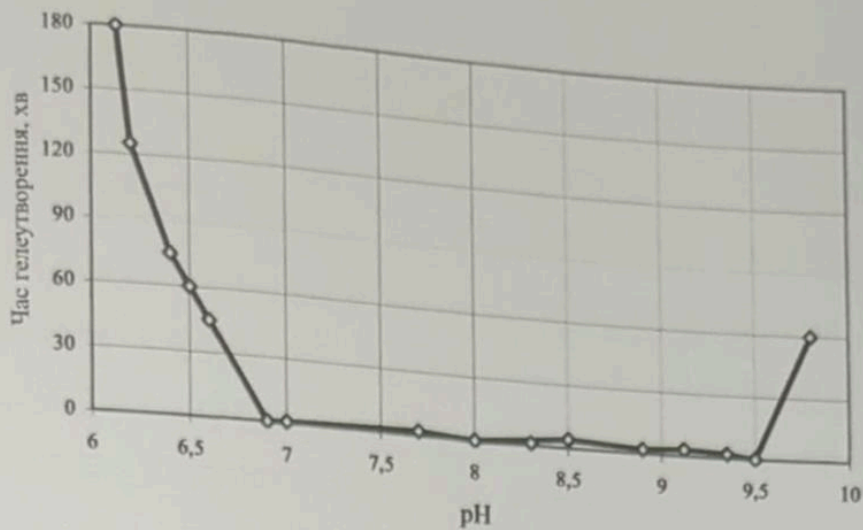


Рис. 2.3 Залежність часу утворення силікатного гелю від водневого показника (силікат натрію марки «Сіаліт 30-5»)

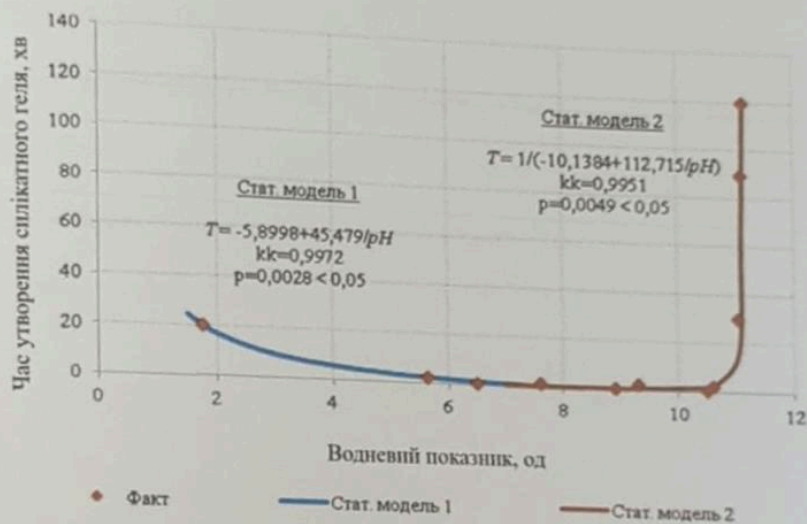


Рис. 2.4 Залежність часу утворення силікатного гелю від водневого показника (силікат натрію марки ГОСТ 13078-81)

За результатами лабораторних досліджень встановлено, що швидка утворення силікатного гелю відбувається в інтервалі рН від 6,8 до 9,5 (при використанні силікату натрію марки «Сіаліт 30-5») та в інтервалі рН від 6,5 до 9,0 (при використанні силікату натрію) (рисунок 2.4).

Відповідно до отриманих даних можна зробити висновок про те, що, силікат натрію, що випускається за ГОСТ 13078-81, та силікат натрію марки

«Сіаліт 30-5» близькі за фізико-хімічними властивостями. Проте силікат натрію є стабільним реагентом, а силікат натрію марки «Сіаліт 30-5» здатний при зберіганні мимоволі переходить у гель, що може ускладнити роботу з ним у промислових умовах. Тому для експериментальних досліджень з метою вивчення силікатного гелю в умовах швидкого гелеутворення та розробки композиції на його основі було використано найбільш доступний реагент – силікат натрію з силікатним модулем 2,8, що випускається за ГОСТ 13078-81.

Для того, щоб з'ясувати вплив різних кислот на швидкість гелеутворення, як кислий агент була досліджена сірчана кислота. Лабораторні експерименти проводилися з водними розчинами силікату натрію з силікатним модулем 2,8, розведеними прісною водою до концентрації по товарній формі: 7,6 %; 11,5 %; 19,2 %; 25,0 %. Соляну кислоту використовували з концентрацією від 1,15 до 4,0 %, сірчану кислоту – від 1,15 до 4,5 %. На рисунках 2.5, 2.6 наведено залежності часу гелеутворення силікатних гелів на основі водних розчинів силікату натрію з різною концентрацією від кількості соляної або сірчаної кислот. Як і очікувалося, гелі утворюються з різною швидкістю.

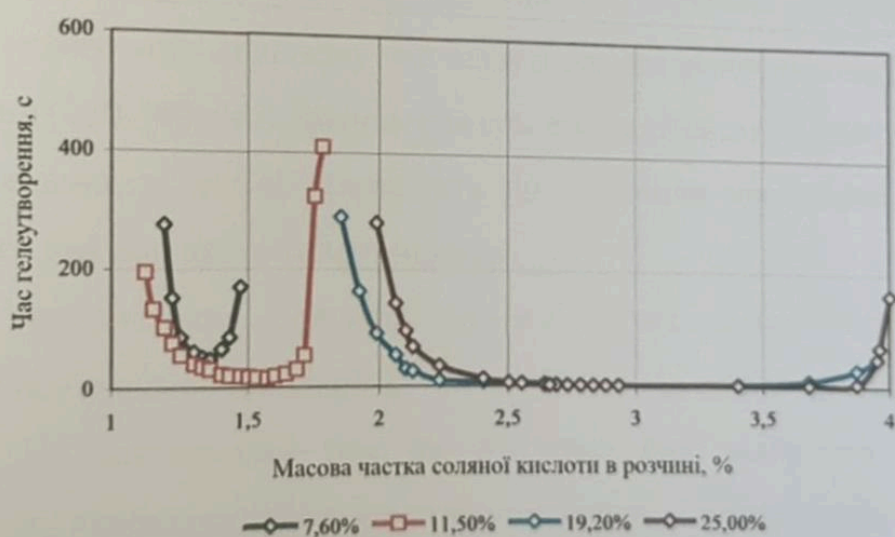


Рис. 2.5 Залежність часу гелеутворення силікатного гелю від вмісту соляної кислоти

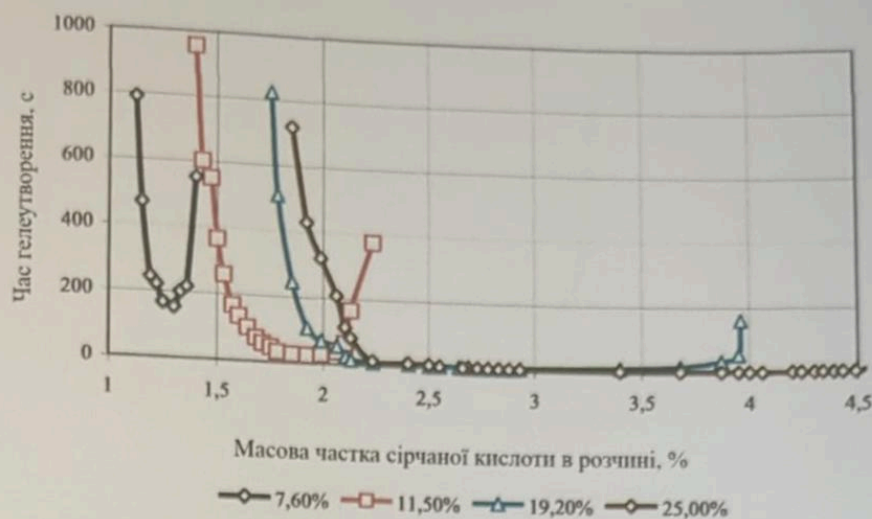


Рис. 2.6 Залежність часу гелеутворення силікатного гелю від вмісту сірчаної кислоти

Дані експериментів показали, що при використанні силікату натрію з концентрацією 25,0 % (за масою) при температурі $20\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 1,0\text{ }^{\circ}\text{C}$ і соляної кислоти з концентрацією в діапазоні від 2,50 до 3,75 % (за масою) гель утворювався моментально (до 30 секунд). При концентрації соляної кислоти нижче і вище зазначеного діапазону час гелеутворення різко зростає і становив від 2 до 5 хвилин (120-300 сек.). Зменшення концентрації силікату натрію, а отже, і двоокису кремнію, у складі призводить до зниження необхідної кількості соляної кислоти для швидкого гелеутворення.

У разі використання сірчаної кислоти в тих самих концентраціях гелеутворення відбувалося повільніше, час становив від однієї до трьох хвилин (рисунки 2.7). Це пояснюється тим, що для того, щоб відбулося утворення силікатного гелю, необхідна втрата негативного заряду міцелою золю. Наявність у розчині позитивних іонів натрію сприяє втраті цього заряду.

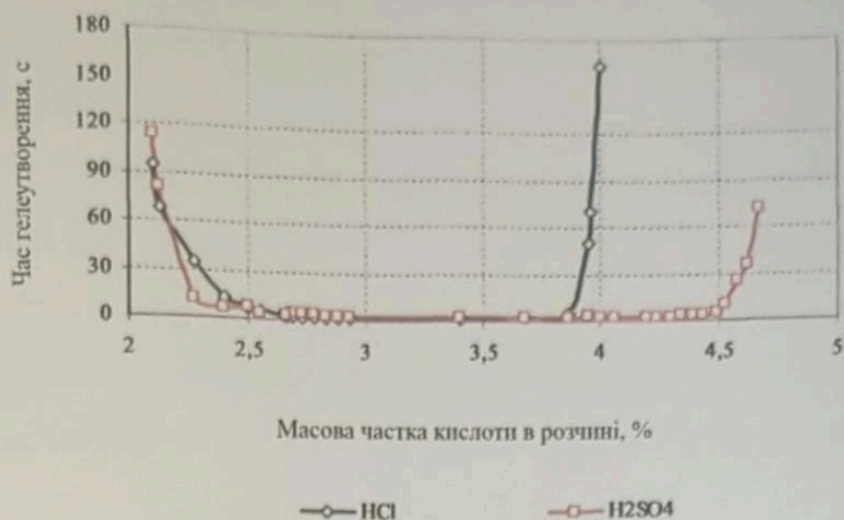


Рис. 2.7 Залежність часу гелеутворення силікатного гелю на основі 25 %-ного розчину силікату натрію від концентрації кислот

Незалежно від того, яка використовується кислота, реакція асоціації водневих і гідроксильних іонів відбувається однаково. Водночас асоціація та дисоціація натрієвих солей (електролітів) різні:

- дисоціація NaCl йде більшою мірою;
- дисоціація Na_2SO_4 меншою мірою.

Отже, у солянокислому розчині вміст іонів натрію більший, ніж у сірчано кислому розчині, але за низьких концентрацій силікату натрію ступінь дисоціації, як для хлористих, так і для сірчано кислих солей однаковий.

Гелеутворення в розчинах із застосуванням сірчаної кислоти йде повільніше, що підтверджується дослідженнями.

Таким чином, для приготування силікатного гелю нами було обрано доступне низькомодульне рідке скло (силікат натрію) із силікатним модулем від 2,5 до 3,6, яке випускають за ГОСТ 13078-81, і яке має стабільність у часі, а як кислого агента – соляна кислота густиною $1,119 \text{ г/см}^3$.

Основне завдання подальших досліджень полягало в розробці силікатної мірогелевої системи на основі силікатного гелю, отриманого в умовах швидкого гелеутворення змішуванням водних розчинів силікату натрію і соляної

кислоти. Властивості силікатного гелю визначаються концентраціями і співвідношеннями основних компонентів, і, як наслідок, рН реакційної суміші.

Водні розчини силікату натрію і соляної кислоти готували розведенням прісною водою до певної густини. Результати досліджень часу утворення силікатного гелю від концентрації, співвідношення компонентів і рН представлені в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3. Залежність часу гелеутворення силікатного гелю від концентрації та співвідношення компонентів і рН реакційної суміші

Розчин силікату натрію		Розчин соляної кислоти		Об'ємне співвідношення водних розчинів силікату натрію і соляної кислоти	рН	Час гелеутворення, хв
Концентрація, % (по масі)	Густина, г/см ³	Концентрація, % (по масі)	Густина, г/см ³			
10	1,057	2,9	1,015	1:1	11,2	135
15	1,066	1,4	1,007	1:1	8,2	3,5
17,8	1,079	1,8	1,009	1:1	6,8	0
20	1,075	2,1	1,011	1:1	8,2	2
20	1,075	10	1,051	1:1	4,8	25
20	1,075	10	1,051	2:1	6,8	5
25	1,110	2,9	1,015	1:1	7,2	0,5
25	1,110	2,9	1,015	2:1	12,1	1,5
30	1,119	5,0	1,006	2:1	10,5	3
30	1,119	5,0	1,006	1:1	9,0	2
30	1,119	10,0	1,051	1:1	11,1	120
35,4	1,157	4,5	1,023	1:1	6,5	2
35	1,157	5,0	1,026	1:1	5,9	4
40	1,165	5,0	1,006	1:1	11,1	30
40	1,165	20,0	1,006	2:1	12,1	40
40	1,165	20,0	1,023	1:1	10,5	25

<i>Продовження таблиці 2.3</i>						
50	1,211	20,0	1,023	1:1	10,5	0
80	1,345	20,0	1,023	1:1	8,9	0
80	1,345	40,0	1,043	1:1	1,76	20
10	1,057	2,9	1,015	3:1	11,9	48 год
20	1,075	5,0	1,006	3:1	10,9	36 год
25	1,110	2,9	1,015	3:1	10,1	52 год
35	1,157	4,5	1,023	3:1	11,5	61 год
40	1,165	10,0	1,051	3:1	12,4	72 год

З таблиці 2.3 видно, час утворення силікатного гелю в діапазоні концентрацій водного розчину силікату натрію від 17,8 до 35,4 % (за масою) і водного розчину соляної кислоти від 1,8 до 4,5 % (за масою) при об'ємному співвідношенні їх 1:1 не перевищує двох хвилин. При об'ємному співвідношенні водних розчинів силікату натрію і соляної кислоти 3:1 час гелеутворення силікатного гелю у вивченому діапазоні концентрацій від 10 до 40 % (за масою) становить від 48 до 72 годин, тобто утворення силікатного гелю розтягнуто в часі, що небажано під час одержання силікатної мікрогелевої системи в промислових умовах.

Для визначення умов утворення силікатного гелю з оптимальними реологічними (міцнісними) характеристиками при дотриманні умов швидкого утворення гелю було вивчено вплив густини розчину силікату натрію та об'ємного співвідношення водних розчинів силікату натрію та соляної кислоти на реологічні властивості силікатних гелів. Зсувну міцність силікатного гелю визначали за швидкості зсуву $0,167 \text{ c}^{-1}$ (рисунок 2.8).

Для досліджень міцнісних властивостей силікатного гелю використовувався ротаційний віскозиметр «Реотест-2». Експерименти проводили при кімнатній температурі $25 \text{ }^\circ\text{C}$, кількість вимірювань становила від трьох до п'яти для кожної густини розчину силікату натрію та об'ємного

співвідношення водних розчинів силікату натрію і соляної кислоти, після чого дані усереднювали.

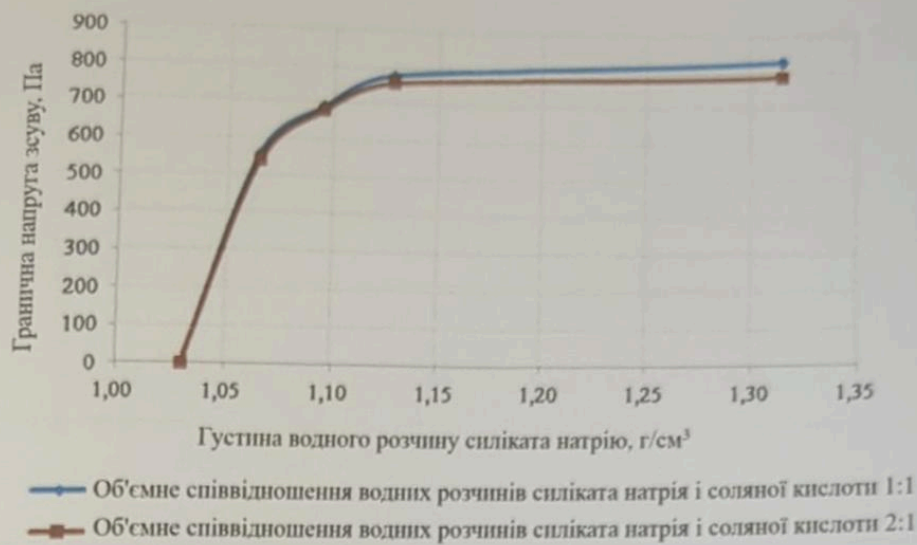


Рис. 2.8 Залежність зсувної міцності силікатного гелю від густини розчину силікату натрію (швидкість зсуву $0,167 \text{ c}^{-1}$)

Експериментальними дослідженнями визначено, що діапазон густини розчинів силікату натрію, що забезпечує отримання гелю з оптимальними властивостями міцності, перебуває в межах від 1100 до 1130 кг/м^3 при об'ємному співвідношенні водних розчинів силікату натрію і соляної кислоти $1:1$.

Встановлено, що при густині водного розчину силікату натрію, що перевищує 1130 кг/м^3 , міцність гелю стабілізується, верхня межа густини водного розчину силікату натрію обмежується цим значенням.

Об'ємне співвідношення водних розчинів силікату натрію і соляної кислоти в зазначеному діапазоні істотно не впливає на збільшення міцності силікатного гелю. Зсувна міцність силікатних гелів у зазначених діапазонах становить $780\text{-}790 \text{ Па}$.

Значний вплив на час утворення силікатного гелю чинить температура навколишнього середовища. На рисунку 2.9 представлено залежність часу гелеутворення силікатного гелю, отриманого на основі силікату натрію, розведеного прісною водою в об'ємному співвідношенні $1:3$ і соляної кислоти,

розведеної прісною водою в об'ємному співвідношенні 1:7, від температури. Об'ємне співвідношення водних розчинів силікату натрію і соляної кислоти дорівнювало 1:1. З рисунка 2.9 видно, що зі зниженням температури період часу гелеутворення значно збільшується.

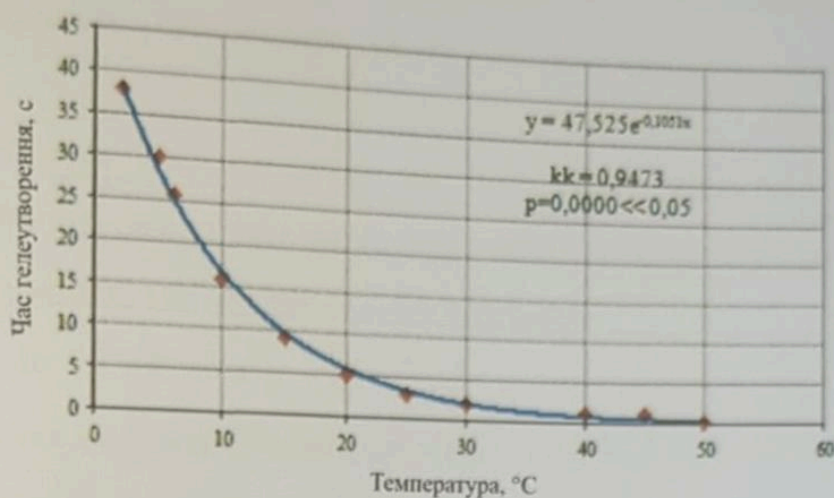


Рис. 2.9 Залежність часу утворення силікатного гелю від температури навколишнього середовища

Встановлено, що приготування силікатного гелю необхідно проводити при температурі навколишнього середовища не нижче плюс 8 °C, при цьому період часу гелеутворення становить від одиниць до 30 секунд. При температурі навколишнього середовища менше 8 °C відбувається замерзання вихідних розбавлених розчинів силікату натрію і соляної кислоти, що робить проблематичним отримання силікатного гелю в промислових умовах і вимагає додаткових матеріальних затрат.

При збільшенні температури понад 40 °C відбувається локальне гелеутворення, тобто у вигляді окремих грудок. Однак в умовах Полтавської області така температура (вище 40 °C) вкрай рідко спостерігається навіть у літній період.

За результатами досліджень можна зробити висновок, що в умовах проведення експериментів усі графічні залежності вказують мінімум часу гелеутворення за певних концентрацій для кожної кривої. У цих інтервалах

створюються певні оптимальні умови отримання силікатного гелю в присутності кислоти.

Отже, мінімальний час гелеутворення залежить від кількості силікату натрію та вмісту кислоти в складі, оптимального співвідношення компонентів, рН суміші, міцності силікатного гелю та температури навколишнього середовища.

За результатами експериментальних досліджень визначено оптимальні показники для утворення силікатного гелю в умовах швидкого гелеутворення, як у лабораторних умовах, так і в промислових умовах:

- густина води – 1000 кг/м^3 ;
- масова частка силікату натрію у розчині – $17,8-35,4 \%$;
- масова частка соляної кислоти у розчині – $1,8-4,5 \%$;
- об'ємне співвідношення водних розчинів силікату натрію до соляної кислоти – $1:1$;
- показник водневих іонів – $6,5-9,0$;
- зсувна міцність силікатного гелю при швидкості зсуву $0,167 \text{ с}^{-1}$ – $780-790 \text{ Па}$.

2.3 Вивчення реологічних властивостей силікатних мікрогелевих систем

Реологічні властивості силікатних мікрогелевих систем досліджувалися на ротаційному віскозиметрі. Реологічні властивості характеризують поведінку таких систем при їх деформуванні, визначальні залежності в'язкості від напруги та швидкості зсуву.

Досліджено закономірності зміни в'язкості силікатних мікрогелевих систем від концентрацій частинок силікатного гелю, швидкості зсуву в діапазоні від $6,5$ до 129 с^{-1} та густини води від 1000 до 1180 кг/м^3 . Експерименти проводилися при кімнатній температурі, що дорівнює $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

В результаті проведених лабораторних досліджень сформульовано вимоги до процесу отримання силікатної мікрогелевої системи з оптимальними фізико-хімічними та реологічними характеристиками, що забезпечують високу ефективність технологій на їх основі. Вимоги до процесу отримання силікатної мікрогелевої системи представлені в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4. Вимоги до процесу одержання силікатної мікрогелевої системи

Найменування показника	Значення
Силікатний гель	
Густина води, кг/м ³	1000
Масова концентрація силікату натрію у водному розчині, %	17,8-35,4
Масова концентрація соляної кислоти у водному розчині, %	1,8-4,5
Об'ємне співвідношення водних розчинів силікату натрію та соляної кислоти	1:1
Водневий показник суміші водних розчинів силікату натрію та соляної кислоти	6,5-9,0
Зсувна міцність при швидкості зсуву 0,167 с ⁻¹ , Па	780-790
Час гелеутворення, с, в межах	0-30
Силікатна мікрогелева система	
Густина дисперсійного середовища – води, кг/м ³ , в межах	1000-1180
Розмір частинок силікатного гелю, мкм, в межах	2-27
Масова концентрація частинок силікатного гелю, %	5-25
Коефіцієнт динамічної в'язкості, мПа·с	2,0-10,2

2.4 Результати досліджень композицій із застосуванням силікатних мікрогелевих систем

Для розширення області застосування силікатних мікрогелевих систем (СМГС) було проведено дослідження щодо впливу поверхнево-активних речовин (ПАВ) на ефективність їх спільного використання в двох технологічних напрямках: для приготування композиції, що містить СМГС+ПАВ, а також використання цих реагентів у вигляді послідовно закачуваних об'ємів.

2.4.1 Дослідження силікатної мікрогелевої системи та ПАВ

Комплексне використання хімічних реагентів при витісненні дозволяє підвищити ефективність технології збільшення нафтовидобування за їх застосування. Значна роль у таких технологіях відводиться розчинам неіоногенних поверхнево-активних речовин (НПАВ), що істотно впливають на фазову проникність нафтонасичених порід.

Роль ПАВ у процесах витіснення нафти полягає, головним чином, у зміні величини та характеру капілярних сил внаслідок зміни умов змочуваності та зниження значень міжфазного натягу в системі «нафта – порода – рідина, що витісняє».

Як відомо, для витіснення залишкової нафти з пористого середовища необхідно подолати капілярні сили, що утримують нафту. Внаслідок цього потрібно збільшити значення капілярного числа. Збільшити значення капілярного числа можна за рахунок зниження міжфазного натягу на границі «нафта – витісняюча рідина». Тому більшого ефекту може бути досягнуто за рахунок застосування силікатних мікрогелевих систем та ПАВ у неоднорідних за проникністю теригенних пластах.

Міжфазний натяг (МФН) розчинів ПАВ визначали на приладі сталагмометр на границі «нафта – рідина, що витісняє». У прозорий бюкс заливали досліджувану рідину, в неї через капіляр видавлювали краплю нафти, на лімбі мікрометра визначали число поділів для утворення однієї краплі. Виявляли середнє значення розміру краплі з 10-15 визначень. Визначали густину досліджуваного розчину та нафти.

Міжфазний натяг визначали за формулою:

$$\Delta = V_{\text{ср}} \cdot K \cdot (\gamma - \gamma_1) \quad (2.1)$$

де δ – міжфазний натяг, мН/м;

$V_{\text{ср}}$ – середній об'єм краплі, м³;

K – стала капіляра, Н/кг·м;

γ – густина досліджуваної рідини, кг/м³;

γ_1 – густина нафти, кг/м³.

Як поверхнево-активні речовини використовували неіоногенні ПАР – оксиетильовані алкілфеноли на основі тримерів пропілену «Неоноли» марок: АФ 9-6 та АФ 9-12 (ТУ 2483-077-05766801-98), комплексна поверхнево-активна речовина «Біксол марки Б» (ТУ 2482-001-91222887-11) та «Atren-SA» (ТУ 2458-032-63121839-2011), фізико-хімічні показники цих ПАР наведено у таблиці 2.5.

Таблиця 2.5. Фізико-хімічні показники ПАР

Найменування показника	Значення/Характеристика			
	Неонол АФ 9-6	Неонол АФ 9-12	Біксол марки Б	Atren-SA
Зовнішній вигляд при 25 °С	Прозора масляниста рідина від безбарвного до жовтуватого кольору.			
Масова частка води, %, не більш	0,5		-	
Густина, кг/м ³	1027	1046	975	1060
Температура застигання, °С	-20	в межах 13-17	-25	-30
Показник водневих іонів водного розчину з масовою часткою 1 % (рН), в межах	7,0+1,0		7-9	6-10

Було проведено дослідження впливу добавки ПАР на поверхнево-активні властивості силікатних мікрогелевих систем. Для дослідження використали

СМГС із вмістом 5 та 10 % частинок силікатного гелю, ПАР – з концентрацією від 0,05 до 0,1 % (за масою).

Результати досліджень міжфазного натягу композицій на основі ПАР та СМГС наведено у таблиці 2.6.

Як видно з наведених у таблиці 2.6 даних, при спільній присутності у композиції ПАР та СМГС міжфазний натяг на кордоні «нафта - витісняюча рідина» знижується незначно порівняно з розчинами ПАР.

Таблиця 2.6. Міжфазний натяг композицій на основі ПАР та силікатних мікрогелевих систем на границі з нафтою

Густина води, кг/м ³	Міжфазний натяг, мН/м			
	Вода	ПАР – (Неонол АФ 9-12) 0,05 % (по масі)	СМГС+ПАР	
			Масова концентрація СМГС, %	
			5	10
1000	43,5	4,8	4,4	4,20
1090	45,6	5,9	5,7	5,40
1180	50,0	7,9	7,6	7,45
		ПАР – (Біксол марки Б) 0,05 % (по масі)		
1000	43,5	10,4	10,1	9,8
1180	50,0	5,1	4,9	4,5
		ПАР (Неонол АФ 9-6) 0,1 % (по масі)		
1000	43,5	7,4	7,1	6,9
1090	45,6	13,9	13,7	12,9
1180	50,0	15,2	14,9	14,6
		ПАР (Біксол марки Б) 0,1 % (по масі)		
1000	43,5	9,4	9,30	8,90
1090	50,0	0,8	0,78	0,69
		ПАР Atren-SA 0,1 % (по масі)		
1000	43,5	5,3	5,24	5,23
1090	45,6	3,7	3,64	3,60
1180	50,0	7,8	7,62	7,59

Результати проведених досліджень дозволяють зробити висновок, що досліджені ПАР у діапазоні концентрацій від 0,03 до 0,15 % (по масі) мають нафтовідмивальні властивості, отже, їх використання у поєднанні із силікатними

мікрогелевими системами дозволить розширити область застосування збільшення нафтовидобування з неоднорідних пластів.

2.5 Висновки до розділу 2

Таким чином, на підставі проведених досліджень можна зробити висновок про те, що спільне використання силікатних мікрогелевих систем, ПАР дозволить покращити нафтовідмивальні властивості та реологічні показники комбінованих систем.

Підбиваючи підсумки проведених нами досліджень фізико-хімічних та реологічних властивостей силікатного гелю та композицій на його основі, можна зробити такі висновки:

1. Визначено вимоги до отримання оптимального за своїми технологічними показниками силікатного гелю в умовах швидкого гелеутворення як лабораторних, так і в промислових умовах:

- густина води – 1000 кг/м^3 ;
- масова частка силікату натрію у розчині – $17,8-35,4 \%$;
- масова частка соляної кислоти у розчині – $1,8-4,5 \%$;
- об'ємне співвідношення водних розчинів силікату натрію до соляної кислоти – $1:1$;
- Показник водневих іонів – $6,5-9,0$;
- зсувна міцність силікатного гелю при швидкості зсуву $0,167 \text{ с}^{-1}$ – $780-790 \text{ Па}$.

2. Визначено, що зі збільшенням швидкості зсуву в діапазоні від $16,6$ до 129 с^{-1} (при густині дисперсійного середовища – води від 1000 до 1180 кг/м^3) ефективна в'язкість СМГС знижується не менше ніж у шість разів.

3. Визначено масові концентрації ПАР та полімерів, що лежать у межах від $0,03$ до $0,15 \%$ та від $0,1$ до $0,5 \%$ відповідно, які надають суттєве вплив на ефективність застосування силікатної мікрогелевої системи.

РОЗДІЛ 3. ВИВЧЕННЯ ВЛАСТИВОСТЕЙ СИЛІКАТНИХ МІКРОГЕЛЕВИХ СИСТЕМ МЕТОДАМИ ФІЗИЧНОГО МОДЕЛЮВАННЯ

Основна мета експериментальних досліджень фільтраційних характеристик полягала у вивченні поведінки силікатних мікрогелевих систем пористому середовищі.

Вивчення фільтраційних характеристик силікатних мікрогелевих систем та композицій на їх основі проводилися на одношаровій насипній моделі пласта різної проникності.

Для проведення досліджень силікатні мікрогелеві системи готувалися тільки із силікатного гелю, отриманого в результаті змішування в об'ємному співвідношенні 1:1 водних розчинів силікату натрію та соляної кислоти з масовими концентраціями 25 % та 2,9 % відповідно.

3.1 Дослідження фільтраційних характеристик силікатних мікрогелевих систем на лінійних водонасичених насипних моделях пласта

У ході проведення фільтраційних експериментів було передбачено наступні етапи проведення робіт:

- а) підготовка лінійної водонасиченої насипної моделі пласта;
- б) визначення проникності водонасиченого пористого середовища (моделі пласта);
- в) закачування силікатної мікрогелевої системи;
- г) фільтрація води через пористе середовище та визначення зміни проникності по воді.

Як основний параметр, що характеризує вплив СМГС на фільтраційні характеристики пористих середовищ, використовували залишковий фактор

опорів (ЗФО), що визначається як відношення коефіцієнтів, що встановилися в проникності пористого середовища до та після дії за формулою:

$$R_{\text{ост}} = k_1/k_2 \quad (3.1)$$

де $R_{\text{ост}}$ – залишковий фактор опору;

k_1 – коефіцієнт проникності пористого середовища по воді до дії;

k_2 – коефіцієнт проникності пористого середовища у воді після дії.

Збільшення ЗФО свідчить про позитивний вплив випробуваної композиції на фільтраційні властивості пористого середовища, тобто про його здатність збільшувати охоплення пласта витісненням.

Тестування фільтраційних властивостей СМГС проводилося на лінійній насипній водонасиченій моделі пласта за наступною схемою:

- фільтрація мінералізованої води (не менше 5-6 порових об'ємів) через модель пористого середовища при постійному перепаді тиску з метою визначення початкового коефіцієнта проникності (мкм^2);
- закачування в модель пористого середовища об'ємів СМГС;
- продовження фільтрації мінералізованої води в тому ж напрямку (не менше 5-6 порових об'ємів) та визначення кінцевого коефіцієнта проникності (мкм^2);
- розрахунок залишкового фактора опорів пористого середовища.

У цих дослідах як лінійну модель пласта використовували металеву трубку з нержавіючої сталі довжиною 1,0 м та внутрішнім діаметром 0,03 м, яку щільно набивали подрібненим до потрібної проникності кварцовим піском певної фракції (0,03-0,25 мм). Пористе середовище вакуумували та насичували мінералізованою водою щільністю 1090 кг/м^3 .

Крім вимірів об'ємів профільтрованої через пористе середовище води проводилося зважування з точністю до 0,001 кг порожньої моделі (трубки), моделі з піском, моделі з піском, насиченою водою, що забезпечувало подвійний

контроль за параметрами пористого середовища (об'єм пор моделі, пористість, коефіцієнт проникності).

Було проведено вісім серій дослідів, що відрізняються один від одного початковою проникністю пористого середовища по воді та розмірами облямівки досліджуваної композиції СМГС.

Кожна серія досліджень містила від трьох до п'яти паралельних дослідів.

Початкові коефіцієнти проникності, що характеризують початкові фільтраційні властивості пористих середовищ змінювалися від 0,98 до 5,0 мкм². Розмір облямівки СМГС варіювався від 10 до 30 % порового об'єму. Склад мікрогелевих частинок силікатного гелю у всіх експериментальних серіях було одним і тим самим і становило 10 %. Для приготування СМГС використовувалась прісна вода.

У таблиці 3.1 наведено усереднені показники, що характеризують основні умови та результати тестування фільтраційних властивостей СМГС з кожній із восьми серій.

Таблиця 3.1. Основні умови та результати тестування фільтраційних властивостей силікатних мікрогелевих систем на однорідних насипних моделях пласта

Номер серії	Початкова проникність по воді, мкм ²	Закачаний об'єм композиції, % від порового об'єму	Кінцева проникність по воді, мкм ²	Остаточний фактор опору, R _{ост}
1	0,98	30	0,06	16,3
2	1,3	10	0,21	6,2
3	1,5	30	0,11	13,6
4	1,7	20	0,14	12,1
5	2,5	10	0,44	5,7
6	2,57	30	0,24	10,7
7	2,64	20	0,31	8,5
8	5,0	30	1,11	4,5

Аналіз наведених у цій таблиці результатів дозволяє стверджувати таке.

У всіх серіях дослідів відбувається збільшення залишкового фактору опорів, він змінюється у діапазонах 4,5-16,3. При цьому відзначається обернено-пропорційна залежність між параметрами, що характеризують фільтраційні властивості пористого середовища та його проникність у воді (початкові коефіцієнти проникності).

Крім того, у серіях дослідів з близькими величинами параметрів, що характеризують початкову проникність пористого середовища, отримана прямопропорційна залежність між такими параметрами, як ЗФО та розмір облямівки СМГС. Так, збільшення розміру облямівки СМГС на 10 % призводить до збільшення ЗФО з усіх дослідів восьми серій у середньому в 1,4 рази.

Таким чином, результати, отримані при тестуванні фільтраційних властивостей СМГС на лінійних пористих насипних середовищах, свідчать про те, що випробувана система (СМГС) здатна змінювати фільтраційні параметри пористого середовища, збільшуючи залишковий фактор опорів, тобто силікатна мікрогелева система здатна блокувати проникність пористих середовищ.

Було виявлено, що при тому самому об'ємі закачування (30 % порового об'єму) силікатної мікрогелевої системи зростання величини залишкового фактору опорів практично прямо пропорційний збільшенню масової концентрації силікатних частинок гелю в системі: зі збільшенням масової концентрації частинок силікатного гелю в системі від 5 до 25 %, ЗФО збільшується в 4,3 рази (рисунок 3.1).

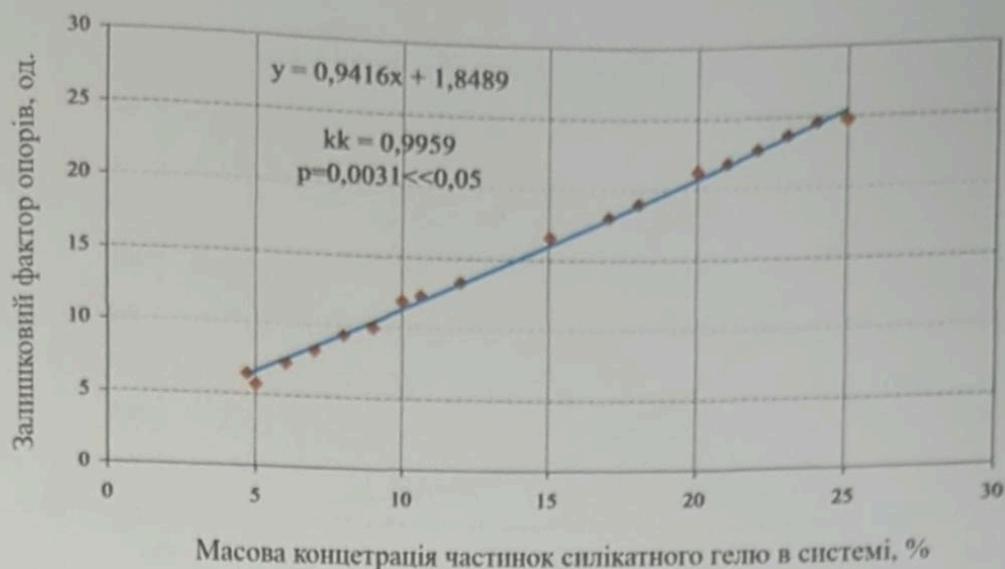


Рис. 3.1 Динаміка зміни величини залишкового фактора опорів залежно від концентрації частинок силікатного гелю в системі (об'єм СМГС – 30 % порового об'єму)

На підставі проведених експериментів було отримано статистично значуща експоненціальна залежність коефіцієнта проникності по воді після закачування силікатної мікрогелевої системи від коефіцієнта проникності по воді до закачування силікатної мікрогелевої системи (рисунок 3.2), яка свідчить про те, що зі збільшенням проникності моделей пласта ефект від закачування СМГС істотно знижується, тобто в діапазоні проникностей від 0,98 до 5,0 мкм² збільшується коефіцієнт проникності по воді після закачування системи в межах від 0,06 до 1,11 мкм².

Таким чином, проведені фільтраційні експерименти на однорідних насипних моделях пласта дають змогу зробити висновок, що силікатні мікрогелеві системи здатні знижувати проникність пористого середовища.

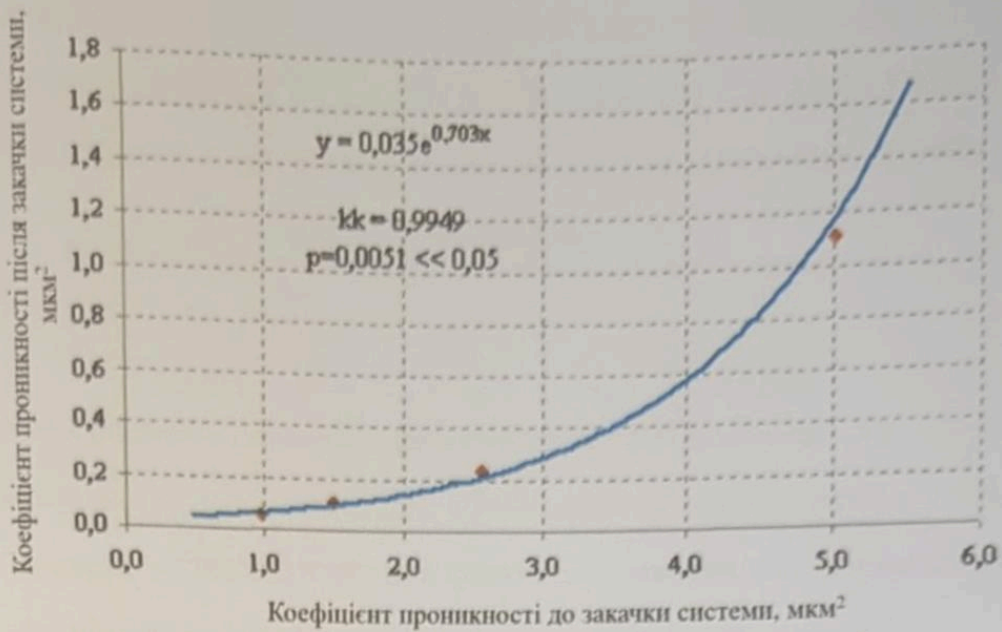


Рис. 3.2 Зміна проникності моделі по воді після закачування силікатної мікрогелевої системи (обсяг СМГС – 30 % порового об'єму)

3.2 Висновки до розділу 3

1. Таким чином, проведені дослідження фільтраційних та нафтовитісняючих властивостей СМГС та їх композицій на фізичних моделях пласта показали, що застосування їх сприяє зміні та вирівнюванню фільтраційних потоків у шарувато-неоднорідних пористих середовищах і збільшенні нафтовидобуток.

2. Розроблені силікатні мікрогелеві системи та композиції на їх основі рекомендовано застосовувати для збільшення охоплення неоднорідних по проникності заводних пластів у реальних промислових умовах.

РОЗДІЛ 4. УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЇ ЗБІЛЬШЕННЯ НАФТОВИДОБУТКУ ІЗ ЗАСТОСУВАННЯМ СИЛІКАТНИХ МІКРОГЕЛЕВИХ СИСТЕМ І РЕЗУЛЬТАТИ ПРОМИСЛОВИХ ВИПРОБУВАНЬ

Результати фізико-хімічних, реологічних досліджень та дослідів з фізичного моделювання, що показали ефективність застосування силікатних мікрогелевих систем, дозволили обґрунтувати їх використання для технологій збільшення нафтовидобування із заводнених продуктивних пластів.

4.1 Спосіб отримання силікатної мікрогелевої системи у промислових умовах

Для розробки технологій підвищення вироблення продуктивних нафтових пластів із застосуванням силікатної мікрогелевої системи потрібно розробити спосіб одержання її з необхідними властивостями у промислових умовах.

В результаті проведених лабораторних досліджень було отримано, що фізико-хімічні властивості силікатного гелю та силікатної мікрогелевої системи залежать не тільки від складу компонентів та дисперсійного середовища, на якому приготувані, але й від способу одержання силікатної мікрогелевої системи.

Перші промислові випробування з приготування та закачування силікатної мікрогелевої системи в умовах швидкого утворення гелю на гирлі свердловини були здійснені на Долинському нафтовому родовищі НГВУ «Долинанафтогаз».

В результаті проведених випробувань були виявлені недоліки способу приготування та закачування в пласт силікатно мікрогелевої системи (СМГС):

- погане перемішування водних розчинів силікату натрію та соляної кислоти через різну густину розчинів;
- гель утворювався не у всьому об'ємі;

– неможливість управління процесом закачування СМГС у пласт через великі розміри частинок силікатного гелю (розмір частинок становив понад 1 мм).

Враховуючи вищевикладені недоліки приготування та закачування СМГС в пласт через нагнітальні свердловини, була запропонована мобільна установка УПСГ-1 та струменевий апарат для диспергування силікатного гелю на частинки із розмірами менше 100 мкм. На рисунку 4.1 наведено зовнішній вигляд установки УПСГ-1.

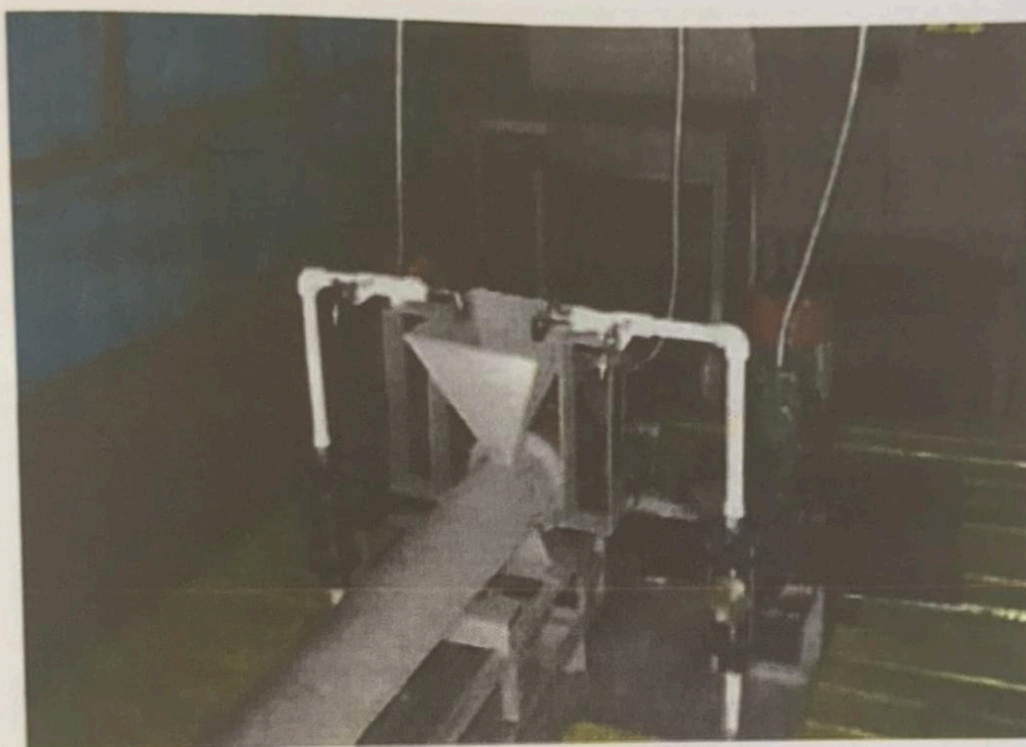


Рис. 4.1 Установка УПСГ-1

Реалізація розроблених технологічних процесів здійснюється згідно схемою, наведеною на рисунку 4.2.

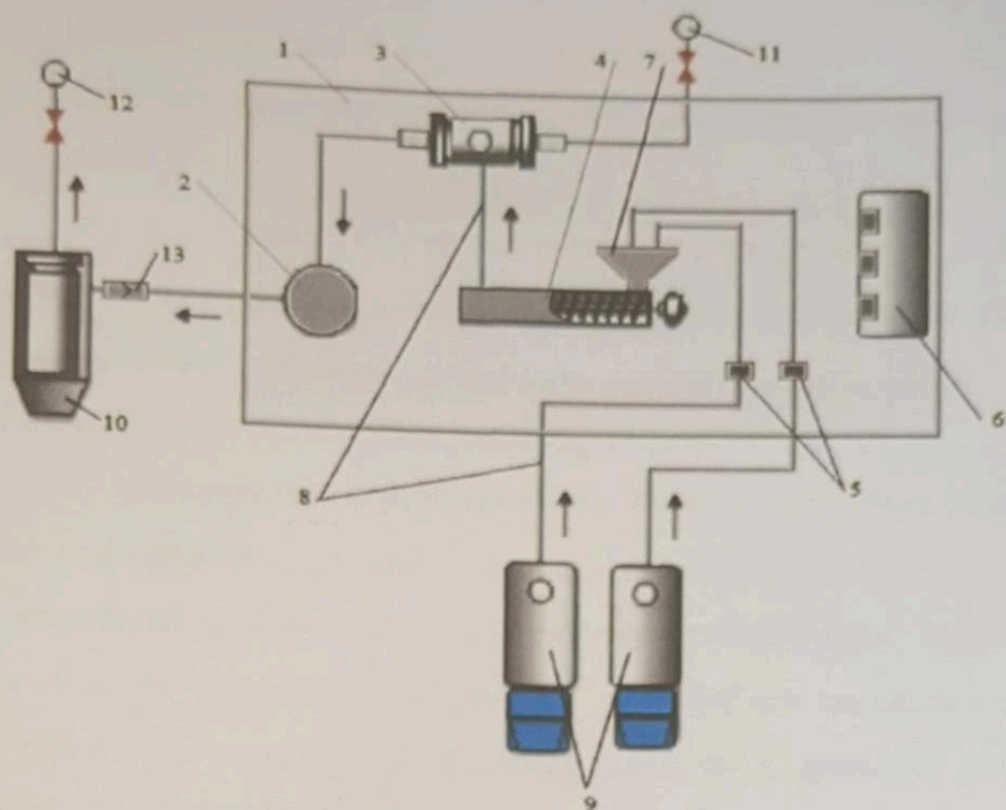


Рис. 4.2 Схема обв'язки наземного обладнання під час реалізації технологічних процесів:

- 1 – транспортний причіп; 2 – проміжна ємність; 3 – струменевий апарат (насос); 4 – шнековий транспортер; 5 – насос-дозатор; 6 – частотний перетворювач; 7 – вузол завантаження; 8 – трубопровід (шланг); 9 – автоцистерни з розведеними розчинами силікату натрію та соляної кислоти; 10 – насосний агрегат; 11 – водовід; 12 – свердловина; 13 – трійник

Спосіб приготування силікатного гелю та отримання силікатної мікрогелівої системи полягає в наступному.

Для приготування силікатного гелю використовуються розведені розчини силікату натрію та соляної кислоти, що надходять у вузол завантаження (7) установки УПСГ-1. Об'ємне співвідношення розведених розчинів силікату натрію та соляної кислоти складає 1:1. Реагенти шлангів 8 подаються на вхід насосів-дозаторів 5. З насосів-дозаторів 5 реагенти нагнітаються через завантажувальний вузол 7 у шнековий транспортер 4.

При змішуванні вказаних реагентів у шнековому транспортері (4) відбувається швидке утворення силікатного гелю. Обороти електродвигуна шнекового транспортери (4) регулюються за допомогою частотних перетворювачів (6). У струменевий насос (3) подаються силікатний гель і вода від водоводу, що закачується (11), де відбувається диспергування силікатного гелю до утворення частинок від декількох мікрометрів до 100 мкм та отримання силікатної мікрогелевої системи. Отримана силікатна мікрогелева система насосним агрегатом закачується у свердловину (12).

Перевагою запропонованої установки є те, що забезпечується безперервне та ефективне приготування, дозування та закачування технологічного розчину (СМГС) у свердловину при спрощенні процесу приготування, дозування та закачування. Подача реагентів і суміші, що регулюється за часом, гарантує одержання якісного технологічного розчину, крім того, дозволяє розширити функціональні можливості встановлення за рахунок регулювання режимів роботи насосів-дозаторів та шнекового транспортера залежно від технологічних характеристик закачуваного розчину

Установка УПСГ-1 в даний час застосовується при реалізації розроблених технологій закачування силікатних мікрогелевих систем та композицій на його основі:

1. Технологія підвищення вироблення продуктивних пластів на пізній стадії розробки нафтових родовищ із застосуванням в'язко-пружної колоїдної суспензії на основі рідкого скла.
2. Технологія підвищення вироблення нафтових пластів із застосуванням композицій з урахуванням силікатного гелю.

4.2 Критерії вибору об'єктів реалізації технологічних процесів

На підставі проведених досліджень було попередньо визначено сферу застосування, сформульовано вимоги та критерії вибору об'єктів реалізації технологічних процесів під час проведення промислових умов:

- технологічний процес реалізується через нагнітальні свердловини, що перебувають під закачуванням прісної або мінералізованої води.

Для реалізації технологічних процесів із використанням силікатних мікрогелевих систем і композицій на його основі обрана ділянка має відповідати таким вимогам:

- розміщення нагнітальних свердловин – усередині контуру нафтоносності;
- об'єкт розроблення – обводнені теригенні колектори порового або тріщинно-порового типу, що мають проникну неоднорідність у розрізі пласта;
- приймальність нагнітальних свердловин – не менше 100 м³/добу при тиску на водоводі;
- нафтонасичена товщина пласта – не менше 2,0 м;
- проникність найпроникнішого інтервалу - не менше 0,1 мкм²;
- середня обводненість продукції, що видобувається, – не більше 98 %.

Для промислових випробувань під час реалізації технологічного процесу із застосуванням композицій на основі силікатної мікрогелевої системи застосуванням композицій на основі силікатної мікрогелевої системи залежно від приймальності свердловини було запропоновано три варіанти закачування:

- через нагнітальні свердловини з прийомистістю від 100 до 200 м³/добу: композиція, що складається з двох об'ємів: перша об'ємівка – силікатна мікрогелева система і друга об'ємівка – розчин ПАР;
- через нагнітальні свердловини з приймальністю від 200 до 400 м³/добу: композиція, що складається з двох оторочок: перша об'ємівка – силікатна мікрогелева система і друга об'ємівка – розчин полімеру;
- через нагнітальні свердловини з прийомистістю від 400 до 600 м³/добу: композиція, що складається з однієї оторочки – суміші силікатної мікрогелевої системи і ПАР або суміші силікатної мікрогелевої системи і полімеру

4.3 Висновки до розділу 4

1. Для проведення промислових випробувань було запропоновано спосіб отримання силікатної мікрогелевої системи у промислових умовах, а також дві технології із застосуванням СМГС для підвищення ефективності нафтовидобутку.

2. В результаті проведених випробувань були виявлені недоліки способу приготування та закачування в пласт силікатно мікрогелевої системи (СМГС). Враховуючи вищевикладені недоліки приготування та закачування СМГС в пласт через нагнітальні свердловини, була запропонована мобільна установка УПСГ-1 та струменевий апарат для диспергування силікатного гелю на частинки із розмірами менше 100 мкм.

3. Перевагою запропонованої установки є те, що забезпечується безперервне та ефективне приготування, дозування та закачування технологічного розчину (СМГС) у свердловину при спрощенні процесу приготування, дозування та закачування.

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У роботі вирішено важливу науково-технічну задачу з підвищення нафтовидобутку з неоднорідних за проникністю заводнених продуктивних пластів із застосуванням силікатних мікрогелевих систем та композицій на їх основі.

1. На основі аналізу та узагальнення результатів теоретичних та експериментальних досліджень визначено напрями робіт з отримання силікатного гелю в наземних умовах і подальшому його закачуванні у вигляді водної силікатної мікрогелевої системи у продуктивний пласт.

2. Встановлено діапазони оптимальних масових концентрацій силікату натрію та соляної кислоти у водних розчинах, рівні, відповідно, 17,8-35,4 % і 1,8-4,5 %, при змішуванні яких в об'ємному співвідношенні 1:1 протягом двох хвилин утворюється силікатний гель з максимальною зсувною міцністю, складової 780-790 Па.

3. Встановлено закономірності зміни в'язкості силікатної мікрогелевої системи від вмісту частинок силікатного гелю, швидкості зсуву та густини води. Показано, що у діапазоні масової концентрації від 5 до 25 % коефіцієнт динамічної в'язкості збільшується від 2,0 до 10,2 мПа·с. Експериментально визначено, що зі збільшенням швидкості зсуву в діапазоні від 16,6 до 129 с⁻¹ (при густині води від 1000 до 1180 кг/м³) ефективна в'язкість силікатних мікрогелевих систем знижується не менше ніж у шість разів.

4. Запропоновано спосіб керованої генерації силікатної мікрогелевої системи з використанням спеціалізованої установки, що забезпечує реалізацію технологічного процесу у промислових умовах.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Акульшин О. І. Управління розробкою нафтових родовищ з метою підвищення нафтовіддачі / О. І. Акульшин, О. О. Акульшин // Нафтова і газова промисловість. – 1998. – № 6. – С. 27-28.
2. Акульшин О.О., Зарубін Ю.О., Височанський З.М., Патра В.Д., Кукуєв А.Г. Впровадження технології визначення гідродинамічного зв'язку і швидкості фільтрації між водонагнітальними і нафтовидобувними свердловинами Чижівського нафтового родовища НГВУ „Полтаванафтогаз”. /Матеріали науково-практичної конференції „Стан і перспективи розробки нафти і газу України”. Івано-Франківськ, 2003. С. 175–177.
3. Акульшин О.О., Зарубін Ю.О., Височанський З.М., Патра В.Д., Лилак М.М. Регулювання процесу витіснення нафти Бугруватівського родовища, з метою підвищення нафтогазовидобутку при використанні полімерної композиції Полікар. /Матеріали науково-практичної конференції „Стан і перспективи розробки нафти і газу України”. Івано-Франківськ, 2003. С. 177–180.
4. Аналіз методів підвищення вуглеводневовіддачі пластів, впроваджуваних ЗАТ "Пласт" у свердловинах Дніпровсько-Донецької западини / І. Г. Зезекало, О. О. Іванків, О. В. Ємець // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 2. – С. 76 – 79.
5. Бойко, В. С. Підземна гідрогазомеханіка [Текст]: підручник / В. С. Бойко, Р. В. Бойко. – Львів: Апріорі, 2005. – 452 с. – ISBN 966-7763-7941-3.
6. Бойко В. С. Технологія видобування нафти : підручник. ІваноФранківськ : Нова Зоря, 2012. 827 с.
7. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ / В.С. Бойко. – К.: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
8. Бойко Р.В. Видобування газу і нафти із тріщинуватих колекторів. Івано-Франківськ: Вид-во «Нова зоря», 2016. 486 с.

9. Бойко В.С. Підземний ремонт свердловин / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2009. – 587 с.
10. Боровик М. В. Попередження забруднення газових колекторів на ДДЗ [Текст] / М.В. Боровик, М.В. Гордійчук, А.А. Лиско та ін. // Питання розв. газової пром-ті України: зб. наук. праць. Вип. XLV.: УкрНДІгаз, 2017. – С. 72-79.
11. Бурма С. В. Аналіз використання інформаційних технологій при заводненні нафтових родовищ / С.В. Бурма, В.М. Юрчишин // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 5. – С. 48–49.
12. Видобування нафти в ускладнених умовах : [монографія] / В. С. Бойко, Р. В. Бойко, Р. В. Грибовський, В. Д. Середюк, Р. Ф. Лагуш, Б. М. Міщук; ред.: В. С. Бойко; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу, Івано-Франків. осередок наук. т-ва ім. Т. Шевченка, Укр. нафтогаз. акад. – Івано-Франківськ : Нова Зоря, 2013. – 771 с.
13. Використання поверхнево-активних речовин на родовищах ВАТ «Укрнафта» [за загал. ред. Михайлюка В.Д., Рудого М.І.]. – Галич: Галицька друкарня Плюс, 2009. – 400 с.
14. Воловецький В. Б. Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження / В. Б. Воловецький, О. М. Щирба, О. Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. –2014. – Вип. 3 (52). – С. 154 – 165.
15. Воловецький В. Б. Розроблення комплексних заходів, спрямованих на підвищення ефективності видобування вуглеводнів при розробці родовищ на виснаження / В. Б. Воловецький, О. М. Щирба, О. Ю. Витязь // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. –2014. – Вип. 3 (52). – С. 154 – 165.
16. Гавришук С. В. Використання програмних засобів при управлінні процесом заводнення нафтових родовищ // Сучасні проблеми прикладної математики та інформатики: матеріали XVI Всеукраїнської наук. конф. (8–9 жовтня 2009 р., Львів). – Л. : Видавничий центр ЛНУ імені Івана Франка, 2009. – С. 60–61.

17. Гавришук С. В. Застосування м'яких обчислень при розробці інформаційних технологій управління знаннями фахівців нафтогазової справи / С.В. Гавришук, В.М. Юрчишин // Сучасні засоби розроблення інформаційних систем: матеріали Міжнародної науково-практ. конф. (20–21 листопада 2008 р., Харків). – Х. : ХНЕУ, 2008. – № 15. – С. 144–145.
18. Гафич І. Методичні аспекти прогнозування складнозбудованих порід-колекторів (на прикладі Семиренківського нафтогазоконденсатного родовища Дніпровсько-Донецької западини / І. Гафич, Я. Лазарук, І Щуров // Геологія і геохімія горючих копалин. – 2017. – № 3–4. – С. 29–40.
19. Геологічні чинники, які впливають на колекторські властивості гірських порід неогенових відкладів та динаміку зміни коефіцієнта газовилучення / Д. Д. Федоришин, О. А. Гаранін, С. Д. Федоришин, Т. В. Потятинник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 1. – С. 51–58.
20. Гришаненко В.П., Зарубін Ю.О., Дорошенко В.М. та ін. Наукові основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу. Київ: ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України», 2014. 456 с.
21. Гутак О.І. Підвищення нафтовилучення із пластів в умовах розробки родовища у режимі розчиненого газу / Я.М. Бажалук, О.М. Карпаш, О.І. Гутак та інші. // Матеріали VI міжнародної науково-практичної конференції "Економічне відродження України". м. Київ, 22 травня 2009. С.18-19.
22. Довідник з нафтогазової справи / [за заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука]. – Львів: Місіонер, 1996. – 620 с.
23. Дорошенко В.М. Методологічні та технологічні основи комплексної інтенсифікуючої та ізолюючої дії на систему "свердловинопласт" дис. д-ра техн. 193 наук: 05.15.06 / Івано-Франківський держ. технічний ун-т нафти і газу. ІваноФранківськ, 1996. 250 с.
24. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах: монографія [Текст] / В.С. Бойко, І.А. Франчук, С.І. Іванов, Р.В. Бойко. – Київ: Книгодрук, 2004. – 400с.

25. Іванків О.О. Новітні методи розкриття та освоєння пластів з аномально низькими пластовими тисками / О.О. Іванків, В.М. Світлицький, М.М. Яворський, А.А. Писаренко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – №2(16). – С. 48 – 53.
26. Інтенсифікація припливу вуглеводнів у свердловину [Текст]. Кн. 1 / Ю. Д. Качмар, В. М. Світлицький, Б. Б. Синюк, Р. С. Яремійчук. – Львів : Центр Європи, 2004. – 352 с.
27. Інформація з сайту www.slb.com.
28. Інформація з сайту www.halliburton.com.
29. Інформація з сайту www.bakerhughes.com
30. Інформація з сайту www.weatherford.com
31. Інформація з сайту www.miswaco.com
32. Даниленко В.А., Нагорний В.П. Технологічний комплекс для інтенсифікації видобутку енергоносіїв // Наука та інновації. – 2006. – Т. 2, № 5. – С. 34–40.
33. Єгер Д.О. Упорядковане використання методів дії на привибійну зону пластів у процесах нафтогазовидобутку / Д.О. Єгер. – К.: Техніка, 2003. – 162 с.
34. Катеринчук П.О., Римчук Д.В., Цибулько С.В., Шудрик О.Л. Освоєння, інтенсифікація та ремонт свердловин. – Харків: Пром-Арт, 2018. – 608 с.
35. Карп І.М., Єгер Д.О. Зарубін Ю.О. та інш. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України. – К: „Наукова думка”, 2006. – 309с.
36. Кісіль І. С. Методи і прилади контролю якості розчинів поверхнево-активних речовин шляхом вимірювання поверхневого і міжфазного натягів: дис. докт. техн. наук: 05.11.13. – ІваноФранківськ, 1991. – 390 с.
37. Кондрат Р. М. Поверхнево-активні речовини для процесів нафтовилучення / Р.М. Кондрат., Л.Б. Мороз, В.Д. Михайлюк, Б.Л. Литвин // Фізика і хімія твердого тіла. – 2008. – № 3, Т.9. – С. 655-658.

38. Кондрат, Р. М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ [Текст] : навч. посіб. / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Н. С. Дремлюх. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2015. – 288 с.
39. Кондрат О.Р. Експериментальні дослідження витіснення сконденсованих вуглеводнів з газоконденсатних родовищ розчинами ПАР / О.Р. Кондрат // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №1. – С.34-38.
40. Коцкулич Я. С. Закінчування свердловин / Я. С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – 366 с.
41. Куль А. Й., Нагорний В. П., Семенякін П. В. Інтенсифікація видобутку газу на свердловинах ДП "Полтавагазпром". // Нафтова і газова промисловість. – 1977. – № 4. – С. 27.
42. Мала гірничча енциклопедія: у 3 т. / за ред. В. С. Білецького. – Д.: Донбас, 2007. – Т. 2: Л – Р. – 670 с. – ISBN 57740-0828-2.
43. Мислюк М.А. Моделювання явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі / М.А. Мислюк, Ю.О. Зарубін. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 494 с.
44. Нагорний В.П. Технології інтенсифікації видобутку вуглеводнів / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк: за редакцією В.П. Нагорного; НАН України, Інститут геофізики ім. С.І. Субботіна. – Київ, 2013. – с. 268.
45. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів в українському секторі Прикерченського шельфу Чорного моря [Текст] / П. Ф. Гожик, М. І. Євдошук, В. В. Гладун та інші. – К.: НАН України, ДГС України, НАК «Нафтогаз України», 2011. – 576 с.
46. Орловський В. М., Білецький В. С., Сіренко В. І. Нафтогазовилучення з важкодоступних і виснажених пластів. Харків: Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, НТУ «Харківський політехнічний інститут», ТОВ НТП «Бурова техніка», Львів, Видавництво «Новий Світ – 2000», 2023. – 312 с.
47. Патент України № 52041 А. Спосіб обмеження водоприпливу у свердловину. Копач І.В., Акульшин О.О., Манюк С.В., Рудий М.І., Мачужак М.І.,

Патра В.Д., Кукуєв А.Г. ВАТ „Укрнафта” НГВУ „Полтаванафтогаз”. Зареєстр. 16.12.2002 р. Бюл. № 12.

48. Патент України № 67393 А. Спосіб гідрофобізуючої обробки неоднорідних за проникністю пластів. Акульшин О.О., Гнип М.П., Петриняк В.А., Пилипець І.А., Немировська Л.В., Патра В.Д., Ровенчак В.А. ВАТ «Укрнафта». Зареєстр. 16.10.2006. Бюл. № 10.

49. Патра В.Д., Акульшин О.І. Реагент ТПП, як ефективний інтенсифікатор нафтовидобутку. /Збірник доповідей науково-технічної конференції професорсько-викладацького складу Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу. (III частина Івано-Франківськ, 1996. С. 31.

50. Патра В.Д. Підвищення нафтовіддачі з використанням відходів виробництва оцтового ангідриду. /Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. (Серія „Розробка та експлуатація нафтових і газових родовищ” 189 : Державний міжвідомчий науково-технічний збірник. Івано-Франківськ, 1995. Вип. 32. С. 104–110.

51. Правила розробки нафтових і газових родовищ. Затверджено Міністерством екології та природних ресурсів України 15.03.2018 № 118.

52. Регламент взаємодії на об'єктах ПАТ “Укргазвидобування” при спорудженні свердловин із супервайзинговим супроводом від 22.11.2017, затверджений наказом ПАТ “Укргазвидобування” № 777.

53. Розробка та експлуатація нафтових та нафтогазових родовищ: посібник для студ. ВНЗ / під ред. д-ра. техн. наук, проф. І. М. Фика. – Харків, 2019. – 149 с.

54. Свердловини на нафту і газ. Вимоги до технології освоєння та дослідження пластів закінчених бурінням свердловин. СОУ 11.2– 30019775–164:2009 [Чинний від 29.12.2009] ДК «Укргазвидобування», 2009. – 45 с.

55. Свердловини на нафту і газ. Поточний та капітальний ремонт свердловин. Класифікатор робіт та порядок їх проведення. СОУ 11.2– 30019775–168:2010 [Чинний від 04.10.2010] ДК «Укргазвидобування», 2010. – 117 с.

56. Світлицький В.М. Сучасні проблеми розкриття та збереження продуктивних характеристик пластів / В.М. Світлицький, О.О. Іванків, Є.В. Вішнікін // *Нафтова і газова промисловість*. – 2006. – №6. – С. 16 – 18.
57. СТП 320.00135390.093-2001 Технологія спрямованої термохімічної обробки з використанням потоковідхилюючих термостійких в'язких рідин на основі полімеру Полікар. Автори: Акульшин О.О., Кушнір Ю.Б. Наказ по ВАТ „Укрнафта” № від 28.12.2001 р.
58. Юрчишин В. М. Інформаційне моделювання нафтогазових об'єктів : [монографія] / В. М. Юрчишин, В. І. Шекета, О. В. Юрчишин. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. – 192 с.
59. Ahmed U. Unconventional oil and gas resources: exploitation and development / U. Ahmed, D.N. Meehan. – Boca Raton: CRC Press / Taylor & Francis Group, 2016. – 860 p.
60. Al-Anazi A. Modeling gelation time of organically crosslinked polyacrylamide gel system for conformance control applications / A. Al-Anazi, Z. Al-Kaidar, J. Wang // *Paper SPE 196775*. – 2019. – 16 p.
61. Allian C, Salome L. Gelation of semidilute polymer solutions by ion complexation: critical behavior of the rheological versus cross-link concentration // *Macromolecules*, 1990. – V. 23, № 4. – p. 902-912.
62. Baker Hughes Drilling Fluids.: Reference Manual Revision, 2006, 775 p.
63. EOR Survey / *Oil & Gas Journal*. – 2000. – March. – 20. – P. 39-42, 44-53, 56-61.
64. Economides M. J., Nolte K. G. Reservoir Stimulation, 3rd ed. // J. Wiley Sons. – 2000. – 856 p.
65. Heavy oil reservoirs/ C. Curtis, R. Kopper, E. Decoster, A. Guzmán-Garcia, C. Huggins, L. Knauer, M. Minner, N. Kupsch, L. M. Linares, H. Rough, M. Waite // *Oilfield Review*. – 2002. – Autumn. – P. 30-51.
66. Hejri S., Jousset F. Permeability reduction by a xanthan/chromium (III) system in porous media // *SPE Reservoir Engineering*. – Vol / Issue : 8:4. – Nov. 1993.

67. Kulicke W., Nottelmann N. Structure and swelling of some synthetic, semisynthetic, and biopolymer hydrogels. Polimers in aqueous media. // American chemical society. - 1989. - P. 15-44.

68. Pat. 4925578 United States, E21B 043/16. Polymer-thickened aqueous solutions containing a mercaptobenzothiazole [Text] / Southwick; Jeffrey G. (Lexington, MA), Nelson; Richard C (Houston, TX). May 15, 1990.

69. Pat. 4957163 United States, E21B 043/16. Method of stabilizing polemer solutions in a subterranean formation [Text] / Ward; Mark B. (Missouri City, TX). September 18. - 1990.

70. Report: Enhanced Oil Recovery / Oil & Gas Journal. - 2002. - April. - 15. - P. 43-47, 71-83.