
Матеріали, конструкції та обладнання об'єктів нафтогазового комплексу

УДК 622.24.05:622.276

DOI: 10.31471/1993-9868-2024-2(42)-50-60

ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ РЕАГЕНТІВ-СТАБІЛІЗАТОРІВ НА ФІЛЬТРАЦІЮ ТАМПОНАЖНИХ РОЗЧИНІВ В УМОВАХ НИЗЬКОТЕМПЕРАТУРНИХ СВЕРДЛОВИН

Я. М. Кочкодан, Л. Р. Юрич*, А. Р. Юрич, В. М. Майструк

¹ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
e-mail: lidia.yurich@nimg.edu.ua

Проведено лабораторні дослідження для визначення коагулюючої здатності карбоксиметилцелюлози, оксиду, сульфід-спиртової барди, гіпану, метасу, поліакриламідну та крохмалю від дії електролітів-прискорювачів термінів тужавіння. За результатами лабораторних досліджень встановлено, що хлористий натрій і калій не спричиняють коагуляцію жодного з досліджуваних розчинів стабілізаторів. Хлорид заліза спричиняє коагуляцію всіх стабілізаторів, окрім оксиду, а при додаванні сульфату амонію коагулюються всі стабілізатори крім сульфід-спиртової барди і оксиду. Кальцинована сода призводить до коагуляції поліакриламідну. При додаванні хлористого кальцію та нітрату кальцію відбувається коагуляція карбоксиметилцелюлози, крохмалю, гіпану та метасу. Проведені дослідження показали, що перелічені реагенти, понижувачі фільтрації сумісні один з одним і взаємної коагуляції не спричиняють. Визначено поріг коагуляції розчинів стабілізаторів. Проведено лабораторні дослідження впливу реагентів-стабілізаторів та прискорювачів термінів тужавіння на властивості тампонажного розчину і каменю (фільтрація, розтічність, терміни тужавіння та міцність). Встановлено, що оптимальна добавка карбоксиметилцелюлози для зниження фільтрації становить 0,75%. Для прискорення термінів тужавіння тампонажного розчину з добавкою карбоксиметилцелюлози рекомендовано додавати 8% кальцинованої соди. Застосування силікату натрію, замість кальцинованої соди, спричиняє ріст фільтрації та значне зниження розтічності. При додаванні до тампонажного розчину поліакриламідну замість карбоксиметилцелюлози зменшується фільтрація з одночасним дуже значним загущенням розчину та збільшенням термінів тужавіння. На основі лабораторних досліджень вибрана оптимальна добавка бентоніту для зниження фільтрації тампонажного розчину. Проведено лабораторні дослідження впливу двох реагентів-стабілізаторів (карбоксиметилцелюлоза + оксид, карбоксиметилцелюлоза + сульфід-спиртова барда) на основні властивості досліджуваної рецептури тампонажного розчину. Додавання оксиду до запропонованої рецептури знижує фільтрацію тампонажного розчину, а сульфід-спиртової барди - децю збільшує. Встановлено, що тампонажний розчин з додаванням оксиду при твердінні у воді спричиняє незначне розширення (до 0,1%) тампонажного каменю. Рекомендована рецептура тампонажного розчину з пониженою фільтрацією для цементування обсадних колон низькотемпературних свердловин такого складу: тампонажний портландцемент ПЦТ І-50 + 5% бентоніту + 0,75% карбоксиметилцелюлози + 0,3% оксиду + 8% кальцинованої соди при водоцементному відношенні 0,65.

Ключові слова: карбоксиметилцелюлоза, коагуляція, оксид, тампонажний розчин, фільтрація.

Laboratory studies were carried out to determine the coagulability of carboxymethyl cellulose, oxyl, spent sulphite alcohol liquor, hypan, metas, polyacrylamide and starch under the action of electrolytes that accelerate ageing. Based on the results of laboratory tests, sodium and potassium chloride did not cause coagulation in any of the stabiliser solutions tested. Ferric chloride causes coagulation of all stabilisers except oxyl, and when ammonium sulphate is added, all stabilisers except spent sulphite alcohol and oxyl coagulate. Baking soda causes coagulation of polyacrylamide. When calcium chloride and calcium nitrate are added, carboxymethylcellulose, starch, hypanes and metas coagulate. The studies carried out have shown that the listed reagents, filter reducers are compatible with each other and do not cause mutual coagulation. The coagulation threshold of stabiliser solutions has been determined. Laboratory studies on the influence of reagents-stabilisers and accelerators of setting conditions on the properties of cement slurry and stone (filtration, spreading, setting conditions and strength) were carried out. It was found that the optimum addition of carboxymethyl cellulose to reduce filtration is 0.75%. It is recommended to add 8% soda to accelerate the setting time of the cement slurry with the addition of carboxymethyl cellulose. The use of sodium silicate instead of soda causes an increase in filtration and a significant decrease in flow. The addition of polyacrylamide instead of carboxymethylcellulose to the cement slurry results in a decrease in filtration with a very significant thickening of the solution and an increase in setting time. Based on laboratory studies, the optimum addition of bentonite was selected to reduce filtration of the cement slurry. Laboratory studies were carried out on the effect of two stabilising reagents (carboxymethylcellulose + oxyl, carboxymethylcellulose + spent sulphite-alcohol liquor) on the main properties of the tested cement slurry formulation. The addition of oxyl to the proposed formulation reduced the filtration of the cement slurry, while the addition of spent sulphite alcohol slightly increased it. It was found that the cement slurry with the addition of oxyl caused a slight expansion (up to 0.1%) of the cement stone when hardened in water. The recommended formulation of the backfilling solution with reduced filtration for cementing the casings of low-temperature wells is as follows: oil-well Portland cement PCT I-50 + 5% bentonite + 0.75% carboxymethylcellulose + 0.3% oxyl + 8% soda with a water-cement ratio of 0.65.

Key words: carboxymethylcel cellulose, coagulation, oxyl, cementing slurry, filtration.

Вступ

У процесі спорудження свердловин часто виникають ситуації неякісного цементування обсадних колон. Ця проблема найбільш актуальна для експлуатаційних колон, оскільки кріплення геологічного розрізу експлуатаційною колоною є завершальним етапом закінчування свердловин, і погана якість цементування може спричинити виникнення флюїдопроявів та міжколонних тисків. Від якості розмежування пластів залежать терміни та надійність експлуатації нафтогазових свердловин. Надійність і довговічність розмежування пластів забезпечується герметичністю цементного кільця та якісним контактом з обсадною колоною і гірськими породами, а також стійкістю цементного каменю до термічних та корозійних впливів, а також дії агресивних середовищ.

Неякісне цементування експлуатаційних колон може призвести до виникнення заколонних газонафтоводопроявів та міжколонних перетоків. Утворення таких перетоків під час освоєння і експлуатації нафтових і газових свердловин через неякісне цементування обсадних колон є однією з найактуальніших проблем. Це спричиняє великі втрати вуглеводнів, забруднення надр, погіршення стану довкілля та інших негативних наслідків. Зростання кількості свердловин зі заколонними перетоками свідчить про недостатню ефективність технологій кріплення (недосконалість технічних засобів і тампонажних матеріалів).

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Аналіз промислових даних щодо експлуатаційних свердловин показує, що на різних родовищах від 10 до 50% нафтових та від 10 до 60% газових свердловин мають заколонні перетікання, що робить їх частково або повністю непридатними для ефективною експлуатації [1-4]. Одним із способів підвищення якості цементування є використання багатокомпонентних тампонажних матеріалів. При цьому необхідно звернути увагу, що полідисперсні тампонажні матеріали повинні включати різні модифікатори, рівномірно розподілені в об'ємі суміші. У процесі цементування свердловин на бурових підприємствах України використовують, зазвичай, стандартні тампонажні портландцементи ПЦТ I-50, ПЦТ I-100, ПЦТ III-Пол 5-100, ПЦТ III-Пов-100, ШПЦС-120, ШПЦС-200 та інші [5]. У структурі тампонажних матеріалів, використаних під час споруджування свердловин, лівову частку займають типові цементы ПЦТ II-50, ПЦТ I-100, ПЦТ III-Пол 5-100, ШПЦС-120 та ОШЦ-120 і значно менше становлять модифіковані суміші [6]. Під час формування цементного каменю на основі композиційного цементу камінь у своєму розвитку проходить кілька структурних станів, а процес гідратації умовно можна поділити на декілька періодів, які характеризуються різною кінетикою та відображають зміну властивостей цементного каменю, що формується [7]. Насамперед, спостерігається формування коагуляційної струк-

тури в системі за рахунок новоутворень на початковому етапі гідратації цементу. Далі відбувається руйнування коагуляційної структури внаслідок інтенсивної гідратації цементу, збільшення в об'ємі системи кількості гідратних новоутворень і формування перехідної коагуляційно-кристалізаційної структури. Третій етап характеризується зростанням ступеня завершеності структуроутворення, що пов'язано з формуванням кристалізаційного каркасу цементного каменю. Тому гідратацію композиційного цементу можна розглядати як сукупність процесів, що відбуваються при взаємодії складових цементу з гідравлічними та пуцолановими добавками в присутності води.

Для підвищення седиментаційної стійкості тампонажного розчину [8] рекомендовано застосувати реагенти-стабілізатори (ОЕЦ, КМОЕЦ та їх аналоги), також ці реагенти-стабілізатори використовують для зниження фільтрації тампонажних розчинів і газопроникності цементного каменю разом із реагентами-пластифікаторами (КССБ, DESCO, Atrenplast-B тощо).

Ефективними полімерами для зв'язування вільної води при цементуванні свердловин є використання спеціальних модифікаторів-стабілізаторів на основі ефірів целюлози. В тампонажних і буферних сумішах найбільш широко застосовують метилгідроксиетилцелюлозу, основною властивістю якої є високий рівень водоутримуючої здатності. Водоутримання зберігається протягом часу, необхідного для завершення ранніх стадій процесів гідратації. Седиментаційну стабільність суспензій забезпечують ефіри целюлози, оскільки вони, як неіоногенні поверхнево-активні речовини [9], володіють високою стабілізуючою здатністю. Застосування ефірів целюлози сприяє підвищенню адгезійних властивостей тампонажних систем і зниженню проникності цементного каменю, оскільки відбувається кольматація і перекриття капілярних пор структури цементного каменю.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Регулювання фільтрації здійснюють додаванням реагентів-стабілізаторів. Проте, відомі розробки виконані для високотемпературних свердловин, для яких стабілізатори одночасно сповільнюють терміни тужавіння тампонажних розчинів. Для низькотемпературних свердловин застосування стабілізаторів спричиняє різке збільшення термінів тужавіння (до 30-50 годин) [10]. Тому необхідно провести спеціальні дослідження для розроблення рецептур тампо-

нажних розчинів із пониженою фільтрацією для низькотемпературних свердловин.

Мета і завдання досліджень

Основною метою є вивчення впливу реагентів-стабілізаторів на фільтрацію, розтічність тампонажного розчину та терміни тужавіння цементного каменю. Для того, щоб досягти мети, необхідно провести ряд лабораторних досліджень із вивчення впливу реагентів-стабілізаторів на основні технологічні властивості тампонажних розчинів.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

При первинному цементуванні свердловин велика фільтрація тампонажних розчинів небажана. Водночас фільтрація тампонажних розчинів дуже велика і залежить від мінералогічного складу, тонкості помелу цементу, водоцементного відношення, стану фільтруючої поверхні та перепаду тиску на її межах [11]. У відкритому стволі свердловини тиск стовпа тампонажного розчину та промивальної рідини, як правило, завжди перевищує пластовий тиск, що призводить до появи перепаду тиску і відфільтрування надлишкової води в проникні породи. При цьому тампонажний розчин загущується, зменшується його об'єм; можуть утворюватися канали та забруднюється приствольна зона свердловини. Одночасно з водою відфільтровується частина продуктів гідратації тампонажного розчину, які спричиняють значне зниження проникності продуктивного пласта. Зменшення проникності може бути спричинене утворенням пристінних шарів рідини на поверхні зерен пісковиків або набуханням глинистого матеріалу, що міститься в породі.

При контакті тампонажного розчину з пористими породами, з поверхні яких була видалена глиниста кірка, він швидко дегідратується і підлягає миттєвому тужавінню. Це може спричинити недопідйоми тампонажного розчину в заколонному просторі, прихоплення колони обсадних труб, погіршення експлуатаційних характеристик продуктивних колекторів у приствольній зоні свердловини.

Щоб запобігти виникненню названих технологічних труднощів, які виникають при цементуванні свердловин, необхідно регулювати фільтраційні властивості тампонажних розчинів.

Для зменшення фільтрації тампонажних розчинів використовують високомолекулярні речовини – захисні колоїди (стабілізатори). Їх дія на властивості тампонажних розчинів обу-

мовлена утворенням на частинках цементу адсорбційної плівки, яка гальмує гідратацію мінералів, що містяться у складі в'язучого матеріалу.

Найефективнішим методом зниження фільтрації тампонажних розчинів є одночасне додавання в тампонажний розчин декількох видів полімерів. Використання захисних колоїдів для зниження фільтрації тампонажних розчинів у більшості випадків сповільнює їх тужавіння. Якщо для високотемпературних свердловин така умова сприятлива для технології цементування, то при цементуванні низькотемпературних свердловин необхідно проводити спеціальні комбіновані обробки з добавками, які нейтралізують сповільнюючу дію стабілізаторів.

Запропоновані рецептури тампонажних розчинів з пониженою фільтрацією придатні для високотемпературних свердловин (понад 100°C). Тому виникла необхідність у проведенні спеціальних досліджень для розроблення рецептур тампонажних розчинів з пониженою фільтрацією для низькотемпературних (до 50°C) свердловин.

Найскладніше було забезпечити одночасне зниження фільтрації та збереження термінів тужавіння.

Для нейтралізації сповільнюючої дії стабілізаторів використовують добавки прискорювачів тужавіння – сильні електроліти (хлористий кальцій, хлористий натрій, вуглекислий натрій, силікат натрію та ін.).

Розчини високомолекулярних сполук стійкі і самочинно (самовільно) не випадають в осад. Проте, стійкість їх порушується під дією електролітів, в результаті чого вони коагулюють. При гідратації і гідролізі мінералів цементного клінкера у воду для приготування переходить значна кількість іонів полівалентних елементів. Критерієм ефективності використання захисних колоїдів в агресивних мінералізованих середовищах є їх стійкість до коагуляції.

Тому визначення коагулюючої здатності розчинів стабілізаторів солями полівалентних і одновалентних катіонів дасть можливість встановити їх сумісність із солями – прискорювачами термінів тужавіння. Коагулюючу здатність визначали для найпоширеніших реагентів понижувачів фільтрації та прискорювачів тужавіння: карбоксиметилцелюлози (КМЦ), окзилу, гіпану, метасу, поліакриламід (ПАА), модифікованого крохмалю, сульфит-спиртової барди (ССБ), а також бентонітового глинопошки. Для цього готували їх водні 1%-ні роз-

чини. Для коагуляції використовували водні розчини електролітів 20%-ної концентрації, які додавали до розчинів стабілізаторів та витримували протягом години [12]. Початок коагуляції фіксували за помутнінням і випаданням в осад. За результатами лабораторних досліджень встановлено, що хлористий натрій та калій не спричиняють коагуляцію жодного з досліджуваних розчинів стабілізаторів.

Коагуляція зі зближенням частинок відбувається у випадку, коли молекулярні сили зчеплення, некомпенсовані у поверхневих шарах, що виявляються наявністю поверхневого натягу, перевищують розклинюючу дію дисперсійного середовища у зазорі між частинками. Щоб спричинити коагуляцію, концентрація електролітів у системі повинна бути достатньою для стиску подвійного електричного шару та зниження енергетичного бар'єра, який перешкоджає злипанню частинок при їх зіткненні. Для початку коагуляції існує деяка мінімальна концентрація (в ммоль на літр) електролітів (поріг коагуляції), (для практичного використання даних з порогу коагуляції проведено перерахунок в грамах на 100 мл). Поріг коагуляції 1% розчинів реагентів-стабілізаторів від дії електролітів прискорювачів термінів тужавіння ммоль/л / г/100 мл наведено у таблиці 1.

Як показали результати досліджень, величина порогу коагуляції визначається природою стабілізатора та валентністю коагулюючого іона. Як правило, чим більша валентність, тим менша величина коагуляції. На основі даних таблиці 1 кальцинована сода спричиняє коагуляцію ПАА у високих концентраціях (0,53 г на 100 мл) 1% реагента. Решта реагентів від дії високих концентрацій соди не коагулюють (в межах області проведених досліджень). Значення порогу коагуляції хлористого кальцію залежить від природи реагента понижувача фільтрації. Хлорне залізо спричиняє коагуляцію реагентів понижувачів фільтрації при незначних концентраціях електролітів. Тому як прискорювач термінів тужавіння тампонажних розчинів, оброблених реагентами для зменшення фільтрації, необхідно використовувати реагенти, які не спричиняють коагуляцію стабілізаторів.

За результатами досліджень коагуляційної здатності реагентів стабілізаторів було поставлено завдання: вивчити вплив добавок на властивості тампонажного розчину і каменю (фільтрацію, розтічність, терміни тужавіння, міцність). Як в'язучий матеріал використовували тампонажний портландцемент ПЦТ І-50 для низьких та нормальних температур. Дослі-

Таблиця 1 – Поріг коагуляції реагентів-стабілізаторів від дії електролітів

Стабілізатори \ Електроліти	ССБ	КМЦ	Крохмаль	Гіпан	Метас	ПАА
$CaCl_2$		5,0 0,056	1,0 0,011	9,0 0,099	10 0,110	
$Ca(NO_3)_2$		5,0 0,080	0,8 0,013	4,0 0,066	20 0,328	
$MgCl_2$			1,25 0,019	50 0,475	65 0,617	
Na_2CO_3						50 0,530
$Al_2(SO_4)_3$		0,37 0,012	7,5 0,256	0,2 0,007	0,75 0,0025	1,5 0,051
$FeCl_3$	0,1 0,016	0,2 0,03	1,0 0,016	1,0 0,016	2,0 0,032	0,5 0,008

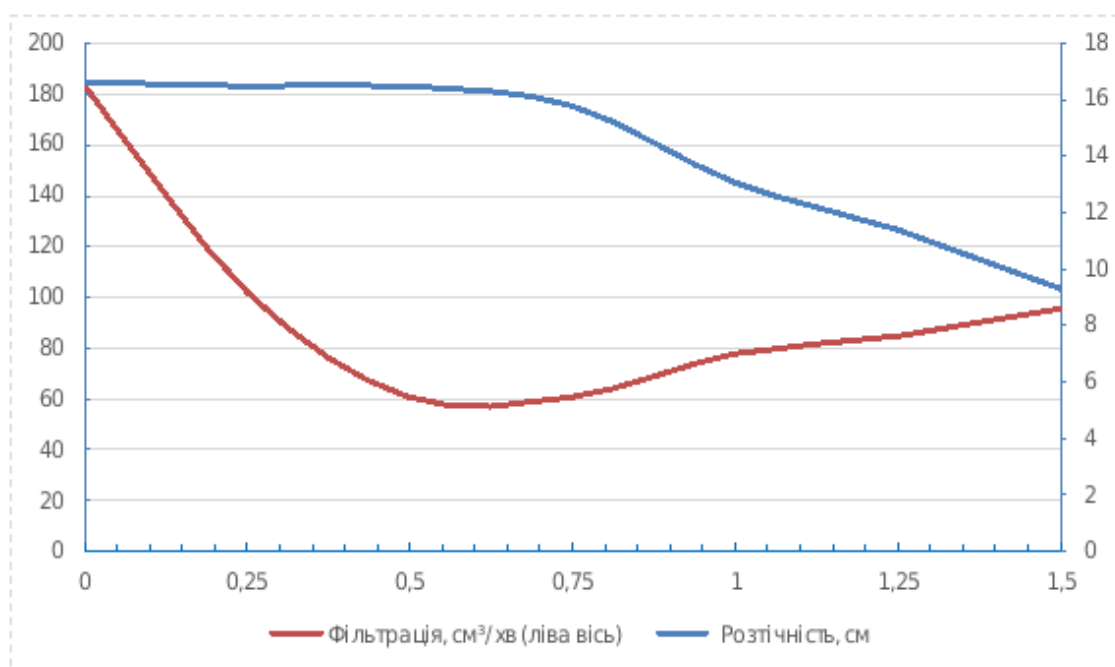


Рисунок 1 – Вплив вмісту КМЦ на фільтрацію та розтічність тампонажного розчину

дження проводили за чинними стандартами та загальноприйнятими методиками.

Вплив вмісту карбоксиметилцелюлози на фільтрацію і розтічність тампонажного розчину при водоцементному відношенні 0,5 наведено на рисунку 1.

Зі збільшенням вмісту КМЦ у розчині розтічність зменшується, а терміни тужавіння збільшуються, сягаючи 50-60 годин. Фільтрація знижується до мінімального значення 60,4 см³/30хв при 0,5-0,75% КМЦ. Збільшення або зменшення вмісту КМЦ спричиняє погіршення властивостей тампонажного розчину.

Для зменшення термінів тужавіння тампонажного розчину, обробленого карбоксиметилцелюлозою, до нього додавали прискорювач –

кальциновану соду. На рисунках 2, 3 наведено результати впливу вмісту кальцинованої соди на основні властивості тампонажного розчину з добавками 0,75% КМЦ і 1% КМЦ.

Як видно з рисунка 2, збільшення вмісту кальцинованої соди спричиняє зменшення термінів тужавіння тампонажного розчину. Прийнятні (задовільні) терміни тужавіння мають рецептури, в яких вміст соди складає 6-8%. При цьому фільтрація збільшується, але не є максимальною.

При вмісті в розчині 1% КМЦ (рис. 3) збільшення вмісту соди спричиняє значне зниження термінів тужавіння розчину, ріст фільтрації, та підвищення розтічності. Таким чином, оптимальною концентрацією кальцинованої соди є 8%.

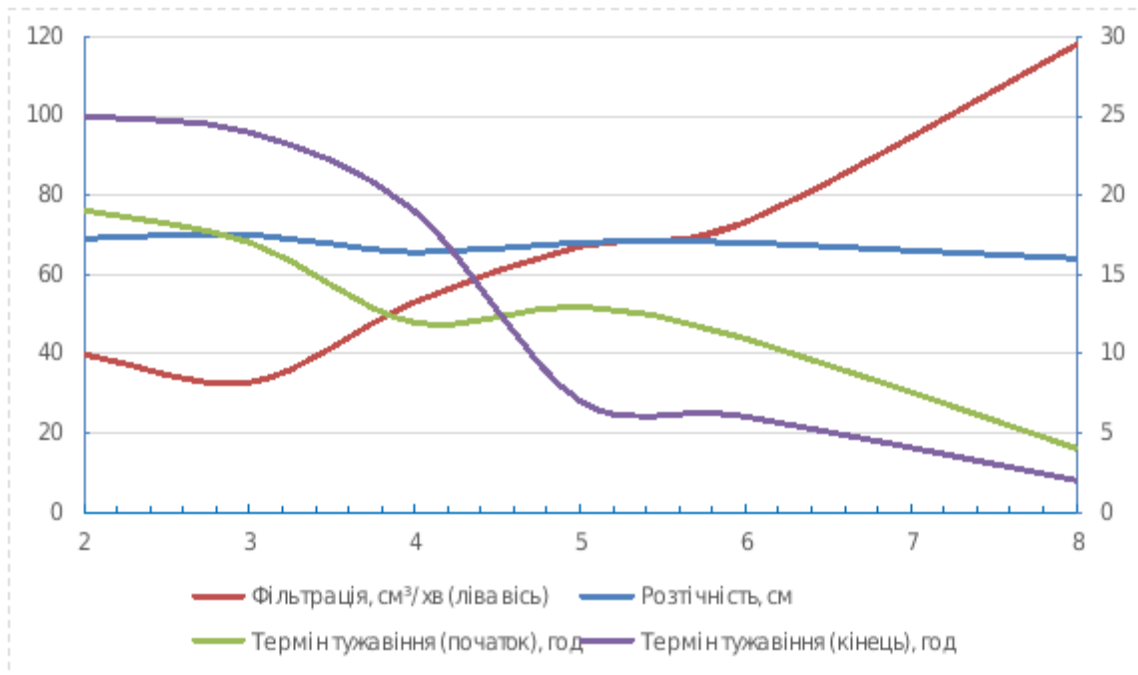


Рисунок 2 – Вплив вмісту кальцинованої соди на властивості тампонажного розчину при постійному вмісті КМЦ (0,75%)

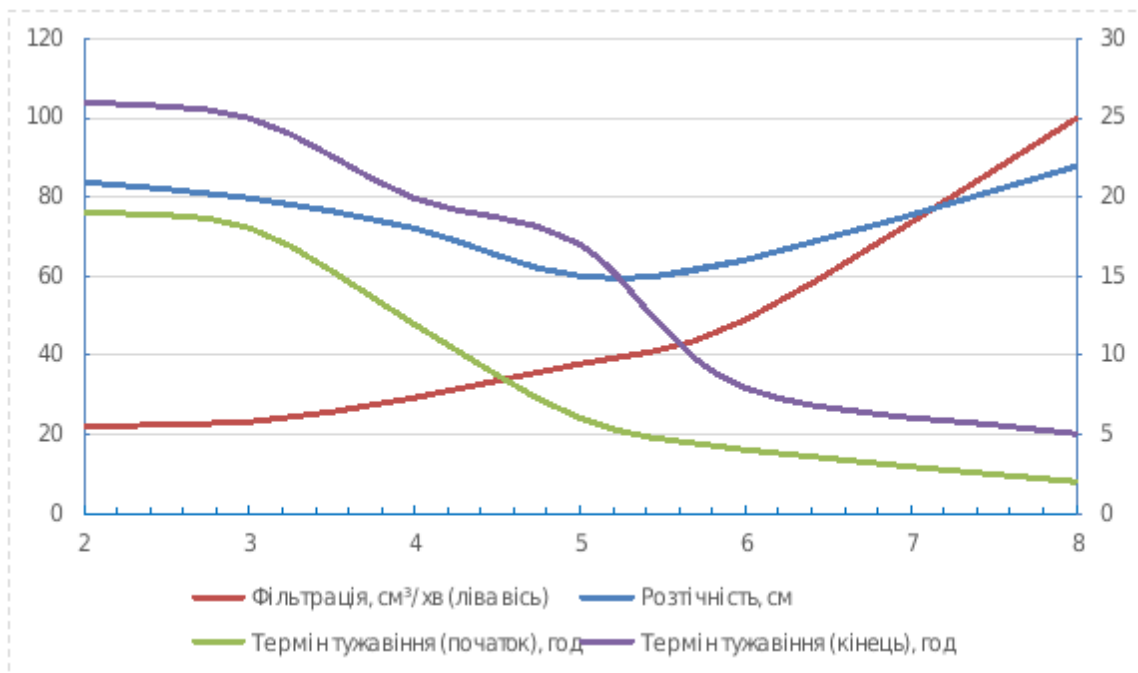


Рисунок 3 – Вплив вмісту кальцинованої соди на властивості тампонажного розчину при постійному вмісті КМЦ (1%)

Розглянемо, як впливає на властивості тампонажного розчину зміна кількості КМЦ від 0,75% до 1,5% при оптимальному (постійному) вмісті кальцинованої соди (8%). Результати лабораторних досліджень впливу збільшення вмісту КМЦ при постійному вмісті кальцинованої соди подані на рисунку 4.

Як видно з рисунка 4, значне збільшення вмісту КМЦ спричиняє зменшення фільтрації,

розтічності та збільшення термінів тужавіння, але суттєво знижується міцність тампонажного каменю. Тому оптимальною добавкою КМЦ до тампонажного розчину є 0,75%.

При заміні кальцинованої соди на силікат натрію фільтрація тампонажного розчину зменшується до 30 см³/30хв при концентрації силікату натрію від 1 до 3%, але терміни тужавіння дуже великі. Подальший ріст вмісту силікату

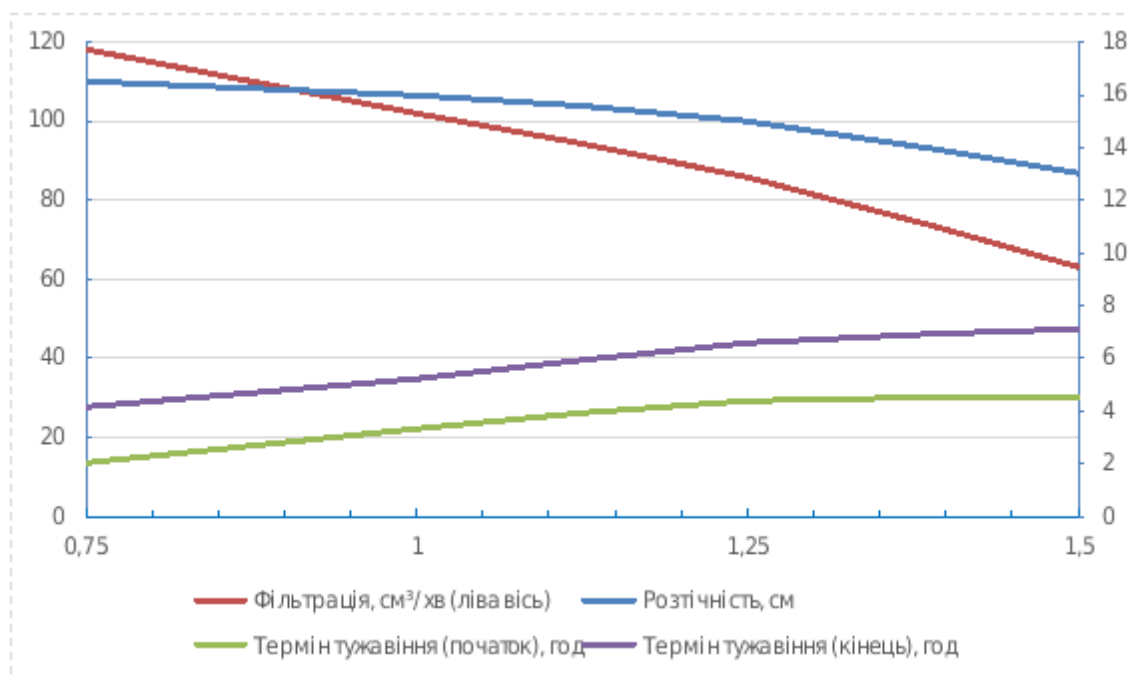


Рисунок 4 – Вплив вмісту КМЦ на фільтрацію і терміни тужавіння тампонажного розчину при постійному вмісті кальцинованої соди

натрію прискорює терміни тужавіння, але спричиняє значне зниження розтічності та ріст фільтрації.

Додавання до тампонажного розчину поліакриламиду (ПАА) спричиняє зменшення фільтрації з одночасним дуже значним загущенням розчину та збільшенням термінів тужавіння. Тому для підвищення розтічності до тампонажного розчину додавали 5% хлористого натрію, а для зменшення термінів тужавіння – 8% хлористого кальцію. На основі лабораторних досліджень встановлено, що зі збільшенням в тампонажному розчині з добавками хлористого натрію і хлористого кальцію вмісту поліакриламиду фільтрація зменшується із 50 см³/30хв при 0,2% ПАА до 10 см³/30хв при 0,6% ПАА. Проте терміни тужавіння збільшуються з (10-13) годин при 0,2% ПАА до (25-30) годин при 0,6% ПАА.

На основі проведених лабораторних досліджень можна прийняти карбоксиметилцелюлозу основним реагентом стабілізатором, при додаванні якого в тампонажний розчин можливе регулювання термінів тужавіння добавками кальцинованої соди. Проте фільтрація таких розчинів ще велика.

Відомо, що бентоніт добре знижує фільтрацію тампонажного розчину. Вплив бентоніту на властивості тампонажного розчину, що містить 0,75% КМЦ і 8% кальцинованої соди, наведено на рисунку 5.

Як видно із рисунка 5, зі збільшенням вмісту бентоніту з 2,5% до 20% [13] розтічність зменшується, а терміни тужавіння незначно змінюються. Фільтрація є мінімальною при вмісті 15% бентоніту. Проте збільшення вмісту бентоніту (більше 5%) значно зменшується міцність тампонажного каменю.

Проведені аналогічні лабораторні дослідження із впливу вмісту бентоніту на властивості тампонажного розчину при збільшенні вмісту КМЦ. Найстабільніші результати з фільтрації, розтічності і термінів тужавіння отримано при вмісті бентоніту від 5% до 10%. Збільшення вмісту КМЦ від 0,75% до 1,5% суттєво не впливає на абсолютні значення показників.

На рисунку 6 наведено залежність міцності тампонажного каменю, приготовленого з додаванням до тампонажного цементу 5% бентоніту, 0,75% КМЦ, 8% кальцинованої соди від часу твердіння, при водоцементному відношенні – 0,65 за нормальних умов. Міцність тампонажного каменю з часом збільшується, досягаючи максимуму через 60 діб твердіння, а потім дещо зменшується. Із збільшенням вмісту бентоніту до 10%, а КМЦ до 1% криві зміни міцності в часі становляться дещо крутішими, а абсолютні значення міцності – меншими.

Додавання 5% бентоніту до тампонажного розчину з вмістом 0,75% КМЦ і 8% Na₂CO₃ знижує фільтрацію майже удвічі. Тому було досліджено сумісний вплив реагентів стабілізаторів на фільтрацію тампонажного розчину.

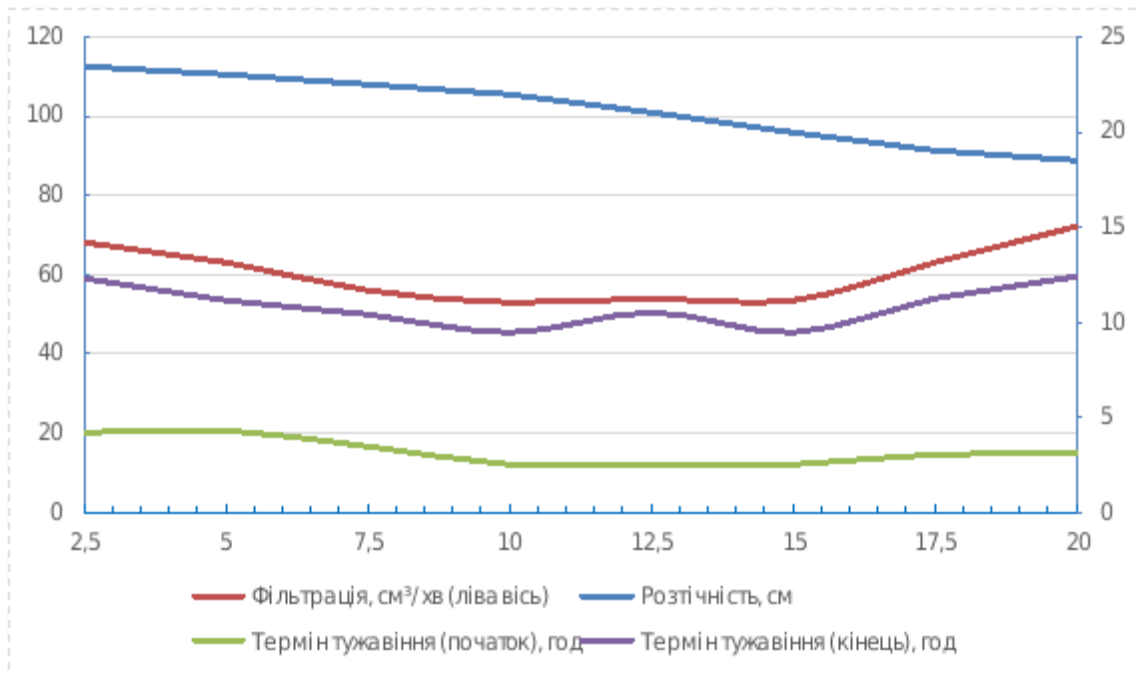


Рисунок 5 – Вплив вмісту бентоніту на властивості тампонажного розчину

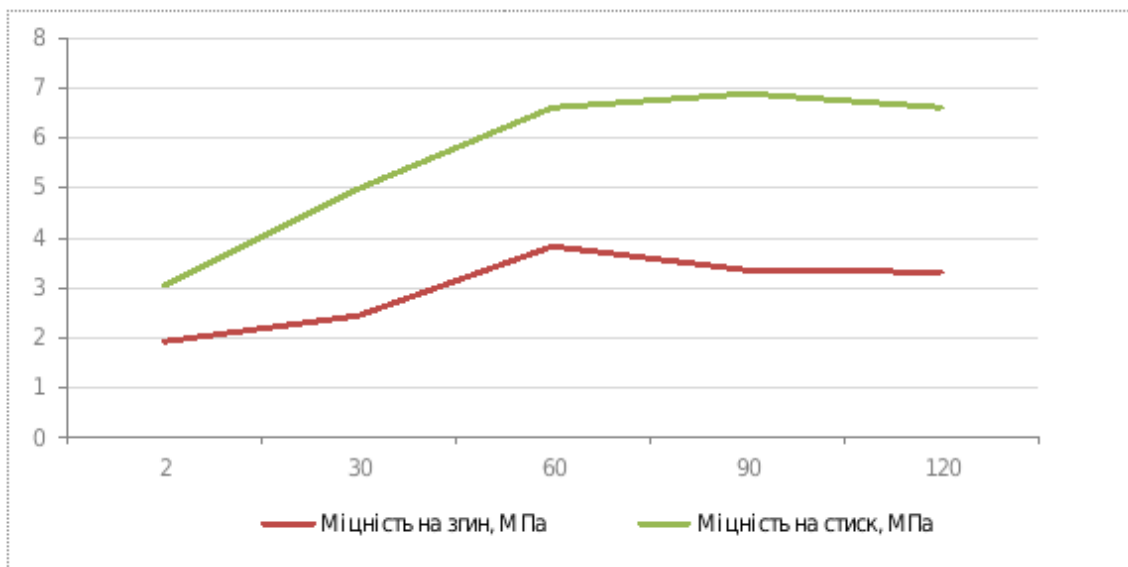


Рисунок 6 – Вплив тривалості твердіння на міцність тампонажного каменю

Згідно з двосотовою теорією полімерів молекулярні нитки полімерів переплітаються між собою, утворюючи просторові сіткові структури [14]. Оскільки реагенти-стабілізатори взаємної коагуляції не спричиняють, нами було одосліджено комбінації реагентів КМЦ + окзил [15] і КМЦ + ССБ, які дали стійке зменшення фільтрації без зниження міцності тампонажного каменю. Результати лабораторних досліджень впливу вмісту окзилу на властивості тампонажного розчину наведено на рисунку 7. На основі лабораторних досліджень встановлено, що зі збільшенням вмісту окзилу розтічність дещо збільшується терміни тужавіння зменшу-

ються. Фільтрація тампонажного розчину спочатку зменшується, сягаючи мінімуму при 0,3 % окзилу, а з подальшим збільшенням вмісту окзилу - збільшується. Додавання окзилу спричиняє майже дворазове збільшення міцності тампонажного каменю на стиск у порівнянні з каменем без окзилу. У випадку застосування замість окзилу ССБ від 0,1% до 1% фільтрація не знижується і знаходиться в межах 60-90 см³/30хв, а терміни тужавіння збільшуються більше ніж в чотири рази. Тому ССБ не рекомендується використовувати в даній рецептурі.

Встановлено, що тампонажний камінь із вмістом 0,3% окзилу при твердінні у водному

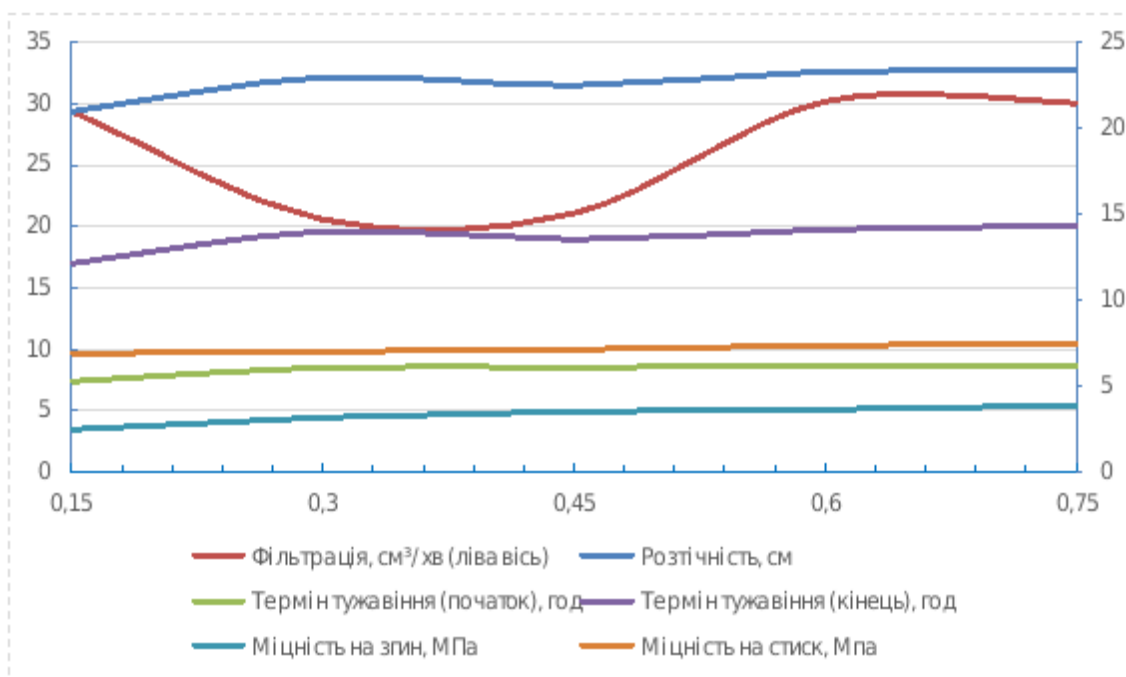


Рисунок 7 – Вплив вмісту оксиду на основні властивості тампонажного розчину і каменю

середовищі (до 10 діб) дає незначне розширення (до 0,1%). Без оксиду розширення відсутнє, а при заміні КМЦ на метас тампонажний камінь дає усадку до 0,1%. Отже, додавання 0,3% оксиду до тампонажного розчину, що містить 5% бентоніту, 0,75% КМЦ, 8% Na₂CO₃ зменшує фільтрацію, підвищує розтічність і міцність тампонажного каменю, спричиняє невелике розширення при незначному збільшенні термінів тужавіння.

Таким чином, для цементування обсадних колон низькотемпературних свердловин можна рекомендувати тампонажний розчин з пониженою фільтрацією такого складу: тампонажний портландцемент ПЦТ І-50 + 5% бентоніту + 0,75% карбоксиметилцелюлози + 0,3% оксиду + 8% кальцинованої соди при водоцементному відношенні 0,65.

Висновки

1. Встановлено, якщо концентрація іонів кальцію у фільтраті тампонажного розчину перевищує поріг коагуляції КМЦ, крохмалю, гіпану і метасу то при додаванні до розчину відбувається миттєва флокуляція.

2. Досліджувані реагенти-стабілізатори за нормальних умов взаємної коагуляції не спричиняють, а, отже, вони сумісні при підборі тампонажних рецептур.

3. Встановлено, що при виборі стабілізаторів для регулювання фільтрації тампонажних розчинів необхідно враховувати наявність та концентрацію іонів-коагулянтів.

4. На основі лабораторних досліджень вибрано карбоксиметилцелюлозу основним реагентом понижувачем фільтрації, який у поєднанні з бентонітом, оксидом та кальцинованою содою дозволяє отримати тампонажні розчини з пониженою фільтрацією для цементування обсадних колон низькотемпературних свердловин.

Література

- Орловський В. М. Підвищення якості цементування свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2010. № 3(36). С. 100 – 103.
- Калюжний А. М., Куль А. Й. Проблеми обводнення Яблунівського ГКР і шляхи їх вирішення. *Нафтова і газова промисловість*. 1998. № 6. С. 31 – 33.
- Лігоцький М. В., Наритник І. І. Підвищення якості кріплення нафтогазових свердловин в зоні продуктивних горизонтів. *Нафтова і газова промисловість*. 2003. № 6. С. 23 – 25.
- Бандур Р. В., Лужаниця О. В., Михайленко С. Г. Аналіз причин неякісного розмежування пластів в умовах Дніпровсько-Донецької западини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2003. № 3. С.127 – 130.
- Горський В. Ф., Горський П. В., Шевчук Ю. Ф. Сучасний стан і перспективи розвитку виробництва тампонажних матеріалів в Україні. *Нафтова і газова промисловість*. 2000. № 5. С. 19 – 20.

6. Ставичний Є. М. Оптимізація складів тампонажних систем. *S World Journal*. 2015. № 1(4). С. 8–12.

7. Тершак Б. А. Особливості гідратації активованих тампонажних матеріалів. *Фізика і хімія твердого тіла*. 2007. № 4(8). С. 821 – 827.

8. Різничук А. І., Бейзик О. С., Витвицький І. І., Павлишин Л. В., Стецюк Р. Б., Волошин Ю. Д. Технічне та технологічне забезпечення запобігання руйнуванню стінок свердловини. *Енергетика нафти та газу*. 2021. № 1 (35). С. 25–38. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1\(35\)-25-38](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1(35)-25-38).

9. Ігнатов А. О., Ставичний Є. М. Геологічні й техніко-технологічні особливості кріплення нафтогазових свердловин з урахуванням фізико-хімічного стану їх стовбурів. *Породоруйнівний інструмент з надтвердих матеріалів і технологія його застосування*. 2021. Том 24. № 1. С. 87 – 102. DOI: [10.33839/2708-731X-24-1-87-102](https://doi.org/10.33839/2708-731X-24-1-87-102).

10. Кочкодан Я. М., Юрич А. Р., Васько А. І., Юрич Л. Р., Майструк В. М. Вплив хімічних реагентів на основні властивості розширювальних тампонажних розчинів. *Нафтогазова енергетика*. 2023. № 2(40). С. 7–14. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2023-2\(40\)-7-14](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2023-2(40)-7-14).

11. Гриманюк В. І. Підбір рецептури седиментаційно стійких тампонажних розчинів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2011. № 4(41). С. 63 – 65.

12. Mishchuk N.A., Marinin A.I., Marchenko, A.M. Coagulation, Sedimentation, and Consolidation of Aqueous Clay Dispersions. *J. Water Chem. Technol.* 2020. 42. P. 8–15. <https://doi.org/10.3103/S1063455X20010063>

13. Орловський В. М., Похилко А. М. Розробка тампонажних матеріалів зниженої густини. *Нафтогазова інженерія*. 2016. № 1. С. 94 – 102.

14. Поліщук С., Дронін В., Займак О. Дослідження пружних і в'язких властивостей полімерів. *Збірник наукових праць викладачів, аспірантів, магістрантів і студентів фізико-математичного факультету ПНПУ імені В. Г. Короленка*. 2014. С. 164 – 165.

15. Kochkodan Ya. M., Yurych L. R., Maistruk V. M. The influence of oxyl on the main properties of expanding cementing slurries. *IV International Scientific and Theoretical Conference «Technologies and strategies for the implementation of scientific achievements»*. November 10, 2023. Stockholm, Sweden. P. 88 – 90. DOI: <https://doi.org/10.36074/scientia-10.11.2023>

References

1. Orlovskiy V. M. Pidvyshchennia yakosti tsementuvannia sverdlodyn. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*. 2010. No 3(36). P. 100 – 103. [in Ukrainian]

2. Kaliuzhnyi A. M., Kul A. Y. Problemy obvodnennia Yablunivskoho HKR i shliakhy yikh vyrishennia. *Naftova i hazova promyslovist*. 1998. No 6. P. 31 – 33. [in Ukrainian]

3. Lihotskyi M. V., Narytnyk I. I. Pidvyshchennia yakosti kriplennia naftohazovykh sverdlodyn v zoni produktyvnykh horyzontiv. *Naftova i hazova promyslovist*. 2003. No 6. P. 23 – 25. [in Ukrainian]

4. Bandur R. V., Luzhanytsia O. V., Mykhailenko S. H. Analiz prychny neiakysnoho rozmezhuвання plastiv v umovakh Dniprovsko-Donetskoï zapadyny. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2003. No 3. P.127 – 130. [in Ukrainian]

5. Horskyi V. F, Horskyi P. V., Shevchuk Yu. F. Suchasnyi stan i perspektyvy rozvytku vyrobnytstva tamponazhnykh materialiv v Ukraini. *Naftova i hazova promyslovist*. 2000. No 5. P. 19 – 20. [in Ukrainian]

6. Stavychnyi Ye. M. Optyimizatsiia skladiv tamponazhnykh system. *SWorldJournal*. 2015. No 1(4). P. 8–12. [in Ukrainian]

7. Tershak B. A. Osoblyvosti hidratatsii aktyvovanykh tamponazhnykh materialiv. *Fizyka i khimiia tverdoho tila*. 2007. № (4(8)). P. 821 – 827. [in Ukrainian]

8. Riznychuk A. I., Beizyk O. S., Vytvytskyi I. I., Pavlyshyn L. V., Stetsiuk R. B., Voloshyn Yu. D. Tekhnichne ta tekhnolohichne zabezpechennia zapobihannia ruinuвання stinok sverdlodyn. *Enerhetyka nafty ta hazu*. 2021. No 1 (35). P. 25 – 38. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1\(35\)-25-38](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2021-1(35)-25-38).

9. Ihnatov A. O., Stavychnyi Ye. M. Neolohichni y tekhniko-tekhnolohichni osoblyvosti kriplennia naftohazovykh sverdlodyn z urakhuvanniam fizyko-khimichnoho stanu yikh stovburiv. *Porodoruivnyi instrument z nadtverdykh materialiv i tekhnolohiia yoho zastosuvannia*. 2021. Vol 24. No 1. P. 87 – 102. DOI: [10.33839/2708-731Xh-24-1-87-102](https://doi.org/10.33839/2708-731Xh-24-1-87-102). [in Ukrainian]

10. Kochkodan Ya. M., Yurych L. R., Vasko A. I., Yurych L. R., & Maistruk V. M. Vplyv khimichnykh reahentiv na osnovni vlastyvoli rozshyriuvalnykh tamponazhnykh rozchyniv. *Naftohazova enerhetyka*. 2023. №(2(40)). P. 7 – 14. [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2023-2\(40\)-7-14](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2023-2(40)-7-14).

11. Hrymaniuk V. I. Pidbir retseptury sedymentatsiino stiikykh tamponazhnykh rozch-?niv. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2011. No 4(41) P. 63 – 65.

12. Mishchuk N.A., Marinin A.I. Marchenko, A.M. Coagulation, Sedimentation, and Consolidation of Aqueous Clay Dispersions. *J. Water Chem. Technol.* 2020. 42, P. 8–15. <https://doi.org/10.3103/S1063455X20010063> [in Ukrainian]

13. Orlovskiy V. M., Pokhylko A. M. Rozrobka tamponazhnykh materialiv znyzhenoi hustyny. *Naftohazova inzheneriia.* 2016. No 1. P. 94 – 102. [in Ukrainian]

14. Polishchuk S., Dronin V., Zaimak O. Doslidzhennia pruzhnykh i viazkykh vlastyvostei polimeriv. *Zbirnyk naukovykh prats vykladachiv, aspirantiv, mahistrantiv i studentiv fizyko-matematychnoho fakultetu PNPУ imeni V. H. Korolenka.* 2014. P. 164 – 165. [in Ukrainian]

15. Kochkodan Ya. M., Yurych L. R., Maystruk V. M. The influence of oxyl on the main properties of expanding cementing slurries. *IV International Scientific and Theoretical Conference «Technologies and strategies for the implementation of scientific achievements»* November 10, 2023. Stockholm, Sweden. P. 88 – 90. DOI: <https://doi.org/10.36074/scientia-10.11.2023>