
О.М. Русаков

Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев

В ПОГОНЕ ЗА ПРИЗРАКОМ БИОГЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЧЕРНОМ МОРЕ

С июня 2014 г. по январь 2016 г. в глубоководном секторе Румынии (блок Нептун) пробурено семь разведочных скважин. До сих пор не оценен углеводородный потенциал. В августе этого года в глубоководной акватории Болгарии (блок Хан Аспарух) заглушена скважина без объявления каких-либо деталей. Все скважины заложены, руководствуясь канонами биогенной концепции происхождения углеводородов. На основании обобщения литературных источников в статье показано, что в Черном море количества биогенного метана недостаточно, чтобы образовать крупные промышленные скопления нефти и газа.

Ключевые слова: Румыния, Болгария, глубоководные блоки, бурение, абиогенный метан.

В 2011—2013 гг. в Турецкой, Болгарской и Румынской эксклюзивных экономических зонах завершено бурение 11 поисковых скважин на шельфе, в переходной зоне и глубоководной котловине, из которых 10 по разным причинам признаны бесперспективными [5]. Только предварительные результаты по румынской скважине Домино-1 давали надежду получить положительные результаты, которые в случае успеха могли бы возместить понесенные расходы. На основе этих оптимистических ожиданий были развернуты дальнейшие разведочные работы в Румынском и Болгарском глубоководных секторах. Их обзор, составленный по материалам пресс-релизов операторов работ и масс-медиа, приведен ниже.

Румыния. Скважина Домино-1 расположена в глубоководном блоке Нептун площадью около 7500 км², глубина моря — от 100 до 1700 м (рис. 1). Устье и забой скважины на глубине 930 и 2070 м соответственно [5].

В ее разрезе вскрыли перспективный горизонт мощностью 70,7 м [32]. До сих пор его глубина и тип материнских пород остаются тайной за семью печатями. На основе интерпретации полученной информации были подсчитаны предварительные запасы газа (по западной терминологии — net gas pay). Они составили от 1,5 до 3,0 трлн куб. футов (от 42 до 84 млрд м³). В 2010 г. Румы-

© О.М. РУСАКОВ, 2016

ния за 1000 м³ газа платила \$ 500 [32]. Если бы прогноз оправдался, стоимость газа колебалась бы от \$ 21 до \$ 42 млрд., что сулило солидную прибыль с вычетом расходов на разведку и инфраструктуру. Поэтому операторы работ ExxonMobil (50 %) и OMV Petrom (50 %) с оптимизмом приняли решение продолжать работы, чтобы оценить коммерческую рентабельность всего блока Нептун. Причем была выражена готовность операторов инвестировать до \$ 1 млрд для этой цели [33].

Во исполнение этого решения OMV Petrom в мае 2013 г. завершили 3D сейсмическую съемку на площади 6000 км², продолжавшуюся около полугода [40]. На то время это был рекордный объем для Черного моря. А 22 июля 2014 г. было объявлено о заложении скважины Домино-2 в 200 км от берега на глубине моря 800 м [34]. Бурение осуществляли полупогружной установкой Ocean Endeavor фирмы Diamond Offshore Drilling Inc (США) (рис. 2). В начале октября 2014 г. скважина была полностью заглушена [35].

После передислокации установки Ocean Endeavor уже 27 октября появилась информация о начале бурения разведочной скважины Пеликан Южная-1 (Pelican South-1) в блоке Нептун на новой неназванной структуре в 155 км от берега без упоминания даже глубины моря [36, 37]. В феврале 2015 г. ExxonMobil и OMV Petrom сообщили о том, что стоимость газа в ней составляет около \$4 млрд, одновременно отказываясь подтвердить сообщение масс-медиа об открытии в Черном море месторождения с запасами около 20 млрд м³ газа [43]. В этом же месяце в отчете (Romania Oil and Gas Report Q2 2015) приведена оценка расходов на обустройство месторождения Домино, на которые потребуется \$5 млрд [46].

В дальнейшем исчезла какая-либо предметная информация о буровых работах в блоке Нептун, которые завершились лишь в январе 2016 г. из-за существенного уменьшения инвестиционных затрат [42, 47]. При этом сообщалось, что большинство из семи скважин в этом блоке встретили газ, и проводится анализ данных по резервуарам с целью определения полного потенциала блока [43]. Следует напомнить, что в 2014 г. скважина Домино-2 была запланирована для решения именно этой задачи. Однако после полной ее остановки пришлось



Рис. 1. Блоки Нептун (Румыния) и Хан Аспарух (Болгария) [39 с изменениями]. Скважины: Д-1 — Домино, П-1 — Полшков-1



Рис. 2. Полупогружная буровая установка Ocean Endeavor [38]

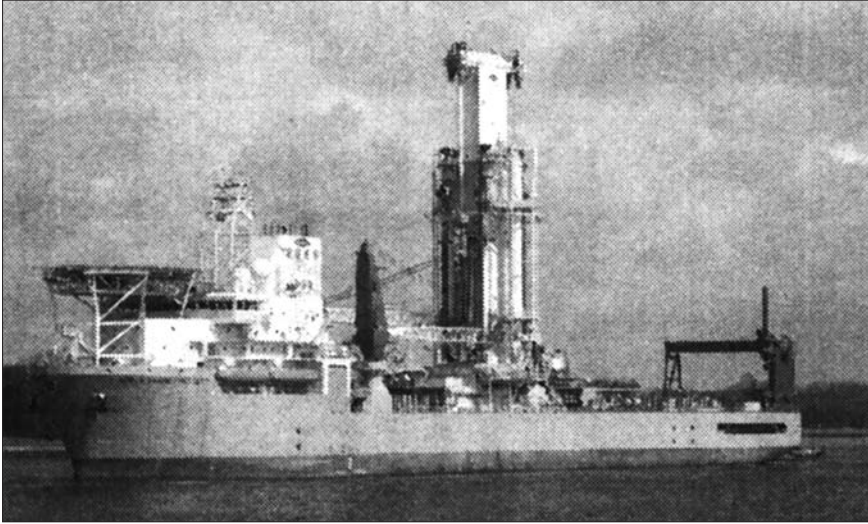


Рис. 3. Буровое судно Noble Globetrotter II [52]

бурить еще 5 скважин, результаты которых засекречены. Поэтому нельзя не прийти к выводу об отсутствии существенных успехов дорогостоящих геологоразведочных работ на блоке Нептун.

Болгария. Блок 1-121 Хан Аспарух (Khan Asparuh) расположен в Болгарском секторе Черного моря (см. рис. 1). Его площадь составляет 14 220 км², глубина моря колеблется от 100 до 2000 м [49]. Разведочные работы на блоке осуществлялись консорциумом фирм, куда входили TOTAL (40 %), OMV (30 %), и REPSOL (30 %).

В середине января 2014 г. фирма OMV закончила профильную 2D и площадную 3D сейсмическую съемку, продолжавшуюся 210 суток. Длина 2D профилей составляет 3000 км, площадь 3D — 7740 км² [44, 50]. Покрытая 3D съемкой акватория — самая большая в Черном море и превышает румынскую почти на 2000 км².

Поскольку фирма TOTAL была ответственна за буровые работы, включая выбор места заложения скважины, то все материалы были переданы ей. Был получен фантастический объем сейсмических наблюдений: если всю информацию записать на CD диски и сложить их друг на друга, высота достигла бы верхушки Эйфелевой башни [50]. Обработка результатов наблюдений проведена с помощью суперкомпьютера Total's Pangea, в настоящее время самого мощного из используемых в мировой промышленности [49].

Бурение осуществлялось буровым судном Noble Globetrotter II (флаг Либерии), способным бурить до 4000 м от дна моря при его глубине до 2000 м [52] (рис. 3). При этом были задействованы три вспомогательных судна и два вертолета. Наземная база располагалась в г. Варна. Со стратегической точки зрения планировали разведочное бурение с учетом близости к блоку Нептун в Румынии (см. рис. 1), где всех загипнотизировали цифры о десятках миллиардов кубометров газа в структуре Домино-1, объективно говоря, пока ничем на подтвержденных.

Разведочная скважина Полшков-1 (Polshkov-1) была заложена в начале мая 2016 г. в 128 км от берега, где глубина моря 1915 м [48]. Скважина была запланирована для оценки газоносности олигоценовых турбидитов и домезозойских карбонатных пород в ядрах структурных ловушек [41]. Бурение длилось примерно

120 суток. Если учесть оплату суточной аренды около \$470 тыс., то стоимость только бурения составила приблизительно \$55 млн. С учетом затрат на сейсмическую съемку и обработку ее результатов эта сумма не может быть меньше \$100 млн. Скважина окончательно заглушена в начале сентября 2016 г. [45].

По истечении двух месяцев после свертывания бурения (при гробовом молчании консорциума) по неофициальному сообщению неназванного информированного источника, на который ссылается русскоязычный сайт, скважина оказалась сухой [31]. Судя по тону статьи, этот информационный вброс может оказаться элементом большой геополитической игры Газпрома против Болгарии, которая в 2014 г. отказалась от «Южного потока», в результате чего «Газпром» потерял сотни миллионов долларов на проектные работы и уже закупленные к тому времени тысячи тонн труб, по-прежнему хранящихся в Варне. В 2015 г. потребление газа в Болгарии достигло 3,11 млрд м³, причем 97 % импортировано из России [53]. Через полтора месяца после вброса российских СМИ, 28 октября 2016 г. анонимный представитель консорциума фирм заявил, что в скважине Полшков-1 встречена нефть (без указаний ее предполагаемого количества) [51].

Независимо от достоверности сообщений о результатах бурения по скважине Полшков-1, полезно проанализировать материалы [27], на основании которых было принято решение о развертывании масштабных разведочных работ на структуре Хан Аспарух. На наличие нефтегазовой системы (deepwater petroleum system) в глубоководной акватории указывали прямые индикаторы углеводородов. Они представлены газовыми сипами и уменьшением скорости в газонасыщенных породах, что зарегистрировано высококачественными сейсмическими записями. Поскольку нефтегазовая система должна включать в себя еще ряд обязательных компонентов (материнские породы с органическим веществом необходимой зрелости, пути миграции, коллекторы, ловушки и покрышки [18]), интерпретационные усилия были направлены на то, чтобы доказать возможность существования этих элементов.

При этом рассмотрели шесть концептуальных сценариев (play types) образования и скопления углеводородов. Их совместный анализ позволил максимизировать шансы обнаружения промышленных скоплений углеводородов. Термобарические условия олигоцен-нижнемиоценовой (майкопской) толщи соответствуют нефтяному окну. Залегающие глубже породы эоценового возраста могут частично или полностью генерировать газ. В олигоценовые отложения углеводороды перемещаются из материнской майкопской серии путем горизонтальной миграции. В эоценовые и более древние осадочные породы газ попадает из раннемезозойских материнских пород, главным образом благодаря вертикальной миграции вдоль синрифтовых тектонических разломов и их реактивированных продолжений в пострифтовые отложения. Относительное превышение палеогеновых антиклинальных поднятий (ловушек) на поднятии Полшкова достигает 500 м, а площадь самой крупной составляет 500 км². Самые молодые региональные покрышки представлены значительными по мощности уплотненными палеогеновыми горизонтами.

В качестве первоочередного объекта бурения в будущем определены нижнемезозойские неритовые карбонаты с оолитами, способными генерировать газ. Прогнозные извлекаемые запасы газа составили более 10 трлн куб. футов (280 млрд м³). Результатами высококачественных площадных сейсмических

съемок доказано, что бесполезно экстраполировать геологическое строение прибрежных зон и шельфа на глубоководные акватории.

Суммируя всю информацию по поднятию Полшкова, нельзя не признать, что она полностью соответствует канонам концепции биогенного происхождения углеводородов. По биогенному лекалу также скроены планы разведки блока Нептун [5]. Чтобы оценить, могут ли залежать сотни миллиардов кубометров газа в глубоководных секторах Румынии и Болгарии, необходимо проанализировать, насколько биогенная концепция работоспособна в Черном море — крупнейшем уникальном анаэробном водном бассейне Мирового океана. Поскольку эта проблема уже обсуждалась [5], здесь приводится дополнительная аргументация.

В водах Черного моря растворено 96 Тг ($1 \text{ Тг} = 10^{12} \text{ г}$) метана, получаемого от газовых выходов, газогидратов и деятельности микроорганизмов [21], причем ежегодно в водную толщу его выбрасывается 4,7—5,65 Тг [17, 22]. Поэтому каждые 20 лет метан полностью вытесняется новыми порциями. Замещение метана также подтверждается скоростью его анаэробного окисления в результате активных геохимических действий метанотрофных микробов [20]: период существования метана в водной толще Черного моря не более 20 лет [21].

По величине водного баланса и годовой его приходной части подсчитан период полного обновления вод в Черном море, который составляет от 410 до 2000 лет [8]. Радиоизотопный возраст (10 определений) возникших в результате окисления метана карбонатных корок и оснований построек на дне континентального склона и глубоководной котловины северо-западной части Черного моря колеблется от 5000 до 36 500 лет, причем более древние датировки получены в более глубоких акваториях [9, 13, 15]. Иными словами, за этот период поступления метана вода полностью обновилась как минимум 18 раз. Хотя эти расчеты носят сугубо прикидочный характер, они все же дают представление о масштабах дегазации в Черном море.

В Восточном океане Паратетис, охватывающем юг евроазиатской части, в том числе Черное море, майкопская серия до сих пор считается основной нефтепроизводящей формацией в кайнозойском разрезе. Однако такое убеждение противоречит резкому несоответствию масштабов генерации и объема нефти в ней в бассейнах Предкавказья [2]. Причина — интенсивная сульфатредукция и массивное сероводородное заражение вод, которое обусловило катастрофическое уменьшение органического вещества (до $<1\%$). Причем эти факторы действовали с мелового периода [6]. Такие специфические условия формирования углеводородов привели к относительно невысокому масштабу генерации жидких углеводородов.

Согласно расчетам количества органического вещества (в рамках биогенной концепции) в нефтематеринских отложениях (позднеюрских карбонатных горных пород) Персидского залива, они не могли генерировать более 5 % извлекаемых запасов газа, которые составляют 70 млрд м^3 [1]. Образование же из общего источника всех месторождений нефти Саудовской Аравии, Ирака, Ирана, Катара, Кувейта, Южнокаспийской впадины, показанных на рис. 4, и отсутствие других нефтематеринских свит, отвечающих понятию единственного общего источника, свидетельствуют об абиогенной природе нефтяных запасов, генерация которых связана с закрытием океана Тетис.

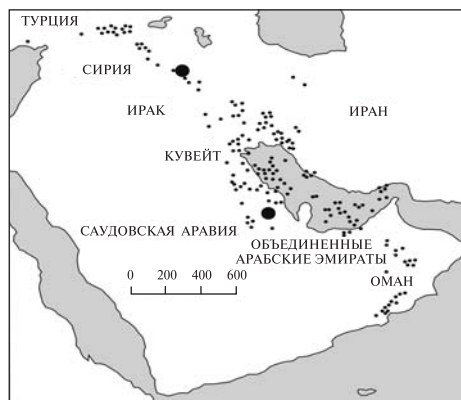


Рис. 4. Нефтяные месторождения от Турции до Омана [14]. Размер точек указывает на величину запасов месторождений

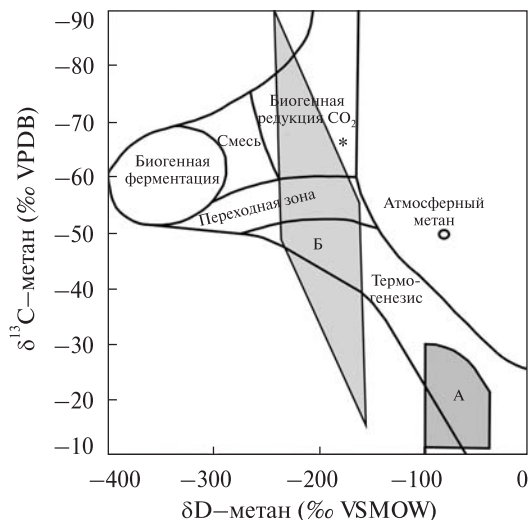


Рис. 5. Классификация метана по соотношению изотопов водорода (δD) и углерода ($\delta^{13}C$) в зависимости от процессов его образования, диаграмма [29]. Метан месторождений (А) и газогидратов и сипов (Б) Черноморского региона [4]; VPDB — Венский стандарт $\delta^{13}C$ океанской воды; VAMOW — венский стандарт δD среднеокеанской воды; звездочка — метан из проб Днепроовского каньона [3]

В прибрежной зоне, на шельфе и в глубоководной акватории экономического сектора Турции в центральной части Черноморского бассейна известен разрез шести скважин [23]. Они располагались на разных глубинах моря: Карадениз-1 (87 м), Игнеада-1 (87 м), Лиманкой-1 (851 м), Ясихоюк-1 (1850 м), Сюрмене-1 (1680 м) и Синоп-1 (2150 м). Все скважины полностью вскрыли толщу отложений аналога майкопской серии и были признаны бесполезными с коммерческой точки зрения.

Соотношение изотопов углерода ($\delta^{13}C$) и водорода (δD) в месторождениях Черноморского региона указывает на неорганическое происхождение метана [4], что наглядно демонстрирует рис. 5, где их поле фигуративных точек соответствует термогенному генезису. Диаграмма Витикара [29] получила всеобщее признание как эффективный инструмент для определения природы метана. В качестве примера достаточно сослаться на публикацию в журнале Science — одном из авторитетнейших журналов мира. Его импакт фактор в 2013 г. составлял 31,447, тогда как, например, Tectonophysics — лишь 2,866 [39]. Речь идет о статье, в которой авторы (21 соавтор из США, Канады и Германии) идентифицировали метан из различных антропогенных и естественных источников, в т. ч. из почв, озер, рек, древних подземных вод и серпентинизированных пород [28].

Следует подчеркнуть, что данные А.Е. Лукина [4] получены для метана из эксплуатационных скважин месторождений углеводородов. Отсюда следует, что образование его промышленных запасов, в том числе из Голицынского месторождения, происходило из абиогенных источников. А те сравнительно многочисленные определения изотопных значений углерода разными авторами в Черном море, которые скрупулезно сведены в 9-й главе монографии [10], в основной своей массе бесполезны для определения природы метана. Дело в том, что образцы для анализа отбирали из поверхностных источников (сипы, газогидраты,

карбонатные образования и вода), причем во всех исследованиях определяли только изотоп углерода. Однако его величина может указывать на происхождение метана только в исключительных случаях. Для этого абсолютные значения $\delta^{13}\text{C}$ должны быть больше 60 или меньше 10 ‰ (рис. 5). В первом случае это биогенный метан, а во втором — абиогенный. Поэтому совершенно обоснованно метан из осадков ($\delta^{13}\text{C} = -62,4...-68,3$ ‰) и карбонатных образований ($\delta^{13}\text{C} = -2,6...-8,2$ ‰) был идентифицирован как биогенный [19] и глубинный [7] соответственно. В диапазоне $\delta^{13}\text{C}$ от -10 ‰ до $-50 \dots -60$ ‰ без второй координаты (δD) определения биогенной природы метана не имеют под собой изотопного основания. В Черном море преобладает термогенный метан, что согласуется с данными А.Е. Лукина о месторождениях Азово-Черноморского региона, где на диаграмме М. Витикара [29] поле биогенного метана по площади намного уступает термогенному [4].

В Черном море в Днепровском каньоне природа метана может быть установлена по координатам фигуративной точки со средними значениями $\delta^{13}\text{C} = -67,3$ ‰ и $\delta\text{D} = -161,5$ ‰ [3], которая на рис. 5 попадает в поле биогенного метана. В глиняной брекчии вулкана Казакова (прогиб Сорокина) по молекулярному составу газа и величине изотопа углерода определен термогенный метан, который соседствует с биогенным, распространенным в этом районе [24]. Особенно примечателен тот факт, что термогенный метан обнаружен именно в выбросах грязевого вулкана, а не в сипах, поскольку вулканы, уходя корнями глубже осадочного чехла, служат каналом доставки газов из глубинных горизонтов, в пользу чего приведено много доказательств в [10].

В контексте проблемы происхождения метана в Черном море эти пречисленные выше исследования имеют принципиальное значение, поскольку указывают на двойственную природу метана (абиогенный и подчиненный биогенный), если не считать смесь метана двух типов, которая обнаружена в этой акватории. Этот вывод подтверждается данными [4], представленными на рис. 5.

Биогенный газ образовался в приповерхностной среде, где активно действуют метанообразующие микробы при низкой температуре и обилии органического вещества, или в результате перерождения при участии микроорганизмов глубинных углеводородных флюидов, поскольку их нельзя связать с активностью микроорганизмов [12].

По недавним результатам, полученным новым методом группирования изотопов, температура образования термогенного метана колеблется в пределах $157-221$ °С, а биогенного — не превышает 50 °С [26]. Основные метанообразующие анаэробные микроорганизмы — представители сообщества *Archaea* [30], содержание которых в глубоководных осадках Черного моря составляет $20-30$ % [11]. Сообщество *Archaea* характеризуется чрезвычайно широким оптимальным диапазоном температуры (от -25 до $+105$ °С), при которой может комфортно развиваться [25], однако верхний предел его существования составляет 121 °С [16], что исключает способность *Archaea* продуцировать термогенный метан.

Приведенная информация убедительно свидетельствует о том, что длительная беспрецедентная концентрация метана в водах Черного моря может поддерживаться только мощной дегазацией земных недр, а не активностью метанообразующих бактерий. Вряд ли стоит ожидать каких-то прорывных открытий месторождений углеводородов, если руководствоваться догмами биогенной

концепции образования метана. Совершенно оправдано, что в Турции после отрицательного опыта глубоководного бурения в 2010—2012 гг. [5] прекратили разведочные работы, на которые истратили не один миллиард долларов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Асланов Б.С., Бабаев Н.И. О возможном генетическом родстве нефтегазовых месторождений Персидского залива и Южно-Каспийской впадины: *Рассохинские чтения. Материалы международного семинара* (8—9 февраля 2013 г.). В 2 ч. Ч. 1. Ухта: УГТУ, 2013. С. 45—48.
2. Баженова О.К., Фадеева Н.П., Сент-Жермес М.Л., Тихомирова Е.Е. Условия осадконакопления в восточном океане Паратетис в олигоцене — раннем миоцене. *Вестн. Моск. ун-та. Сер. геология*. 2003. № 4. С. 12—19.
3. Леин А.Ю., Иванов И.В. Крупнейший на Земле метановый водоем. *Природа*. 2005. № 2. С. 18—26.
4. Лукин А.Е. Изотопно-геохимические индикаторы углекислой и углеводородной дегазации в Азово-Черноморском регионе. *Геол. журн.* 2003. № 1. С. 59—73.
5. Русаков О.М., Кутас Р.И. Фата-моргана биогенной доктрины углеводородов в Черном море. *Геофиз. журн.* 2014. № 2. С. 3—17.
6. Холодов В.Н. Геохимия осадочного процесса. М.: ГЕОС, 2006. 608 с.
7. Шнюков Е.Ф., Щербаков И.Б., Шнюкова Е.Е. Палеоостровная дуга севера Черного моря. Киев: Чернобыльинформ, 1997. 287 с.
8. Шнюков Е.Ф., Созанский В.И., Муравейник Ю.А. О газоносности Черного моря. Геологические проблемы Черного моря. Киев: Карбон Лтд., 2001. С. 23—34.
9. Шнюков Е.Ф., Кутний В.А. Карбонатные образования как производные газовых выделений на дне Черного моря. *Геофиз. журн.* 2003. № 2. С. 90—99.
10. Шнюков Е.Ф., Коболев В.П., Пасынков А.А. Газовый вулканизм Черного моря. Киев: Логос, 2013. 384 с.
11. Bahar I., Iclal U., Ayse E., Nilgun O. et al. Analysis of Methanogenic Archaeal and Sulphate Reducing Bacterial Populations in Deep Sediments of the Black Sea. *Geomicrobiology*. 2006. № 5. P. 285—292.
12. Demirbas A. Methane Gas Hydrate. London: Springer-Verlag, 2010. 186 p.
13. Egorov V.N., Artemov Y.G., Gulin S.B., Polikarpov G.G. Methane seeps in the Black Sea: discovery, quantification and environmental assessment. *J. Black Sea — Mediterranean Environment*. 2011. № 2. P. 171—185.
14. Gold T. The origin of Methane (and) Oil in the crust of the Earth. *USGS Professional Paper*. 2570. *The Future of Energy Gases*. 1993. 25 p.
15. Gulin S.B., Polikarpov G.G., Egorov V.N. The age of microbial carbonate structures grown at methane seeps in the Black Sea with an implication of dating of the seeping methane. *Marine Chemistry*. 2003. № 1—2. P. 67—72.
16. Kashefi K., Lovley D.R. Extending the upper temperature for life. *Science*. 2003. № 5635. doi: 10.1126/science.1086823.
17. Kessler J.D., Reeburg W.S., Souyhon J., Tyler S.C. Basin-wide estimates of the input of methane from seeps and clathrates to the Black Sea. *Earth Planet. Sci. Lett.* 2006. № 3—4. P. 366—375.
18. Magoon L.B., and Schmoker J.W. The Total Petroleum System. The Natural Fluid Network That Constrains The Assessment Unit, Chapter PS, In: U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000. Description and Results by U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team: U.S. Geological Survey Digital Data Series DDS-60, Version 1.1, p. PS-1—PS-15.
19. Michaelis W., Seifert R., Nauhaus K., T. et al. Microbial reefs in the Black Sea fueled by anaerobic oxidation of methane. *Science*. 2002. № 5583. P. 1013—1015.
20. Pape T., Blumenberg M., Seifert R., Dilek Y., Furnes H., Muehlenbachs K. Links Between Geological Processes, Microbial Activities and Evolution of Life. *Modern Approaches in Solid Earth Sciences*. Dordrecht: Springer. V. 4. P. 281—311.
21. Reeburg W.S., Ward B. B., Whalen S. C. et al. Black Sea methane geochemistry. *Deep-Sea Res.* 1991. 38. P. S1189—S1210.

22. Schmale O., Haeckel M., McGinnis D.F. Response of the Black Sea methane budget to massive short-term submarine inputs of methane. *Biogeosciences*. 2011. № 8. P. 911—918.
23. Sen S. New evidences for the formation of and for petroleum exploration in the fold-thrust zones of the central Black Sea Basin of Turkey. *AAPG Bulletin*. 2013. № 3. P. 465—485.
24. Stadnitskaia A., Ivanov M.K., Poludetkina E.N. et al. Sources of hydrocarbon gases in mud volcanoes from the Sorokin Trough, NE Black Sea, based on molecular and carbon isotopic compositions. *Marine and Petroleum Geology*. 2007. doi: 10.1016/j.marpetgeo.2007.08.001.
25. Srivastava S., Srivastava P.S. Understanding Bacteria. Dordrecht, Kluwer Academic Publishers, 2003. 469 p.
26. Stolper, D.A., Lawson, M., Davis, C.L. et al. Formation temperatures of thermogenic and biogenic methane. *Science*. 2014. № 6191. P. 1500—1503.
27. Tari G., Davies J., Dellmour R. et al. Play types and hydrocarbon potential of the deepwater Black Sea, NE Bulgaria. *The Leading Edge*. 2009. № 9. P. 1076—1081.
28. Wang D.T., Gruen D.S., Sherwood B. et al. Nonequilibrium clumped isotope signals in microbial methane. *Science*. 2015. doi: 10.1126/science.aaa4326.
29. Whiticar M.J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane. *Chemical Geology*. 1999. V. 161. P. 291—314.
30. Woese C.R., Kandler O., Wheelis M.L. Towards a natural system of organisms Proposal for the domain Archaea, Bacteria and Eucaria. *Proc. Natl. Acad. Sci. USA*. 1990. 87. P. 44676—44579.
31. Не нашли газ в Черном море: почему Болгария захотела российский газ. URL: <http://www.smi2.ru/newdata/news?ad=2314027&bl...ct> 14.09.2016.
32. ExxonMobil and OMV Subsidiary Petrom’s Domino-1 Well Discovers. URL: <http://www.natural-gaseurope.com/exxonmobil-and-omv-discover> 23.02. 2012.
33. ExxonMobil, OMV Complete Largest 3D Seismic Survey in Black Sea. URL: <http://www.subseaworldnews.com/.../exxonmobil-omv-complete-largest> 26 06 2013.
34. ExxonMobil, OMV Petrom begin drilling Domino-2 well in Romanian Black Sea. URL: <http://www.worldoil.com/.../22/exxonmobil-omv-petrom-begin-dr> 22.07.2014.
35. Exxon, OMV Petrom spud Romanian well — OE Digital. URL: <http://www.oedigital.com/.../7316-exxon-omv-petrom-spud-roma> 28.10.2014.
36. ExxonMobil started drilling the Pelican South-1 well. URL: <http://www.offshoreenergytoday.com/exxonmobil-omv-petrom-st> 27.10.2014.
37. ExxonMobil and OMV Petrom Explore New Prospect on Neptun Block offshore Romania. URL: <http://www.omvpetrom.com/.../L0lJSkIKQ2dwUXBSQ2dwUXBS> 27.10.2014.
38. Exxon, OMV Wrap Up Black Sea Survey. Hire ‘Ocean Endeavor’ Rig (Romania) URL: <http://www.offshoreenergytoday.com/exxon-omv-wrap-up-black> 25.06.2013.
39. Journal Impact Factor 2015. Impact Factor List. URL: <http://www.citefactor.org/journal-impact-factor-list-2015.html> 10.01.2016.
40. Largest 3D seismic survey in Black Sea completed on Neptun Deep block URL: http://www.bvb.ro/infocont/infocont13/snp250613_en.pd 06.25.2013.
41. Mena Report: <https://www.highbeam.com> 19.06.2014.
42. OMV lowers capex, finds drilling success on Romania’s Neptun Deep block. URL: <http://www.ogj.com/.../2016/.../omv-lowers-capex-finds-drilling-s> 05.12.2016.
43. MOV Petrom declines to confirm gas discovery offshore Romania. URL: <http://seenews.com/.../update-1-omv-petrom-declines-to-co> 19.02.2015.
44. OMV and partners complete 3D seismic survey in the Black Sea offshore Bulgaria. URL: <http://www.omv.com/generic-list/display/en/1255757194382781> 21.01.2014.
45. Polshkov-1 wildcat off Bulgaria nearing completion — Upstreamonline... URL: <http://www.upstreamonline.com/hardcopy/.../article1442766.ece> 02.08.2016.
46. Romania Oil and Gas Report 02.2015. URL: <https://www.asdreports.com/.../romania-oil-gas-report-q> February 2015.
47. Romania: ExxonMobil & OMV Petrom finish exploration work in the Black Sea. URL: <http://www.romania-insider.com › daily news › business> 12.02.2016.
48. Total Inks Exploration Deal with Bulgaria | Offshore Energy Today. URL: <http://www.offshoreenergytoday.com/total-inks-exploration-deal> 22.07.2014.

49. Total's Supercomputer now the Industry's Most Powerful Worldwide. URL: <http://www.total.com/.../totals-supercomputer-now-industrys-most> 29.03.2016.
50. The largest 3D seismic exploration in the Black Sea — Total in Bulgaria. URL: <http://www.bg.total.com/en/largest-3d-seismic-exploration-black-sea> 25.01.2016.
51. Total made deepwater oil discovery in Bulgarian Khan Asparuh Block. URL: <http://www.maritimeherald.com/.../total-made-deepwater-oil-discovery-in-bulgarian-khan-asparuh-block/> 29.10.2016.
52. Vessel details for: NOBLE GLOBETROTTER II (Drill Ship). URL: <http://www.marinetraffic.com/hr/ais/details/ships/636015112> 09.24.2016.
53. Bulgaria — Gazprom Export. URL: <http://www.gazpromexport.ru/en/partners/bulgaria/2016>.

Статья поступила 26.10.2016

О.М. Русаков

ГОНИТВА ЗА ПРИМАРОЮ БИОГЕННИХ ВУГЛЕВОДНІВ У ЧОРНОМУ МОРІ

З червня 2014 до січня 2016 року в глибоководному секторі Румунії (блок Нептун) пробурено сім розвідувальних свердловин. До цього часу вуглеводневий потенціал не оцінено. У серпні цього року в глибоководній акваторії Болгарії (блок Хан Аспарух) заглушено свердловину без оприлюднення будь-яких деталей. Усі свердловини закладено, керуючись канонами біогенної концепції походження вуглеводнів. На підставі узагальнення літературних джерел у статті показано, що в Чорному морі недостатня кількість біогенного метану, щоб утворились великі промислові скупчення нафти й газу.

Ключові слова: Румунія, Болгарія, глибоководні блоки, буріння, абіогенний метан.

О.М. Rusakov

CHASING THE PHANTOM OF BIOGENIC HYDROCARBONS IN THE BLACK SEA

From June 2014 to January 2016, 7 exploration wells were drilled in the deepwater of Romania (block Neptune). To date, the drilling data are being evaluated with respect to hydrocarbon potential. In August this year, the well was plugged in the deep waters of Bulgaria (block Khan Asparuh) without announcing any details. All wells have been spud according to the tenets of the biogenic concept of the hydrocarbons origin. Based on generalization of literary sources, the article shows that there is not enough biogenic methane in the Black Sea to form large industrial accumulations of oil and gas.

Keywords: Romania, Bulgaria, deepwater blocks, abiogenic methane.