УДК 550.552.53.553
DOI: http://doi.org/10.17721/1728-2713.89.08

О. Карпенко[1], д-р геол. наук, проф.,
E-mail: karpenko.geol@gmail.com;
В. Михайлов[1], д-р геол. наук, проф.,
E-mail: vladvam@gmail.com;
І. Карпенко[2], канд. геол. наук,
E-mail: sharanskiy@gmail.com;
[1]Київський національний університет імені Тараса Шевченка,
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна;
[2]Національна акціонерна Компанія "Нафтогаз України"

ОСОБЛИВОСТІ ОЦІНКИ РЕСУРСІВ ГАЗУ НЕТРАДИЦІЙНИХ КОЛЕКТОРІВ ЗА ДАНИМИ ГЕОФІЗИЧНИХ ДОСЛІДЖЕНЬ СВЕРДЛОВИН

(Представлено членом редакційної колегії д-ром геол. наук, проф. С.А. Вижвою)

Розглянуто можливості оцінки ресурсної бази сланцевого газу та газу ущільнених колекторів з використанням даних геофізичних досліджень свердловин на прикладі типового газоконденсатного родовища південної прибортової частини Дніпровсько-Донецької западини. Особливістю подібних робіт на даному етапі вивчення перспектив нетрадиційних ресурсів вуглеводнів в Україні є дефіцит фактичного матеріалу щодо спеціальних геохімічних досліджень керну з перспективних ділянок розрізів свердловин. Основний наголос зроблено на застосування даних стандартного комплексу методів промислової геофізики. З використанням методики К. Пассі оцінено вміст органічного вуглецю у межах інтервалів пробурених свердловин. При інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин (ГДС) були враховані особливості літологічного складу гірських порід, газонасиченість пластів-колекторів традиційного типу. В умовах відсутності наявних кернових даних щодо термальної зрілості порід у межах виявлених перспективних товщ виконано оцінку ресурсів газу за декількома сценаріями. Наведено особливості інтерпретації даних ГДС при пошуках у розрізах свердловин газонасичених порід з ємнісними характеристиками, нижчими за граничні. Слід використовувати залежності типу коефіцієнт пористості – коефіцієнт проникності, коефіцієнт пористості – коефіцієнт залишкової водонасиченості для встановлення нижньої межі пористості та газонасиченості для ущільнених колекторів. Наведено рекомендації щодо розрахунків ресурсів газу, що міститься в колекторах нетрадиційного типу.

Ключові слова: ресурси газу, нетрадиційний колектор, газоконденсатне родовище, сланцевий газ, ущільнений колектор, геофізичні дослідження свердловин.

Постановка проблеми. Практично на кожному родовищі вуглеводнів існують певні додаткові видобувні ресурси, які пов'язані з так званими нетрадиційними колекторами. Це, як відомо, газ або нафта сланцегазових товщ, ущільнених порід-колекторів і метан вугільних басейнів. Перспективи відкриття родовищ або покладів сланцевого газу у Східному нафтогазоносному регіоні України вже не викликає сумнівів, у той же час обсяг досліджень у цьому напрямку є вкрай недостатній (*Загнітко та Михайлов, 2014; Зеленко та ін., 2017; Карпенко, 2017, 2018; Лукин, 2011; Михайлов та Ємець, 2014; Михайлов та ін., 2014[1]; Вакарчук та ін., 2013, 2014; Лукин, 2011*). Щодо реалізації видобутку газу з ущільнених порід-колекторів в Україні така практика вже існує, причому припливи газу можуть скласти основну частину отриманої вуглеводневої продукції на родовищі (як приклад – Семиренківське та Мачуське газоконденсатні родовища). Це питання висвітлено в чисельних публікаціях (*Карпенко, 2015; Вакарчук та ін., 2014; Полівцев, 2008; Рибалка та Карпенко, 2016*).

Технології виявлення таких газо/нафтонасичених порід у розрізах свердловин за даними геолого-геофізичних досліджень достатньо добре відпрацьовані та застосовуються в першу чергу на родовищах сланцевого газу (*Passey et al., 1990, 2006; Карпенко та ін., 2014[1,2]*). У той же час, коли в геологічному розрізі відсутні типові (за прикладом відомих "класичних" родовищ сланцевого газу США) сланцегазові товщі потужністю в сотні і більше метрів, виявлення перспективних об'єктів суттєво ускладнюється. У першу чергу це зумовлено недосконалістю методик інтерпретації даних ГДС, спрямованих на визначення вмісту органічного вуглецю (ТОС) та інших характеристик гірських порід, в яких може вміщуватись в значних кількостях згенеровані газ або нафта, якщо їх літолого-петрофізичні характеристики відрізняються від еталонних сланцегазових товщ. Те ж саме стосується й виявлення та діагностики ущільнених порід-колекторів, визначення вмісту в них природного газу (*Полівцев, 2008*). Таким чином, ознайомлення з практикою подібних досліджень на родовищах нафти і газу в Україні буде корисним для фахівців: геологів і геофізиків нафтогазового профілю.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Методики оцінки петрофізичних характеристик гірських порід, які вміщують сланцевий газ або є потенційно нафтогазоматеринськими за даними геофізичних досліджень свердловин, розробляються майже три останні десятиліття (*Carpienter and Alain-Yves, 1992; Fertl and Chillingar, 1988; Passey et al., 1990, 2006; Карпенко та ін., 2014[1]*). Аналіз можливостей різних методик щодо оцінки вмісту ТОС у гірських породах свідчить, що універсальних підходів тут немає. Одні методики орієнтовані на використання одного геофізичного параметра (наприклад, потужності експозиційної дози гамма-випромінення в методі ГК) і застосовують рівняння регресії, адаптоване для конкретних фізико-геологічних або фаціальних умов. Інші базуються на використанні рівнянь регресії, до складу яких входять геофізичні параметри, отримані за допомогою декількох методів, наприклад, густина, гамма-випромінення, позірний електричний опір і таке інше. Цілком зрозуміло, що ефективність їх застосування визначається певними фаціальними умовами та геофізичними параметрами для яких розроблялись стохастичні інтерпретаційні моделі.

На даний час оцінка вмісту органічного вуглецю можлива з використанням різних методик, які засновані на використанні даних ГДС. Найбільш популярною є методика Квіна Пассі *ΔRLog*, яка базується на комплексному використанні геофізичних параметрів (*Passey et al., 1990, 2006*). Її перевага перед іншими – у певній універсальності; вона добре себе зарекомендувала при діагностиці сланцегазових товщ відомих крупних родовищ (Marcellus, Haynesville, Eagle Ford, Bakken, Woodford, Fayetteville, Barnett, Antrim та ін.). Проте, як було підкреслено авторами методики та досліджено у свій час нами, визначення ТОС може вміщувати суттєві похибки внаслідок неврахування вмісту природного газу в класичних колекторах, впливу літології та структури порового простору малоглинистих піщано-алевритових порід, щільних

© Карпенко О., Михайлов В., Карпенко І., 2020

карбонатних прошарків. Тобто застосування цієї методики повинно супроводжуватись аналізом геологічної ситуації та втручанням за потреби геофізика-інтерпретатора.

Як альтернативу було розроблено методику, яка базувалась на використанні системи з трьох петрофізичних інтерпретаційних рівнянь для неелектричних параметрів методів досліджень свердловин (*Карпенко та ін., 2014*[1]). Методика добре себе зарекомендувала при дослідженні розрізів свердловин у ДДЗ, представлених породами різного літологічного складу, генезису та характеру насичення.

Діагностика розрізів свердловин на предмет виявлення товщ, збагачених органічною речовиною та наявністю ущільнених газонасичених колекторів, за даними ГДС є першим етапом процедури оцінки ресурсної бази нетрадиційних джерел вуглеводнів. Власне, сама методика оцінки запасів чи ресурсів достатньо висвітлена у літературі (*Михайлов та ін., 2014*[2]*; Вакарчук та ін., 2014*). Існує інструкція ДКЗ України у вигляді методичних вказівок з оцінки ресурсів газу сланцевих товщ (Затверджено протоколом № 625 ДКЗ України від 29.12.2012 р.).

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми. Невирішеним залишається питання щодо надійної/достовірної прогнозної оцінки ресурсів нетрадиційних скупчень нафти і газу в умовах звичайних розрізів нафтогазових родовищ без наявності характерних, у сотні метрів товщиною сланцегазових товщ. Тобто специфіка та труднощі оцінки таких ресурсів у першу чергу визначаються особливостями їх виявлення та діагностики методами промислової геофізики.

Формулювання цілей статті. Об'єктом досліджень є геологічні структури та теригенні формації південно-східної частини ДДЗ, перспективні на виявлення нетрадиційних покладів вуглеводнів. Основною метою роботи було оцінити ефективність та особливості застосування методів промислової геофізики для виявлення та діагностики перспективних сланцегазових об'єктів і газонасичених ущільнених пластів-колекторів.

Геологічні особливості об'єктів досліджень. Предметом досліджень є частина південної прибортової зони ДДЗ, яка відповідає Руденківсько-Пролетарському нафтогазоносному району. У межах району відомо 30 родовищ вуглеводнів, переважно газоконденсатних (Мачуське, Горобцівське, Руденківське, Степне, Розумівське, Новомиколаївське чи Мовчанівське, Гупалівське, Дмухайлівське, Мусієнківське, Ряськівське, Віноградівське, Новоселівське, Пролетарське, Перещепинське, Східно-Голубівське, Багатойське, Катеринівське, Левенцівське), нафтогазоконденсатних (Лиманське, Зачепилівське, Суходолівське, Новогригорівське, Гнатівське, Юр'ївське, Кременівське, Східно-Новоселівське, Личківське), інколи газових (Михайлівське), газонафтових (Решетниківське), нафтогазових (Голубівське).

Продуктивна частина розрізу району досліджень представлена переважно теригенними відкладами від середньодевонських до московського ярусу і навіть юри (Решетниківське газонафтове родовище). Серед піщано-алевритових порід і аргілітів зустрічаються прошарки вугілля, вапняків і доломітів. Мінеральний склад теригенних порід-колекторів різноманітний – від мономіктового кварцового до переважно полевошпатово-кварцового поліміктового. Наведені особливості інколи суттєво ускладнюють виділення пластів-колекторів, визначення їх ємнісних характеристик та ефективної товщини.

За даними лабораторних досліджень (*Загнітко та Михайлов, 2014; Михайлов та Ємець, 2014; Михайлов та ін., 2014*[1]*; Лукин, 2011* та ін.), у розрізі присутні глинисті та піщано-глинисті різновиди порід, збагачені органічною речовиною (ОР).

Більшість відкладів із підвищеним вмістом ОР формувалася в період трансгресій, що супроводжувалось збільшенням частки глинистих мінералів у складі літофацій. У складі глинистих мінералів нафтогазоносних формацій переважають групи монтморилоніту та гідрослюд, силікатів, хлоритів і залізистих мінералів. Вміст деяких з них змінюється у широкому діапазоні, що пояснюється великою площею седиментаційного басейну та різноманіттям умов осадконакопичення. Співвідношення домінуючих компонентів у складі фацій, у т. ч. продуктивних, значно змінюється і тому не може бути основним критерієм їх продуктивності. У той же час ці співвідношення треба враховувати під час проектування технології видобутку вуглеводнів (*Карпенко та ін., 2015*).

Також, як і мінеральний склад, вміст керогену та його характеристики можуть сильно змінюватись. Петрофізичні залежності, характерні значення параметрів порід й керогену встановлюються в локально обмежених ділянках формацій з найвищими показникам продуктивності та насиченості вуглеводневими сполуками – у "солодких" ділянках. Характерною особливістю є підвищений вміст керогену, що становить не менше 2,4 % (або ТОС більше 1 %).

Резюмуючи вищесказане, слід відзначити – основне, що відрізняє продуктивні відклади, перспективні на нетрадиційні ресурси вуглеводнів, від величезних за об'ємами нафтогазоматеринських світ Північної Америки – це різноманіття та часте чергування порід різного літологічного, хімічного та фаціального складу, що суттєво ускладнює виявлення сланцегазових об'єктів у розрізах свердловин за даними ГДС.

Методичні прийоми та результати досліджень. На прикладі одного з газоконденсатних родовищ Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району нами було виконано спробу виявити продуктивні об'єкти на предмет наявності сланцевого газу в розрізах свердловин та оцінити їх потенційні ресурси виходячи з вкрай обмежених даних лабораторних досліджень і досить невеликого за кількістю методів вітчизняного комплексу геофізичних досліджень свердловин.

Виділення в розрізах свердловин товщ, пов'язаних із наявністю сланцевого газу, базується на критеріях, які сформовані на основі аналізу особливостей геологічної будови та літолого-петрографічних характеристик осадових порід продуктивних частин стратиграфічних комплексів ДДЗ (*Загнітко та Михайлов, 2014; Лукин, 2011; Михайлов та Ємець, 2014*). Це, у першу чергу, вміст органічної рідини (ТОС більше 1 %), її термальна зрілість (коефіцієнт відбиття вітриніту *Ro* більше 1,2 % до 2–2,5 %), літологічний склад порід, кондиційні товщини виділених у розрізах свердловин сланцегазових об'єктів (більше 20 м) та ін.

Для оцінки ресурсів сланцевого газу були використані промислово-геофізичні матеріали по низці свердловин газоконденсатного родовища. Слід зазначити, що в деяких свердловинах були відсутні дані акустичного каротажу, тому для них з метою відновлення кривих інтервального часу поздовжньої хвилі була задіяна процедура з використанням технології нейронних мереж розрахунку даних ΔT за результатами досліджень інших методів каротажу (кавернометрії, гамма-каротажу, бокового мікрокаротажу, нейтронного гамма-каротажу, 0,5 м потенціал-зонда). Зауважимо, що вибір методів засновувався на таких критеріях: мінімальний вплив характеру насичення, максимальний – літологічних особливостей, гранулометричного складу та величини пористості на покази зондів каротажу. Обов'язковою процедурою є попереднє згладжування кривих радіоактивних методів та приведення всіх кривих до "нормалізованого" стану, тобто

– нормування по значеннях, зареєстрованих напроти опорних глинистих пластів. У програмному комплексі інтерпретації даних ГДС "Геопошук" (9 версія) є можливість застосування описаної процедури відновлення кривих з використанням штучних нейронних мереж (опція "Технологія → створення синтетичної кривої").

Таким чином, при інтерпретації даних ГДС були задіяні дані нейтронних методів (НГК або ННК), а також наявних (фактичних), або створених штучно (синтетичних) кривих інтервального часу акустичного каротажу – як "методів пористості".

Методика *ΔRLog* для оцінки вмісту органічного вуглецю ТОС за даними парних комплексів БК – НГК (ННК), БК – АК була обрана як основна, зауважимо, що саме вона є найбільш вживаною у світі. Для контролю достовірності інтерпретації в "проблемних" та продуктивних ділянках розрізів свердловин, де є багато факторів-завад, використовувалась вітчизняна методика, яка досить добре себе зарекомендувала під час її апробації (*Карпенко та ін., 2014*[1]). Оскільки складно віддати перевагу результатам оцінки ТОС у розрізах – або за даними БК – НГК (ННК), або БК – АК – як кінцеві значення вмісту органічного вуглецю використовувались середні арифметичні. Також додавались до розрахунків дані за нашою методикою (*Карпенко та ін., 2014*[1]).

У результаті проведеної геологічної інтерпретації комплексу методів ГДС були визначені в поточковому режимі у межах інтервалу дослідження: коефіцієнт загальної/відкритої пористості Кп – за даними АК, НГК (ННК); коефіцієнт глинистості Кгл (за даними ГК); вміст органічного вуглецю ТОС – за даними БК, АК, НГК (ННК). Також за геофізичними даними було виконано попластове літологічне розчленування розрізів свердловин з виділенням основних літотипів порід.

Слід відзначити, що при розрахунках параметру ТОС за методикою *ΔRLog*, за відсутності прямих визначень вмісту органічного матеріалу та вуглецю на керновому матеріалі з свердловин газоконденсатного родовища, не було можливості провести калібрування отриманих результатів.

Після отримання кривих наведених вище параметрів були розраховані осереднені попластові значення (приклади результатів наведено на рис. 1). У розрізах свердловин на основі отриманої геологічної інформації виділені перспективні сланцегазові об'єкти за умови їх загальної товщини не менше 20 м, ТОС у прошарках виділених товщ – не менше 1 %.

З аналізу результатів інтерпретації каротажних даних (рис. 1) видно, що максимальні значення ТОС притаманні вугільним пластам або прошаркам із підвищеним вмістом вугільного матеріалу. Окрім того, розходження кривих питомого опору за БК і питомого вмісту водню ω (за НГК), як ознака суттєвого вмісту органічного вуглецю, спостерігається не лише у глинистих породах, але й напроти "чистих" пісковиків-колекторів в інтервалі 2280–2285 м (3-тя колонка справа). Це приклад хибного впливу характеру насичення (високий коефіцієнт газонасичення) пласта на оцінку вмісту ТОС за методикою *ΔRLog*. Тут значний вплив на підвищені значення питомого електричного опору в методі БК надає високий коефіцієнт газонасичення пласта-колектора (більше за 70 %). Зрозуміло, що інтервали з наявними газонасиченими пластами-колекторами слід вилучати з розгляду при пошуках у розрізах свердловин сланцегазових покладів. При використанні іншої методики, заснованої на застосуванні лише даних неелектричних методів каротажу (*Карпенко та ін., 2014*[1]), ця помилка була виправлена. Тобто на рис. 1 наведено результати оцінки ТОС і Кгл з максимальним врахуванням основних факторів, що призводять до спотворення результатів інтерпретації.

Наступним етапом було виділення в розрізах свердловин інтервалів, в яких за зазначеними вище критеріями породи можуть бути ідентифіковані як потенційні керогеновмісні товщі, перспективні для видобутку сланцевого газу. У розрізі свердловини на рис. 1 можна розглянути інтервал 2309,5–2339,3 м як перспективний, де вміст ТОС вищий, або дорівнює 1 %. Наявність чотирьох вугільних прошарків не є фактором, що знижує доцільність віднесення порід (переважно глинистих) у цьому інтервалі до сланцегазових.

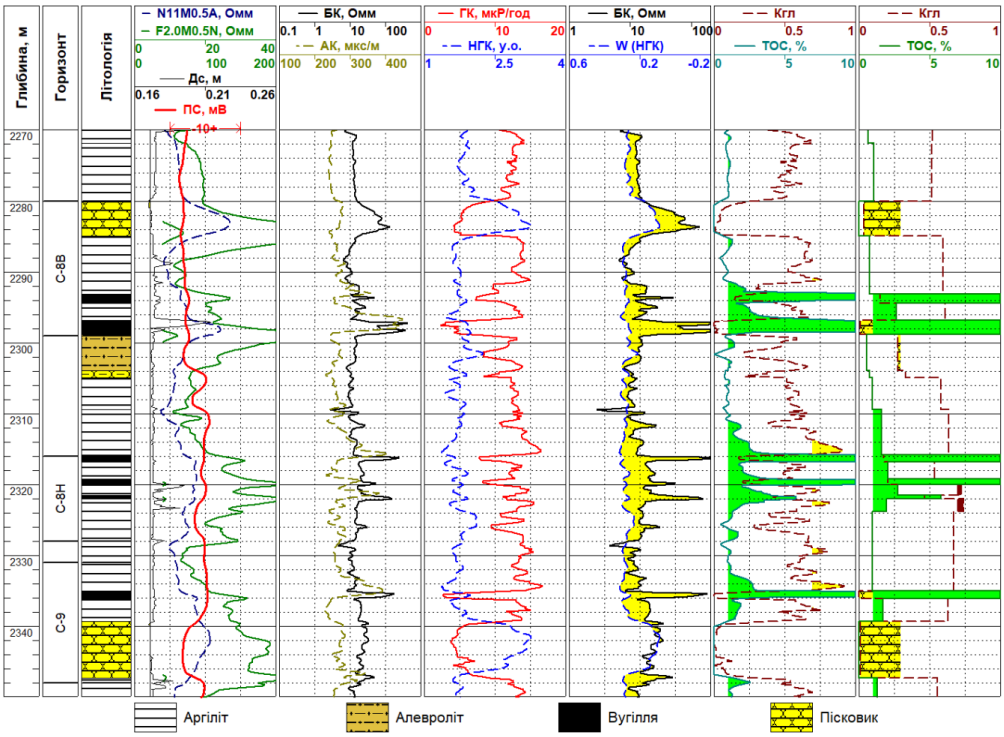

Рис. 1. Приклад оцінки вмісту органічного вуглецю (ТОС) за даними каротажу в продуктивній частині газоконденсатного родовища із значною мінливістю літологічного складу порід

Дуже важливим критерієм при діагностиці перспективних породних комплексів або поодиноких пластів (товщ) є ступінь термальної зрілості органічної речовини в них. Тут якраз є певна невизначеність: лише в розрізі одного з шести сусідніх родовищ або площ за даними лабораторних досліджень кернового матеріалу виявлена достатня термальна зрілість аналогічних за літологією та віком порід. Коефіцієнт відбиття вітриніту Ro в аншліфах аргілітів цього родовища дорівнює 1,1 %. Там же зафіксовано "попадання" відкладів серпуховського ярусу у верхню частину температурного "вікна" із сприятливими умовами генерації сланцевого газу. Тому лише за оптимістичним сценарієм можна вважати виділені товщі з підвищеним вмістом органічної речовини перспективними на наявність промислових скупчень сланцевого газу. Причому навіть за оптимістичним прогнозом у виділених перспективних інтервалах розрізів свердловин досліджуваного газоконденсатного родовища термальна генерація вуглеводневого газу (*Ro* = 1,1 %) перебуває на початковій стадії; вміст вільного (несорбованого) газу в поровому просторі прогнозованих сланцегазових товщ наближено можна оцінити як 10 % від максимального.

Наведений приклад свідчить, що лише комплексні дослідження з використанням даних лабораторних аналізів кернового матеріалу (причому на представницьких колекціях зразків порід), результатів інтерпретації ГДС, літолого-фаціальних досліджень можуть виявити з певним ступенем ймовірності перспективні сланцегазові товщі.

Відповідно до інструкції ДКЗ України (2012 р.) обрахунок загальних ресурсів газу сланцевих товщ об'ємним методом виконувався за формулою

$$Q\text{гст} = S \cdot h \cdot Kn \cdot K\text{г} \cdot f \cdot (Pn \cdot \alpha - P\text{к} \cdot \alpha\text{к}), \quad (1)$$

де *Q*гст – загальні ресурси газу сланцевих товщ, млн м^3; *S* – площа покладу газу в найбільш продуктивних межах сланцевої товщі, м^2 (було прийнято як площа ліцензійної ділянки); *h* – товщина пористої (продуктивної) частини сланцевої товщі, м; *Kп*– коефіцієнт відкритої пористості; *K*г – коефіцієнт газонасиченості за даними геофізичних досліджень; *f* – поправка на температуру; *Pп* – середнє значення початкового пластового тиску у покладі газу сланцевих товщ, кг/см^2; *Pк* – кінцевий пластовий тиск, приймається на рівні 1 кг/см^2; α, *αк*, – стандартні поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля–Маріотта.

За відсутності фактичних даних для оцінки ресурсів приймається умовно середній пластовий тиск у покладі газу сланцевих товщ рівний гідростатичному. Коефіцієнт газонасиченості (Кг) приймається за даними геофізичних досліджень або умовно – 0,5.

Для оцінки сорбованого та закритого у порах сланцевого газу використовувалась методика, що основана на об'ємному методі газоносності породи (описана в інструкції ДКЗ України від 2012 р.):

$$Q = F \cdot h \cdot \rho n \cdot Xn, \quad (2)$$

де *Q* – початкові геологічні запаси газу, приведені до стандартних умов, млн м^3; *F* – площа газоносності, м^2; *h* – товщина перспективної товщі, м; ρп – густина порід, кг/м^3; *Xп* – газоносність порід, м^3/кг. Вміст сорбованого газу в гірській породі Xn (м^3/т) визначався на підставі графіків залежності газонасиченості від пластового тиску та вмісту органічної речовини Сорг, відомих як залежності Ленгмюра.

На основі петрофізичних даних з відомих сланцегазових родовищ встановлена залежність (*Карпенко та ін., 2014*[2]):

$$\text{Сорг} = 0{,}03 + 2{,}38 \cdot TOC. \quad (3)$$

Залежність можна використовувати для розрахунку Сорг через визначені значення ТОС за даними ГДС. Загальні ресурси сланцевого газу розраховуються як сума вільного та сорбованого газу в поровому просторі виявлених сланцегазових товщ.

Разом з оцінкою ресурсів сланцевого газу в свердловинах перспективних площ виконують ще й аналіз щодо наявності рентабельних, з позиції видобутку вуглеводнів, ущільнених пластів-колекторів. Така процедура є цілком зрозумілою, особливо на родовищах, які перебувають на другій або третій (завершальній) стадіях розробки газового родовища. На прикладі того ж самого родовища (див. вище) нами проведена переінтерпретація матеріалів ГДС на свердловинах з врахуванням всієї наявної петрофізичної інформації. Петрофізичні залежності та моделі вкрай важливі для попередньої оцінки колекторських властивостей ущільнених пластів, в поровому середовищі яких є достатньо вільного газу, здатного для переміщення в напрямку видобувної свердловини. Такі пласти за своїми петрофізичними характеристиками знаходяться за межами граничних значень фільтраційно-ємнісних властивостей. За результатами аналізу літературних джерел, щодо досвіду видобутку вуглеводневого газу з ущільнених колекторів, коефіцієнт газонасичення Кг останніх лежить у межах від 0,35 до 0,6 і вище (маловодні колектори). Нами обрана величина Кг = 0,4, яка відповідає середньому значенню газонасичення порід у діапазоні зміни пористості від 6,5 до 10,5 % (аналіз залежності "коефіцієнт залишкового водонасичення Кзв – коефіцієнт пористості Кп" для порід серпуховського ярусу). Вище 10,5 % – область існування порід-колекторів з підтвердженими промисловими припливами вуглеводнів. Тут згідно із залежністю (4) коефіцієнт газонасичення більший 52 %:

$$\text{Кзв} = 0{,}176 \cdot \text{Кп}^2 - 8{,}407 \cdot \text{Кп} + 121{,}14, \quad R^2 = 0{,}8. \quad (4)$$

При інтерпретації даних ГДС слід орієнтуватись у першу чергу на інтервали розрізів свердловин, що лежать у межах доведеної області можливого існування газонасичених порід (якщо встановлені вертикальні та горизонтальні границі для газових покладів). Слід зазначити, що при зменшенні коефіцієнта газонасичення порід менше 0,5–0,4 точність оцінки останнього за даними методів опору суттєво знижується (особливості інтерпретаційних моделей електропоровідності). Тому тут краще використовувати сталу величину Кг. У даному випадку нами для коефіцієнта газонасичення ущільнених колекторів рекомендоване значення 0,4.

Інтерпретація даних ГДС була виконана за класичною схемою: для оцінки пористості порід у поточковому режимі використовувались дані акустичного, нейтронного (або НГК) і гамма-каротажів. З урахуванням літологічних ознак, величини глинистості й пористості були виділені окремі пласти, які відповідали газонасиченим ущільненим пластам вище нижньої межі пористості 6,5 %. Результати проведеної кількісної інтерпретації, як приклад, наведено на планшеті геофізичних діаграм на рис. 2.

На планшетах виведені вихідні дані у вигляді каротажних діаграм, результати кількісної інтерпретації – Кгл, Кп, Кг у поточковому та попластовому вигляді. Наводяться газонасичені пласти-колектори, які були виділені та оцінені при попередній інтерпретації. Також на планшетах виділяються ущільнені газонасичені та водонасичені пласти.

На рис. 2 у правій колонці з результатами попластової оцінки пористості та коефіцієнта газонасичення пластів наочно видно, що до попередньо виділених пластів-колекторів із кондиційними значеннями ємнісних характеристик прилягають ущільнені пласти. Ущільнені пласті пісковиків характеризуються значеннями пористості у межах 7–8 %. Таким чином, результати повторної інтерпретації даних ГДС дозволили уточнити межі та інтервали поширення газонасичечних пластів-колекторів та їх ущільнених різновидів, наростити ресурсну базу вуглеводнів на родовищі.

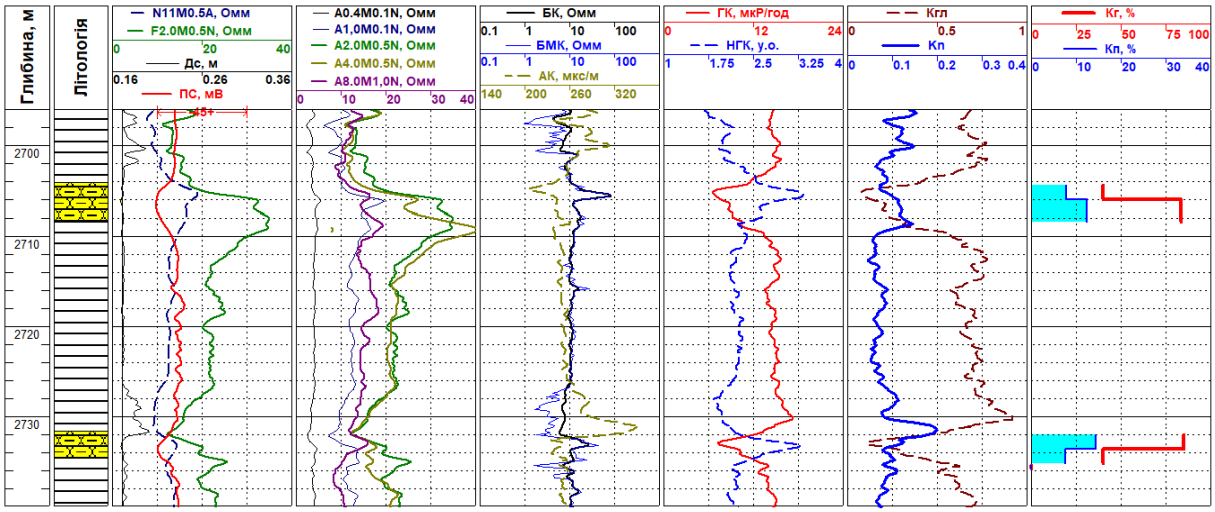

Рис. 2. Приклад виділення ущільнених газонасичених пластів-колекторів за даними ГДС у продуктивній частині газоконденсатного родовища

Висновки. Результати виконаної повторної інтерпретації даних ГДС на родовищі вуглеводнів за спеціальними методиками з урахуванням літогого-петрофізичних особливостей порід продуктивної частини розрізу дозволяють суттєво уточнити ресурсну базу газу нетрадиційних колекторів. Щодо оцінки ресурсів сланцевого газу, то поряд з отриманими даними вмісту органічного вуглецю, пористості й глинистості (за даними ГДС) слід враховувати результати лабораторних аналізів на предмет термальної зрілості керогену відкладів, що вивчаються, та кондиційні товщини виділених перспективних об'єктів. Рекомендовані найбільш імовірні значення ємнісних характеристик порід із кондиційними значеннями ТОС для розрахунку об'ємів адсорбованого газу.

Численні публікації та виконані науково-дослідні роботи свідчать про можливу наявність значного вуглеводневого потенціалу сланцегазових товщ у межах Дніпровсько-Донецької западини (*Vyzva and Mikhailov, 2013*). Для підвищення достовірності таких прогнозів слід суттєво збільшити об'єми спеціальних лабораторних досліджень кернового матеріалу з підвищеним вмістом органічної речовини, здійснювати переінтерпретацію даних ГДС на перспективних ділянках.

При оцінці наявності ущільнених колекторів та розрахунках ресурсів газу об'ємним методом слід виконувати переінтерпретацію даних ГДС у межах встановлених інтервалів газонасиченості порід. Коефіцієнт газонасиченості таких порід слід приймати на рівні 0,4; коефіцієнт пористості – за результатами інтерпретації даних ГДС за стандартними методиками. Результати виділення ущільнених газонасичених пластів слід використовувати при створенні або уточненні гідродинамічних моделей покладів вуглеводнів, проектуванні додаткових заходів підвищення продуктивності видобувних свердловин.

Список використаних джерел

Вакарчук С.Г., Довжок Т.Є., Філюшкін К.К. та ін. (2014).Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. VI. Перспективи освоєння ресурсів газу щільних порід в Східному нафтогазоносному регіоні. К.: ТОВ "ВТС ПРИНТ".

Вакарчук, С.Г., Зейкан, О.Ю., Довжок, Т.Є., Михайлов, В.А. та ін. (2013). Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти в Східному нафтогазоносному регіоні. К.: ТОВ "ВТС ПРИНТ".

Загнітко, В.М., Михайлов, В.А. (2014). Геохімічні особливості газової складової газоносних сланцевих товщ України. *Вісник Київського національного університету. Геологія,* 1 (64), 11–17.

Зеленко, Ю.М., Карпенко, О.М., Дзюба, О.В. (2017). Оцінка перспективності кам'яновугільних товщ південно-східної частини Дніпровсько-Донецької западини на поклади газу нетрадиційного типу. *Науковий вісник НГУ,* 1(157), 20–26.

Карпенко, І.О. (2017). Нафтогазова система південної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. *Дис. … канд. геол. наук.* Київ.

Карпенко, І.О. (2018). Нафтогазова система Дніпровсько-Донецької западини. Кн. 1. Південна прибортова зона. Saarbrucken.

Карпенко, І.О., Карпенко, О.М., Башкіров, Г.Л. (2014[2]). Петрофізичні передумови оцінки вмісту керогену в гірських породах за даними промислової геофізики. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 4(67), 44-48.

Карпенко, О., Михайлов, В., Карпенко, І. (2015). До прогнозу освоєння вуглеводневих ресурсів східної частини ДДЗ. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 1(68), 49–54.

Карпенко, О.М., Башкіров, Г.Л., Карпенко, І.О. (2014[1]). Визначення вмісту органічної речовини в гірських породах за геофізичними даними. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 3(66), 71–76.

Лукин, А.Е. (2011). Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена. *Геологічний журнал*, 1, 21–41.

Михайлов, В., Курило, М., Андрєєва, О. (2014[2]). Принципи геолого-економічної оцінки нетрадиційних ресурсів вуглеводнів. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 2 (65), 40–44.

Михайлов, В.А., Вижва, С.А., Загнітко, В.М. та ін. (2014[1]). Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Кн. IV. Східний нафтогазоносний регіон: аналітичні дослідження. К: ВПЦ "Київський університет".

Михайлов, В.А., Ємець, О.В. (2014). Рівень дозрілості органічної речовини Дніпровсько-Донецької западини у зв'язку з перспективою відкриття родовищ нетрадиційного газу. *Вісник Київського національного університету. Геологія*,1 (64), 48–53.

Михайлов, В.А., Огар, В.В., Зейкан, О.Ю. та ін. (2011). Перспективи газоносності сланцевих відкладів Дніпровсько-Донецької западини. *Геолог України*, 2, 51–58.

Полівцев, А. В., Рибак, Л. А., Кондратьєва, Н. А., Філатова, Т.І., Сахарук С.П., Рябуха В.В. (2008). Проблеми та результати створення петрофізичних моделей нетрадиційних колекторів родовищ ДДЗ. *Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики,* 5, 49–59.

Рибалка, С., Карпенко, О. (2016). Колекторські властивості теригенних порід на великих глибинах центральної частини Дніпровсько-Донецької западини. *Вісник Київського національного університету. Геологія*, 1(72), 56–59.

Carpienter, B. Alain-Yves, Y. Method for estimating the organic matter content of sedimentary rocks from data recorded in wells by well-logging probes. *USA Patent* 5,126,939. Int. Cl. GO1V 1/00. G06F 15/48. 30.06.1992.

Fertl, H.W., Chillingar, V. (1988). Total organic carbon content determined from wireline well logs. SPE Formation Evaluation. SPE-15612-PA. Отримано з URLhttps://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-15612-PA.

Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J., Moretti, F. and Stroud, J. (1990). A pratical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 74(17), 1777- 1794.

Passey, Q.R., Dahlberg, K.E., Sullivan, K., Yin H., Brackett R., Xiao, Y., Guzman-Garcia A.G. (2006). Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon Pore-thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs. *AAPG Archie Series*, 1.

Vyzva, S.A., Mikhailov, V.A. (2013). Implications for unconvential hydrocarbons exploration and production in Ukraine. 75th European Assotiation of Geoscientists and Engeneers Conference and Exhibition 2013 Incjrporating SPE EUROPEC 2013: Changing Frontiers*, 4927–4931.*

References

Carpienter, B. Alain-Yves, Y. Method for estimating the organic matter content of sedimentary rocks from data recorded in wells by well-logging probes. *USA Patent* 5,126,939. Int. Cl. GO1V 1/00. G06F 15/48. 30.06.1992.

Fertl, H.W., Chillingar, V. (1988). Total organic carbon content determined from wireline well logs. SPE Formation Evaluation. SPE-15612-PA. Отримано з URLhttps://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-15612-PA.

Karpenko, I.O. (2017). Oil and gas system of the southern dasboard zone of the Dnieper-Donetsk basin. *Dis. … Cand. Geol. Sciences*. Kiev

Karpenko, I.O. (2018). Oil and gas system of the Dnieper-Donetsk basin. Book 1. Southern dash area. Saarbrucken, 1-148.

Karpenko, I.O., Karpenko, O.M., Bashkirov, G.L. (2014[2]). Petrophysical prerequisites for estimation of kerogen content in rocks by the well-logging. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 4 (67), 44-48.

Karpenko, O., Mykhailov, V., Karpenko, I. (2015). To the forecast of development of hydrocarbon resources of the eastern part of the DDB. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1 (68), 49-54.

Karpenko, O.M., Bashkirov, G.L., Karpenko, I.O. (2014[1]). Determination of organic matter content in rocks by well-logging data. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 3 (66), 71-76.

Lukin, A.E. (2011). Prospects for shale gas-bearing of the Dnieper-Donetsk avlacogene. *Geological Journal*, 1, 21-41.

Mykhailov, V., Kurilo, M., Andreeva, O. (2014[2]). Principles of geological and economic evaluation of unconventional hydrocarbon resources. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 2 (65),40–44.

Mykhailov, V.A., Ogar, V.V., Zeikan, O.Y. et al. (2011). Prospects for gas content of shale deposits of the Dnieper-Donetsk basin. *Geologist of Ukraine*, 2, 51-58.

Mykhailov, V.A., Vyzhva, S.A., Zagnitko, V.M. et al. (2014[1]). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. Book. IV. Eastern oil and gas region: analytical research. K: Kyiv University.

Mykhailov, V.A., Yemets, O.V. (2014). The level of maturity of organic matter of the Dnieper-Donetsk region due to the prospect of unconventional gas deposits opening. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1 (64), 48–53.

Passey, Q., Creaney, S., Kulla, J., Moretti, F. and Stroud, J. (1990). A pratical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 74(17), 1777- 1794.

Passey, Q.R., Dahlberg, K.E., Sullivan, K., Yin H., Brackett R., Xiao, Y., Guzman-Garcia A.G. (2006). Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon Pore-thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs. *AAPG Archie Series*, 1.

Polivtsev, A.V., Rybak, L.A., Kondratieva, N.A., Filatova, T.I., Sakharuk, S.P., Ryabukha, V.V. (2008). Problems and results of petrophysical models creation of unconventional DDB reservoirs. *Theoretical and Applied Aspects of Geoinformatics*, 5, 49-59.

Rybalka, S., Karpenko, O. (2016). Reservoir properties of terrigenous rocks at gret depths of the central part of the Dnieper-Donetsk depression. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1 (72), 56-59.

Vakarchuk, S.G., Dovzhok, T.E., Filyushkin, K.K. etc. (2014). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. Book. VI. Prospects for development of tight gas resources in the Eastern Oil and Gas Region. K.: VTS PRINT LLC.

Vakarchuk, S.G., Zeykan, A.Y., Dovzhok, T.E,. Mykhailov, V.A. et al. (2013). Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. Book. V. Prospects for exploration of shale gas and shale oil resources in the Eastern oil and gas region. K.: VTS PRINT LLC.

Vyzva, S.A., Mikhailov, V.A. (2013). Implications for unconvential hydrocarbons exploration and production in Ukraine. 75th European Assotiation of Geoscientists and Engeneers Conference and Exhibition 2013 Incjrporating SPE EUROPEC 2013: Changing Frontiers*, 4927–4931.*

Zagnitko, V.M, Mykhailov, V.A (2014). Geochemical features of gas component of gas-bearing shale deposits of Ukraine. *Visnyk of Taras Shevchenko National University of Kyiv. Geology*, 1 (64), 11–17.

Zelenko, Y.M., Karpenko, O.M., Dziuba, O.V. (2017). Estimation of the t coal depositsprospec of the southeastern part of the Dnieper-Donetsk basin for unconventional gas deposits. *NMU Scientific Bulletin*, 1 (157), 20-26.

Надійшла до редколегії 20.08.19

O. Karpenko[1], Dr. Sci. (Geol.), Prof.
E-mail: karpenko.geol@gmail.com;
V. Mikhailov[1], Dr. Sci. (Geol.), Prof.
E-mail: vladvam@gmail.com;
I. Karpenko[2], PhD (Geol.)
E-mail: sharanskiy@gmail.com;
[1]Taras Shevchenko National University of Kyiv,
Institute of Geology, 90 Vasylkivska Str., Kyiv, 03022, Ukraine;
[2]Naftogaz of Ukraine Joint Stock Company

RESOURCE ASSESSMENT FEATURES OF NON-TRADITIONAL RESERVOIRS BY THE WELL-LOGGING DATA

Possibilities of estimation of shale gas resource and gas of tight reservoirs with the use of the well-logging data on the example of typical gas-condensate field in the southern side of the Dnieper-Donetsk Depression are considered. The peculiarity of such works at this stage of studying the prospects of unconventional hydrocarbon resources in Ukraine is the shortage of factual material regarding special geochemical analysis of the core from perspective intervals of well sections. Emphasis is placed on the application of data from the standard set of well-logging methods. Using the method of Q. Passy, the content of organic carbon (TOC) in the rocks within the intervals of drilled wells was estimated. The characteristics of the lithological composition of rocks and the gas saturation of the traditional type of reservoirs were taken into account in the well-logging data. In the absence of available core data on thermal maturity of the rocks within the identified promising thicknesses, gas resources were estimated in several scenarios. The peculiarities of the well-logging data interpretation in the case of cross sections of wells of gas-saturated rocks with capacitance characteristics below the limit are given. Dependencies of the type "porosity - permeability", "porosity - residual water saturation" should be used to establish a lower porosity and gas saturation limit for tight reservoirs. At the end of the article, recommendations for calculating of gas resources in non-conventional reservoirs are provided.

Keywords: gas resources, unconventional reservoir; gas condensate field; shale gas, tight gas, well-logging.

А. Карпенко[1], д-р геол. наук, проф.
E-mail: karpenko.geol@gmail.com;
В. Михайлов[1], д-р геол. наук, проф.
E-mail: vladvam@gmail.com;
И. Карпенко[2], канд. геол. наук,
E-mail: sharanskiy@gmail.com;
[1]Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина;
[2]Национальная акционерная Компания "Нефтегаз Украины"

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ ГАЗА НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Рассмотрены возможности оценки ресурсной базы сланцевого газа и газа уплотненных коллекторов с использованием данных геофизических исследований скважин на примере типичного газоконденсатного месторождения южной прибортовой части Днепровско-Донецкой впадины. Особенностью подобных работ на данном этапе изучения перспектив нетрадиционных ресурсов углеводородов в Украине является дефицит фактического материала специальных геохимических исследований керна из перспективных участков разрезов скважин. Основной упор сделан на применение данных стандартного комплекса методов промысловой геофизики. С использованием методики К. Пасси оценено содержание органического углерода в породах в пределах перспективных интервалов пробуренных скважин. При интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) были учтены особенности литологического состава горных пород, газонасыщенность пластов-коллекторов традиционного типа. В условиях отсутствия керновых данных по определению термальной зрелости пород в пределах выявленных перспективных толщ выполнена оценка ресурсов газа по нескольким сценариям. Приведены особенности интерпретации данных ГИС при поисках в разрезах скважин газонасыщенных пород с емкостными характеристиками ниже граничных (кондиционных). Следует использовать зависимости типа: коэффициент пористости – коэффициент проницаемости, коэффициент пористости – коэффициент остаточной водонасыщенности для установления нижней границы пористости и газонасыщенности для уплотненных коллекторов. В статье приведены рекомендации по расчетам ресурсов газа, содержащегося в коллекторах нетрадиционного типа.

Ключевые слова: ресурсы газа, нетрадиционный коллектор, газоконденсатное месторождение, сланцевый газ, уплотненный коллектор, геофизические исследования скважин.