

## Дълбочинна миграция на въгледороди в Мизийската платформа и Долнокамчийското понижение, източно от Венелин-Толбухинската разломна зона

Иван Д. Генов, Орлин В. Димитров

Институт по океанология, БАН, Варна; e-mail: idgenov@io-bas.bg

### Въведение

Българският черноморски шелф все още е слабо изучен в нефтогазоносно отношение, докато крайбрежната суша е обект на търсещи работи още от тяхното начало в България и съществува значителна информация за нея. Използването на информацията по крайбрежните райони позволява да се осветят по-пълно особеностите на миграцията на въгледороди в континенталната тераса.

В морската част на Мизийската платформа съществуват извори на въгледородни и други газове. Метанът в тях е основен газ. Изотопният състав  $\Delta C^{13}$  на метана за газовите извори в Балчишкия залив е от порядъка на  $-5.8\%$  (Мандев, 1978). Освен това на територията на северната черноморска крайбрежна зона на България съществуват находища с разнообразен въгледороден състав. Това показва, че съществува термокаталитично образуване на въгледороди, освен диагенетно и биогенно образуване на такива в седиментите на Мизийската платформа и съседните ѝ участъци. Наличието на газопроявления и находища на въгледороди (течни и газообразни) на крайбрежната и морската част на Мизийската платформа както и в Долнокамчийското понижение до нея следователно би трябвало да се свърже с главните зони на нефто- и газогенериране (ГЗНГ), откъдето мигрират протонефът и протогазът.

### Метод на изследването

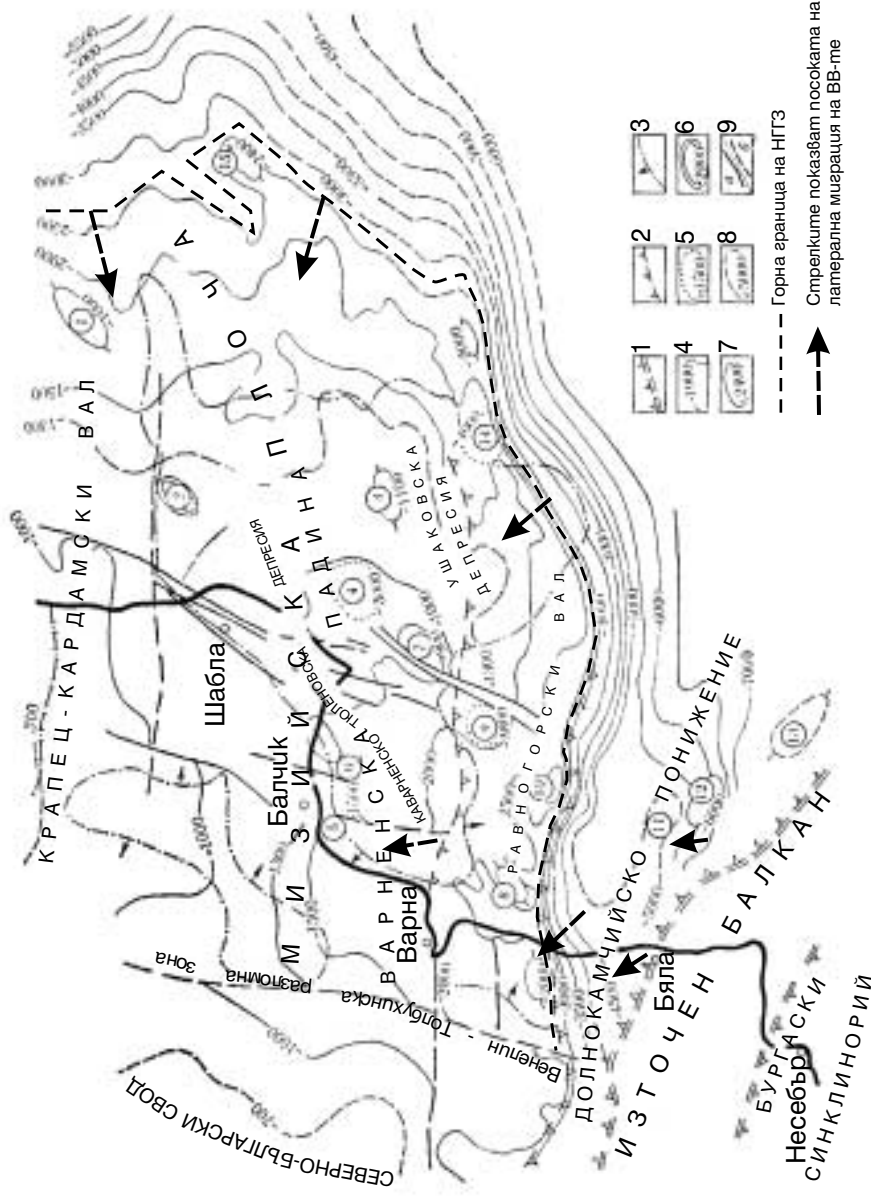
Изследването се основава на това, че въгледородите с по-малко относително

тегло са с по-добра миграционна способност от въгледородите с по-голямо относително тегло при едни и същи термодинамични условия. Освен това газообразните въгледороди са с по-добра миграционна способност от течните въгледороди при същите условия.

Приема се за доказано, че въгледородите мигрират възходящо по напластяването до достигането на проводящи разломи, където те се придвижват възходящо по тях (Словарь..., 1988; Генов, 1998).

От казаното следва, че най-далеч от ГЗНГ би трябвало да се очаква да достигат газообразните въгледороди, в частност метанът като въгледороден газ с най-малко относително тегло. Химическият състав на въгледородите следователно съдържа информация за дължината на пътя на тяхната миграция. На фиг. 1 по-голямото разстояние на миграция (латерално и вертикално) на въгледородите от ГЗНГ е показано с по-дълга стрелка.

В зависимост от строежа на басейна и неговия геотермичен режим, типат на разсеяното органично вещество и др. фактори главната зона на нефтогенериране (ГЗН) се фиксира на последния етап на потъване на утайките на дълбочина от 2 - 3 km в платформените области до 3 - 6 km в дълбоките панини на алпийските понижения, а главната зона на газообразуване (ГЗГ) се фиксира на дълбочина 3.5 - 5 km на млади и древни платформи до 6 - 9 km в дълбоки панини на платформи и в алпийски пониже-



Фиг. 1. Структурно-тектонска карта на северната част на българския шелф (Андреев и др., 1981 с изменения и допълнения)  
 ГРАНИЦИ: 1 - големи тектонски елементи; 2 - тектонски елементи от по-нисък порядък; 3 - разкрития на средно-горнотриаски седименти на преюрската повърхност (стрелките са насочени към отсъствие на отложенията); 4 - изохили на доюрската повърхност; ЛОКАЛНИ СТРУКТУРИ, ПРОЯВЕНИ В ОТЛОЖЕНИЯТА: 5 - палеозойски; 6 - триаски; 7 - преюрска повърхност; 8 - еоценски; 9 - тектонски нарушения; ЛОКАЛНИ ИЗДИГНАНИЯ НА ШЕЛФА (в кръгчета): 1-Северно; 2-Априлско; 3-Източно; 4-Наевско; 5-Балчишко; 6-Божурецко; 7-Елизаветинско; 8-Бортово; 9-Южно; 10- Ст. Боеданов; 11-Самотино-Самотинско; 13-Ю. Гдин; 14-Дълбоко; 15-Далечно

ния (С л о в а р ь..., 1988).

**Фактически материал – нефтогазоносност**

Преки нефтени и газови прояви на сушата са установени в твърде широк стратиграфски диапазон - от палеозой до олигоцен. В палеозойските седиментни комплекси сравнително най-голям брой преки прояви на нефт са доказани в карбонатно-теригенните наслаги на средния девон и долния карбон. Това са обикновено примазки, петна или насищане на пукнатините с нефт - от тежък до почти лек, подвижен, но приток на нефт не е получен. Наред с нефтените прояви в редица сондажи, разкриващи теригенно-въгленосната серия на горния карбон са установени прояви на разтворен в подземните води газ с повишени концентрации на  $\text{CH}_4$  и следи от неговите хомолози. Практически от преки прояви на нефт и газ е лишена пьстроцветната серия на перма, независимо от наличието на колектори и покривки, благоприятни хидрогеохимични условия и т. н.

Промишлената нефтогазоносност на триаските карбонатни седименти в голяма област на Мизийската платформа е добре известна, но в разглежданите крайбрежни райони, независимо от някои благоприятни условия на залягане, литоложки, органо-геохимични, хидрогеоложки и други характеристики на тези наслаги, не са открити промишлени находища на нефт или газ. Съществуват малки нефтени прояви в среднотриаските и горнотриаските пластове (Юнак, Султанци - Геология и нефтогазоносност..., 1981). Триаските карбонатни седименти се характеризират с много ниски вместимостни и филтрационни свойства, но съществуват зони на древно излужване и напукване с подобрени колекторски характеристики (Р-7 - Султанци).

Не са установени преки прояви на нефт и не са открити залежи от нефт или газ и в долноюрските, предимно теригенни наслаги. По-съществени нефтени прояви са установени в седиментите на средна и горна юра (проучвателни площ и Султанци, Юнак - Геоложки предпоставки..., 1987; Геология и нефтогазоносност..., 1981). През тези участъци преминава Синделският разлом (Тектонска карта..., 1975). При с. Султанци нефтосъдържащи са средноюрските пясъчници, установени чрез

три сондажа (Р-6, Р-7, Р-8). Нефтът е почти напълно дегазиран. Един от сондажите при проучвателна площ Юнак (Р-4) също пресича средноюрски седименти, съдържащи нефт. Характерното за вместимостните и филтрационни характеристики на теригенните седименти от долна-средна юра е, че са по-добри в западна посока при Провадийската котловина, но съществуват места в източна посока с благоприятни условия за образуване на въглеводородни залежи. Резервоарните свойства се влошават поради запълване на порното пространство с карбонатен цимент (Геология и нефтогазоносност..., 1981).

В карбонатния комплекс на горна юра - долна креда, развит широко в Северна България, са наблюдавани най-голям брой преки прояви на нефт – както окислен, така и подвижен (площта Юнак - в горноюрски седименти слаб приток на тежък, вискозен нефт, почти напълно дегазиран с непромишлени дебети). В най-горната част на комплекса във варовиците и доломитите на валанжина в участъка между н. Шабла и н. Калиакра се намира първото в България нефтено находище, единственото засега в североизточната част на страната. Разположено непосредствено на брега, това находище се простира и на шелфа. Освен креден залеж от тежък, асфалтно-смолист нефт, с газова шапка във високо издигнатите блокове, в това находище е установен и неголям газов залеж в базалните пясъчници на олигоцен. Тюленовското газонфтено находище е открито през 1951 г. То се отразява добре в релефа на морския бряг във вид на издигане. Всички залежи са плитки. Средната им дълбочина на залягане е 380 m. Газовият залеж в олигоценските наслаги се разполага само в най-издигнатите блокове в северната и централната част от площта на находището. Насищането на пясъчниковия хоризонт в подложката на олигоценските седименти по всяка вероятност е свързано с приток на газ от газовата шапка на кредния залеж. Във валанжинския залеж най-емкостните колектори са свързани с доломитите (основно в северната част на находището). Размерите на основното находище са: дължина – 18 km, и ширина – 3 km (площ – 978 ha). Характеристиките на олигоценския залеж и валанжинско-горно-

средния залеж са показани в таблица 1. Пробите на въглеродородите са вземани при стационарни изследвания от устията на проучвателни сондажи (Геология и нефтегазоносност..., 1976; Геоложки предпоставки..., 1987).

Останалите подразделения на долната креда (хотрив, барем, апт и алб) не са установени в най-северните части на българското крайбрежие, а в по-южните части, където се срещат, се характеризират с отсъствие на преки прояви на нефт или газ. В горнокредните карбонатни и теригенно-карбонатни, флишки и седиментно-вулканогенни скали преки прояви от нефт не са наблюдавани. От някои от споменатите горнокредни седименти предимно в северната част на крайбрежието е получен приток на подземни води с разтворен газ,

съдържащ въглеродороди.

Палеогенските теригенни и теригенно-карбонатни седименти се характеризират с повсеместно разпространение в тях на разтворен в подземна вода предимно метанов газ. В тях са установени и газови залежи със скромни размери. Залежи от газ с неголямо количество кондензат са открити в еоценските наслаги на Долнокамчийското понижение (Самотински газов залеж, Новооряховско газокондензатно находище). И двата залежа са с малки запаси и сложен тип капани.

Новооряховското газокондензатно находище е открито през 1955 г. Средната дълбочина на залежана на залежа е 1560 m. Находището е полупромишлено и на него е била организирана опитна експлоатация. Характеристиките му са дадени в таблица 2. Това находище е заемало

Таблица 1. Характеристика на залежите

Олигоценски залеж (газова въглеродородна система)	Характеристики (Тюленовско находище)	Валанжински-частично горнокреден залеж (газонефтена въглеродородна система)
1	2	3
Теригенни седименти, плитководни морски условия на утайконатрупване; пясъчници (дребно-среднозърнести, глауконитови) с прослойки от манган-карбонатни руди	Колектори и условия на образуване	Карбонати на открит басейн. Варовиците са пукнатинно-кавернозни, доломитите са порести
Пластов, тектонски екраниран	Тип капан	Масивен, тектонски екраниран
150 m	Дълбочина	350 - 400 m
1 - 10 m	Обща дебелина на колектора (газонефтонаситена)	50 - 60 m
2 - 5 m	Ефективна дебелина	30 - 50 m
25 - 30 %	Порестост	варовици – 8 - 15 %, доломити – 15 - 20 %
500 - 600 $\mu$ D	Проницаемост	варовици - до 10 $\mu$ D, доломити - до 500 $\mu$ D
124 - 134 m, Газовият залеж се подпира от задконтурна вода	Водогазов контакт Водонефтен контакт	339 m - северен участък 350 m - централен участък 370 - 358 m от северната до централната част на южния участък. В южната част има само водогазов контакт на 316 m. Газонефтеният залеж се подпира от вода в подложката

Таблица 1. (Продължение)

1	2	3
1.5 - 2.9 g/l в северната част до 14 g/l в южната потопена част на площта	Обща минерализация на водата	1.5-2.6 g/l
	Водонаситеност на пластовите колектори	40 %
27° C	Температура	38° C
15.5 kg·c/cm <sup>2</sup>	Пластово налягане	39.8 kg·c/cm <sup>2</sup>
0.567 (по въздух) - при сондаж P-82	Плътност на газ, на нефт	0.590 (по въздух) - при сондаж P-10 0.9382 - при сондаж P-60
При сондаж P-82	Химичен състав на газовите системи (об.%)	При сондаж P-10
94.24 % 0.071 % няма	CH <sub>4</sub> C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> пропан, бутан, пентан, хексан	94.25 % 0.046 % няма
0.053 % 5.560 % няма 0.084 %	CO <sub>2</sub> N <sub>2</sub> H <sub>2</sub> S Ar+He	0.151 % 5.670 % няма 0.082 %
	Химичен състав на нефтената система /об.%/	При сондаж P-60 Нефтът е нафтенено-ароматен тип
	парафин смоли сяра	1.2-1.8 % 15.6 % 0.32 %
	При атмосферната преработка на нефта се получава следният резултат /в тегловни %/: дизелово гориво - 13 %, лекомаслени фракции - 8.14 %, мазути - 75 %; вискозност на нефта - 11.80 %, температура на възпламеняване - 122°C, температура на замръзване - 24°C	

ограничена по размери тераса (0.9 km на 0.9 km) на южната страна на Долнокамчийското понижение и е привързано към пясъчните на долната част на горния еоцен. Отгоре залежът е екраниран от мергелно-глинеата пачка скали с дебелина няколко метра. Височината на залежа се е осигурявала от огъването на указаната мергелно-глинеата пачка в южната част на терасата. Отбелязаните условия на образуване на капана предопределят ограничения обем въглеродороден залеж (Г е о л о ж к и п р е д п о с т а в к и..., 1987; Н а у ч н о т е х н и ч е с к и с б о р н и к п о..., 1968; Д о к л а д з а р е з у л т а т и т е..., 1977).

В средно-горноеоценските седименти в сондаж Самотино море за пръв път от шелфа на Долнокамчийското понижение е

получен промишлен дебит на газ с кондензат. В интервала 1954 - 2026 m на сондаж P-1 Самотино море притокът на газ е около 22 000 m<sup>3</sup>/ден., като едновременно е получен приток на пластова вода около 5 - 14 m<sup>3</sup>/ден. В разположения над него интервал 1760 - 1808 m дебитът на газа достига до 220 000 m<sup>3</sup>/ден. и на кондензата 27 cm<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> газ, при изпитание през шуцер 11 mm. От следващия хоризонт, разположен в интервала 848 - 885 m е получен газ с дебит до 51 000 m<sup>3</sup>/ден. при шуцер 8 mm, като заедно с газа се получава до 70 m<sup>3</sup>/ден. пластова вода. Химичният състав на проба газ от интервала 1760 - 1785 m е: CH<sub>4</sub> - 93.8289; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> - 2.03997; C<sub>3</sub>H<sub>8</sub> - 1.0730; изо-C<sub>4</sub>H<sub>10</sub> - 0.3195; nC<sub>4</sub>H<sub>10</sub> - 0.2347; изо-C<sub>5</sub>H<sub>12</sub> - 0.1341; nC<sub>5</sub>H<sub>12</sub> - 0.0629; CO<sub>2</sub> - 0.02295;

Таблица 2. Характеристика на залежа

Характеристики	Новооряховско газокондензатно находище
Колектори среден - горен еоцен	Теригенни седименти, образувани при морски условия на утайконатрупване /пясъчници - дребнозърнести с прослойки от алевролити/
Капан	Масивно-пластов
Дълбочина	1560 m
Обща дебелина на колектора	40 m
Ефективна (газонаситена) дебелина	8 m
Надморска височина	от 2 - 3 m до 15 - 20 m
Дължина на находището	0.9 km
Ширина на находището	0.9 km
Площ на основния залеж	0.8 km <sup>2</sup>
Порестост	7 - 26 %, средна 12 - 17 %
Проницаемост	От 1 $\mu$ D до 15 - 18 $\mu$ D, в редки случаи повече от 500 - 600 $\mu$ D
Водногазов контакт	1560 m (условно), газовият залеж се контролира от водна подложка
Обща минерализация на водата под залежа	от 8 до 16 g/l
Водонаситеност на пластовите колектори	няма данни
Пластово налягане	147.6 atm
Температура	66°C
Плътност на газа	0.5843
Плътност на кондензата	0.762 (20°C)
Химичен състав на газа	CH <sub>4</sub> - 92.95 %, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> - 7.0 %, C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> - 1.3 %, изо-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> - 0.25 %, нC <sub>4</sub> H <sub>10</sub> - 0.15, C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> +висши ВВ - 0.25 %, CO <sub>2</sub> - 1.3 %, N <sub>2</sub> - 1.1 %
Химичен състав на кондензата (стабилен), при с-ж Р-13А (стационарни изследвания)	почти 90 % бензинови фракции, фракции с нафтенев характер - 0.03 %

CO - 0.5081; N<sub>2</sub> - 1.5693; въздух - 0.5989; (плътност - 0.6017). Плътноста на кондензата е 0.7648 и вискозитет при 20°C - 0.87. В същия сондаж (Р-1 Самотино море) от основата на олигоцена (интервал 765 - 786 m) е получен незначителен приток на газ - около 330 m<sup>3</sup>/ден. Но в Долнокамчийското понижение от олигоцена са получавани притоци на газ, предимно метан, достигащи десетки хиляди куб. м в денонощието. Първото газово находище в нашата страна е открито също в олигоценските наслаги (Горноблизнашка площ). В северната част на крайбрежието в олигоценските седименти са установени три газови залежа освен този в Тюленовското находище: Българевски, Дуранкулашки и Крапецки. Само Българевският залеж има сравнително по-големи запаси, повече от 200 000 000 m<sup>3</sup>. Подземните води в олигоцена навсякъде по крайбрежието

съдържат значително количество разтворен газ, представен почти изцяло от метан.

Газовият залеж при с. Близнаци е открит през септември 1949 г. Залежът е със средна дълбочина 350 m и няма промишлено значение. Колекторите са лещи в долната част на олигоценските глини (алевролити, дребнозърнести и много силно глинести пясъчници). Типът на капана е литоложка леща (сходен с този на залежите в майкопа от Северен Кавказ). Общата дебелина на лещата е 2.0 - 2.5 m, а ефективната е около 0.3 - 0.5 m. Съвместно с газа постъпва и солена вода в ограничено количество с минерализация 32-37 g/l. Химичният състав, определен за газовите проби от сондаж-21 на това находище, е: CH<sub>4</sub> - 96.05 %; C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> - няма; CO<sub>2</sub> - 0.98 %; N<sub>2</sub> - 2.92 %; Ar - 0.005 %; He+Ne - 0.009 %. По състав газът е метанов сух и не съдържа по-тежки хомолози (Г е о л о ж к и п р е д п о с т а в к и...,

1987; Атанасов, Дачев, 1962).

Крапецко-Блатнишкото газово находище е открито през 1955 г. и е с полупромишлено (за местни потребности) значение. Разположено е в Шабленско-Българевската грабенообразна зона на Варненската моноклинала. Характерните особености на Крапецкия и Блатнишкия залеж са дадени в таблица 3. Крапецко-Блатнишкото находище е разположено на брега на Черно море, а перспективна площ за търсене на нефт и газ е плитководието, където дълбочината на морето не превишава 20 m (Отчет за резултатите..., 1958).

Българевското газово находище е

разположено на североизточното крайбрежие на Балчишкия залив на 3.5 km западно от н. Калиакра. В геоструктурно отношение то се намира в източната част на Мизийската платформа в пределите на Шабленско-Българевската грабенообразна зона. Находището е открито през 1961 г. на дълбочина 380 - 400 m в пясъчниците на олигоценските наслаги. Продуктивната пясъчна пачка заляга в средната част на олигоценските глини над т.нар. остракодови мергели. Дебелината ѝ е приблизително 30 m. Газонаситената дебелина на пластове се променя от 11 до 21 m. Колекторските свойства на продуктивния

Таблица 3. Характеристика на залежите

Крапецки залеж	Характеристики	Блатнишки залеж
180 m	Средна дълбочина на залягане	210 m
6.0 km <sup>2</sup>	Площ на залежа	0.6 km <sup>2</sup>
4.0 km	Дължина	1.2 km
1.5 km	Ширина	0.5 km
2 - 12 m	Обща дебелина на колектора	3.5 - 15 m
средна част на олигоценските седименти, пясъчничково-теригенни седименти на морско утайконатрупване (съдържат манган, карбонати)	Местоположение на колектора, литоложка разновидност	подложка на олигоценските седименти, теригенни седименти на морско утайконатрупване (ситнозърнести пясъчници, глини с прослойки от манган-карбонатни руди)
1.0 m	Ефективна дебелина (газонаситеност)	3.5 - 4.0 m
24 - 37 %	Порестост	28 - 35 %
40 - 140 μD	Проницаемост	3 - 918 μD
182 m	Водногазов контакт	203 m
3.4 g/l	Минерализация на водата	3.4 g/l
14 - 20 атм	Пластово налягане	23.6 атм
приблизително 27°C	Температура	27°C (по аналогия с Тюленовското находище)
пластови, тектонски екранирани	Капани (Заемат най-издигнатите тектонски блокови структури, привързани непосредствено към издатините на брега в морето)	пластови, тектонски екранирани с водна подложка
При сондаж 215	Химичен състав на газа	при сондаж 216
CH <sub>4</sub> - 93.97 %		CH <sub>4</sub> - 96.51 %
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> - няма		C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> - няма
CO <sub>2</sub> - 0.66 %		CO <sub>2</sub> - 1.54 %
N <sub>2</sub> - 5.37 %		N <sub>2</sub> - 1.95 %
0.5826	Плътност на газа	0.5770

хоризонт са достатъчно високи и средно неговата пористост е повече от 27%. Химичният състав на газа е:  $\text{CH}_4$  - 96.19-98.20%;  $\text{C}_2\text{H}_6$  - 0.29-0.36%;  $\text{CO}_2$  - 0.20-0.41%;  $\text{N}_2$  - 1.30-3.46%. Газът е метанов тип и се характеризира с ниско съдържание на  $\text{N}_2$  и твърде малки концентрации на етан. Като цяло залежът на газ в олигоценския пясъчен пласт на Българевското находище се контролира от тектонски нарушения и се поддържа от водна подложка (масивно-пластов тип, тектонски екраниран), (Г е о л о ж к и п р е д п о с т а в к и..., 1987).

От изложеното до тук се вижда, че химичните състави на въглеродородните газове от олигоценските залежи са твърде сходни. Освен това химичните състави на въглеродородните газове от газопроявленията в плитководието на Черно море (бел. авт. - от публикуваните данни) е близък с този на гореизброените олигоценски газови натрупвания. Газът, излизащ от морските газови извори "Златни пясъци", е със следния химичен състав в обемни %:  $\text{CH}_4$  - 94.99 - 95.03;  $\text{C}_2\text{H}_6$  - 0.16 - 0.17;  $\text{CO}_2$  - 0.10 - 0.19;  $\text{N}_2$  - 4.29 - 4.36;  $\text{O}_2$  - 0.32 - 0.39;  $\text{He}$  - 0.008 (М а н д е в, 1978). Газът, излизащ в морето в близост до нос Калиакра от газовите извори "Зеленка", е със следния химичен състав в обемни %:  $\text{CH}_4$  - 92.89 - 96.05;  $\text{C}_2\text{H}_6$  - 0.10 - 0.17;  $\text{CO}_2$  - 0.19 - 0.39;  $\text{O}_2$  - 0.49 - 1.66;  $\text{C}_3\text{H}_8$  - следи само в някои проби (Д и м и т р о в и др., 1979).

Извършените многобройни анализи на разтворения в морската вода газ (М а н д е в, 1978; Б о л ъ ш а к о в и др., 1984; Т р о ц ю к и др., 1986) показват, че в редица площи от акваторията на шелфа се наблюдават положителни газогеохимични аномалии, които могат да се тълкуват като проява на миграционни процеси.

#### Резултати

Имайки предвид геоложките особености на Мизийската платформа и Долнокамчийското понижение горната граница на ГЗНГГ би трябвало да е на дълбочина около 2500 m (фиг. 1). От юг на север химичният състав на газообразните въглеродороди за находищата и газопроявленията в изследваната територия се

променя, както следва:

- За Долнокамчийско понижение: метан и значително количество по-тежки въглеродороди.
- За територията северно от Долнокамчийското понижение до паралела на Българевското находище: метан и много малко етан (с изключение на находището при с. Близнаци)
- За територията северно от паралела на Българевското находище: метан и изключително малко или пълно отсъствие на етан.
- Олигоценските флуидоупорни глини са достигнати предимно от метана поради малкото му относително тегло като въглеродород с най-голяма миграционна способност.

#### Заклучение

От установените резултати следва, че най-близките до ГЗНГГ находища и газопроявления на въглеродороди освен метан съдържат и по-тежки въглеродороди, докато най-отдалечените са предимно от метан, а средно отдалечените са с междинен състав.

Поради усложненията в геоложкия строеж на разглежданата територия от разломи са възможни и някои изключения от това правило. Такова изключение е Тюленовското нефтено находище в най-северната част на територията. Близнашкото газово находище в средната му част е възможно да е съставено от биогенен или диагенетен газ-метан или от постъпващ термокаталитичен газ-метан от най-големите дълбочини на ГЗГ, където е възможно само неговото образуване поради високата температура в пластовете. Чист биогенен газ-метан е възможно да се образува в седиментите с дебелина по-малка от 1000 m отчитана от дъното на морето или повърхността на сушата, но той не е обект на внимание в настоящата статия. Представеното в настоящата статия е част от изследванията по морска геология в западната част на Черноморската котловина. Получените резултати са особено важни за търсенето на полезни изкопаеми. Новите данни ще имат значение при бъдещи изследвания по геохимия, седиментология, физични свойства на скалите, тектоника.



## ЛИТЕРАТУРА

- Атанасов, А., Х. Дачев. 1962. Газовият залеж при с. Близнаци, Варненско. БАН, Трудове върху геология на България, серия стратиграфия и тектоника, 4. 133-154.
- Большаков, А. М., В. Я. Троцюк, А. В. Лапин, В. Г. Свиначенко. 1984. Углеводородные газы в придонной воде и донных осадках. В: Нефтегазогенетические исследования болгарского сектора Черного моря. С, БАН. 191-201.
- Генов, И. Д. 1998. Тектонски нарушения и генезис на източниците на въглеродороден газ в плитководната част на Българския шелф. Трудове на ИО БАН, т.2. 112-119.
- Геология и нефтогазоносност на СИ България. 1981. С, Техника, 134.
- Геоложки предпоставки за нефтогазоносността на СИ България. 1987. С, Техника, 332.
- Доклад за резултатите от проведеното дълбоко сондиране за нефт и газ в Долнокамчийския район през периода 1955 - 1975 г. 1977. В, Геофонд ГПП - Варна.
- Мандев, П. 1978. Газова снимка на Балчишкия залив. Нефтена и въглищна геология, С, БАН, 9, 15-20.
- Научно-технически сборник по геологии, разработка, транспорт и използване на природен газ. 1968. М, Недра, 267-272.
- Отчет за резултатите от структурно-проучвателното сондиране, проведено на Крапецко-Блатнишката площ през 1955 - 1956 г. 1958. Геофонд ГПП - Варна.
- Словарь по геологии нефти и газа. 1988. Недра, Л, 679.
- Тектонска карта на НРБ. 1975. С, ГУГК, – Атанасов А., Ст. Бояджиев, Г. Чешитев.
- Троцюк, В., А. Большаков, Л. Лебедев, В. Горсилин, 1986. Газово-акустические аномалии в отложениях шельфа НРБ и их возможное практическое значение. Океанология, С, БАН, 16.

*Постъпила на 20.12.2002 г.*

## Hydrocarbon migration from the deep parts of Moesian plate and Lower-Kamchian low place east from Venelin-Tolbuhian fault zone

*Ivan Genov, Orlin Dimitrov*

### (Summary)

A Possible Hydrocarbon migration from under-water parts of Moesian plate and Lower-Kamchian low place on the base of gas composition is shown. Zones with similar gas composition of gas sources have been fixed. Data of gas and oil fields on the land and gas seepages in the sea water have been used.