

Міністерство освіти і науки України
Державний вищий навчальний заклад
«Національний гірничий університет»

Геологорозвідувальний факультет
Кафедра техніки розвідки родовищ корисних копалин

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
дипломної роботи
магістр

(освітньо-кваліфікаційний рівень)

галузь знань 18 Виробництво та технології
(шифр і назва галузі знань)

напрямок підготовки 184 Гірництво
(код і назва напрямку підготовки)

спеціальність 8.05030103 "Буріння свердловин"
(код і назва спеціальності)

освітній рівень магістр
(назва освітнього рівня)

кваліфікація Гірничий інженер
(код і назва кваліфікації)

на тему: «Дослідження очисного агенту для буріння свердловин по глиняним породам».

Виконавець:

Студент 6 курсу, групи 184М-16-1

Енвальд Б.Г.

(підпис)

(прізвище та ініціали)

Керівники проекту	Прізвище, ініціали	Оцінка	Підпис
розділів:	Давиденко О.М.		
Економічний	Кабаченко Д.В.		
Охорона праці	Судаков А.К.		

Рецензент			
-----------	--	--	--

Нормоконтроль	Судаков А.К.		
---------------	--------------	--	--

Дніпропетровськ
2018 р.

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри техніки розвідки
родовищ корисних копалин

_____ д.т.н. Давиденко О.М.

« _____ » _____ 2017 року

ЗАВДАННЯ

на виконання кваліфікаційної роботи магістра
спеціальності **8.05030103 «Буріння свердловин»**

(код і назва спеціальності)

студенту 184М-16-1 Енвальд Б.Г.

(група)

(прізвище та ініціали)

Тема дипломної роботи «Дослідження очисного агенту для буріння
свердловин по глиняним породам»

1 ПІДСТАВИ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБОТИ

Наказ ректора ДВНЗ "НГУ" від _____ № _____

2 МЕТА ТА ВИХІДНІ ДАНІ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ РОБІТ

Об'єкт досліджень даної роботи є композиції реагентів інгібіторів для бурових розчинів при застосуванні їх в умовах буріння по глиняним породам.

Предмет досліджень технологічні властивості глинистих бурових систем.

Мета НДР Метою магістерської роботи є підвищення ефективності очисного агенту при застосуванні в умовах буріння по глиняним породам.

Вихідні дані для проведення роботи завдання на виконання кваліфікаційної роботи магістра

3 ОЧІКУВАНІ НАУКОВІ РЕЗУЛЬТАТИ

Наукова новизна вперше обґрунтовано можливість використання «жирних кислот» в якості реагенту інгібітора для буріння свердловин по глиняним породам.

Практична цінність полягає у розробці рецептури очисного агенту для буріння свердловин по глиняним породам з використанням в якості реагенту інгібітора «жирних кислот».

4 ВИМОГИ ДО РЕЗУЛЬТАТІВ ВИКОНАННЯ РОБОТИ

5 ЕТАПИ ВИКОНАННЯ РОБІТ

Найменування етапів робіт	Строки виконання робіт (початок-кінець)
Аналітичний огляд бурових систем при застосуванні їх в складних гірничо-геологічних умовах	02.10.2017-31.10.2017
Експериментальні дослідження глинистих бурових систем	01.11.2017-29.12.2017
Обґрунтування економічної ефективності	02.01.2018-15.01.2018
Розробка заходів по безпечним умовам роботи	02.01.2018-15.01.2018

6 РЕАЛІЗАЦІЯ РЕЗУЛЬТАТІВ ТА ЕФЕКТИВНІСТЬ

Економічний ефект полягає у зниженні собівартості приготування очисних агентів для буріння свердловин по глиняним породам.

Соціальний ефект полягає у збереженні екологічної обстановки навколишнього середовища при проведенні бурових робіт за рахунок зменшення використання хімічно шкідливих реагентів до 30%.

7 ДОДАТКОВІ ВИМОГИ

Завдання видав _____ Давиденко О.М.
(підпис)

Завдання прийняв до виконання _____ Енвальд Б.Г.
(підпис)

Дата видачі завдання: 02.10.2017 р.

Термін подання дипломної роботи до ДЕК 24.01.2018р.

ЗМІСТ

Вступ.....	8
Розділ 1 Аналітичний огляд бурових систем при застосуванні їх в складних гірничо-геологічних умовах.....	11
1.1 Гірничо-геологічні умови розкриття продуктивних пластів на нафтогазових родовищах України.....	11
1.2. Дослідження механізму інгібування бурових систем.....	14
1.3 Розробка нових бурових систем при застосуванні їх в складних гірничо- геологічних умовах	19
Висновки до розділу	21
Розділ 2 Експериментальні дослідження глинистих бурових систем.....	22
2.1 Експериментальні дослідження технологічних властивостей реагентів інгібіторів	22
2.1.1 Методика проведення експериментальних досліджень технологічних властивостей реагентів інгібіторів	22
2.1.2 Прилади та матеріали для проведення експериментальних досліджень технологічних властивостей реагентів інгібіторів	23
2.1.3 Результати дослідження технологічних властивостей реагентів інгібіторів..	34
2.2 Експериментальні дослідження стійкості глинистих порід під дією реагентів інгібіторів	35
2.2.1 Опис методики оцінки швидкості зволоження зразків глинистих порід.....	36

2.2.2 Результати дослідження стійкості глинистих порід під дією реагентів інгібіторів	43
Висновки до розділу	44
Розділ 3 Обґрунтування економічної ефективності запропонованої технології.....	45
Розділ 4 Безпека, охорона праці і навколишнього середовища при проведенні робіт	50
4.1 Загальні вимоги безпеки.....	50
4.2 Вимоги безпеки перед початком роботи	53
4.4 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях.....	58
4.5 Вимоги безпеки після закінчення роботи.....	60
4.6 Охорона навколишнього середовища	61
Загальні висновки.....	63
Список використаних джерел.....	64

Реферат

Пояснювальна записка: 65 с., 16 рис., 5 табл., 15 джерел.

Дипломна робота присвячена дослідженню очисного агенту для буріння свердловин по глиняним породам.

Основні запаси покладів нафти Західного нафтопромислового району зосереджено в Карпатській нафтогазоносній провінції, приурочені до родовищ, які літологічно представлені низькопроникними піщаноалевродітовими пісковиками з чергуванням аргілітів і глин. Тому тема роботи є дуже актуальна.

Метою магістерської роботи є підвищення ефективності очисного агенту при застосуванні в умовах буріння по глиняним породам.

Об'єктом дослідження даної роботи є композиції реагентів інгібіторів для бурових розчинів при застосуванні їх в умовах буріння по глиняним породам, а *предметом* дослідження – технологічні властивості глинистих бурових систем.

Методи дослідження. Композиції реагентів інгібіторів бурових систем обґрунтовані теоретичним аналізом та експериментальними дослідженнями їх властивостей. Для побудови базових моделей систем інгібованих бурових розчинів використані методи планування експериментів і статистичного аналізу їх результатів. Інгібуючі властивості, а також інші технологічні властивості бурових систем вивчаються експериментально за загальноприйнятими методиками досліджень.

Техніко-економічний ефект від пропонованої технології полягає в значному (30-60%) зменшенні собівартості робіт, за рахунок того, що у ролі реагенту інгібітору був запропонований вітчизняний реагент.

Запроектовані заходи по охороні праці і довкілля. Обґрунтована техніко-економічна ефективність прийнятої технології.

СВЕРДЛОВИНА, ОЧИСНИЙ АГЕНТ, ІНГІБІТОРИ, ПРОМИВАЛЬНА РІДИНА

Abstract

Explanatory note: 65 p., 16 rice, 5 tables, 15 sources.

The thesis is devoted to the study of a cleaning agent for drilling wells on clay rocks.

The main reserves of oil deposits in the Western oilfield area are concentrated in the Carpathian oil and gas province, confined to deposits lithologically represented by low-permeable sandstone sandstones with alternating argillites and clays. Therefore, the theme of the work is very relevant.

The aim of the master's thesis is to increase the efficiency of the cleaning agent when used in clay rock drilling conditions.

The object of research of this work is the composition of reagents of inhibitors for drilling fluids when applied under drilling conditions on clay rocks, and the subject of research - technological properties of clay drilling systems.

Research methods. Compositions of reagents of inhibitors of drilling systems are based on theoretical analysis and experimental research of their properties. Methods for planning experiments and statistical analysis of their results were used to construct basic models of systems of inhibited drilling fluids. Inhibition properties, as well as other technological properties of drilling systems, are studied experimentally according to generally accepted research methods.

The technical and economic effect of the proposed technology consists in a significant (30-60%) decrease in the cost of work, due to the fact that the role of the reagent inhibitor was proposed domestic reagent.

Proposed measures on occupational safety and the environment. The technical and economic efficiency of the adopted technology is substantiated.

SULFUR, REFINING AGENT, INHIBITORS, PROFESSIONAL LIQUID

Вступ

Актуальність теми.

Україна належить до енергодефіцитних країн, що задовольняє свої паливно-енергетичні потреби за рахунок власних ресурсів менше, ніж на 50 %. Тому досягнення максимально можливого рівня забезпеченості цими ресурсами є головним завданням національної економіки України, без вирішення якого неможлива стабільність економічного та соціального розвитку суспільства, збереження енергетичної безпеки і державної незалежності.

Характерною особливістю нафтових і газових родовищ України є значна виснаженість основних запасів нафти і газу. За таких умов надзвичайно важливим є створення і впровадження нових вітчизняних технологій, технічних засобів та матеріалів, спрямованих на стабілізацію і збільшення об'ємів видобування нафти і газу.

Основні запаси покладів нафти Західного нафтопромислового району зосереджено в Карпатській нафтогазосній провінції, приурочені до родовищ, які літологічно представлені низькопроникними піщаноалевролітовими пісковиками з чергуванням аргілітів і глин. Колектори, здебільшого, порового і поровотріщинуватого типів. Первинне розкриття продуктивних покладів здійснюється при репресії на пласт від 10 до 20 МПа і вище, що призводить до підвищення фільтратовіддачі промивальних рідин, проникнення фільтрату в пори порід-колекторів, перезволоження глинистих мінералів і, як наслідок, до погіршення колекторських властивостей порід; зниження продуктивності свердловин та коефіцієнта нафтовилучення з пластів.

Загальновизнаною умовою якісного первинного розкриття продуктивних пластів на родовищах із складними гірничо-геологічними умовами, є застосування таких методів і технологій первинного розкриття пластів, які забезпечують збереження колекторських характеристик порід. Особливо важливу роль тут відводять буровим промивальним рідинам, тому розроблення нових типів

промивальних рідин, здатних забезпечити високу якість розкриття пластів та екологічну безпеку виконання бурових робіт, є актуальною проблемою.

На даний час для забезпечення належної якості первинного розкриття продуктивних пластів у вітчизняній та зарубіжній практиці найчастіше застосовують безглинисті полімерні промивальні рідини, інгібуючі, соленасичені та рідини на вуглеводневій основі.

Застосування типових інгібуючих та соленасичених промивальних рідин в умовах родовищ з низьким пластовим тиском, як правило, призводить до проникнення фільтрату дисперсійного середовища в пори гірських порід і, як наслідок, порушення цілісності стінок свердловин, набухання материнських глин, які входять до літологічного складу гірських порід та суттєвого зниження проникності продуктивних горизонтів.

Безглинисті полімерні рідини володіють низькими показниками фільтрації, високими мастильними властивостями, низькою корозійною активністю. Однак, застосування у цих системах для пониження показника фільтрації хімічних реагентів на основі акрилових полімерів і водорозчинних ефірів целюлози (Finnpol, Finnfix, Celnol, Tylose, POLYPAC та інших), які проникають у пори порід-колекторів і, адсорбуючись на поверхні пор, зменшують їх ефективний діаметр. Структуроутворювачами у цих рідинах є дорогі імпорتنі біополімери ксантанового типу (дуовіз, фловіз, біокар, біокар-компаунд тощо), а бактерицидна деструкція обмежує їх застосування.

Складність гірничо-геологічних умов залягання продуктивних пластів (низькі пластові тиски та проникність порід-колекторів, наявність материнських глин) родовищ України та особливості географічного розташування вимагають розроблення високоякісних та екологічно-безпечних промивальних рідин для первинного розкриття продуктивних пластів, що й робить актуальною проблему дослідження.

Мета і задачі дослідження. Метою магістерської роботи є підвищення ефективності очисного агенту при застосуванні в умовах буріння по глиняним породам.

Досягнення поставленої мети пов'язане з вирішенням таких основних задач досліджень:

1. Аналіз систем бурових розчинів, які застосовуються при бурінні свердловин в складних гірничо-геологічних умовах.
2. Розробка нових композицій реагентів інгібіторів і дослідження їх властивостей.
3. Розробка і дослідження малоглинистих бурових розчинів з високими інгібуючими властивостями.

Об'єктом дослідження даної роботи є композиції реагентів інгібіторів для бурових розчинів при застосуванні їх в умовах буріння по глиняним породам, а *предметом дослідження* – технологічні властивості глинистих бурових систем.

Методи дослідження. Композиції реагентів інгібіторів бурових систем обґрунтовані теоретичним аналізом та експериментальними дослідженнями їх властивостей. Для побудови базових моделей систем інгібованих бурових розчинів використані методи планування експериментів і статистичного аналізу їх результатів. Інгібуючі властивості, а також інші технологічні властивості бурових систем вивчаються експериментально за загальноприйнятими методиками досліджень.

Розділ 1 Аналітичний огляд бурових систем при застосуванні їх в складних гірничо-геологічних умовах

1.1 Гірничо-геологічні умови розкриття продуктивних пластів на нафтогазових родовищах України

Основні поклади нафти і газу Карпатської нафтогазоносною провінції відносяться до родовищ, що розташовані у Передкарпатському прогині. За тектонікою Передкарпатський прогин розділяють на внутрішню та зовнішню структурні зони. [1]

У тектонічному відношенні родовища належать до першого і другого ярусів складок північно-західної частини Бориславсько-Покутської зони, а також до Орівської і Берегової скиб Складчастих Карпат. До родовищ Бориславського НІР відносяться Бориславське і Південно-Бориславське, Східницьке і Новосхідницьке та інші.

У межах Внутрішньої зони нафтогазоносним є весь крейдіяно-палеогеновий розріз. Основні нафтогазові поклади пов'язані з відкладами олігоцену і еоцену. Геологічний розріз родовищ Передкарпатського прогину у літологічному відношенні однаковий, і продуктивні горизонти в основному характеризуються чергуванням пісковиків та алевролітів.

Промислово нафтогазоносними на родовищі є пісковики та алевроліти всього розрізу від воротищенської до стрийської світи включно. Наприклад, продуктивні горизонти розкриті свердловиною 1800-Борислав залягають в інтервалі 2160 - 2480 м і складені [3-6]:

- в інтервалі 2160 - 2330 м алевролітами (30 %), аргілітами (30 %), пісковиками (35 %) і роговиками (5 %);
- в інтервалі 2330 - 2480 м алевролітами (20 %), аргілітами (60 %), пісковиками (20%).

Пісковики дрібнозернисті, глинисто-карбонатні і глинисті, щільні, кварцеві.

Пластовий тиск у продуктивному горизонті нижче аномального, коефіцієнт аномальності пластового тиску коливається в межах 0,7 - 0,77, а індекс тиску поглинання дорівнює 1,85. [2-4]

Колектор гранулярний, пористість 15-20 %, проникність $(2 - 20) \cdot 10^{-3}$ мкм², глинистість 25 %, карбонатність - 5 %. Густина нафти в пластових умовах - 745 кг/м³, після дегазації - 850 - 875 кг/м³. Вода хлоркальцієвого типу, густина 1195 - 1230 кг/м³, мінералізація 240 - 320 г/кг, коефіцієнт нафтовилучення 0,18 - 0,3. [2]

Східницьке нафтове родовище в тектонічному відношенні належить до північно-західної частини Орівської скиби Карпат.

У початковий період розробку здійснювали на природних режимах виснаження: пружному і розчиненого газу. З 1971 р. на Східницькій структурі впроваджено внутріпластове горіння на дослідній ділянці з 48 свердловинами.

Нафтові поклади Верхньомасловецького родовища в тектонічному відношенні приурочені до двох структурних одиниць: Скибової зони та перехідного елемента між Скибовою і Бориславсько-Покутською зоною - Проміжного ярусу. Скибова зона в межах родовища представлена Південнопопельською і Попельською лусками Орівської скиби, а Проміжний ярус - Верхньомасловецькою і Південномасловецькою складками. [1]

Продуктивні відклади, розкриті свердловинами на Верхньомасловецькому родовищі, залягають на глибинах 1150 - 1410 м та 1410 - 1600 м. Геологічний розріз в основному складений аргілітами, алевролітами та пісковиками, які перешаровуються по всій глибині. Верхня частина розрізу (0 - 15 м) складена тугопластичними глинистими суглинками і гравієм. Коефіцієнт аномальності пластового (порового) тиску дорівнює 1,0 (інтервал 0 - 300 м) та 0,6 - 0,7 (інтервал 300 - 1150 м), а індекс тиску гідророзриву в інтервалі 0 - 1150 м дорівнює 2,0. В інтервалі залягання продуктивних пластів коефіцієнт аномальності пластового тиску становить 0,7- 0,8, а індекс тиску гідророзриву - 1,9- 2,0. [11]

Основним об'єктом розробки Старосамбірського родовища є поклади ямненської світи, які представлені в нижній частині яремчанськими шарами,

складеними строкатими аргілітами з малопроникними прошарками пісковиків і конгломератів.

Похило-скерована свердловина № 80-Старий Самбір, пробурена в західній частині Старо-Самбірського родовища, розкрила нафтоносні пласти в інтервалах 3325 – 3300 м та 3450- 3550 м. Колектори порово-тріщанні, пористість - 20 %, проникність $(0,1 - 13,5) \cdot 10^{-3}$ мкм, карбонатність 15 %. Густина нафти в пластових умовах — 0,755 кг/м³, дегазованої — 846, кг/м³. В інтервалі 2500 — 2750 м залягають плинні породи з соленасиченістю 10 - 15 %. Коефіцієнт аномальності пластового тиску з глибиною змінюється в межах від 1,0 до 1,28, а в інтервалі продуктивних пластів - від 0,81 до 0,9. Вода хлоркальцієвого типу, густина 1105 - 1143 кг/м³, мінералізація 155,8 - 267,0 г/кг, рН = 6,0. Вміст газу 140 м³/т. Коефіцієнт нафтовилучення - (0,12-0,33). [1]

Найбільш значною нафтогазоносністю характеризуються породи менілітової світи олігоцену. Поклади, виявлені в цих відкладах, простежуються майже на всіх родовищах Бориславського НПР в I і II ярусах Внутрішньої зони Передкарпатського прогину. Основним нафтоносним горизонтом цих відкладів є бориславський пісковик, що залягає в основі менілітової світи, а також клівські пісковики і надроговиковий горизонт та інші. Дослідженнями виявлено літологічну неоднорідність колекторів продуктивних горизонтів родовищ Бориславського НПР, що є досить характерним для найбільшого в даному районі Бориславського родовища. Це суттєво ускладнює досягнення якісного розкриття продуктивних пластів. [1-3]

Таким чином аналіз основних нафтогазових родовищ України показав що поклади нафти та газу розташовані в складних гірничо-геологічних умовах, а саме, в соленасичених (10 - 15 %) та глинистих породах (глинисті сланці, алевроліти, аргіліти та пісковики глинисто-карбонатні і глинисті).

Основою успішного первинного розкриття продуктивного пласта вважається збереження природної проникності порід-колекторів та цілісності стінок свердловини в інтервалі його залягання. Вказане може бути досягнене за рахунок використання таких технологій, які виключають можливість потрапляння в пори

порід колекторів побічних матеріалів або таких промивальних рідин, які не спричиняють негативної дії на пласт з точки зору його закупорювання та втрати стійкості стінок свердловини – інгібованих малоглинистих бурових систем.

1.2. Дослідження механізму інгібування бурових систем

Порушення цілісності стовбура свердловин, кольматацію порід-колекторів нафти й газу, насамперед, пов'язують із гідратацією і набуханням глинистих мінералів гірських порід, передусім глинистих сланців. Інгібуючі властивості рідини зумовлюють її здатність до обмеження диспергування і поступлення вибуреної породи до складу твердої фази, а також здатність фільтрату промивальної рідини попереджувати набухання схильних до гідrataції компонентів порід, що формують поровий простір. Обмеження гідrataції гірських порід значною мірою є заходом збереження стійкості і закріплення стінок свердловини. [2]

Сланці містять такі глинисті мінерали як іліт, каолінит і монтморилоніт і характеризуються структурою змішаних прошарків. Різновиди глинистих сланців мають характерну спільність щодо іонообмінної здатності, піддаються гідrataції і набухання, що особливо характерно для глин групи монтморилонітів. Знаходячись у контакті з гірською породою, оскільки сланець складається із пластинчастих шарів глини, вони під час буріння свердловини руйнуються і, як наслідок, перемішуються з буровою промивальною рідиною. [1]

Внаслідок проникнення води у міжшаровий простір обмінні іони з відкритої поверхні пластинок глин дисоціюють, а самі глини набувають позитивного заряду. Диспергуючись, вони можуть адсорбувати як воду, так і хімреагенти, які застосовують для обробки бурових систем. Внаслідок цього суттєво збільшується поверхня глинистих частинок і може спостерігатися утворення неупорядкованих довільних структур, що часто призводить до зростання структурно-реологічних властивостей, кольматування пористого середовища колектора тощо.

Для запобігання цьому здійснюють інгібування бурових систем шляхом збільшення у їх складі вмісту солей-електролітів. Гідратації глин запобігають висока концентрація одновалентних іонів або відносно менші концентрації полівалентних іонів.

Тому, наприклад, іони калію чи амонію, маючи менші радіуси і гідратні оболонки порівняно з іншими, глибше проникають у тонкі пори.

Разом з тим, під час розбурювання пластичних глин пори для цих іонів недоступні і, навіть, за збільшення концентрації ефект їх дії послаблений. Корисну дію їх слід пов'язувати з гальмуванням диспергування вибуреної породи у буровій промивальній рідині. Дослідження механізму інгібуючої дії солей дає підставу обґрунтовувати вибір солей для інгібування бурових систем.

З метою збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів під час їх первинного розкриття бурінням при компонуванні таких систем передбачається враховувати такі фактори: характеристики гірських порід, пластових флюїдів, фізико-хімічні властивості промивальних рідин, тривалість контакту рідини з породами-колекторами, величину репресії на пласт.

За наявності тріщинних колекторів підвищеної проникності додатково коригують склад твердої фази, модифікуючи його компонентами дисперсійного середовища, які піддаються кислотному руйнуванню (крейда, доломіт, мармурова крихта тощо) та обмежують вміст в рідині твердої фази з колоїдною дисперсністю.

При дослідженні механізмів цієї взаємодії слід передусім розглядати процес поглинання води гідрофільною гірською породою. Наслідком накопичення води в порах і тріщинах є необмежене зростання тиску, що призводить до руйнування розбурюваної породи. При цьому суттєве значення щодо динаміки процесу мають характеристики порід. Якщо пластичні глини з високим вмістом монтморилоніту здатні до швидкого набухання при контакті з водою, то тріщинні сланці (аргіліти) належать до порід, які є мало- або непроникними і, відповідно, не набухають при контакті зі водою. Однак, слід врахувати, що у разі прошаркової структури і системи тріщин наявний своєрідний резервуар для поступлення води, за умови

збільшення якого спостерігається необмежене збільшення напружень, при перевищенні яких межі міцності гірської породи призведе до її руйнування.

Відомо багато методів дослідження інгібуючих властивостей бурових промивальних рідин. У вітчизняній практиці найбільшого поширення набув метод, відомий як метод Жигача-Ярова, який полягає у визначенні набухання глинистих взірців. Останнім часом як зарубіжні, так і вітчизняні компанії застосовують метод диспергування кернавого матеріалу в обертових автоклавах - Hot Roll Test. За цим методом регламентується проведення випробувань впродовж чотирьох годин при температурі 56 °С. Коефіцієнт стійкості досліджуваної породи розраховують за відношенням мас висушеного після експерименту залишку до початкової маси матеріалу, взяті у процентах.

Метод "Blue Test" полягає у визначенні ступеня диспергування глинистих порід за концентрацією колоїдних часток. [14]

Відомий також метод визначення швидкості капілярного проникнення води із бурових систем у поровий простір гідрофільного матеріалу. Швидкість проникнення характеризує рівень інгібуючих властивостей промивальної рідини, що дає змогу визначити у її складі оптимальну концентрацію електролітів.

Кожен із вищезгаданих методів має свої переваги і недоліки, тому в дослідженнях їх доцільно поєднувати.

В багатьох дослідженнях зосереджено увагу щодо досвіду застосування в складних геологічних умовах буріння промивальних рідин з використанням як інгібітора хлориду кальцію.

Обмеження у використанні хлориду кальцію були пов'язані з втратою, у разі його присутності, активності окремих реагентів-стабілізаторів аніонного типу (поліакрилатів - гідролізованого поліакриламід, гуматних і гуматовмісних реагентів). У той же час, враховуючи склад пластових вод та фільтрату тампонажних систем, які використовуються в подальшому під час цементування обсадних колон, застосування саме CaCl як інгібітора сланців є доцільним.

Дослідженнями, виконаними в ПАТ "Укрнафта", на прикладі удосконалення рецептур інгібованих нафтоемulsionних розчинів солями KCl і CaCl було

встановлено, що інгібуюча дія KCl більш виражена за температури до $60\text{ }^{\circ}C$ і тиску - до 50 МПа . Однак при досягненні температури $120\text{ }^{\circ}C$ і тиску 60 МПа об'єми набування бентоніту виявились близькими з тенденцією переваги $CaCl$. При обробленні бурових промивальних рідин як хлористим кальцієм, так і вапном та за наявності в рідині іонів кальцію створюються сприятливі умови для кальцинування глин, зниження їх чутливості до гідратації і зволоження фільтратом. [8-12]

Реакційно активними можуть бути іони кальцію, а також молекули і, навіть, колоїдні частинки гідроксиду кальцію. Механізм набування глинистих мінералів у цьому разі описується неоднозначно і вичерпно не вивчений.

Дж. Р. Грей і Г.С.Г. Дарлі посилаються на два види механізму набування: кристалічний і осмотичний. Кристалічне набування називають поверхневою гідратацією, яка відбувається внаслідок адсорбції мономолекулярних шарів води на поверхнях кристалів як зовнішніх, так і міжшарових у випадку глин з набухаючою решіткою. Осмотичне набування відбувається внаслідок того, що концентрація катіонів між шарами більша, ніж їх концентрація в основній масі розчину. [15]

Експериментальні дослідження оцінки ефективності застосування солей-інгібіторів раніше проводились з використанням бентонітового глинопорошку, основу якого складає монтморилоніт, що є найбільш гідратуєчим компонентом набухаючих глинистих порід. Оцінювали вплив солей-інгібіторів і на інтенсивність набування конкретних взірців порід з еоценових і олігоценних відкладів різних родовищ Прикарпаття; Встановлено, що для порід з еоценових відкладів більш вираженими є інгібуючі властивості солей полівалентних металів. Гальмуюча дія щодо швидкості набування і диспергування порід із менілітових відкладів у середовищі 3-5 %-них розчинів KCl і NH_4Cl спостерігається при нормальній температурі (в межах $20 - 24\text{ }^{\circ}C$). При підвищеній температурі ($> 80^{\circ}C$) обмеження гідратації більшою мірою залежить від концентрації солей-інгібіторів і меншою - від їх природи.

Щодо впливу показника рН середовища на набування глин певних закономірностей не встановлено. У кислих і в лужних середовищах можливі

мінімуми і максимуми набухання залежно від властивостей і концентрації інгредієнтів.

В розчинах досліджуваних нейтральних солей-електролітів KCl, NaCl, NH₄Cl залежно від зміни рН спостерігаються зміни динаміки набухання бентоніту.

В присутності солі швидкість набухання бентоніту у сильнолужному середовищі в початковий період значно більша, ніж у разі відсутності солі (у 2 рази), а вже через одну хвилину спостерігається затухання процесу набухання з досягненням практично граничних значень.

Із схематичного зображення (рис. 1) видно, що за розміром іони K⁺ значно менші, ніж іони Na⁺, Ca⁺⁺, Li⁺, Mg⁺⁺, то відповідно і стійкість глиновмісних порід до гідратації у разі застосування KCl більша, ніж при застосуванні NaCl (рис. 2).

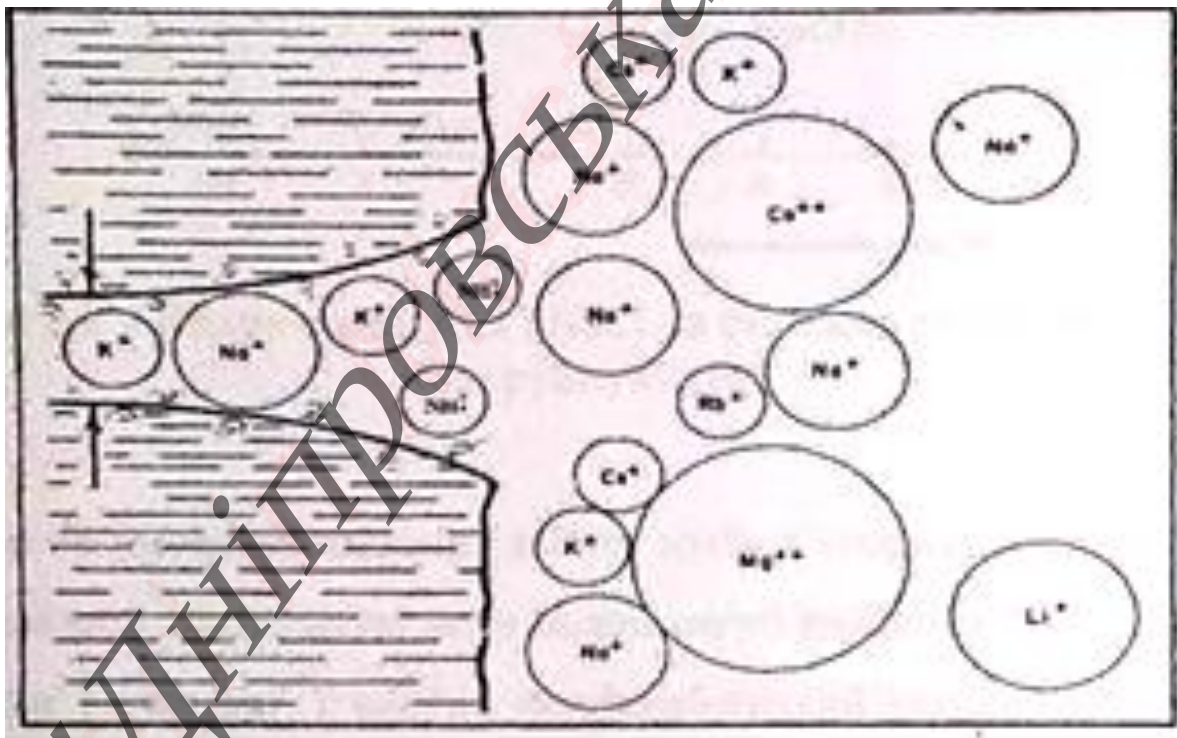


Рис. 1.1- Схема проникнення катіонів металів у міжпакетний простір глинистих мінералів [1]

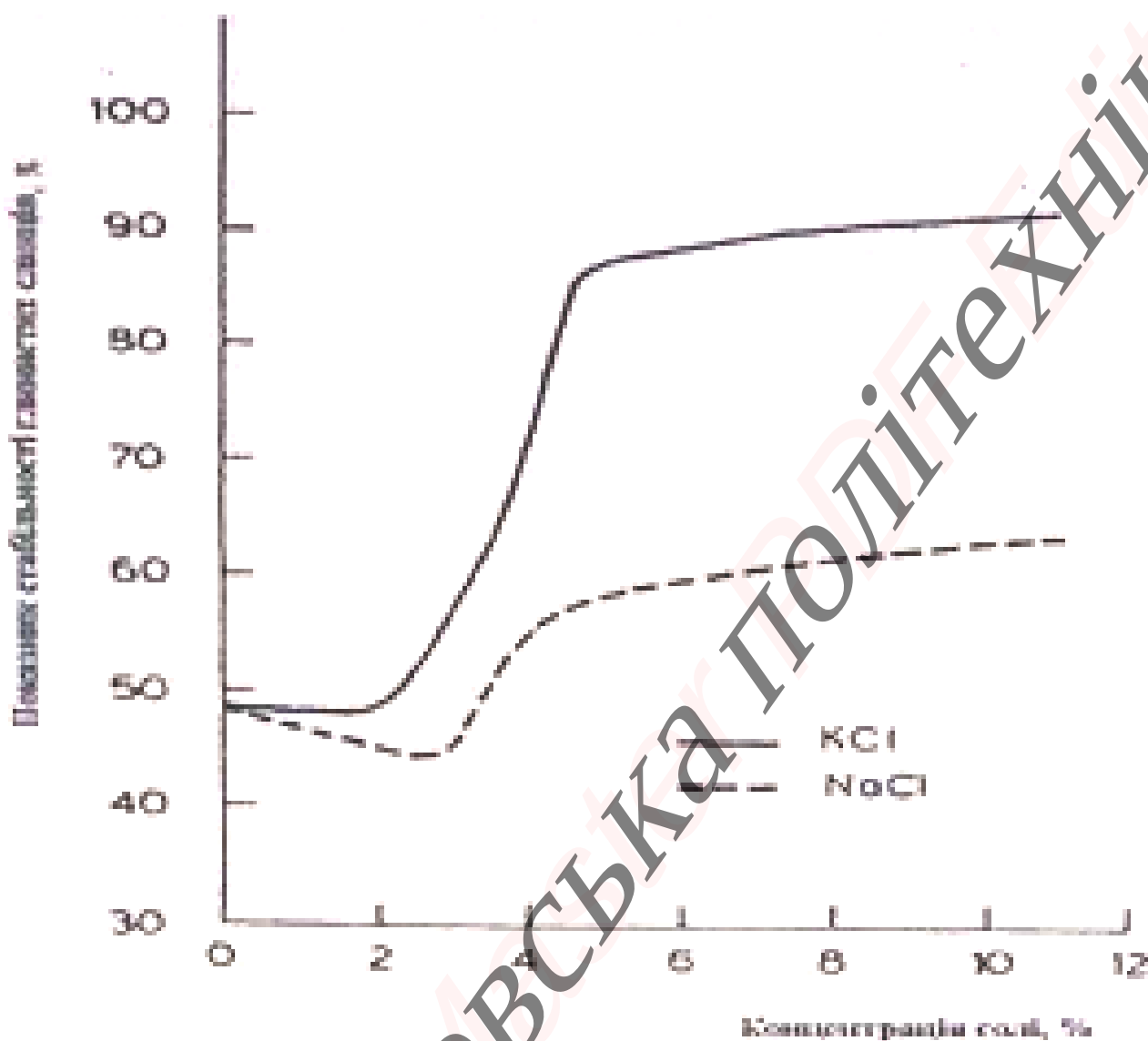


Рис. 1.2 - Вплив солей KCl і NaCl на стійкість глиновмісних порід [1]

1.3 Розробка нових бурових систем при застосуванні їх в складних гірничо-геологічних умовах

Як було раніше показано, для забезпечення ефективного первинного розкриття продуктивних пластів при спорудженні свердловин на родовищах з низьким пластовим тиском та значним вмістом материнських глин, необхідне застосування відповідних бурових систем.

Типовий склад бурових систем які застосовуються на теперішній час [2-6]:

- 1) глинопорошок бентонітовий (ТУ У14.2-00223941-003) - структуроутворювач;
- 2) ПАР неіоногенного типу (ТУ У24.5-30769698-002);
- 3) КМЦ FINNFIX НС (Фінляндія) – стабілізатор водовіддачі;
- 4) гідроксид натрію – луг, регулятор рН середовища;
- 5) органічний інгібітор AbramiX (ТУ У 20.1-34962841-006:2013);
- 6) крейда – кольматант, блокатор, кіркоутворювач;
- 7) вода технічна.

Нами пропонується до застосування замість глинопорошка бентонітового – палигорськітві глини, а замість дорогого органічного інгібітора AbramiX використовувати жирні кислоти, які в присутності структуроутворювача теж є інгібітором набухання глин але термостійкі.

Ці глини є найбільш цінними з видів глинистої мінеральної сировини, що широко застосовуються в зарубіжній практиці під назвою «атапульгіти». Видобуток палигорськітвих глин в США вже більше 10 років зберігається на рівні 0,8 - 1 млн т в рік при ціні на різні види готової продукції від 200 до 500 USD за 1 т. Особливості кристалічної будови і пов'язані з ним специфічні фізико-хімічні властивості палигорськіту (висока міра дисперсності і гідрофільності, питома поверхня не менше 900 м²/г, цеолітовий тип первинної пористості та ін.) обумовлюють його адсорбційні, молекулярно-стільнікові, каталітичні властивості і високу поглинальну здатність відносно молекул різноманітних речовин.

Найважливішою перевагою палигорськітвих глин над бентонітом є здатність утворювати солестійкі бурові системи з високою стійкістю, за рахунок голчатої будови часток глини.

Україна володіє значними запасами палигорськітвих глин, детально розвідані і підготовлені до промислового освоєння запаси яких зосереджені переважно на Дашуківській ділянці унікального Черкаського родовища. Це родовище розташоване в центральному регіоні України, на кордоні Київської та Черкаської областей. Тому використання палигорськітвих глин є дуже перспективним.

Жирні кислоти є продуктом при виробництві поліспиртів. Поліспирти - органічні сполуки, в молекулах яких міститься кілька гідроксильних груп (-OH), з'єднаних з вуглеводним радикалом.

Таким чином використання жирних кислот в комплексі з палигорськітовими глинами дасть можливість отримати інгібовані бурові системи підвищеної солестійкості та термостійкості.

Наступним кроком даної магістерської роботи є експериментальні дослідження запропонованих компонентів для бурових систем при застосуванні їх в складних гірничо-геологічних умовах.

Висновки до розділу

1) для забезпечення ефективного первинного розкриття продуктивних пластів при спорудженні свердловин на родовищах з низьким пластовим тиском та значним вмістом материнських глин, необхідне застосування відповідних бурових систем;

2) для зменшення собівартості очисного агенту для буріння по глиняним породам слід закордонні реагенти-інгібітори замінити вітчизняними;

3) жирні кислоти є продуктом при виробництві поліспиртів (органічні сполуки, в молекулах яких міститься кілька гідроксильних груп, з'єднаних з вуглеводним радикалом), таким чином використання жирних кислот дасть можливість отримати екологічно чисті інгібовані бурові системи.

Розділ 2 Експериментальні дослідження глинистих бурових систем

2.1 Експериментальні дослідження технологічних властивостей реагентів інгібіторів

2.1.1 Методика проведення експериментальних досліджень технологічних властивостей реагентів інгібіторів

Експериментальні дослідження технологічних властивостей реагентів інгібіторів проводилися на спеціальній лабораторії, розташованій в корпусі № 9 ДВНЗ «НГУ». Прилади лабораторії дозволяють визначити наступні технологічні властивості промивальних рідин та реагентів: густина, умовна в'язкість, тиксотропні властивості (СН31 та СН310), фільтрація, седиментаційна стійкість та ін.

Метою експериментальних досліджень є дослідження технологічних властивостей реагентів інгібіторів.

В процесі досліджень вимірювалися наступні технологічні параметри промивальної рідини : умовна в'язкість, фільтрація, густина.

Як база порівняння приймається приготування промивальної рідини за допомогою стандартного реагенту інгібітору «Atlas Corco Supermix».

При проведенні досліджень вівся журнал спостережень. Для апроксимації експериментальних розподілів отриманих даних використана стандартна програма обробки досвідчених даних на ПЕВМ. Результати розрахунків виводилися на друк у вигляді таблиць і графіків з відповідною статистичною діагностикою. Статистична обробка даних велася на РС в додатку Microsoft Office Excel 2007.

Кількість досліджень технологічних властивостей реагентів інгібіторів для кожного приладу визначається як множення числа концентрацій кожного реагенту на число повторень для кожної концентрації реагенту (не менше 3 повторень):

- 1) бентоніт+вода: $N = 1 \times 3 = 3$ випробування;
- 2) бентоніт+вода+Atlas Corco Supermix: $N = 4 \times 3 = 12$ випробувань;
- 3) бентоніт+вода+жирні кислоти (ЖК): $N = 4 \times 3 = 12$ випробувань.

Загальна кількість випробувань на один прилад буде складати:

$$\sum N = 3 + 12 + 12 = 27 \text{ випробувань.}$$

2.1.2 Прилади та матеріали для проведення експериментальних досліджень технологічних властивостей реагентів інгібіторів

Густина - це маса одиниці об'єму промивальної рідини (r , кг/м³). Вона характеризує здатність промивальної рідини здійснювати в свердловині гідродинамічні і гідростатичні функції:

- а) утримувати у змуленому стані і виносити із свердловини частинки породи найбільшого розміру;
- б) створювати гідростатичний тиск на стінки свердловини з метою попередження нафтогазопроявів і збереження цілосності стінок свердловини;
- в) забезпечення зниження ваги колони бурильних та обсадних труб, що сприяє зменшенню навантаження на талеву систему.

Густина промивальної рідини, що вміщує газ, називається уявною, а густина рідини без вмісту газу - дійсною.

У лабораторних умовах густина вимірюється з допомогою пікнометрів, а на буровій - з допомогою ареометрів і важільних ваг.

Ареометр для вимірювання густини промивальної рідини АГ-ЗПП складається з мірного стакана, який заповнюється рідиною при замірюванні і прикріплюється до поплавка. На поверхні циліндричної частини поплавка, герметизованої пробкою, нанесені дві шкали для заміру густини в межах 900-1700 кг/м³ і 1600-2400 кг/м³ (рис. 2.1). Прилад зберігають у футлярі-відрі, який закривається кришкою, що служить відерцем для відбору проби.

Прилад занурюють у воду, що знаходиться у відрі, на лівій шкалі відраховують величину відносної густини. При повному зануренні ареометра відкручують зйомний тягарець, і за рівнем води знову визначають відносну густину на правій шкалі для більшої густини.

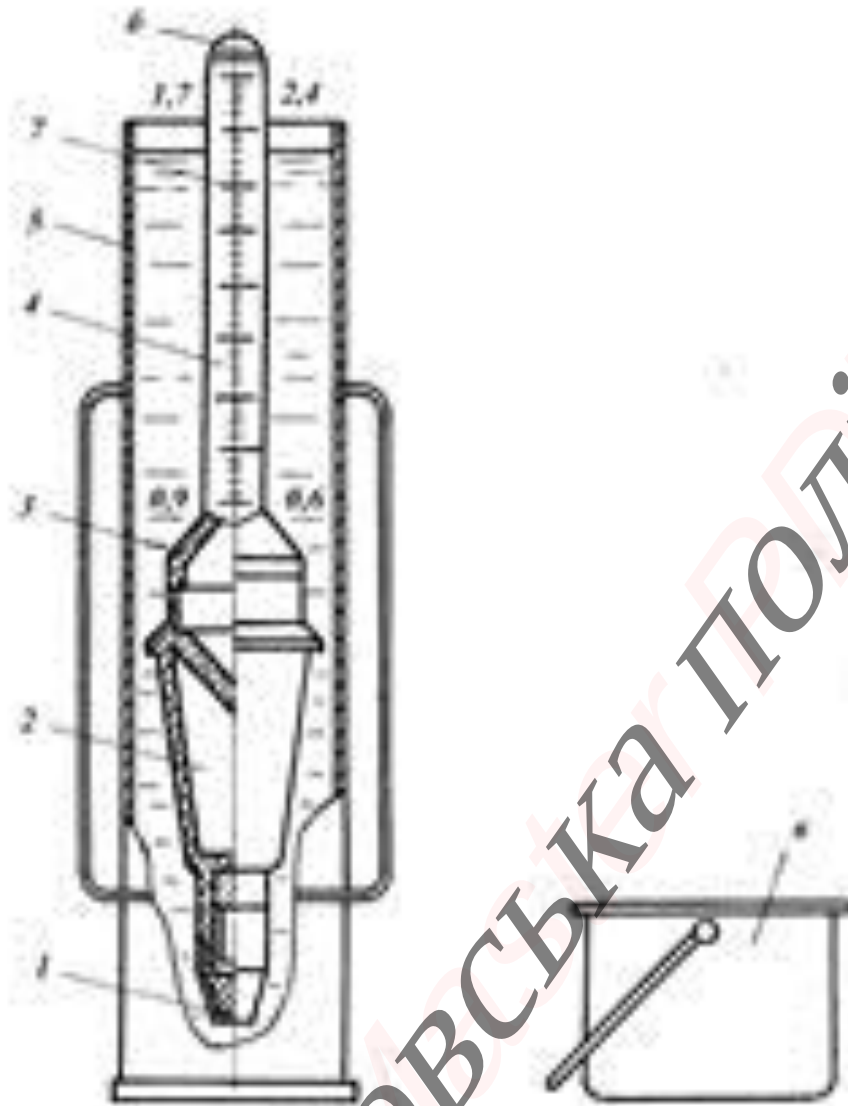


Рис. 2.1 – Ареометр АГ-3ПП:

1 - зйомний тягарець; 2 - стакан; 3 - поплавок; 4 - циліндрична частина поплавка; 5 - відро-футляр; 6 - герметизуюча пробка; 7 - шкала; 8 - кришка

Умовна в'язкість - це умовна характеристика гідравлічного опору прокачування промивальної рідини. Із збільшенням умовної в'язкості гідравлічні опори зростають, у зв'язку з чим погіршуються умови очищення вибою від вибуреної породи, утруднюється перенесення енергії від насоса до вибійного двигуна, послаблюється інтенсивність розмиву породи на вибої свердловини. Величина умовної в'язкості залежить від розміру і форми використовуваного приладу.

Для оперативного якісного оцінювання умовної в'язкості промивальної рідини на буровій використовують польовий віскозиметр ПВ-5 (рис. 2.2). Під умовною в'язкістю розуміють тривалість витікання 500 см^3 ретельно перемішаної промивальної рідини через калібровану трубку з внутрішнім діаметром 5 мм і довжиною 100 мм приладу ПВ-5, в який наливо 700 см^3 . Для перевірки приладу заміряють умовну в'язкість прісної води. Час витікання 500 см^3 води повинен бути $(15 \pm 0,5) \text{ с}$.

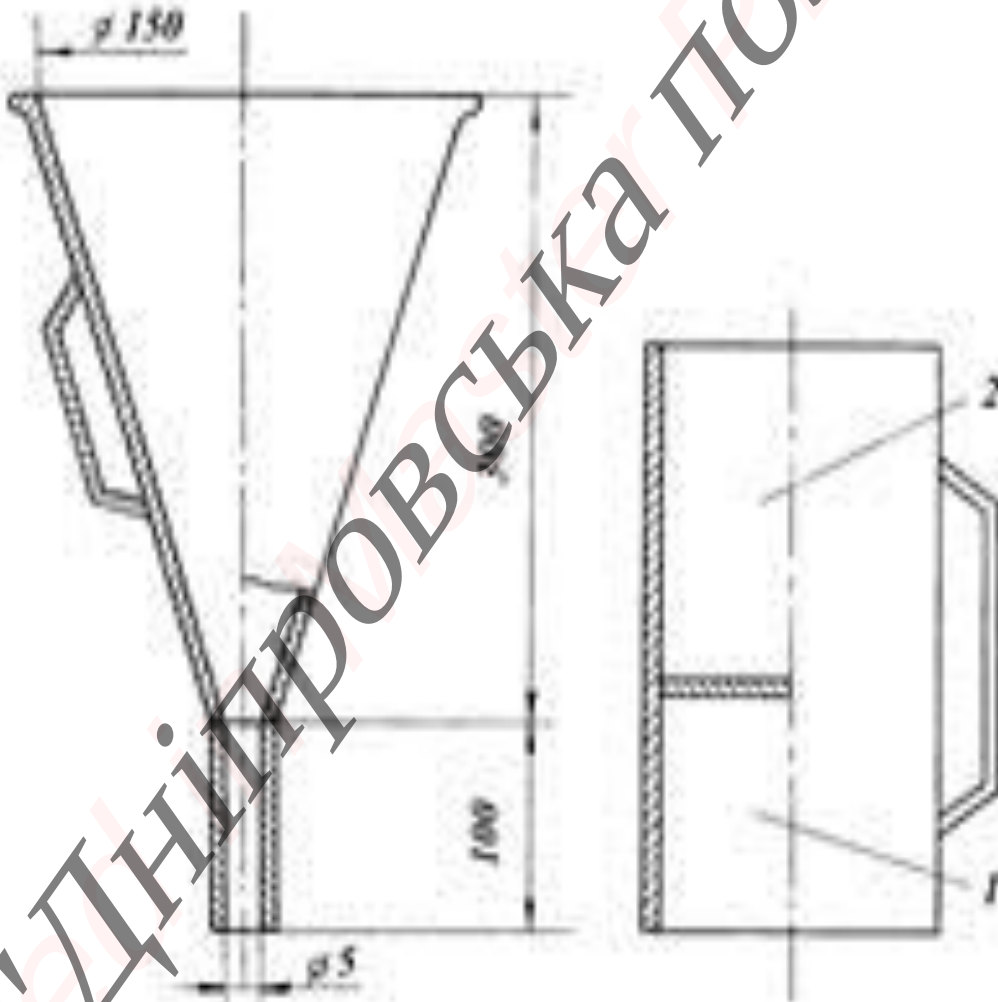


Рис. 2.2 – Польовий віскозиметр ПВ-5:

а - віскозиметр; б - мірний кухоль; 1 - об'єм 200 см^3 ; 2 - об'єм 500 см^3

Для кількісної оцінки описання руху промислових рідин використовують різні реологічні моделі. Для визначення реологічних характеристик використовують ротаційні віскозиметри.

Тиксотропні властивості. Тіксотропією називають здатність суспензії утворювати структуру в стані спокою (холодець) і втратити її при перемішуванні. Міцність утвореної суспензією структури в стані спокою називають статичним напруженням зсуву (СНЗ). СНЗ - це те напруження, яке необхідно створити, щоб зруйнувати структуру і відновити текучість системи. У спокою міцність структури зростає в часі, асимптотично наближаючись до верхньої межі. Промивальна рідина характеризується двома значеннями статичного напруження зсуву: початковим (q_1), яке заміряють через 1 хв. спокою після інтенсивного перемішування, і другим (q_{10}), яке заміряють після 10 хв. спокою. Перша величина (q_1) характеризує утримувальну здатність промивальної рідини.

Статичне напруження зсуву вимірюють в Па з допомогою приладу СНС-2 (рис. 2.3) або ротаційних віскозиметрів.

Про ступінь тиксотропності судять за різницею $q_{10}-q_1$, або їх відношенням. Чим більша різниця (відношення), тим тіксотропніша суспензія. Для буріння в більшості випадків бажано використовувати низькотіксотропні рідини, в яких q_1 достатнє для утримання в змуленому стані вибурених частинок після припинення циркуляції.

Фільтраційні властивості. Фільтрація (Φ) вимірюється в $\text{см}^3/30 \text{ хв.}$ і характеризує здатність промивальної рідини фільтруватись в стінки свердловини під впливом перепаду тиску з утворенням малопроникної фільтраційної кірки. За величину фільтрації беруть об'єм фільтрату, який відділяється від промивальної рідини протягом 30 хв. при фільтруванні через паперовий фільтр площею 44 см^2 (діаметром 75мм) при визначеному перепаді тиску. Цей параметр називають показником фільтровіддачі Φ_{30} (якщо рідина на водній основі - просто водовіддачею).

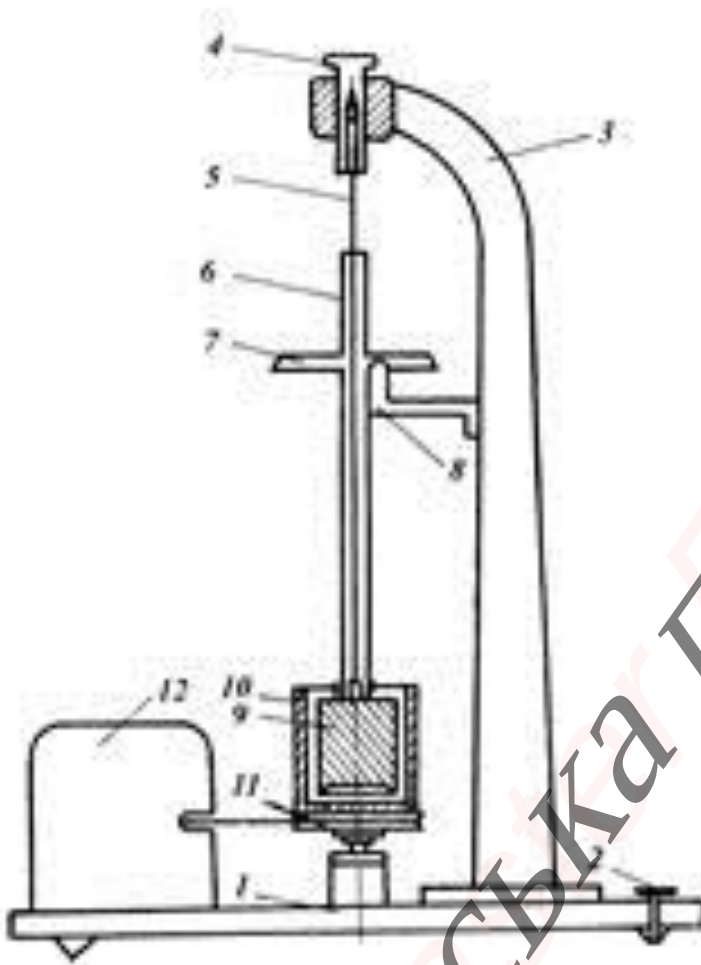


Рис. 2.3 – Схема приладу СНЗ-2:

1 - плита; 2 - гвинт; 3 - стійка; 4 - крутильна головка; 5 - пружна нитка; 6 - трубка;
7 - диск зі шкалою; 8 - прозорний візир; 9 - підвісний циліндр; 10 - стакан; 11 -
обертний столик; 12 - електродвигун

Фільтрація залежить від складу промивальної рідини, дисперсності твердих частинок, перепаду тиску, температури та деяких інших факторів. Фільтрація зменшується із збільшенням вмісту колоїдних частинок, зростає при збільшенні концентрації грубодисперсних частинок (наприклад, обважнювача), а також з підвищенням температури. При збільшенні перепаду тиску фільтрація, як правило, зростає.

Фільтрація в статичних умовах завжди суттєво менша, ніж при русі промивальної рідини. Це пояснюється тим, що у спокою проникність фільтраційної кірки зменшується в міру утворення нових її шарів, з часом процес фільтрування дисперсійного середовища може взагалі припинитись. При русі промивальної рідини в якийсь момент настає рівновага між відкладенням нових шарів кірки і змиву їх потоком рідини, що рухається вздовж поверхні фільтру, і швидкість фільтрування дисперсійного середовища стабілізується. Чим більша швидкість руху, тим вища, при інших рівних умовах, фільтровіддача.

Фільтраційні властивості вимірюють в статичних умовах з допомогою приладу ВМ-6 (рис. 2.4). Прилад ВМ-6 складається з напірного і фільтраційного вузлів. Процес фільтрації здійснюється через паперовий фільтр, який розміщений на дні спеціального пристосування.

У напірний вузол входить циліндр, плунжер і шкала, яка закріплена на плунжері. На верхньому кінці циліндра нанесена відлікова мітка. Для встановлення шкали на "нуль" і спуску надлишкового масла з циліндра в нижній його частині є отвір, який перекривається голковим клапаном.

Фільтраційний вузол складається з фільтраційного стакана і підставки. У нижній частині підставки є отвір, який перекривається перед заповненням фільтраційного стакана гумовим корком. Досліджуваний розчин заливається в фільтраційний стакан з попередньо змоченим водою паперовим фільтром на підставці. На фільтраційний стакан, закритий клапаном, нагвинчений циліндр, заповнений поверх розчину машинним маслом. У цей циліндр входить плунжер зі шкалою, який створює тиск фільтрації, рівний 0,1 МПа. Фільтрація починається після відкриття отвору у підставці.

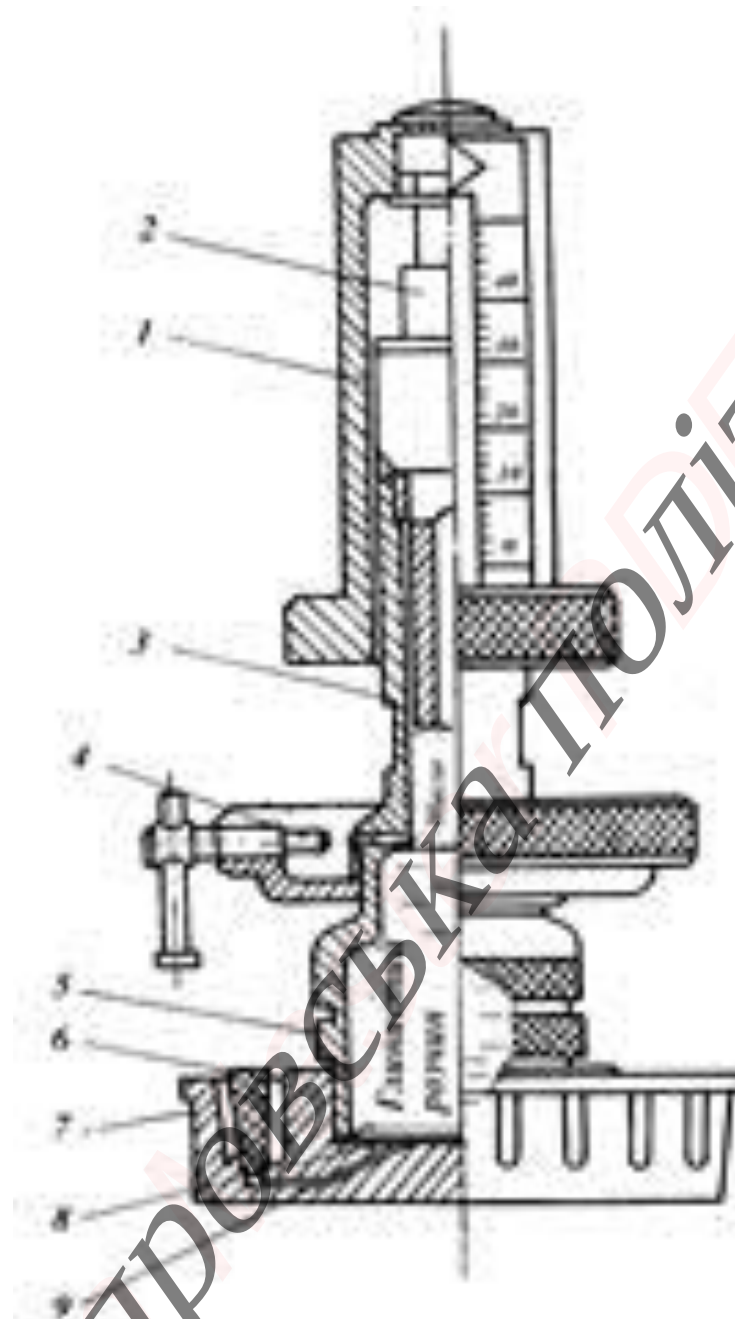


Рис. 2.4 – Схема приладу VM-6:

1 - плунжер; 2 - втулка; 3 - напірний циліндр; 4 - голковий клапан; 5 - фільтраційний стакан; 6 - гумовий корок; 7 - підставка; 8 - паперовий фільтр; 9 - отвір для надходження фільтрату

При фільтрації дисперсійного середовища з промивальної рідини на стінках свердловини (фільтраційному папері) утворюється фільтраційна кірка, яка є

однією з характеристик фільтраційних властивостей. Фільтраційна кірка повинна запобігати руйнуванню стінок свердловини, попередити інтенсивну фільтрацію в пласт та ін. У той же час утворення грубої, пухкої кірки обумовлює виникнення ускладнень у процесі буріння. Чим тонша кірка, тим менша її проникність і краща кіркоутворювальна здатність.

Водневий показник рН - це логарифм концентрації водневих іонів у фільтраті промивальної рідини, взятий з протилежним знаком. Водневий показник електрично нейтрального середовища $pH=7$, лужного середовища $7 < pH \leq 14$, кислого $1 \leq pH < 7$. Водневий показник має дуже важливе значення для оцінки якості промивальних рідин на водній основі. Деякі види хімічно оброблених рідин стабільні лише у визначеному діапазоні рН. При $pH < 7$ суттєво інтенсифікується корозія сталевих труб, а при $pH \geq 10$ - труб із алюмінієвих сплавів.

Седиментаційна стійкість характеризується двома показниками: добовим відстоєм і стабільністю.

Добовий відстій - це об'єм дисперсійного середовища, який виділився за одну добу спокою із 100 см^3 промивальної рідини, наливої в мірний циліндр.

Стабільність - це різниця густин промивальної рідини, що знаходиться в нижній і верхній половині спеціального циліндра (ЦС-1), після 1 доби спокою. В якісних промивальних рідинах добовий відстій дорівнює нулю, а показник стабільності не перевищує $(20-30) \text{ кг/м}^3$.

Вміст піску. Вміст піску - це відношення об'єму осаду, який утворюється при відстоюванні протягом 1 хвилини промивальної рідини, розведеної водою, до об'єму вихідної промивальної рідини. Для заміру використовують скляний (відстійник Лисенка) або металевий відстійник (ОМ-2).

Відстійник ОМ-2 (рис. 2.5) являє собою циліндричну посудину, в якій внизу вмонтована мензурка. Посудина закривається кришкою, об'єм якої 50 см^3 . Відстійник заповнюють водою до половини і наливають у нього 50 см^3 промивальної рідини. Потім заповнюють решту об'єму водою до отвору (450 см^3 води і 50 см^3 розчину). Після інтенсивного збовтування відстійник встановлюють вертикально і залишають у спокою на 1 хв. Процентний вміст піску

чисельно дорівнює подвоєному об'єму осаду в мензурці, що нагромадився за час спокою.

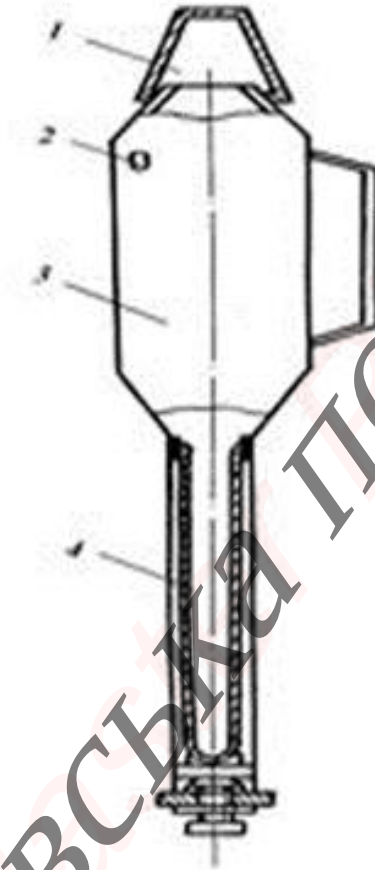


Рис. 2.5 – Відстійник OM-2:

1 - кришка; 2 - отвір; 3 - циліндрична посудина; 4 - мензурка

Вміст газу. Вміст газу контролюють для того, щоб виявити початок газопроявлення в свердловині. Присутність газу погіршує роботу насосів, збільшує в'язкість промивальної рідини, призводить до зменшення гідростатичного тиску в свердловині.

Вміст газу в промивальній рідині визначають методом розведення або з допомогою приладу ВГ-1, ПГР-1.

Для заміру вмісту газу проби промивальної рідини необхідно відбирати як на початку жолобної системи, так і з прийомної ємності бурових насосів. Дослідження першої проби дозволяє оцінити вміст газу в потоці, який виходить із

свердловини. За різницею вмісту газу у першій та другій пробах можна судити про ефективність дегазації промивальної рідини в очисній системі.

Електричні властивості. Здатність промивальної рідини перешкоджати протіканню електричного струму характеризується величиною питомого опору. Для оцінювання питомого опору в промивальну рідину занурюють спеціальний зонд, який складається з двох електродів.

Питомий опір промивальної рідини на водній основі зменшується із збільшенням ступеня її мінералізації і температури і залежить від складу солей у водному середовищі. Для успішного проведення геофізичних досліджень у свердловині, які ґрунтуються на замірі електричного опору порід, питомий опір рідини повинен бути не меншим, ніж $(0,8-1,0) \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

Промивальні рідини на водній основі вважаються неелектропровідними. Проте, якщо в рідину опустити два електроди і поступово збільшувати різницю потенціалів, то між електродами виникає електричний розряд. Різниця потенціалів, при якій виникає розряд, називається напругою електропробивання. Напруга електропробивання є важливою характеристикою таких рідин.

Термостабільність. Властивості промивальних рідин суттєво змінюються при зміні температури і тривалому їх нагріванні. Для кожного виду промивальної рідини і кожного реагента існують критичні температури, при перевищенні яких у рідині відбуваються необоротні зміни властивостей, а реагенти розкладаються. Цю температуру беруть за межу термостабільності.

Мастильні властивості характеризують здатність промивальної рідини зменшувати втрати енергії на тертя. Показником мастильних властивостей є коефіцієнт тертя.

Показники мастильних властивостей промивальних рідин заміряються з допомогою різних машин тертя: чотирьохкулачкових, Амслера, МКВ-К, Тімкен, АИ-3, ПТ-2 та інших.

На рис. 2.6 наведено ілюстрації реагентів для проведення експериментальних досліджень.



а)



б)

Рис. 2.6 - Фото реагентів для експериментальних досліджень:

а - Atlas Copco Supermix; б – насичені жирні кислоти

2.1.3 Результати дослідження технологічних властивостей реагентів інгібіторів

Результати дослідження технологічних властивостей реагентів наведено в табл. 2.1 та на рис. 2.7 та 2.8.

Таблиця 2.1

Результати досліджень властивостей реагентів

№	Склад розчину	Густина (середнє значення), кг/м ³	Водовіддача розчину (середнє значення), см ³ /30хв.	Умовна в'язкість (середнє значення), с
1	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)	1100	35	20
2	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+Atlas Sorco Supermix (0,5%)	1100	10	26
3	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+Atlas Sorco Supermix (1%)	1100	8	30
4	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+Atlas Sorco Supermix (2%)	1100	7	63
5	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+Atlas Sorco Supermix (3%)	1100	6	120
6	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+ЖК (0,5%)	1100	15	20
7	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+ЖК (1%)	1100	14	22
8	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+ЖК (2%)	1100	10	30
9	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+ЖК (3%)	1100	8	42

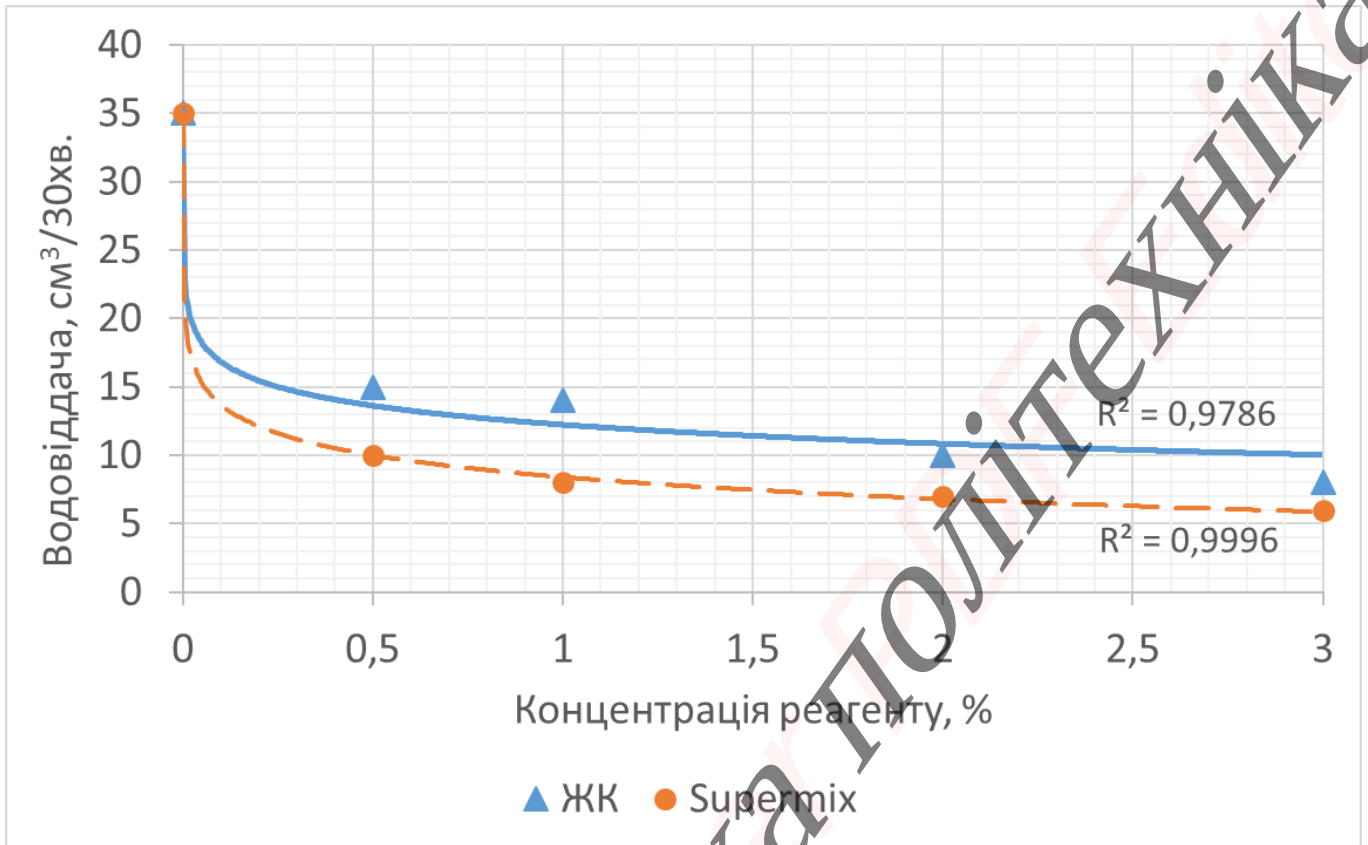


Рис. 2.7 – Залежність водовіддачі очисного агенту від концентрації реагентів

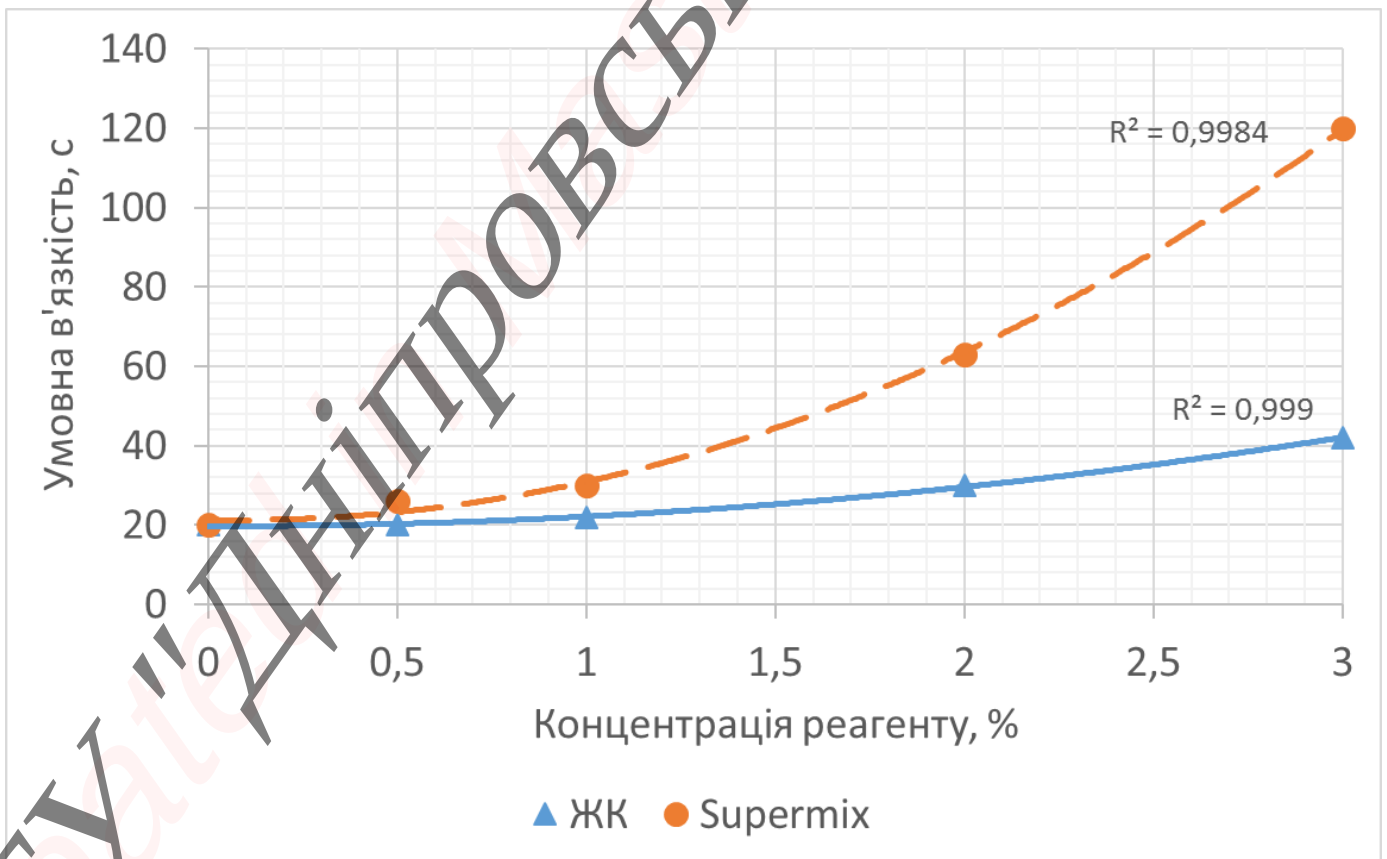


Рис. 2.8 - Залежність умовної в'язкості очисного агенту від концентрації реагентів

2.2 Експериментальні дослідження стійкості глинистих порід під дією реагентів інгібіторів

2.2.1 Опис методики оцінки швидкості зволоження зразків глинистих порід

Методика призначена для випробування стійкості глинистих порід різного ступеня літіфікації до гідратуючої дії розчинів, що відрізняються за якісним і кількісним складом.

Суть методу полягає в наданні точкового однеосного тиску на зразок породи, що знаходиться в середовищі випробуваного розчину.

Методика не може бути застосована відносно глинистих порід, що містять крупноуламкові, що не піддаються гідратаційному руйнуванню, включення діаметром більше 3 мм, порід з високим ступенем зволоженості, а також порід в мерзлому стані.

Загальна характеристика

1. Випробування проводяться із спеціально підготовленими зразками породи до часткового зволоження, що приводить до занурення навантаженого індентора. На підставі вимірів виводиться коефіцієнт швидкості зволоження K_s , який і служить критерієм інтенсивності зволоження зразка породи. Як випробуваний зразок може також використовуватися кернавий матеріал, що не піддався впливу будь-якої технічної рідини.

2. Наведена методика може бути використана як для випробування стійкості глинистих зразків як в середовищі дисперсних систем бурових розчинів, так і в середовищі справжніх розчинів, включаючи воду, як прісну, так і будь-якого ступеня мінералізації.

3. Методика проста у виконанні і може бути застосована як в лабораторних, так і в польових умовах.

Устаткування і матеріали

Для підготовки зразків:

1. Дробарка (при необхідності).

2. Кільцеподібні сталеві прес форми, діаметром не менше 50 мм, товщиною 20 ± 5 мм.

3. Поршень, відповідний за розмірами кільцеподібним прес формам.

4. Прес.

5. Ваги лабораторні.

6. Штангенциркуль.

7. Шафа сушильна.

8. Парафін.

9. Водяна баня.

Для проведення вимірювань:

1. Голка Віка.

2. Пластиковий стакан, висотою не менше 50 мм і діаметром не менше 70 мм.

3. Металевий штатив з лапкою.

4. Перехідник у вигляді металевого стержня з підставкою.

5. Вантаж масою 1 кг (важки).

Підготовка зразків до випробування

1. Випробуваний зразок глинистої породи при необхідності піддати подрібненню до розмірів не більше 35 мм.

2. Підготовлену породу розтворити у дистильованій воді (в залежності від початкової ступеня зволоження 300-500 мл води на 5 кг породи) на 24-48 годин. Необхідно отримати консистенцію не плинної пастоподібної маси.

3. Заповнити прес форми отриманою масою і помістити під прес. Після закінчення пресування видалити надлишки породи і за допомогою поршня зняти прес форми з зразків.

4. Зразки висушуються повітряно сухим способом від 3 до 10 діб (в залежності від вологості повітря). Для визначення ступеня висушування зразків проводять аналіз їх вологості. Вологість не повинна перевищувати 13%.

Після висушування зразки зважують на лабораторних вагах з точністю до 0,01 г. Вимірюють діаметр і товщину зразків з точністю до 0,1 мм. Визначають щільність зразків за формулою:

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{4m}{h\pi d^2}$$

де m - маса зразка, кг; h - товщина зразка, м; d - діаметр зразка, м. Щільність зразка повинна бути не менше 1700 кг / м³.

Зразок обробляють парафіном таким чином, щоб одна його сторона була вільна від покриття. Для цього, утримуючи за допомогою шпагату зразок паралельно поверхні парафіну, його занурюють в розплавлений на водяній бані (але не киплячий!) так, щоб парафін не затікав на верх.

3. Опускають голку і за шкалою приладу (3) відзначають рівень, на який опускається голка до того, як зразок піддається дії розчину. На підставку (6) поміщають вантаж (1 кг).

Проведення випробувань

1. Встановлюють перехідник (5) на рухому частину голки Віка і закріплюють його в лапці штатива (4) таким чином, щоб він зберігав рухливість і міг вільно ковзати по вертикалі (рис. 2.9).

2. Підготовлений зразок (1) поміщають в пластиковий стакан (2), який встановлюють на столик приладу для визначення швидкості схоплювання цементу (голки Віка).

Опускають голку і за шкалою приладу (3) відзначають рівень, на який опускається голка до того, як зразок піддається дії розчину. На підставку (6) поміщають вантаж (1 кг).

Зразок заливають досліджуваним розчином (при цьому відзначають час початку випробування). Голка постійно знаходиться під тиском і, таким чином, постійно занурена на глибину зволоження зразка (рис. 2.10).

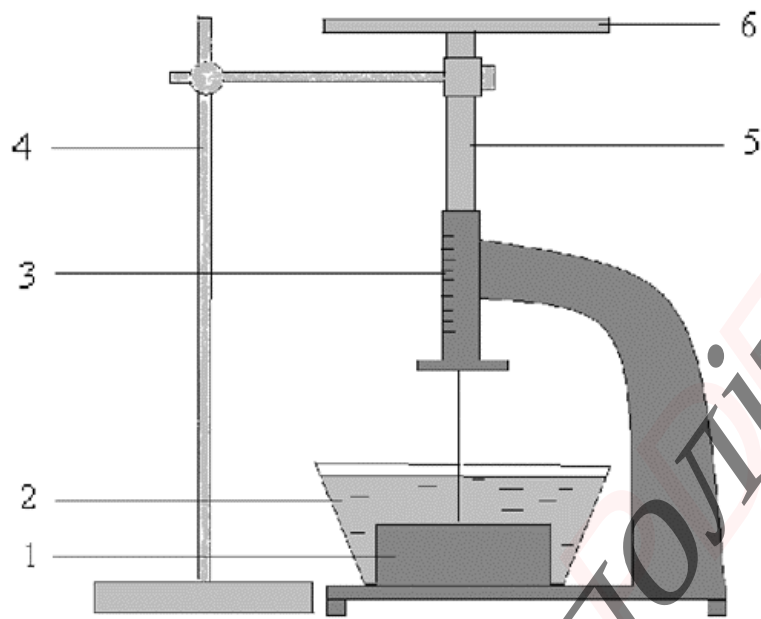


Рис. 2.9 - Використання голки Віка для вивчення кінетики руйнування зразка глини;

1 - зразок породи; 2 - стакан з досліджуваним розчином; 3 - шкала приладу; 4 - штатив; 5 - перехідник для установки вантажу; 6 - підставка для вантажу

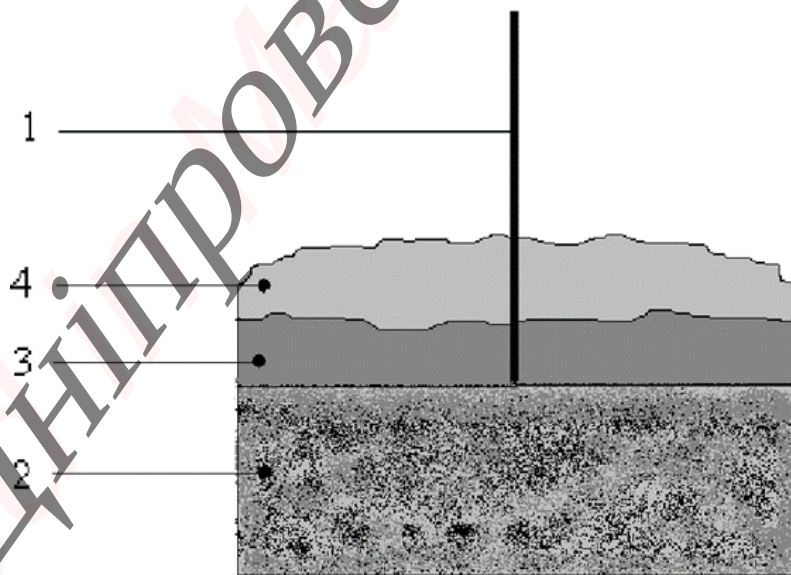


Рис. 2.10 - Проникнення голки на глибину зволоження зразка глини:

1 голка приладу; 2 частина зразка, що не піддалася дії розчину; 3 зволожена, але не диспергована частина зразка; 4 диспергована глина

Через певну кількість часу (не менше години) за допомогою шкали приладу визначають глибину, на яку вода проникла в зразок (глибину розміщення).

Повторити випробування ще 2-3 рази і вивести середнє значення глибини зволоження Н.

Часовий інтервал вибирають на підставі контрольного досвіду з дистильованою водою. А саме, як показала серія експериментів, оптимальної, з точки зору мінімізації похибок, виявилася глибина проникнення розчину в глину не менше шести міліметрів. На меншій глибині і, відповідно, при меншому часі випробування швидкості зволоження зразків в різних середовищах часто різняться незначно. Тому перед проведенням випробувань з розчинами проводять контрольне випробування з водою. За контрольним випробуванням визначають час продовження експерименту. Рекомендований час 60-120 хвилин.

Якщо швидкість проникнення води або фільтрату $V_{\text{звол}}$ прямо пропорційна глибині проникнення фільтрату ΔH і обернено пропорційна часу зволоження t :

$$V_{\text{звол}} = \frac{\Delta H}{t}, \text{ мм/мин.}$$

Відношення швидкості зволоження глинистого зразка в дистильованій воді $V_{\text{увл. вода}}$ до швидкості зволоження зразка в розчині розчину $V_{\text{увл. розчин}}$ можна виразити:

$$\frac{V_{\text{звол. розчину}}}{V_{\text{звол. води}}} = \frac{\Delta H_{\text{розчину}} \cdot t_{\text{води}}}{\Delta H_{\text{води}} \cdot t_{\text{розчину}}}$$

або при $t_{\text{раствору}} = t_{\text{води}}$

$$K_c = \frac{V_{\text{звол. розчину}}}{V_{\text{звол. води}}} = \frac{\Delta H_{\text{розчину}}}{\Delta H_{\text{води}}},$$

де $\Delta H_{\text{розчину}}$, $\Delta H_{\text{води}}$, $t_{\text{розчину}}$, $t_{\text{води}}$ - відповідно, глибина зволоження зразка і час зволоження зразка у воді й у розчині; K_c - коефіцієнт відносної швидкості зволоження зразка розчином (в порівнянні з водою).

Відповідно, чим ближче K_c до одиниці, тим менше досліджуваний розчин здатний до запобігання первинної гідратації глини, пов'язаної з капілярним просоченням. Відповідно при значенні K_c більше одиниці можна зробити висновок, що компоненти даного розчину, навпаки, сприяє гідратації зразка. Більш сприятливим для пригнічення гідратації буде, відповідно значення K_c значно менше одиниці.



Рис. 2.11 – Дослідний зразок глини

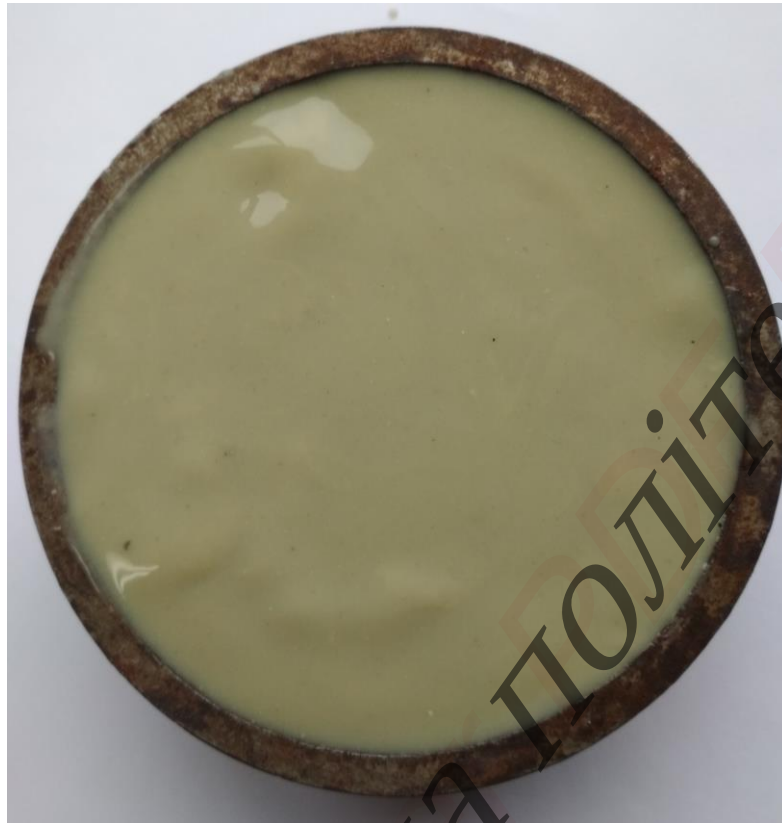


Рис. 2.12 – Дослідний зразок глини залитий глиняним очисним агентом з додаванням реагенту Atlas Corco Supermix



Рис. 2.13 – Дослідний зразок глини залитий глиняним очисним агентом з додаванням реагенту «жирні кислоти»

2.2.2 Результати дослідження стійкості глинистих порід під дією реагентів інгібіторів

Результати проведених експериментів наведено в таблиці 2.2 й на рис. 2.14.

Таблиця 2.2

Результати вимірювання глибини зволоження зразка

№	Склад розчину	Середня глибина зволоження зразка, мм	Коефіцієнт відносної швидкості зволоження зразка, K_c
1	Вода	17	1,00
2	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)	14	0,83
3	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+Atlas Copco Supermix (0,5%)	5	0,30
4	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+Atlas Copco Supermix (1%)	4	0,24
5	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+Atlas Copco Supermix (2%)	4	0,24
6	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+Atlas Copco Supermix (3%)	3,5	0,21
7	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+ЖК (0,5%)	11	0,65
8	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+ЖК (1%)	6	0,35
9	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+ЖК (2%)	5	0,30
10	Бентоніт+вода (1100 кг/м ³)+ЖК (3%)	4	0,24

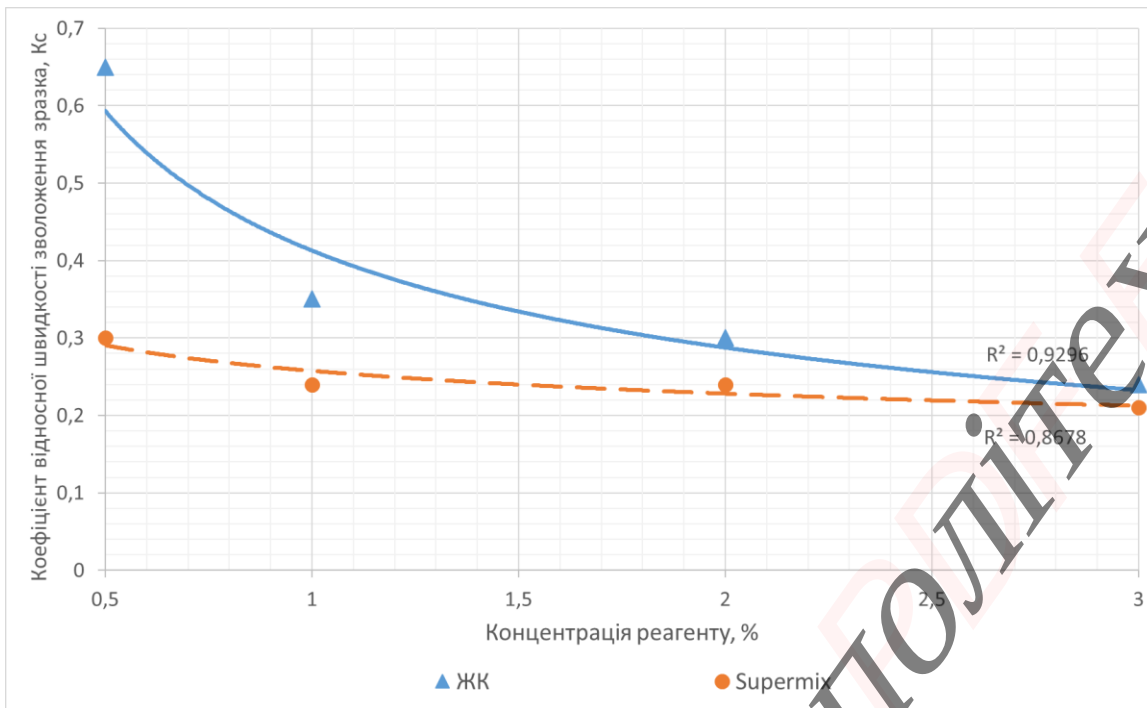


Рис. 2.14 – Залежність коефіцієнту відносної швидкості зволоження зразка від концентрації реагенту.

Висновки до розділу

1. Наведена методика може бути використана як для випробування стійкості глинистих зразків як в середовищі дисперсних систем бурових розчинів, так і в середовищі справжніх розчинів, включаючи воду, як прісну, так і будь-якого ступеня мінералізації.
2. При значенні K_s (коефіцієнт відносної швидкості зволоження зразка) більше одиниці можна зробити висновок, що компоненти необробленого розчину, навпаки, сприяє гідратації зразка.
3. Умовна в'язкість очисного агента при збільшенні концентрації «жирних кислот» зростає не так інтенсивно як з інгібітором Atlas Corco Supermix, що дає можливість використовувати їх для буріння в комплексі з іншими реагентами без застосування реагентів розріджувачів.
4. Водовіддача зменшується з збільшенням концентрації як Atlas Corco Supermix так й «жирних кислот» однотипно.
5. Оптимальна концентрація «жирних кислот» у очисному агенті з точки зору зменшення коефіцієнту відносної швидкості зволоження зразка складає 2%.

Розділ 3 Обґрунтування економічної ефективності запропонованої технології

Техніко-економічний ефект від запропонованої технології полягає в значному (30-60%) зменшенні собівартості очисного агента, за рахунок того, що у ролі реагенту інгібітору був запропонований вітчизняний реагент.

Розрахунок параметрів очисного агента

1. Густина промивальної рідини розраховується по формулі:

$$\rho_{кр} = \frac{(P_{пл} + \Delta P) \cdot 10^6}{gH}; \quad (3.1)$$

де, $P_{пл}$ – пластовий тиск на глибині H , МПа;

ΔP – різниця між гідростатичним і пластовим тиском, Па.

при $H < 1200$ м; $\Delta P = (10-15)\% P_{пл}$, але не більше 1,5 МПа;

при $H = 1200-2500$ м, $\Delta P = (5-10)\% P_{пл}$, але не більше 2,5 МПа;

при $H > 2500$ м, $\Delta P = (4-7)\% P_{пл}$, але не більше 3,5 МПа;

$$\rho_{np}^{\max} = \frac{(3,5 + 1) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 350} = 1310 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{np}^{\min} = \frac{(3,5 + 0,35) \cdot 10^6}{9,81 \cdot 350} = 1121 \text{ кг/м}^3$$

2. Статична напруга зсуву визначається за формулою:

$$\Theta = \frac{d_0 (\rho_n - \rho_{np}) \cdot g}{60m}; \quad (3.2)$$

де, d_0 – діаметр частин породи, які утримуються в звішеному стані, м;

ρ_n – дослідний коефіцієнт, який залежить від розмірів частинок породи.

Таблиця 3.1

Залежність коефіцієнта m від діаметра частинок породи

d_0 , см	0,2	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
m	2,5	2,25	2,15	2,0	1,8	1,7	1,6

$$\Theta = \frac{0,3(2000 - 1180) \cdot 9,81}{60 \cdot 1,7} = 23,7 \text{ гПа}$$

3. Фільтрація промивальної рідини визначається за формулою:

$$\Phi_{30} = \frac{80}{\Delta P}; \quad (3.3)$$

де, ΔP – різниця між гідростатичним і пластовим тиском, МПа

$$\Phi_{30} = \frac{80}{1} 8 \text{ см}^3/30 \text{ хв.}$$

Аналогічно проводимо розрахунки для всіх інших інтервалів.

Результати розрахунку параметрів промивальної рідини заносимо в таблицю.

Результати розрахунку параметрів очисного агенту

Назва розчину	Інтервал, м		Густина кг/м ³	Умовна в'яз- кість	Фільтр рація, см ³ /30 хв	СНЗ, гПа		Кірка , мм
	від	до				Через 1 хв	Через 10 хв	
Глинистий	0	30	1110	30	11,0	25	30	1,05
Полімерний	30	350	1120	35	8,0	30	40	1,0
Полімерний	350	2150	1180	30	6,0	30	40	1,0
Соленасичений	2150	2800	1400	55	10,0	35	50	1,0
Мінералізован ий	2800	4200	1180	40	8,0	25	35	0.5

Розрахунок кількості промивальної рідини та матеріалів для її приготування

Визначаємо необхідну кількість розчину та матеріалів при бурінні під експлуатаційну колону.

Загальний об'єм бурового розчину, необхідний для буріння даного інтервалу визначаємо за формулою:

$$V_{п.р.} = V_{бур} + V_{п.е.} + V_{ж} + aV_{св}; \quad (3.4)$$

де, $V_{бур}$ - об'єм промивальної рідини, необхідний для механічного буріння свердловини, м³;

$V_{п.е.}$ - об'єм прийомних ємностей бурових пластів, м³; $V_{п.е.} = (10-40 \text{ м}^3)$;

$V_{ж}$ - об'єм жалобної системи, м³; $V_{ж} = (4-7 \text{ м}^3)$;

a - коефіцієнт, який враховує запас промивальної рідини ($a = 1,0-1,5$);

$V_{св}$ - об'єм свердловини, m^3 ;

Знайдемо об'єм промивальної рідини, необхідний для механічного буріння свердловини:

$$V_{бур} = n_1 l_1 + n_2 l_2 + \dots + n_n l_n; \quad (3.5)$$

де, n_1, n_2, n_n – норми розходу промивальної рідини на 1 м проходки з врахуванням комерційної швидкості буріння, діаметра свердловини і якості промивальної рідини, $n = 0,18$.

l_1, l_2, l_n – інтервали буріння долотом одного діаметра.

$$V_{бур} = 0,18 \cdot 1400 = 252 \text{ м}^3;$$

Об'єм свердловини визначаємо за формулою:

$$V_{св} = \frac{\pi d^2}{4} l_0 + \frac{\pi D_{св}^2 \cdot K}{4} l_n; \quad (3.6)$$

де, d – внутрішній діаметр проміжної колони, м;

$D_{св}$ – діаметр свердловини, м;

K – коефіцієнт кавернозності;

l_0, l_n – відповідно довжина обсадної і не обсадженої частини свердловини, м.

$$V_{св} = \frac{3,14 \cdot 0,199^2}{4} 2800 + \frac{3,14 \cdot 0,1905^2 \cdot 1,15}{4} 1400 = 133 \text{ м}^3$$

Тоді загальний об'єм промивальної рідини буде рівний:

$$V_{пр} = 252 + 25 + 5 + 1,25 \cdot 133 = 448,2 \text{ м}^3.$$

Таблиця 3.3

Порівняльна таблиця витрат існуючого та запропонованого реагентів інгібіторів

	Загальний об'єм очисного агенту на свердловину, м ³	Витрати на 1 м ³ очисного агенту, м ³	Загальні витрати на свердловину, м ³	Вартість 1 м ³ реагенту, грн	Загальна вартість реагенту на свердловину, грн
Atlas Sorco Supermix	448,2	0,005	2,241	189 000	423 549
Жирні кислоти	448,2	0,02	8,964	16 200	145 217

З порівняльної таблиці видно що основний економічний ефект (економія 278332 грн) на одній свердловині досягається за рахунок використання вітчизняного реагенту інгібітора. При об'ємах буріння в країні на 2018 рік – близько 40 свердловин загальна економія на рік може досягти близько 11 000 000 грн.

Соціально-економічний аспект

Збереження природного ландшафту і екологічного балансу в місцях проведення робіт, виключення техногенного впливу на флору і фауну, на розмивання берегів і донних відкладень водою.

Відсутність шкоди сільгоспугідь і лісовим насадженням.

Мінімізація негативного впливу на умови проживання людей в зоні проведення робіт.

Розділ 4 Безпека, охорона праці і навколишнього середовища при проведенні робіт

До початку виконання робіт з усіма робітниками і ІТП повинен бути проведений інструктаж по порядку виконання і безпечного ведення робіт по горизонтальному направленою буріння. Заходи з техніки безпеки повинні бути спрямовані на запобігання нещасним випадкам.

4.1 Загальні вимоги безпеки

Небезпечними і шкідливими виробничими факторами при виробництві бурових робіт є:

- Рухомі машини і механізми;
- Рухомі частини виробничого обладнання;
- Запиленість і загазованість повітря;
- Знижена або підвищена температура повітря робочої зони, поверхонь обладнання, матеріалів;
- Підвищена вологість повітря;
- Підвищений рівень шуму на робочих місцях;
- Електроустановки напругою вище 42 В, при порушенні цілісності ізоляції, яких можливе ураження людини електричним струмом;
- Недостатня освітленість робочого місця;
- Гострі кромки, задирки і шорсткості на поверхнях обладнання, інструменту;

Здорові та безпечні умови праці забезпечуються:

- Виконанням керівництвом організації всіх вимог законів, правил, стандартів в області безпеки праці;
- Дотриманням працівниками вимог цієї інструкції, інструкцій з технічного обслуговування закріпленого за ним обладнання та інструкцій про заходи пожежної безпеки.

До самостійного обслуговування обладнання допускаються працівники не молодше 18 років, які мають професійну підготовку, знають справжню

інструкцію, інструкції з експлуатації та технічного обслуговування обладнання, технологічну документацію (регламенти, інструкції тощо), перед допуском до самостійної роботи повинні пройти:

- обов'язкові попередні (при вступі на роботу) і періодичні (протягом трудової діяльності) медичні огляди (обстеження) для визнання придатними до виконання робіт в порядку, встановленому Міністерством охорони здоров'я;
- навчання безпечним методам і прийомам виконання робіт, інструктаж з охорони праці, стажування на робочому місці і перевірку знань вимог охорони праці.

До роботи з електрифікованим обладнанням допускаються працівники, які пройшли відповідне навчання і інструктаж, мають другу кваліфікаційну групу з електробезпеки.

Для захисту від механічних впливів і забруднень працівники зобов'язані використовувати надані роботодавцем безкоштовно: комбінезони бавовняні, рукавиці комбіновані, костюми на утеплювальній прокладці.

При знаходженні на території будмайданчика працівники повинні носити захисні каски.

Працівник зобов'язаний:

- Виконувати тільки доручену роботу і не передавати її іншій особі без дозволу керівника робіт;
- Виконувати вимоги правил внутрішнього трудового розпорядку, встановлених в організації;
- Знати номери телефонів медичної служби та пожежної охорони;
- Знати розташування засобів надання першої допомоги, первинних засобів пожежогасіння;
- Вміти організувати першу допомогу потерпілому при нещасному випадку
- Знати і дотримуватися норм перенесення ваги вручну;
- Правильно застосовувати засоби індивідуального та колективного захисту, знати терміни випробування захисних засобів і пристосувань, правила

експлуатації, догляду та користування ними. Чи не дозволяється використовувати захисні засоби і пристосування з вичерпаним терміном перевірки;

- При захворюванні або травмуванні повідомити керівника. Також необхідно повідомляти про отримання травми по дорозі на роботу або з роботи на транспорті, наданому роботодавцем, при виконанні робіт поза підприємства за завданням керівника;

- При нещасному випадку надати першу допомогу потерпілому, негайно вжити заходів до виклику медичної допомоги та повідомити про те, що трапилося адміністрації. Зберегти до розслідування обстановку на робочому місці і стан обладнання таким, яким вони були в момент події, якщо це не загрожує життю і здоров'ю оточуючих, не спричинить аварії;

- При виникненні пожежі повідомити в пожежну охорону і адміністрації будь-яким видом зв'язку, евакуювати людей і приступити до гасіння пожежі наявними засобами;

- Виконувати вимоги знаків і сигналів безпеки;
- Зберігати і приймати їжу в спеціально обладнаних приміщеннях;
- Палити в спеціально відведених та обладнаних місцях.

Працівник зобов'язаний дотримуватися таких правил:

- ходити тільки по встановлених проходах і перехідних містках, переходити залізничні колії та автомобільні дороги у встановлених місцях;
- не сідати і не спиратися на випадкові предмети і огорожі;
- не підніматися і не спускатися бігом по сходових маршах;
- не перебувати в зоні дії машин і механізмів;
- не доторкатися до рухомих частин обладнання, що обертається стовбура бура, тримати руки подалі від рухомих механізмів і точок стиснення
- не дивитися на дугу електрозварювання без захисних засобів;
- не торкатися до електричних проводів і кабелів;
- не усувати несправності в електричних мережах і пускових пристроях;
- застосовувати в процесі роботи машини і механізми за призначенням, відповідно до інструкцій заводів-виготовлювачів;

- підтримувати порядок на робочих місцях, очищати їх від сміття, снігу, криги, не допускати порушень правил складування матеріалів і конструкцій;
- не вмикати в роботу обладнання, якщо на пульті управління встановлений заборонний знак «Не вмикати - працюють люди!». Заборонний знак має право зняти тільки працівник, який його встановив;
- не допускати на місце проведення робіт сторонніх осіб.

Вимоги цієї Інструкції є обов'язковими для всіх працівників. Працівники несуть відповідальність за порушення у відповідності до чинного законодавства.

У випадках, не передбачених цією Інструкцією, слід звертатися до свого безпосереднього керівника.

4.2 Вимоги безпеки перед початком роботи

Перед початком роботи працівник зобов'язаний:

- отримати від керівника робіт завдання на виробництво роботи і інструктаж на робочому місці;
- ознайомитися з планами, схемами, документацією виробництва робіт.
- На території, на небезпечні зони виставити огорожу, вивісити попереджувальні знаки, плакати, таблички;
- перевірити і надіти засоби індивідуального захисту (одяг, взуття, рукавиці, каску і ін.). Робочий одяг не повинна мати розвіваються частин, куртка повинна бути надіта навипуск, гудзики застебнуті, рукави застебнуті або підв'язані, каска застебнута на підборіддя ремінь, волосся прибрані під каску. Забороняється носити прикраси, кільця, годинник або вільний одяг при управлінні установкою.
- Ґрунтовно перевірити місце проведення робіт на предмет індикації підземних джерел ризику - попереджувальних знаків, таких як: попередження про приховані комунікації; відсутність ЛЕП близько об'єктів, до яких повинні підводитися комунікації; газових лічильників; розподільчих шаф; кришок люків; ознак минулих екскавацій;
- Знати і звертати увагу на символи особливої обережності зображені на поверхні машини: DANGER - НЕБЕЗПЕЧНО! WARNING - ПОПЕРЕДЖЕННЯ!

CAUTION - ОБЕРЕЖНО! Необхідно переконатися, що зрозуміла причина можливої небезпеки.

Після отримання завдання працівник зобов'язаний:

- Провести огляд території, робочого місця, обладнання, машин, механізмів і пристосувань;
 - Переконатися, що всі обертові частини надійно огорожені;
 - Перевірити наявність і справність інструменту;
 - Перевірити бурову установку на відповідність вимогам правил безпеки і експлуатації, а саме: справність важелів управління бурової установки; працездатність контрольно-вимірювальної апаратури; наявність заземлення бурової установки;
 - Перевірити наявність обопільного радіоконтакту між оператором установки і оператором локатора для координації дій, обговорити сигнальні жести на випадок збою рації або занадто великої відстані.
 - Переконатися в правильності установки бурової машини;
 - Закріпити бурову установку «анкерами» (анкерними болтами);
 - Переконатися у відсутності під «анкерами» будь-яких комунікацій;
- Забороняється наближатися до обертів анкерним болтам!

При розташуванні бурової установки поблизу охоронної зони ПЛ, кабельної лінії, магістрального нафтогазопроводу мінімальна відстань до кордону зони повинно бути не менше висоти піднятої щогли бурової установки.

При необхідності виробництва бурових робіт безпосередньо в охоронних зонах, роботи повинні проводитися з письмового дозволу власника об'єкта і по наряд-допуску, в якій зазначаються заходи безпеки. Розміри охоронних зон (відстань від проекції крайнього проводу на поверхню землі до кордону зони) залежить від напруги в мережі ЛЕП:

Напруження, кВ	Відстань, м
1	2
20	10
35	15
110	20
150-220	25
330-500	30
750	40
1150	55

Відстань від підйомної або висувної частини установки в будь-якому її положенні до знаходиться під напругою повітряної лінії електропередачі (небезпечна зона) повинна бути не меншою за вказану:

Напруження, кВ	Відстань, м
До 1	1,5
От 1 до 20	2
От 20 до 35	2
От 35 до 110	4
От 110 до 220	5
От 220 до 400	7
От 400 до 750	10
От 750 до 1150	11

Виробництво робіт в небезпечних зонах забороняється!

Охоронна зона вздовж підземних ліній електропередачі обмежується умовними лініями, віддаленими по обидві сторони від крайніх кабелів на відстані 1 м;

Охоронна зона вздовж підводних кабельних ліній електропередачі встановлена у вигляді водного простору від поверхні води до дна, позначеного вертикальними площинами, віддаленими по обидві сторони від крайніх кабелів на відстані 100 м;

Охоронні зони магістральних трубопроводів (нафтогазопроводів) рівні:

- На незораних землях - 50 м по обидва боки від осі трубопроводу;
- На землях сільгоспугідь - 25 м по обидва боки від осі трубопроводу;
- На водних переходах - 100 м з кожного боку від осі трубопроводу;

Охоронні зони на трасах кабельних і повітряних ліній зв'язку встановлені:

- Від траси підземного кабелю або від крайніх проводів повітряної лінії - 2 м;
- Для морських кабельних ліній зв'язку - 0,25 м;
- Для траси кабелю при переході через річки, озера, водосховища і канали -

100 м.

4.3 Вимоги безпеки під час роботи

Пересування бурових установок під повітряними лініями електропередачі допускається, якщо габарити їх мають висоту від позначки дороги:

- Не більше 5 м - по шосейних дорогах;
- Не більше 3,5 м - по дорогах без твердого покриття і без доріг.

Не допускається пересування самохідних бурових установок при вітрі 8 балів, під час грози і при ожеледі.

Забороняється наближатися до обірваних або лежачим на землі проводам повітряних ліній електропередачі на відстань ближче 10 м.

Оператор горизонтального буріння зобов'язаний:

- Використовувати при роботі на буровій установці діелектричні засоби індивідуального захисту (діелектричні рукавички, діелектричні боти);
- Не допускати осіб, безпосередньо не беруть участь у виконанні робіт, до установки на відстань менше 3 м;
- Не залишати працюючу установку без нагляду;
- Чи не передавати управління особам, які не мають досвіду роботи на машині, що не пройшли відповідне навчання;
- Чи не завантажувати і не вивантажувати обладнання, сидячи за пультом управління або з рухомої каретки з обладнанням;
- Чи не забивати підпірки або інші стійки, не дослідивши попередньо властивості ґрунту;
- Перебувати в стороні від тросів і силових кабелів машини під час завантаження і відвантаження;

- Не допускати контакту рук, ніг і вільного одягу з рухомими і обертовими частинами машини;
- Прибрати людей і інструмент подалі від стовбура бура перед подачею харчування і не допускати поруч стоять на відстань менше 3-х метрів від обертового валу;

Оператору забороняється ставати над траншеєю або тунелем під час буріння.

Оператору забороняється підставляти долоню при перевірці витоку гідравлічного масла. Для перевірки витоку необхідно використовувати шматок картону. Перед тим, як виймати будь-якого маслопроводу необхідно послабити тиск в гідросистемі. Перед підвищенням тиску необхідно упевнитися в тому, що всі з'єднання в порядку, а мастилопроводи, трубки і шланги не пошкоджені

Оператору бурової установки необхідно стежити за допустимим радіусом кривизни, як бурових штанг, так і укладається кошти. Забороняється перевищувати допустимий радіус кривизни, як бурових штанг, так і укладається матеріалу.

Оператору бурової установки необхідно стежити за правильною подачею рідини, завжди переконуватися в присутності напору рідини перед тим, як просувати бур далі. Слід зупинити подачу рідини, якщо буріння призупинено, і дати тиску рідини повністю зникнути перед розмиканням ланцюга штанг для додавання або видалення ланки.

Оператору забороняється змащувати і регулювати працюючу машину.

При обслуговуванні охолоджувальної системи необхідно вимкнути двигун, зняти кришку фільтра і тільки коли вона охолоне достатньо, що можна помацати рукою, можна послабити кришку і стравити тиск і тільки потім повністю її відкрити.

Оператору ГНБ необхідно в обов'язковому порядку дублювати будь-які команди даються робочим на вихідному прямку і переконатися в тому, що команди дійсно прийняті.

Необхідно запускати двигун тільки з робочого місця оператора при роз'єднаних важелях технічного обслуговування (РТО). Двигун почне працювати тільки при виключенні РТО. Забороняється запускати двигун за допомогою прямого замикання.

При необхідності оголення потенційно небезпечних комунікацій слід копати тільки вручну.

При роботі необхідно на буровій установці необхідно реагувати на всі несподівані зміни, дивитися за витокami, роз'єднання, ослабленням анкерних стійок, змінами бурових рідин, проблемами, пов'язаними з насадками або штангами бура, або іншим обладнанням. Прислухатися до несподіваних стукам в двигуні, шумів тертя, вереск від високого тиску, будь-яких несподіваних і незвичайним грюкіт, постукування, скрипам. Принюхуватися до дивних запахів, наприклад, гарячого масла, яка згоріла ізоляції, природного газу і т.п. Звертати увагу на зміни в опорі проштовхування або обертання під час буріння і будь-які зміни в діях обладнання. У будь-якому з перерахованих випадків необхідно зупинити роботу обладнання і усунути несправність.

4.4 Вимоги безпеки в аварійних ситуаціях

При виявленні під час буріння кабелів електропередачі, трубопроводів, вибухонебезпечних або невідомих предметів машину слід негайно зупинити до отримання дозволу на подальше виконання роботи від відповідних органів нагляду. Про наявність контакту бура з силовим кабелем сигналізує можливе іскріння на передній частині установки, витік енергії в котрі постраждали об'єктах, дим, спалах, іскріння в котрі постраждали трансформаторах та іншому обладнанні, що сигналізує попередження на пристрої Strike Alert.

При виникненні під час роботи несправностей в машині оператор ГНБ зобов'язаний припинити роботу і усунути їх. При неможливості усунення несправностей власними силами бурильник зобов'язаний повідомити про них керівнику робіт.

У разі загоряння палива або проводки оператор ГНБ зобов'язаний негайно загасити вогнище загоряння за допомогою вогнегасника чи іншими підручними засобами: повстиною, брезентом, піском, землею.

При неможливості загасити вогнище пожежі (загоряння) власними силами, оператор зобов'язаний довести до відома керівника, викликати пожежну охорону, евакуювати людей і приступити до гасіння або локалізації пожежі первинними засобами пожежогасіння.

При зміні погодних умов (туман, дощ і снігопад), що погіршують видимість в межах фронту робіт, а також при грозі і посилення вітру до 10 м / с і більше роботу необхідно припинити і доповісти про це керівнику робіт.

У разі виникнення електричного контакту з підземним кабелем необхідно:

- Попередити всіх і кожного, хто знаходиться поблизу області Електроконтакт, щоб вони не наближались до установки, причеп або іншого обладнання.

- Якщо оператор знаходиться на машині - необхідно залишатися на машині, якщо на землі - стояти на місці і не торкатися ні до якого обладнання.

- Оператор повинен вивернути весь бур на поверхню, щоб гарантовано роз'єднати електроконтакти і продовжити буріння в стороні від виявленого кабелю.

- Забороняється намагатися від'єднати ствол бура покладаючись на фіксатори харчування може автоматично бути подано за іншою ланцюга або запобіжники можуть бути автоматично відновлено.

- Негайно зв'язатися з компанією, яка відповідає за пошкоджене засіб комунікації, щоб вони відключили харчування і домовитися про ремонт

У разі контакту з трубопроводом газу або летючої рідини, негайно відключити від усіх джерел живлення, такі, як генератори, Гідрокомпресори, заглушити двигуни транспортних засобів, що знаходяться поблизу і негайно покинути район витоку. Якщо ж джерела живлення не можуть бути негайно зупинені - покинути область витоку негайно! Необхідно зв'язатися з компанією, яка відповідає за пошкоджене засіб, і попередити всіх людей, що знаходяться

поблизу. Чи не повертатися в район витоку, поки не буде отримано дозвіл компанії, що відповідає за трубопровід.

У разі зіткнення з оптико-волоконним кабелем не дивитися на пошкоджену ділянку кабелю! Лазерна спалах може привести до погіршення якості зображення або сліпоти. негайно зв'язатися з компанією, яка відповідає за пошкоджене засіб комунікації.

У разі, якщо оператор не може ідентифікувати тип пошкодженого кабелю - не можна дивитися на місце пошкодження, так як їм може виявитися оптико-волоконний кабель.

При травмуванні, отруєнні і раптовому захворюванні працівника необхідно надати йому першу допомогу і, при необхідності, організувати доставку до закладу охорони здоров'я.

4.5 Вимоги безпеки після закінчення роботи

Після закінчення роботи оператор ГНБ зобов'язаний:

- Вимкнути обладнання та замкнути пускові пристосування механізмів і обладнання;
- Весь інструмент, пристосування, прилади зібрати, очистити від залишків бентоніту, бруду, промити водою, протерти, при необхідності здати в ремонт;
- повідомити керівника робіт та відповідального за утримання машини в справному стані про всі несправності, що виникли під час роботи;
- залишити огорожі прямиків;
- очистити від сміття будмайданчик;
- очистити від бруду спецодяг, спецвзуття, та інші засоби індивідуального захисту.

4.6 Охорона навколишнього середовища

На всіх етапах проектування комунікацій слід оцінювати можливі впливи на навколишнє середовище, будівлі і споруди, існуючі комунікації. Вимоги з охорони навколишнього середовища та захисту існуючих споруд слід включати в проект окремим розділом, а в кошторисах передбачати необхідні витрати.

Заходи щодо захисту водойм і водотоків, розташованих поблизу прокладається траси трубопроводу, необхідно передбачати відповідно до вимог водного законодавства і санітарних норм, затверджених в установленому порядку.

При проектуванні необхідно передбачити випереджаюче спорудження природоохоронних об'єктів, створення мережі тимчасових доріг, проїздів і місць стоянок будівельної техніки, а також заходи щодо запобігання забрудненню навколишнього середовища будівельними та побутовими відходами, ПММ.

Будівельна організація, несе відповідальність за дотримання проектних рішень, пов'язаних з охороною навколишнього середовища, а також за дотримання національного законодавства і міжнародних угод з охорони природи.

До можливих несприятливих наслідків робіт при ГНБ відносяться:

- опади і зміщення ґрунтового масиву, будівель, споруд і комунікацій, їх пошкодження;
- вихід бурового розчину на поверхню, в підземні споруди і комунікації по трасі буріння;
- забруднення ґрунтових вод хімічними і полімерними добавками до бурових розчинів (кальцинована сода, полімери, активні і миючі речовини);
- забруднення природного (міський) середовища відпрацьованим розчином і шламом в місцях розташування будмайданчиків.

При перетині трасою ГНБ споруд метрополітену, будівель і споруд I і II рівнів відповідальності необхідно проводити обстеження їх несучих конструкцій, основ і фундаментів для оцінки можливого впливу виробництва робіт.

В необхідних випадках, визначених розрахунком, при проходці свердловин діаметром більше 1 м під фундаментами відповідальних будівель і споруд, в складних гідрогеологічних умовах (нестійкі великоуламкові ґрунти, водонасичені піски), проектом слід передбачати попереднє закріплення основи шляхом виконання ін'єкції, пристрої ґрунтоцементного підстави, додаткових палів і т.п.

При прокладанні методом ГНБ комунікацій в вічній ґрунтах необхідно забезпечити збереження ґрунтів основи в мерзлому стані, відповідно до вимог СП 25.13330.2010.

Виробництво будівельно-монтажних робіт, рух машин і механізмів, складування і зберігання матеріалів в місцях, не передбачених проектом організації будівництва, забороняється.

Промивання трубопроводів гідравлічним способом слід виконувати з повторним використанням води. Спорожнення трубопроводів після промивання та дезінфекції слід проводити в місця, зазначені в проекті організації будівництва і узгоджені з відповідними службами.

В процесі будівництва закритого переходу Замовнику (Генпідряднику) слід забезпечити проведення моніторингу технічного стану перетинаються трасою ГНБ споруд метрополітену, існуючих комунікацій, будівель і споруд I і II рівнів відповідальності, а також природоохоронного моніторингу водойм, лісових і паркових зон з фіксацією виникли з вини організації- виробника і негативних наслідків. На підставі даних моніторингу приймаються рішення по мінімізації та усунення наслідків аварійних ситуацій.

Запобігання та усунення наслідків виходу бурового розчину

Буровий розчин повинен змішуватися перед початком буріння і постійно поповнюватися в процесі буріння. Постійна подача бурового розчину на забій забезпечує стійкість свердловини.

Загальні висновки

Дипломна робота присвячена дослідженню очисного агенту для буріння свердловин по глиняним породам.

В роботі поставлені та вирішені наступні задачі:

1. Аналіз систем бурових розчинів, які застосовуються при бурінні свердловин в складних гірничо-геологічних умовах.
2. Розробка нових композицій реагентів інгібіторів і дослідження їх властивостей.
3. Розробка і дослідження малоглинистих бурових розчинів з високими інгібуючими властивостями.
4. Обґрунтування економічної ефективності запропонованої технології.

Техніко-економічний ефект від запропонованої технології полягає в значному (30-60%) зменшенні собівартості робіт, за рахунок того, що у ролі реагенту інгібітору був запропонований вітчизняний реагент.

Запроектовані заходи по охороні праці і довкілля. Обґрунтована техніко-економічна ефективність прийнятої технології.

Список використаних джерел

1. Амман В. А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Аммян, Д.В. Аммян, Н.П. Васильева. - М.: Недра, 1980. - 380 с.
2. Феदिшин В.О. Низькопористі породи-колектори газу промислового значення / В.О. Федишин. - К.: УкрДГРІ, 2005. - С. 148.
3. Яремийчук Р.С. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин / Р.С. Яремийчук, Ю.Д. Качмар. - Львов: Вища школа. Изд-ство при Львов, ун-те, 1982.-152 с.
4. Мислюк М.А. До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України / М.А. Мислюк, І.М. Ковбасюк, В.М. Стасенко, М.В. Гунда // Нафтова і газова промисловість. - 2008. - № 5. - С. 17-19.
5. Единые технические правила работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях. — М.: ВНИИОЭНГ, 1983. - 48 с.
6. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. - К.: Інтерпрес ЛТД, 2004.-366 с.
7. Балугев А.А. Бурение продуктивных пластов в условиях равновесия (депрессии) в системе скважина-пласт / А.А. Балугев // Нефтяное хозяйство. - 2001. - №9. - С. 38-39.
8. Белоруссов В.О. Новые методы буровой технологии / В.О. Белоруссов // Бурение и нефть. — 2003. - №6. — С. 42-43.
9. Никитин Б.А. Состояние техники и технологии заканчивания скважин / Б.А. Никитин, А.Г. Потапов // Газовая промышленность. — 2000. - №7.-С. 38-40.
10. Рустамбеков Т.Ф. Состояние и перспективы совершенствования техники и технологии глубокого разведочного бурения / Т.Ф. Рустамбеков // Нефтяное хозяйство. - 1992. - №11. — С. 7-9.
11. Аммян В.А. Влияние свойств промысловых жидкостей на проницаемость коллектора в процессе вскрытия пласта / В.А. Аммян, Н.П. Васильева // Вопросы вскрытия нефтяного пласта. — М.: ВНИИОЭНГ, 1965.

- 12 с.

12. Аммян В.А. Вскрытие и освоение нефтяного пласта / В.А. Аммян, Н.П. Васильева. — М.: Недра, 1973. — 336 с.

13. Бейзик О.С. Буровий розчин для якісного розкриття продуктивних горизонтів О.С. Бейзик, М.І. Оринчак // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ, № 1(30). - С. 88-92.

14. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник: У. 5 т. Т.2.: Промивання свердловин. Відробка доліт / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. - К.: Інтерпрес 2002. - 303 с.

15. Васильченко А.О. Новий безглинистий буровий розчин з підвищеними інгібуючими властивостями / А.О. Васильченко, О.В. Кустурова // Проблеми нафтогазової промисловості: 36. наук. пр. - Київ, 2005. - С. 146-150.