

## **РОЗРОБЛЕННЯ СКЛАДУ ТАМПОНАЖНОГО РОЗЧИНУ ДЛЯ КРІПЛЕННЯ СЛАБКОЗЦЕМЕНТОВАНИХ ПОРІД У ПРИВИБІЙНІЙ ЗОНІ ПЛАСТА**

*Р. М. Кондрат, Н. С. Дремлюх, Л. І. Матійшин*

*<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (0342) 242195,  
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com*

*Розглянуто негативні ефекти видалення піску з пласта та методи уникнення утворення піщаних корків на вибої свердловин. Наведено причини руйнування привибійної зони пласта під час експлуатації свердловин із нестійкими колекторами та способи зменшення надходження піску у свердловину. Застосування хімічних методів є одним із найефективніших методів запобігання надходженню піску із пласта в свердловину, що використовують в Україні і за кордоном. Наведено аналіз науково-технічної і патентної літератури розроблених складів, які застосовуються для кріплення порід привибійної зони пласта. Наведено переваги і недоліки тампонажних складів і їх композицій, які використовують для кріплення порід. За результатами експериментальних досліджень розроблено склад тампонажного розчину для створення у привибійній зоні пласта цементного каменю із відповідними значеннями міцності на стискання і проникності для газу. Наведені результати вимірювань технологічних характеристик тампонажного розчину та сформованого цементного каменю із застосуванням стандартного реєструючого обладнання. За результатами експериментальних досліджень побудовано та проаналізовано графічні залежності міцності цементного каменю на стискання і коефіцієнта проникності каменю від вмісту спученого перліту у складі тампонажного розчину. Встановлено оптимальне значення вмісту спученого перліту у розчині, за якого забезпечуються відповідні значення міцності на стискання (до 4 МПа) і проникності для газу (до 3,47 мкм<sup>2</sup>) цементного каменю. Використання розробленого складу дозволяє підвищити дебіт газових свердловин із нестійкими колекторами і покращити умови їх роботи за рахунок запобігання надходженню піску із пласта у свердловину.*

**Ключові слова:** свердловина, газ, піщаний корок, цементний камінь, міцність каменю, газопроникність, наповнювач.

*The negative effects of sand removal from the formation and methods of avoiding the formation of sand crusts at the bottom of wells are considered. The reasons for the destruction of the bottomhole zone during the operation of wells with unstable reservoirs and ways to reduce the flow of sand into the well are presented. The use of chemical methods is one of the most effective methods of preventing sand from entering the well, which is used in Ukraine and abroad. The article analyzes the scientific, technical and patent literature of the developed compositions used for fixing rocks in the bottomhole zone of the formation. The advantages and disadvantages of grouting compositions and their compositions used for rock fixing are presented. Based on the results of experimental studies, the composition of the grouting mortar was developed to create a cement stone in the bottomhole zone of the formation with appropriate values of compressive strength and gas permeability. The results of measurements of the technological characteristics of the grouting mud and the formed cement stone using standard recording equipment are presented. Based on the results of experimental studies, graphical dependences of the compressive strength of cement stone and the permeability coefficient of stone on the content of swollen perlite in the grouting solution were constructed and analyzed. The optimum value of the content of swollen perlite in the solution was determined, which ensures the appropriate values of compressive strength (up to 4 MPa) and gas permeability (up to 3.47 μm<sup>2</sup>) of cement stone. The use of the developed composition makes it possible to increase the flow rate of gas wells with unstable reservoirs and improve their operating conditions by preventing the flow of sand from the formation into the well.*

**Keywords:** well, gas, sandy crust, cement stone, stone strength, gas permeability, filler.

### **Вступ**

На сьогодні значна кількість газових і газоконденсатних родовищ України перебувають на завершальній стадії розробки, яка характеризується істотним зниженням пластового тиску, низькими дебітами видобувних свердловин і наявністю ускладнюючих чинників у їх роботі. До ускладнень, що характерні для завершальної стадії розробки родовищ, належать обво-

днення свердловин і руйнування привибійної зони пласта (ПЗП) у нестійких (слабкозцементованих) колекторах.

Експлуатація газових і газоконденсатних свердловин із нестійкими колекторами супроводжується винесенням із пласта частинок породи і скупченням їх на вибої свердловини з утворенням піщаних корків.

Основною причиною винесення піску із пласта у свердловину є руйнування привибійної зони внаслідок високих напружень у породі під час фільтрації пластових флюїдів через породу або перепаду тиску на пласт [1].

Винесення твердої фази із продуктивного пласта призводить до порушення стійкості та обвалювання порід у привибійній зоні, утворення каверн, прихоплення насосно-компресорних труб, змінання експлуатаційної колони, абразивного зношування обладнання свердловин, утворення піщаних корків на вибоях, які створюють додатковий опір рухові газу і знижують дебіт свердловини [2].

#### **Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень**

До основних методів, що запобігають руйнуванню привибійної зони пласта, належать кріплення порід і обладнання вибою свердловин фільтрами, зокрема гравійними фільтрами. З-поміж фільтрів вітчизняного виробництва можна виділити ФС-1, ФІЛ-1, ФІЛ-2, К-168-Н, ФСЦ. Фільтри ефективно працюють у разі правильного вибору ширини щілини і діаметра зерен гравію. Параметри фільтра визначають із використанням результатів гранулометричного складу порід [3]. Спосіб боротьби із коркоутворенням на вибої свердловин шляхом встановлення фільтрів не завжди є доцільним, економічно ефективним і достатньо надійним. Це пов'язано з тим, що створення і правильний вибір конструктивних елементів механічних фільтрів залежить від багатьох чинників як технічного, так і геологічного характеру [4].

Для підвищення продуктивності свердловин і зменшення витрат на їхні ремонти породи у привибійній зоні пласта кріплять різними хімічними складами.

Аналізуючи сучасні вітчизняні і закордонні дослідження, можна відзначити, що для кріплення слабкоцементованих порід застосовують суміші цементу із різними наповнювачами, полімерні композиції, спінені і синтетичні смоли, а також їхні суміші з піском.

На практиці використовують смоли, які твердіють – епоксидні, фуранові, фенолформальдегідні. На сьогодні використовують смоли на водній основі, що вперше випробувані в Єгипті у 2009 році. Вартість кріплення привибійної зони смолою на водній основі у два рази менша порівняно з використанням смоли на вуглеводневій основі [5].

Для кріплення слабкоцементованих порід використовують склади на силікатній основі, що, на відміну від смол, краще закріплюють

породи. Експлуатаційні властивості силікатних складів зберігаються протягом тривалого часу (понад рік), водночас термін придатності більшості смол не перевищує 3-6 місяців [6].

Калюжним А.М. запропоновано спосіб закріплення привибійної зони свердловини силікатизацією колекторів, який полягав у запомповуванні в свердловину суміші рідкого скла, яку попередньо емульгують в органічній рідині (патент № 57223). Спосіб випробувано на свердловинах № 202 і 205 Більського нафтогазового родовища: після проведення закріплюючих робіт вдалось відновити продуктивність свердловини [7].

Відомий спосіб кріплення привибійної зони слабкоцементованих колекторів газових свердловин з піскопроявами шляхом запомповування твердіючої полімерної композиції [8]. Промислові випробування цього способу проводили на свердловинах № 27, 64, 76, 87, 92 Червонопартизанського ПСГ.

Одним із найбільш дешевих і доступних в'язучих агентів є суміші тампонажних цементів, які є нетоксичними, зручними у використанні, формують досить міцний камінь, що тривалий час зберігає свої властивості.

Для зменшення кількості цементу в тампонажній суміші автори роботи [9] запропонували використовувати подрібнений гранульований доменний шлак. Дослідження свідчать, що цементний камінь, який містить 10 % гранульованого доменного шлаку, як замітника цементу, не втрачає міцності.

Протягом останніх років найбільшу увагу приділяють дослідженню і використанню полегшених тампонажних розчинів. Широке застосування під час отримання тампонажного матеріалу знайшли такі добавки, як цеоліт, трепел, гумова і пінопластова крихта, шкіряний пил, мінеральний порошок, шлам лігнін, вермикуліт і його різновиди [10]. Для підвищення міцності цементного каменю на стискування авторами роботи [11] запропоновано використовувати вуглецеві нановолокна.

У роботі авторів [12] наведено результати експериментальних досліджень тампонажного цементу з домішкою нано-частинок під комерційною назвою EX-RIP1 у кількості 9% від маси цементу. Перевагою тампонажного каменю є збільшення міцності на стискування удвічі, а його недоліком – складна технологія приготування та слабка розчинність у воді.

Для кріплення порід у ПЗП на родовищі Socar використовують тампонажний розчин на кислотній основі [13]. Завдяки кріпленню ство-

рюється стійкий і проникний бар'єр, що запобігає надходженню піску у свердловину.

Основні два критерії ефективності, яким повинні відповідати тампонажні склади і композиції – це збереження проникності колектора для газу і утворення міцного каменю.

Завдання досліджень полягає у створенні і дослідженні властивостей полегшеного тампонажного розчину для кріплення слабкоцементованих порід.

### **Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми**

Незважаючи на велику кількість проведених досліджень із вдосконалення рецептури тампонажних розчинів, проблема руйнування привибійної зони пласта і винесення твердої фази є дуже актуальною. Ця проблема пов'язана з тим, що значна частина запропонованих складів для кріплення нестійких порід не забезпечують високу ефективність зміцнення породи за одночасного збереження фільтраційних характеристик пласта, знижують продуктивність свердловин внаслідок погіршення проникності колекторів, що стало підставою для проведення додаткових досліджень.

### **Мета та завдання досліджень**

Метою даної роботи є розроблення складу тампонажного розчину для кріплення слабкоцементованих порід у привибійній зоні пласта. Для цього слід вирішити наступні завдання: порівняти розроблений склад тампонажного розчину з існуючими складами, з точки зору його ефективності та технологічності, визначити можливість впровадження розробленого тампонажного розчину для підвищення стійкості порід у ПЗП та подовження періоду безаварійної експлуатації свердловини.

### **Висвітлення основного матеріалу дослідження**

Для створення високопроникного і міцного цементного каменю у привибійній зоні свердловини з нестійкими колекторами у лабораторних умовах розроблено склад тампонажного розчину [15]. Як вихідні реагенти для створення тампонажного розчину застосовували тампонажну суміш ТС-100, наповнювач (спучений перліт фракції 0,16–1,25 мм), неіоногенну ПАР, пластифікатор і воду.

Композиційну тампонажну суміш ТС-100 використовували як базове в'язуче. Спучений перліт фракції 0,16–1,25 мм, отриманий у результаті проведення термічної обробки алюмосилікатної перлітової породи вулканічного по-

ходження, використовували як наповнювач для утворення пористої структури цементного каменю. До складу перліту входять  $\text{SiO}_2$  (65 – 75%) і  $\text{Al}_2\text{O}_3$  (10 – 16%), а також присутні  $\text{K}_2\text{O}$ ,  $\text{Na}_2\text{O}$ ,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ,  $\text{MgO}$ ,  $\text{CaO}$ , вміст води 2 – 5%. Особливість перлітів – це здатність до спучування за теплового оброблення з багатократним збільшенням об'єму у 5 – 20 разів порівняно з початковим об'ємом, що зумовлено вмістом у матеріалі води, що випаровується за високих температур. Спучений перліт, що виготовляють в Україні за двостадійною технологією ДП «НДІБМВ» з вторинно гідратованого перліту родовища Фоґош, є міцнішим у 2,5 – 3 рази порівняно з перлітом, виготовленим за одностадійною технологією з первинно-гідратованих перлітів родовищ Греції, Туреччини, Грузії, Вірменії, що дозволяє зменшити стирання перліту під час приготування сухої суміші. Спучений перліт порівняно з прототипами підвищує стабільність тампонажного розчину, покращує прокачувальні властивості, знижує густину розчину і підвищує міцність затверділого цементного каменю.

У дослідженнях використовували неіоногенні ПАР (неонол АФ-09-10, стінол, савенол SWP). Найкращі показники досягнуті у дослідах з неонолом АФ-09-10, який забезпечує однорідність і стабільність розчину після перемішування. Тампонажний розчин набуває пластичності, що забезпечує проникнення його в пори породи і сприяє якісному кріпленню привибійної зони свердловини. Неіоногенні ПАР, на відміну від аніоноактивних, не вступають у хімічну взаємодію із солями пластових вод, не втрачають своєї поверхневої активності, впливають на змочуваність поверхні породи продуктивного колектора і підвищують проникність для вуглеводнів.

Для забезпечення оптимальних реологічних характеристик тампонажних розчинів та необхідної розтічності використано полікарбоксилатний суперпластифікатор Терміт ПТ, який відповідає вимогам суперпластифікаторів EN 934-2:2001, ДСТУ БВ.2.7-171-2008, NEQ.

Тампонажний склад для кріплення слабкоцементованих порід привибійної зони свердловин готують перемішуванням спученого перліту, сухої тампонажної суміші ТС-100, необхідної кількості пластифікатора і ПАР з розрахованим об'ємом води. Для аналізу ефективності розробленого тампонажного складу проведено лабораторні дослідження з визначення властивостей тампонажного розчину і цементного каменю.

Таблиця 1 – Результати експериментів, які досліджують вплив спученого перліту на розтічність тампонажного розчину з використанням конусу АЗНДІ і визначають його густину

№ досліджу	Склад тампонажного розчину, % мас					Параметри тампонажного розчину		
	Тампонажний цемент	Спучений перліт	Неіоногенна ПАР	Пластифікатор	Вода	Водовідділення, мл	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Розтікання, мм
1	68,30	0,5	0,20	–	31,0	2,0	1520	222
2	65,75	1,0	0,20	0,05	33,0	2,0	1450	215
3	65,15	1,5	0,25	0,075	33,025	1,5	1380	210
4	64,625	2,0	0,25	0,075	33,05	1,0	1320	200
5	64,00	2,5	0,30	0,10	33,1	0,5	1270	195
6	63,50	3,0	0,30	0,10	33,1	0	1210	190
7	62,85	3,5	0,35	0,10	33,2	0	1160	185
8	62,30	4,0	0,40	0,10	33,2	0,5	1120	175

За допомогою конуса АЗНДІ вимірювали розтічність тампонажного розчину. Після досягнення необхідної розтічності тампонажного розчину визначали його густину з використанням пікнометра [15].

Використання приладів ПЦК-1 та КЦ-3 дозволило сформулювати взірці цементного каменю з метою визначення його міцнісних характеристик. Максимальний робочий тиск дорівнював 40 МПа, а температура становила 75°C. Для підтримування температурного режиму під час формування взірців цементного каменю використовували електронагрівачі, які працюють в автоматичному режимі, з реєстрацією потенціометрами. Гідравлічним пресом та нагріванням робочої рідини автоклавом забезпечували необхідний тиск. Моделювали умови запомповування тампонажного розчину у свердловину для кріплення порід.

Результати проведених експериментів показано у таблиці 1.

Результати експериментальних досліджень свідчать, що із збільшенням вмісту спученого перліту в тампонажному розчині зменшуються його густина і розтічність. Якщо вміст спученого перліту в тампонажному розчині становить більше 3,5 % мас, то розтічність розчину є нижче 180° мм, що не забезпечує вимоги ДСТУ та може викликати ускладнення у процесі запомповування тампонажної суміші.

Міцнісні властивості цементного каменю, які характеризують граничним опором на стискання та вигинання (ДСТУ БВ. 2.7-86-99) є дуже важливими фізико-механічними характеристиками тампонажних матеріалів.

Чотири взірці кожного складу досліджували на міцність руйнівним методом під час вигинання та стискання. Дослідження на виги-

нання проводили на розривній машині МР-05, а на стискання – на гідравлічному пресі ПСУ-10.

Результати досліджень міцності цементного каменю на стискання і вигинання наведено на рисунку 1.

Результати проведених експериментальних досліджень вказують на те, що підвищення вмісту спученого перліту в тампонажному розчині понад 3,5 % мас призводить до втрати міцності цементного каменю, що не відповідає вимогам для кріплення слабкоцементованих порід.

Найвища міцність цементного каменю на вигин спостерігається при вмісті спученого перліту від 0,5 до 1 % мас, досягаючи відповідно 14,9 і 11,5 МПа.

Результатами експериментів свідчать, що міцність цементного каменю на стискання і вигинання зростає у часі до 3 5% і це дає можливість використання композиції з метою створення міцного цементного каменю.

Дослідження проникності структури цементного каменю здійснювали відповідно до ГОСТ 26450.2-85, використовуючи взірець цементного каменю, через який пропускали газ із фіксацією перепаду тиску до і після проходження взірця. Коефіцієнт абсолютної газопроникності за стаціонарної фільтрації газу за лінійним напрямком потоку газу визначали за формулою Дарсі.

У таблиці 2 наведено результати експериментів з визначення проникності цементного каменю.

Результати експериментів показують, що із збільшенням вмісту спученого перліту від 0,5 до 4,0 % мас у складі для кріплення нестійких порід-колекторів коефіцієнта проникності цементного каменю збільшується від 0,0011 до 5,500 мкм<sup>2</sup>. Однак, необхідно враховувати, що

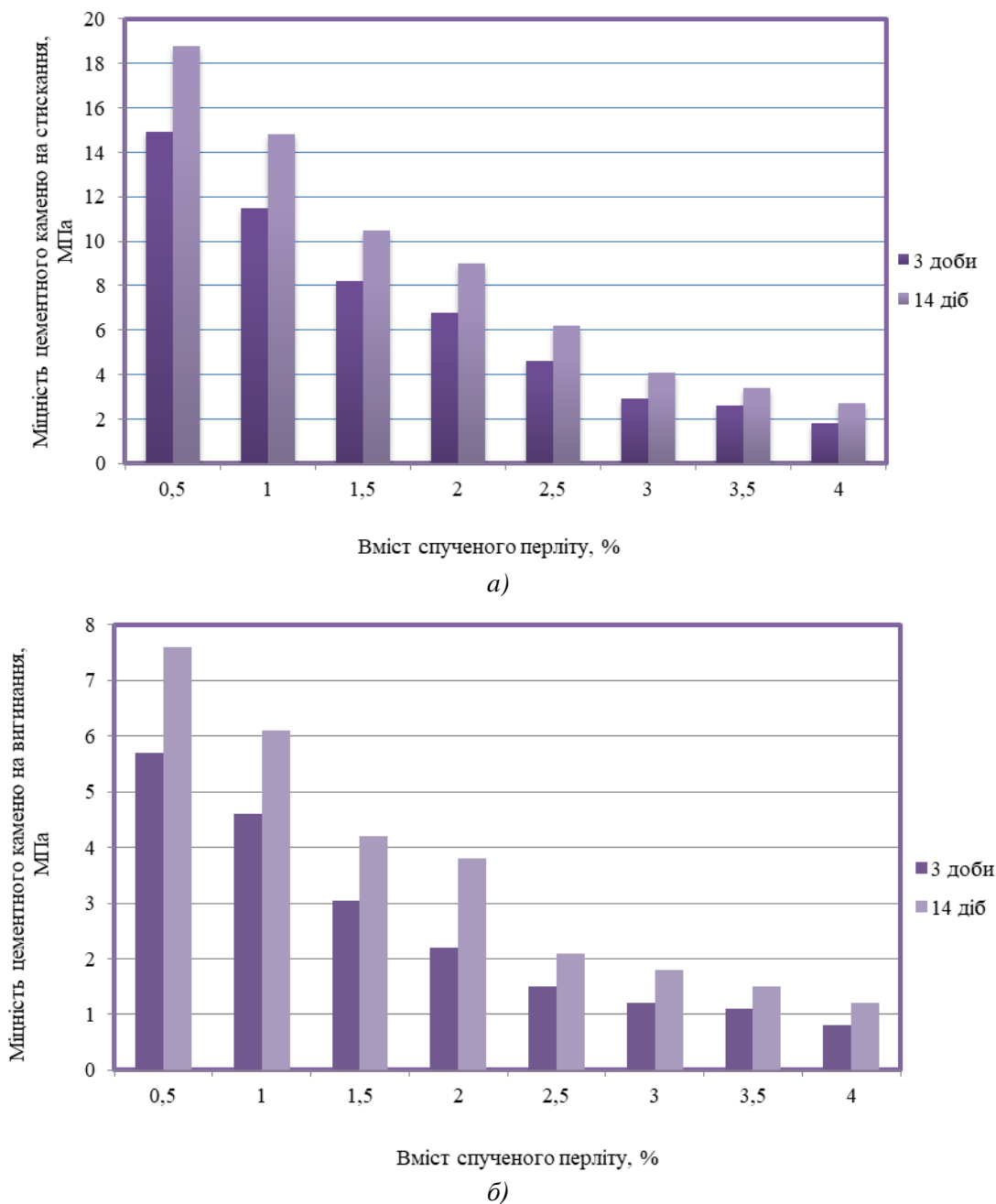


Рисунок 1 – Порівняльна гістограма зміни міцності цементного каменю у часі на стискання (а) і на вигинання (б)

зі збільшенням вмісту спученого перліту міцність цементного каменю зменшується. Для отримання оптимального значення вмісту спученого перліту у складі, що буде забезпечувати необхідну міцність каменю за умови збереження проникності породи, побудовано графічну залежність, яку зображено на рисунку 2.

Результати експериментів, які зображені на рисунку 2, показують оптимальний діапазон використання запропонованого складу відповідає вмісту спученого перліту 3,0 – 3,5 % мас. За цих концентрацій отримують необхідну міцність каменю на стискання за одночасного

збереження фільтраційних властивостей колектора.

Розтічність тампонажного розчину при вмісті спученого перліту 3,0 % та 3,5 % мас становить відповідно 190 і 185 мм, що є зручним, з технологічної точки зору, для приготування та закачування розчину в свердловину.

За таких умов отримують високу седиментаційну стійкість тампонажного розчину; водовідділення повністю відсутнє.

У таблиці 3 наведено узагальнені результати експериментів закріплюючих сумішей при вмісті спученого перліту 3,0 – 3,5 % мас.

Таблиця 2 – Результати експериментів проникності цементного каменю

№ досліджу	Склад цементного каменю, % мас					Коефіцієнт газопроникності цементного каменю, мкм <sup>2</sup>
	Тампонажна суміш ТС-100	Спучений перліт	Неіоногенна ПАР	Пластифікатор	Вода	
1	68,30	0,5	0,20	–	31,0	0,0011
2	65,75	1,0	0,20	0,05	33,0	0,004
3	65,15	1,5	0,25	0,075	33,025	0,010
4	64,625	2,0	0,25	0,075	33,05	0,080
5	64,00	2,5	0,30	0,10	33,1	0,150
6	63,50	3,0	0,30	0,10	33,1	2,920
7	62,85	3,5	0,35	0,10	33,2	3,220
8	62,30	4,0	0,40	0,10	33,2	5,500

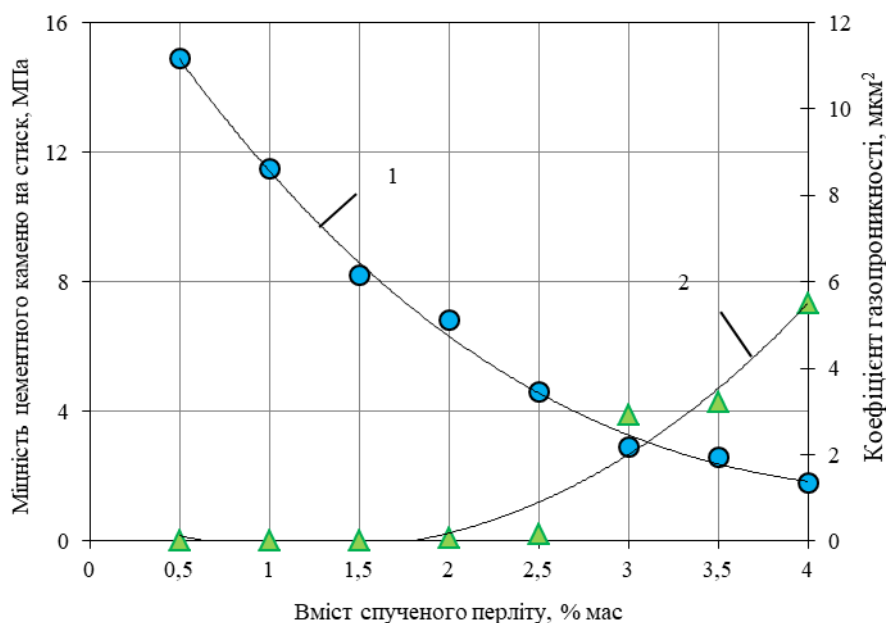


Рисунок 2 – Залежності міцності цементного каменю на стискання (1) та коефіцієнта проникності каменю (2) від вмісту спученого перліту у складі

Результати експериментів свідчать, що розроблений склад тампонажного розчину є більш ефективнішим за прототип. При оптимальних параметрах тампонажного розчину, часу тужавіння зразків та межі міцності на стискання, коефіцієнт проникності цементного каменю збільшується в 10 разів.

Проникність у діапазоні від 1,25 мкм<sup>2</sup> до 3,47 мкм<sup>2</sup> та міцність на стискання 4 МПа отриманого цементного каменю дозволяють підвищити дебіт свердловини без винесення піску після кріплення привибійної зони за підвищеної депресії на пласт. Також збільшується міжремонтний період роботи свердловини.

Експериментальні дослідження підтвердили оптимальні масові концентрації складу для кріплення нестійких порід-колекторів. Склад, який включає тампонажний цемент – 62,85–63,5%; спучений перліт – 3–3,5%; неіоногенна

ПАР – 0,3–0,35%; пластифікатор – 0,1%; вода – решта показав достатню міцність та проникність. Подальше підвищення концентрацій компонентів не суттєво впливають на зміну коефіцієнта проникності, а їхня концентрація, яка є нижчою вказаної межі, є недостатньою для отримання ефекту від оброблення ПЗП.

Отже, на підставі результатів експериментів розроблено тампонажний склад, в основу якого входять тампонажна суміш з додавання спученого перліту, неіоногенної ПАР, пластифікатора і води, що скріплює частинки породи між собою. Утворений цементний камінь характеризується високою механічною міцністю на стискання (до 4 МПа) і проникністю для газу (до 3,47 мкм<sup>2</sup>). Головною перевагою розробленого складу є відсутність потреби у застосуванні додаткового обладнання для здійснення технологічного процесу із запомповування у

Таблиця 3 – Узагальнені результати експериментальних досліджень закріплюючих сумішей

№ компонентного складу	Компонентний склад тампонажного розчину, % мас	Параметри тампонажного розчину		Умови проведення досліджень цементного каменю		Час тужавіння зразків, год	Межа міцності на стискання, МПа	Коефіцієнт проникності, мкм <sup>2</sup>
		густина, кг/м <sup>3</sup>	розтікання, мм	тиск, МПа	температура, °С			
5	Тампонажний цемент – 63,5 перліт – 3 ПАР – 0,3 пластифікатор – 0,1 вода – решта	1210	190	0,1013	20	72	2,8	2,92
		1210	190	0,1013	50	48	3,2	3,18
		1210	190	0,1013	75	24	3,4	3,47
		1210	190	5	50	48	3,6	2,35
		1210	190	10	50	48	3,7	2,07
		1210	190	20	50	48	3,9	1,64
		1210	190	40	75	24	4,0	1,25
6	Тампонажний цемент – 62,85 перліт – 3,5 ПАР – 0,35 пластифікатор – 0,1 вода – решта	1160	185	0,1013	20	72	2,7	3,22
		1160	185	0,1013	50	48	3,02	3,65
		1160	185	0,1013	70	24	3,2	3,89
		1160	185	10	50	48	3,4	2,24
		1160	185	20	50	48	3,7	1,81
	прототип			Нормальні умови			4,1	0,03 (при твердінні у воді) 0,265 (при твердінні у нафті)

пласт закріплюючих агентів, порівняно з відомими складами. Також цей склад відрізняється більшою надійністю і низькою собівартістю використуваних реагентів.

**Висновки**

Проведення лабораторних досліджень дозволило вивчити властивості слабкоцементованих порід у привибійній зоні пласта. На основі експериментів розроблено склад тампонажного розчину для кріплення слабкоцементованих порід, який включає: тампонажний цемент, спучений перліт, неіоногенну ПАР, пластифікатор і воду.

Виконано лабораторні дослідження для визначення впливу вмісту спученого перліту на міцність та проникність цементного каменю. Визначено оптимальний вміст спученого перліту у розчині, за якого забезпечуються відповідні значення міцності на стискання (до 4 МПа) та проникності для газу (до 3,47 мкм<sup>2</sup>).

Порівняння розробленого складу тампонажного розчину з існуючими відбувається з урахуванням ефективності та технологічності, що визначає його придатність для конкретного за-

вдання. Впровадження розробленого тампонажного розчину дозволить підвищити стійкість порід у привибійній зоні пласта та продовжить період безаварійної експлуатації свердловин.

Щоб запобігти надходженню піску із пласта у свердловину з відкритим вибоєм рекомендується розширити стовбур свердловини в інтервалі продуктивного пласта за відомою технологією у процесі спорудження свердловини і заповнити утворений простір тампонажним розчином.

Для інтенсифікації роботи свердловин з нестійкими колекторами рекомендовано використовувати розроблений склад тампонажного розчину на свердловинах, які експлуатують нижньодашавські відклади на газових родовищах ГПУ «Львівгазвидобування», а також на родовищах східного регіону України. Високі значення проникності і міцності цементного каменю дозволяють збільшити дебіт свердловини без винесення піску після кріплення привибійної зони за підвищеної депресії на пласт, а також збільшити міжремонтний період роботи свердловини.

Література

1. Oliveira S., Oliveira A., Guimaraes L., Gomes I., Filho O. Analysis of geomechanical behavior of carbonate rock fractures. *54th U.S. Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*, 28 June – 1 July, physical event cancelled, 2020.
2. Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., Угринівський А.В. Дослідження процесу піноутворення з використанням водних розчинів піноутворюючих ПАР і стабілізаторів піни. *Науковий вісник НГУ*. 2017. № 3. С. 20–26.
3. Lezhnev K. Application of Discrete Element Method for Modelling Sand Control Systems. *Society of Petroleum Engineers*. SPE-191525-18RPTC-MS, 2018.
4. Grigorev M., Tananykhin D., Poroshin. M. Sand management approach for a field with high viscosity oil. *Journal of Applied Engineering Science*. 1. 2020. P. 64-69.
5. Salah. M. Abdel-Meguid. A. Abdel-Baky Amr. El-Maghraby. O. A Newly Developed Aqueous-Based Consolidation Resin Controls Proppant Flowback and Aids in Maintaining Production Rates in Fracture-Stimulated Wells. *Society of Petroleum Engineers*. SPE-181297-MS. 2018. <https://doi.org/10.2118/181297-MS>.
6. Banganayi F. Nyembwe. K. Polzin. H. Effects of South African Silica Sand Properties on the Strength Development and Collapsibility of Single Component Sodium Silicate Binders. *ARCHIVES of FOUNDRY ENGINEERING*. 2017. No 3. P. 5-12.
7. Пат. 57223 Україна. Спосіб закріплення привибійної зони свердловини силікатизацією колекторів. № 2002042533; заявл. 01.04.2002; опубл. 16.06.2003.
8. Пат. 45565 Україна. Спосіб кріплення привибійної зони пласта: №2001010190; заявл. 10.01.2001; опубл. 15.04.2002, Бюл. № 4.
9. Sandhu A., Rind T., Kalhor Sh., Lohano R. Effect on the Compressive Strength of Mortars Using Ground Granulated Blast Furnace Slag as a Partial Replacement of Cement. *Journal of Applied Engineering Sciences*. 2019. No 9(2). P. 183-186. DOI: [10.2478/jaes-2019-0025](https://doi.org/10.2478/jaes-2019-0025).
10. Romero Gomes da Silva Araujo Filho, Julio Cesar de Oliveira Freitas, Renata Martins Braga. Lightweight oil well cement slurry modified with vermiculite and colloidal silicon. *Construction and Building Materials*. 2018, 166 (908-915).
11. Lim J., Raman S., Zain M., Hamid R., Safiuddin M. Autogenous Shrinkage, Microstructure and Strength of Ultra-High Performance Concrete Incorporating Carbon Nanofibers. *Materials*. 2019. No 12(2). DOI: [10.3390/ma12020320](https://doi.org/10.3390/ma12020320)
12. Soltanian. H. Khojastefar A. Ghorban. A. A new cement additive to improve the physical properties of oil well cement and to enhance zonal isolation. *Journal of Petroleum Science and Technology*. 3 (1). 2013. P. 31-38. [https://jpst.ripi.ir/article\\_6\\_7cdef9511893ae06733756d088a32450.pdf](https://jpst.ripi.ir/article_6_7cdef9511893ae06733756d088a32450.pdf)
13. Kazimov. Sh. Ahmed F. Sand Control in the Wells of SOCAR Oilfields. *Society of Petroleum Engineers*. SPE-177338-RU. 2015. <https://doi.org/10.2118/177338-RU>.
14. Пат. №113026 Україна, МПК Е 21 В33/138. Склад для кріплення нестійких порід колекторів / Кондрат Р.М., Дремлюх Н.С., Ковальчук Ю.І. № 201606383; заяв. 13.06.2016; опуб. 10.01.2017, Бюл №1.
15. Портландцементи тампонажні. Технічні умови: ДСТУ Б В.2.7-88-99. Чинний від 2000-01-01. К.: *Держкомбудівництва, архітектури і житлової політики*, 1999. 12 с.

References

1. Oliveira S., Oliveira A., Guimaraes L., Gomes I., Filho O. Analysis of geomechanical behavior of carbonate rock fractures. *54th U.S. Rock Mechanics / Geomechanics Symposium*, 28 June – 1 July, physical event cancelled, 2020.
2. Kondrat R. M., Dremliukh N. S., Ugrynovskiy A. V. Doslidzhennia protsesu pinoutvorennia z vykorystanniam vodnykh rozchyniv pinotvornykh PAR i stabilizatoriv piny. *Naukovyi visnyk NHU*. 2017. No 3. P. 20–26. [in Ukrainian]
3. Lezhnev K. Application of Discrete Element Method for Modelling Sand Control Systems. *Society of Petroleum Engineers*. SPE-191525-18RPTC-MS, 2018.
4. Grigorev. M. Tananykhin. D. Poroshin. M. Sand management approach for a field with high viscosity oil. *Journal of Applied Engineering Science*. 1. 2020. P. 64-69.
5. Salah. M. Abdel-Meguid. A. Abdel-Baky Amr. El-Maghraby. O. A Newly Developed Aqueous-Based Consolidation Resin Controls Proppant Flowback and Aids in Maintaining Production Rates in Fracture-Stimulated Wells. *Society of Petroleum Engineers*. SPE-181297-MS. 2018. <https://doi.org/10.2118/181297-MS>.
6. Banganayi F. Nyembwe. K. Polzin. H. Effects of South African Silica Sand Properties on the Strength Development and Collapsibility of Single Component Sodium Silicate Binders. *ARCHIVES of FOUNDRY ENGINEERING*. 2017. No 3. P. 5-12.



7. Pat. 57223 Ukraina. Sposib zakriplennia pryvybiinoi zony sverdlovyny sylikatyzatsiieiu kolektoriv. No 2002042533; zaiavl. 01.04.2002; opubl. 16.06.2003. [in Ukrainian]
8. Pat. 45565 Ukraina. Sposib kriplennia pryvybiinoi zony plasta: No 2001010190; zaiavl. 10.01.2001; opubl. 15.04.2002, Biul. No 4. [in Ukrainian]
9. Sandhu A., Rind T., Kalhoro Sh., Lohano R. Effect on the Compressive Strength of Mortars Using Ground Granulated Blast Furnace Slag as a Partial Replacement of Cement. *Journal of Applied Engineering Sciences*. 2019/ No 9(2).. P.183-186. DOI: [10.2478/jaes-2019-0025](https://doi.org/10.2478/jaes-2019-0025).
10. Romero Gomes da Silva Araujo Filho, Julio Cesar de Oliveira Freitas, Renata Martins Braga. Lightweight oil well cement slurry modified with vermiculite and colloidal silicon. *Construction and Building Materials*. 2018, 166 (908-915).
11. Lim J., Raman S., Zain M., Hamid R., Safiuddin M. Autogenous Shrinkage, Microstructure and Strength of Ultra-High Performance Concrete Incorporating Carbon Nanofibers. *Materials*. 2019. No 12(2). DOI: [10.3390/ma12020320](https://doi.org/10.3390/ma12020320)
12. Soltanian H., Khojastefar A., Ghorban A. A new cement additive to improve the physical properties of oil well cement and to enhance zonal isolation. *Journal of Petroleum Science and Technology*. 3 (1). 2013. P. 31-38. [https://jpst.ripi.ir/article\\_67cdef9511893ae06733756d088a32450.pdf](https://jpst.ripi.ir/article_67cdef9511893ae06733756d088a32450.pdf)
13. Kazimov. Sh. Ahmed F. Sand Control in the Wells of SOCAR Oilfields. *Society of Petroleum Engineers*. SPE-177338-RU. 2015. <https://doi.org/10.2118/177338-RU>.
14. Pat. №113026 Ukraine, MPK E 21 V33/138. Sklad dlia kriplennia nestiikykh porid kolektoriv / Kondrat R.M., Dremlukh N.S., Kovalchuk Yu.I. No 201606383; zaiav. 13.06.2016; opub. 10.01.2017, Biul No 1. [in Ukrainian]
15. Portlandsementy tamponazhni. Tekhnichni umovy: DSTU B V.2.7-88-99. Chynnyi vid 2000-01-01. K.: *Derzhkombudivnytstva, arkhitektury i zhytlovoi polityky*, 1999. 12 p. [in Ukrainian]