

УДК 622.245

DOI: 10.31471/2304-7399-2025-21(79)-207-226

**ПОЛЕГШЕНІ ТАМПОНАЖНІ РОЗЧИНИ ДЛЯ ПІДВИЩЕННЯ
ЯКОСТІ ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН В УМОВАХ
ВЕРХНЬОМАСЛОВЕЦЬКОГО РОДОВИЩА ПАТ «УКРНАФТА»**

**Є. М. Ставичний¹ , Я. М. Фем'як² , О. Ю. Витязь² ,
Б. А. Тершак³ , А. О. Ігнатів⁴ **

¹ПАТ «Укрнафта»; 04053, м. Київ, Несторівський провулок, 3-5;
e-mail: Yevhen.Stavychnyi@Ukrnafta.com;

²Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, Карпатська, 15, тел. +38(0342)72-71-39;
e-mail: yaroslav.femiak@nung.edu.ua, oleh.vytiaz@nung.edu.ua;

³ТОВ «Енерго Композит»; Львів, Україна;
e-mail: bogdan.tershak@ukr.net;

⁴Національний технічний університет «Дніпровська політехніка»;
49027, пр. Дмитра Яворницького, 19, м. Дніпро, Україна;
e-mail: A_3000@i.ua

Аналізуючи літературні джерела та фахові видання встановлено, що значна кількість родовищ нафти і газу в Україні відноситься до категорії родовищ з важковидобувними запасами. Однак такі родовища забезпечують вагомий обсяг видобутку та є резервом для нарощування видобувного потенціалу. Здійснено короткий огляд гірничо-геологічних умов та охарактеризовано особливості споруджування свердловин на Верхньомасловецькому родовищі ПАТ «Укрнафта», яке відноситься до категорії родовищ з важковидобувними запасами вуглеводнів. Проаналізовано базові технологічні рішення, що застосовувались для цементування експлуатаційних колон. На основі проведених досліджень типових полегшених тампонажних розчинів встановлено невідповідності даних матеріалів умовам якісного кріплення, що зумовлено порушенням технологічних параметрів тампонажного розчину та зниженими міцнісними характеристиками цементного каменю. Охарактеризовано ризики та встановлено порушення технологічного процесу під час цементування експлуатаційних колон. Розроблено новий тип полегшеного тампонажного матеріалу з густиною цементного тіста 1,25 г/см³ і проведено дослідження основних технологічних параметрів тампонажного розчину та фізико-механічних властивостей цементного каменю. Спроектвану тампонажну систему протестовано відповідно до технологічних та термобаричних умов цементування свердловин Верхньомасловецького родовища. Досліджено особливості структуроутворення розробленого матеріалу. Результати досліджень свідчать про стабільність тампонажної системи та високі міцнісні характеристики поле-

гшеного тампонажного матеріалу. Дослідженнями рентгенофлуоресцентної спектроскопії та рентгеноструктурного аналізу підтверджено отримання основних кристалізуючих фаз цементного каменю, що підтверджують швидку кінетику структуроутворення спроектованої тампонажної системи. Проведені комплексні дослідження та отримані результати свідчать про переваги розробленого тампонажного матеріалу як за технологічними, так і експлуатаційними властивостями над базовими матеріалами.

Ключові слова: родовище, свердловина, полегшений тампонажний розчин, цементування, цементний камінь.

Вступ

Вуглеводневий потенціал є важливим чинником енергетичної безпеки у світовому геопросторі. Нафта і газ сьогодні займають важливу складову енергетичного ринку.

Значна частка родовищ, враховуючи тривалу та інтенсивну експлуатацію, знаходиться на завершальній стадії розробки й відноситься до категорії родовищ з важковидобувними запасами.

Протягом останнього часу близько 20 % родовищ забезпечують 80 % видобутку вуглеводнів, а решта 80 % – лише 20 % видобутку [1]. Результати попередніх досліджень науковців ПАТ «Укрнафта» підтвердили частку родовищ з важковидобувними запасами близько 70 % [2]. Проте, родовища, що належать до категорії родовищ з важковидобувними запасами, можуть бути вагомим резервом як для стабілізації, так і для нарощування видобутку вуглеводнів.

Прогнозні ресурси важкої нафти в нашій країні можуть становити не менше ніж 50 млрд м³[3], а за дослідженнями АТ «Укргазвидобування» родовища з важковидобувними запасами газу в Україні мають таке ж значення, як і розвідані запаси, що поставлені на баланс [4].

Постановка проблеми дослідження

Однією з наймолодших нафтоносних ділянок, що належить ПАТ «Укрнафта» – Верхньомасловецьке родовище, яке відкрито у 2001 р. Географічно родовище розташоване на території Львівської області. Дане родовище відноситься до категорії родовищ з важковидобувними запасами за ступенем вироблення початкових видобувних запасів нафти у менілітових відкладах, що становить близько 97 % (значно більше 80 %) та за наявністю колекторів, у яких розміщені запаси вуглеводневої сировини, є низькопроникними (менше 0,05 мкм² для нафти). Крім того, родовище розташоване в межах східної частини третього поясу зони санітарної охорони Східницького родовища мінеральних вод типу «Нафтуса», а поруч знаходиться частина території національного природного парку «Сколівські Бескиди». Споруджування свердловин в екологічно-чутливому регіоні та віднесення даного родовища

до категорії родовищ з важковидобувними запасами встановлюють підвищені вимоги до якості розмежування горизонтів.

Відсутність надійної системи кріплення свердловини може спричиняти негативний вплив на довкілля, а також на стан безпеки праці обслуговуючого персоналу [5].

Сформований якісний ізоляційний екран у свердловині на контакті «гірська порода – цементний камінь – обсадна колона» здатний забезпечити надійне розмежування горизонтів [6, 7].

Стан та герметичність ізоляційного цементного екрану залежить від складу матеріалу і технологічних властивостей цементного розчину, а також умов формування структури каменю [8, 9, 10].

Зменшити репресію на продуктивні пласти під час цементування можна при застосуванні відповідних тампонажних матеріалів з детальним аналізом гідравлічної програми [11].

Враховуючи контроль операторів ліцензійних ділянок за станом та якістю первинного розкриття і подальшого розмежування продуктивних пластів, закінчування свердловин є актуальною задачею для мінімізації негативного впливу проведених технологічних операцій на фільтраційно-ємнісні властивості колекторів [12].

Підвищення якості кріплення свердловин в ускладнених умовах можна досягнути шляхом впровадження сучасних технологічних рішень та застосування для цементування обсадних колон седиментаційностабільних армованих тампонажних систем [13]. Крім того, седиментаційностабільні тампонажні системи необхідно застосовувати при цементуванні похилоспрямованих свердловин, частка яких, зокрема в ПАТ «Укрнафта», становить майже 100 %. [14, 15].

Базова технологія цементування свердловин Верхньомасловецького родовища ґрунтується на застосуванні полегшеного тампонажного матеріалу вище продуктивних інтервалів (орієнтовно в інтервалі від 0 до 800 м), а також розширних цементів в продуктивній товщі з додатковими вимогами до седиментаційної стійкості та фізико-механічних властивостей цементного каменю. Полегшені тампонажні розчини готують на основі базових портландцементів і з застосуванням домішок та наповнювачів при вмісті дисперсійного середовища близько однієї масової частини від сухої суміші, проте тампонажний розчин та цементний камінь на їх основі характеризується незадовільними технологічними та фізико-механічними властивостями, що не відповідає встановленим умовам якісного цементування.

Формування цілей статті

Забезпечення якісного цементування свердловин в умовах потенційних поглинань може бути досягнуто при впровадженні полегшених седиментаційностабільних тампонажних розчинів з прискореною динамікою структуроутворення, здатних формувати цементний камінь з покращеними фізико-механічними властивостями.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Протягом 2005 – 2020 років на Верхньомасловецькому родовищі пробурено вісім свердловин, серед яких дві свердловини – горизонтальні [16]. З 2021 р. на Верхньомасловецькому родовищі додатково пробурено ще півтора десятка свердловин.

Враховуючи ведення робіт в умовах гірської місцевості та складний ландшафт, буріння свердловин на Верхньомасловецькому родовищі здійснюють за «J» подібним профілем. Як приклад, типову свердловину заплановано було пробурити з проектною глибиною вибою MD – 1244 м (по довжині стовбура) та TVD – 1102 м в перерахунку на вертикальну проекцію, а з урахуванням фактичного розкриття продуктивних горизонтів, що зумовлено гірничо-геологічними умовами, вибір свердловини становив MD – 1235 м (TVD – 1082 м), при цьому, загальний відхід свердловини становив близько 460 м при максимальному значенні зенітного кута 35° .

Базова конструкція свердловин (проектний горизонт K_{2st} , зенітний кут близько 35°) включає направлення $\varnothing 339,7$ мм (36 м), кондуктор $\varnothing 244,5$ мм (306 м) та експлуатаційну колону $\varnothing 177,8$ мм MD – 1250 м (TVD – 1100 м). У разі виконання геологічного завдання з розкриття менілітових відкладів (P_{3ml}) свердловину обсаджують експлуатаційною колоною $\varnothing 177,8$ мм на глибину MD – 1550 м (TVD – 1400 м). А у випадку до розвідки ямненської світи (P_{1jm}) проводять кріплення свердловини експлуатаційною колоною $\varnothing 177,8$ мм (MD – 1553 м) та хвостовиком $\varnothing 127$ мм (MD – 1497-2067 м).

Виснаженість пластової енергії вуглеводневонасичених пластів та видобуток вуглеводнів в умовах ведення робіт на родовищах з важковидобувними запасами потребують впровадження нових тампонажних матеріалів для цементування свердловин. Саме для умов Верхньомасловецького нафтового родовища зафіксоване значення пластового тиску для відкладів P_{3ml} становило близько 50 ат на глибині 1250 м. При цьому репресія перевищувала на 170 % пластовий тиск під час буріння та на 220 % під час цементування. Пластовий тиск продуктивних горизонтів K_{2st} на даному родовищі становить в межах від 40 ат до 45 ат при пористості від 9,5 % до 13,5 % та проникності 1,98 – 9,45 мД. Значні репресії під час споруджування свердловин негативно впливають на колекторські характеристики вуглеводневонасичених пластів та знижують потенційний дебіт свердловини, що доволі часто зумовлено особливостями первинного розкриття та завершальним етапом кріплення.

Так, для прикладу на свердловині № 3В Верхньомасловецького родовища під час буріння зафіксовано поглинання з глибини 973 м. Загальний об'єм поглинутої бурової промивальної рідини за період буріння склав $62,5 \text{ м}^3$, а під час кріплення – ще 17 м^3 бурової промивальної рідини та 11 м^3 цементного розчину.

У свердловині № 2С для кріплення застосовано в інтервалі 0 – 850 м полегшений тампонажний розчин густиною 1520 кг/м^3 , а в інтервалі 850 – 1294 м – густиною 1830 кг/м^3 . Сигнал «стоп» під час цементування отримано, проте колону не вдалось опресувати пониженням рівня, а також при обв'язці гирла свердловини встановлено негерметичність міжколонного простору.

Як приклад, на рис. 1 під час тестувань базового полегшеного тампонажного розчину зафіксовано суттєво завищене водовідділення – 17,0 мл (мірний циліндр 250 мл).



Рис. 1. Показник водовідділення тампонажного розчину

Слід зазначити, що застосування седиментаційно нестабільного тампонажного розчину для цементування є неприйнятним, оскільки сприяє утворенню інтервалів зі структурно-неоднорідними властивостями ізоляційного екрану: чергуються ділянки з підвищеною щільністю та ділянки, де цементний камінь відсутній або має знижені міцнісні властивості внаслідок седиментації тампонажного розчину в статичному стані під час формування структури каменю.

Крім того, відзначено суттєву усадку цементного каменю, сформованого із седиментаційно нестабільного розчину рис. 2. Так, середня висота балочки за рахунок підвищеного водовідділення на 15 % менша від базової висоти форми. За показником седиментаційної стійкості, вимірним приладом ЦС-2, встановлено, що коефіцієнт седиментаційної стійкості розчину становить 0,91 (за 2 години відстоювання спів-

відношення густини розчину у верхній частині циліндра до густини розчину у нижній частині становить 1,42 г/см³ до 1,56 г/см³), що характеризує тампонажний розчин за даною рецептурою як седиментаційно нестабільний.

Необхідно відмітити, що негативна зміна (зменшення) об'єму тампонажного розчину та каменю з одночасним зневодненням і розтріскуванням глинистої кірки, що знаходиться на стінках свердловини, може призвести до зниження герметичності контакту тампонажного каменю зі свердловиною та обсадною колоною [17].

Суттєвий ризик ускладнення виникає також під час прокачування седиментаційно нестійкого тампонажного розчину всередині обсадної колони. У таких випадках можливе швидке осідання цементу у прибашмачній зоні всередині обсадної колони під час його руху в колоні, особливо із застосуванням «сигнальної» розділюючої пробки перед цементним розчином, над якою може формуватися непрокачуваний осад ущільненого тампонажного матеріалу.

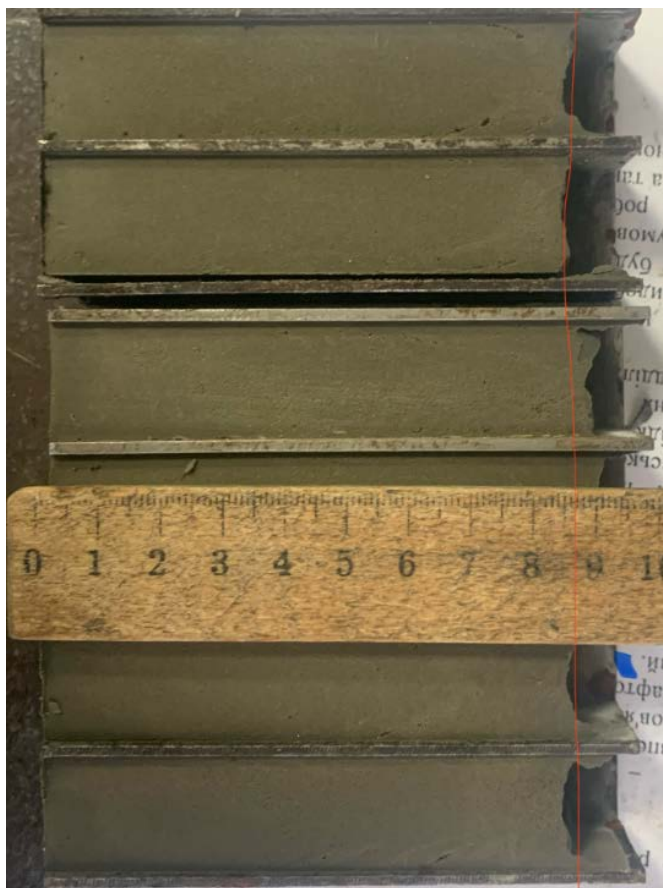


Рис. 2. Зразки-балочки цементного каменю з порушеною стабільністю тампонажного розчину

За результатами досліджень (табл. 1) встановлено, що для свердловини № 3В тампонажний матеріал ПЦТ-50 ПВ, застосований у рецептурі першої порції тампонажного розчину, характеризується зниженими міцнісними характеристиками та пролонгованими термінами схоплення. Так, при водоцементному співвідношенні В/Ц = 0,51 показник міцності на вигин у віці цементного каменю 1 доба при температурі формування зразків-балочок 18°C становить 0,4 МПа, що недостатньо для забезпечення необхідної якості кріплення обсадної колони. Для свердловини № 2С застосовано спеціальну полегшену тампонажну суміш з густиною цементного тіста 1,54 г/см³ при В/Ц = 0,98, при цьому у віці однієї доби камінь міцності не набрав. Для даного полегшеного тампонажного розчину встановлено міцність цементного каменю тільки у віці двох діб, що становила 0,7 МН/м² при вигині та 2,8 МН/м² при стисканні. Терміни схоплення також доволі пролонговані. Для другої порції тампонажного розчину для свердловин № 3В і № 2С отримано задовільні характеристики тампонажного розчину і цементного каменю з дещо пролонгованими термінами схоплення. Значення термінів схоплення є відчутно завищеним та негативно впливають на якість цементування та надійність розмежування продуктивних горизонтів. Такі характеристики тампонажного розчину та каменю на його основі можуть та спричиняють знижені міцнісні характеристики і корозійної стійкості та підвищену проникність каменю. В окремих випадках, внаслідок неякісного кріплення та відсутності зчеплення цементного каменю з обсадною колоною та гірською породою можуть виникати позаколонні перетікання та міграції пластових флюїдів.

За результатами поглинань тампонажного розчину у свердловині № 3В Верхньомасловецька та відсутністю цементного каменю в інтервалі 0 – 608 м проведено ремонтно-ізоляційні роботи із зустрічним цементуванням. Застосовано тампонажний матеріал ПЦТ 50-100 в кількості 17 т в об'ємі тампонажного розчину 12,5 м³ з густиною цементного тіста 1800 кг/м³. Проведення таких робіт спричиняють непередбачувані часові та фінансові затрати як для виконавця бурових робіт, так і для оператора з видобування вуглеводнів.

Для свердловини № 2С Верхньомасловецька окрім збільшеного часу очікування твердіння цементу до 48 год також зафіксовано негерметичність міжколонного простору при опресуванні на тиск 5,4 МПа, що потребувало додаткових затрат часу на відновлення герметичності.

Дослідженнями підтверджено можливість впровадження композиційних цементів, де застосовуються домішки доменних шлаків та золяних складових, а також і вапняку для забезпечення регламентованої міцності при виготовленні базових цементів [18, 19, 20, 21, 22].

Інші дослідження підтверджують доцільність застосування багатокомпонентних цементів [17, 23] або ж цементів з іншими активними пуцулановими домішками [24].

Таблиця 1. Рецептури тампонажних розчинів для цементування Ø 177,8 мм експлуатаційної колони свердловини № 3В та № 2С Верхньомасловецького родовища в інтервалі 0 –1250 м

Свердловина	Склад тампонажного розчину,	Масова частка	Густина тампонажного розчину, г/см ³	Розтічність тампонажного розчину, мм	Водовідділення, мл	Умови досліджень		Строки схоплення, год.-хв.		Час загуснення, год.-хв.	Міцність каменю на вигин /стик через 24 год, МПа
						температура, °С	тиск, МПа	початок	кінець		
3В	ПЦТ-50 ПВ (1 порція) Піногасник Вода	100 0,116 51	1,76	250	2,5	18	32/0,1	15-20	17-50	2-40	0,4 /2,2
	ПЦТ-50 ПВ (2 порція) Піногасник Вода	100 0,1 44	1,83	250	0	32	0,1	9- 00	11-00	2- 00	3,5/14,3
2С	Спецсуміш (№1) Піногасник Вода	100 0,5 98	1,54	240	1,5	22	0,1	8-25	19-15	3-20	-/- 0,7*/2,8*
	Спецсуміш (№2) Піногасник Вода	100 0,5 50	1,85	250	0	32	0,1	4-55	6-25	3-00	4,6/12,5

Примітка: * – вік дві доби

Дослідження в галузі будівництва свідчать про вплив домішки вапняку та його похідних на властивості цементного розчину [25, 26]. Встановлено, що карбонат кальцію, основна складова вапняку, взаємодіє з алюмінатами кальцію утворюючи гідратовані карбоалюмінати кальцію. Дослідження свідчать, що наявність гідратованих карбоалюмінітів кальцію гальмує перехід еттрінгіту в моносольфат, таким чином, в гідратаційних продуктах кількість моносольфату зменшується або зникає, а кількість еттрінгіту збільшується [27]. Крім того, реакція кальциту з С₃А сприяє утворенню карбоалюмінітів, оскільки вапняк частково відіграє роль регулятора структуроутворення [28]. Зерна вапняку є кристалізуючими центрами для продуктів гідратації цементу [27, 29].

Значна частка кальциту характеризується реакційною здатністю. Домішки кальциту впливають на кількість вільного гідрооксиду кальцію, а також на баланс між фазами AFm і AFt [28].

Густина цементного тіста полегшеного тампонажного матеріалу в основному залежить від густин складових матеріалів та їх співвідношення у композиції, а також від кількості та густини дисперсійного середовища.

Необхідно зазначити, що зростання вмісту дисперсійного середовища може сприяти порушенню седиментаційної стабільності тампонажного розчину, внаслідок чого відбуватиметься осадження твердих частинок та міграція рідини замішування. Як наслідок, кристалізаційна структура цементного каменю буде характеризуватись міграційними каналами при формуванні водяних поясів.

Під час споруджування свердловин в умовах потенційних поглинань застосовують матеріали з густиною тампонажного розчину близько 1500 кг/м^3 . При цьому, застосування таких тампонажних матеріалів створює ризики при цементуванні свердловин в умовах АНПТ [30, 31, 32], особливо при розкритих продуктивних вуглеводнево-насичених горизонтах. Зменшення густини тампонажного розчину за рахунок збільшення дисперсійного середовища потребує введення значної кількості водоутримуючих домішок, що доволі часто спричиняє погіршення фізико-механічних властивостей цементного каменю.

Інший приклад практичного застосування полегшеного тампонажного матеріалу передбачав наступну рецептуру: полегшений тампонажний матеріал – 100 %, В/Ц = 0,85 та сповільнювач НТФК – 0,057 %. При цьому густина цементного тіста – $1,54 \text{ г/см}^3$. Показник водовідділення тампонажного розчину знаходився в нижній межі допустимого значення при дотриманні задовільного значення показника міцності.

Через 2 год в стані спокою коефіцієнт седиментаційної стійкості становив 0,93, а через 3,5 год в стані спокою – 0,88, що свідчить про порушену стабільність системи.

Необхідно відмітити, що при підвищеному водовідділенні тампонажного розчину 9 мл початок схоплення тампонажного розчину становив 14 год. При додаткових моделюваннях вибійних умов значення показника водовідділення зросло до 25 мл. При цьому зниження рідини замішування на 14 % призводить до прискореного структуроутворення, де початок схоплення становить 2 год 45 хв, що може спричинити отримання як браку в роботі, так і аварійної ситуації під час кріплення.

Передумова підвищення якості цементування полягає у використанні седиментаційно стабільних тампонажних систем, внаслідок чого можна отримати тампонажний розчин з нульовим водовідділенням та мінімальним значенням водовіддачі, що у поєднанні з дотриманими технологіями цементування забезпечить формування якісного ізоляційного екрану. Ефіри целюлози, як реагенти-стабілізатори, знайшли широке застосування для зв'язування вільної води в цементних розчинах

[33]. При цьому такі реагенти повинні забезпечити стабільність тампонажного розчину в різних термобаричних умовах [34, 35].

Для мінімізації ризиків при цементуванні продуктивної товщі в умовах знижених пластових тисків є необхідність застосування стабілізованих тампонажних розчинів. При цьому зменшується негативний вплив фільтрату тампонажного розчину на колекторські властивості продуктивних горизонтів, а також мінімізуються втрати дисперсійного середовища внаслідок від фільтрування рідини замішування тампонажного матеріалу. Часткова втрата рідини замішування може спричинити передчасне загуснення та призвести до раптового схоплення тампонажного розчину з втратою прокачуваності.

Динамічні навантаження на кріплення свердловини можуть призвести до порушення герметичності цементного кільця [36].

Важлива умова надійного розмежування горизонтів полягає у формуванні міцного, низько проникного та корозійно-стійкого цементного каменю [37, 38]. Одним із основних чинників забезпечення умов формування якісного ізоляційного екрану полягає у зменшенні міжзернової та капілярної пористості, а також у поглибленні процесів гідратації тампонажного матеріалу [39, 40]. Також підтверджено можливість формування самоармуючих композитів як в ранньому, так і більш пізньому віці цементного каменю при застосування цементів та домішок різного генезису [41].

Тампонажні системи на основі композиційних цементів в процесі гідратації формують термодинамічностійкі сполуки уже на перших стадіях процесу тверднення, що є передумовою утворення цементного каменю з покращеними фізико-механічними властивостями: щільно упакована структура з низькою проникністю, висока міцність при вигині та стисканні [42, 43].

Збільшити кінетику гідратації можна шляхом зменшення гранулометричного складу частинок в'язучого. Для базових тампонажних матеріалів питома поверхня становить від 220 м²/кг до 350 м²/кг. Збільшення питомої поверхні цементного матеріалу забезпечує зростання швидкості реакції, константа якої обернено пропорційна квадрату радіуса частинок. Тобто, збільшення дисперсності тампонажних сумішей сприяє зростанню хімічно-активної поверхні матеріалу, що є передумовою вивільнення частини внутрішньої енергії речовини для реалізації в фізичних і хімічних перетвореннях [39].

Одними з ефективних домішок, що застосовуються для цементів, а також для отримання полегшених тампонажних матеріалів є домішки золи кам'яного вугілля або сланців. Застосування зольних домішок та портладцементу забезпечує активну взаємодію Ca(OH)₂ з активним кремнеземом та алюмосилікатами, утворюючи комплексні сполуки тверднення, що формують камінь з підвищеною корозійною стійкістю та здатністю набору міцності у більш пізньому віці. Одним із різновидів зольних домішок є продукт флотації золи виносу, що включає мік-

росфери. Об'ємна насипна маса становить 300 – 500 кг/м³ при розмірах мікросфер в діапазоні 10 – 400 мкм. Наявність у складі оксидів вільного СаО та MgO сприяє формуванню цементного каменю з ефектом розширення, а складова SiO₂ та Al₂O₃ сприяють формуванню корозійно-стійкого каменю.

Значне зростання вмісту золи-виносу у складі цементу сприяє затриманню набору міцності [44].

Якщо порівнювати з іншими полегшуючими матеріалами, наявність скляних сфер у золі забезпечує ефективне зниження густини тампонажного розчину. Одним із недоліків застосування скляних сфер є їх здатність до руйнування внаслідок перепаду тиску. На ринку наявна широка лінійка полегшуючих матеріалів на основі пустотілих сфер, що здатні витримувати перепад тиску до 700 ат. Проте, тампонажні матеріали з високоміцними сферами суттєво поступаються у ціновому сегменті базовим полегшеним цементам.

Результати кількісного аналізу елементного складу полегшуючої домішки BS наведено в табл. 2, а рентгенофазовий аналіз даної домішки зображено на рис. 3.

Таблиця 2. Аналіз елементного складу полегшуючої домішки BS

Оксидний склад взірця	Al ₂ O ₃	SiO ₂	K ₂ O	CaO	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	MgO	P ₂ O ₅	SO ₃
мас. %	30,88	58,34	2,52	2,40	2,79	1,42	0,80	0,25	0,17

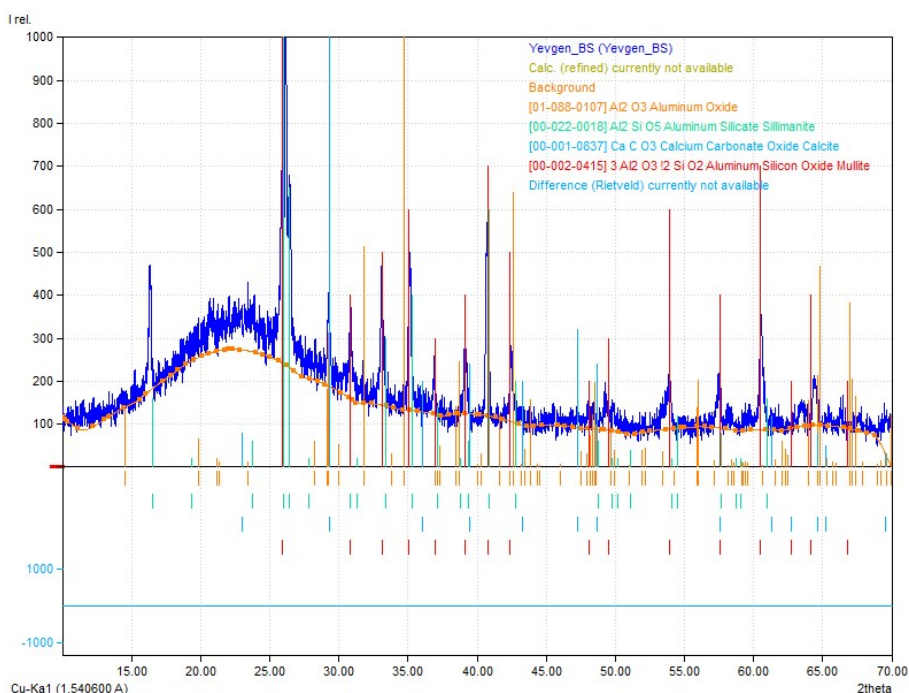


Рис. 3. Рентгенофазовий аналіз домішки BS

Результатами рентгенофлуоресцентної спектроскопії (спектрометр-аналізатор Expert 3L) та рентгеноструктурного аналізу (рентгенівський дифрактометр Shimadzu XRD-7000) встановлено, що домішка BS є сумішшю рентгенокристалічних фаз алюмосилікату муліту $3\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2$, алюмосилікату силіманіту Al_2SiO_5 та карбонату кальцію CaCO_3 . Ймовірно є присутність незначного вмісту (декілька молярних %) рентгенокристалічної фази оксиду алюмінію Al_2O_3 .

Склад спроектованого тампонажного матеріалу включає базовий композиційний цемент, мікроцемент з питомою поверхнею $659,6 \text{ м}^2/\text{кг}$ та полегшуючу добавку на основі золи BS. Регулювання структурно-реологічних властивостей тампонажного розчину здійснюють стабілізаторами на основі ефірів целюлози, наприклад, типу метилгідроксиетил целюлози або іншого типу та пластифікаторами полікарбоксилатного або іншого типу. Для зниження спінювання тампонажного розчину застосовують піногасники силіконового або іншого типу. Для оптимізації пружно-деформаційних властивостей цементного каменю застосовують армуючі домішки – поліпропіленові чи поліамідні або іншого типу волокна. Приклад базової рецептури тампонажного розчину наведено в табл. 3.

Встановлено, що тампонажний розчин густиною $1,25 \text{ г/см}^3$ має задовільну розтічність – 200 мм, нульове водовідділення. Міцність цементного каменю на основі C-HLW2-BS у віці однієї доби становить $0,4 \text{ МН/м}^2$, а у віці двох діб – $1,1 \text{ МН/м}^2$. Для порівняння, цементний камінь на основі базового матеріалу ПЦТ Пол 50-100 не досягнув достатньої міцності у віці однієї доби (взірці каменю руйнувались при розбиранні форм).

Таблиця 3. Властивості полегшеного тампонажного розчину для цементування 178 мм експлуатаційної колони типової свердловини Верхньомасловецького родовища

Склад тампонажного розчину,	Масова частка	Густина тампонажного розчину, г/см^3	Розтічність тампонажного розчину, мм	Водовідділення, мл	Умови досліджень		Строки схоплення, год.-хв.		Час загуснення, год.-хв.	Міцність каменю на вигин /стиск через 24 год, МПа
					температура, $^{\circ}\text{C}$	тиск, МПа	початок	кінець		
ПЦТ Пол 50-100 Піногасник Вода	100 0,25 8	1,52	245	0,2	22	0,1	9-40	17-00	4-50	-/0,9
C-HLW2-BS вода	100 75	1,25	200	0	22	0,1	13 - 10	15-35	4-30	0,4/1,1

Оцінку кінетики міцності цементного каменю проведено неруйнівним методом з використанням приладу OFITE UCA (рис. 4). Результатами тестувань встановлено, що для досліджуваного матеріалу C-HLW2-BS характерна швидка кінетика структуроутворення (6 год-30 хв початок набору міцності). Міцність при стисканні у віці 18 год становить 5 МПа. Додаткові тестування тампонажного розчину на основі C-HLW2-BS з моделювання термобаричних та технологічних процедур цементування свердловини Верхньомасловецького родовища підтвердили відповідність тампонажного матеріалу C-HLW2-BS умовам застосування.

Результати кількісного аналізу елементного складу для цементного каменю C-HLW2-BS наведено в табл. 4, а рентгенофазовий аналіз даного каменю зображено на рис. 5.

Таблиця 4. Аналіз елементного складу взірця цементного каменю

Оксидний склад взірця	CaO	SiO ₂	K ₂ O	Al ₂ O ₃	Fe ₂ O ₃	TiO ₂	MnO ₂	SrO	SO ₃
мас. %	63,93	16,93	1,17	8,00	5,65	0,99	0,45	0,16	2,62

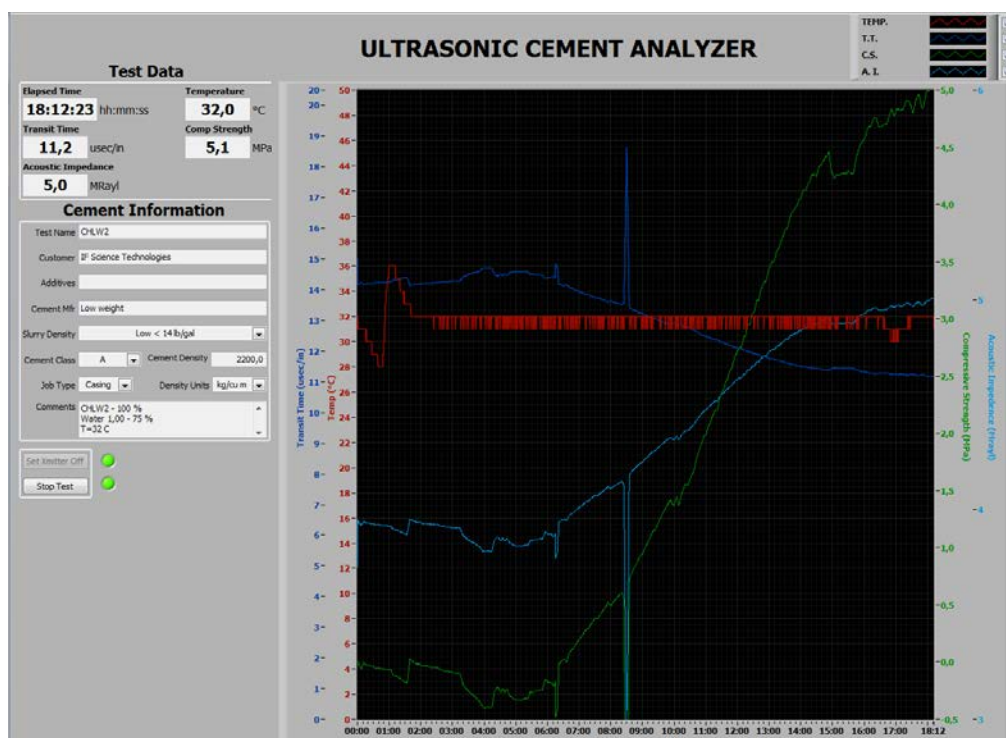


Рис. 4. Кінетика міцності цементного каменю на основі C-HLW2-BS для умов свердловини № С Верхньомасловецька

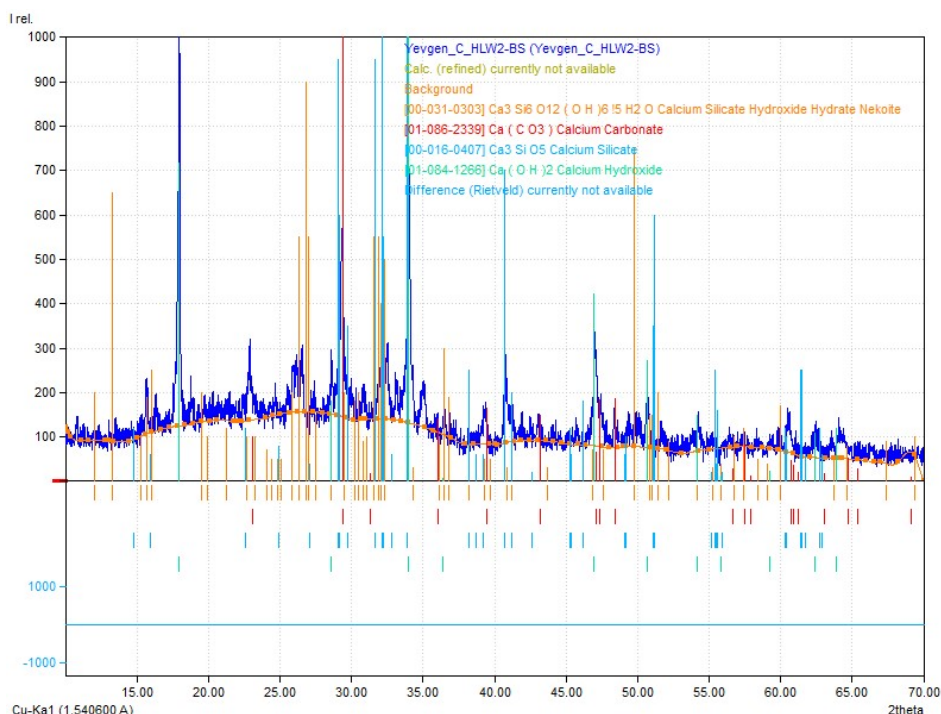


Рис. 5. Рентгенофазовий аналіз зрізця цементного каменю

Проведеним аналізом результатів рентгенофлуоресцентної спектроскопії (спектрометр-аналізатор Expert 3L) та рентгено-структурного аналізу (рентгенівський дифрактометр Shimadzu XRD-7000) встановлено, що досліджуваний матеріал є сумішшю фаз портлантиту $\text{Ca}(\text{OH})_2$, карбонату кальцію кальциту CaCO_3 , силікату кальцію Ca_3SiO_5 . Окрім того, ймовірно є присутність рентгено-кристалічної фази гідратованого силікату кальцію $\text{Ca}_3\text{Si}_6\text{O}_{12}(\text{OH})_6 \cdot 5\text{H}_2\text{O}$.

Необхідно відмітити, що серед основних фаз цементного клінкера провідну роль в забезпеченні міцності відіграє C_3S [45, 46].

Розподіл гідратних фаз для C-HLW2-BS свідчить, в основному, про швидку кінетику ранньої міцності цементного каменю та наявний подальший потенціал для формування міцної та упакованої структури каменю у більш пізньому віці.

Отримані результати на основі проведених аналітичних та лабораторних досліджень дозволяють стверджувати про можливість підвищення якості цементування обсадних колон для умов АНПТ Верхньомасловецького родовища.

Висновки

1. Особливості залягання та характеристики вуглеводнево насичених пластів Верхньомасловецького родовища та віднесення даного родовища до категорії родовищ з важковидобувними запасами потре-

бує застосування сучасних тампонажних систем, здатних забезпечити формування якісного ізоляційного екрану.

2. Спроековано полегшену тампонажну суміш з густиною цементного тіста $1,25 \text{ г/см}^3$. Результати досліджень технологічних параметрів тампонажного розчину полегшеної тампонажної суміші та фізико-механічні властивості отриманого цементного каменю дозволяють стверджувати про можливість підвищення якості цементування свердловин в умовах АНПТ на Верхньомасловецькому родовищі.

Міцнісні характеристики цементного каменю та результати рентгенофазового аналізу підтверджують швидку кінетику структуру утворення полегшеної тампонажної суміші та потенційний резерв забезпечення підвищених експлуатаційних характеристик ізоляційного екрану.

Література

1. Дорошенко В.М. Основні напрями вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал наросування видобутку нафти в Україні / В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, В.П. Гришаненко, В.Й. Прокопів, О.А. Швидкий // Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 2. – С. 27-30.
2. Дорошенко В.М. Щодо впровадження полімерного заводнення на нафтових родовищах України / В.М. Дорошенко, В.Й. Прокопів, М.І. Рудий, Р.Б. Щербій // Нафтова і газова промисловість. – 2013. – № 3. – С. 29-32.
3. Лукін О.Ю. Вуглеводневий потенціал надр України та основні напрямки його освоєння / О.Ю. Лукін // Вісник Національної академії наук України. – 2008. – № 4. – С. 56-67.
4. Романюк О.М. Практика впровадження Production Enhancement Contracts та угод про розподіл продукції / Нафта і газ України (oil-gas.com.ua) – Режим доступу: Практика впровадження Production Enhancement Contracts та угод про розподіл продукції / Нафта і Газ України (oil-gas.com.ua).
5. Safety and health for the oil and gas industry / C. Lutchmedial // Publisher: OSHE Consultants. – 2015. – 336 p.
6. Ziaja J. Sealing slurries limiting natural gas exhalations from the annular space of a wellbore / J. Ziaja, St. Stryczek, A. Jamrozik, D. Knez, O. Vytayaz // Przemysł Chemiczny. – 2017. – No 5. – P. 990-992. Available from: <https://doi.org/10.15199/62.2017.5.9>.
7. Thomas Heinold, The Effect of Key Cement Additives on the Mechanical Properties of Normal Density Oil and Gas Well Cement Systems/ Thomas Heinold, Robert L. Dillenbeck, Murray J. Rogers // Society of Petroleum Engineers (SPE). Paper presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – October 8, 2002. Available from: <https://doi.org/10.2118/77867-MS>.
8. Орловський В.М. Тампонажні матеріали, що розширюються при твердінні / В.М. Орловський. – Полтава: ПолтНТУ, 2015. – 129 с.

9. Ulm F.-J. Strength Growth as Chemo-Plastic Hardening in Early Age Concrete / F.-J. Ulm, O. Coussy // *Journal of Engineering Mechanics*. – 1996. – Vol. 122. – No12. – P. 1123-1132. Available from: [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)0733-9399\(1996\)122:12\(1123\)](https://doi.org/10.1061/(ASCE)0733-9399(1996)122:12(1123)).
10. Vamsi Krishna Kudapa. Investigation of carbon black nanoparticles on effectiveness of cementation in oil and gas well / Vamsi Krishna Kudapa // *Materials Today: Proceedings*. – 2024. – Vol. 99. – P. 162-169. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2023.07.111>.
11. Hossain M.E. Drilling engineering: problems and solutions / M.E. Hossain, M.R. Islam // Scrivener publishing LLC. – 2018. Available from: <https://doi.org/10.1002/9781118998632>.
12. Liu G. Applied Well Cementing Engineering / G. Liu // Publisher: Gulf Professional Publishing. – 2021. – 621 p.
13. Koroviaka Ye. Research on occurrence features and ways to improve the quality of productive hydrocarbon horizons demarcation / Ye. Koroviaka, Ye. Stavychnyi, O. Martsynkiv, A. Ihnatov, A. Yavorskyi // *Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu*. – 2024. – No 3. – P. 5-11. Available from: <https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-3/005>.
14. Ammerer N.H., Hashemi R. Completion Fluids Drilling. – 1983. – Vol. 44. – No 8.
15. Piatkivskyi S. Well rehabilitation is a promising area for increasing hydrocarbon production / S. Piatkivskyi, Ye. Stavychnyi, Ya. Femiak, B. Tershak, D. Ahafonov, M. Kovbasiuk // *Strojnícký časopis – Journal of Mechanical Engineering*. – 2024. – Vol. 74. – No 1. – P. 141-158. Available from: <https://doi.org/10.2478/scjme-2024-0015>.
16. Агафонов Д.Ю. Досвід успішного закінчування свердловини на Верхньомасловецькому родовищі ПАТ «Укрнафта» / Д.Ю. Агафонов, Б.А. Тершак, Є.М. Ставичний, М.М. Плитус, С.А. Пятківський, Н.М. Савчук // *Нафтогазова енергетика*. – 2022. – № 1(37). – С. 22-32. Режим доступу: [https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1\(37\)-22-32](https://doi.org/10.31471/1993-9868-2022-1(37)-22-32).
17. Соболев Х.С. Использование технологии сухих строительных смесей для изготовления облегченных тампонажных материалов / Х.С. Соболев, В.С. Терлыга // *Сухие строительные смеси*. – 2011. – № 4. – С. 41-43.
18. Tkaczewska E., Malata G. Properties of the Cement, Slag and Fly Ash Mixture Composition Corresponding to CEM II/C-M and CEM VI / E. Tkaczewska, G. Malata // *Materials Proceedings*. – 2023. – Vol. 13, Issue 1. Available from: <https://doi.org/10.3390/materials2023013011>.
19. Gursel A.P. A life-cycle approach to environmental, mechanical, and durability properties of «green» concrete mixes with rice husk ash / A.P. Gursel, H. Maryman, C. Ostertag // *Journal of Cleaner Production*. – 2016. – Vol. 112, Part 1. – P. 823-836. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2015.06.029>.
20. Gholampour A. Performance of sustainable concretes containing very high-volume Class-F fly ash and ground granulated blast furnace slag /

- A. Gholampour, T. Ozbakkaloglu // Journal of Cleaner Production. – 2017. – Vol. 162. – P. 1407-1417. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.06.087>.
21. Król A. Properties of Concrete Made with Low-Emission Cements CEM II/C-M and CEM VI / A. Król, Z. Giergiczny, J. Kuterasińska-Warwas // *Materials*. – 2020. – Vol. 13, Issue 10. – 2257. Available from: <https://doi.org/10.3390/ma13102257>.
22. Proske T. Concretes made of efficient multi-composite cements with slag and limestone / T. Proske, M. Rezvani, S. Palm, C. Muller, C.A. Graubner // *Cement and Concrete Composites*. – 2018. – Vol. 89. – P. 107-119. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.cemconcomp.2018.02.012>.
23. Stryczek S. Multi-Component Cements for Sealing Casing Columns in Boreholes / S. Stryczek, M. Kremieniewski // *Buildings*. – 2023. – Vol. 13, Issue 7. – 1633. Available from: <https://doi.org/10.3390/buildings13071633>.
24. Kapeluszna E. The effect of highly reactive pozzolanic material on the early hydration of alite – C_3A – gypsum synthetic cement systems / E. Kapeluszna, L. Kotwica, G. Malata, P. Murzyn, W. Nocuń-Wczelik // *Construction and Building Materials*. – 2020. – Vol. 251. – 118879. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2020.118879>.
25. Tarun R. Naik, Fethullah Canpolat, Yoon-moon Chun. Limestone powder use in cement and concrete. Report No. CBU-2003-31. REP-525 // Department of Civil Engineering and Mechanics College of Engineering and Applied Science. The University of Wisconsin – Milwaukee. July. 2003. Available from: <https://www.scribd.com/document/284711305/REP-525>
26. De Schutter G. Effect of limestone filler as mineral addition in self-compacting concrete // 36th Conference on Our World in concrete & Structures. Singapore. – 2011. – P. 49-54. Available from: <http://hdl.handle.net/1854/LU-2939937>.
27. Zajac M. Influence of limestone and anhydrite on the hydration of Portland cements / M. Zajac, A. Rossberg, G. Le Saout, B. Lothenbach // *Cement and Concrete Composites*. – 2014. – Vol. 46. P. 99-108. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.cemconcomp.2013.11.007>.
28. Matschei T. The role of calcium carbonate in cement hydration / T. Matschei, B. Lothenbach, F.P. Glasser // *Cement and Concrete Composites*. – 2007. – Vol. 37, Issue 4. – P. 551-558. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2006.10.013>.
29. Hea H. Particle packing density and limestone fillers for more sustainable cement / H. Hea, L. Courardb, E. Pirardc // *Key Engineering Materials*. – 2012. – Vol. 517. – P. 331-337. Available from: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/KEM.517.331>.
30. Орловський В.М. Нові полегшені і легкі тампонажні матеріали / В.М. Орловський, С.Г. Михайленко, О.В. Лужаниця // *Науковий віс-*

- ник Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2010. – № 3. – С. 10-14.
31. Горський В.Ф. Тампонажні матеріали і розчини / В.Ф. Горський. – Чернівці, 2006. – 524 с.
32. Орловський В.М. Модифікований тампонажний матеріал зниженої густини / В.М. Орловський, А.М. Похилко // Мінеральні ресурси України. – 2017. – № 3. – С. 40-43.
33. Bülchen, D. Working mechanism of methyl hydroxyethyl cellulose (MHEC) as water retention agent / D. Bülchen, J. Kainz, J. Plank // Cement and Concrete Research. – 2012. – Vol.42, Issue 7. – P. 953-959. Available from: <https://doi.org/10.1016/j.cemconres.2012.03.016>.
34. Haichuan Lu. Cement Slurries With Rheological Properties Unaffected by Temperature / Lu Haichuan, Xie Chengbin, Gao Yonghui, Li Lirong, Zhu Haijin // *SPE Drilling & Completion*. – 2015. – Vol. 30 (04). P. 316-321. Available from: <https://doi.org/10.2118/178922-PA>.
35. Терлига В.С. Фізико-механічні властивості модифікованих полегшених тампонажних сумішей / В.С. Терлига, Х.С. Соболев, Н.І. Петровська, М.Б. Ковальчук // Теорія і практика будівництва. – 2013. – № 755. – С. 417-421.
36. Li Jin. Influence Laws for Hydraulic Sealing Capacity in Shale Gas Well Cementing / Jin Li, Jian Liu, Zaoyuan Li, Yang Liu, Xuning Wu, Weitao Song // *SPE Drilling & Completion*. – 2023. – Vol. 38 (01). – P. 120-130. Available from: <https://doi.org/10.21.18/212291-PA>.
37. Stavychnyi Ye.M. Influence of acid systems on bottomhole zone decolmatization and set cement stability / Ye.M. Stavychnyi, S.M. Rudyi, Ya.M. Femiak, B.A. Tershak, S.A. Piatkivskyi, M.M. Klymyuk, V.V. Kindrat // *Physics and Chemistry of Solid State*. – 2024. – Vol. 25, No 3. – P. 664-674. Available from: <https://doi.org/10.15330/pcss.25.3.664-674>.
38. Stavychnyi Ye.M. Research of cement stone degradability in difficult mining and geological conditions of Ukraine / Ye.M. Stavychnyi, Ya.M. Femiak, O.Yu. Vytyaz, B.A. Tershak, M.M. Klymyuk, V.V. Kindrat // *Physics and Chemistry of Solid State*. – 2024. – Vol. 25, No 4. – P. 924-936. Available from: <https://doi.org/10.15330/pcss.25.4.924-936>.
39. Саницький М.А. Модифіковані композиційні цементы / М.А. Саницький, Х.С. Соболев, Т.Є. Марків. – Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2010. – 132 с.
40. Vytyaz O. Increasing the reliability of oil and gas well fastening with polycomponent plugging systems / O. Vytyaz, O. Chernova, Ye. Stavychnyi, R. Martyniuk, J. Ziaja // *Mining of Mineral Deposits*. – 2024. – Vol. 18, Issue 3. – P. 82-93. Available from: <https://doi.org/10.33271/mining18.03.082>.
41. Taylor H.F.W. Cement Chemistry / H.F.W. Taylor. – London: Academic press., 1990. – 512 p.

42. Спеціальні тампонажні системи / М.В. Сенюшкович, Б.А. Тершак, І.І. Витвицький, О.Б. Марцинків. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2022. – 407 с.
43. Ihnatov A.O. Development and Implementation of Innovative Approaches to Fixing Wells in Difficult Conditions / A.O. Ihnatov, J. Haddad, Ye.M. Stavychnyi, M.M. Plytus // Journal of The Institution of Engineers (India): Series D. – 2022. – Vol. 104. – P. 119-130. Available from: <https://doi.org/10.1007/s40033-022-00402-5>.
44. Stryczek S. Forecasting Strength Parameters of Hardened Geopolymer Slurries Applied to Seal Casing Columns in Boreholes / S. Stryczek, A. Gonet, M. Kremieniewski, T. Kowalski // Energies. – 2023. – Vol. 16. – 4458. Available from: <https://doi.org/10.3390/en16114458>.
45. Конструкційні матеріали нового покоління та технологія їх впровадження у будівництво / Р.Ф. Рунова, В.І. Гоц, І.І. Назаренко та ін. – К.: УВПК «ЕксОб», 2008. – 360 с.
46. В'язучі речовини: підручник / Р.Ф. Рунова, Л.Й. Дворкін, О.Л. Дворкін, Ю.Л. Носовський. – К.: Основа, 2012. – 448 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 09.09.2025 р.

Прийнято до друку 30.09.2025 р.

LIGHTWEIGHT PLUGGING FLUIDS TO IMPROVE THE QUALITY OF WELL CEMENTING IN THE CONDITIONS OF THE VERKHNYOMASLOVETSKE FIELD OF PJSC “UKRNAFTA”

**E. M. Stavychnyi¹ , Ya. M. Femiak² , O. Yu. Vytiaz² ,
B. A. Tershak³ , A. O. Ignatov⁴ **

¹PJSC “Ukrnafta”; 04053, Kyiv, Nestorivlane, 3-5;

e-mail: Yevhen.Stavychnyi@ukrnafta.com;

²Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas; Ukraine,
76019, Ivano-Frankivsk, Karpatskastr; tel. +38(0342)72-71-39,

e-mail: yaroslav.femiak@nung.edu.ua, oleh.vytiaz@nung.edu.ua;

³LLC “Energo Composit”; Lviv, Ukraine; e-mail: bogdan.tershak@ukr.net;

⁴National Technical University “Dnipro Polytechnic”; Dmytro Yavornytskyi
Ave. 19, 49027, Dnipro, Ukraine; e-mail: A_3000@i.ua

Analyzing the literature and professional publications, it was found that a significant number of oil and gas fields in Ukraine are classified as hard-to-recover deposits. However, such fields provide a significant amount of production and are a reserve for increasing the production potential. The article provides a brief overview of mining and geological conditions and describes the peculiarities of well construction at the Verkhnyomaslovetske field of PJSC “Ukrnafta”, which belongs to the category of fields with hard-

to-recover hydrocarbon reserves. The basic technological solutions were used for cementing production strings are analyzed. Based on the carried researches of typical lightweight plugging muds, the article reveals that these materials do not meet the conditions of high-quality casing and cementing, which is caused by violation of the technological parameters of the plugging mud and low strength characteristics of cement stone. Risks are characterized and disruptions of the technological process during cementing of production casings are identified. A new type of lightweight plugging material with a cement batter density of 1.25 g/cm^3 was developed and the main technological parameters of the cement slurry and physical and mechanical properties of cement stone were researched. The designed plugging system was tested in accordance with the technological and thermobaric conditions of wells cementing in the Verkhnyomaslovske field. The structure-forming features of the developed material were researched. The results of the researches indicate the stability of the plugging system and high strength characteristics of the lightweight plugging material. The X-ray fluorescence spectroscopy and X-ray structural analysis confirmed the forming of the main crystallizing phases of cement stone, which confirms the rapid kinetics of structure-forming of the designed plugging system. Carried complex researches and the obtained results indicate the advantages of the developed plugging material in terms of both technological and operational properties over the base materials.

Keywords: *field, well, lightweight plugging mud, casing and cementing, cement stone*