

## ПРОСТОРОВЕ ПОШИРЕННЯ ТИПІВ КЕРОГЕНУ НА ОСНОВІ ОБРОБКИ ДАНИХ МЕТОДУ ПІРОЛІЗУ ЗРАЗКІВ В МЕЖАХ ДНІПРОВСЬКО-ДОНЕЦЬКОЇ ЗАПАДИНИ

Ю.М. Зеленко, О.В. Дзюба, О.М. Карпенко

*Київський національний університет імені Тараса Шевченка, ННІ "Інститут геології", вул. Васильківська, 90, Київ 03022, Україна, e-mail: zelenko.yuri@gmail.com, geoinformatic@ukr.net, alexbrig@inbox.ru*

Проведено аналіз близько 60 зразків керогену на основі статистичної обробки даних піролітичних параметрів (водневого індексу та температури максимального виходу вуглеводнів у процесі крекінгу керогену). Методом порівняльного аналізу та зіставлень виявлено типи керогену і характер насичення продуктивних товщ. Описано результати обробки даних, отриманих методом піролізу "Rock-Eval" зразків порід зі свердловин різних ділянок Дніпровсько-Донецької западини. За результатами досліджень оцінено просторове поширення різних типів керогену та визначено характер зрілості органічної речовини в окремих стратонах, розкритих свердловинами. Підтверджено, що в межах досліджуваних структур з виявленими покладами вуглеводнів спостерігається різного роду зріла органічна речовина, від сформованих нафтових родовищ до потенційних покладів газу нетрадиційного типу.

**Ключові слова:** Дніпровсько-Донецька западина, тип керогену, органічна речовина, водневий індекс, метод піролізу керна "Rock-Eval", еволюційна діаграма.

**Вступ.** Важливою складовою робіт усього геологорозвідувального процесу пошуку нафти та газу є аналітичні та статистичні дослідження на основі обробки даних кернового матеріалу. Аналіз органічної речовини осадових порід – одне з найважливіших завдань органічної геохімії, він визнаний одним із головних етапів оцінювання вуглеводневого потенціалу породи. Широке використання піролітичних методів у нафтопошуковій геохімії (Дж. Еспіталъе, Б. Тіссо, Д. Вельт, Г. Деро, М. Медеї, Б. Кац, С. Лартер, В. Опп, Л. Сноуфен та ін. [5, 6, 10]) дало змогу встановити специфічні характеристики органічної речовини. Перевага піролітичного аналізу полягає у можливості отримати доволі простими засобами практично важливу інформацію про нафтогазогенерувальні особливості відкладів, наявність процесів міграції, типи органічної речовини і ступінь її зрілості.

Питання оцінювання потенціалу нафтогазо-материнських порід Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), а також температурної зрілості розсіяної органічної речовини досліджувало чимало провідних спеціалістів у галузі нафтогазової геології. Передусім слід згадати наукові праці вітчизняних науковців О.Ю. Лукіна [2], С.Г. Вакарчука [3, 4], В.А. Михайлова [3], Ю.Б. Кабишева [4], Г.Л. Башкірова [4], Г.І. Амурського [1]. На думку багатьох закордонних дослідників, піроліз керна методом "Rock-Eval", ймовірно, є найкращим методом одночасного визначення типу і зрілості органічної речовини, що дає змогу виконати напівкількісну оцінку генетичного потенціалу та коефіцієнта перетворення (Тіссо, Вельт [5]).

**Методика піролізу органічної речовини "Rock-Eval".** Серед багатьох методів піроліз методом "Rock-Eval" широко застосовують в промисловості й нафторозвідці як стандартний метод. Він полягає у програмованому нагріванні невеликої кількості проби породи (100 мг) у струмі інертного газу (азоту) для визначення кількості вільних вуглеводнів, що містяться у зразку (пік S1), а також кількості вуглеводнів і кисневмісних компонентів (CO<sub>2</sub>), які синтезуються за термічного розкладання органічної незв'язаної речовини в породи, керогену (піки S2 і S3 відповідно). Крім того, загальний вміст органічної речовини (ТОС), що міститься в породи, визначають після піролізу в додатковій печі окисненням повітря в струмі.

Піролітичний метод "Rock-Eval" дає змогу кількісно визначити вміст "вільних" вуглеводнів у породи, вміст вуглеводнів, які кероген може додатково виділити в процесі подальшої еволюції, температуру максимального виходу вуглеводнів під час крекінгу керогену ( $T_{max}$ ), вміст органічної речовини. За отриманими даними розраховують водневий індекс (НІ). Б. Тіссо і Д. Вельте, спираючись на структурно-хімічні ознаки та величину водневого індексу, виділили такі типи керогену:

- I – кероген з високим вмістом водню та низьким – кисню, в ньому переважають аліфатичні структури; поширений відносно рідко,  $HI > 600$  мг ВВ/г  $C_{орг}$ .
- II – кероген з достатньо високим вмістом водню, але меншим, ніж I типу, вміст кисню вищий; кероген основної маси нафтоматеринських порід,  $HI = 300 - 600$  мг ВВ/г  $C_{орг}$ .
- III – кероген, "бідний" на водень, який складе-

№ п/п	Свердловина	Інтервал відбору зразків, м	Кількість оброблених зразків, шт.
1	Артемівська-1	2015–4120	10
2	Рудівська-2	4192–5758	12
3	Кисівська-491	4494–4865, 5000–5225, 5839–6008	8
4	Мачуська-500	3320–3385, 3575–5055	11
5	Гадяцька-487	3484–4216, 4226–4525, 4582–4890	15
6	Ульянівська-19	2471–3040	7

ний переважно конденсованими поліароматичними ядрами та кисневмісними функціональними групами; кероген газоматеринських порід,  $HI < 300$  мг ВВ/г  $C_{орг}$ .

У дослідженнях і розрахунках використано дані аналізу та обробки ядерного матеріалу шести родовищ, кожне з яких представлено свердловиною (див. таблицю).

Основою при побудові комбінованих графіків слугували водневі індекси (HI) та температури максимального виходу вуглеводнів з органічної речовини ( $T_{max}$ ) (рисунок). Ці дані отримано під час піролізу методом “Rock-Eval” зразків порід кожної зі свердловин. Для побудови комбінованих графіків використано піролітичні параметри, аналіз яких дає інформацію про генетичні та катагенетичні характеристики керогену. Такі графіки відображують залежність водневого індексу (HI) від температури максимального виходу вуглеводнів з органічної речовини ( $T_{max}$ ). На графіках виділено поля різноманітних типів і ступені катагенетичного перетворення органічної речовини.

З метою оцінювання ступеня катагенетичного перетворення органічної речовини використано дані відбивної здатності вітриніту ( $R^0$ , %). Установлено, що  $T_{max} < 435$  °C відповідає значенню  $R^0 < 0,5\%$  і вказує на незрілість органічної речовини (градація протокатагенезу – ПК). Інтервал температур  $T_{max} = 435–460$  °C відповідає величині  $R^0$  від 0,5 до 1,3% і характеризує “нафтове вікно” (градація мезокатагенезу – МК<sub>1</sub>–МК<sub>3</sub>). Інтервал  $T_{max} > 465$  °C ( $R^0 < 0,5\%$ ) відповідає “газовому вікну” (градація катагенезу – МК<sub>4</sub>–МК<sub>5</sub>).

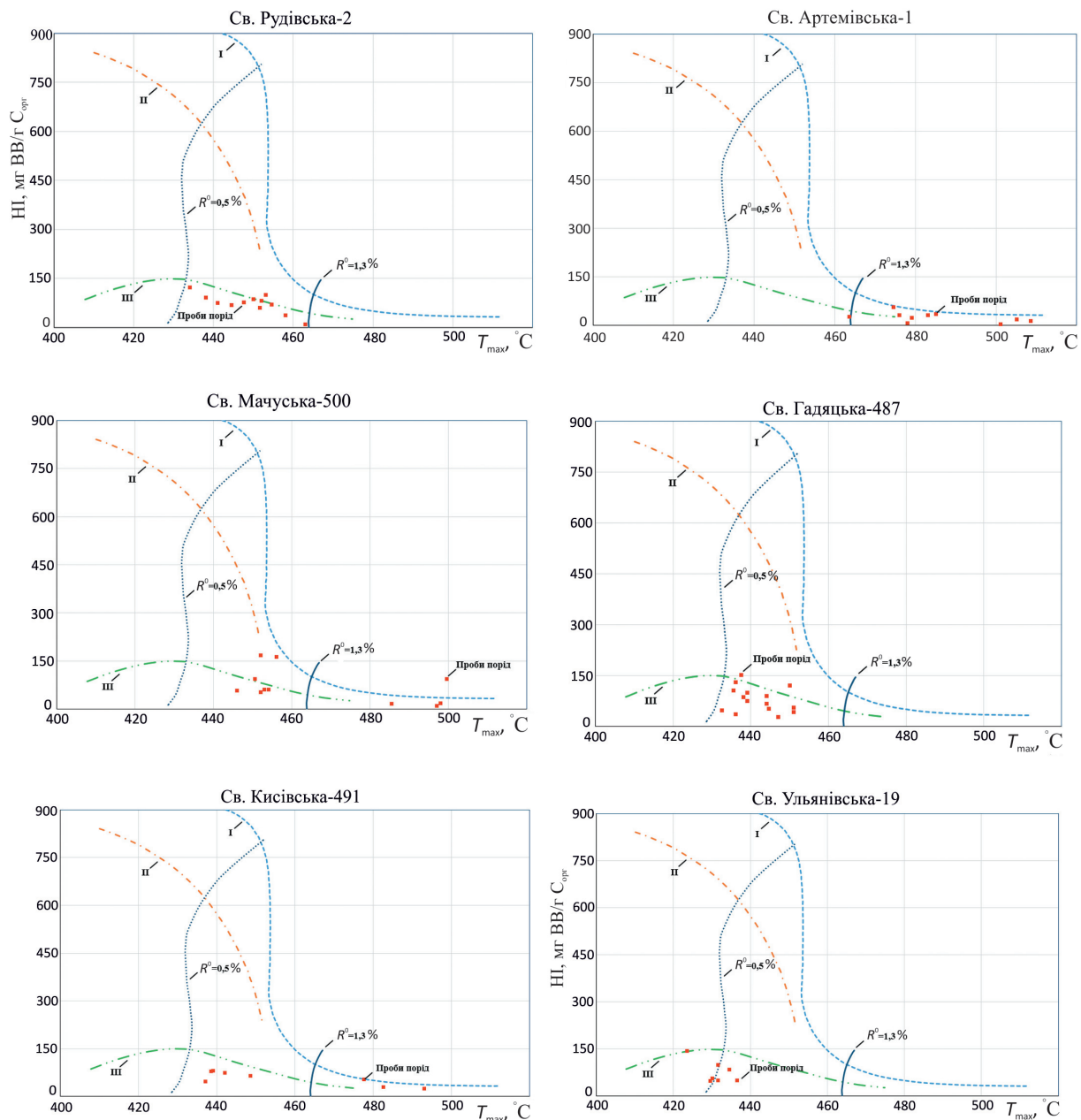
**Результати дослідження.** Рудівська газоконденсатна структура розміщується в Глинсько-Солохівському нафтогазовому районі Східного нафтогазоносного регіону (СхНР). Порооди, з яких був відібраний kern, представлені турнейсько-нижньовізейським і верхньовізейським комплексами. Відповідно до результатів досліджень, відклади пройшли основний пік нафтоутворення і перебувають в умовах конденсато- і газогенерації:  $T_{max} = 434–463$  °C,  $HI = 11–123$  мг ВВ/г  $C_{орг}$ , градації катагенезу – МК<sub>1</sub>–МК<sub>3</sub>. З урахуванням цих даних кероген віднесено до III типу.

Гадяцьке газоконденсатне родовище належить до Талалаївсько-Рибальського нафтогазоносного району СхНР. Кероген з певною часткою ймовірності можна віднести до III типу (див. рисунок). Досліджуваний стратиграфічний розріз представлений середньокам'яновугільним, серпуховським і верхньовізейським комплексами. Показники  $T_{max} = 435–451$  °C,  $HI = 27–151$  мг ВВ/г  $C_{орг}$  і градація катагенезу – МК<sub>1</sub>–МК<sub>3</sub> вказують на поширення III типу керогену на цій площі.

Мачуське газове родовище розміщується в межах Руденківсько-Пролетарського нафтогазоносного району СхНР. Розріз представлений турнейським, верхньовізейським і серпуховським осадовими комплексами. Еволюційна діаграма показує, що кероген можна класифікувати як III і I типи за показниками піролізу  $T_{max} = 446–500$  °C,  $HI = 11–169$  мг ВВ/г  $C_{орг}$ , градація катагенезу – МК<sub>3</sub>–МК<sub>4</sub>. Враховуючи цю інформацію та сильні катагенетичні перетворення порід, можна з певною ймовірністю говорити про практично повне виснаження генераційного потенціалу досліджуваної ділянки.

Кисівське газоконденсатне родовище залягає у Рябухінсько-Північногубівському нафтогазоносному районі СхНР. Як і в попередньому прикладі, простежується кероген III і I типів, що підтверджується наявністю газових покладів вуглеводнів на досліджуваній площі, але показники піролізу методом “Rock-Eval” і градації катагенезу дещо різняться:  $T_{max} = 437–493$  °C;  $HI = 25–82$  мг ВВ/г  $C_{орг}$ , МК<sub>1</sub>–МК<sub>4</sub>. Різниця у показниках водневого індексу та ступеня перетворення порід вказує на одночасну наявність як “нафтового”, так і “газового” вікна у породах башкирського та серпуховського комплексів.

Ульянівська структура знаходиться у межах Жовтнево-Лозовського перспективного району. Еволюційна діаграма за даними обробки зразків керн зі св. Ульянівська-19, що пробурена на території, відрізняється від такої попередніх свердловин, оскільки кероген III типу за показниками HI і  $T_{max}$  тяжіє до зони кривої  $R^0 = 0,5\%$ . Діапазон отриманих значень  $HI = 50–145$  мг ВВ/г  $C_{орг}$ ,  $T_{max} = 423–435$  °C та катагенетичні перетворення в межах протокатагенезу свідчать про незрілий



Еволюційна діаграма органічної речовини, побудована за піролітичними параметрами “Rock-Eval” зразків свердловин: I–III – типи керогену

The evolutionary chart of organic matter, based on political parameters “Rock-Eval” sample wells: I–III – kerogen types

стан органічної речовини досліджуваної території в інтервалі відбору керна, який стратиграфічно відповідає верхньовізейському та нижньосерпучовському комплексам відкладів.

*Артемівська структура* (з проявами газонасності в окремих інтервалах розрізу під час буріння пошукової свердловини Артемівська-1) належить до Кальміус-Бахмутського газонасного району СхНР. У межах цієї структури поширений III тип керогену, який властивий газогенерувальним породам. За даними піролізу ( $HI = 5-36$  мг ВВ/г  $C_{орг}$ ,  $T_{max} = 463-509$  °С) породи в цій частині ДДЗ можна вважати тільки газоматеринськими з незначним потенціалом. Це зумовлено гранично низькими значеннями всіх генераційних параметрів порід і

органічної речовини, що відповідають головній зоні газоутворення та градації катагенезу  $МК_4-AK$ .

Отже, аналіз досліджених кам'яновугільних відкладів в окраїнних і центральних приосових частинах ДДЗ показав, що відклади карбону мають газоматеринський потенціал. Вищий потенціал спостережений у породах верхньовізейського комплексу, дещо менший – турнейсько-нижньовізейського та середньокам'яновугільного комплексів.

**Висновки.** Проведено аналіз просторового поширення типів керогену в межах ДДЗ на підставі даних термічного перетворення порід та піролізу методом “Rock-Eval”. Установлені типи керогенів по окремих досліджуваних структурах збігаються з латеральним розподілом покладів вуглеводнів у ДДЗ

з північно-західної до південно-східної її частини, а саме: поклади нафти властиві північній частині і поступово заміщуються конденсатними та газовими у південній частині. В досліджених зразках керна переважає кероген III типу, який, відповідно до існуючих класифікацій, утворений переважно із решток наземної рослинності та в палеоумовах континентальних окраїн і дельт. Підтверджено, що в межах наявних структур з виявленими покладами вуглеводнів спостерігається різного роду зріла органічна речовина, починаючи від сформованих нафтових родовищ у межах Гадяцької структури до Артемівської площі з потенційними покладами газу нетрадиційного типу на сході. В межах Ульяновської структури виявлено лише незрілу органічну речовину, що свідчить про невисокі перспективи щодо нафтогазоносності цієї площі.

1. *Амурский Г.И.* Концепция геологической юности формирования газовых месторождений “Газ на марше” / Г.И. Амурский // Геология нефти и газа. – 2002. – № 4. – С. 11–17.
2. *Лукин А.Е.* Генетические типы вторичных преобразований и нефтегазоаккумуляция в авлакогенных бассейнах. – К., 1989. – 52 с. – (Препр. / Ин-т геол. наук АН УССР).
3. *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України.* – У 8 кн. Кн. 8. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадових басейнів України / [В.А. Михайлов та ін.]. – К.: Ніка-Центр, 2014. – 280 с.
4. *Нетрадиційні джерела вуглеводнів України.* – У 8 кн. Кн. 5. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти в Східному нафтогазоносному районі України. – К.: ТОВ “ВТС ПРИНТ”, 2013. – 240 с.
5. *Tucco B.* Образование и распространение нефти / Б.Тиссо, Д. Вельте. – М.: Мир, 1981. – 504 с.
6. *Espitaliü J.* Source rock characterization method for petroleum exploration / J. Espitaliü, M. Madec, B. Tissot, J.J. Menning, P. Leplat // Proc. Ninth. Annual Offshore Technology Conf. – 1977. – V. 3. – P. 439–448.
7. *Misch D.* Oil/gas-source rock correlations in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): New insights into the petroleum system / D. Misch, R.F. Sachsenhofer, A. Bechtel, R. Gratzner, D. Gross, V. Makogon // Marine and Petroleum Geology. – 2015. – V. 67. – P. 720–742.
8. *Sachsenhofer R.F.* Palaeozoic source rocks in the Dniepr-Donets Basin, Ukraine / R.F. Sachsenhofer, V.A. Shymanovskyy, A. Bechtel, R. Gratzner, B. Horsfield, D. Reischenbacher // Petroleum Geoscience. – 2010. – V. 16, no. 4. – P. 377–399.
9. *Sachsenhofer R.F.* Black shales in Ukraine – A review / R.F. Sachsenhofer, Yu.V. Koltun // Marine and Petroleum Geology. – 2015. – V. 31, iss. 1. – P. 125–136.
10. *Tissot B.* Influence of Nature and Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum / B. Tissot, B. Durand, J. Espitalie, A. Combaz // AAPG Bulletin. – 1974. – V. 58, iss. 3. – P. 499–506.

Надійшла до редакції 28.03.2016 р.

## ПРОСТРАНСТВЕННОЕ РАСПРОСТРАНЕНИЕ ТИПОВ КЕРОГЕНА НА ОСНОВЕ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ МЕТОДА ПИРОЛИЗА ОБРАЗЦОВ В ПРЕДЕЛАХ ДНЕПРОВСКО-ДОНЕЦКОЙ ВПАДИНЫ

*Ю.М. Зеленко, О.В. Дзюба, О.Н. Карпенко*

*Киевский национальный университет имени Тараса Шевченко, НУИ “Институт геологии”, ул. Васильковская, 90, Киев 03022, Украина, e-mail: zelenko.yuri@gmail.com, geoinformatic@ukr.net, alexbrig@inbox.ru*

Проведен анализ около 60 образцов керогена на основе статистической обработки данных пиролитических параметров (водородного индекса и температуры максимального выхода углеводородов в процессе крекинга керогена). Методом сравнительного анализа и сопоставлений выявлены типы керогена и характер насыщения продуктивных толщ. Описаны результаты обработки данных, полученных методом пиролиза “Rock-Eval” образцов пород из скважин различных участков Днепровско-Донецкой впадины. По результатам исследований выполнена оценка пространственного распространения различных типов керогена и определен характер зрелости органического вещества в отдельных стратонах, раскрытых скважинами. Подтверждено, что в пределах исследуемых структур с выявленными залежами углеводородов наблюдается разного рода зрелое органическое вещество, начиная от сложившихся нефтяных месторождений до потенциальных залежей газа нетрадиционного типа.

**Ключевые слова:** Днепровско-Донецкая впадина, тип керогена, органическое вещество, водородный индекс, метод пиролиза керна “Rock-Eval”, эволюционная диаграмма.



# SPATIAL DISTRIBUTION OF KEROGEN TYPES BASED ON DATA PROCESSING OF SAMPLES BY PIROLYSIS METHOD WITHIN THE DNEIPER-DONETSK DEPRESSION

Yu.M. Zelenko, O.V. Dziuba, O.M. Karpenko

Taras Shevchenko National University of Kyiv, Institute of Geology, 90 Vasylykivska Str., Kyiv 03022, Ukraine, e-mail: zelenko.yuri@gmail.com, geoinformatic@ukr.net, alexbrig@inbox.ru

The **purpose** of the paper is to investigate source rocks and explore the thermal maturity of organic matter-rich coal strata between the Dnieper-Donets depression and Donetsk folded structure with the view to assess their gas generation potential and prospects of gas content assessment.

**Design/methodology/approach.** We proposed a pyrolytic method to study spatial distribution of kerogen types. We analyzed of 60 samples of kerogen based on statistical data processing of pyrolytic parameters (pH and temperature index maximum output of hydrocarbons in the cracking kerogen). The paper studies kerogen types and the nature of saturation of productive strata by the method of benchmarking and comparisons. To assess the degree of katagenesis transformation of organic matter, we used data vitrinite reflectivity ( $R^0$ , %).

**Findings.** The results of the data processing were obtained by pyrolysis "Rock-Eval" rock samples from wells of different parts of the Dnieper-Donets basin. This allowed us to evaluate the spatial distribution of different kerogen types and determine the nature of the maturity of organic matter within the individual Stratons disclosed wells. The studied kerogen types of individual structures coincide with the lateral distribution of hydrocarbons. Pyrolytic parameters used to construct the combined diagrams and their analysis provides information about genetic and katagenetic characteristics of kerogen. These diagrams include the dependence of a hydrogen index (HI) on the temperature maximum output of hydrocarbons from organic matter ( $T_{max}$ ). This allows us to select fields of various types and degrees of katagenesis transformation of organic matter. We developed a semi-automated system for calculating the content of "free" hydrocarbons in rocks.

**Practical value/implications.** The authors suggest methods of data processing to create an evolutionary chart of organic matter. We confirmed different kinds of mature organic matter from the existing oil fields and the potential gas reserves of the unconventional type within the studied structures. The investigation of the distribution of organic matter content makes it possible to identify the most favourable times for the gas generation section within the studied areas. These intervals are taken as favourable for localizing the unconventional gas type.

**Keywords:** Dnieper-Donetsk depression, type of kerogen, organic matter, hydrogen index, pyrolysis method "Rock-Eval", evolutionary chart.

## References:

1. Amurskiy G.I. Kontseptsiya geologicheskoy yunosti formirovaniya gazovyih mestorozhdeniy "Gaz na marshe". *Oil and Gas Geology*, 2002, no. 4, pp. 11-17 (in Russian).
2. Lukin A.E. Geneticheskie tipy vtorichnyih preobrazovaniy i neftegazonakopleniye v avlakogennyih basseynah. Kiev, Institut geologicheskikh nauk Natsional'noy akademii nauk Ukrainy, 1989, 52 p. (in Russian).
3. Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. In 8 books. Book 8. Theoretical substantiation of unconventional hydrocarbon resources in sedimentary basins of Ukraine. Kyiv, Nika-Centre, 2014, 280 p. (in Ukrainian).
4. Unconventional sources of hydrocarbons of Ukraine. In 8 books. Book 5. Perspektyvy osvoinniya resursiv slantsevoho hazu ta slantsevoi nafty v Skhidnomu naftohazonosnomu raioni Ukrainy. Kyiv, TOV "VTS PRYNT", 2013, 240 p. (in Ukrainian).
5. Tissot B., Velte D. Obrazovanie i rasprostraneniye nefiti. Moscow, Mir, 1981, 504 c. (in Russian).
6. Espitaliï J., Madec M., Tissot B., Menning J.J., Leplat P. Source rock characterization method for petroleum exploration. Proc. Ninth. Annual Offshore Technology Conf., 1977, vol. 3, pp. 439-448.
7. Misch D., Sachsenhofer R.F., Bechtel A., Gratzner R., Gross D., Makogon V. Oil/gas-source rock correlations in the Dniepr-Donets Basin (Ukraine): New insights into the petroleum system. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, vol. 67, pp. 720-742.
8. Sachsenhofer R.F., Shymanovskyy V.A., Bechtel A., Gratzner R., Horsfield B., Reischenbacher D. Palaeozoic source rocks in the Dniepr-Donets Basin, Ukraine. *Petroleum Geoscience*, 2010, vol. 16, no. 4, pp. 377-399.
9. Sachsenhofer R.F., Koltun Yu.V. Black shales in Ukraine - A review. *Marine and Petroleum Geology*, 2015, vol. 31, issue 1, pp. 125-136.
10. Tissot B., Durand B., Espitalie J., Combaz A. Influence of Nature and Diagenesis of Organic Matter in Formation of Petroleum. *AAPG Bulletin*, 1974, vol. 58, issue 3, pp. 499-506.

Received 28/03/2016