

## ЗАСТОСУВАННЯ ДАНИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ ПРИ КОРЕЛЯЦІЇ ТА УТОЧНЕННІ БУДОВИ КОМИШНЯНСЬКОГО ГКР

**Лев Ємець**

*Львівський національний університет імені Івана Франка,  
вул. Грушевського, 4, Львів, Україна, 79005  
e-mail: Lev.emets11@gmail.com*

Збільшується відсоток буріння пошукових і пошуково-розвідувальних свердловин, навіть з урахуванням вивченості родовищ, що давно розробляються. Свердловини мають проектну глибину більше 6000 м. Це стало можливим завдяки проведеним роботам 3D-сейсміки, уточненим геологічним 3D-моделям родовищ, новітньому обладнанню, модернізованим буровим верстатами і покращенню якості проведення досліджень. Геолого-технологічні дослідження (ГТД) є невід'ємною частиною геофізичних досліджень свердловини (ГДС), що виконуються під час буріння свердловин. Їхня актуальність полягає у первинному розкритті геологічного розрізу й унікальності первинно відібраного матеріалу, який несе додаткову геологічну інформацію, що дає змогу отримати розуміння зіставлення розрізу із проектними даними, скорелювати геологічний розріз із сусідніми свердловинами, отримати уточнення в геологічних побудовах. Геолого-технологічні дослідження складається із двох блоків: геологічного та технологічного. Технологічний блок досліджень забезпечує реєстрацію багатьох технологічних параметрів буріння в режимі реального часу і визначає безпечні умови буріння та контролю стану свердловини на всіх етапах спорудження. Геологічний блок досліджень надає оперативну геологічну інформацію під час буріння.

Висвітлено актуальність сучасних геолого-технологічних досліджень під час буріння свердловин, визначення фільтраційно-ємнісних характеристик порід-колекторів у свердловинах, де, за даними промислово-геофізичних досліджень, виділено інтервали глибин з установленим насиченням і невизначеним характером насичення вуглеводнями, а також застосування даних у побудові кореляційних схем на пробурених свердловинах у комплексі з даними промислово-геофізичних досліджень. Комплексними методами виділені інтервали газонасичених товщ, приурочені до різних стратиграфічних підрозділів. Аналіз геолого-геохімічних даних, отриманих під час буріння свердловин, доповнює обґрунтування флюїдонасичення порід-колекторів, а коли методи промислово-геофізичних досліджень виконані не в повному комплексі і не дозволяють однозначно оцінити характер насичення, є єдиним аргументом для виділення перспективності горизонту.

*Ключові слова:* кореляція, свердловина, геофізичні дослідження свердловин, газонасичення, проби шламу, пластовий тиск, перфорація.

Комишнянське родовище розташоване на території Миргородського району Полтавської області України. Найближчі крупні населені пункти – районні центри – міста Миргород, Гадяч, Лохвиця. Вивчення геологічної будови Комишнянської групи родовищ вуглеводнів тісно пов'язане з дослідженнями суміжних із нею площ (Радченківська, Малосорочинська тощо) і розвитком поглядів на будову всієї Дніпровсько-Донецької западини, пізнанням регіональних закономірностей поширення колекторів, особливостей флюїдонасичення розрізу, виділенням генетичних типів пасток і покладів, що визначає спектр подальших геологорозвідувальних робіт на нафту і газ.

Вагома складова частина під час буріння нафтових та газових свердловин на Комишнянському газоконденсатному родовищі є кореляція фактичних геофізичних даних. Отримана інформація допомагає виділити однойменні пласти та простежити за їхніми межами в розрізах пробурених свердловин. Це дає змогу встановити послідовність залягання всіх пластів, простежити за зміною їхньої товщин, літологічного та фаціального складу, виявити наявність тектонічних порушень, характер контактів. Одержані під час кореляції дані використовуються для уточнення та корегування в побудові геологічних профілів, структурних карт. Кореляція проводиться за даними промислово-геофізичних досліджень і з урахуванням даних геолого-технологічних досліджень (далі – ГТД) [1–4]. Після виконання каротажних досліджень інтерпретаторами виділяються в розрізі свердловини передусім реперні пласти, які повинні чітко виділятися серед порід, що залягають вище і нижче, поширюватися по всій площі, тобто бути в більшості пробурених свердловин. Далі визначаються фільтраційно-ємнісні характеристики пластів-колекторів. Водночас комплексно використовуються дані ГТД, які доповнюють вирішення геологічних завдань.

У вирішенні геологічних завдань частково використовувалась загальна кореляція для зіставлення повних розрізів свердловин у межах родовища, що дає уявлення про геологічну будову всієї площі родовища, дозволяє виявити тектонічні порушення, зміну товщини, літологічного та фаціального складу окремих стратиграфічних горизонтів, і детальна кореляція – для зіставлення продуктивної частини розрізів пробурених свердловин із метою вивчення будови продуктивного пласта, одержання необхідних даних для визначення об'ємів покладу, наявності й оцінювання неоднорідності продуктивних пластів.

**Виділення не вирішених раніше частин загальної проблеми.** Значно зросла кількість свердловин з великим відходом від гирла свердловини та кутом нахилу. Часто відхід вибою свердловини від гирла становить 350–550 м, а іноді більше, кути нахилу похило-скерованої ділянки 24–45 градусів від вертикалі, за глибин свердловин 5 500–6 100 м. Значною проблемою, що виникає під час буріння, є проведення якісних геофізичних досліджень у свердловинах. Для повноти інформації, поряд зі стандартним комплексом геофізичних досліджень свердловини (далі – ГДС), часто застосовується комплекс ГДС міжнародного стандарту: Gamma Ray, Neutron Log, Photo Density Log, Micro Laterolog, Dual Laterolog, Borehole Navigation, Sonic Log, Array Induction Log, Dual Axis Caliper, MDT, FMI, NMR. Водночас у разі виконання досліджень у відкритій ділянці стовбура свердловини часто виникають ускладнення: недохід приладів до вибою, посадки вище необхідної глибини, виконання не повного комплексу досліджень і, як наслідок, отримання неповної інформації, що унеможливує якісну кореляцію пластів. Ще складнішим є проведення ГДС на бурильних трубах або через бурильний інструмент. Але це фактично єдиний спосіб доотримати геологічну інформацію по пробуреному інтервалу у свердловинах, де стандартне проведення каротажних робіт на кабелі ускладнене і виконано не в повному обсязі або не виконано. Тут важливим моментом у доповненні геологічною інформацією, а іноді і єдиними відомостями, є дані станцій ГТД. Завдання, що вирішуються під час таких досліджень: оперативне літолого-стратиграфічне розчленування розрізу; виявлення реперних горизонтів; визначення характеру насичення пластів-колекторів; контроль процесу випробування та визначення гідродинамічних і технологічних характеристик пластів для випробування об'єктів; оцінювання фільтраційно-ємнісних властивостей (далі – ФЄВ) пластів-колекторів; передача геологічної інформації в режимі реального часу; аналіз шламового і кернового матеріалу, відбір газових проб; кореляція горизонтів.

Усе це дає можливість отримати інформацію щодо розрізу свердловини, провести кореляцію, визначитись із глибиною добурювання, за необхідності, виділення реперних

горизонтів по шламу, насиченості вуглеводнями пластів-колекторів, пластовими тисками, а також вибрати інтервал перфорації.

**Мета** – аналіз геологічних досліджень, отриманих під час буріння свердловини за допомогою ГТД, що дозволяє вирішити низку геологічних завдань, наприклад декількох свердловин Комишнянського родовища. Важливість методу та його вплив на вибір інтервалів перфорації та збільшення видобутку вуглеводнів.

**Практичне значення.** Геологічний блок даних ГТД доповнює інформацію з ГДС, насамперед щодо виділення колекторів, оцінювання їх літотипу та характеру насичення, що є необхідним перед початком експлуатації свердловин. Використовуються для корегування інтервалів випробування свердловини, а іноді є основним аргументом для вибору інтервалу перфорації. Також дають можливість в онлайн-режимі виконувати кореляцію із сусідніми свердловинами, у процесі буріння, разом з основним комплексом ГДС, дають розуміння стратиграфічних прив'язок і часто є аргументом для коригування проектної глибини або взагалі буріння іншого стовбура свердловини. Увесь комплекс робіт доповнює загальну картину стану насиченості вуглеводнями розкритих розрізом пластів та є невід'ємним матеріалом під час проектування наступних свердловин загалом по родовищу й уточнення геологічного розрізу.

**Вирішення актуальних питань.** За результатами ГДС і їх випробування на Комишнянському родовищі встановлені продуктивні горизонти у візейському ярусі нижнього карбону. Вони залягають в інтервалі глибин 4 888–6 054 м. Важливими геологічними завданнями є дорозвідка відкладів нижнього карбону – верхнього та нижнього візейських ярусів, горизонти В-15 – В-24-26, корегування петрофізичної моделі.

Дані ГТД є первинними під час розкриття розрізу бурінням. Від коректності інтерпретації літологічного опису шламу, проведення люмінесцентно-бітумінологічного аналізу, опису керну, газового каротажу (коректність роботи хроматографа), прив'язки до глибини залежить достовірність даних і, як наслідок, правильність вибору перспективних об'єктів для вторинного випробування (перфорації).

Надалі, після проведення комплексу повноцінного ГДС, усі вищезазначені матеріали комплексуються та враховуються під час виділення пластів-колекторів по розрізу свердловини. Вони додають упевненості в коректності висновків, а іноді є єдиним джерелом інформації щодо перспективності розрізу, коли у свердловині у зв'язку з ускладненим стовбуром і аварійністю неможливо виконати повний комплекс ГДС, а за обмеженим неможливо однозначно визначитись.

У свердловині № 62, за результатами проведення заключного комплексу ГДС, виділених перспективних у нафтогазоносному відношенні пластів на проектній глибині не було виявлено.

Оскільки категорія свердловини розвідувальна, під час первинного розкриття пласту пісковика горизонту В-20 (відклади верхньовізейського під'ярусу) станцією геолого-технічного контролю зафіксовані геохімічні аномалії з підвищеним вмістом вуглеводневих газів до 0,24% щодо фонових значень 0,02–0,006%, що свідчить про його перспективність у нафтогазоносному відношенні. З метою уточнення характеру насичення відкладів візейського ярусу нижнього карбону виконали в експлуатаційній колоні імпульсний нейтрон-нейтронний метод каротажу міжнародного стандарту, за результатами якого також не було встановлено перспектив у даній свердловині, лише зважаючи на дані станції геолого-технічного контролю, а саме: на підвищені сумарні газопокази порівняно з фоновими значеннями, літологічний склад, результати люмінесцентно-бітумінологічного аналізу (далі – ЛБА), проведено кореляцію пластів і виконано перфорацію горизонту

В-20 в інтервалах: 6 387–6 390, 6 395–6 400 м, які літологічно представлені пісковиками (рис. 1). У процесі освоєння та досліджень свердловини на різних режимах (табл. 1) отримано промисловий приплив газу 47 тис. м<sup>3</sup>/добу.

Результати досліджень на різних діафрагмах:

Таблиця 1

### Результати досліджень на діафрагмах різного розміру

№	Ø діафрагми, мм	Р <sub>гр</sub> , атм	Р <sub>згр</sub> , атм	Дебіт газу, тис. м <sup>3</sup> /добу
1	4,0	122,5	137,0	36,9
2	5,0	106,4	123,0	47,3
3	зв. хід 4,0	128,5	139,0	39,3

Статичні тиски на усті свердловини: Р<sub>ст. тр</sub> = 252,4 атм, Р<sub>ст. зтр</sub> = 261,6 атм.

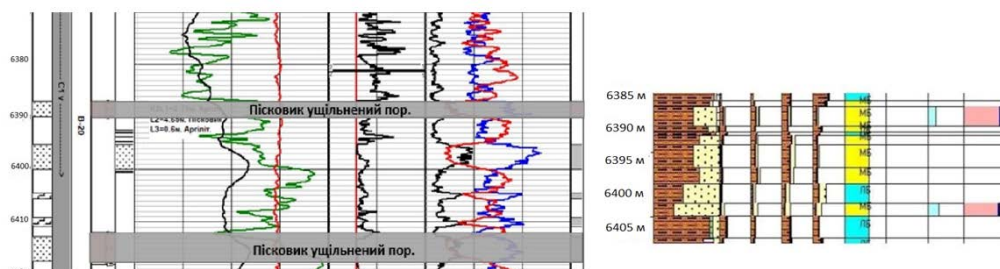


Рис. 1. Фрагмент комплексу ГДС та даних ГТД в інтервалі горизонту В-20

У свердловині № 61 виконання ГДС ускладнювалось готовністю стовбура свердловини (наявність звужень, випучувань глин, каверноутворень). Оскільки неодноразові спроби виконання цих досліджень не приносили результату, то оптимальним рішенням було виконання обмеженого комплексу ГДС за один спуск приладів на кабелі. Виконаний обмежений комплекс: стандартний каротаж, БК, ГК, кавернометрія (рис. 2), інклінометрія, і в обсадженому стовбурі ГК, ННК (гама-каротаж і нейтрон-нейтронний каротаж). Безперечно, для отримання повної картини щодо насиченості розрізу не вистачало акустичного, індукційного, мікробокового каротажу (далі – АК, ІК, МБК). Однак були виділені перспективні горизонти із зазначенням характеру насичення, об'єкти для перфорації за даними ГТД (рис. 3).

В інтервалах: 5729–5731 і 5735–5741 м, які за ГДС виділені як ущільнений пісок, було взято до уваги дані щодо шламу і ЛБА. За даними шламу тут виділяється маслянистий бітум і підвищення сумарних газопоказів. Тому, з метою збільшення інтервалу перфорацій (основний інтервал перфорації нижче по розрізу) та видобутку газу, ті дані було взято до уваги, інтервали додатково проперфоровані. Надалі у свердловині, що працює, було виконано запис гідродинамічних досліджень, як-от: термометрія, вологометрія (визначення притоку рідини), манометрія (визначення тиску), навпроти інтервалу ущільнених пісковиків, що водночас були проперфоровані з основним горизонтом, також спостерігалось поступлення газу, за даними термометрії. З даного інтервалу було отримано 70 тис. м<sup>3</sup>/добу.



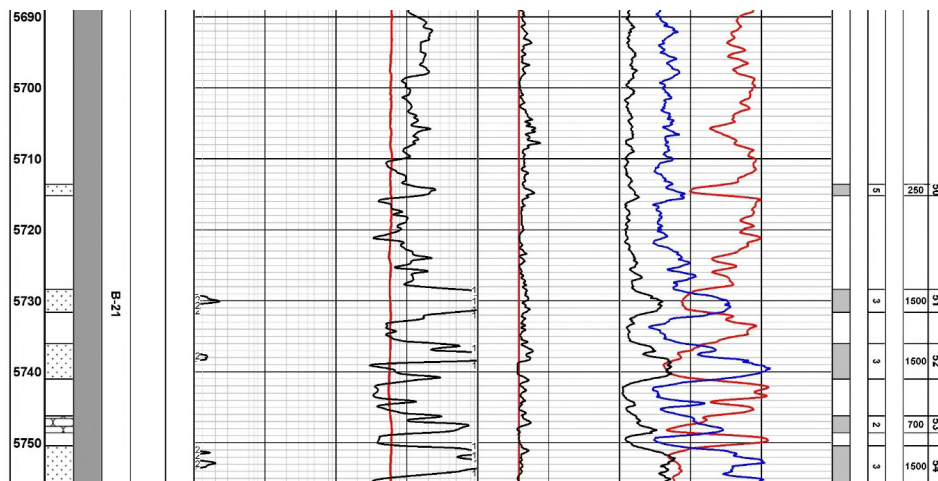


Рис. 2. Фрагмент зведеної діаграми за результатами каротажних досліджень

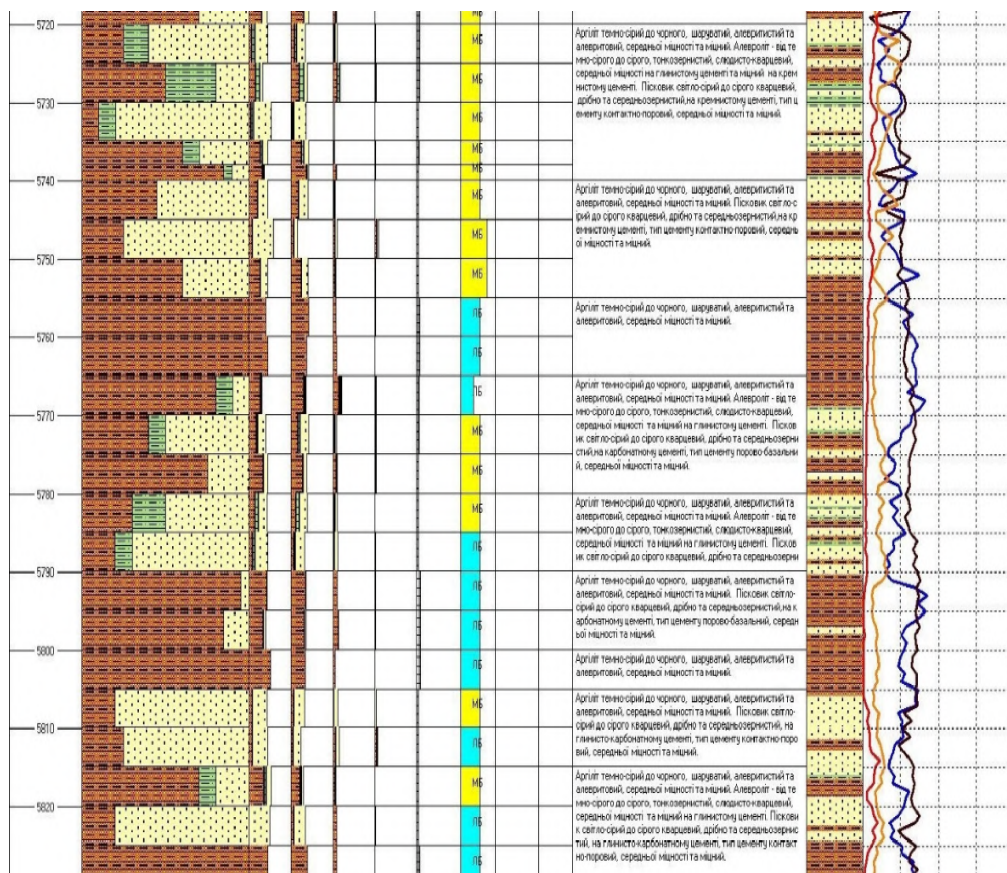


Рис. 3. Фрагмент зведеної діаграми станції ГТД комп'ютеризованої станції «Розріз-2» (CPIUC)

**Висновки та перспективи подальшого дослідження.** В умовах збільшення кількості буріння глибоких свердловин є необхідність ретельного підходу до вивчення геологічного розрізу під час первинного розкриття в бурінні. У разі відсутності повного комплексу каротажних досліджень, в умовах обмеженої інформативності, складності вибору інтервалів перфорації, обов'язково необхідно звертати увагу на покази станції ГТД. Важливо ретельно фіксувати інтервали підвищених сумарних газопоказів, зміни літологічного характеру породи, яка є потенційним колектором (пісковик, алевроліт, вапняк), ЛБА. Лише за комплексним аналізом усіх даних можна виділити потенційно насичені вуглеводнями інтервали. На основі досліджень, що доповнюють дані ГДС і з великою достовірністю, виділяються інтервали перфорації. Такий підхід приносить позитивний результат і збільшує видобуток газу. Кожна свердловина індивідуальна, навіть, здавалось би, на вивченому родовищі. Літологічні розрізи досить мінливі, не завжди присутні реперні горизонти, потужності не витримані. Для повноти геологічної інформації щодо свердловин необхідно збільшувати кількість інтервалів для відбору керну, покращувати якість виконання ГДС, приділяти більше уваги технологічним дослідженням, що входять у комплекс ГТД, оскільки якість стовбура свердловини безпосередньо є показником успішного ГДС.

#### СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Гаранін О.А. Поділ порід-колекторів на групи за даними комплексу петрофізичних і геофізичних вимірювань. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. № 4. С. 53.
2. КНД 41-00032626-00-334-2000. Підготовка свердловин до проведення геофізичних досліджень та робіт. Основні вимоги. Київ, 2000.
3. Семенцов Г.Н., Кузь Т.Я. Теоретичні основи методу контролю твердості порід при поглибленні свердловини. *Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ*. 2001. № 37 (6). С. 93–98.
4. Технологічний регламент по похило-спрямованому бурінню на площах Східної України. УкрНДІгаз, 1995.

#### REFERENCES

1. Haranin, O.A. (2014). Podil porid-kolektoriv na hrupy za danymy kompleksu petrofizychnykh i heofizychnykh vymiryuvan. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2014. № 4, p. 53.
2. KND 41-00032626-00-334-2000 (2000). Pidhotovka sverdlovyln do provedennia heofizychnykh doslidzhen ta robit. *Osnovni vymohy*. Kyiv.
3. Sementsov, H.N., Kuz, T.Ia. (2001). Teoretychni osnovy metodu kontroliu tverdosti porid pry pohlyblenni sverdlovylny. *Rozvidka i rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. Ivano-Frankivsk, № 37 (6), pp. 93–98.
4. Tekhnolohichnyi rehlament po pokhylo-spriamovanomu burinniu na ploshchakh Skhidnoi Ukrainy. UkrNDIgaz, 1995.

## APPLICATION OF GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL RESEARCH DATA TO CORRELATE AND CLARIFY THE STRUCTURE OF THE KAMYSHNYA FIELD

**Lev Yemets**

*Ivan Franko National University of Lviv,  
Hrushevsky str., 4, Lviv, Ukraine, 79005  
e-mail: Lev.emets11@gmail.com*

The share of new exploration and appraisal wells is growing. The wells have a design depth of more than 6 000 meters. This became possible due to 3D seismic surveys, refined 3D field models, the latest equipment, and modernized drilling rigs. Geological and technological studies are an important part of geophysical surveys performed during well drilling. Their relevance lies in the initial disclosure of the geological section and the uniqueness of the initially selected material, which carries a lot of geological information and allows to correlate the section with the design data, compare the geological section with neighboring wells, and obtain refinements in the designs. The mud logging consists of two blocks: geological and technological. The technological research block provides real-time registration of many technological parameters of drilling and determines safe drilling conditions and monitoring of the well condition at all stages of construction. The geological survey block provides operational geological information during drilling.

The relevance of modern geological-technological research in drilling wells is highlighted, the filtration-capacitance characteristics of reservoir rocks in wells are established, where, according to geophysical logging, intervals with established saturation and the uncertain nature of hydrocarbon saturation are issued and the data are used in the construction of correlation schemes on wells. Complex methods of selection of intervals of gas-saturated strata confined to different stratigraphic layers. The analysis of geological-geochemical data obtained during well drilling complements the justification of fluid saturation of reservoir rocks, and in the case when the methods of geophysical research are not performed in a complete complex and do not allow an unambiguous assessment of the nature of saturation, it is the only argument for obtaining the production zones.

*Key words:* correlation, well, mud logging, geophysical logging, gas saturation, drilling mud samples, reservoir pressure, perforation.