

УДК 553.93/9'3.3/'9

С. С. ДУМЕНКО, аспірант Національного гірничого університету, головний геолог (ТОВ "Карбона Енерго"),
В. Ф. ПРИХОДЧЕНКО, д-р геол. наук, професор, завідувач кафедри геології та розвідки родовищ корисних копалин (Національний гірничий університет),
А. М. КРИШТАЛЬ, заступник директора (ТОВ "Єврогаз Україна")

ПЕРСПЕКТИВИ ВИДОБУТКУ ГАЗУ-МЕТАНУ ВУГІЛЬНИХ РОДОВИЩ В ОЦІНЦІ ГЕОЛОГО-ГЕОФІЗИЧНОЇ ІНФОРМАЦІЇ ВУГЛЕРОЗВІДУВАЛЬНИХ СВЕРДЛОВИН

Вугленосний розріз Донецького басейну володіє значним потенціалом для налагодження промислового видобутку метану. Успішне його використання має як екологічне, соціально-економічне, так і загальнополітичне значення. У процесі вивчення способів досягнення позитивних результатів важливо зменшити затрати на першочергові роботи. Одним з важелів впливу на вартість робіт є комплексне використання наявної геолого-геофізичної інформації розвідувальних робіт на вугілля, отриманої в минулі роки.

The coal-bearing strata of the Donetsk Basin have huge potential for industrial production of methane. Successful development would have ecological, social, economic and political importance. In order to achieve the best potential outcomes it is important to minimize the cost of the pilot exploration works. One of the ways to reduce the cost of initial exploration development is to use exciting geological and geophysical information from historic coal exploration.

Розробка методики вилучення природного газу з вугленосної товщі Донбасу є пріоритетним напрямом у розвитку газової та вугільної галузей України. Під час аналізу результатів усіх геолого-розвідувальних робіт, проведених на території Донбасу, не викликає сумнівів той факт, що територія басейну є дуже перспективною з погляду промислового видобутку метану. Величезні об'єми цього газу щорічно потрапляють в атмосферу в процесі проходки шахт і дегазації шахтних полів. Понад 50 тис. дегазаційних і розвідувальних свердловин, пробурених за часів Радянського Союзу, підтвердили присутність метану в тій чи іншій кількості на всій території Донецького басейну. У зв'язку з цим, проектами, пов'язаними з започаткуванням видобутку газу на території Донецького басейну, цікавиться ціла низка компаній-операторів, серед яких є як українські, так

і іноземні. Однак жодній з цих компаній на сьогодні не вдалося досягти поставленої мети – масштабного промислового видобутку метану з вугільних пластів і вмісних порід території Донбасу та отримання прибутку від цього. "Успішні" свердловини, видобуток газу з яких можна вважати комерційним, приурочені до більш традиційних структур – антиклінальних пасток, що в процесі геологічної розвідки були виявлені в межах вугільного басейну та вміщують дуже малі поклади газу, що пов'язані з вмісними породами. Ці родовища характеризуються малими запасами газу (до 1 млрд м³) та низькими дебітами свердловин (10–20 тис. м³/добу). Великий вплив на формування такої негативної статистики зазвичай мають фільтраційні властивості газовмісних порід і підвищений уміст води в колекторах.

Це постає необхідність започаткування масштабного економічно обґрунтованого видобутку газу на

території Донбасу, і важливим аспектом у цьому є знаходження нових способів експлуатації менш газонасичених колекторів, малопотужних вугільних пластів та підвищення дебітів експлуатаційних свердловин.

Це питання не є новим. На вирішення цієї проблеми затрачено суттєві інтелектуальні та матеріальні ресурси. Постійно формуються нові ідеї та погляди на можливі способи досягнення успіху. Проводяться додаткові теоретичні й практичні роботи щодо вивчення проблеми та варіантів її вирішення. У цьому процесі – розвитку зазначеного ринку – беруть активну участь державні та приватні структури.

Відсутність позитивного результату протягом суттєвого періоду пояснюється цілою низкою чинників. Найвагомішими серед них є: складність історії геологічного розвитку басейну та, як наслідок, його геологічної будови й характеру газонасиченості; відсутність необхідних

технологій та обладнання, що зумовлює дефіцит спеціалістів з досвідом проведення подібних робіт у Донбасі або на території інших басейнів світу; недостатність фінансування проектів.

Причиною обмеженості можливостей державних організацій є відсутність фінансування пілотних проектів за рахунок бюджетних коштів, що унеможливує проведення необхідних робіт. Приватні компанії зі свого боку не завжди готові вкладати значні ресурси в роботи, пов'язані з високими ризиками. Це спричинене відсутністю доказів наявності великих локальних скупчень вуглеводнів у природних резервуарах-колекторах, адже для розрізу території Донбасу характернішим є перешарування порівняно малопотужних, мінливих за товщиною пластів порід з низькими фільтраційно-ємнісними властивостями.

Складна історія геологічного розвитку басейну насамперед зумовлює відсутність потужних витриманих пластів із задовільними фільтраційно-ємнісними властивостями, надійних регіональних покришок, складну тектонічну будову території. Усе це призвело до переважання нетрадиційних комбінованих типів пасток природного газу

З іншого боку, на сьогодні компанії різного рівня все більше цікавляться покладами газу складної будови. До цього їх спонукають високі ціни на газ та обмежена кількість родовищ традиційної простої будови. Так широко практикується видобуток нафти й газу зі щільних, майже непрониких товщ з використанням горизонтального буріння та проведення багатоступінчастого гідророзриву. Цей метод дає можливість збільшити приплив газу в 5–50 разів, тому він набув великої популярності в нафтогазовій галузі вже кілька десятиліть тому та інтенсивно розвивається.

Проведення подібних робіт є значно дорожчим за буріння класичних вертикальних свердловин і є рентабельним лише під час розробки великих скупчень вуглеводнів, де ризики неспішності буріння нових експлуатаційних свердловин зведені до мінімуму. Підвищені фінансові затрати необхідно враховувати в разі розрахунку економічних параметрів проекту. Об'ємна щільність запасів таких родовищ може бути невеликою, однак важливим критерієм є величина розсіяних запасів. Цільовими об'єктами можуть бути потужні товщі низькопроникних порід, що витримані на великих територіях та є регіонально газонасиченими. Класичними випадками застосування технології буріння похило спрямованих свердловин і багатоступінчастого гідророзриву є видобуток так званого "сланцевого" газу з потужних товщ аргілітів з високим умістом органічної речовини, видобуток нафти та газу зі щільних пісковиків (пористість 5–7 %, проникність $<0,1$ мД) і видобуток газу з потужних вугільних пластів, що сягнув промислових масштабів у США, Канаді, Австралії, Китаї та деяких інших країнах [4, 7].

Технології інтенсифікації під час видобутку газу мають свої особливості для кожної території та потребують різного підходу. Концепція залишається та сама, однак специфіка методики використання того чи іншого обладнання, склад і властивості технічних рідин, робочі тиски, тривалість проведення робіт та інше значно відрізняються на кожному родовищі та залежать від його характерних особливостей. За відсутності достатньої уваги до будь-якого параметра всі роботи піддаються ризику. Не буде винятком і Донецький басейн, де для отримання комерційних результатів необхідно провести не один десяток експе-

риментів і залучити передові технічні та інтелектуальні ресурси світу.

На цьому етапі робіт важливим залишається питання зменшення затрат на проведення таких досліджень та отримання результатів у найкоротші терміни. При цьому критичним є ідентифікація найперспективніших об'єктів, що будуть першочерговими для експериментального застосування нових методик. Отримання позитивних результатів на перших стадіях відіграє вирішальну роль, адже від початкових робіт буде залежати подальший розвиток галузі на території. У разі успіху в регіон у великій кількості надійдуть іноземні та вітчизняні інвестиції, а в разі невдачі потенційні інвестори підуть з цього ринку, відчувши необґрунтовані ризики подібних капіталовкладень.

У разі досягнення найбільшої економічної ефективності робіт зменшення затрат на підготовчі роботи відіграє важливу роль. Видобуток нафти й газу є однією з найдорожчих галузей у світі, а отримання геолого-геофізичної інформації становить чи не половину цих затрат. У разі Донбасу ці кошти вже було витрачено, а роботи проведено. Такі масштаби геологорозвідувальних робіт, як розвідка на вугілля в Донецькому басейні, має небагато родовищ

світу, а детальність вивчення території вражає закордонних експертів і сьогодні. Нам було передано в спадщину величезну кількість даних геолого-геофізичної інформації, а тому пріоритетним завданням на сьогодні є максимально ефективно її використати. Незважаючи на те, що проведені роботи були орієнтовані на вивчення вугленосності й результати цих робіт не завжди можуть бути повністю використані для оцінки газового потенціалу товщі, за коректного підходу існуючі дані дають достатню базу для виділення найперспективніших об'єктів, що дає можливість здешевити та спростити перший етап вивчення території й зацікавити у великих капіталовкладеннях у розвиток цієї галузі в регіоні.

Прикладом використання існуючої інформації вуглерозвідки для оцінки перспектив газонасиченості можуть слугувати матеріали, наведені нижче. Ми зібрали, переінтерпретували та узагальнили геолого-геофізичну інформацію минулих часів по площі в межах ділянки Лісовська-Північна Красноармійського ГПР (рис. 1).

Під час проведення робіт основна увага зверталася на те, що в умовах Донецького басейну, де розріз здебільшого складений перешаруванням малопотужних товщ пісковиків, алевролітів, ар-

гілітів, вапняків та вугілля, виділення потужних газонасичених товщ є складним завданням.

Основними параметрами, що є необхідними для промислового видобутку газу з вуглевмісних порід і можуть бути отримані на основі результатів вивчення вугленосності Донбасу, є достатня пористість і газонасиченість. Величина загальної пористості для економічно ефективного промислового видобутку газу має бути не меншою 5–7 % [7]. Крім певного впливу на проникність, цей параметр характеризує загальний об'єм порот у породі і відповідно відображає найбільшу можливу величину запасів газу на одиницю об'єму породи. Другим важливим параметром для обґрунтування економічної доцільності проведення промислового видобутку газу є газонасиченість, що характеризує заповненість цих пор у породі газом і також впливає на величину запасів газу в межах родовища. Коефіцієнт газонасиченості традиційних родовищ часто сягає 90 %, однак у разі родовищ газу в щільних пісковиках він може обмежуватися значеннями в 50–60 %, що підтверджено світовою практикою [2, 3, 5, 6].

Ураховуючи мінливість пластів порід у межах Донбасу, розглядалася також можливість об'єднання декількох газонасичених пластів

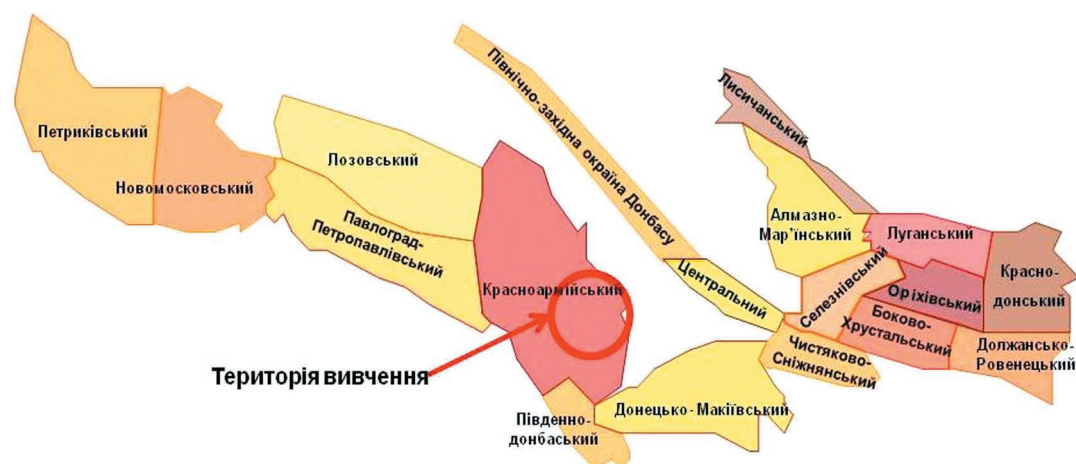


Рис. 1. Територія проведення робіт

однакового або різного літологічного складу в групі, які можна було б використовувати як єдиний експлуатаційний об'єкт, а можливо і як єдиний об'єкт для проведення інтенсифікації свердловини методом гідророзриву.

Для оцінки перспектив проведення комплексної експлуатації вугленосної товщі були проведені роботи з виділення регіонально газонасиченого потужного літологічного комплексу порід. Під час їх вибору необхідно звертати увагу на те, що в межах комплексу мають бути повністю відсутні водонасичені горизонти, що вміщують вільну воду. Наявність зв'язаної води в газоводонасичених пластах є дещо меншою проблемою, оскільки в щільних колекторах відносна проникність для газу й для води зазвичай добре сприяє видобувним компаніям. Однак присутність води в колекторах у будь-якому вигляді в разі зменшує можливість газу рухатись у поровому середовищі.

Для оцінки перспектив газонасиченості площі були проведені роботи щодо переінтерпретації каротажних діаграм по 18 свердловинах, пробурених на площі Лісовська-Північна.

Комплекс геофізичних досліджень, які проводилися на цій території за часів СРСР, орієнтувався на виділення й вивчення безпосередньо вугільних пластів, тому виникали певні труднощі з його застосуванням в оцінці газонасиченості вмісних порід. Отримані результати інтерпретації є найкращим варіантом визначення геологічних параметрів, які відповідають геолого-геофізичній інформації, отриманій у процесі історичної вугільної розвідки.

Для визначення коефіцієнта газонасичення використовувалася така інформація: петрофізичні залежності електричного опору пласта

від коефіцієнта пористості; визначені значення коефіцієнта пористості за даними методу акустичного каротажу; за даними методу гамма-каротажу визначено значення коефіцієнта глинистості, виділено границі пластів-колекторів.

Геофізична інформація, яка наведена на діаграмах, є достатньою для проведення якісного літологічного розчленування, що також є частиною результатів цієї роботи.

Основна увага приділялася виділенню пісковиків. Теригенні породи характеризуються значною глинистістю та присутністю карбонатації. Така характеристика розрізу зумовлює використання методу гамма-каротажу як основного методу для розподілу порід за літологією. Методи бокового та акустичного каротажу застосовувалися для корекції границь пластів пісковиків та визначення коефіцієнта пористості й газонасичення.

Результати переінтерпретації старих каротажних матеріалів було виведено у вигляді діаграм, де шукані параметри зображено у вигляді кривих залежності величини параметра від глибини. У сусідніх колонках наведено зміну геофізичних показників, що відповідають цьому інтервалу (рис. 2). Такий метод виведення результатів дає змогу чіткіше розуміти зміну характеристик вугленосної товщі з глибиною та ілюструє характер залежності коефіцієнтів пористості та газонасиченості від даних промислових геофізичних досліджень.

Отримані результати повторної інтерпретації даних ГДС по 18 свердловинах указують на цікаву особливість газонасиченості території досліджень. Коефіцієнт пористості коливається в широких межах і становить у середньому для пісковиків 7–12 %. Такі значення є низькими з погляду традиційних

родовищ газу, однак більш ніж достатніми для створення задовільних умов для накопичення промислових запасів газу в пісковиках.

Іншим важливим чинником є значення коефіцієнта газонасиченості цих пісковиків. За результатами проведеної переінтерпретації він становить 45–60 %, тобто 45–60 % порового простору насичені газом. Ці значення коефіцієнта газонасиченості є дуже низькими. Відносна проникність щільних пісковиків Донбасу, визначена за допомогою лабораторного аналізу взірців кернів, дає змогу припустити, що підземні гідрогазодинамічні умови території є задовільними для руху газу в таких щільних газоводонасичених колекторах. З іншого боку, варто пам'ятати, що отримати стабільний промисловий приплив газу у свердловину за таких умов є непростим завданням та потребує врахування характерних особливостей порід-колекторів і насичуючих флюїдів під час розробки методів інтенсифікації свердловин.

Можливість успіху проєктів у подібних геологічних умовах продемонстровано на родовищах світу [3, 5, 6], де роль щільності газонасичених порід у процесі фільтрації вуглеводневих газів через них у присутності значної кількості води була проілюстрована на практиці. На прикладі цих родовищ доведено, що в разі коефіцієнта газонасиченості в межах 50–60 % вуглеводневі гази є рухомими і за раціональної методики розробки подібні родовища мають комерційну цінність.

Отже, інтервали, виділені за результатами переінтерпретації, можна розглядати як перспективні щодо їх промислової газонасиченості. Отримані значення параметрів, що характеризують розріз досліджуваної площі, є неоднозначними, але все ж багатообіцяючими.

Додатковим незалежним методом підтвердження перспективності виділених горизонтів можна вважати збір інформації про газопрояви в процесі буріння цих свердловин та результати випробування пластів.

З цією метою, використовуючи наявну геолого-геофізичну інформацію по території досліджень, були зібрані та узагальнені такі дані. На зведену літолого-стратиграфічну колонку нанесено всі відомі газопрояви, що спостерігались у тому чи іншому вигляді в пробурених на території свердловинах. На основі проведеного аналізу можна виділити три перспективні інтервали порід у межах глибин, охоплених геологорозвідувальним бурінням на вугілля (рис. 3). Усього на площі досліджень проаналізовано 22 свердловини. Кількість свердловин, у яких були відзначені прояви газу та інтервали цих газопроявів, указано на рис. 3.

Першим і найперспективнішим інтервалом можна вважати інтервал L1–L5 загальною середньою потужністю близько 100 м, у межах якого за даними газового каротажу та випробувань у процесі буріння спостерігалися газопрояви. Інтервал представлений здебільшого щільними пісковиками, рідше алеволітами та аргілітами, і вміщує дев'ять вугільних пластів різної товщини.

Другим потенційним об'єктом може слугувати інтервал L6–L7 загальною середньою потужністю близько 40 м. У інтервалі спостерігалися газопрояви в низці свердловин, що свідчить про його підвищену газонасиченість у межах досліджуваної території та перспективність для подальшого вивчення. Складений він перешаруванням пісковиків та алеволітів, подекуди аргілітів. У межах інтервалу відомі два вугільні пласти завтовшки 0–0,7 та 0–1,0 м.

Як третій перспективний об'єкт було виділено інтервал М4–М5, товщина якого є дещо меншою й становить у середньому 30 м, проте його перспективність підвищує відносна літологічна однорідність порід у межах інтервалу з абсолютним переважанням щільних пісковиків. В інтервалі були зафіксовані численні газопрояви, а під час випробування в процесі буріння у двох свердловинах був отриманий невеликий приплив чистого газу.

Також перспективними варто вважати більш глибокозанурені відклади каменської світи, однак глибина вугільних свердловин не дає змоги дати обґрунтований висновок щодо їх газоносності.

Як видно з наведеного, інтервали, з якими пов'язані основні газопрояви в процесі буріння та випробування свердловин, добре збігаються з інтервалами, виділеними за результатами переінтерпретації каротажних діаграм.

Для доведення протяжності виділених об'єктів на території досліджень і задовільної незмінності коефіцієнта газонасиченості варто застосовувати кореляційні методи, що, як приклад, відображено на рис. 4.

Висновки

Продемонстровано можливість використання геолого-геофізичних даних, отриманих у процесі проведення геологорозвідувальних робіт на вугілля, для оцінки газоносності території та виділення найперспективні-

ших ділянок для проведення на них першочергових робіт щодо вивчення можливості промислового видобутку метану. Подібний підхід значно зменшує вартість геологорозвідувальних робіт на газ на початковій стадії та знижує ризик недостовірної оцінки території щодо її промислової газоносності.

Результати, отримані на невеликій площі в межах ділянки Лісовська–Північна, є загалом позитивними з погляду оцінки промислової газоносності. І хоча отримані дані вказують

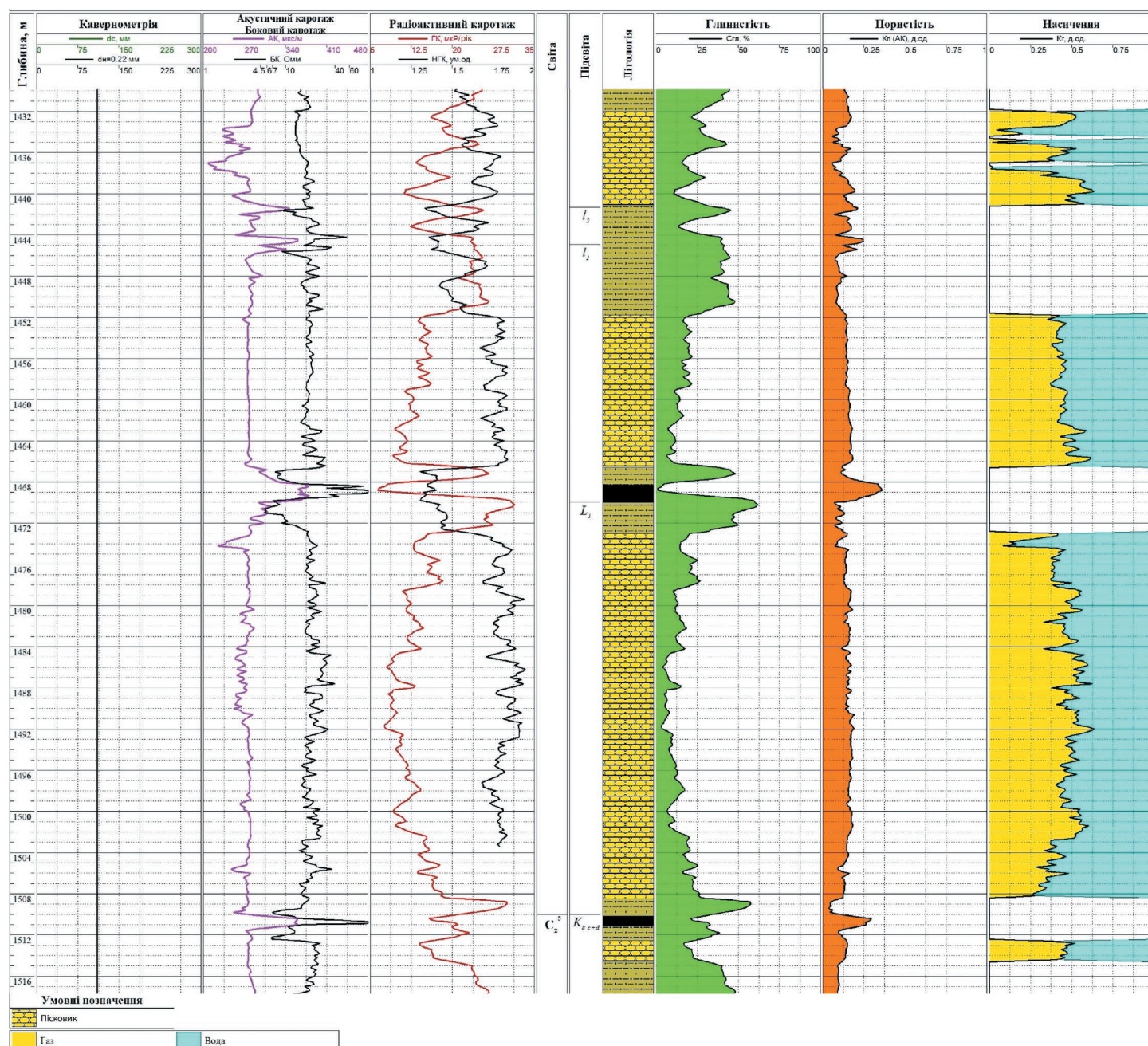


Рис. 2. Приклад результатів переінтерпретації даних промислових геофізичних досліджень у старих вуглерозвідувальних свердловинах

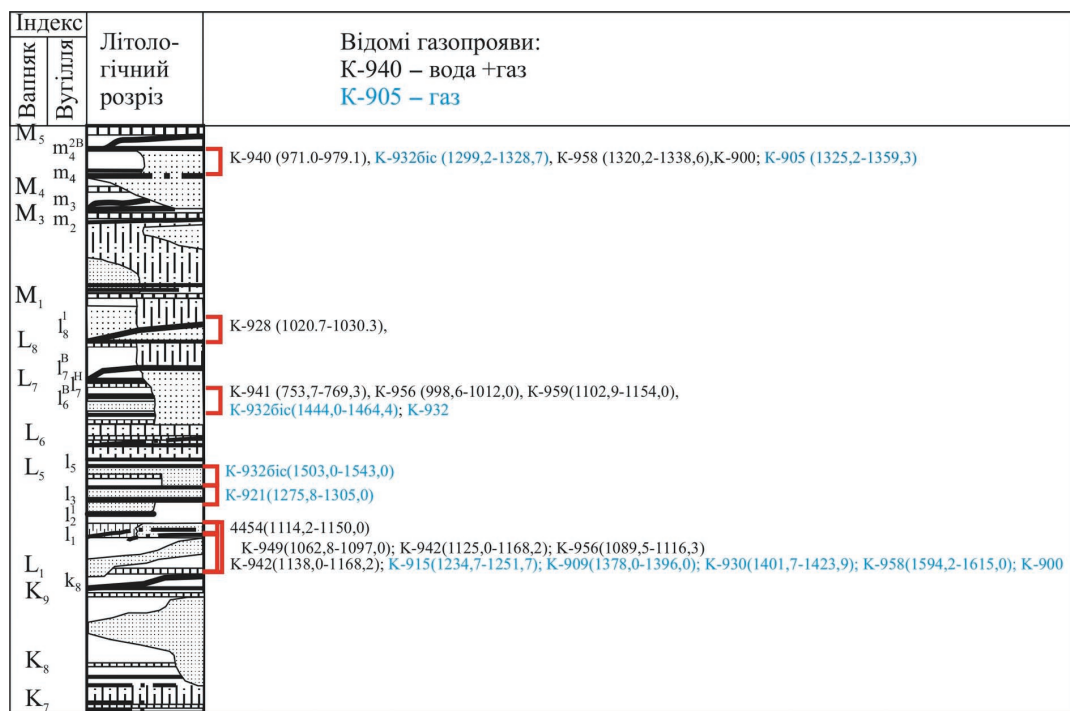


Рис. 3. Літолого-стратиграфічний розподіл відомих газопоявів у межах Лісовської-Північної ділянки Красноармійського ГПП

на критичні значення коефіцієнта газонасиченості, вони не заперечують можливість налагодження видобутку метану з подібних резервуарів з використанням спеціально розроблених методів інтенсифікації та паралельною відкачкою невеликого об'єму пластової води. Крім того, роботи щодо вивчення характеру газонасиченості не мають обмежуватися

такими малими площами й глибинами. Під час ідентифікації перспективніших об'єктів у межах інших площ або на більших глибинах можна знизити ризики провалу першочергових робіт. Ця робота є лише прикладом механізму отримання додаткової інформації про характер газонасиченості товщі порід без залучення значних коштів.

Для уточнення даних геологорозвідувальних робіт, що були проведені в минулі роки та про які йдеться вище, безсумнівно, необхідно провести додаткові дослідження. Доцільність постановки подальших робіт не викликає сумнівів, адже, урахувавши величину оцінених ресурсів вуглеводнів на території Донецького басейну, йдеть-

ся про значні об'єми газу, що могли б комерційно видобуватися приватними та державними структурами.

ЛІТЕРАТУРА

1. Авдеева А. М. Геологическое заключение к материалам по Красноармейской площади. ДП "Донецкгеология", Артёмовск, 2010.
2. Мончак Л. С., Омельченко В. Г. Основы геологии нефти и газа. Підручник для вузів. Івано-Франківськ: Факел, 2004. 276 с., табл. 15, іл. 103
3. Жикаляк М. В. Неосвоені газові ресурси пісковиків Донбасу з низькою проникністю// Геолог України. № 2 (34) 2011. С. 103–107.
4. Creties D. Jenkins, SPE, DeGolyer and MacNaughton, and Charles M. Boyer II, SPE, Schlumberger. Coalbed- and Shale-Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 2008. P. 92–99.
5. Lidan Ji, Guang Ji, Ailin Jia, Liang Zhao, Dongbo He. Gas-Water Distribution and Development Strategy of Xujiahe Tight Gas Reservoir in Sichuan Basin, China. Search and Discovery Article #40-864 (2012).
6. Ralph W. Edie. Bellshill Lake-Thompson Lake Cretaceous Oil Fields, Alberta. Volume: 43 (1959)
7. Stephen A. Holditch, Topic Paper #29. Unconventional Gas. Working Document of the NPC Global Oil & Gas Study. The University of Texas. July, 2007.

Рукопис отримано 15.07.2013.

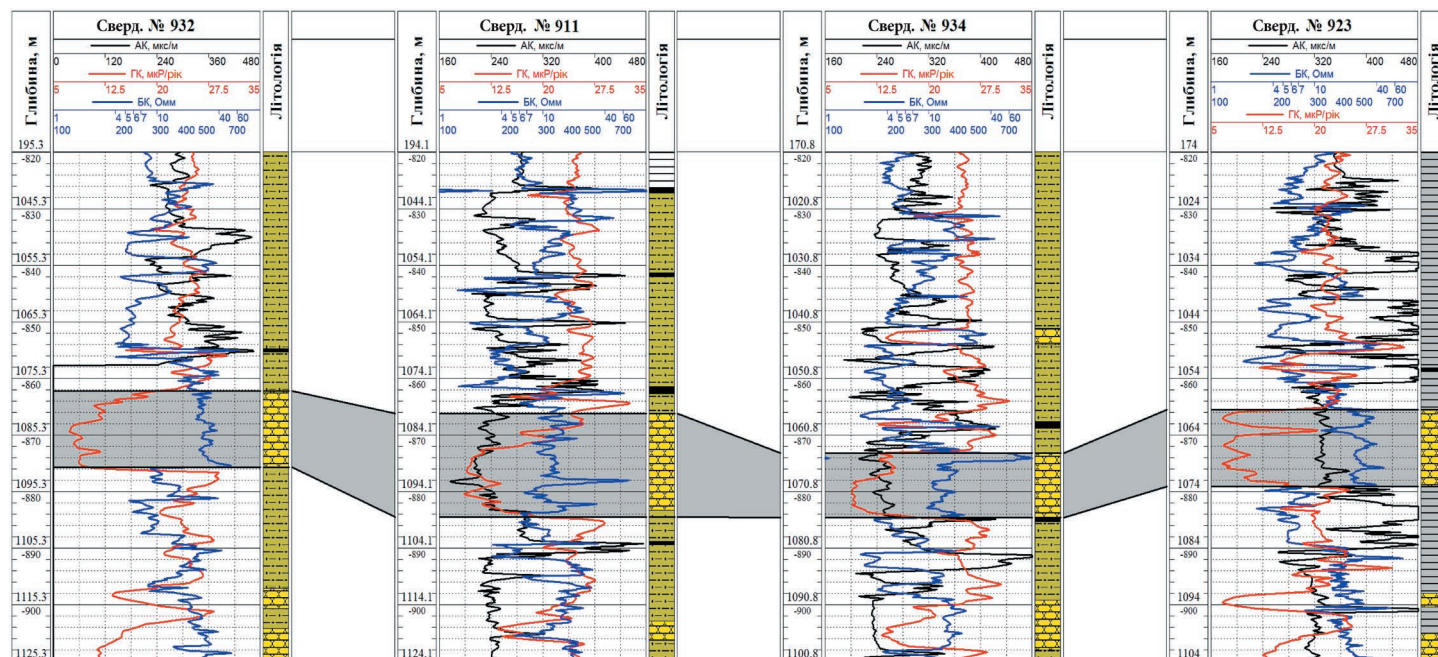


Рис. 4. Кореляція щільних пісковиків вуглевмісної товщі Донецького басейну за результатами повторної інтерпретації результатів промислових геофізичних досліджень у вуглерозвідувальних свердловинах