
Науково-технічні проблеми нафтогазової інженерії

УДК 622.245

DOI: 10.31471/1993-9868-2022-1(37)-22-32

ДОСВІД УСПІШНОГО ЗАКІНЧУВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ НА ВЕРХНЬОМАСЛОВЕЦЬКОМУ РОДОВИЩІ ПАТ «УКРНАФТА»

¹ Д. Ю. Агафонов, ² Б. А. Тершак, ¹ Є. М. Ставичний *, ¹ М. М. Плитус,
¹ С. А. Пятківський, ¹ Н. М. Савчук

¹ ПАТ «Укрнафта»; 04053, м. Київ, Несторівський провулок, 3-5;
e-mail: daniyil.ahafonov@ukrnafta.com, yevhen.stavychnyi@ukrnafta.com,
mykhailo.plytus@ukrnafta.com, stanislav.piatkivskiy@ukrnafta.com,
nazar.savchuk@ukrnafta.com

² ІФНТУНГ; 76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел. (0342) 727139,
e-mail: bogdan.tershak@nung.edu.ua

Охарактеризовано гірничо-геологічні особливості спорудження свердловин на унікальному Верхньомасловецькому родовищі ПАТ «Укрнафта». Розглянуто характерні техніко-технологічні інциденти, причини їх виникнення та методи ліквідації. Встановлено, що найбільшою проблемою є порушення цілісності стінок свердловини та інтенсивні поглинання технологічних рідин, обумовлені геологічними особливостями «Бориславського пісковика». На прикладі свердловини № 103 відображено досвід успішної реалізації проєкту, зокрема, траєкторію стовбура, умови вибору та застосування для успішного первинного розкриття продуктивних горизонтів. Зосереджено увагу на рішеннях щодо кріплення свердловини експлуатаційною колоною. Акцентовано увагу на ефективності використання інноваційних композиційних тампонажних систем вітчизняного виробництва. Керувати процесами структуриування таких матеріалів можна застосуванням сучасних матеріалів модифікаторів, зокрема крентів, використання яких потенційно здатне забезпечити кероване вироцзування армувальних кристалів, забезпечуючи своєрідний синтез каменю під час його тверднення та створюючи передумови до «самозаліковування» порушеної структури. Зокрема, для цементування експлуатаційної колони застосовано спроектовані з урахуванням інноваційного принципу «тандему технологій», стабілізовані тампонажні суміші з ефектом розширення YNG-Set-EA50-LF, YNG-Set-EALW-LF та стабілізовану буферну суміш з підвищеними відмиваючими та розділяючими властивостями YNG-Set-DSM. Зазначені матеріали характеризуються високою стабільністю, мінімальними фільтраційними показниками, а також керованістю поверхневого натягу фільтрату дисперсійного середовища, що практично нівелює потенційно негативний вплив кріплення на колекторські властивості продуктивних пластів. Розглянуто технологічні особливості успішного застосування зазначених матеріалів у складних гірничо-геологічних умовах з урахуванням ризиків поглинань. Результати дозволяють оптимізувати подальші роботи на Верхньомасловецькому родовищі та родовищах із аналогічними гірничо-геологічними умовами.

Ключові слова: родовище, свердловина, умови буріння, бурова промивальна рідина, кріплення, цементний камінь.

The mining and geological features of the wells construction at the unique Verkhnomaslovetsk field of PJSC «Ukrnafta» were characterized. The main technical and technological incidents, their causes and methods of elimination are considered. It is shown that the biggest problem is the violation of the integrity of the walls of the well and the intensive absorption of technological fluids due to geological features of the Boryslav Sandstone. The experience of successful implementation of the project is shown on the example of well No 103, in particular, well-bore trajectory, the conditions of selection and application for the successful primary disclosure of productive horizons. The challenges and solutions regarding the fastening of the well with the production column are shown. Emphasis is placed on the efficiency of using innovative composite, domestic tamponage systems. The processes of structure formation of such materials can be controlled by the use of modern materials of modifiers, in particular krents, the use of which is potentially able to ensure the controlled growth of reinforcing crystals, providing a kind of synthesis of the stone during its hardening and creating the prerequisites for «self-healing» of the broken structure. In particular, designed taking into account the innovative principle of "tandem technologies", stabilized tamping mixtures with an expanding effect YNG-Cem-EA50-LF, YNG-Cem-EALW-LF and stabilized buffer mixture with increased washing and separating properties YNG-Cem-DSM, were used for cementing the production column. These materials are characterized by high stability, minimal filtration performance, as well as controllability of the surface tension of the dispersion medium filtrate, which practically eliminates the potentially negative impact of fastening on the collector properties of productive layers. The technological features of the successful application of the specified materials in difficult mining and geological conditions under the risks of absorption are considered. The results make it possible to optimize further work on this field and the fields with similar mining and geological conditions.

Key words: field, well, drilling conditions, drilling fluid, fasteners, cement stone.

Вступ

Енергетична безпека України безпосередньо залежить від можливості забезпечення власними ресурсами нафти і газу. ПАТ «Укрнафта» є однією з найпотужніших українських компаній на ринку вуглеводнів, що володіє найбільшим фондом нафтових свердловин. Слід зазначити, що за геологічною будовою нафтогазові родовища Карпатського нафтопромислового району належать до найскладніших на континенті.

До числа найбільш перспективних по праву належить Верхньомасловецьке родовище, розташоване в межах Карпатських Бескидів.

Частина території родовища знаходиться на території національного природного парку «Сколівські Бескиди». Верхньомасловецьке родовище частково знаходиться в межах східної частини третього поясу зони санітарної охорони Східницького родовища мінеральних вод типу «Нафтуся». За таких обставин успішна реалізація проєктів потребує виважених, науково-обґрунтованих, інноваційних рішень. Пріоритетом є комплекс заходів щодо екологічної безпеки, запобігання забрудненню ґрунтів та ґрунтових вод [1].

Попередній досвід спорудження свердловин на Верхньомасловецькому родовищі

Глибоким пошуково-розвідувальним бурінням (св. 4, 9, 11, 13, 15, 20, 22, 25, 27-Новосхідницькі; 1, 2, 4, 11-Урицькі, 2-Оривська) в межах родовища розкрито відклади Оривської скиби та проміжного ярусу структур [1].

У 1994 році з метою пошуків промислових скупчень вуглеводнів у межах Верхньомасло-

вецької складки розроблено проєкт пошукового буріння, яким передбачалося буріння восьми пошукових свердловин.

Згідно з проєктом розробки родовища в межах центральної ділянки Бориславського тектонічного блоку у 2001 році пробурено пошукову свердловину 1-Верхньомасловецька, глибиною 1900 м. Свердловина підтвердила прогноз геологічну будову Верхньомасловецької складки і розкрила нафтогазоносні стрийські та нижньомелітові відклади.

За період з 2005 по 2020 роки на Верхньомасловецькому родовищі в межах центральної ділянки Бориславського блоку пробурено вісім свердловин: 2, 31, 30, 21, 10, 100, 101 та 102, причому свердловини 100 та 101 споруджено як горизонтальні. Свердловина 2 експлуатує поклад у відкладах стрийської світи Попельської луски Оривської скиби, решта – поклади у відкладах мелітової світи Верхньомасловецької складки проміжного ярусу. Важливою умовою успішного спорудження свердловин на Верхньомасловецькому родовищі є забезпечення необхідних параметрів бурової промивальної рідини (БПР) при розкритті складного розриву, зокрема стрийських і мелітових відкладів.

Під час спорудження зазначених свердловин зафіксовано ряд технологічних інцидентів, пов'язаних з проблематикою цілісності стовбура та поглинанням технологічних рідин. Зокрема, під час буріння свердловини 101 Верхньомасловецького родовища при вибої 1357 м спостерігалося ускладнення, спричинене порушенням стійкості стінок свердловини. Основна причина виникнення ускладнення – розкриття

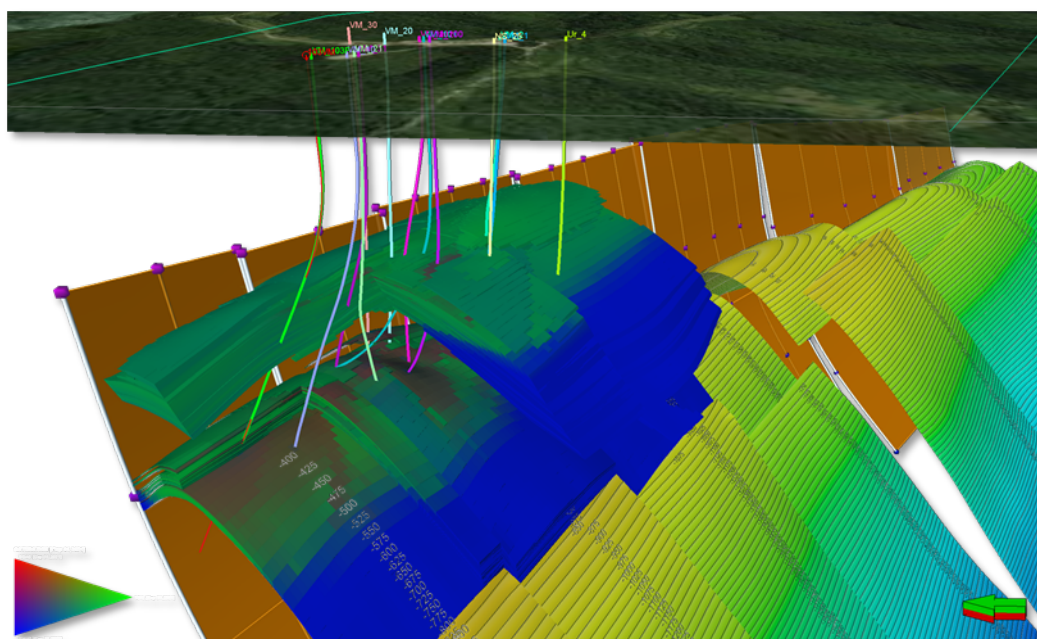


Рисунок 1 – Зображення цифрової моделі розбурювання родовища

стрийських і менілітових відкладів Верхньомасловецької складки проміжного ярусу, які представлені піщано-аргілістими фаціями, схильними до осипів та обвалів при невідповідності параметрів бурового розчину гірничо-геологічним умовам. Через ускладнення свердловину пробурено другим стовбуром в інтервалі 1054 – 1575 м.

Висвітлення не вирішених раніше частин загальної проблеми

За результатами цифрового моделювання Верхньомасловецького родовища з метою оптимізації системи його розробки передбачено ущільнення сітки свердловин (рис. 1).

Першочергові свердловини запроєктовано з метою розвідки перспективного горизонту бистрицьких відкладів у межах центральної частини Бориславського блоку Верхньомасловецької складки.

Конструкції свердловин розроблено згідно з діючими нормативними документами з урахуванням гірничо-геологічних умов проводки свердловин на даному родовищі, економічних міркувань, природоохоронних вимог, а також із врахуванням наявного досвіду буріння свердловин в аналогічних умовах. При цьому конструкцію адаптовано до вимог стандарту американського нафтового інституту, що дозволяє використовувати широкий спектр світового нафтогазового обладнання, і, за потреби, забезпечує можливість забурювання бокових стовбурів.

Свердловину 102 пробурено за «J» подібним профілем із розкриттям менілітових відкладів Бориславського піщаника. Поглиблення під експлуатаційну колону здійснювали на біополімерному буровому розчині типу GLYDRIL «Shlumberger». Зазначений розчин забезпечив стійкість стовбура. Проте розкриття високодренованих менілітових відкладів з аномально-низьким пластовим тиском спричинило поглинання бурового розчину. Загальний об'єм поглинутого бурового розчину склав приблизно 171 м³.

Таким чином, можна констатувати, що гірничо-геологічні особливості розрізу на даному родовищі вимагають особливої уваги до вибору та реалізації технології закінчування споруджуваних свердловин.

Формування цілей статті

Для успішного вирішення задач спорудження свердловини в умовах Верхньомасловецького родовища запропоновано технологічні рішення в частині оптимізації траєкторії стовбура, а також методів і засобів первинного розкриття та кріплення.

Метою цієї статті є висвітлення технологічних новацій і результатів їх застосування в промислових умовах.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Останньою зі споруджених свердловин на родовищі була свердловина 103-Верхньомасло-

вещка. На рисунку 2 зображено фактичну її конструкцію. Свердловину пробурено за «J» подібним профілем (рис. 3). При вибої 1455 м глибина по вертикалі складає 1284 м при максимальному значенні зенітного кута 38° із загальним відходом свердловини близько 570 м. Усі необхідні технологічні розрахунки реалізовано застосуванням програмного продукту «WellPlan Landmark» компанії «Halliburton».

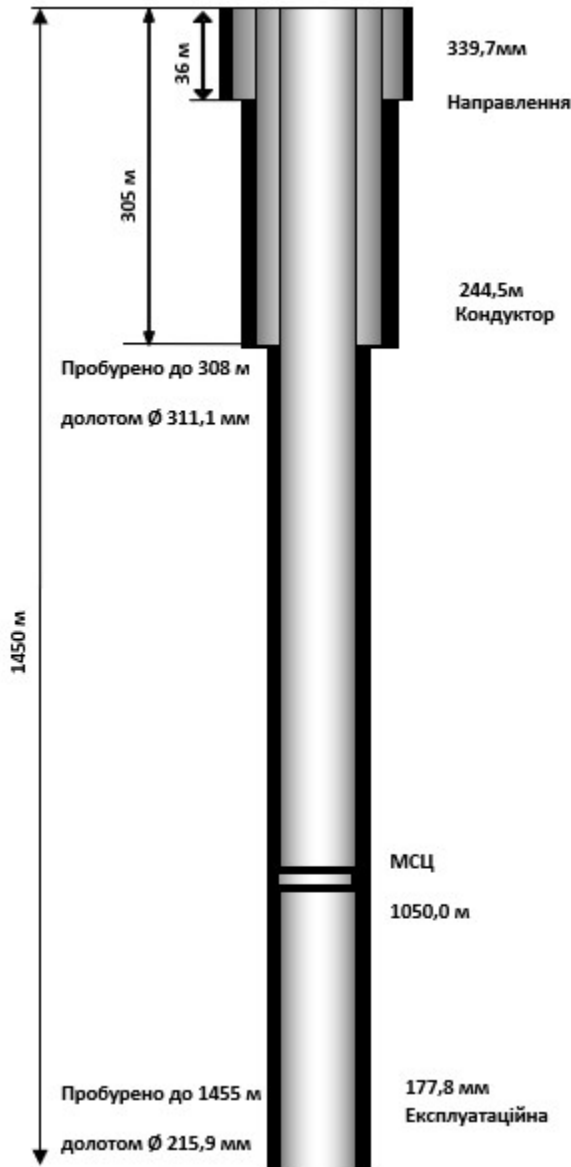


Рисунок 2 – Конструкція свердловини 103 Верхньомасловецького родовища

Поглиблення свердловини з-під кондуктора здійснювали на безглинистій біополімерній системі «GLYDRIL» компанії «Shlumberger» (таблиця 1).

Зазначена бурова промивальна рідина володіє високими інгібуючими, добрими фільтраційними, структурно-реологічними, триботехнічними властивостями та відповідає вимогам

забезпечення якісного розкриття продуктивних пластів.

Зазначене підтверджують результати оцінки впливу на зміну проникності порід-колекторів. Для досліджень застосовано взірць ядерного матеріалу відповідно до таблиці 2.

Дослідження проведено у змодельованих пластових умовах:

- тиск гідравлічного обтискування ядра – 10 МПа;
- температура робочої зони – 40°C ;
- перепад робочого тиску на керні – 1,4 МПа.

Бурову промивальну рідину прокачували через керн впродовж 3 год. Об'єм фільтрату при цьому склав $2,2\text{ см}^3$. Кірка, намита на робочому торці ядра, сірого кольору, полімерна, малої міцності, товщиною 2 мм.

Відновлення проникності ядра становило $\beta = 81\%$ після прокачування 20 порових об'ємів вуглеводневої рідини протягом 48 хв. Швидкість фільтрації коливалась в межах від $0,026\text{ см/с}$ до $0,043\text{ см/с}$.

Для оцінювання характеру кольтатації застосували метод зрізу робочого торця ядра на 1 мм. Відновлення проникності ядра після цього збільшилось до значення 96% після прокачування вуглеводневої рідини в кількості, рівній 20 порових об'ємів протягом 41 хв. Швидкість фільтрації стабілізувалась на значенні $0,046\text{ см/с}$. Дослідженнями доведено, що буровий розчин забезпечує екранування пристовбурної зони, яке усувається шляхом механічного деблокування.

Водночас, гірничо-геологічні умови вплинули на процес поглиблення свердловини. При глибині вибою 1374 м зафіксовано поглинання бурового розчину, пов'язане з розкриттям Бориславського пісковика з аномально-низьким пластовим тиском. Ліквідувати ускладнення вдалось шляхом насичення бурового розчину максимальною концентрацією антипоглинальних наповнювачів. Подальше поглиблення свердловини проведено роторною КНБК із частковими поглинаннями. Загалом, до глибини 1455 м поглинуто близько 77 м^3 бурової промивальної рідини, що створило виклики до технологічного процесу цементування експлуатаційної колони, основним завданням якого є надійне розмежування флюїдонасичених горизонтів і формування довговічного експлуатаційного каналу для видобування вуглеводнів.

При плануванні кріплення значну увагу зосереджено на наявності високодренованих відкладів з аномально-низькими пластовими тисками в розрізі свердловини. Серед успішно

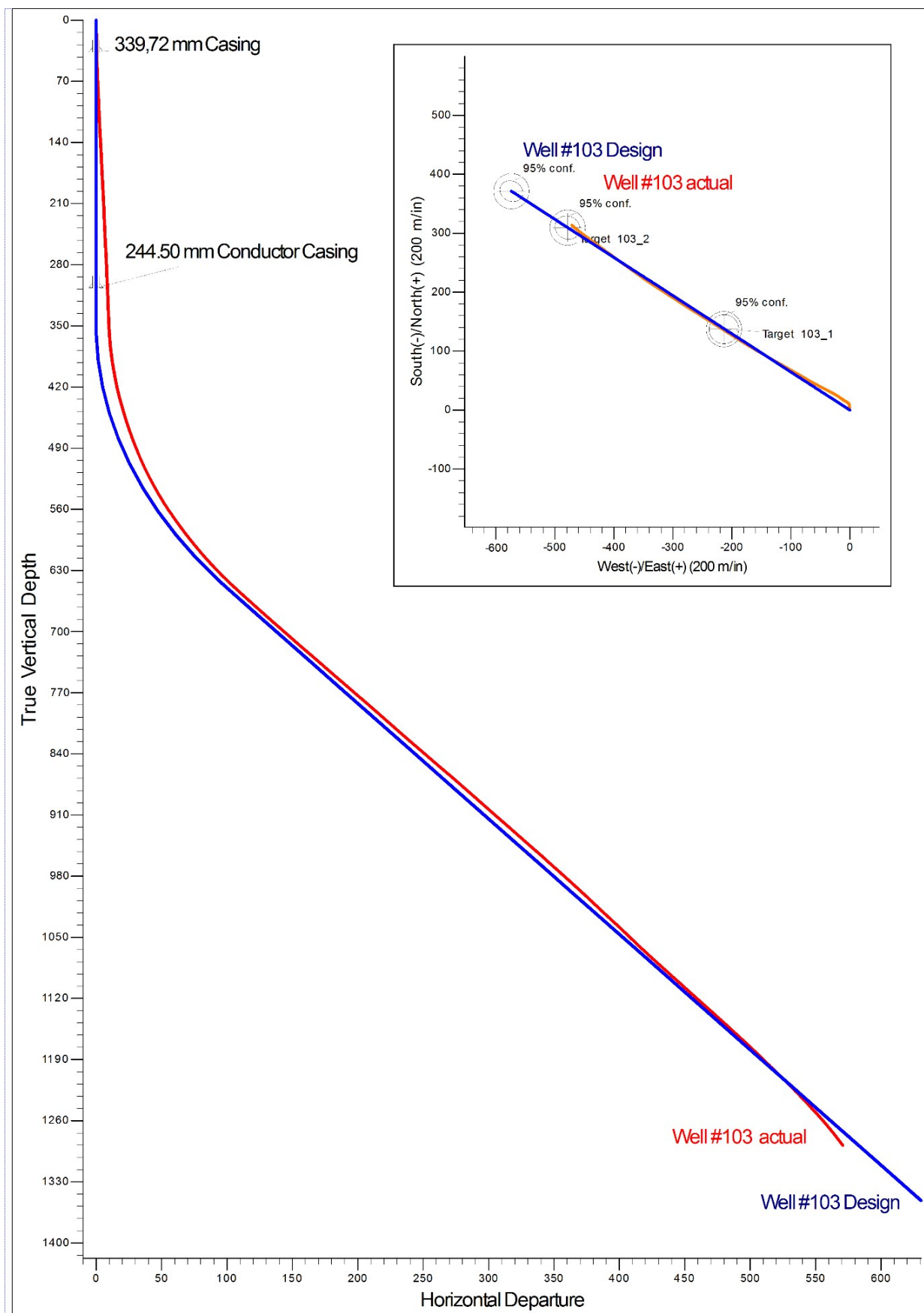


Рисунок 3 – Фактична траєкторія стовбура свердловини 103
Верхньомасловецького родовища

Таблиця 1 – Параметри бурової промивальної рідини GLYDRIL

Ч.ч.	Параметри розчину	Значення параметрів з програми M-I SWACO	Вибій 1121 м	Вибій 1375 м	Вибій 1455 м
1	Густина, кг/м ³	1130 – 1150	1160	1150	1150
2	Умовна в'язкість (Воронка Марша), с	60 – 90	110	84	92
3	СНЗ (GEL) через 10 с/1 хв/10 хв, дПа (Ofite 800)	20 – 60/ – / 50 – 120	67/72/86	62/72/82	76/76/100
4	Показник фільтрації АНІ за 30 хв, см ³	≤ 5	4,2	4,2	4
5	Показник фільтрації НТНР за 30 хв, см ³	–	–	–	–
6	Товщина фільтраційної кірки, мм	≤ 0,5	0,5	0,5	0,5
7	Коефіцієнт тертя кірки	–	0,0696	–	0,18
8	Водневий показник розчину, рН	8,5 – 10	11,88	9,2	9,49
9	Загальна мінералізація, %	–	8,74	7,73	8,1
10	Концентрація іонів кальцію, мг/л	–	150	150	150,3
11	Концентрація іонів магнію, мг/л	–	0	30	0
12	Вміст колоїдної фази, % / МВТ кг/м ³	– / ≤ 20	0,495/10,65	0,56/11,8	0,594/12,78
13	Концентрація гідроксильних іонів ОН, мг/л	–	0	0	0
14	Концентрація карбонатних іонів CO ₃ ⁻² , мг/л	–	180	0	0
15	Концентрація бікарбонатних іонів HCO ₃ ⁻ , мг/л	–	1037	2074	2135
16	Вміст змащувальної домішки, %	≥ 2	2	1	2
17	Вміст твердої фази по реторті, %	–	8	7	10
18	Вміст піску, %	≤ 0,5	0,2	–	–
19	Вміст хлориду калію, %	≥ 6,0	7,9	6,8	7,2
20	Пластична в'язкість, (t °С 20/40), мПа·с	15 – 30	37/27	27/37	33/29
21	Динамічне напруження зсуву, (t °С 20/40), дПа	70 – 180	244/240	220,8/124,8	307/259
22	3RPM (t °С 20/40)	–	12/11	10/10	16
23	6 RPM (t °С 20/40)	–	15/12	12/13	21
24	LSYP (t °С 20/40): в інтервалі 650 – 1629 м	8,5 – 10,2	9/10	8/7	11
25	Показник стабільності, кг/м ³	–	0	0	0
26	Показник седиментації, %	–	0	0	0
27	Показник нелінійності (t °С 20/40)	–	0,472/0,4586	0,46/0,48	0,4/0,45
28	Міра консистенції, Па с ⁿ	–	2,186/1,996	1,88/1,6	3,711/2,319

Таблиця 2 – Характеристики кернавого матеріалу

Номер керна	Діаметр, см	Довжина, см	Об'єм, см ³	Пористість, %	Проникність, мкм ² × 10 ⁻³
18105	2,66	5,63	31,2	13,7	6,03

апробованих на родовищі заходів запобігання поглинанню тампонажного розчину чи гідророзриву порід було застосування композиційних тампонажних систем із використанням ефекту мікроармування.

Тверднення композиційного цементу відбувається в результаті гідратації клінкерної складової та реакцій хімічної взаємодії гідратних новоутворень з активними компонентами. Ці процеси є більш складними у порівнянні з твердненням традиційних портландцементів, оскільки в реакціях беруть участь декілька компонентів із різною гідралічною активністю.

Під час формування композиційного цементу камінь у своєму розвитку проходить кілька структурних станів, а процес гідратації умовно можна розділити на декілька періодів, які характеризуються різною кінетикою та відображають зміну властивостей цементного каменю, що утворюється. Насамперед, спостерігається формування в системі коагуляційної структури за рахунок новоутворень на початковому етапі гідратації цементу. Далі відбувається руйнування коагуляційної структури внаслідок інтенсивної гідратації цементу, збільшення в об'ємі твердіючої 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 протікають при взаємодії складових цементу з гідралічними та пуцолановими добавками в присутності води.

Керувати процесами структуроутворення композиційних систем можна застосуванням сучасних матеріалів модифікаторів, зокрема крентів, використання яких потенційно здатне забезпечити кероване вирощування армувальних кристалів, забезпечуючи своєрідний синтез каменю під час його тверднення та створюючи передумови до «самозаліковування» порушеної структури.

Цементування направлення і кондуктора здійснено тампонажним розчином на основі армованого волокнами тампонажного матеріалу YNG-Cem-C50 Fiber, що характеризується покращеними пружно-деформаційними властивостями цементного каменю.

Для цементування експлуатаційної колони застосовано спроектовані з урахуванням інноваційного принципу «тандему технологій», стабілізовані тампонажні суміші з ефектом розширення YNG-Cem-EA50-LF, YNG-Cem-

EALW-LF та стабілізовану буферну суміш з підвищеними відмиваючими та розділяючими властивостями YNG-Cem-DSM. Зазначені матеріали характеризуються високою стабільністю, мінімальними фільтраційними показниками, а також керованістю поверхневого натягу фільтрату дисперсійного середовища, що практично нівелює потенційно негативний вплив кріплення на колекторські властивості продуктивних пластів. Усі зазначені матеріали містили протипоглинаючі добавки в комбінації трьох типів мікрОВОЛОКОН: ефірів целюлози, базальтового та поліпропіленового.

За результатами лабораторних тестувань встановлено їх повну відповідність нормативним вимогам [2] та умовам кріплення свердловини.

Умови тестувань тампонажних матеріалів для кріплення експлуатаційної колони наведено на рисунках 4–6 і в таблицях 3–4. Зокрема для нижньої ступені модельований час операцій цементування становив 3 год 35 хв та передбачав 30 хв технологічну зупинку для відкриття промивальних отворів в муфті ступеневого цементування. Для верхньої ступені за різних типів тампонажних матеріалів модельований час операцій цементування становив відповідно 2 год 35 хв та 2 год 10 хв.

З метою оптимізації тривалості спорудження даної свердловини скорочено терміни ОТЦ для направлення – до 24 год, кондуктора – 24 год, I ступені ЕК – 12 год, II ступені ЕК – 36 год. Можливості скорочення термінів ОТЦ доведено дослідженнями із застосуванням ультразвукового аналізатора динаміки набору міцності цементного каменю в свердловинних умовах USA OFITE. Зокрема, аналіз рисунку 7 свідчить, що для набору міцності на стиск 10 МПа цементному каменю на основі YNG-Cem-EA50-LF в умовах цементування нижньої ступені ЕК достатньо 10 годин. Така кінетика формування структури та висока рання міцність цементного каменю свідчить про оптимальний, компонентний склад даного матеріалу та високі експлуатаційні характеристики цементного каменю на його основі [3].

Для запобігання виникненню ускладнень, пов'язаних із поглинанням тампонажного розчину чи гідророзриву порід, а також для забезпечення витіснення бурового розчину із колонного простору, закачування і протискування технологічних рідин здійснено відповідно до гідралічної програми, розробленої із застосуванням програмних комплексів TurboCem-1 ПАТ «Укрнафта» і «WellPlan Landmark Halliburton» (рис. 8 та рис. 9).

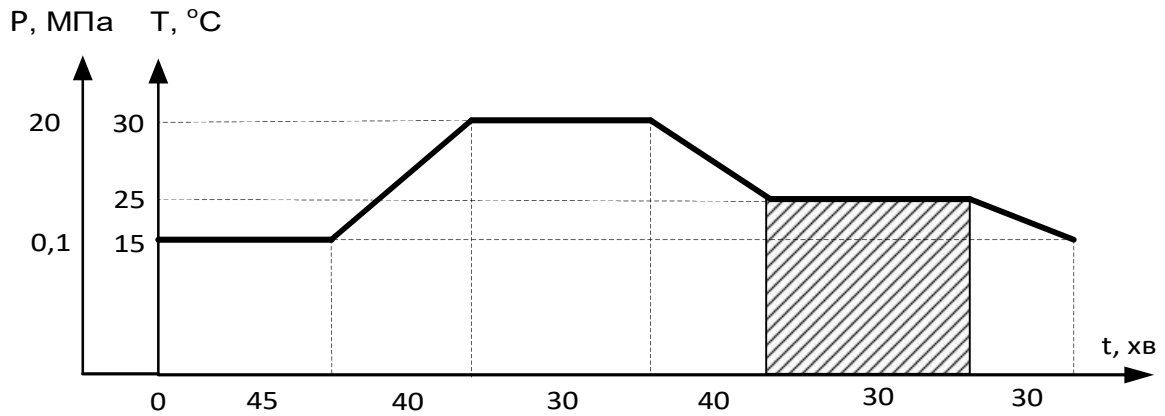


Рисунок 4 – Графік термобаричних і технологічних умов випробувань тампонажного розчину на основі YNG-Cem-EA50LF для цементування нижньої ступені 177,8 мм експлуатаційної колони у свердловині 103-Верхньомасловецька

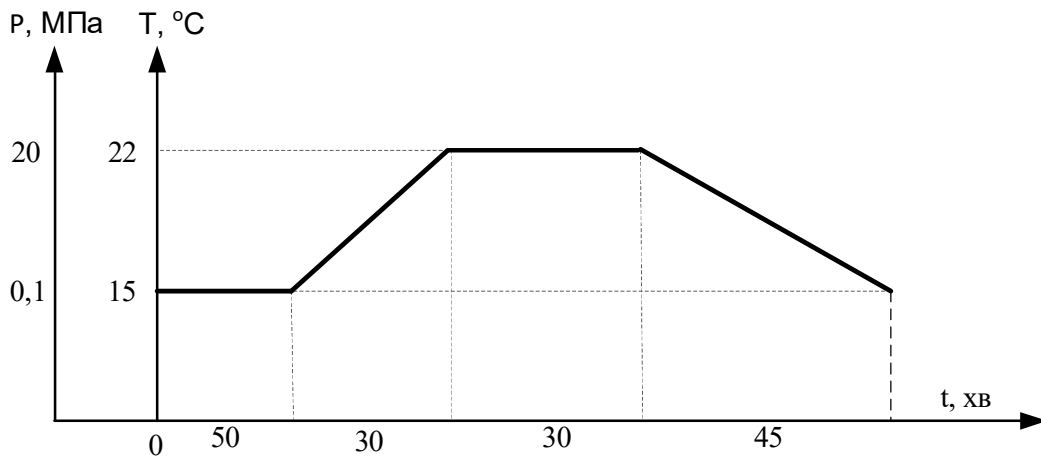


Рисунок 5 – Графік термобаричних і технологічних умов випробувань першої порції тампонажного розчину на основі YNG-Cem-EALW-LF для цементування верхньої ступені 177,8 мм експлуатаційної колони у свердловині 103-Верхньомасловецька

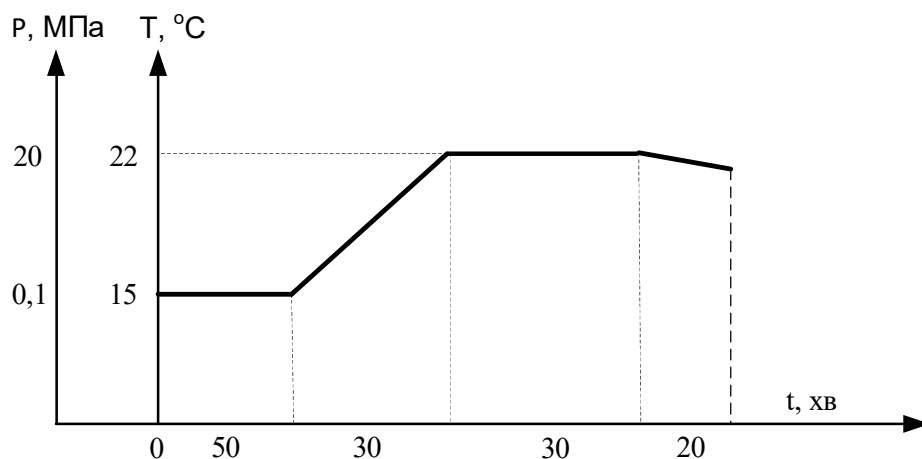


Рисунок 6 – Графік термобаричних і технологічних умов випробувань другої порції тампонажного розчину на основі YNG-Cem-EA50-LF для цементування верхньої ступені 177,8 мм експлуатаційної колони у свердловині 103-Верхньомасловецька

Таблиця 3 – Технологічні властивості тампонажних матеріалів

Назва показника	Перша ступінь	Друга ступінь	
		перша порція	друга порція
	YNG-Cem-EA50-LF – 100 м. ч., НТФК – 0,02 м. ч., В/С – 0,49	YNG-Cem-EA50 LW-LF – 100 м. ч., НТФК – 0,02 м. ч. В/С – 0,80	YNG-Cem-EA50-LF – 100 м. ч. В/С – 0,49
	значення показника		
Густина, г/см ³	1,81	1,58	1,81
Розтічність, мм	215	250	205
Водовідділення, мл	0	0	0
Час загуснення до 30 одиниць Бердена, год-хв	3-35	2-35	2-10
Температура досліджень, °С	33	22	22
Строки схоплення, год-хв, (початок / кінець)	4-05 / 4-40	12-05 / 13-50	4-40 / 5-20
Міцність цементного каменю на вигин, МПа	12/24 год	2,1 / 4,8	–
	36/48 год	–	1,0 / 1,5
Розширення, %	2,5	2,0	2,5
Водовіддача, см ³ /30 хв	22	14	58

Таблиця 4 – Основні параметри буферної рідини на основі YNG-Cem-DSM

Показники	Перша ступінь	Друга порція
	значення показника	
Густина, кг/м ³	1540	1530
Розтічність, мм	250	230
Водовідділення, мл	0	0
Показник фільтрації, см ³ за 30 хв	60	60

Обсадні колони у даній свердловині оснащено надійним технологічним обладнанням від таких виробників, як DAVIS LYNCH, MACKERAL OIL TOOLS, а також вітчизняним виробником муфт ступеневого цементування ТОВ «Булат».

Цементування обсадних колон відбувалося у повній відповідності до планів робіт, без ускладнень. Забезпечено необхідні технологічні параметри тампонажного розчину та буферної рідини, зворотні клапани герметичні, муфта ступеневого цементування спрацювала задовільно як на відкриття вікон, так і на їх закриття.

Таким чином, в промислових умовах підтверджено, що, навіть за умов потенційного ризику виникнення інтенсивних поглинань, вітчизняні фахівці володіють матеріалами і технологіями, здатними забезпечити позитивний результат при цементуванні обсадних колон у складних гірничо-геологічних умовах.

За результатами освоєння дебіт свердловини 103 перевищив планові очікування.

Оптимальний дизайн свердловини за «J» подібним профілем та його успішна реалізація забезпечила розкриття запланованих геологічних цілей у межах кола допуску радіусом 30 м із дотриманням планової інтенсивності просторової кривизни 1,5 град/10 м.

Завдяки стратегічному та оперативному плануванню в процесі буріння свердловини 103 отримано значно вищі техніко-економічні показники порівняно з найбільш ефективно пробуреною раніше свердловиною 102 (з економічного аспекту):

- зростання механічної швидкості буріння на 49 % (до 6,27 м/год);
- зростання комерційної швидкості на 14 % (до 947 м/верст. міс.).

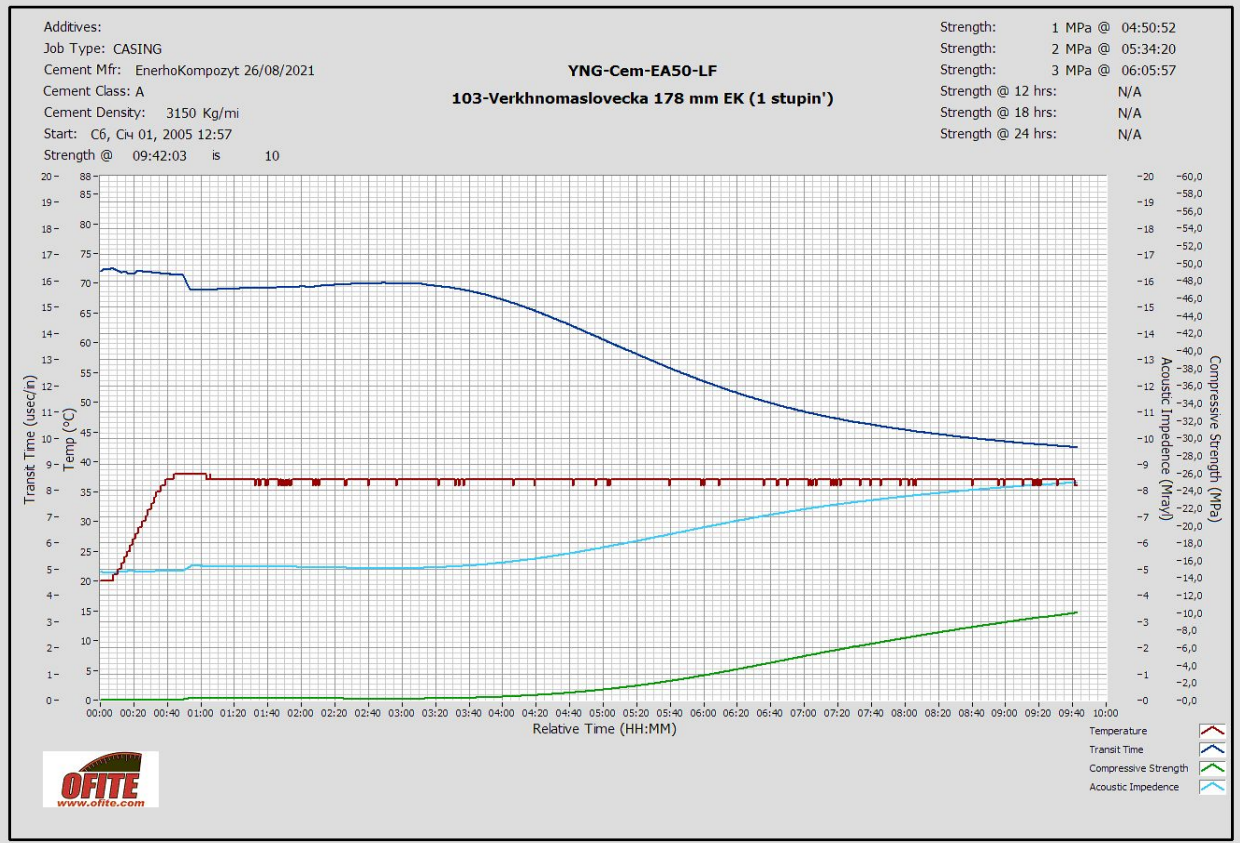


Рисунок 7 – Динаміка набору міцності цементного каменю для нижньої ступені ЕК свердловини 103-Верхньомасловецька

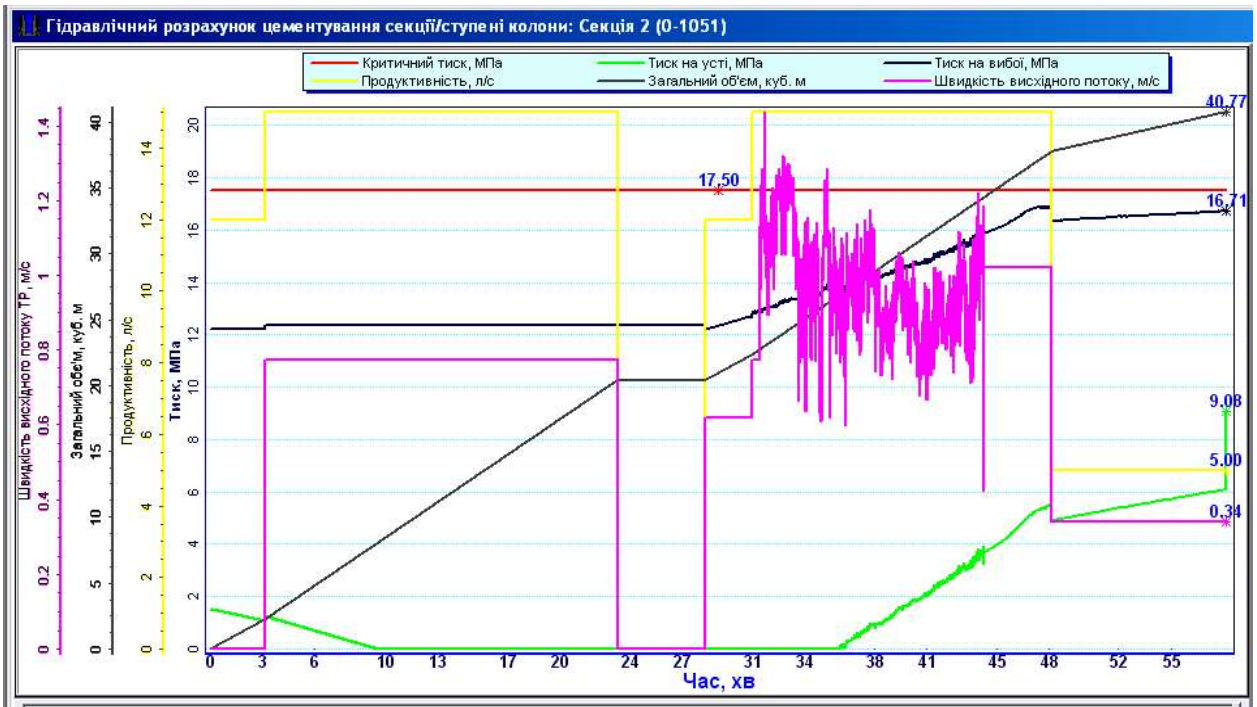


Рисунок 8 – Графік зміни параметрів цементування верхньої ступені ЕК у свердловині 103-Верхньомасловецька (TurboCem-1)

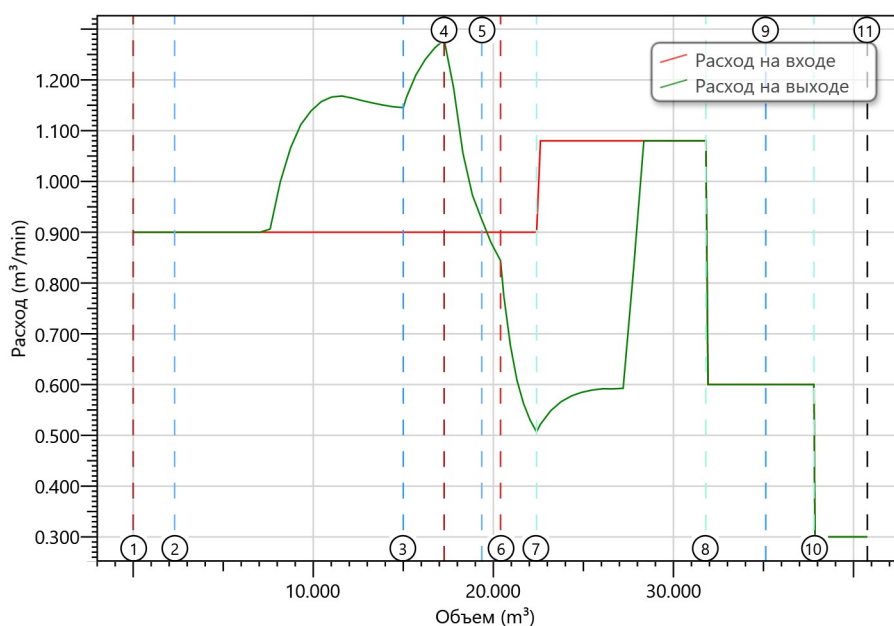


Рисунок 9 – Графік зміни продуктивності при цементуванні верхньої ступені ЕК у свердловині 103-Верхньомасловецька (WellPlan Landmark Halliburton)

Висновки

1. Результати буріння свердловини 103 дозволили скоригувати дані щодо гіпсометричного розташування продуктивних горизонтів, а також підтвердили, що особливості будови та розташування Верхньомасловецького родовища потребує індивідуального підходу до вибору технологічних рішень під час споруджування свердловин.

2. Наявність інтегрованої бази даних умов буріння, запровадження передових технологій та якісний інженерний контроль забезпечили значне підвищення техніко-економічних показників буріння, зокрема механічна швидкість зросла на 49 %, а комерційна – на 14 %.

3. Підтверджено високий професійний рівень українських фахівців, які володіють матеріалами і технологіями, здатними забезпечити позитивний результат при цементуванні обсадних колон у складних гірничо-геологічних умовах родовищ Карпатського нафтопромислового району.

Література

1. Звіт з оцінки впливу на довкілля планової діяльності з споруджування розвідувальних свердловин №№ 103,104 Верхньомасловецького родовища: звіт про НДР / ПАТ «Укрнафта»; ГП О.О. Губницька. – Київ, 2019. – 326 с. (реєстраційний номер справи про оцінку впливу на довкілля планової діяльності 20199174516/15609).

2. Цементи тампонажні. Методи випробувань : ДСТУ Б В.2.7-86-99.

3. Коцкулич Я.С., Сеньошкоч М.В., Тершак Б.А. Підвищення довговічності кріплення нафтових і газових свердловин. *Науковий вісник ІФНТУНГ*. 2007. № 1 (15). С. 21-26.

References

1. Zvit z otsinky vplyvu na dovkillia planovoi diialnosti z sporudzhuvannia rozviduvalnykh sverdlovyn No 103, 104 Verkhnomaslovetskoho rodovyshcha: zvit pro NDR / PAT «Ukrnafta»; HIP O.O.Hubnytska. Kyiv, 2019. 326 s. (reiestratsiinyi nomer spravy pro otsinku vplyvu na dovkillia planovoi diialnosti 20199174516/15609). [in Ukrainian]

2. Tsementy tamponazhni. Metody vyprobuvan : DSTU B V.2.7-86-99. [in Ukrainian]

3. Kotskulych Ya.S., Seniushkovych M.V., Tershak B.A. Pidvyshchennia dovhovichnosti kriplennia naftovykh i hazovykh sverdlovyn. *Naukovyi visnyk IFNTUNH*. 2007. No 1 (15). P. 21-26. [in Ukrainian]