

УДК 550.832:550.8.05

I. Карпенко, здобувач
E-mail: sharanskiy@gmail.com,
O. Карпенко, д-р геол. наук, проф.
E-mail: alexbrig@inbox.ru,
Київський національний університет імені Тараса Шевченка
ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, м. Київ, 03022, Україна
Г. Башкіров, канд. геол.-мінералог. наук, старш. наук. співроб.
ДП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз України",
E-mail: magnum669@gmail.com
вул. Київська, 8, м. Вишневе, Києво-Святошинський р-н, 08132, Україна,

ПЕТРОФІЗИЧНІ ПЕРЕДУМОВИ ОЦІНКИ ВМІСТУ КЕРОГЕНУ В ГІРСЬКИХ ПОРОДАХ ЗА ДАНИМИ ПРОМИСЛОВОЇ ГЕОФІЗИКИ

(Рекомендовано членом редакційної колегії д-ром геол.-мінерал. наук, проф. В. М. Курганським)

Важливість вивчення фізичних властивостей органічної речовини в гірських породах значною мірою пов'язується з перспективами суттєвого збільшення видобутку сланцевого газу. Геофізична діагностика, у тому числі оцінка вмісту керогену в сланцегазових товщах, потребує належного петрофізичного забезпечення. Виконаний аналіз публікацій про фізичні властивості органічної речовини з відомих родовищ сланцевого газу США дозволив отримати петрофізичні залежності для кількісних розрахунків вмісту керогену за даними промислової геофізики. Раніше нами було розроблено систему інтерпретаційних рівнянь, в яких присутні петрофізичні константи, що визначають окремі характеристики твердої частини органічної речовини в гірських породах. Розроблено математичні моделі, які пов'язують інтервальний час поздовжньої акустичної хвилі, питомий вміст водню з густиною та катагенетичною зрілістю органічної речовини. Наведено рівняння виявлених закономірностей зміни величини відбитої здатності вітриніту зі зростанням глибини залягання відкладів для різних площ Дніпровсько-Донецької западини. На основі проведених досліджень показано шляхи уточнення петрофізичних характеристик органічної речовини з урахуванням ступеня її зрілості та конкретних нафтогазоносних товщ або територій.

Ключові слова: сланцевий газ, гірська порода, петрофізичні характеристики, кероген, питомий вміст водню, густина.

Постановка проблеми. Зі збільшенням попиту на вуглеводневу сировину зростає зацікавленість нафтогазових компаній у пошуках родовищ так званого "сланцевого типу". Подібні родовища потенційно існують у багатьох нафтогазових регіонах світу. Проте їхнє відкриття, подальша розвідка та вивчення вимагають де-що відмінних від традиційних методів геологорозвідувальних робіт. Під час діагностики потенційних газосланцевих товщ обов'язково оцінюють розподіл органічної речовини (ОР) по розрізах свердловин. Для цього застосовують як лабораторні методи дослідження керна матеріалу, так і більш експресні та представницькі – методи промислової геофізики. Інтерпретаційні моделі оцінки вмісту ОР за даними геофізичних досліджень свердловин базуються на петрофізичних особливостях керогену у складі гірських порід. Стаття присвячена результатам вивчення петрофізичних і геофізичних характеристик ОР з метою вдосконалення кількісної інтерпретації геофізичних даних.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Серед останніх публікацій, присвячених петрофізичним і петрографічним властивостям ОР газосланцевих порід, найбільш значущими та відомими, на нашу думку, є роботи (R. G. Loucks, R. M. Reed, S. C. Ruppel, D. M. Jarvie, 2009; Q. R. Passey, 2012; S. J. Modica, S. G. Lapierre, 2012; V. Kuchinskiy, 2013) [1–5]. У попередніх дослідженнях зроблено детальний аналіз існуючих геофізичних методів та опублікованих результатів різних авторів стосовно вивчення петрографо-петрофізичних особливостей органічної речовини. Проте слід зазначити, що у відмічених роботах недостатньо висвітлено питання вивчення петрофізичних характеристик, які б дозволили використовувати їх повною мірою для оцінки вмісту ОР за даними геофізичних досліджень шляхом застосування запропонованої нами системи петрофізичних рівнянь.

Цілі та задачі. Метою досліджень, результати яких наведено в статті, є отримання необхідної петрофізичної інформації, розробка оригінальних підходів до оцінки петрофізичних характеристик органічної речовини, необхідних для кількісної інтерпретації даних промислової геофізики при діагностиці газосланцевих товщ.

Завданням, що було нами поставлено, є розробка способів оцінки густини, швидкості поздовжньої хвилі (або інтервального часу розповсюдження р-хвилі) в органічній речовині, а також – питомого вмісту водню ОР (для петрофізичного рівняння нейтронної пористості). Усі наведені параметри входять у вигляді петрофізичних констант до розробленої та апробованої нами систему інтерпретаційних рівнянь, яка дозволяє за даними ГДС оцінювати коефіцієнти глинистості, загальної пористості та вміст органічної речовини або органічного вуглецю в потенційних газосланцевих товщах та інших осадових породах, що становлять розріз свердловини.

Не розв'язані раніше задачі та частини загальної проблеми. Слід зазначити, що питання, пов'язане з оцінкою конкретних значень петрофізичних коефіцієнтів, характерних для газосланцевих товщ, або безпосередньо – для різних типів органічної речовини порід, що вивчаються, дуже непросте. Для точного визначення петрофізичного коефіцієнта, як відомо, використовують дву- або багатовимірні залежності типу "керна-керна" або "керна-геофізика" за наявності достатньої кількості (обсягу) представницьких даних. Нами використано дані з окремих площ і родовищ США (рис. 1), а також з перспективних ділянок центральної та східної частин ДДЗ. На основі аналізу наявної інформації розроблено рекомендації, які використовувати геофізичні та петрофізичні дані для визначення або уточнення петрофізичних коефіцієнтів. Слід зазначити, що в деяких випадках рекомендовано усереднені, узагальнені значення для петрофізичних характеристик ОР, що в складі теригенних порід.

Оцінка значень інтервального часу поздовжньої хвилі в твердій частині ОР ($\Delta T_{org.sk}$).

Нами було використано літературні дані статей [6–7], в яких описано, зокрема, технологію оцінки вмісту ОР за методикою Carbolog. На рис. 2 наведено розподіл середніх значень окремих петрофізичних характеристик компонентів гірських порід, притаманних нафтогазоматеринським товщам, і які було прийнято для використання при інтерпретації даних ГДС геофізиками США [6] та Польщі [7].

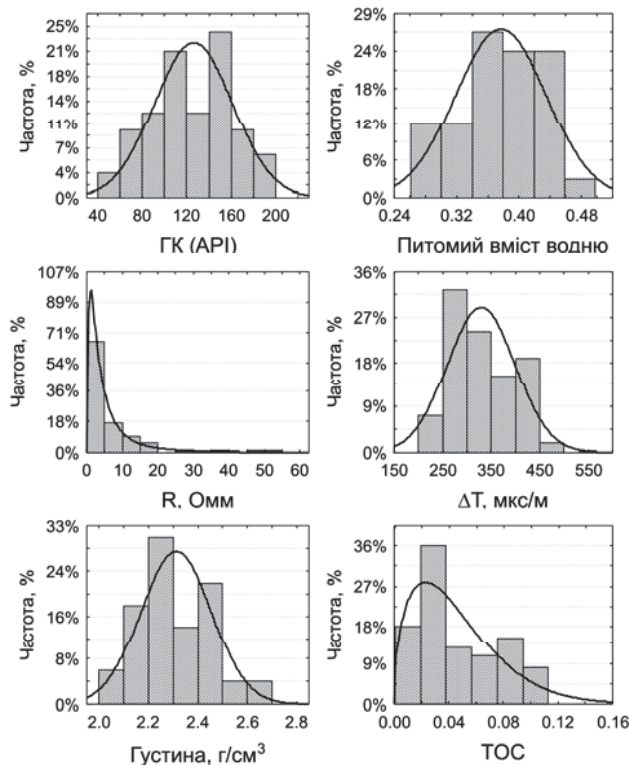


Рис. 1. Гістограми розподілів ймовірностей значень петрофізичних параметрів для порід газосланцевих товщ (за даними Q. R. Passey, K. E. Dahlberg, K. B. Sullivan та ін., 2006 [9])

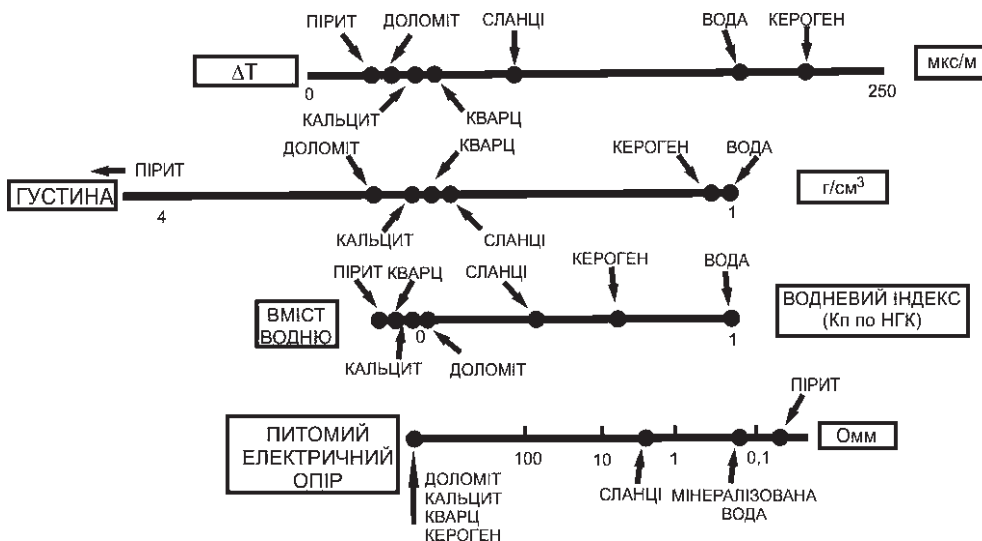


Рис. 2. Розподіли середніх петрофізичних значень для окремих компонентів газосланцевої товщі (за В. Carpentier та ін., 1989; 1992, М. Ciechanowska, J. Kusmierek, 1992)

За результатами статистичного аналізу табличних даних [6, 7] за петрофізичними параметрами газосланцевих товщ найвідоміших родовищ США нами отримано рівняння (1) (рис. 3). У наведеному рівнянні враховано дані для глинистих порід з різним вмістом ОР. Із припущення, що ОР має густину $\sigma_{ор.ск}$ 1,0-103 кг/м³, інтервальний час позовжньої хвилі станорвितиме за рівнянням (1) 829,5 мкс/м; за значенням $\sigma_{ор.ск}$ = 1,1-103 кг/м³, інтервальний час позовжньої хвилі 794,7 мкс/м; за значенням $\sigma_{ор.ск}$ = 1,2-103 кг/м³, інтервальний час, відповідно, 759,0 мкс/м. За наведеними даними в [6–8] величина інтервального часу твердої частини ОР дорівнює 830 мкс/м. Таким чином, за відсутності апріорної інформації для кер-

нових даних можна скористатись наведеними вище оцінками значення $\Delta T_{ор.ск}$.

$$\Delta T_{ор.ск} = 1177,8 - 348,3 \cdot \sigma_{ор.ск} \cdot n = 112 \quad r = 0,9 \quad (1)$$

Величина питомого вмісту водню твердої частини ОР у теригенних породах $\omega_{ор.ск}$ суттєво залежить від ступеня катагенетичної зрілості керогену, визначалася нами на основі даних по газосланцевих родовищах США (В. Carpentier та ін., 1989) за допомогою регресійного аналізу. За результатами статистичного аналізу табличних даних [6] нами розраховано рівняння регресії між вмістом ОР та нейтронною пористістю (рис. 4). Отримано оптимальне рівняння регресії (з невисоким рівнем кореляції)

$$\omega_{ор.ск} = 0,5354 + 0,2134 \cdot \log(K_{ор.ск}) \cdot n = 112 \quad R = 0,62 \quad (2)$$

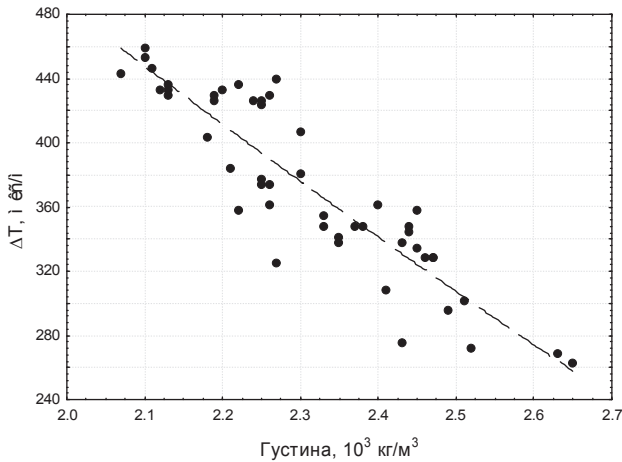


Рис. 3. Статистична залежність інтервального часу позовжньої хвилі від густини газсланцевої породи (вихідні дані – В. Carpentier та ін., 1989)

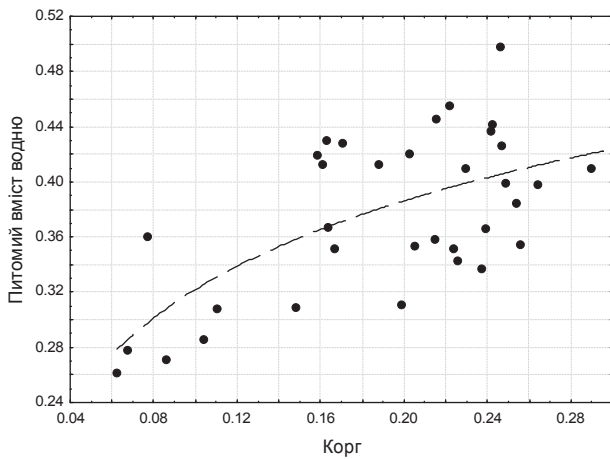


Рис. 4. Статистична залежність між величиною нейтронної пористості (питомим вмістом водню) і вмістом органічної речовини (вихідні дані – В. Carpentier та ін., 1989)

Наведене вище рівняння дозволяє розрахувати значення питомого водневмісту твердої частини ОР (керогену). За умови $Kорг = 1$ розрахунок дає результат 0,54. Отриману величину можна наближено вважати питомим водневмістом керогену за середнім значенням коефіцієнта відбиття вітриніту 0,61 [6].

Інший підхід до оцінки $\omega_{орг.ск}$ полягає у використанні петрофізичних кореляційних залежностей: якщо відомі характерні значення петрофізичних констант для керогену, то за такими рівняннями можна розрахувати шукані параметри ОР. Так, за даними з роботи [6] нами встановлено рівняння (3) регресії між густиною σ_n та питомим вмістом водню ω_n для порід з підвищеним вмістом ОР та глинистої компоненти (рис. 5):

$$\omega_n = -0,046 + 0,86 \cdot \sigma_n - 0,3 \cdot \sigma_n^2, n = 112 R = 0,81 \quad (3)$$

Наведене рівняння дозволяє оцінити величину водневмісту керогену за різних значень густини останнього. Як відомо, густина керогену тісно пов'язана зі ступенем катагенетичної зрілості ОР. Результати розрахунків за рівнянням (3) за умови, що $Kорг = 1$:

$$\omega_{орг.ск} = 0,51$$

за умови – густина ОР дорівнює $1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$;

$$\omega_{орг.ск} = 0,54$$

за умови – густина ОР дорівнює $1,1 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$;

$$\omega_{орг.ск} = 0,55$$

за умови – густина ОР дорівнює $1,2 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$.

Наведені значення є характерними для певних типів керогену; вони можуть суттєво змінюватись залежно від генезису та зрілості ОР.

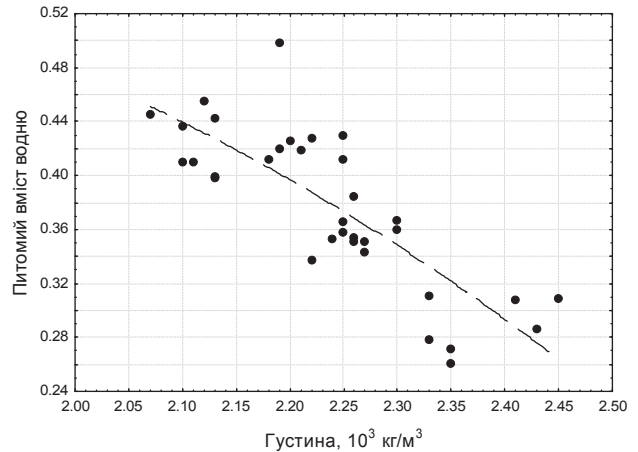


Рис. 5. Статистична залежність між величиною нейтронної пористості (питомим вмістом водню) і густиною газсланцевих порід (вихідні дані – В. Carpentier та ін., 1989)

Розглянемо, які значення $\omega_{орг.ск}$ пропонують автори робіт, присвячених вивченню петрофізичних особливостей газсланцевих товщ. У роботі [5] за величини коефіцієнта відбиття вітриніту $R0$ 0,9–1,0 величина водневмісту ОР в середньому дорівнює 0,64. Автори роботи [3] пропонують середнє значення величини $\omega_{орг.ск}$ 0,59, але тут величина $R0$ вища: 1,0–1,1 (більша зрілість керогену).

За різними даними, величина нейтронної пористості (питомого водневмісту) зрілої ОР в межах від 0,75 (дані недостатньо статистично достовірні) до 0,51. За умови відсутності представницьких результатів аналітичних досліджень керна з газсланцевих товщ можна використовувати значення $\omega_{орг.ск} = 0,6$ (величина $R0$ менша за 1,0), або 0,5–0,55 – за значеннями $R0$ більше за 1,0.

Густина, г/см^3

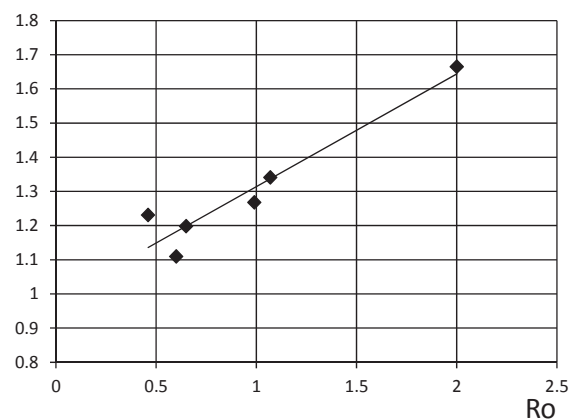


Рис. 6. Статистична залежність між величиною коефіцієнта відбиття вітриніту і значеннями густини органічної речовини (за даними L. Vernik, X. Liu, 1997 [8])

Значення густини твердої частини (скелета) ОР $\sigma_{\text{орг.ск}}$ у складі газосланцевої товщі. Численними дослідженнями встановлено факт збільшення густини керогену зі збільшенням катагенетичних перетворень ОР. Так, за табличними значеннями в роботі [8] та за текстовою інформацією наводяться значення густини керогену $(1,18-1,25) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ на ранніх стадіях генерації вуглеводнів. Під час головної фази генерації сланцевого газу – автори роботи [8] рекомендують значення густини ОР $1,35 \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$. За наведеними табличними даними роботи [8] побудовано графік залежності та розраховано рівняння регресії – впливу катагенетичної зрілості ОР (через величину R_0) на значення густини керогену (рис. 6, рівняння (4)).

$$\sigma_{\text{орг.ск}} = 0,984 + 0,3297 \cdot R_0 \cdot r = 0,95 \quad (4)$$

Таким чином, зазвичай величина густини ОР змінюється в межах від 1,1 до $(1,5-1,6) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ на різних стадіях зрілості керогену та генерації вуглеводнів.

За результатами статистичної обробки даних лабораторних вимірювань коефіцієнта відбиття вітриніту у зразках порід, відібраних з різних свердловин і площ ДДЗ, нами отримано рівняння регресії зміни величини R_0 зі зростанням глибини залягання відкладів. Як видно, коефіцієнти в рівняннях регресії та градієнти зростання R_0 з глибиною суттєво відрізняються для різних площ. Цей факт слід враховувати та користуватись рівняннями, що подібні до наведених у табл. 1, для розрахунків петрофізичних констант керогену, які залежать від ступеня катагенетичних перетворень порід та ОР.

Таблиця 1

Зміни величини R_0 зі зростанням глибини залягання відкладів для різних площ ДДЗ

№	№ свердловини, площа (родовище)	Глибина Н, м		Кількість вимірів R_0	$R_0 = f(H)$	grad (R_0/H) $\cdot 10^3$	r
		H min	H max				
1	1-Артемівська	2015	4486,3	12	$R_0, \% = -0,3231 + 0,0004 \cdot H$	0,4	0,97
2	403-Більська	2313,5	2890,9	6	$R_0, \% = 1,1543 - 0,0002 \cdot H$	0,2	0,96
3	487-Гадяцька	3756,4	4525	20	$R_0, \% = -0,1898 + 0,0002 \cdot H$	0,2	0,84
4	1-Донецька	4581,8	5228,6	7	$R_0, \% = -1,6106 + 0,0008 \cdot H$	0,8	0,82
5	637-Дробишівська	2666,4	4585	17	$R_0, \% = -0,837 + 0,0006 \cdot H$	0,6	0,93
6	491-Кісівська	4493,5	6092	11	$R_0, \% = -1,3188 + 0,0004 \cdot H$	0,4	0,99
7	4-Комишуваська	1450,9	4325,4	11	$R_0, \% = -0,3149 + 0,0007 \cdot H$	0,7	0,97
8	500-Мачуська	3318,7	5511	12	$R_0, \% = -0,8509 + 0,0004 \cdot H$	0,4	0,95
9	313-Пд.-Жданівська	3900,2	5036,9	5	$R_0, \% = -0,5514 + 0,0003 \cdot H$	0,3	0,98
10	2-Рудівська	4251	4872	7	$R_0, \% = -2,848 + 0,0008 \cdot H$	0,8	0,96
11	609-Святогірська	2852	4764	12	$R_0, \% = -0,6845 + 0,0005 \cdot H$	0,5	0,97
12	613-Слов'янська	2696	4929	15	$R_0, \% = -0,5206 + 0,0005 \cdot H$	0,5	0,96
13	205-Солохівська	3209,5	4312,1	10	$R_0, \% = -0,5893 + 0,0003 \cdot H$	0,3	0,91
15	19-Ульянівська	1443	3040	8	$R_0, \% = 0,2451 + 0,0001 \cdot H$	0,1	0,92
16	800-Шебелинська	4214,2	6057	21	$R_0, \% = -2,1878 + 0,0007 \cdot H$	0,7	0,97

Висновки та перспективи подальших досліджень.

Органічна речовина є складовою частиною осадових гірських порід; особливості її фізичних властивостей можуть суттєво впливати на величини інтегральних петрофізичних характеристик. Знання петрофізичних констант ОР або керогену залежно від ступеня його катагенетичної зрілості вкрай важливе при геофізичній діагностиці сланцезагазованих або нафтогазоматеринських товщ. Досліджено розподіл густини, питомого вмісту водню та інтервального часу розповсюдження поздовжньої акустичної хвилі у твердій частині керогену гірських порід нафтогазових товщ переважно сланцевого типу. Виведено рівняння, які дозволяють оцінити величину питомого водневмісту та інтервального часу в керогені за різних значень густини останнього. Показано, що густина керогену тісно пов'язана зі ступенем катагенетичної зрілості ОР. Отримані петрофізичні залежності дозволяють збільшити достовірність оцінки петрофізичних констант при геологічній інтерпретації даних промислової геофізики з метою визначення вмісту ОР у гірських породах. Перспективи продовження таких досліджень слід пов'язувати з вивченням гірських порід перспективних на нетрадиційні вуглеводні осадових товщ Дніпровсько-Донецької западини та Західного регіону України.

Список використаних джерел

1. Heidari Z. Quantitative method for estimating total organic carbon and porosity, and for diagnosing mineral constituents from well logs in shale-gas

formations / Z. Heidari, C. Torres-Verdin, W. Preeg // SPWLA 52nd Annual Logging Symposium. – Colorado Springs, USA. – 2011, May 14–18. – P. 1–15.

2. Heidari Z. Estimation of Static and Dynamic Petrophysical Properties from Well Log sin Multi-Layer Formations : Dissertation by M. Sc., 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 / Z. Heidari. – The University of Texas at Austin. – 2011, August. – 237 p.

3. Mendelson J. D. Source rock characterization using multivariate analysis of log data / J. D. Mendelson, M. N. Toksoz : SPWLA 26th Annual Logging Symposium. – 1985.

4. Passey Q. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs / Q. Passey, S. Creaney, J. Kulla, F. Moretti, J. Stroud // AAPG Bulletin. – 1990, December. – № 74. – P. 1777–1794.

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

6. Carpentier B. Diagraphies etroches meres estimation desteneurs en carbone organique parlamet hode Carbolog / B. Carpentier, G. Bessereau, A. Y. Huc // Revuede L'Institut Francais du Petrole. – 1989. – 44, 6. – P. 699–719.

7. Ciechanowska M. Ocena potencjalu macierzystosci perspektywicznych formacji ropogazonosnych metodami geofizyki wierniczej / M. Ciechanowska, J. Kusmierek // Nafta-Gaz. – 1992. – № 11–12. – P. 269–277.

8. Carpienter D. Method for estimating the organic matter content of sedimentary rocks from data recorded in wells by well-logging probes. Patent 5, 126,939. – Int. Cl. G01V 1/00; G06F 15/48. – 30.06.92.

9. Passey Q. R., Petrophysical Evaluation of Hydrocarbon Pore-Thickness in Thinly Bedded Clastic Reservoirs / Q. R. Passey, K. E. Dahlberg, K. B. Sullivan, H. Yin, R. A. Brackett, Y. H. Xiao, A. G. Guzman-Garcia // AAPG Archie Series 1. – 2006. – P. 210 p.

Надійшла до редколегії 02.12.14

I. Karpenko, Postgraduate Student
E-mail: sharanskiy@gmail.com,
O. Karpenko, Dr. Sci. (Geol.), Professor
E-mail: alexbrig@inbox.ru,
Institute of Geology, Taras Schevchenko National University of Kyiv,
90 Vasylykivska Str., Kyiv, 03022 Ukraine,
G. Bashkirov, Cand. Sci. (Geol.-Min.), Senior Researcher
E-mail: magnum669@gmail.com
State Enterprise "Naukanaftogaz" NAK "Naftogaz of Ukraine",
8 Kyivska Str., Vyshneve, 08132 Ukraine,

PETROPHYSICAL APPROACH TO DETERMINATION OF KEROGEN CONTENT IN ROCKS BASED ON WELL-LOGGING DATA

The topicality of research into the physical properties of organic matter in rocks is largely associated with the prospects of a significant increase in shale gas production. Geophysical diagnostics, including assessment of kerogen content in shale-gas deposits, requires a thorough petrophysical analysis. Based on the recently published results of research into the physical properties of organic matter from the discovered US shale-gas fields, we have derived petrophysical relationships for quantitative calculations of kerogen content using well-logging data. The earlier developed system of interpretational equations contains petrophysical constants defining the individual characteristics of solid organic matter in rocks.

Mathematical models have been built to relate the interval time of the longitudinal acoustic wave and specific hydrogen content to the density and catagenetic maturity of organic matter. There have been suggested equations of the identified patterns of change in the value of vitrinite reflectance with the increasing depth of the deposits for various areas of the Dnieper-Donetsk Basin. The research results also include suggestions on specifying the petrophysical characteristics of organic matter taking into account its maturity and specific oil and gas strata or areas.

Keywords: shale gas, rock, petrophysical characteristics, kerogen, specific hydrogen content, density.

И. Карпенко, соискатель
E-mail: sharanskiy@gmail.com,
А. Карпенко, д-р геол. наук, проф.
E-mail: alexbrig@inbox.ru,
Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко,
УНИ "Институт геологии", ул. Васильковская, 90, г. Киев, 03022, Украина
Г. Башкиров, канд. геол.-минерал. наук, ст. науч. сотр.
E-mail: magnum669@gmail.com
ГП "Науканафтогаз" НАК "Нафтогаз Украины",
ул. Киевская, 8, г. Вишневое, Киево-Святошинский р-н, 08132, Украина

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ОЦЕНКИ СОДЕРЖАНИЯ КЕРОГЕНА В ГОРНЫХ ПОРОДАХ ПО ДАННЫМ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Важность изучения физических свойств органического вещества в горных породах в значительной степени связана с перспективами увеличения добычи сланцевого газа. Геофизическая диагностика, в том числе оценка содержания керогена в сланцевых толщах, требует надлежащего петрофизического обеспечения. Выполненный анализ публикаций о физических свойствах органического вещества из известных месторождений сланцевого газа США позволил получить петрофизические зависимости для количественных расчетов содержания керогена по данным промысловой геофизики. Ранее нами была разработана система интерпретационных уравнений, в которых присутствуют петрофизические константы, определяющие отдельные характеристики твердой части органического вещества в горных породах. Разработаны математические модели, связывающие интервальное время продольной акустической волны, удельное водородосодержание с плотностью и катагенетической зрелостью органического вещества. Приведены уравнения выявленных закономерностей изменения величины, отражающей способности витринита с ростом глубины залегания отложений для различных площадей Днепровско-Донецкой впадины. На основе выполненных исследований указаны пути уточнения петрофизических характеристик органического вещества с учетом степени его зрелости и конкретных нефтегазоносных толщ или территорий.

Ключевые слова: сланцевый газ, горная порода, петрофизические характеристики, кероген, удельное содержание водорода, плотность.