

## ГЕНЕРАЦИОНЕН ПОТЕНЦИАЛ НА СКАЛИТЕ ОТ БЪЛГАРСКАТА ЧАСТ НА ТРАКИЙСКИЯ БАСЕЙН

**Гергана Палакарчева<sup>1</sup>, Мая Стефанова<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Минно-геоложки университет "Св. Иван Рилски", 1700 София; [jery\\_pi@abv.bg](mailto:jery_pi@abv.bg)

<sup>2</sup>Институт по органична химия, Българска академия на науките, 1113 София; [maia@orgchm.bas.bg](mailto:maia@orgchm.bas.bg)

**РЕЗЮМЕ.** За изготвянето на добра качествена и количествена оценка на нефтогазоносната перспективност на даден район е важно отделянето в седиментния разрез на нефтогазогенериращи комплекси и определяне на техния генерационен потенциал. През последните години на миналия век започва и продължава и до днес широкото приложение на комплекс от аналитични геохимични методи за оценка на генерационния потенциал на седиментния разрез. За дефиниране на определени скали като нефтогазомайчини (нефтогазообразуващи) е необходимо не само да се докаже съдържание на достатъчно количество органично вещество (ТОС), но също така да бъде определен неговия генетичен потенциал, както и да се оцени неговата степен на зрялост. Такава експресна оценка се постига чрез използването на Rock Eval пиролиза техника, която предоставя данни относно потенциала, зрелостта и типа на органичното вещество в седиментните басейни. Чрез използването ѝ е направена характеристика на генерационния потенциал на няколко скали източници на нефт и газ с доказани генерационни възможности от турската част на Тракийския басейн. В основната генерационна формация в турската част на басейна съдържанието на органично вещество (ОВ) е от порядъка на 1,5 -2,6%, а в някои части достига до 7,2%. В настоящото изследване се прави съпоставка на скалите с доказани генерационни свойства в турската част на Тракийския басейн с потенциално нефтогазообразуващи наслаги от българската му част, които са в същия възрастов диапазон и със същата литологостратиграфска характеристика.

### SOURCE ROCKS HYDROCARBON POTENCIAL OF THE BULGARIAN PART OF THRACE BASIN

**Gergana Palakarcheva<sup>1</sup>, Maia Stefanova<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>University of Mining and Geology "St. Ivan Rilski", 1700 Sofia; [jery\\_pi@abv.bg](mailto:jery_pi@abv.bg)

<sup>2</sup>Institute of Organic Chemistry, Bulgarian Academy of Sciences, 1113 Sofia; [maia@orgchm.bas.bg](mailto:maia@orgchm.bas.bg)

**ABSTRACT.** To prepare well qualified and quantified appraisal of the oil and gas potential of some basin is very important to define in the sedimentary section oil and gas source rocks and to evaluate their hydrocarbon potential. In the last decade began the intensive application of a broad complex of analytical geochemical methods for potential evaluation of the sediment for oil/gas production and are still current nowadays. To define particular rocks as "source rocks" it is necessary not only to prove sufficient content of organic matter (TOC) but to determine their potential for hydrocarbon generation as well as to define their maturity degree. Such evaluation could be easily done by RockEval pyrolysis technique, which provides data for the generation potential, maturity level and the type of the source rocks in the different sedimentary basins. By using RockEval technique characterization for the hydrocarbon generation potential of some source rocks in the Turkish part of Thrace basin with proven potential for oil and gas generation has been already done. Organic matter content (TOC) in the main generating formation in the Turkish part of the Thrace basin is in the range of 1.5 – 2.6%, and in some zones could even attain 7.2%. In this study, the source rocks with proven properties for oil and gas generation from the Turkish part will be correlated with sediments, considered as promising source rocks in the Bulgarian part of the Thrace basin which are characterized by similar geological age and lithology.

### Въведение

Тракийския басейн обхваща европейската част на Турция, най-североизточната част на Гърция и югоизточната част от България. Това е най-големия газоносен басейн в Турция (Nuvaz et al., 2007), в който са открити 3 нефтени и 17 газови находища (фиг. 1). Тези въглеводородни акумулации са свързани със структурни и стратиграфски типове капани поместени сред теригенни, турбидитни и карбонатни резервоари с олигоценска и еоценска възраст. От годините на откриване на първите находища до днес са направени множество изследвания върху скалите от седиментния комплекс в турската част на басейна. Едва в последните години, с развитието на

методите, прилагани за оценка на генерационния потенциал, скалите биват подложени на по-детайлни анализи. Получените резултати от турската част на басейна са основание за поставяне на началото през 80-те години на миналия век на търсещо-проучвателни дейности за нефт и газ и в българската част. Направените изследвания на седиментния комплекс са в изключително малък обем и поради това данните за потенциалните нефтогазогенериращи наслаги са недостатъчни. Целта на настоящата разработка е предварителен анализ на потенциалните нефтогазогенериращи формации от българската част на басейна, базирайки се на минали и на

съвременни изследвания, а така също и определяне на техния генерационен потенциал.

## **Тектонска и литостратиграфска принадлежност на българската част на Тракийския басейн**

### **Тектонска характеристика на българската част на Тракийския басейн**

В тектонско отношение разглежданият участък е разположен в Маджаровското предпланинско понижение (фиг. 2). То се приема като младопалеогенска депресионна структура, наложена върху интензивно разломената източна част на Родопския масив (Йовчев, 1971). На югоизток обаче, понижението преминава към големия нефтогазоносен Тракийски басейн в Турция и би могло да се разглежда като Северозападен борт на този басейн (Янков, 1975), връзан дълбоко в Родопския масив. На север басейна граничи с южните склонове на Сакар-Странджанския масив, изградени от метаморфизирани седиментни наслаги. На запад-северозапад басейна се ограничава от Харманлийската моноклинала, изградена от палеозойски гранити. На юго-запад от басейна се простира високоамплитудната Ибреджеска хорст-антиклинала, изградена от скали с горноеоценска възраст и усложнена от интрузии. Тези тектонски единици са усложнени от продълговати "канални", които вероятно са играели ролята на пътища съединяващи двете големи депресии: Източно-Тракийска – в Турция и Западно-Тракийска – на територията на България. Дебелината на палеоген-неогена на първата надхвърля 10 km. В българската част дебелината на терциерните отложения е около 1,5-2,5 km.

### **Литологостратиграфска характеристика на българската част на Тракийския басейн**

Като предпоставка на базата на която се предполага, че разглеждания участък е северозападен борт на големия Тракийски нефтогазоносен басейн, може да се приеме близката литологостратиграфска характеристика на скалите. При съпоставяне на седиментния пълнеж в турската част на басейна и този в българската се забелязва значителна прилика в характера на изграждащите ги скали (фиг. 3).

В най-западната част на разглеждания участък над метаморфните скали, приети като фундамент (Elmas, 2012), се разкриват седиментни скали с палеоцен-долноеоценска възраст. Те са представени са от конгломерати, пясъчници и алевролити. Тези скали могат да се приемат като аналог на формацията Hamitabat от турската част, изградена от сиви пясъчници, конгломерати, аргилити и сиви глини. В българската част на басейна най-горната част на Горен Еоцен е изграден от скалите на Теригенно-варовико-мергелната задруга, която е представена от неправилно редуващи се пясъчници, алевролити, глинести пясъчници и мергели. Тази формация е възможно да е корелат на формацията Seylan от турската част на басейна, която е изградена от алевролити, дребнозърнести пясъчници, глини, аргилити. Глинестите скали от тази формация са с доказани

генерационни свойства и тя е една от основните генериращи формациите в басейна (Huvaz et al., 2007). В най-горната част на Еоцена в турската част на басейна се отделя хоризонт, състоящ се от плиткоморски органогенни варовици на формацията Sogukak, която би могла да се корелира с органогенните варовици на разкриващата се западно от с. Щит Реперна рифогенно-варовикова задруга.

Скалите с олигоценска възраст в българската част на басейна са представени от Глинесто-мергелната задруга, която ясно се разделя на две части: долна – Теригенно-карбонатна серия и горна – Теригенна серия. Долната е представена от незакономерно редуващи се варовити глини, алевролити, мергели, с отделни прослойки от разнзърнести пясъчници, а горната се състои главно от глини с прослойки от пясъчници и алевролити. Долната серия може да е аналог на формацията Mezardere от турската част на басейна. Смята се че това е основната генерационна формация (Huvaz, 2007), а изграждащите я скали са с високо съдържание на органично вещество, изменящо се от 0.5 до 1.6%. Горната серия на Глинесто-мергелната задруга би могла да се корелира с турската формация Османджък, която е представена от фино до среднозърнести пясъчници с прослойки от зеленосиви глини и алевролити.

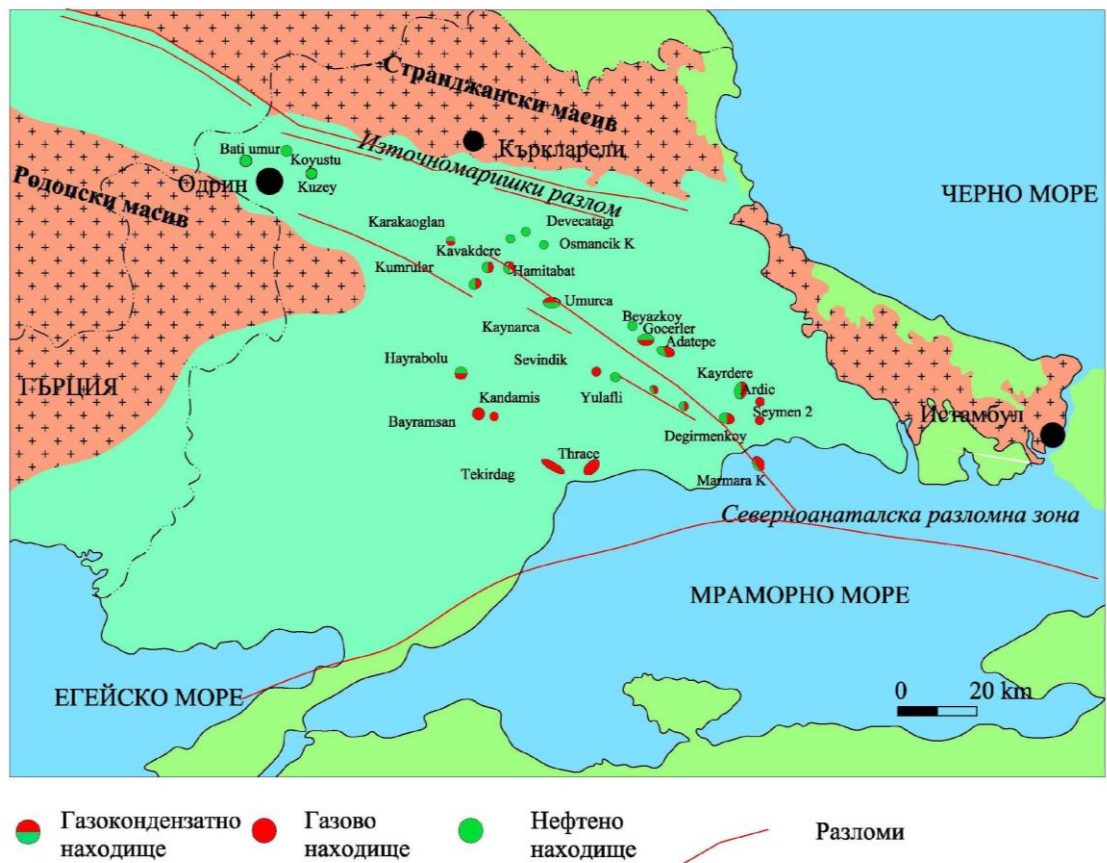
## **Геохимични изследвания за определяне нефтогазовия потенциал на седиментния комплекс от българската част на Тракийския басейн**

### **Геохимични методи, приложени за целта на изследването**

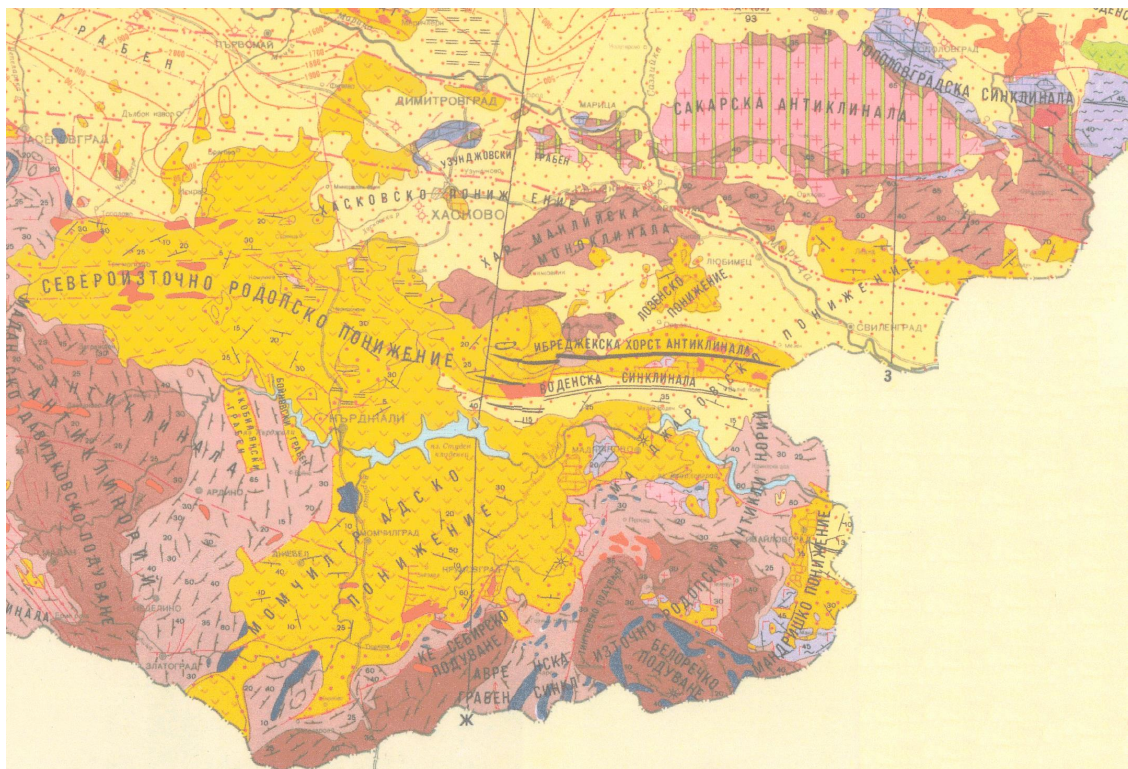
За да се определи типа, генетичния потенциал и степента на преобразуваност на органичното вещество (ОВ) на скалите от разглеждания участък са използвани получените данни от RockEval анализ на изследвани 27 образеца. Изборът на метода се основава на неговата експресност, точност и всеобхватност.

Прилагането на тази техника за целта на изследването дава възможност да бъдат определени следните параметри (табл. 1):

- $S_1$ , - отчита количеството на свободните въглеродороди (ВВ) съдържащи се в скалата. По този начин се определя каква част от генерационния потенциал на нефтогазогенериращата скала е реализиран;
- $S_2$ , - определя какво количество ВВ би могла да генерира скалата при попадането ѝ в подходящи термобарични условия. Получените резултати показват нереализирания генерационен потенциал;
- $S_3$  - предоставя информация за количеството на отделения  $CO_2$  по време на началната фаза на анализа;
- $T_{max}$ , - максималната температура, съответстваща на максимума  $S_2$ . С получените данни от този параметър е определена степента на зрялост на ОВ в изследваните образци.

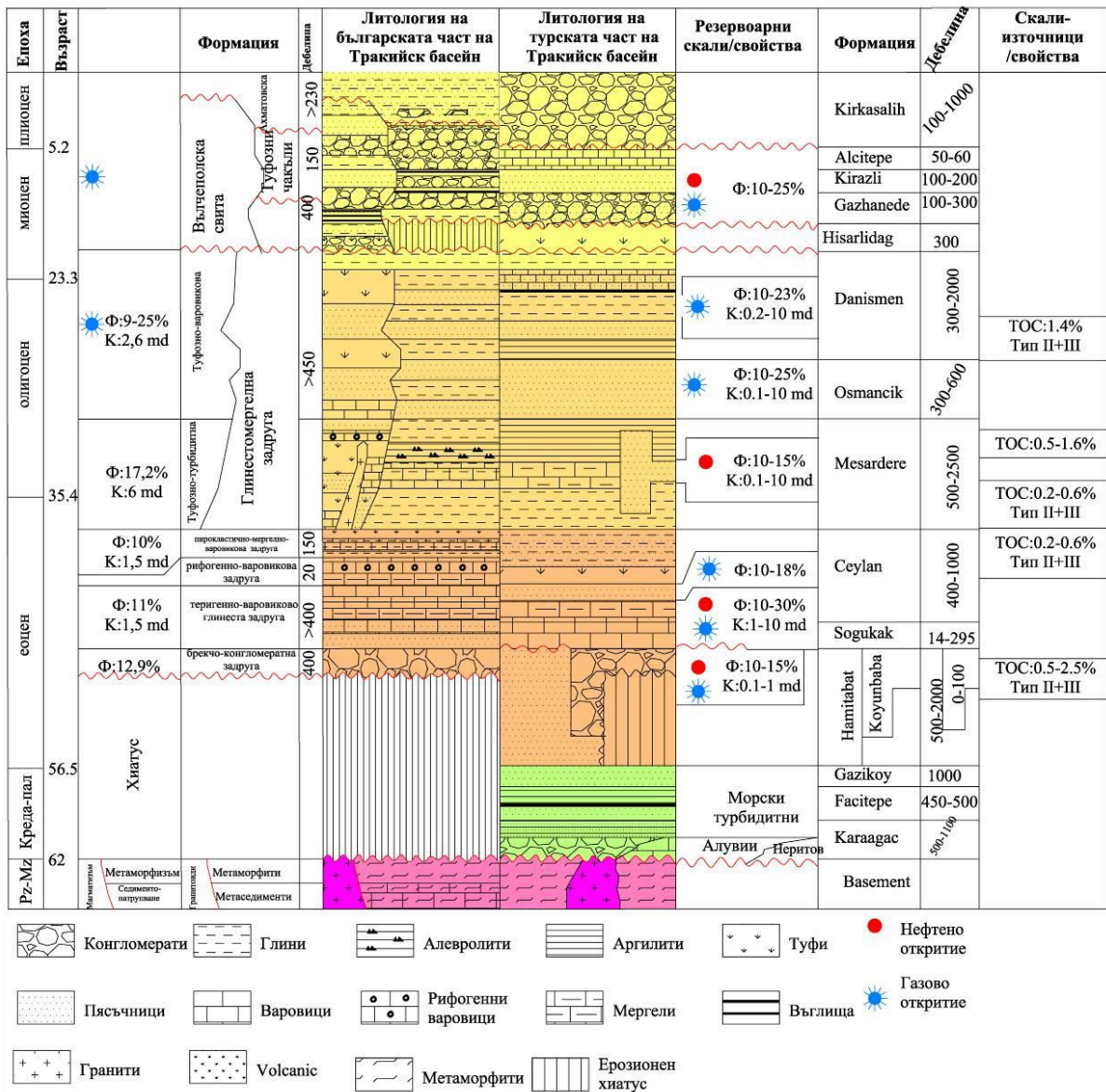


Фиг. 1. Схема с разположение на находищата от турската част на Тракийския басейн (по Huvaz et al., 2007; с допълнения)



Фиг. 2. Тектонска схема на разглежданата територия (по Йовчев и др., 1971)





Фиг. 3. Литолого-стратиграфска характеристика на скалите от българската и турската част на Тракийския басейн (по Huvav et al., 2007; с допълнения)

Таблица 1. Геохимични параметри за генерационния потенциал и степента на зрялост на ОБ

ГЕНЕРАЦИОНЕН ПОТЕНЦИАЛ НА СКАЛАТА	ТОС %g	S1, mg HC/g rock	S2, mg HC/g rock
оскъден/оскъдно	0 - 0.5	0 - 0.5	0 - 2.5
задоволителен/задоволително	0.5 - 1	0.5 - 1	2.5 - 5
добър/средно	1 - 2	1 - 2	5 - 10
много добър/богато	2 - 4	2 - 4	10 - 20
отличен/изобилно	>4	> 4	> 20
ГЕНЕТИЧЕН ПОТЕНЦИАЛ НА ОБ	HI, mg HC/g	S2/S3	Тип ОБ
-	<50	< 1	IV
газов	50 - 200	1 - 5	III
газов и нефтен	200 - 300	5 - 10	II/III
нефтен	300 - 600	10 - 15	II
нефтен	> 600	> 15	I
СТЕПЕН НА ЗРЯЛОСТ	Tmax, C	Res temperature, ° C	PI [S1/(S1+S2)]
Незряло ОБ	< 435		< 0.10
Ранна зрялост	435 - 445	80 - 115	0.10 - 0.15
Средна зрялост	445 - 450	115 - 145	0.25 - 0.40
Късна зрялост	450 - 470	145 - 165	> 0.40
След зрялост	> 470	> 165	-

## Резултати от изследванията и изводи за генерационния потенциал

При направените анализи в турската част на басейна (Huvaz et al., 2007) са идентифицирани три основни скални формации с доказани генерационни възможности. Както се вижда от фиг. 3 това са най-горната глинеста част на формация Hamitabat, тъмно сивите глини и аргилити на формация Seylan и най-вече глините на формация Mezardere. Смята се, че формация Danisman също би имала добър генерационен потенциал в случай че попадне при подходящите термобарични условия, тъй като средните стойности на ТОС са от порядъка на 1-1,4%.

Резултатите от изследваните 27 бр. образеца от българската част на Тракийския басейн (табл. 2) ни дават основание да направим анализ на генерационния потенциал на скалите, които биха играли ролята на генериращи комплекси в седиментния разрез.

Необходимо условие за потенциала на нефтогазогенериращата скала е достатъчно високото количество на ОВ. Някои от изследваните образци (1-7 и 27 от табл.2) показват съдържание на  $C_{орг}$  над 0,5%, а в един от тях (образец 6) количеството на  $C_{орг}$  достига дори до 2,31%, което според възприетите класификации (табл. 1) е богато съдържание на ТОС (Peters, Cassa, 1994). След проведените изследвания се вижда, че стойностите на ТОС са най-високи в стратиграфския интервал на Глинесто-мергелната задруга (образци 4-7), която по литологостратиграфска характеристика се предполага, че съответства на доказаната генерационна формация Мезардере от турската част на басейна.

Втората основна стъпка за дефиниране на скалата като генерираща е определянето на генетичния потенциал на съдържащото се в нея ОВ. Необходимо условие за потенциално генерационните скали е при попадането им в подходящи термобарични условия химичния състав на ОВ в тях да е такъв, че да осигурява генерирането на значително количество нефт и/или газ. Най-важният фактор контролиращ генерирането на нефт и газ е съдържанието на водород в ОВ. Количеството на генерираните ВВ се повишава с повишение на съотношението  $H_{ат}/C_{ат}$ . За да се определи количеството на ВВ, които скалата би могла да генерира при попадането ѝ в подходящи условия е необходимо да се изчисли съдържанието на водород в ОВ. Когато съотношението  $H_{ат}/C_{ат}$  нараства, то тогава нараства и количеството на генерираните ВВ. Това отношение се представя посредством водороден индекс (Hydrogen index – HI) – това са получените стойности на параметъра  $S_2$ . При сравняване на еталонните стойности на  $S_2$  от табл. 1 с тези получени при пиролизата на изследваните образци (табл. 2) се вижда, че стойностите са достатъчно високи и определят скалата като такава с добър генерационен потенциал – стойности над 2,5 mg ВВ/g скала. Интервалите, които са с високо съдържание на  $C_{орг}$  се характеризират също и със задоволителен до добър генерационен потенциал (табл. 2).

Една нефтогазогенерираща скала може да бъде ефективна само ако може да генерира биогенен газ при ниска температура или е стигнала подходящото ниво на термична зрялост за да генерира нефт или

термокаталитичен газ. Степента на зрялост се определя от данните на параметъра  $T_{max}$ . При сравняването на получените резултати с еталонните стойности на параметъра, определящи степента на зрялост, се вижда че няколко от образците (2 и 5), за които сме получили добри стойности по другите показатели също и по стойностите на  $T_{max}$  характеризират ОВ на скалата като навлязло в стадия на ранна зрялост.

За определяне на фазиално-генетичния тип на ОВ най-широко приложение намира класификацията използваща диаграмата на Ван Кревелин, според която се отделят три основни типа ОВ. Това разделяне е на база атомните съотношения между трите основни елемента на ОВ, а именно въглерод (С), водород (Н) и кислород (О), изразено чрез отношението на  $H_{ат}/C_{ат}$  и на  $O_{ат}/C_{ат}$ . ОВ Тип I е богато на водород и бедно на кислород и съответно атомните отношения  $H_{ат}/C_{ат}$  са високи, а съответно  $O_{ат}/C_{ат}$  – ниски. Вторият тип ОВ се характеризира с относително високи стойности на отношението  $H_{ат}/C_{ат}$  и ниски на отношението  $O_{ат}/C_{ат}$ . Третия тип ОВ е бедно на водород и богато на кислород и съответно отношението  $O_{ат}/C_{ат}$  ще бъде с по-високи стойности.

Тези отношения могат да бъдат изразени съответно чрез водородния и кислородния индекс – HI и OI при използването на RockEval метода. Представянето на HI към OI в диаграма ни дава възможност да класифицираме ОВ в трите различни типа по аналогия с диаграмата на Ван Кревелин. При нанасяне на получените стойности на HI и OI за изследваните проби (фиг. 4) се вижда, че всички изучавани скални интервали съдържат III тип ОВ, което е наречено хумусно органично вещество. От този тип ОВ, при нагряване се отделя малко количество течни въглеводороди, за сметка на голямото количество газообразни въглеводороди. Затова се нарича газомайчино или gas-prone органично вещество.

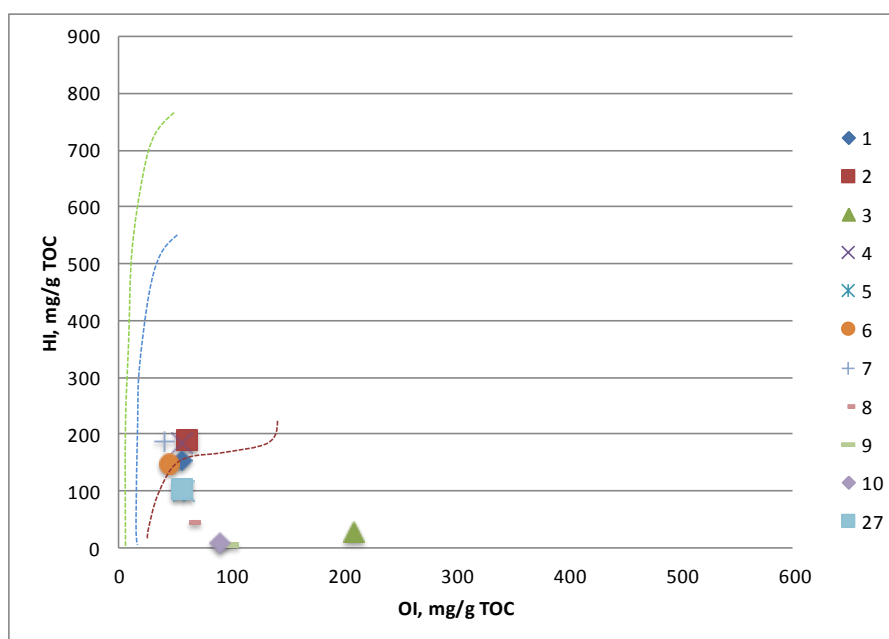
## Заклучение

От получените резултати от изследването на скалните образци от района на българската част на Тракийския басейн могат да се направят предварителни заключения за генерационния потенциал на седиментния комплекс в този район:

- голяма част от изследваните проби показват средно до богато съдържание на ОВ. По съдържание на ОВ скалите могат да бъдат окачествени като скали с добър нефтогазогенерационен потенциал;
- вторият показател ( $S_2$ ), който отчита нереализирания генерационен потенциал на скалата също е с достатъчно високи стойности – това показва, че съдържащото се в скалата ОВ има определен генетичен потенциал и осигурява генериране на ВВ;
- изследваните образци показват, че генетичния тип на съдържащото се в скалата ОВ е тип III т.е. газогенериращ;
- по показателя  $T_{max}$ , получените резултати дават основание да се предполага, че потенциалните нефтогазогенериращи формации от българската част на Тракийския басейн биха могли да генерират биогенен газ. В случай, че в дълбоководната част на басейна скалните комплекси аналогични на изследваните формации са попаднали в подходящите термобарични условия, то те биха могли да генерират термокаталитичен газ (Peter et al., 1994).

Таблица 2. Резултати от изследване на образци от българската част на Тракийския басейн

Показател Образец	S1	S2	S3	Tmax	TOC(%)	MINC(%)	HI	OI
1	0,02	2	0,735	430	1,315	1,43	152,5	56
2	0,01	2,455	0,79	437	1,295	1,975	189,5	61
3	0	0,135	0,99	437,5	0,475	2,635	28,5	208,5
4	0,025	3,345	1,025	430,5	1,825	2,05	183,5	56
5	0,005	1,29	0,745	431,5	1,275	1,385	101	58
6	0,015	3,39	1,035	428,5	2,31	0,65	147	4,5
7	0,01	3,51	0,77	426,5	1,88	1,085	186,5	41
8	0,01	0,16	0,23	427,5	0,37	0,64	44,5	63,5
9	0	0,01	0,23	428,5	235	5,525	4	98
10	0,01	0,02	0,245	429,5	0,27	2,39	7	91
11	0,005	0	0,115	262,5	0,1	2,78	0	115
12	0	0	0,43	262	0,03	0,1	0	1433,5
13	0,01	0	0,28	262	0,15	13,43	0	187
14	0,005	0	0,65	262	0,11	0,485	0	595
15	0	0	0,485	263	0,12	0,38	0	405
16	0,01	0	0,12	262	0,04	5,02	0	300
17	0,005	0	0,215	262,5	0,055	4,055	0	393,5
18	0,01	0	0,275	262	0,06	9,135	0	458,5
19	0	0	0,12	263	0,04	5,49	0	300
20	0,005	0	0,26	263	0,065	1,36	0	398
21	0,01	0	0,33	262,5	0,065	3,565	0	508,5
22	0,01	0	0,165	262	0,035	3,185	0	454
23	0,005	0	0,2	263	0,04	0,125	0	500
24	0,01	0	0,36	262	0,06	6,295	0	600
25	0,005	0	0,955	263	0,055	0,105	0	1755
26	0	0	0,575	262,5	0,07	1,86	0	821,5
27	0,04	0,04	0,59	418	1,035	1,08	103	57



Фиг. 4. Определяне на генетичния тип ОБ изразен чрез отношението HI/OI

## Литература

- Дешев, Е. 1991. *Геология, търсене и проучване на нефтени и газови залежи*. С., Техника, 308 с.
- Йовчев, Й., А. Атанасов, И. Бояджиев. 1971. *Тектонски строеж на България*. С., Техника.
- Хант, Дж. 1982. *Геохимия и геология на нефти и газове*. М., Мир, 706 с.
- Янков, Т. 1976. *Доклад за геоложките резултати от проведеня параметричен сондаж Р1 в Свиленградска площ*. Геофонд.
- Elmas, A. 2012. The Thrace basin: stratigraphic and tectonic-paleogeographic evolution of the Paleogene formation of northwest Turkey. – *Intern. Geol. Review*, 54, 1419-1442.
- Espitalié, J., G. Deroo. 1985. *La pyrolyse Rock Eval et ses applications*. – *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 40, 563-579; 755-784
- Peter, K. E., M. R. Cassa. 1994. *Applied source rock geochemistry*. – *AAPG Memoir*, 60, 93-120.
- Hoşgörmez, H., M. N. Yalçın. 2005. *Gas-source rock correlation in Thrace basin, Turkey*. – *Marine and Petroleum Geology*, 22, 8, 901-916
- Hunt, J. H. 1996. *Petroleum Geochemistry and Geology*. W.H. Freeman, New York, 329 p.
- Huvas, O., N. Karahanoglu, V. Ediger 2007. The thermal gradient history of the Thrace basin, NW Turkey: Correlation with basin evolution processes. – *J. Petrol. Geol.*, 30, 1, 3-24.