

ГЕОФІЗИКА

УДК 550.832:550.8.05

О. Карпенко, д-р геол. наук, проф.
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна
E-mail: alexbrig@inbox.ru

Г. Башкіров, канд. геол.-мінералог. наук, ст. наук. співроб.
ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України"
вул. Київська, 8, м. Вишневе, Кієво-Святошинський р-н, 08132
E-mail: magnum669@gmail.com

І. Карпенко, здобувач
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
Дочірнє підприємство Регал Петролеум, вул. Димитрова, 5, м. Київ
E-mail: sharanskiy@gmail.com

ВИЗНАЧЕННЯ ВМІСТУ ОРГАНІЧНОЇ РЕЧОВИНИ В ГІРСЬКИХ ПОРОДАХ ЗА ГЕОФІЗИЧНИМИ ДАНИМИ

(Рекомендовано членом редакційної колегії доктором геол.-мінералог. наук, проф. В.М. Курганським)

Необхідність нарощування запасів вуглеводнів (ВВ) вимагає підвищення ефективності геологорозвідувальних робіт. У той же час, певні перспективи в Україні пов'язані зі сланцевими, або ущільненими, гірськими породами, в яких, за аналогією з покладами газу та нафти в США, можливо, зосереджені значні запаси ВВ. Результати роботи багатьох учених вказують на те, що загальний вміст органічного вуглецю є прямим показником потенційної присутності запасів сланцевого газу. Наведений у статті аналіз ефективності існуючих методик визначення вмісту ОР за даними геофізичних досліджень свердловин виявив обмеження та недоліки їхнього застосування в певних геологічних умовах та за обмеженого комплексу методів каротажу.

Так, часто напроти пластів-колекторів підвищений вміст газу в зоні насичення помилково інтерпретується як збільшення вмісту ОР за результатами методик, в яких використовуються значення позірною електричного опору. Запропоновані авторами новий підхід та методика оцінки вмісту ОР за даними неелектричних методів геофізичних досліджень базуються на використанні системи лінійних петрофізичних рівнянь. У основу методики також покладено результати досліджень К. Пассі та інших дослідників щодо розподілу природного газу в сланцевих породах, збагачених ОР. У петрофізичних рівняннях як невідомі розглядаються вміст ОР, величини глинистості та загальної пористості гірських порід. Значення петрофізичних коефіцієнтів застосовують або за апріорними даними, або за спеціально розробленими способами їх визначення. Запропонований (обраний) комплекс петрофізичних рівнянь обмежений вхідними параметрами (відповідно – кількістю рівнянь і невідомих) внаслідок невеликої кількості традиційних методів промислової геофізики, що використовуються під час досліджень нафтових і газових свердловин. Апробація даного підходу на низці свердловин, що розкрили сланцеві товщі, шляхом порівняння з даними лабораторних досліджень дозволяє стверджувати про цілком достовірні результати інтерпретації даних ГДС щодо визначення ємнісних характеристик гірських порід та вмісту органічної речовини в них. У майбутньому вдосконалення даної методики пов'язане із розробкою прийомів налаштування петрофізичних коефіцієнтів з мінімальним використанням результатів лабораторних вимірів на керновому матеріалі.

Ключові слова: геофізичні дослідження свердловин, газ сланцевих порід, органічна речовина, кероген, коефіцієнт пористості, глинистість.

Постановка проблеми. З кожним роком стає все очевиднішим, що значні перспективи нарощування розвіданої бази або збільшення видобутку нафти і природного газу пов'язані зі сланцевими, або ущільненими, гірськими породами (т.з. "нетрадиційного типу") колекторами). Складнощі пошуків скупчень вуглеводневої сировини в природних резервуарах нетрадиційного типу визначаються низкою факторів та проблем, які раніше не виникали, або були другорядними та їм не приділялось достатньо уваги. Петрофізичні моделі "нетрадиційних" порід-колекторів, які насичені газом або нафтою, мають суттєві відмінності від моделей, створених для звичайних гірських порід із міжзерновим, або змішаним, типом пористості. Як відомо, петрофізичні моделі є основою якісної та кількісної інтерпретації даних геофізичних досліджень свердловин, а також необхідні для визначення ємнісних характеристик гірських порід на етапі підрахунку запасів вуглеводнів.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. У "звичайних" петрофізичних моделях нафта і природний газ займають частину об'єму всієї породи; максимальний вміст вуглеводнів тут контролюється ступенем гідрофобності колектора, особливостями структури порового простору та мінерального складу. У сланцевих породах, які вважаються нафтогазоматеринськими, вуглеводні, як правило, зосереджені в порожнинах зрілої органічної речовини (R.G. Loucks, R.M. Reed, S.C. Ruppel, D.M. Jarvie, 2009; Q.R. Passey, 2012; C.J. Modica, S.G. Lapierre, 2012; V. Kuchinskiy, 2013), інколи – ще й в оточуючих

глинисто-піщаних або карбонатних прошарках. На рис. 1 досить чітко видно на мікрофотографіях шліфів гірських порід з сланцевих товщ Польщі, що основна частина порового простору зосереджена власне в керогені. Причому, багатьма дослідниками встановлено пряму кореляцію між об'ємом порового простору керогену та його термальною зрілістю.

Основними критеріями оцінки перспектив газоносності сланцевих порід за літературними даними є: літологічний склад (осадові глинисті та алевроитово-глинисті пелітоморфні породи), ступінь катагенезу – від нижньої частини МК₂ (R₀ = 0,80) до середньої частини АК₂ (R₀ = 3,0), відкрита пористість та проникність порід – нижня межа пористості відповідає значенню в 0,5-1,0%, проникності – 0,1 мД, мінімальна товщина перспективного горизонту – 30 м, максимальна глибина залягання 4500 м, однорідність літологічного складу пачок сланцевих порід, збільшення товщини й кількості пластів сланцевих порід, а також збільшення вмісту органічної речовини C_{орг} (або ТОС – Total Organic Carbon). Саме величина C_{орг} є критичним та найважливішим фактором, визначення якого пов'язане з певними труднощами. Результати роботи багатьох авторитетних учених свідчать, що загальний вміст органічного вуглецю є прямим показником потенційної присутності запасів сланцевого газу. Тому важливість визначення ТОС у сланцевих / нафтових породах не викликає сумнівів як на етапі діагностики таких товщ, так і на більш пізніх етапах геологорозвідувальних робіт, які передбачають

оцінку ресурсів або підрахунок власне запасів вуглеводнів. У зв'язку з цим оптимальному методу визначення концентрації органічного вуглецю в гірських породах розрізів свердловин приділяється багато уваги, проте це питання досі залишається не вирішеним.

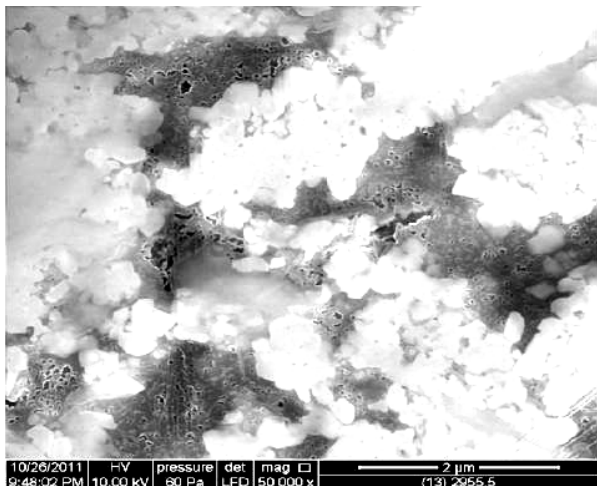


Рис. 1. Мікрофотографія шліфа сланцевої породи (Польща), збагаченої органічною речовиною (за V. Kuchinskiy)

Темні плями – пори в керогені.

Органічна речовина виділяється сірим кольором

Кероген характеризується нижчою густиною, ніж породи, що його вміщують. Так, за збільшення частки органічної складової на 10% від загального об'єму зразка породи зменшується загальна густина зразка на $0,17 \text{ г/см}^3$. Для оцінки вмісту органічної компоненти за допомогою густинної модифікації гамма-гамма-щільнісного каротажу необхідно розглядати зразок породи як багатокомпонентний: матриця породи, кероген та порові флюїди. Підвищення вмісту ТОС на 10% змінює загальну густина на $0,50 \text{ г/см}^3$.

У зв'язку з властивістю керогену сповільнювати швидкість проходження акустичних хвиль, підхід до його виявлення аналогічний, як і з використанням щільнісного гамма-гамма-каротажу. Зміна вмісту органічного вуглецю на 10% змінює швидкість проходження по-вздожних хвиль приблизно на 120-150 мкс/м.

Підвищений вміст водню в органічній речовині порід впливає на покази нейтронного-гамма-каротажу. Чим вищий генераційний потенціал керогену, тим вищий водневий індекс, що в свою чергу збільшує аномалії показів НГК чи ННК у присутності керогену. Крива нейтронної пористості (перерахована з кривої нейтронного-гамма-каротажу) реагує на присутність водню у формації.

На основі наведених вище міркувань Мендельсоном у свій час (80-ті роки) було виведено вирази для визначення вмісту органічного вуглецю, де використовувались дані ГК, ГГК-Щ, НГК і АК. Недоліком запропонованого ним способу було те, що будь-який неврахований вміст пластового флюїду (газу, нафти) викличе занадто високу розраховану величину вмісту органічного вуглецю, вищу за дійсну [6].

Авторами [4, 5] у свій час було запропоновано більш досконалий спосіб визначення вмісту органічного вуглецю, пористості та основних породоутворюючих мінералів за даними геофізичних досліджень свердловин у газосланцевих формаціях. Суть його полягає у розв'язанні системи петрофізичних рівнянь, невідомими в якій є вміст керогену (або вміст органічного вуглецю), пористість, глинистість і основні породоутворюючі мінерали – кварц, кальцит. Кількість невідомих дорівнює кількості

рівнянь. У основу петрофізичних рівнянь (кожне для окремого петрофізичного або геофізичного параметра) покладено адитивну модель гірської породи. Модель є простою сумою компонентів: органічна речовина (або кероген), мінеральний скелет породи, глинисті мінерали, пустотний простір (пористість), пластова вода, вуглеводні (газ або нафта). Недоліком цього способу є:

а) для оцінки невідомих (шуканих) петрофізичних та емнісних параметрів у гірських породах використовуються дані питомого електричного опору, що призводить до отримання помилкового завищеного значення вмісту керогену в газо(нафто)насичених типових псаміто-алевритових або карбонатних породах-колекторах, тому що вуглеводні характеризуються такими самими високими значеннями питомого електричного опору, що й кероген;

б) неврахування особливостей розміщення природного газу в реальній газосланцевій породі (лише в керогені, або – і в керогені, і у вміщуючій кероген породі) вимагає жорсткого калібрування петрофізичних рівнянь за лабораторними даними петрофізичних аналізів гірських порід з розрізів свердловин покладу, що вивчається;

в) введення нелінійного рівняння питомого електричного опору суттєво зменшує точність та достовірність результатів математичного розв'язання системи петрофізичних рівнянь.

Дані статистичних досліджень вказують на хорошу кореляцію між вмістом урану та вмістом органічних речовин (Свенсон, 1960; Маккелві і Нельсон, 1949; Левенталь, 1981). Хоча такий емпіричний зв'язок є задовільним, однозначної фізико-геологічної моделі для пояснення цього співвідношення до сих пір не існує. З багатьох робіт у цьому напрямку було зроблено висновки, що збільшення одного вагового відсотка органічного вуглецю приблизно відповідає збільшенню на 1,5-5,0% урану. Концентрація урану в керогені залежить від типу органічної речовини, з якої він утворився (аналогічний висновок був зроблений Левенталем, 1981). Розподіл урану в середовищі визначається багатьма чинниками, тому дуже складно стверджувати, який саме переважає у конкретному випадку формування породи.

Методика, що була опублікована В. Фертлом та Д. Чілінджером у 1988 р [3], націлена на виявлення нафтогазоматеринських порід за матеріалами геофізичних досліджень свердловин. На той час нафто- і газогенеруючі фації не розглядалися як потенційні породи-колектори вуглеводнів. У своїй роботі автори дуже детально розглядають уявлення, наукові роботи та методики інших авторів, що існували на той час. Математична частина методики основана на врахуванні зміни питомого електричного опору, загальної пористості, вмісту водню, загальної густини породи і швидкості проходження акустичних хвиль у присутності керогену.

Питанням оцінки вмісту органічної речовини в породі за даними непрямих геофізичних та петрофізичних досліджень були присвячені роботи Маєра і Недрлофа, Шмокера і Хестера, Кеннета та Хіслопа.

Методика $\Delta \log R$ (Квін Пассі та ін., 1990 р) [7] апробована на прикладах великої кількості скупчень сланцевого газу, починаючи з 1979 р. З тих пір вона набула широкої популярності серед геофізиків та успішно використовується на багатьох родовищах сланцевого газу по всьому світу. Було встановлено, що запропонований алгоритм працює адекватно і може дати доволі точні передбачення кількісної оцінки органічного вуглецю у породі.

Методика $\Delta \log R$ базується на тих самих властивостях керогену, що й попередні методики. Визначаються опорні інтервали, в яких відсутній кероген (точніше, його вміст мінімальний), і для них беруться опорні значення з діаграм бокового (БК) і акустичного каротажу

АК, нейтронної пористості та густини (метод ГК-Щ). Для кожної досліджуваної ділянки розрізу необхідно визначати новий опорний інтервал і встановлювати опорні значення повторно.

Алгебраїчний вираз для визначення величини $\Delta \log R$ за кривими АК і БК виглядає таким чином:

$$\Delta \log R_{AK} = \log_{10}(R / R_o) + 0,02(\Delta T - \Delta T_o), \quad (1)$$

де R – питомий електричний опір (покази БК), Ом·м; R_o – питомий електричний опір в опорному інтервалі, Ом·м; ΔT – покази акустичного каротажу (інтервальний час), мкс/фт; ΔT_o – покази акустичного каротажу в опорному інтервалі, мкс/фт.

Емпірична залежність для оцінювання величини $\Delta \log R$ з використанням K_p , визначеного з кривої НГК:

$$\Delta \log R_{НГК} = \log_{10}(R / R_o) + 4,0 \cdot (K_n - K_{n_o}), \quad (2)$$

де K_n – загальна пористість за даними НГК, %; K_{n_o} – загальна пористість за НГК в опорному інтервалі, %.

Емпірична залежність для визначення $\Delta \log R_{ГТК}$ з використанням кривої гамма-гамма щільнісного каротажу:

$$\Delta \log R_{ГТК} = \log_{10}(R / R_o) - 2,5 \cdot (\sigma - \sigma_o), \quad (3)$$

де σ – густина породи, г/см³; σ_o – густина породи в опорному інтервалі, г/см³.

Величина $\Delta \log R$ лінійно пов'язана з вмістом органічного вуглецю (ВОВ), який є функцією термічної зрілості ОР (level of thermal maturity – LOM). Автор пропонує графічну залежність [5] для визначення останньої з відомої величини відбивної здатності вітриніту в маслі (R , %).

Емпірична формула для визначення ВОВ:

$$TOC = \Delta \log R \cdot 10^{(2,297 - 0,1688 \cdot LOM)} \quad (4)$$

де LOM – термічна зрілість органічної речовини.

Кларкові значення ВОВ у звичайних глинистих породах варіюють у межах від 0,5 до 1,6%. [2, 1]. Виходячи з цих міркувань, якщо в опорному інтервалі приймалися нульові значення ВОВ, то до обрахованих результатів необхідно додати 0,8-1,6%. Автор пропонує використовувати графоаналітичні можливості методики $\Delta \log R$, яка є швидким методом діагностики розрізу за матеріалами ГДС та виявлення перспективних об'єктів. Досить просто визначаються інтервали з високою концентрацією ОР, вуглисті прошарки і навіть є можливість визначення характеру насичення порід-колекторів (не завжди) та ступінь термічної зрілості ОР. Це є досить важливим моментом у цій методиці для відокремлення перерахованих об'єктів від потенційних на наявність промислових скупчень сланцевого газу.

Цілі та задачі. Проведений аналіз методик інтерпретації даних ГДС, які були раніше розроблені спеціально для діагностики газосланцевих товщ, дозволило виявити загальні закономірності та особливості петрофізичної моделі гірської породи із підвищеним вмістом пелітової фракції та органічної речовини. Особливістю таких методик є врахування додаткової компоненти, яка раніше не розглядалась при традиційній інтерпретації, а саме – наявності органічної твердої речовини (керогену). Без визначення вмісту та властивостей керогену неможлива оцінка газогенеруючих та колекторських характеристик сланцевих товщ. Складнощі всіх існуючих методик інтерпретації, в першу чергу, обумовлені дефіцитом достовірної інформації про стан керогену, тип органічної речовини у досліджуваних породах за відсутності кернових даних. Тому важливою задачею є розробка способів уточнення петрофізичних характеристик ОР, які в інтерпретаційних рівняннях виконують функцію петрофізичних констант.

Не розв'язані раніше задачі та частини загальної проблеми. Головним недоліком, що обмежує використання сучасних методик інтерпретації даних ГДС у га-

зосланцевих товщах, є спрощене уявлення про геологічне середовище, в якому є дві основні компоненти з точки зору електропровідності. Тверда матриця + скелет глинистої складової + тверда частина органічної речовини + вільний та адсорбований природний газ вважаються діелектриками, що не проводять електричний струм. Лише мінералізована пластова вода є єдиним середовищем, яке є провідником електричного струму, тобто її присутність, кількість та властивості визначають величину питомого електричного опору породи. Окрім того, підвищений вміст вільного газу в зоні проникнення газоносних порід-колекторів приводить до збільшення питомого позірною електричного опору на діаграмах електричних методів (БК, наприклад), що на перерахованих діаграмах-результатах методик інтерпретації відбивається аномаліями, аналогічними сланцевим товщам з високим вмістом органічного вуглецю. Тобто, навпроти пластів-колекторів підвищений вміст газу в зоні насичення помилково інтерпретується як збільшення вмісту ОР за результатами методик, у яких використовуються значення позірною електричного опору. Взагалі, методика інтерпретації даних ГДС $\Delta \log R$ для визначення вмісту органічного вуглецю (Квін Пассі та ін. 1990 р.) досить ефективна під час досліджень власне сланцевих об'єктів, у яких вся товща представлена породами із підвищеним вмістом глинистого матеріалу з відсутністю вільного газу в поровому просторі зони проникнення пластів за виключенням частини пор власне органічної речовини. Тому нами був обраний інший підхід, який використовує дані неелектричних методів з обмеженим радіусом досліджень. При використанні системи петрофізичних рівнянь враховується відмінність кожної основної компоненти гірської породи (у тому числі – твердої органічної речовини) за комплексом петрофізичних ознак. Запропонований (обраний) комплекс петрофізичних рівнянь обмежений вхідними параметрами (відповідно – кількістю рівнянь і невідомих) внаслідок невеликої кількості традиційних методів промислової геофізики, що використовуються під час досліджень нафтових і газових свердловин українськими виробничими організаціями.

В основу петрофізичної моделі газосланцевої товщі було покладено результати досліджень та дані про її структуру відомого петрофізика К. Пассі (2010-2012 рр., наприклад, [8]). Особливістю газосланцевих товщ є форми знаходження, розподіл у породі та взаємодійності органічної складової (керогену) з іншими компонентами породи. Зріла ОР у теригенній породі складається з 4 основних компонентів – власне твердої частини (керогену), пустотного простору (пористості), флюїдів – пластової або зв'язаної води – і природного газу. Вода з газом знаходяться в поровому просторі ОР. Пустотний простір у вигляді мікропор самої породи і глинистої фракції зазвичай заповнений лише зв'язаною водою, яка є нерухомою та залишається в породі навіть за суттєвих катагенетичних перетворень глинистих верств. Величина пористості органічної речовини K_p орг залежить від ступеня зрілості ОР. Зазвичай вона дорівнює 0,4-0,5 (дані К. Пассі). Вміст природного газу в поровому просторі керогену змінюється від 0 до 0,8-0,9; також контролюється ступенем катагенетичної (термальної) зрілості ОР.

Для газосланцевої товщі нами запропоновано наступні петрофізичні моделі у вигляді лінійних рівнянь.

Модель інтервального часу породи. В основу покладено рівняння "середнього часу" – Віллі-Грегори, яке дозволяє описувати породи з довільною кількістю компонентів. У ньому в лівій частині наведено величину інтервального часу повздовжньої акустичної хвилі в породі ΔT , що реєструється під час проведення ультразвукового акустичного каротажу (5).

$$\begin{aligned} \Delta T = & \Delta T_{ск} \cdot (1 - K_{гл} - Корг \cdot (1 + Kn \cdot орг) - Kn) + \\ & + \Delta T_{в} \cdot Kn + \Delta T_{в} \cdot Корг \cdot Kn \cdot орг \cdot (1 - K_{гл} \cdot орг) + \\ & + \Delta T_{газ} \cdot K_{гл} \cdot орг \cdot Корг + \Delta T_{гл.ск} \cdot K_{гл} + \\ & + \Delta T_{орг.ск} \cdot Корг, \end{aligned} \quad (5)$$

де $\Delta T_{ск}$ – величина інтервального часу в скелеті гірської породи; $K_{гл}$ – коефіцієнт глинистості; Kn – коефіцієнт пористості породи без врахування пористості ОР; $Корг$ – об'ємний вміст твердої частини ОР у породі; $Kn \cdot орг$ – величина пористості ОР; $\Delta T_{в}$ – величина інтервального часу поздовжньої хвилі в пластовій воді; $\Delta T_{газ}$ – величина інтервального часу у вільному природному газі порового простору ОР; $K_{гл} \cdot орг$ – коефіцієнт газонасичення порового простору керогену; $\Delta T_{гл.ск}$ – величина інтервального часу в твердій частині глинистої компоненти породи; $\Delta T_{орг.ск}$ – величина інтервального часу в твердій частині ОР породи.

Штучно було розділено пустотний простір на дві складові – Kn і $Kn \cdot орг$. Це було зроблено для того, щоби після функціональних перетворень виразу (5) залишити його у вигляді поліному першого порядку (лінійного рівняння), в якому будуть відокремлені невідомі – шукані величини – Kn , $Kn \cdot орг$ і $K_{гл}$.

Модель нейтронної пористості (воднеємисту) породи. Використано відоме лінійне рівняння для пористості породи, яке застосовується при інтерпретації даних нейтронних методів каротажу. В ньому нами додано додаткову компоненту – ОР та її складові (6):

$$\begin{aligned} \omega_n = & Kn + \omega_{гл} \cdot K_{гл} + \omega_{орг.ск} \cdot Корг + \\ & + Корг \cdot Kn \cdot орг \cdot (1 - K_{гл} \cdot орг), \end{aligned} \quad (6)$$

де ω_n – питомий вміст водню (нейтронна пористість) гірської породи за даними нейтрон-нейтронного або нейтронного гамма-каротажу; $\omega_{гл}$ – питомий вміст водню твердої частини глинистої компоненти породи (хімічно зв'язана вода); $\omega_{орг.ск}$ – питомий вміст водню твердої частини органічної речовини (керогену).

Модель густини гірської породи. До петрофізичних особливостей газосланцевих верств відносять суттєву диференціацію густини гірської породи залежно від вмісту органічної речовини. Як відомо (див. далі), густина керогену суттєво менша за густину мінеральної складової теригенної породи. Цю діагностичну ознаку покладено в основу створення петрогустинної моделі гірських порід із підвищеним вмістом ОР (7):

$$\begin{aligned} \sigma_n = & \sigma_{мін} \cdot (1 - Kn - K_{гл} - Корг \cdot (1 + Kn \cdot орг)) + \\ & + \sigma_{в} \cdot (Kn + Корг \cdot Kn \cdot орг \cdot (1 - K_{гл} \cdot орг)) + \\ & + \sigma_{газ} \cdot Корг \cdot Kn \cdot орг \cdot K_{гл} \cdot орг + \sigma_{орг.ск} \cdot Корг + \sigma_{гл} \cdot K_{гл}, \end{aligned} \quad (7)$$

де σ_n – густина гірської породи, визначена за даними щільнісного гамма-гамма каротажу (ГГК-Щ); $\sigma_{в}$ – густина пластової води; $\sigma_{газ}$ – густина природного газу, $\sigma_{орг.ск}$ – густина твердої частини органічної речовини.

Слід зазначити, що петрогустинні характеристики окремих складових моделі визначаються або за апріорними даними, або спеціальними способами; це буде детально описано у наступних публікаціях.

Модель потужності експозиційної дози природного гамма-випромінювання (8). Вона сформована на основі припущення про адитивний внесок природної радіоактивності кожної компоненти у формування загального сигналу від гірської породи, що реєструється при проведенні гамма-каротажу.

$$\begin{aligned} I_{\gamma} = & I_{\gamma} \cdot \min \cdot (1 - K_{гл} - Корг \cdot (1 + Kn \cdot орг) - Kn) + \\ & + I_{\gamma} \cdot \max \cdot K_{гл} + I_{\gamma} \cdot орг \cdot Корг, \end{aligned} \quad (8)$$

де I_{γ} – сумарна потужність експозиційної дози природного гамма-випромінювання, що зареєстрована при проведенні гамма-каротажу; $I_{\gamma} \cdot \min$ – мінімальна потужність експозиційної дози природного гамма-випромінювання, що є характерною для неглинистої породи з мінімальним вмістом ОР; $I_{\gamma} \cdot \max$ – максимальна потужність експозиційної дози природного гамма-випромінювання, яка спостерігатиметься напроти "чистого" глинистого пласта з мінімальним вмістом ОР; $I_{\gamma} \cdot орг$ – потужність експозиційної дози природного гамма-випромінювання твердої частини ОР (керогену). У рівнянні (8) не розглядається питомий внесок гамма-радіоактивності від пластової води і природного газу. Вважаємо, що цей внесок настільки малий, що їм можна нехтувати при реалізації моделі потужності експозиційної дози природного гамма-випромінювання з метою діагностики газосланцевих об'єктів.

На основі наведених вище фізико-геологічних моделей запропоновано використання системи з трьох петрофізичних лінійних рівнянь (з 4 можливих). Шляхом розв'язання цієї системи з 3 петрофізичних алгебраїчних рівнянь за допомогою класичного способу Гаусса розраховуються такі параметри:

1. $Корг$ – об'ємний вміст твердої частини органічної речовини в породі;
2. Kn – коефіцієнт відкритої пористості породи без врахування пористості органічної речовини;
3. $K_{гл}$ – коефіцієнт об'ємної глинистості (твердої частини глинистого матеріалу) породи;
4. $Сорг$ – коефіцієнт вмісту органічного вуглецю (ТОС) – через величину $Корг$.

Після функціональних перетворень петрофізичних рівнянь (5–8) отримано оптимізовані рівняння, до яких можна застосовувати стандартні математичні процедури і способи розв'язку системи лінійних рівнянь (пропонується класичний спосіб Гаусса):

$$\begin{aligned} \Delta T = & \Delta T_{ск} + Kn \cdot (\Delta T_{в} - \Delta T_{ск}) + K_{гл} \cdot (\Delta T_{гл.ск} - \Delta T_{ск}) + \\ & + Корг \cdot (\Delta T_{в} \cdot Kn \cdot орг \cdot (1 - K_{гл} \cdot орг) - \Delta T_{ск} \cdot (1 + Kn \cdot орг) + \\ & + \Delta T_{газ} \cdot K_{гл} \cdot орг \cdot Kn \cdot орг + \Delta T_{орг.ск}); \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_n = & Kn + K_{гл} \cdot \omega_{гл} + \\ & + Корг \cdot (\omega_{орг.ск} + Kn \cdot орг \cdot (1 - K_{гл} \cdot орг)), \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sigma_n = & \sigma_{мін} + Kn \cdot (\sigma_{в} - \sigma_{мін}) + K_{гл} \cdot (\sigma_{гл} - \sigma_{мін}) + \\ & + Корг \cdot (\sigma_{орг.ск} + \sigma_{в} \cdot Kn \cdot орг \cdot (1 - K_{гл} \cdot орг) + \\ & + \sigma_{газ} \cdot Kn \cdot орг \cdot K_{гл} \cdot орг - \sigma_{мін} \cdot (1 + Kn \cdot орг)); \end{aligned}$$

$$I_{\gamma} = K_{гл} \cdot (I_{\gamma} \cdot \max - I_{\gamma} \cdot \min) +$$

$$+ Корг \cdot (I_{\gamma} \cdot орг - I_{\gamma} \cdot \min \cdot (1 + Kn \cdot орг)) -$$

$$- Kn \cdot I_{\gamma} \cdot \min + I_{\gamma} \cdot \min.$$

Завдяки застосуванню системи лінійних рівнянь та її розв'язку за способом Гаусса досягається отримання точного, єдиного результату – оцінки пористості, глинистості та вмісту органічної речовини. Це є однією з вагомих переваг нового способу. Раніше в систему петрофізичних рівнянь пропонувалось нелінійне рівняння – модель питомого електричного опору (модель Арчі). Розв'язок такої системи завжди дає дуже наближений результат, якій часто не відповідає реальним значенням.

Окрім того, на вплив питомого електричного опору породи сильно впливає величина газо(нафто)насичення незмінної частини пласта (не охопленої проник-

ненням фільтрату промивної рідини при бурінні свердловини).

На рис. 2 наведено результати розрахунків вмісту ОР ($C_{орг}$ на рис.) з використанням методики К. Пассі $\Delta \log R$ (за комплексами даних методів електрокаротажу, АК і НГК) та нашої: коефіцієнту глинистості $K_{гл}$ та $C_{орг}$ на основі лінійних петрофізичних рівнянь (5 – 8). В інтервалі глибин 3452-3505 м (рудівські шари) підвищена природна гамма-активність глинистих порід обумовлена значним вмістом керогену, до складу якого входять уран-органічні сполуки. Ця товща відображається відносно невисокими величинами питомого електричного опору, що привело до малих значень $C_{орг}$ за результатами розрахунків за "стандартною" методикою $\Delta \log R$. Розраховані значення $C_{орг}$ нижчі за дані лабораторних вимірювань на керновому матеріалі (див. рис. 2). У той

самий час, результати обчислень вмісту ОР за нашою методикою добре збігаються з даними кернових вимірювань. Саме в інтервалі глибин поширення рудівських шарів значення $C_{орг}$ досягають найбільших величин.

Описаний та запропонований новий підхід до діагностики газосланцевих гірських порід пройшов успішну апробацію на низці свердловин з перспективних на вуглеводні нетрадиційного типу площ Керносівської, Комишвахської, Артемівської, Святогірської, Богатойської, Катеринівської, Шандрівської, Орільської, Медвежанської, Тернівської та Дробишівської. У табл. 1 наведено порівняльні результати оцінки $C_{орг}$ за даними різних способів. Видно, що значення вмісту органічного вуглецю за керном (точкові оцінки) і за запропонованим способом краще збігаються, ніж за даними методики $\Delta \log R$.

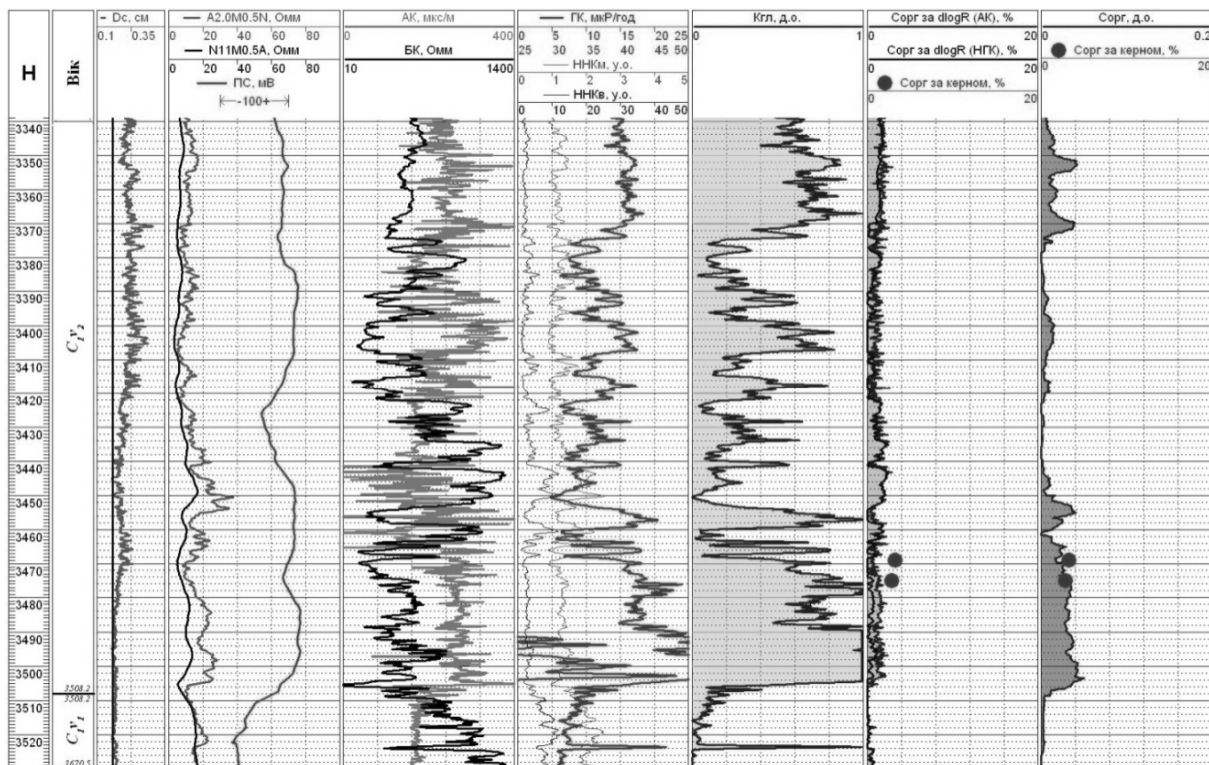


Рис. 2. Результати визначення вмісту органічної речовини у розрізі нижнього візею свердловини Керносівської площі за даними ГДС

Таблиця 1

Порівняльні результати оцінки $C_{орг}$ за даними різних способів

№ свердловини	Глибина, м	Визначення вмісту $C_{орг}$, % за способами:			
		За керном	$\Delta \log R_{АК}$	$\Delta \log R_{НГК}$	Новий спосіб
1-Артемівська	3420	3,0	2,5	3,0	3,7
1-Артемівська	3556	3,34	5,0	6,2	3,6
1-Артемівська	3562	3,16	0,8	0,9	3,8
1-Керносівська	3469	7,9	3,0	2,0	5,8
1-Керносівська	3475	6,9	2,0	4,0	8,0

Висновки. У статті проаналізовано основні засади, на яких побудовано найбільш відомі та популярні в свій час способи та методики оцінки вмісту органічної речовини за даними ГДС у гірських породах, як правило, з підвищеним вмістом глинистої компоненти. Відмічено, що всі вони мають недоліки, які заважають проводити достовірні розрахунки параметра в умовах неоднорідних за літологічним складом розрізів свердловин. Окрім того, на результати найбільш популярної методики $\Delta \log R$ суттєво впливають коливання питомого електричного опору, обумовлені газонасиченням порового про-

стору окремих шарів гірських порід. Запропоновано новий підхід до діагностики газосланцевих та подібних за складом товщ гірських порід за даними неелектричних методів каротажу. Нова методика, основана на використанні системи лінійних петрофізичних рівнянь, дозволяє успішно визначати вміст органічної речовини, коефіцієнти пористості і глинистості гірських порід. У майбутньому вдосконалення цієї методики пов'язане з розробкою прийомів налаштування петрофізичних коефіцієнтів з мінімальним використанням результатів лабораторних вимірювань на керновому матеріалі.

Список використаних джерел

1. Петтиджон Ф. Дж., (1981). Осадочные породы. М., Недра, 750.
Pettyjohn F., (1981). Osadochny porodu. M., Nedra, 750 (In Russian).
2. Тиссо Б., Вельте Д., (1981) Образование и распространение нефти и газа. М., Мир, 501.
Tysso B., Velte D., (1981). Obrazovaniye i rasprostraneniye nefty i gaza. M., Mir, 501 (In Russian).
3. Fertl W., Chillingar G., (1988). Total Organic Carbon Content Determined From Wireline Well Logs. *SPE Formation Evaluation*, 3, 407–419.
4. Heidari Z, Torres-Verdin C., Preeg W., (2011). Quantitative method for estimating total organic carbon and porosity, and for diagnosing mineral constituents from well logs in shale-gas formations). *SPWLA 52nd Annual Logging Symposium, Colorado Springs, USA, May 14-18, 2011, 1-15.*
5. Heidari Z., (2011). Estimation of Static and Dynamic Petrophysical Properties from Well Logs in Multi-Layer Formations. *Dissertation by M.Sc.*,

O. Karpenko, Dr. Sci. (Geol.), Prof.
Institute of Geology, Taras Shevchenko National University of Kyiv
90 Vasylkivska Str., Kyiv, 03022 Ukraine
E-mail: alexbrig@inbox.ru

G. Bashkirov, Cand. Sci. (Geol.-Min.)
"Nauknaftogaz" State Enterprise, NAK "Naftogaz of Ukraine"
Kyivska Str., Vyshneve, 08132
E-mail: magnum669@gmail.com

I. Karpenko, Postgraduate Student
Taras Shevchenko National University of Kyiv
Regal Petroleum, Dimitrova Str., 5, Kyiv
E-mail: sharanskyy@gmail.com

Faculty of the Graduate School of The University of Texas at Austin in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Doctor of Philosophy, The University of Texas at Austin, August 2011, 237 p.

6. Mendelson J.D., Toksoz M.N., (1985). Source rock characterization using multivariate analysis of log data. *SPWLA 26th Annual Logging Symposium*, 1985, p. UU.

7. Passey Q., Creaney S., Kulla J., Moretti F., Stroud J., (1990). A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin*, December 1990, 74, 1777-1794.

8. Passey Q., K. Bohacs R., Klimentidis W., Sinha S., (2011). My source rock is now my shale-gas reservoir – Geologic and Petrophysical Characterization of Shale-Gas Reservoirs. *AAPG Annual convention, April 10-13, 2011, Houston, Texas*, Search and Discovery Article # 90124, Web accessed 22 June 2012, http://www.searchanddiscovery.com/documents/2012/80231passey/ndx_passey.pdf

Надійшла до редколегії 23.09.14

GEOPHYSICAL DATA: ESTIMATING ORGANIC MATTER IN ROCKS

Hydrocarbon (HC) reserves expansion determines a necessity to enhance exploration efficiency due to the complexity of the geological environment in the undeveloped oil-and-gas fields. Ukraine is prospective to explore shale and tight rocks, which like oil-and-gas deposits in the United States, may contain considerable reserves of hydrocarbons. Thus, proper attention should be paid to geological and geophysical diagnosis of rocks with a high content of organic matter (OM) – kerogen. Recent research findings suggest that the total content of organic carbon is a direct indicator of the potential presence of shale gas reserves. The research into the geophysical methods applied to determine the content of OM in wells reveals their being inefficient, especially when they are applied to certain geological fields or are preceded by a limited number of logging techniques. Thus, the values of the apparent resistance indicating high gas content in the saturation zone opposite reservoirs are often misinterpreted to be an increase in the OM content. To counterbalance this, the authors propose a new non-electrical geophysical methodology of well logging and a technique for estimating OM content, both based on the use of a system of linear petrophysical equations. The methods are also based on Q. Passey and others' findings of natural gas distribution in shale formations enriched with OM. Organic content, clayiness, and the value of the total porosity of rocks are considered to be the unknown in petrophysical equations. Petrophysical coefficients are used either as prior evidence or as specially developed methods for their determination. The set of equations proposed is confined to petrophysical input parameters (the number of equations and the unknown, respectively); this is due to a small number of traditional methods of well logging. The approach being tested in a number of wells containing shale strata, and laboratory data being compared, the conclusion provides validated data interpretation for determining reservoir properties of rocks and organic matter content in them. In the future, the enhancement of this methodology may involve the development of methods to adjust petrophysical coefficient on core material via minimizing laboratory measurements.

Key words: well logging, shale gas, organic matter, kerogen, porosity, clayiness.

A. Карпенко, д-р геол. наук, проф.
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
УНІ "Інститут геології", ул. Васильківська, 90, г. Київ, 03022, Україна
E-mail: alexbrig@inbox.ru

Г. Башкиров, канд. геол.-минералог. наук, стар. науч. сотруд.
ГП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України"
ул. Київська, 8, г. Вишневе, Києво-Святошинський р-н, 08132
E-mail: magnum669@gmail.com

І. Карпенко, соискатель
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
дочернее предприятие Регал Петролеум, ул. Димитрова, 5, г. Киев
E-mail: sharanskyy@gmail.com

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА В ГОРНЫХ ПОРОДАХ ПО ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Необходимость наращивание запасов углеводородов (УВ) определяет задачу повышения эффективности геологоразведочных работ. При этом определенные перспективы в Украине связаны со сланцевыми или уплотненными горными породами, в которых, по аналогии с залежами газа и нефти в США, возможно, сосредоточены значительные запасы УВ. Значительное внимание должно уделяться геолого-геофизической диагностике горных пород с повышенным содержанием органического вещества (ОВ) – керогена. Результаты работ многих ученых указывают на то, что общее содержание органического углерода является прямым показателем потенциального присутствия запасов сланцевого газа. Приведенный в статье анализ эффективности существующих методик определения содержания ОВ по данным геофизических исследований скважин обнаружил ограничения и недостатки их применения в определенных геофизических условиях и при ограниченном комплексе методов каротажа. Так, часто напротив пластов-коллекторов повышенное содержание газа в зоне насыщения ошибочно интерпретируется как увеличение содержания ОВ по результатам методик, в которых используются значения кажущегося электрического сопротивления. Предложенные авторами новый подход и методика оценки содержания ОВ по данным неэлектрических методов геофизических исследований базируются на использовании системы линейных петрофизических уравнений. Методика также базируется на результатах работ К.Пасси и других исследователей относительно распределения природного газа в сланцевых породах, обогащенных ОВ. В петрофизических уравнениях в качестве неизвестных рассматриваются содержание ОВ, величины глинистости и общей пористости горных пород. Значения петрофизических коэффициентов устанавливаются или по априорным данным, или по специально разработанным способам их определения. Предложенный комплекс петрофизических уравнений ограничен входными параметрами (соответственно, количеством уравнений и неизвестных); это связано с небольшим количеством традиционных методов промысловой геофизики, используемых при исследованиях нефтяных и газовых скважин. Апробация данного подхода на ряде скважин, раскрывших сланцевые толщи, путем сравнения с данными лабораторных исследований позволяет утверждать про вполне достоверные результаты интерпретации данных ГИС при определении емкостных характеристик горных пород и содержания органического вещества в них. В будущем совершенствование данной методики связано с разработкой приемов настройки петрофизических коэффициентов с минимальным использованием результатов лабораторных измерений на керновом материале.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин, газ сланцевых пород, органическое вещество, кероген, коэффициент пористости, глинистость.