

Виробничий досвід

УДК 622.24

DOI: 10.31471/1993-9973-2022-4(85)-71-86

ГОРИЗОНТАЛЬНІ СВЕРДЛОВИНИ — ДОСВІД БУРІННЯ ТА ПЕРСПЕКТИВИ ДЛЯ НАРОЩУВАННЯ ВИДОБУВАННЯ НАФТИ НА РОДОВИЩАХ УКРАЇНИ

Є. М. Ставичний³, Д. Ю. Агафонов¹, А. О. Пошивак², С. П. Тивончук², Д. А. Кекух²,
О. М. Придачина², Н. В. Бобаль², Б. А. Тершак³, С. А. П'ятківський³, М. М. Плитус³

¹ ПАТ "Укрнафта", Україна, 04053, м. Київ, Несторівський провулок, 3-5,
e-mail: daniiyil.agafonov@ukrnafta.com

² Науково-дослідний і проектний інститут ПАТ "Укрнафта",
Україна, 76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар, 2,
e-mail: andrii.poshyvak@ukrnafta.com, serhii.tyvonchuk@ukrnafta.com,
dmytro.kekukh@ukrnafta.com, olena.prydachyna@ukrnafta.com,
nina.bobal@ukrnafta.com

³ ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: yevhen.stavychnyi@ukrnafta.com, bogdan.tershak@nung.edu.ua,
stanislav.piatkivskyi@ukrnafta.com, mykhailo.plytus@ukrnafta.com

Наведено короткий огляд історичного розвитку буріння похило-спрямованих та горизонтальних свердловин. На основі аналізу буріння горизонтальних свердловин в Україні встановлено, що успішність реалізації проектів зі споруджування свердловин складного профілю може бути досягнута шляхом побудови детальної цифрової геологічної та гідродинамічної моделі цільового об'єкта, інтерактивного геолого-геофізичного супроводу (геонавігації) та впровадження сучасних технологічних рішень у процесі їх буріння. Показано, як використання якісно нового рівня цифрового геологічного та гідродинамічного моделювання продуктивних горизонтів Б-9 та Б-10 Великобубнівського родовища на основі детальної динамічної переобробки та переінтерпретації сейсмічних матеріалів із залученням всієї наявної геофізичної та промислово-геологічної інформації дозволило з високою точністю вибрати оптимальне місце для розташування горизонтальної свердловини та провести геолого-геофізичний моніторинг її буріння. На прикладі свердловини 119Г-Великобубнівська описано основні технологічні етапи робіт для її планування, проектування та буріння. Охарактеризовано вимоги до промивальних рідин для буріння похило-спрямованої та горизонтальної ділянок профілю. Встановлено, що для свердловин зі складною просторовою архітектурою параметри бурових промивальних рідин повинні мати необхідні структурно-реологічні та триботехнічні властивості, високі інгібуючі та мінімальні фільтраційні властивості, а також забезпечити стійкість пристовбурного масиву гірських порід, безаварійне поглиблення та мінімізувати негативний вплив на колекторські властивості продуктивних горизонтів. На основі системного аналізу підтверджено необхідність застосування розширених дисперсно-армованих стабілізованих тампонажних матеріалів на основі композиційних цементів та спеціалізованих буферних рідин. Охарактеризовано основні функціональні критерії застосовуваних буферних систем. Наведено графічну інтерпретацію дослідження тампонажного розчину та його рецептуру. Встановлено необхідність використання надійного ізолювання за колонного простору. Розглянуто реалізацію проекту 119Г-Великобубнівська та проаналізовано результати буріння горизонтальних свердловин

в ПАТ "Укрнафта". Успішне споруджування горизонтальних свердловин підтверджує ефективність їх буріння в умовах родовищ України для збільшення видобутку вуглеводнів.

Ключові слова: цифрова геологічна та гідродинамічна модель, буріння, профіль свердловини, бурові промивальні рідини, тампонажний розчин, цементний камінь.

A brief overview of the historical development of directional and horizontal well drilling is given. Based on the analysis of horizontal wells drilling in Ukraine, it was established that the success of projects for the construction of wells with a complex profile can be achieved on the basis of the construction of a detailed digital geological and hydrodynamic model of the target object, interactive geological and geophysical support of the well drilling process (geo-navigation) and the introduction of modern technological solutions in the process of drilling. It is shown how the use of a qualitatively new level of digital geological and hydrodynamic modeling of the productive horizons B-9 and B-10 of the Velykobubniv field, based on detailed dynamic processing and reinterpretation of seismic materials with the involvement of all available geophysical and industrial-geological information, made it possible to choose with high accuracy the optimal location of a horizontal well and conduct geological and geophysical monitoring of its drilling. Using the example of well 119Г-Velykobubnivska, the main technological stages of work for its planning, design and drilling are described. The requirements for drilling flushing fluids for drilling directional and horizontal sections of the profile are characterized. It was established that for wells with a complex spatial architecture, the parameters of drilling flushing fluids should have the necessary structural, rheological and technical tube properties, high inhibitory and minimal filtration properties, and should also ensure the stability of the near-bore rock mass, accident-free deepening, and minimize the negative impact on the reservoir properties of productive horizons. On the basis of the system analysis, the necessity of using expanded dispersion-reinforced stabilized tamponage materials based on composite cements and specialized buffer liquids has been confirmed. The main functional criteria of the used buffer systems are characterized. A graphic interpretation of the tamponage solution research and its formulation is given. The necessity of using composite cements to ensure high-quality demarcation of horizons and reliable insulation of the occupied space was established. The implementation of the project 119 Г-Velykobubnivska was considered and the results of drilling horizontal wells in PJSC "Ukrnafta" were analyzed. The successful construction of horizontal wells confirms the effectiveness of their drilling in the conditions of deposits of Ukraine to increase hydrocarbon production.

Key words: digital geological and hydrodynamic model, drilling, well profile, drilling fluids, plugging solution, cement stone.

Вступ

Прогресивним методом збільшення видобутку нафти є відновлення малодобітних свердловин чи свердловин з недіючого фонду шляхом буріння бокового стовбура. Окрім того, споруджування горизонтальних ділянок є одним із найбільш ефективних методів інтенсифікації видобутку вуглеводнів і збільшення нафтовіддачі пластів.

Ефективність такого відновлення зумовлена меншими матеріальними і часовими витратами порівняно з бурінням нової свердловини. Проведення робіт із відновлення свердловин також дозволяє уникнути проблем щодо землевідведення, пов'язаних зі зміною структури і форми власності, а також оптимізувати розробку родовищ тощо.

Попередній досвід споруджування горизонтальних свердловин та горизонтальних ділянок бокових стовбурів

Вперше у світі з поверхні землі похилоскеровану свердловину пробурено ударним способом у 1895 році. У тому ж році пробурено першу скеровану нафтову свердловину роторним способом (США, Техас).

В Україні буріння свердловин складної просторової архітектури було розпочато в 1957 р. на Бориславському родовищі при глибинах 2800 – 2900 м [1]. Дебіти таких свердловин в декілька разів перевищували дебіти вертикальних.

У 70-х роках минулого століття буріння свердловин складного профілю з горизонтальними ділянками (зокрема двостовбурними) започатковано Долинською спеціалізованою конторою електробуріння. На Долинському родовищі із застосуванням електробурів пробурено дев'ять розгалужено-горизонтальних свердловин, зокрема свердловина 801-Долинська закінчена п'ятьма стовбурами [2]. Більшість похилоскерованих свердловин, пробурених із застосуванням електробурів на родовищах ПАТ "Укрнафта", мають глибину 2500–3000 м, найглибша серед них – 4562 м, а максимальне зміщення вибою становить 1140 м (свердловина 239-Долинська).

В США протягом 1988 – 1992 рр. пробурено 4529 горизонтальних свердловин, а в Канаді – понад 5000 горизонтальних свердловин та бокових горизонтальних ділянок [1].

Активний розвиток "в черговому новому диханні" буріння горизонтальних свердловин в

Україні знайшов на Яблунівському родовищі. Свердловини № 152 і № 153 були запроєктовані як горизонтальні для розкриття нафтових пластів Б-5 та Б-6 з перетином продуктивної частини стовбуром довжиною не менше 300 м. Свердловина № 152 при бурінні під експлуатаційну колону перетнула продуктивний горизонт Б-6 (потужність пласта 45 м) на глибині близько 11 м вище очікуваного (по вертикалі), а свердловина № 153 пласт Б-5 – на 35 м вище, ніж передбачалось, при зенітному куті 47° [1]. Очевидно, що повністю виконати поставлені завдання не вдалось як через відсутність на той час достовірної геологічної моделі родовища, так і через відсутність або недостатню детальність геолого-геофізичного супроводу в режимі реального часу процесу буріння горизонтальних свердловин.

Також важливо правильно спроектувати технологічні особливості буріння свердловини з урахуванням геологічних умов, що тісно пов'язані зі стійкістю стовбура свердловини. Практика свідчить, що з досягненням певного значення кута нахилу свердловини для різних порід виникають ускладнення при її поглибленні. При цьому при зменшенні проходки відбувається інтенсивне зростання виносу шламового матеріалу, що свідчить про порушення стійкості стовбура свердловини, спричиненого осипанням порід. При первинному розкритті масиву гірських порід в пристовбуровій зоні відбувається перерозподіл напружень, що пов'язано з порушенням рівноваги у гірському масиві. Фактор стійкості масиву обов'язково повинен бути врахований при бурінні горизонтальних ділянок.

Так, особливості геологічного розрізу та неврахування повною мірою технологічних аспектів стало причиною буріння для свердловини 545-Бугруватівська чотирьох стовбурів (без урахування пілот-стовбура). Аналогічна ситуація виникла і у процесі буріння свердловини 553-Бугруватівська із залученням провідних сервісних компаній. Не врахувавши досвід буріння попередньої горизонтальної свердловини, на даній свердловині № 553 неодноразово було втрачено основний та додаткові стовбури, що пов'язано зі стійкістю стінок свердловини. Дану свердловину власними силами ПАТ "Укрнафта" пізніше було перебурено за J-подібним профілем

При проєктуванні горизонтальної ділянки важливе значення має обґрунтування довжини стовбура, що обумовлено успішністю та ефективністю її буріння та закінчування. Відомо, що дебіт свердловини нелінійно залежить від дов-

жини її горизонтальної ділянки та створеної депресії. Максимальне значення приросту дебіту в 2–4 рази можливо, коли відношення товщини пласта до довжини горизонтальної ділянки складає менше 0,1.

Отже, вибір та обґрунтування доцільності буріння горизонтальних свердловин та горизонтальних ділянок повинні базуватись на детальному аналізі геологічної інформації з побудовою цифрової моделі родовища, а також на впровадженні високоєфективних геонавігаційних та технологічних рішень для їх успішного споруджування.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Сьогодні в Україні велика кількість нафтогазових родовищ перебуває на завершальній стадії розробки і характеризується високим рівнем обводнення продукції та низькими дебітами.

Ці родовища відносяться до категорії родовищ із важковидобувними запасами, однак є значним резервом нарощування власного видобутку вуглеводнів та забезпечення на цій основі потреб держави в енергоносіях. До важковидобувних відносяться понад 72 % запасів нафти, 10–15 % запасів природного газу. Окрім цього, 45 % газових родовищ мають початкові видобувні запаси менше за 1 млрд м³, 88 % нафтових родовищ мають запаси менше 1 млн т і за класифікацією відносяться до "дуже дрібних" [3].

Одним із методів збільшення видобутку вуглеводнів, зокрема на родовищах із важковидобувними запасами, є буріння горизонтальних ділянок.

За останні роки значну увагу під час проведення пошуково-розвідувальних робіт, зокрема буріння свердловин, зосереджено на вивченні та оцінці нетрадиційних скупчень вуглеводнів, літологічно чи стратиграфічно екранованих пасток нафти і газу.

Суттєво підвищити якість та ефективність геологорозвідувальних робіт, зокрема одного з найбільш їх капіталомістких етапів – спорудження свердловин, можливо тільки шляхом комплексного поєднання сучасних методів моделювання геологічних об'єктів з використанням комп'ютерних технологій, залучення висококваліфікованого персоналу та впровадження сучасних технологічних рішень під час споруджування свердловин.

Таблиця 1 – Результати буріння горизонтальних свердловин ПАТ "Укрнафта"

Свердловина	Рік буріння	Продуктивний горизонт	Початковий дебіт нафти, т/д	Довжина активної горизонтальної ділянки, м
510-Бугруватівська	2006	В-18	145,7	175
525-Бугруватівська	2013	В-16	75	245,7
530-Бугруватівська	2013	В-18	94,5	223
535-Бугруватівська	2016	В-16	68,7	54,1
700-Мільківська	2007	К-4	169,5	254
100-Верхньомасловецька	2014	Менілітовий (Бориславський пісковик)	57	101,3
101-Верхньомасловецька	2017	Менілітовий (горизонт п'яти пластів)	18,1	140,2

Формування цілей статті

Забезпечити успішне спорудження горизонтального стовбура свердловини в умовах тонкошаруватих карбонатних відкладів Великобубнівського родовища можливо завдяки побудові детальної цифрової геологічної та гідродинамічної моделей цільового об'єкта, детальній оцінці геологічних умов буріння, плануванню оптимальної траєкторії стовбура свердловини, інтерактивному геолого-геофізичного супроводу під час буріння свердловини (геонавігації), а також застосуванню методів і засобів первинного розкриття та кріплення.

Метою статті є висвітлення сучасних технологічних рішень та результатів їх апробації в промислових умовах.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Частка світових запасів традиційної нафти, що пов'язані з карбонатним відкладами, зазвичай оцінюється в обсязі близько 60 %. Проте, в Україні основний видобуток нафти відбувається з теригенних колекторів. Складність видобування нафти з карбонатних відкладів на родовищах ПАТ "Укрнафта" пов'язана з невеликими товщинами розуцільнених зон, значною неоднорідністю їх ємнісних та фільтраційних властивостей, що погано прогножуються та слабо пов'язані між собою. Досвід вивчення видобувного потенціалу карбонатних відкладів в умовах України показав, що традиційними методами розробляти такі колектори малоефективно. Натомість досвід горизонтального розкриття продуктивних пластів ПАТ "Укрнафта" показав значну ефективність в теригенних відкладах як на родовищах Дніпровсько-Донецької запа-

дини (ДДЗ) [4–6], так і в умовах Передкарпатського прогину [7].

Впродовж останніх 16 років на родовищах ПАТ "Укрнафта" успішно пробурено ряд свердловин з горизонтальними ділянками. Результати їх буріння (табл. 1) підтвердили технологічну можливість реалізації таких проектів та ефективність буріння свердловин зі складною просторовою будовою з метою збільшення видобутку вуглеводнів [8–9]. При цьому, на відміну від попередніх спроб реалізації таких складних проектів, певним стандартом стало застосування цифрового геологічного моделювання з обов'язковим залученням переобробки та переінтерпретації наявних сейсмічних матеріалів, алгоритмами підвищення їх роздільної здатності та постійний геолого-геофізичний супровід буріння свердловини на основі отриманих під час буріння геолого-геофізичних і технологічних даних для прогнозування просторової поведінки цільового пласта [10]. Використання такого підходу значною мірою знижувало геологічні ризики та підвищувало ймовірність успіху на всіх етапах реалізації проекту – від планування та моніторингу буріння до введення в експлуатацію та отримання результатів.

На Великобубнівському родовищі вивчення можливості видобування нафти з карбонатних пластів продуктивних горизонтів Б-9 та Б-10 в башкирських відкладах, які до цього не вважались промислово перспективними, розпочалося з проведення комплексу геологічних досліджень у процесі буріння похило-скерованих розвідувальних свердловин № 119 та № 139. При цьому свердловину № 119 було пробурено з можливістю подальшого використання як пілотного стовбура саме для горизонтального розкриття продуктивного горизонту. З дослі-

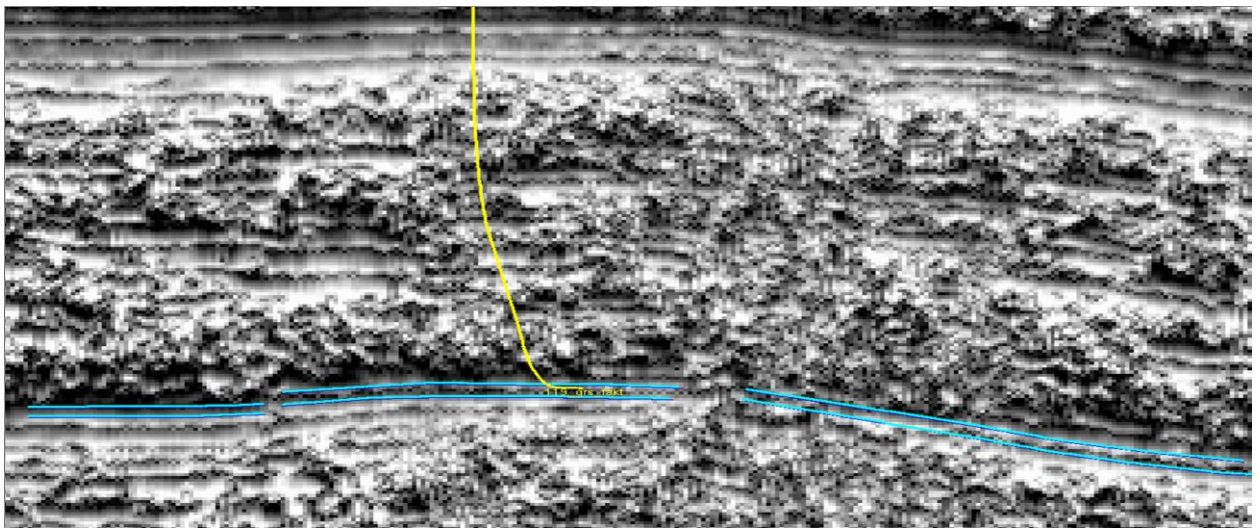


Рисунок 1 – Результати динамічної переобробки сейсмічних 2D даних

джень виконано відбір та аналіз керн, випробування у відкритому стовбурі в процесі буріння та перфорацію в колоні, відбір глибинних проб нафти. Під час випробувань отримано припливи нафти з продуктивних горизонтів Б-9н та Б-10. Отримана інформація дала змогу краще зрозуміти потенціал цих відкладів та лягла в основу детальної цифрової 3D геологічної та гідродинамічної моделі продуктивних горизонтів Б-9 та Б-10 Рогинцівського підняття Великобубнівського родовища.

Для визначення оптимального розташування горизонтальної частини проектного стовбура в плані було виконано динамічну переобробку наявної сейсмічної 2D інформації (рис. 1), що дало змогу деталізувати геологічну будову в межах ділянки закладання свердловини та визначити оптимальне місцеположення горизонтальної частини стовбура з максимальним врахуванням структурних і тектонічних особливостей башкирських відкладів.

З метою мінімізації ризиків, що можуть бути пов'язані з неврахуванням малоамплітудних порушень та відносно невеликої потужності цільових горизонтів (5–6 м), фільтрову частину свердловини було запроєктовано в склепінній частині Рогинцівського підняття та максимально близько орієнтовано вздовж наявного сейсмічного профілю, що підвищувало контроль гіпсометрії та непорушеності горизонтів у межах горизонтальної ділянки проектного свердловини. Для оцінки зміни характеристик карбонатних відкладів башкиру проведено детальну кореляцію та переінтерпретацію даних ГДС по свердловинах Рогинцівського склепіння, в яких виконано детальний комплекс геофізичних досліджень. Визначені за даними ГДС значення фільтраційно-ємнісних властивостей

(ФЄВ) використано для прогнозування їх за площею та, відповідно, отримання карт параметрів для кожного прошарку. Для найбільш достовірної побудови прогнозних карт ФЄВ використано технологію детального розподілу параметрів по латералі, що базується на побудові карт параметрів з урахуванням геометричного фактора та пов'язаними з ним геомеханічними напруженнями в пласті (рис.2 та рис.3).

Одними з основних інструментів вибору положення та обґрунтування доцільності буріння горизонтальної свердловини є результати гідродинамічного моделювання, що дають змогу:

- визначити геологічні та видобувні запаси нафти в зоні дренавання;
- за результатами адаптації гідродинамічної моделі спрогнозувати технологічні показники проектного свердловини та провести економічний аналіз доцільності її буріння;
- на основі проведеного моделювання обґрунтувати місцеположення та довжину горизонтальної ділянки, виходячи з найбільш оптимальної динаміки її прогнозовної роботи.

Гідродинамічну модель нафтових покладів горизонтів Б-9 і Б-10 Великобубнівського родовища (рис. 4) побудовано за допомогою програми "Eclipse 2004" компанії "Schlumberger". Результати отриманих розрахунків та їх аналіз підтвердив оптимальне розташування горизонтального стовбура на горизонт Б-9н.

Наявність детальної цифрової геологічної та гідродинамічної моделі забезпечує прийняття правильних та ефективних рішень як в процесі розробки родовищ, так і під час буріння свердловин, особливо складної просторової будови. Дизайн гідродинамічної моделі кожного родовища – це одне з пріоритетних завдань, що постає перед фахівцями Науково-дослід-

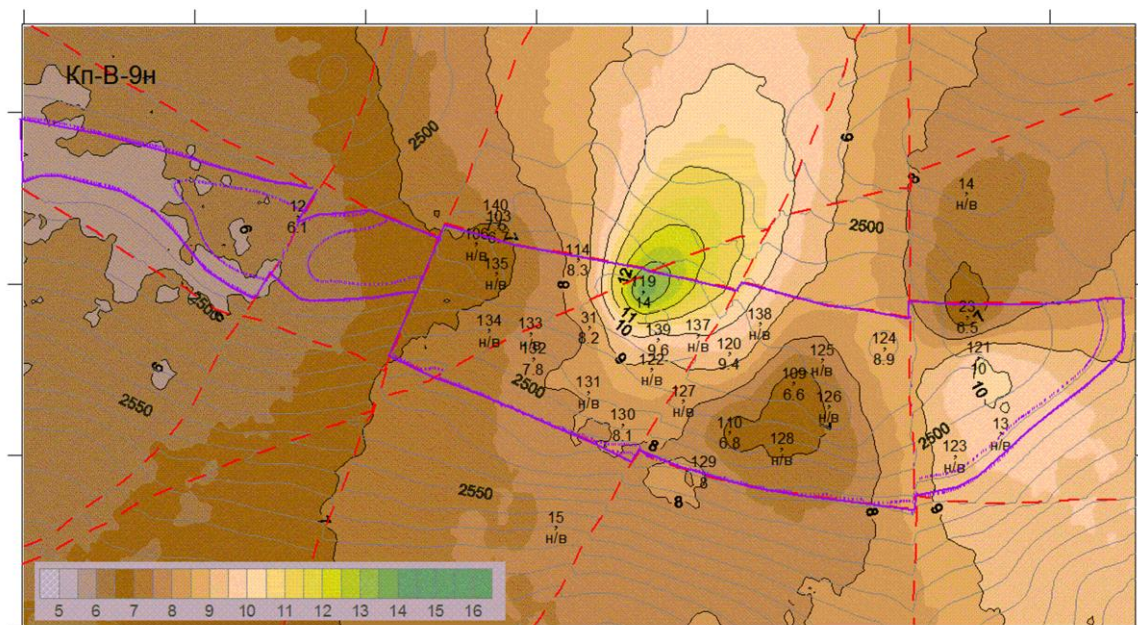


Рисунок 2 – Прогнозна карта пористості горизонту Б-9н Великобубнівського родовища

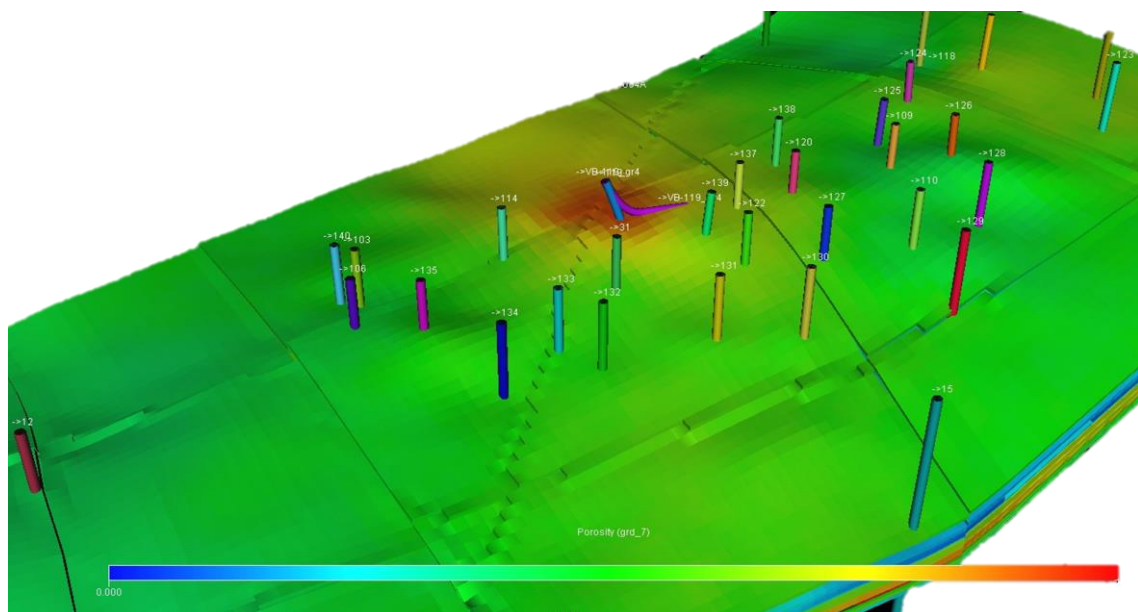


Рисунок 3 – Об'ємна модель пористості горизонту Б-9н Великобубнівського родовища

ного і проектного інституту ПАТ "Укрнафта". Створення детальних тривимірних гідродинамічних моделей потребує залучення висококваліфікованого персоналу для здійснення детального аналізу геофізичних та гідродинамічних досліджень, вивчення геологічної будови родовищ за наявним фондом свердловин, якісно нового оцінювання та переінтерпретації існуючих сейсмічних даних та проведення додаткових сейсмічних досліджень, а у процесі буріння свердловини, (особливо горизонтальної ділянки) своєчасного аналізу та інтерпретації геолого-геофізичних даних для прийняття обґрунтованих рішень у режимі реального часу. Для постійної підтримки гідродинамічних моделей в

актуальному стані систематично проводиться їх оновлення та наповнення новими актуальними даними.

На основі детального комплексного аналізу наявних матеріалів та гідродинамічної моделі цільових покладів було заплановано буріння розвідувальної свердловини 119Г-Великобубнівська другим (горизонтальним) стовбуром у розвідувальній свердловині № 119 Великобубнівського родовища. Основне завдання свердловини № 119Г – вивчення на Рогинцівському піднятті видобувного потенціалу продуктивного горизонту Б-9н, складеного карбонатною товщею, при горизонтальному його розкритті.

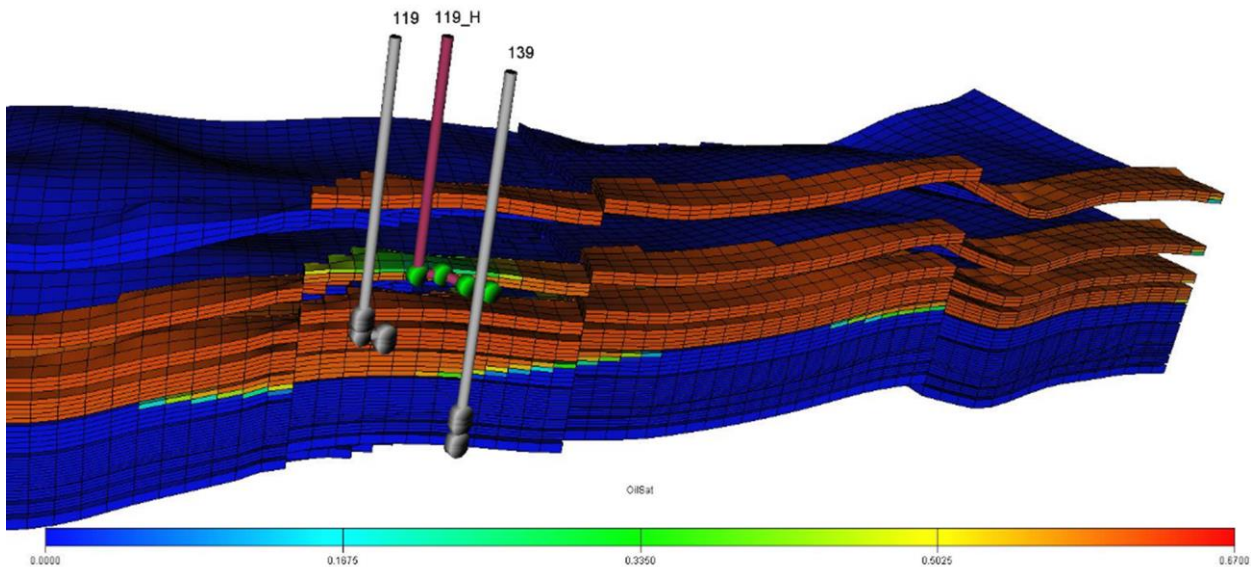


Рисунок 4 – Гідродинамічна модель нафтових покладів горизонтів Б-9 та Б-10

Буріння свердловини другим стовбуром запроєктовано з глибини 2540 м на глибину 2595 м по вертикалі (2985 м по стовбуру свердловини) з розкриттям перспективного продуктивного горизонту Б-9н горизонтальним стовбуром довжиною 165 м в азимуті $117^{\circ}10'$ із загальним зміщенням вибою від вертикалі 683 м.

Враховуючи особливість будови родовища та незначну потужність пласта, для успішної реалізації проекту та проведення горизонтальної ділянки в даному горизонті проведено замір траєкторії основного стовбура свердловини № 119 з використанням гіроскопічного інклінометра СугоTracer. За результатами замірів гіроскопом траєкторії основного стовбура свердловини № 119 фактичне положення свердловини "змістилось" на 87 м в південно-західному напрямку (порівняно з базовими значеннями). Отриманий результат замірів потребував оперативної оцінки впливу такого зміщення на структурно-тектонічні побудови та їх коригування з урахуванням нових даних.

Для буріння свердловини застосовано наявний в ПАТ "Укрнафта" буровий верстат ZJ40/2250L.

Технологія проведення робіт передбачала:

- вилучення частини обсадної колони 168×146 мм та ліквідацію старого стовбура свердловини;
- встановлення уїпстока та вирізання вікна в заданому азимуті;
- розкриття проєктного горизонту Б-9н горизонтальним стовбуром;
- спуск та кріплення експлуатаційної колони 168×146 мм;
- освоєння свердловини.

Перед початком забурювання другого стовбура встановлено ізоляційно-ліквідаційні мости в інтервалі 2740–2901 м. На поверхню піднято обсадні труби діаметрами 168 та 146 мм загальною довжиною 2562 м. "Голова" залишеної у свердловині частини обсадної колони діаметром 146 мм – орієнтовно на глибині 2563 м.

В зоні "вікна" встановлено опорний ізоляційно-ліквідаційний цементний міст в інтервалі 2400–2495 м (по довжині) для перекриття існуючого стовбура свердловини. Проведено встановлення уїпстока та зарізання в проміжній колоні на глибині 2400 м (рис. 5). Таким чином, проміжну колону діаметром 244,5 мм обмежено вікном зарізання.

Для виконання запланованих робіт було залучено ряд підрядних компаній ТОВ "Везерфорд Україна" (послуги зарізання бічного стовбура, похило-скерованного буріння), ТОВ "Шлюмберже Сервісез Україна" (долотний сервіс та сервіс по бурових промивальних рідинах – БПР), ПЕГДС "Укргеофізика" (послуги станції ГТД), ПРАТ "Карпатське УГР" (геофізичні дослідження) та ТОВ "Бурова компанія "Горизонти" (послуги вимірювання гіроскопом).

Вибір профілю свердловини обумовлений комплексними завданнями з врахуванням як технологічних особливостей експлуатації свердловини, так і її споруджування. Проєктний профіль стовбура свердловини № 119Г наведено на рис. 6.

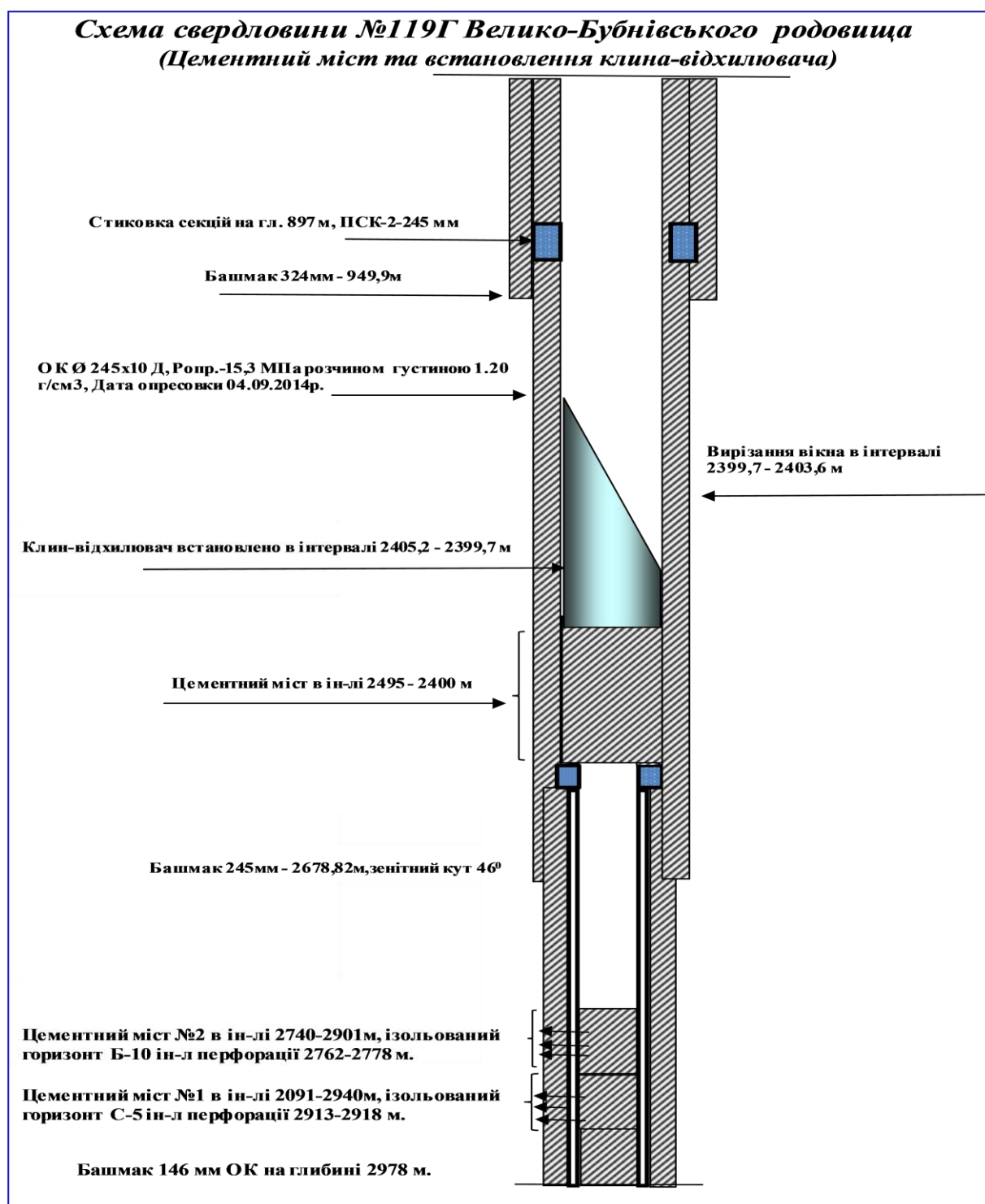


Рисунок 5 – Схема конструкції свердловини для забурювання бокового стовбура

Процес реалізації проектного профілю передбачав, що після виходу з вікна 245 мм колони проведено буріння ділянки стовбура з незначним падінням зенітного кута та азимута (від глибини MD 2400 м до MD 2540 м (TVD 2461 м) зенітний кут змінювався від 40,5° до 32,4°, а азимут – від 124,2° до 105,0°. На ділянці буріння до глибини MD 2814 м (TVD 2594 м) здійснено набір зенітного кута до 88,6° і азимута до 114,7° з подальшим поглибленням зі ста-

білізацією. Під час поглиблення свердловини по цільовому пласту виконано необхідні корективи траєкторії з метою розташування стовбура свердловини в оптимальних умовах. Проведенню цілодобового геологічного моніторингу під час проходження пластом сприяло забезпечення кожні 4 – 4,5 м буріння замірами траєкторії та кривої ГК, а також технологічними параметрами буріння в режимі реального часу.

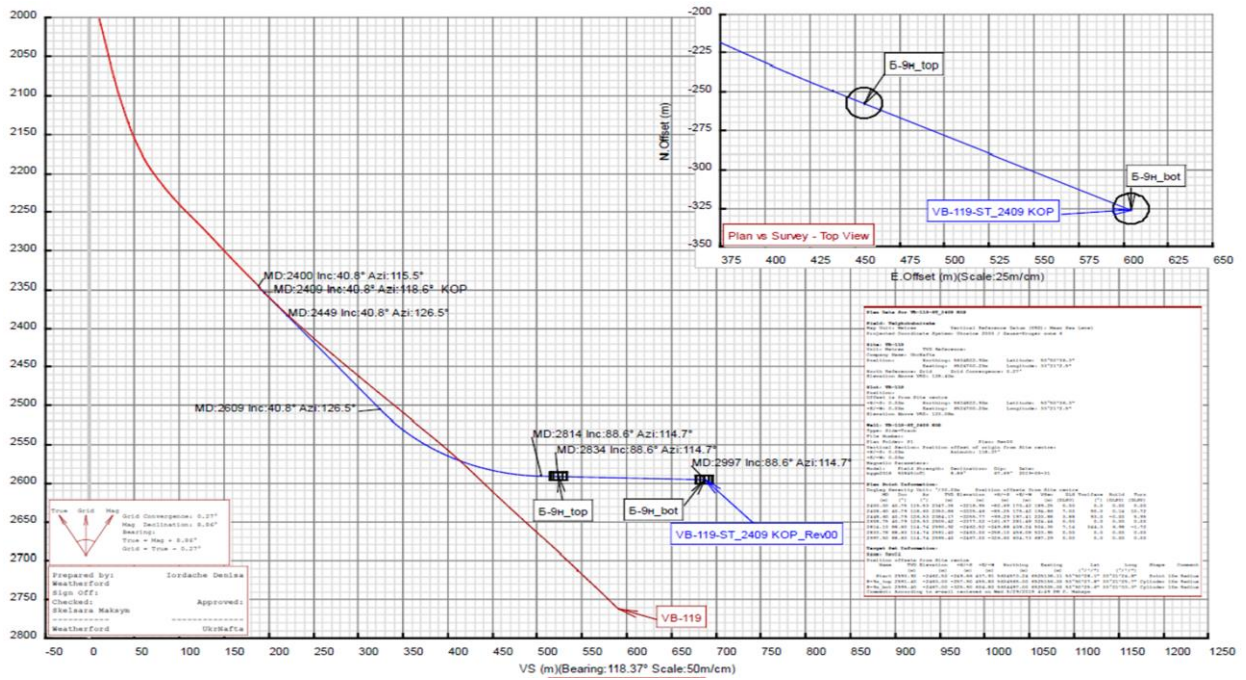


Рисунок 6 – Проектний профіль стовбура свердловини № 119Г

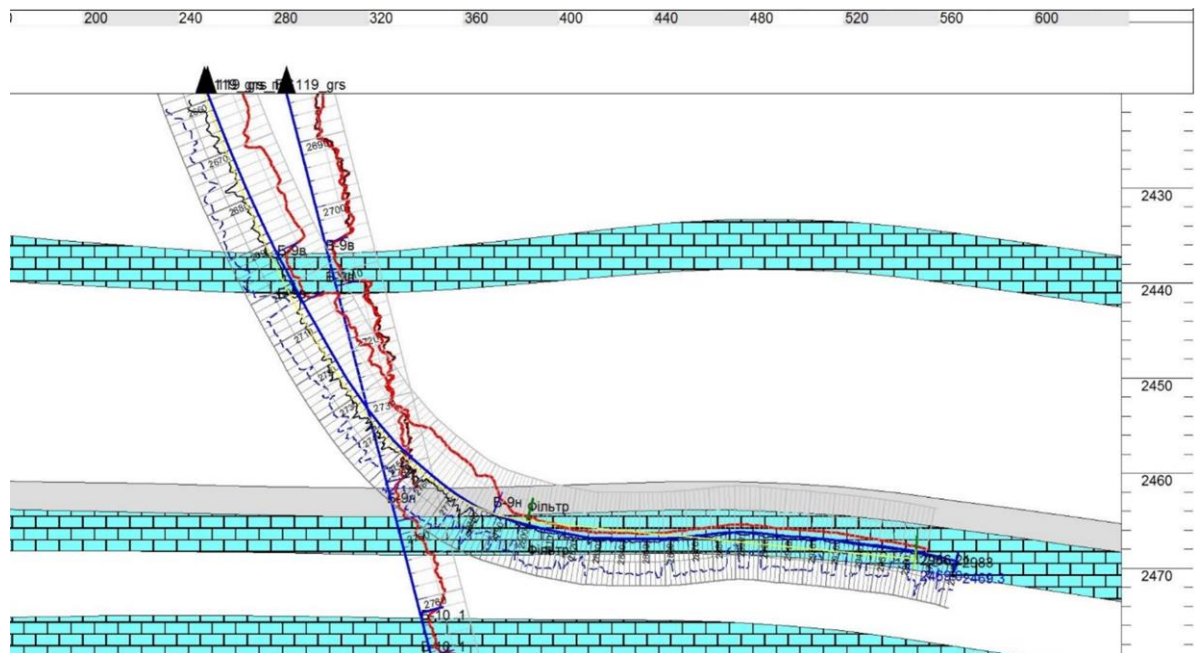


Рисунок 7 – Горизонтальна ділянка свердловини № 119Г

Структурно-тектонічну модель за результатами розкриття цільового пласта було підтверджено з точністю до 0,7 м по вертикалі. В результаті довжину горизонтальної ділянки в цільовому пласті вдалося збільшити до 196 м (рис. 7), що становить 119 % відносно її проектної довжини.

Реалізація доволі складного профілю свердловини та підтвердження прогнозних параметрів структурної моделі свідчать про високий рівень кваліфікації фахівців всього геологічного та бурового напрямків ПАТ "Укрнафта".

Середня механічна швидкість буріння свердловини № 119Г становила 2,85 м/год.

Доволі важливим чинником реалізації проекту буріння горизонтальної свердловини є використання спеціальних БПР. Використання БПР для буріння похило-спрямованої та горизонтальної ділянки повинно передбачати врахування таких додаткових факторів, як зниження стійкості пристовбурового масиву гірських порід, ускладнення руху бурильної колони за рахунок диференційних прихоплень та осипань порід, інтенсивного зашлямування сверд-

Таблиця 2 – Параметри БПР

Параметри розчину	Проектні значення	Фактичні значення при вибої			
		2405м	2680 м	2868м	2984 м
Густина, кг/м ³	1180 – 1200	1170	1195	1190	1200
Умовна в'язкість (воронка Марша), с	65 – 100	115	90	88	65
СНЗ (GEL) через 10с/1хв/10хв, дПа (Ofite 800)	30 – 45/– /50 – 120	76/86/96	49/67/76	57/72/96	43/57/74
Показник фільтрації АНІ за 30 хв, см ³	≤5	3,7	3,0	2,8	3,0
Товщина фільтраційної кірки, мм	≤1	Плівка	плівка	плівка	плівка
Коефіцієнт тертя кірки	–	0,0524	0,03	0,0568	0,07
Водневий показник розчину, рН	8,5 – 10,5	10,75	10,59	10,35	10,5
Загальна мінералізація, %	–	9,05	8,91	10,25	9,4
Концентрація іонів кальцію, мг/л	–	100,4	200	150	200
Концентрація іонів магнію, мг/л	–	0	0	60	0
Вміст колоїдної фази, % / МВТ кг/м ³	≤20	0,016/0,35	0,51/11	0,23/4,97	0,23/4,97
Концентрація карбонатних іонів CO ₃ ²⁻ , мг/л	–	480	640	840	500
Концентрація бікарбонатних іонів HCO ₃ ⁻ , мг/л	–	488	2164	6466	6938
Вміст змащувальної домішки, %	≥2	1,5	2,0	2,0	2,0
Вміст піску, %	≤1	0,2	0,3	0,6	0,6
Вміст хлориду калію, %	5 – 10	7,6	7,4	10,2	9,2
Пластична в'язкість, (t °C 20/70), мПа·с	15 – 30	28/18	20/17	34/18	17/15
Динамічна напруга зсуву, (t °C 20/70), дПа	80 – 160	249/163	192/143	240/144	168/138
3RPM (t °C 20/70)	≥10/–	16/10	14/8	12/9	11/9
6 RPM (t °C 20/70)	–	19/12	17/10	14/11	12/11
LSYP (t °C 20/70)	–	13/8	11/7	10/7	10/7
Показник стабільності, кг/м ³	–	0	0	0	0
Показник седиментації, %	–	0	0	0	0
Вміст твердої фази по реторті, %	–	10	12	10	12
Показник нелінійності (t °C 20/70)	–	0,4/0,396	0,45/0,4	0,45/0,425	0,4/0,4
Міра консистенції, Па·с ⁿ	–	3,2/2,04	2,1/1,8	2,08/1,73	1,9/1,5

ловини та виникнення жолобних виробок. При цьому склад та параметри БПР повинні мінімізувати негативний вплив на колекторські властивості продуктивних горизонтів. Запобігти впливу різних типів ускладнень у процесі буріння можна тільки впровадженням високо-ефективних БПР.

Буріння свердловини № 119Г проведено в умовах потенційних ризиків ускладнень, що пов'язані з порушення цілісності стовбура та наявністю високопроникних горизонтів, здатних до інтенсивних поглинань.

Основними критеріями вибору рецептури БПР при бурінні свердловини № 119Г були:

- забезпечення екологічної безпеки під час буріння;
- утримання стабільності стінок свердловини;
- створення доброї виносної здатності розчину;

– попередження прихоплень, затягнень і посадок в інтервалах залягання проникаючих порід;

– забезпечення максимально можливої швидкості проходки;

– сприяння якісному кріпленню свердловини;

– забезпечення високого коефіцієнта відновлення проникності.

Для буріння свердловини використано БПР FLO-THRU, параметри якої наведено в табл. 2.

Контрольні тестування проб БПР в ПАТ "Укрнафта" підтвердили, що дана система характеризується необхідними фільтраційними, триботехнічними та структурно-реологічними показниками. Одержані значення 3 RPM/6 RPM та LSYP також підтверджують високу виносну здатність БПР.

Таблиця 3 – Характеристика досліджуваного кернового матеріалу

Номер керна	Діаметр, см	Довжина, см	Об'єм, см ³	Пористість, %	Проникність ×10 ⁻³ , мкм ²
06	2,8	5,04	31	9,75	13,65

Крім того, проведено дослідження з визначення впливу БПР FLO-THRU при вибої свердловини 2945 м на зміну проникності порід-колекторів (табл. 3).

Тестування проведено у змодельованих термобаричних умовах:

- тиск гідравлічного обтискування керна – 10 МПа;
- температура робочої зони – 70 °С;
- перепад робочого тиску на керні – 0,9 МПа.

БПР прокачували через керн впродовж 3 год. Об'єм фільтрату при цьому склав 3,2 см³. Кірка, намита на робочому торці керна, полімерна, середньої щільності, товщиною 1 мм.

Відновлення проникності керна було рівне 94 % після прокачування 30 порових об'ємів вуглеводневої рідини протягом 34,7 хв. Швидкість фільтрації коливалась в межах значення від 0,075 см/с до 0,073 см/с. За результатами досліджень встановлено, що застосовувана БПР Flo-Thru не спричиняє негативного впливу на фільтраційно-ємнісні характеристики колекторів.

Завдяки оптимально спроектованим значенням структурно-реологічних та триботехнічних властивостей, високим інгібуючим та мінімальним фільтраційним властивостям використання даної системи БПР дозволило ефективно провести буріння горизонтальної ділянки.

Досягненню високих результатів із буріння свердловин сприяє дотриманню принципу "тандему технологій", який базується на технологічних заходах, що забезпечують тісний ланцюговий зв'язок між різними етапами споруджування свердловин (БПР – цементування свердловин, БПР – освоєння свердловин), інженерної взаємодії між перехідними етапами (наприклад, підготовка відповідальним інженером параметрів БПР, оптимальних для проведення спуску обсадної колони та цементування). При споруджуванні свердловин в ПАТ "Укрнафта" багаторічно дотримуються інноваційного принципу "тандему технологій". Успішне споруджування свердловин, при дотриманні даного принципу на практиці, реалізовано завдяки наявності сучасної наукової бази для оцінки та пошуку хімічних реагентів та матеріалів; їх тестувань за складеним алгоритмом в зазначених умовах та в індивідуальних системах, що можуть бути поєднані

та проводити взаємодоповнюючу та підсилюючу дію; наявності висококваліфікованого інженерно-технічного персоналу з багаторічним досвідом споруджування свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

Забезпечити якісне розмежування продуктивних горизонтів та провести надійне ізолювання заколонного простору можна тільки за умови використання розширених стабілізованих тампонажних матеріалів. Застосування таких систем є обов'язковим у світовій практиці цементування свердловин у складних умовах, оскільки вони сприяють збереженню колекторських властивостей продуктивних пластів, скороченню витрат на освоєння свердловин та дозволяють уникнути передчасного схоплення тампонажного розчину завдяки відфільтруванню рідини замішування.

Перевагою стабілізованих систем є відсутність водовідділення і мінімальна водовіддача, висока міцність та седиментаційна стійкість.

Одним із важливих резервів покращення міцнісних характеристик цементного каменю та підвищенню його стійкості до агресивного середовища є зменшення міжзернової та капілярної пористості каменю та поглиблення процесів гідратації [11]. Зменшення водосумішевого відношення також сприяє формуванню більш щільної структури каменя.

Необхідно відмітити, що оптимізувати протікання реакцій гідратації та збільшення їх швидкості можна зменшенням розміру частинок в'язучого до мінімально можливих. Зі збільшенням питомої поверхні тампонажного матеріалу константа швидкості реакції зростає обернено пропорційно квадрату радіуса частинок. Зростання дисперсності тампонажних сумішей сприяє збільшенню хімічно-активної поверхні матеріалу, і це дозволяє вивільнити частини внутрішньої енергії речовини, що потім реалізується в фізичних і хімічних перетвореннях [11]. При цьому необхідно враховувати вплив термобаричних умов на процес структуроутворення та його керованість в умовах свердловини. Тонина помелу, складові модифікатори та їх вміст, урахування вищесказаного повинно проєктуватись під конкретну свердловину.

Тампонажні матеріали на базі композиційних цементів під час гідратації забезпечують формування термодинамічно-стійких сполук

уже на перших стадіях процесу тверднення, що забезпечує високу щільність і герметичність цементного каменю. Саме такі сполуки з добрими кристалоутворюючими властивостями є основою для отримання цементного каменю з низькою проникністю та високою міцністю як при вигині, так і стисканні [12].

Використання тампонажних матеріалів на базі композиційних цементів із модифікаторами поліфункціональної дії (регулювання седиментаційної стійкості та стабільності, підвищення пружно-деформаційних властивостей, оптимізація реологічних показників) дають змогу як оперативно керувати технологічними властивостями тампонажних матеріалів (за рахунок зміни водосумішевого відношення чи кількості сповільнювача тужавіння), так і забезпечити структурний синтез каменю на мікрорівні з високими фізико-механічними та експлуатаційними властивостями цементного каменю та ізоляційного кільця на його основі.

Вміст армувальних волокон різного генезису у композиції матеріалу формує тісний зв'язок зі структуроутворюючою функцією матриці каменю на ранній стадії тверднення. Спершу відбувається прискорення коагуляційних процесів, а потім – кристалізаційних в каркасі композиту, що обумовлено поверхневими явищами на межі розділу фаз. Фізико-хімічна взаємодія складових системи поблизу поверхні армуючих домішок порівняно із загальним об'ємом у короткі терміни в системі утворюють фіброцементний каркас, що має підвищені міцнісні характеристики. Крім того, в деяких ділянках, які можна вважати еквівалентом центрів зародження і росту кристалів, формується зчеплення матриці цементного в'язучого з армуючим волокном. Продуктами гідратації навколо волокон є гідрати силікатів кальцію і портландит. Ділянка контакту між армуючою складовою і матрицею каменю характеризується відсутністю тріщин.

Такі системи призводять до формування щільного, однорідного за фізико-механічними властивостями ізоляційного екрану, з високими адгезією та стійкістю до агресивного впливу флюїдів, низькими проникністю та крихкістю каменю.

Запроектований склад тампонажних систем з пластифікуючими добавками та добавками-стабілізаторами для зв'язування вільної води сприяє оптимізації їх реологічних характеристик. А для цементного каменю – підвищення адгезійних властивостей і зниження проникності, оскільки відбувається екранування та перекриття капілярних пор.

Для свердловини №119 Г першу секцію експлуатаційної колони спущено в інтервалі 2984–1906 м (фільтрова частина 146 мм колони в інтервалі 2984–2792 м). Перехід діаметрів 168 × 146 мм на глибині 2306 м. Цементування даної секції проведено в інтервалі 2792–1906 м двопорційним тампонажним розчином з диференційованими термінами схоплення на основі композиційного цементу розширною тампонажною сумішшю з пониженою водовіддачею YNG-Cem-EA100LF та із застосуванням стабілізованої буферної суміші YNG-Cem-DSM.

Для надійного розмежування технологічних рідин застосовано буферну рідину на основі YNG-Cem-DSM, що характеризується покращеними технологічними показниками: підвищеною розділяючою, відмиваючою та виносною здатністю.

Буферна суміш YNG-Cem-DSM завдяки оптимальному дизайну та дотриманню принципу "тандему технологій" забезпечує:

- надійне розмежування БПР і тампонажного розчину;
- не впливає на час загуснення і терміни схоплення тампонажних розчинів;
- має понижено фільтратовіддачу, що забезпечує стабільність її властивостей;
- має підвищену термостійкість (до 150 °С) та не викликає коагуляцію бурового і тампонажного розчинів у вказаному інтервалі температур;
- не викликає корозію обсадних колон у випадку, коли вона залишається у затрубному просторі;
- не спричиняє негативного впливу на продуктивні пласти;
- легко видаляється тампонажним розчином;
- приготування буферної рідини в промислових умовах є технологічно зручним.

Підбір рецептур тампонажного розчину для першої секції експлуатаційної колони проведено згідно з графіками термобаричних умов цементування 146 × 168 мм експлуатаційної колони (рис. 8, рис.9).

На основі проведених досліджень розроблено рецептури тампонажних розчинів (ТР), що відповідають умовам цементування 146 × 168 мм експлуатаційної колони у свердловині 119Г-Великобубнівська, результати підбору рецептур наведено у таблиці 4.

Технологічний процес цементування (після спуску колони) передбачав активацію пакермуфти МСЦГМ-146, що використовується для розмежування фільтрової та цементованої час-

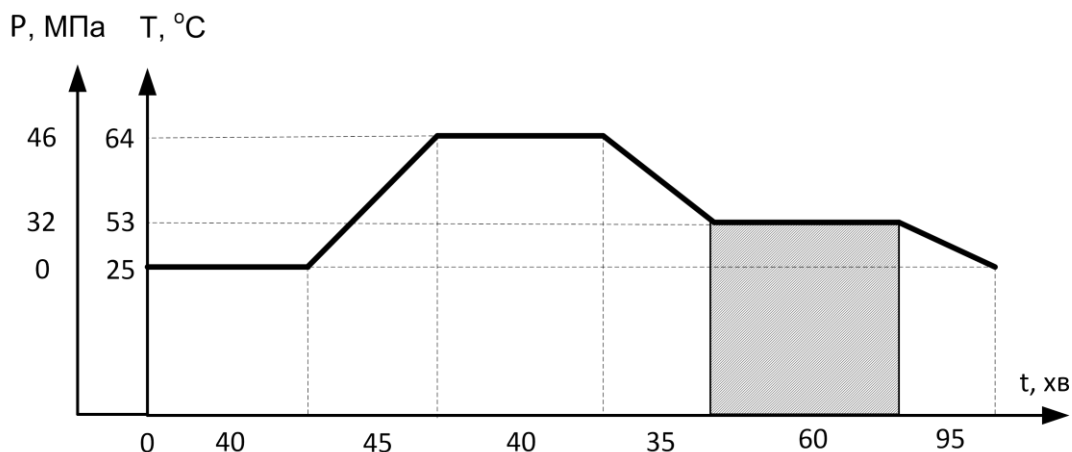


Рисунок 8 – Графік термобаричних і технологічних умов випробувань першої порції тампонажного розчину на основі YNG-Cem-EA100LF

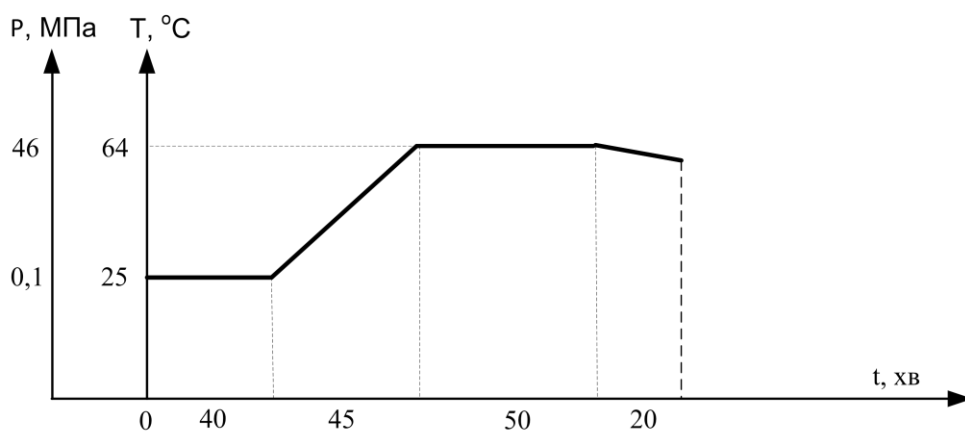


Рисунок 9 – Графік термобаричних і технологічних умов випробувань другої порції тампонажного розчину на основі YNG-Cem-EA100LF

тин експлуатаційної колони. Приготовлено буферний розчин і ТР. Відповідно до гідравлічної програми ПАТ "Укрнафта" закачано перший буфер – 5,5 м³ густиною 1550 кг/м³, першу порцію ТР – 12,5 м³ густиною 1820 кг/м³, другу порцію ТР – 11,8 м³ густиною 1830 кг/м³, рідину протискування (другий буфер – 2 м³ густиною 1000 кг/м³ + буровий розчин – 10,8 м³ + третій буфер – 4,2 м³ густиною 1000 кг/м³ + буровий розчин – 0,7 м³), сходження пробок P = 10,5 МПа, закачування бурового розчину – 17,4 м³, отримано сигнал "СТОП". Тиск при закачуванні – 20 – 10 ат, кінцевий тиск – 90 ат, тиск "СТОП" – 140 ат. Плавним підняттям тиску до 190 ат закрито "вікна" пакер-муфти. За результатами опресувань тиском 14,0 МПа – колона герметична. В подальшому тиском 14,0 МПа відкрито циркуляційні отвори та проведено змивання залишків тампонажного розчину першої секції. Після ОТЦ проведено кріплення верхньої секції. Порушень технологічного процесу під час кріплення свердловини не зафіксовано.

Оцінка якості цементування обсадної колони за результатами геофізичних досліджень (АКЦ) є задовільною.

За результатами освоєння дебіт свердловини (при замірі через ємність) становив близько 73 т/д, через трубний простір при штуцері діаметром 4 мм, а в експлуатацію свердловину було введено з дебітом 119 т/д.

Необхідно відмітити, що основні чинники досягнення поставлених цілей при бурінні горизонтальної ділянки свердловини № 119 Г полягали в наступному:

- ефективне планування процесу буріння та залучення провідних сервісних компаній;
- висококваліфікована командна робота усіх геологів, буровиків та розробників;
- постійний моніторинг, своєчасне та фахове корегування технологій ведення робіт з урахуванням зміни гірничо-геологічних умов буріння.

Таблиця 4 – Результати дослідження рецептур тампонажного розчину для цементування нижньої секції 146 × 168 мм експлуатаційної колони у свердловині 119Г-Великобубнівська

Тип ТМ, інтервал розташування	Склад тампонажного розчину, масова частка						Розчинність тампонаж- ного розчину, г/см ³	Розчинність тампонаж- ного розчину, мм	Умови досліджень		Час загуснення, год-хв	Мішність каменю при вигині (24 год), МПа	Масова частка доважки на 1 м ³ , кг	Примітки	
	кількість ТМ	домішка		вода		температура, °С			тиск, МПа	Строки схоплення, год-хв					
		назва	кількість	густина, г/см ³	pH					кількість					початок
Буферна суміш YNG-Cem-DSM	100	НТФК	1,07	1,0	7,9	7,5	230	20	0,1	-	-	1,43	вихід розчину – 1,11 м ³ /т; водовідділення – 0 мл; водовіддача – 59 см ³ /30 хв; титр для 50 мл – 4,9 мл 0,2 норм NaOH		
YNG-Cem- EA100-LF 1 порція (1905 – 2370 м)	100	НТФК	0,07	1,0	7,9	49	250	64/ 53*	46,0	10-00	10-30	1,43	вихід розчину – 0,81 м ³ /т; водовідділення – 0 мл; водовіддача – 22 см ³ /30хв; розширення – 1,0 %; титр для 50 мл – 4,9 мл 0,2 норм NaOH		
YNG -Cem- EA100-LF 2 порція (2370 – 2792 м)	100	НТФК	0,048	1,0	7,9	45	240	64/ 73**	46,0	4-15	4-30	1,07	вихід розчину – 0,76 м ³ /т; водовідділення – 0 мл; водовіддача – 9 см ³ /30 хв; розширення – 1,5 %; титр для 50 мл – 3,3 мл 0,2 норм NaOH		

Примітка:

53* – статична температура в зоні розташування стикувального пристрою;
73** – статична температура в зоні розташування пакер-муфти.

Успішно проведені роботи на свердловині 119 Г-Великобубнівська дозволяють розглянути перспективу буріння як нових свердловин на даному родовищі, так і бокових стовбурів із уже існуючих, а також підтверджують ефективність споруджування горизонтальних свердловин для підвищення видобутку вуглеводнів загалом.

Висновки

1. Практика цифровізації ресурсної бази ПАТ "Укрнафта" та побудови цифрових моделей родовищ дозволила, а також забезпечить в майбутньому, прийняття ефективних рішень щодо подальшої дорозвідки та розробки родовищ як з питань прогнозування видобутку вуглеводнів, так і планування буріння свердловин. За результатами споруджування свердловини 119Г-Великобубнівська структурно-тектонічна модель розкриття цільового пласта була підтверджена з точністю до 0,7 м по вертикалі, що підтверджує досконалість структурно-тектонічних побудов та висококваліфікований кадровий потенціал інженерів напряму геологічного та гідродинамічного моделювання.

2. Впровадження передових технологічних рішень та сучасних технічних засобів сприяють швидкому споруджуванню свердловин у складних гірничо-геологічних умовах.

3. Оптимально спроектовані та впроваджені значення структурно-реологічних та триботехнічних властивостей БПР, високі інгібуючі та мінімальні фільтраційні властивості забезпечують безаварійне поглиблення свердловини і створюють передумови для якісного первинного розкриття продуктивних горизонтів.

4. Впровадження інноваційних тампонажних систем на базі композиційного цементу і стабілізованих буферних сумішей забезпечують успішне кріплення та надійне розмежування горизонтів.

5. Результати буріння горизонтальних свердловин підтверджують високу фахову кваліфікацію геофізиків, геологів, розробників, буровиків ПАТ "Укрнафта", а також сервісних компаній, та акцентують на можливості нарощування видобутку вуглеводнів на діючих ліцензійних ділянках.

Література

1. Кунцяк Я.В., Кунцяк Р.Я. Експериментальні та промислові дослідження і прогнозування стійкості стовбурів горизонтальних свердловин у нестійких породах. *Розвідка і розроб-*

ка нафтових і газових родовищ. 2011. № 1 (38). С.62 – 68.

2. Коцкулич Я.С., Ставичний Є.М., Пятківський С.А., Коцкулич Є.Я. Застосування електробурів при спорудженні похило-скерованих свердловин. *Прикарпатський вісник НТШ.* Число. 2013. No 1(21). С.138 – 148.

3. Карпенко О., Михайлов В., Карпенко І. До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ. *Вісник Київського національного університету імені Тараса Шевченка.* 2015. №1(68). С.49 – 54.

4. Палий А.С., Тивончук С.П., Филатов В.Ю. Результаты геолого-гидродинамического моделирования и мониторинга бурения горизонтальной скважины. *GEOPETROL-2006. Zakopane, 18–21.09.2006: Recovery of Oil and Gas and Sustained Economical Development: Wydanie konferencyjne.* Krakow, 2006. С. 639–646.

5. Прокопів В.Й., Тивончук С.П., Придчина О.М., Ковалюк Н.В. Досвід проектування та застосування горизонтального розкриття покладів вуглеводнів. *Нафтова і газова промисловість.* 2008. № 6. С. 20–23.

6. Тивончук С.П. Проектування та геолого-геофізичний супровід у режимі реального часу буріння горизонтальної свердловини № 700 Мильківського родовища. *Проблеми нафтогазової промисловості.* 2009. Вип. 7. С. 60–66.

7. Прокопів В.Й., Тивончук С.П. Досвід геонавігації та перспективи застосування горизонтального розкриття нафтогазоносних пластів в умовах складчастих споруд Передкарпатського прогину. *Нафтогазова галузь України.* 2017. № 1. С. 7–10.

8. Прокопів В.Й., Тивончук С.П. Збільшення обсягів видобутку нафти і газу за рахунок буріння горизонтальних свердловин на основі геологічного моделювання. *Нафтова і газова промисловість.* 2011. № 2. С. 27–28.

9. Прокопів В.Й., Кекух Д.А., Музичко Т.І., Тивончук С.П. Сучасні геологічні здобутки ПАТ "Укрнафта". *Нафтогазова галузь України.* 2018. № 2. С. 12–16.

10. Tyvonchuk S.P. Predicting of the Geometrical Behavior of Formations in Subsurface Based on the Analysis of LWD/MWD Data While Drilling Horizontal Wells. *SPE-208511-MS; Eastern Europe Subsurface Conference.* Kyiv, Ukraine. 23–24 November 2021.

11. Саницький М.А., Соболев Х.С., Марків Т.Є. Модифіковані композиційні цементы. Львів: Видавництво Львівської політехніки, 2010. 132 с.

12. Сенюшкович М.В., Тершак Б.А., Витвицький І.І., Марцінків О.Б. Спеціальні тампонажні системи. Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2022. 407с.

References

1. Kuntsiak Ya.V., Kuntsiak R.Ia. Eksperimentalni ta promyslovi doslidzhennia i prohnozuvannia stiikosti stovburiv horyzontalnykh sverdlovyh u nestiikykh porodakh. *Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch.* 2011. No 1 (38). P.62 – 68.[in Ukrainian]

2. Kotskulych Ya.S., Stavychnyi Ye.M., Piativskiy S.A., Kotskulych Ye.Ia. Zastosuvannia elektroburiv pry sporudzhenni pokhylo-skerovanykh sverdlovyh. *Prykarpatskyi visnyk NTSh.* Chyslo. 2013. No 1(21). P.138 – 148. [in Ukrainian]

3. Karpenko O., Mykhailov V., Karpenko I.Do prohnozu osvoiennia vuhlevodnykh resursiv skhidnoi chastyny DDZ. *Visnyk Kyivskoho natsionalnoho universytetu imeni Tarasa Shevchenka.* 2015. No 1(68). P. 49–54. [in Ukrainian]

4. Paliy A.S., Tyvonchuk S.P., Filatov V.Yu. Rezultaty geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniya i monitoringa bureniya gorizontallykh skvazhyni. *GEOPETROL-2006. Zakopane, 18–21.09.2006: Recovery of Oil and Gas and Sustained Economical Development: Wydanie konferencyjne.* Krakow, 2006. P. 639–646. [in Russian]

5. Prokopiv V.I., Tyvonchuk S.P., Prydachyna O.M., Kovaliuk N.V. Dosvid proektuvannia ta zastosuvannia horyzontalnoho rozkryttia pokladiv vuhlevodniv. *Naftova i hazova promyslovist.* 2008. No 6. P. 20–23. [in Ukrainian]

6. Tyvonchuk S.P. Proektuvannia ta heolohohofizychni suprovid u rezhymi realnoho chasu burinnia horyzontalnoi sverdlovyh No 700 Milkivskoho rodovyshcha. *Problemy naftohazovoi promyslovosti.* 2009. Vol. 7. P. 60–66. [in Ukrainian]

7. Prokopiv V.I., Tyvonchuk S.P. Dosvid heonavihatsii ta perspektyvy zastosuvannia horyzontalnoho rozkryttia naftohazonosnykh plastiv v umovakh skladchastykh sporud Peredkarpatskoho prohynu. *Naftohazova haluz Ukrainy.* 2017. No 1. P. 7–10. [in Ukrainian]

8. Prokopiv V.I., Tyvonchuk S.P. Zbilshennia obsiahiv vydobutku nafty i hazu za rakhunok burinnia horyzontalnykh sverdlovyh na osnovi heolohichnoho modeliuвання. *Naftova i hazova promyslovist.* 2011. No 2. P. 27–28. [in Ukrainian]

9. Prokopiv V.I., Kekukh D.A., Muzychko T.I., Tyvonchuk S.P. Suchasni heolohichni zdobutky PAT "Ukrnafta". *Naftohazova haluz Ukrainy.* 2018. No 2. P. 12–16. [in Ukrainian]

10. Tyvonchuk S.P. Predicting of the Geometrical Behavior of Formations in Subsurface Based on the Analysis of LWD/MWD Data While Drilling Horizontal Wells. *SPE-208511-MS; Eastern Europe Subsurface Conference.* Kyiv, Ukraine. 23–24 November 2021.

11. Sanytskyi M.A., Sobol Kh.S. , Markiv T.Ie. Modyfikovani kompozytsiini tsementy. Lviv: Vydavnytstvo Lvivskoi politekhniki, 2010. 132 p. [in Ukrainian]

12. Seniushkovych M.V., Tershak B.A., Vytvytskyi I.I., Martynkiv O.B. Spetsialni tamponazhni systemy. Ivano-Frankivsk: IFNTUNH, 2022. 407 p. [in Ukrainian]