

Фата-моргана¹ биогенной доктрины углеводородов в Черном море

© О. М. Русаков, Р. И. Кутас, 2014

Институт геофизики НАН Украины, Киев, Украина

Поступила 29 января 2014 г.

Представлено членом редколлегии В. И. Старостенко

Если уж верить в то, чего увидать
нельзя, то по мне лучше верить в
чудеса, чем в бактерии

Карл Краус

австрийский писатель

За останні три роки в Турецькій, Болгарській і Румунській ексклюзивних економічних зонах Чорного моря пробурено 10 пошукових свердловин на шельфі, в перехідній зоні й глибоководній западині, 10 з яких визнані безперспективними. Для оцінки потенціалу свердловини Доміно-1 (Румунія) потрібно витратити декілька мільярдів доларів США протягом 5—6 років. Показано, що низька ефективність пошуків нафти й газу на сучасному рівні апаратурного й програмного забезпечення зумовлена науковим супроводом догматами концепції біогенного походження газу метану. Для пошуків вуглеводнів рекомендовано площі інтенсивного виділення глибинного газу.

Ключові слова: Чорне море, мобільні бурові платформи і судна, вуглеводні.

За последние три года в Турецкой, Болгарской и Румынской эксклюзивных экономических зонах пробурено 10 поисковых скважин на шельфе, в переходной зоне и глубоководной котловине [Atalay et al., 2012; Kitchka, Dovzhok, 2013]. Операторами работ выступали известные компании ExxonMobil, Chevron, Petrobras, Sterling Resources, OMV Petrom и Petro Ventures при обязательном долевом участии в распределении возможных доходов государственных или совместных организаций прибрежных государств, не меньше 50 %.

На рис. 1 показано расположение скважин. Все они пробурены с помощью арендованных современных мобильных морских буровых платформ пятого поколения и плавучим буровым судном шестого поколения, предназначенных для любых погодных, батиметрических и геоморфологических условий Черного моря. Платформа Leiv Eiriksson способна производить буровые работы при глубине воды 2 300 м, тогда как платформа GSP Jupiter предназначена для работ на ближнем шельфе до 91 м, однако они обе могут достичь забоя до 9 000 м (en.wikipedia.

org/wiki/GSP_Jupiter). Эксплуатация бурового судна Deepwater Champion возможна даже при слое воды 3 657 м, причем доступная глубина забоя составляет 12 191 м (www.deepwater.com/.../Deepwater-Champion). Стоимость аренды буровой установки равна 0,7—1,0 млн американских долларов в сутки (www.slate.com).

Из-за скудной информации в открытой печати, разбросанной по десяткам источников в Интернете, можно составить лишь общую характеристику скважин, представленную в таблице. Тем не менее, ценность этих сведений трудно переоценить, поскольку они безоговорочно указывают на конечный отрицательный результат буровых работ, который требует непредубежденного разностороннего исследования фанатичной веры в какую-либо концепцию происхождения углеводородов. Важно рассматривать именно конкретные причины отказа операторов от дальнейших работ на концессионных блоках, если они, конечно, публично обнародованы.

Турция. Например, трудно извлечь что-либо полезное для предметного анализа (кроме бес-

¹ Фата-моргана (итал. fata Morgana) — фея Моргана, по преданию, живущая на морском дне и обманывающая путешественников призрачными видениями (ru.wikipedia.org/wiki/Фата-моргана).

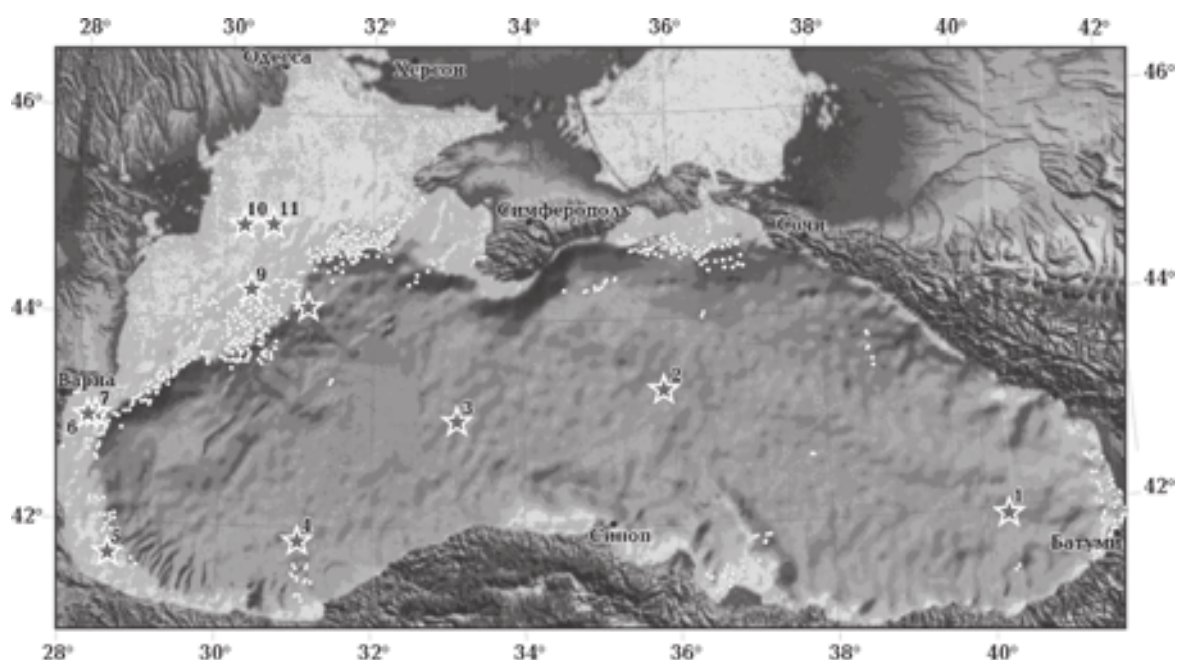


Рис. 1. Схема расположения новых поисковых скважин [Atalay et al., 2012; Kitchka, Dovzhok, 2013, с изменениями] и газовых выходов в Черном море [Старостенко и др., 2012].

спорного факта о провале миссии) из такого сообщения: «... судно *Deerwater Champion* завершило разведку, поскольку не смогло обнаружить какие-либо признаки нефти или природного газа в скважинах *Кастамону-1* и *Сюрмене-1* в Черном море» (www.turkishny.com/...tpao-ends-oil-exploratio). Исключитель-

но лаконично в нескольких словах без каких-либо деталей было объявлено о безуспешном окончании бурения с буровой платформы *Leiv Eiriksson* скважин *Синоп-1* и *Яссихоюк-1* в глубоководной части Черного моря (www.tpao.gov.tr/eng/?tp=m&id=75).

Целью бурения скважины *Яссихоюк-1* было

Краткая характеристика новых поисковых скважин в Черном море [Öztaş, 2010], www.reuters.com; www.subseaIQ.com/data; www.sterling-resources.com; www.tpao.gov.tr/eng; www.novinite.com; www.turkishny.com/...tpao-ends-oil-exploratio; www.trao.gov.tr/eng; www.subseaIQ.com/data

Номер	Скважина	Страна	Год закрытия	Глубина моря, м	Глубина забоя, м	Статус скважины
1	Сюрмене-1	Турция	2011	1680*	—	Бесперспективная
2	Синоп-1	Турция	2010	2150	5700	Бесперспективная
3	Кастамону-1	Турция	2011	2000*	—	Бесперспективная
4	Яссихоюк-1	Турция	2010	1850*	—	Бесперспективная
5	Истранджа-1	Турция	2012	85	3650	Бесперспективная
6	В. Калиакра -1	Болгария	2011	70*	—	Бесперспективная
7	Камчия-1	Болгария	2013	40*	880	Бесперспективная
8	Домино-1	Румыния	2012	930	2070	Оценивается (?)
9	Иоана-1	Румыния	2012	91	1422	Бесперспективная
10	Эуджения-1	Румыния	2012	28	2276	Бесперспективная
11	Муридава-1	Румыния	2013	88	3290	Бесперспективная

Примечание: * — глубины по карте [Электронная..., 1998].

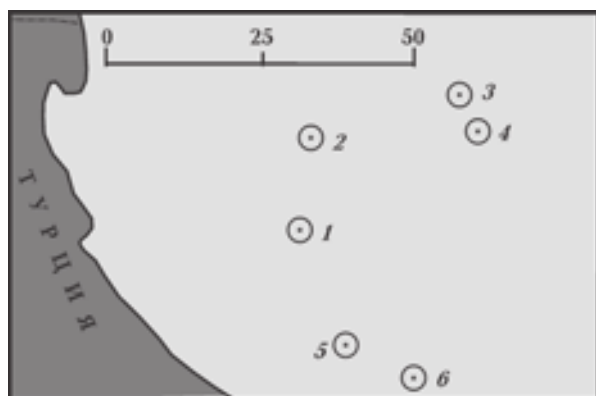


Рис. 2. Расположение скважин в лицензионном блоке 3920 в эксклюзивной экономической зоне Турции: 1 — Истранджа-1, 2 — Игнеада-1, 3 — Лиманкой-1, 4 — Лиманкой-2, 5 — Карабурун, 6 — Карадениз.

пробурить коллектор, представленный среднемиоценовыми кластическими отложениями [Öztaş, 2010]. Как-то просочились сведения, что скважина Синоп-1 вскрыла вулканогенный разрез верхнего мела и плотные глубоководные фации палеогена на валу Андрусова [Кичка, Воробьев, 2011]. Что касается скважины Истранджа-1, достижения бурения сводятся к тому, что здесь обнаружен непромышленный газ в среднемиоценовых песчаниках на глубине 3 650 м при бурении с платформы GSP Jupiter на шельфе Турции (глубина воды 85 м).

Из-за доведенного до абсурда режима сохранения коммерческой тайны невозможно понять логику стратегии поисково-разведочных работ в Турецком секторе Черного моря. Однако процедура провального планирования объектов для оценки перспектив акваторий ясно демонстрирует одиссею выбора места заложения скважины Истранджа-1. На крайнем западе шельфа Турции, ширина которого всего 20—25 км, поисково-разведочное бурение на нефть и газ на глубинах до 150 м началось еще в 1978 г., когда были заложены скважины Карадениз-1 и Игнеада-1 (www.aytuna-consulting.com/geologyofturkey.a).

Положение скважин в блоке 3920 м показано на рис. 2 (www.tpaogov.tr/eng). Судя по отсутствию каких-либо сведений о результатах в скважинах Карадениз-1 и Игнеада-1, они были отрицательными. В 1999 г. фирма Arco на расстоянии около 20 км от упомянутых скважин за пределами шельфа начала бурение с платформы Sedco Forex 700 (www.thefreelibrary.com).

Глубина воды в местах бурения скважин Лиманкой-1 и Лиманкой-2 составляла 851 и 695 м соответственно. Первая скважина прошла до глубины 2 700 м, а вторая достигла

3 300 м. Обе скважины вскрыли непромышленные залежи газа. Казалось бы, все понятно: и шельф, и склон не содержат углеводородов в коммерческих объемах. Однако через 8 лет безуспешно завершилась проходка скважины Карабурун-1, которая расположена в 45 км к юго-западу от них. Она прошла разрез до глубины 1300 м, не встретив предполагаемой рифовой структуры (www.wikinvest.com/stock/Toreador_Resources). Несмотря ни на что, в 2012 г. было принято решение в пределах этого блока начать скв. Истранджа-1 (о ней речь шла выше) в 13 км к северу от скв. Карабурун. Таким образом, создается впечатление, что у планировщиков отсутствовало представление о поисковой геологической модели этой акватории, а скважины задавались методом «дикой кошки» (wildcat drilling). Иначе трудно объяснить, почему за 30 с лишним лет семь скважин на акватории 2675 км² не установили нефтегазовых перспектив, хотя уже в 2000 г. было известно, что четыре скважины на этом участке оказались сухими.

Болгария. Скв. Восточная Калиакра-1 была остановлена из-за отсутствия прогнозного палеогенового коллектора, который оказался эродированным (www.novinite.com). Целью скв. Камчия-1 была оценка углеводородного потенциала центральной части лицензионного блока Галата в Нижнекамчийском прогибе (www.reuters.com). Она также была ликвидирована, поскольку вскрыла только 17 м карбонатных песков, насыщенных непромышленным газом.

Румыния. Не оправдались ожидания, которые возлагались на скв. Иоана-1. Полученная информация «не подтвердила промышленные ресурсы в раскрытых структурах» (www.ogj.com/articles/2012/11/sterling-resources-reports-ioana-1-results-off-romania.html). Предполагаемый по аналогии с месторождениями Дойна и Анна продуктивный горизонт в скв. Иоанна представлен слабопроницаемыми алевролитами. К этому времени остались надежды на положительный результат только в скв. Эуджения-1 (www.sterling-resources.com). Здесь на глубине 1 938—2 038 м обнаружены песчаники верхнемелового возраста мощностью 22 м, у которых пористость колеблется от 10 до 20 %, а насыщенность газа составляет 55—62 %. Дополнительный интерес представляет интервал 1 900—1 938 м, где в эоценовых известняках зафиксированы газопроявления. Поскольку их пористость крайне низкая, только предстоящий анализ каротажных измерений может дать ответ на вопрос, являются ли они газонос-

ными и продуктивными (по безосновательному мнению британских и румынских специалистов), как в соседней скв. Олимпийская.

Чтобы усилить значимость политической победы в Международном Гаагском суде (02.02.2009 г.) экономическими дивидендами, в Румынии в срочном порядке начали поиски зарубежных компаний для разведочного бурения в акватории, закрепленной за ней. С начала 2012 г. была пробурена скв. Домино-1. В конце 2013 г. компания OMV Petrom объявила, что летом 2014 г. начнет проходку второй скважины в блоке Нептун рядом со скв. Домино-1, где предварительные оценки структуры дали от 42 до 84 млрд куб. м газа (www.wire.seenews.com/news/romanias). Поэтому компания готова вложить еще 1 млрд долларов США на разведочные работы, которые кроме 3D съемки также включают бурение для дальнейшей предварительной оценки структуры Домино и их рентабельности и потенциала всего блока Нептун. А теперь внимание: «Если подтвердится техническая возможность и рентабельность добычи газа в глубоководной акватории, OMV Petrom считает, что эксплуатационные работы начнутся не ранее конца этого десятилетия». Причем затраты на инфраструктуру могут достигать несколько млрд долларов США (www.business-in-romania.com). Видимо, пропагандистские результаты важнее здорового прагматизма. Тем более, что за такие заявления пресс-службы компаний не несут никакой ответственности, ибо сами себе заранее выдали индульгенции, о чем свидетельствует, например, информация о скв. Домино-1 (www.ifbfinwest.ro/php-template/stiri.php).

Настоящий пресс-релиз содержит прогнозные заявления (*forward-looking statement*), которые могут быть определены такими словами: «предполагать», «намереваться», «планировать», «стремиться», «полагать», «оценивать», «ожидать» и другими подобными ссылками на будущее. И хотя они основаны на предположениях и результатах анализа, которые мы считаем достоверными в сложившихся обстоятельствах, оправдаются ли реальные результаты и прогнозы, зависит от ряда рисков и неопределенностей, которые могли бы привести к тому, что наши фактические результаты, показатели и финансовое состояние будут существенно отличаться от наших ожиданий. Прогнозные заявления, сделанные в этом пресс-релизе, действительны только на дату его обнародования. Факторы или события, которые могли бы привести фактические результаты к иным,

могут возникать время от времени, и это не позволит предсказать все из них. Мы не берем на себя никаких обязательств по публичному обновлению каких-либо заявлений прогнозного характера в результате получения новой информации или будущего развития, за исключением случаев, требуемых по закону.

В августе 2013 г. с платформы GSP Prometeu (300' ILC), которая способна достичь забоя в 6 080 м, в 12 км восточнее скв. Олимпийская (рис. 3) с непрекращающейся оптимистичной шумихой в средствах массовой информации о несметных запасах углеводородов была заложена скв. Муридава-1 (www.subseaiq.com/data). Цель — эоценовые, палеоценовые и меловые породы, в которых по прогнозу аккумулировано 4,73 млрд куб. м газа.



Рис. 3. Скважины на Краевом уступе в эксклюзивной экономической зоне Румынии [Hickey, 2012]: 1 — Олимпийская, 2 — Эуджения, 3 — Муридава.

Однако через 60 дней 15 ноября 2013 г. объявили, что скважина достигла глубины 3 290 м, встретив миоценовые песчаники хорошего качества с признаками газа, которые после каротажных исследований были признаны бесполезными с коммерческой точки зрения (www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project). Об остальных прогнозных горизонтах ни слова. Похоже, что мечты румынских экспертов о 100 млрд куб. м газа и 10—12 млн т нефти в отсуженной акватории получили первую крупную пробоину и, по всей видимости, не последнюю, если учесть еще и плачевные результаты параметрической скв. Олимпийская-400, которая перешла под юрисдикцию Румынии в 2009 г. Тогда же появилась прагматичная профессиональная информация: «В 2001 г. мы пробурили две скважины — рассказал газете «Зеркало недели» гл. геолог ГАО «Черноморнефтегаз» Петр Мельничук. — Но притоки газа были настолько незначительными, что мы даже не смогли их обосновать, чтобы поставить на учет. На государственный учет такие запасы, ввиду небольшой площади продуктивной газоносности, не берутся» [Самар, 2009]. Да и перспективы скв. Эуджения, как уже отмечалось, пока, мягко говоря, туманные. Поскольку она расположена в 12 км от Олимпийской-400 и в

25 от Муридава на Краевом уступе, мало шансов надеяться на благоприятный исход.

Анализ результатов нового этапа бурения позволяет сделать два принципиальных вывода, которые невозможно опровергнуть, даже если сильно захотеть. Первый: коэффициент успешности бурения близок к нулю. В лучшем случае он будет 0,1, если скв. Домино-1 будет признана годной к эксплуатации. А ведь бурению предшествовали 2D и 3D сейсмическая разведка МОГТ современной аппаратурой и суперизоцированная технология обработки результатов наблюдений на мощных компьютерных системах. Второй вывод сводится к следующему. Все скважины задавались в рамках безальтернативно господствующей органической доктрины происхождения нефти и газа [Окуяр, Ediger, 1999; Keskin, 2007; Georgiev, 2012; Moroşanu, 2012]. Поисково-разведочные работы были направлены не на открытие месторождений углеводородов, а на сейсмическое картирование структур заранее принятой конфигурации (как правило, антиклинальной), в которых, по убеждению планировщиков, обязательно будут их залежи. Действительно, после бурения подготовленных структур скважины были ликвидированы из-за непромышленных запасов газа в коллекторах, которые должны быть сложены терригенными или карбонатными отложениями с определенными физическими свойствами [Ханин, 1969] или из-за их отсутствия в скважине. Такой подход является краеугольным камнем биогенной концепции происхождения углеводородов. В ее рамках подобная ситуация автоматически переводит участок в ранг бесперспективного объекта для их разведки [Максимов, 2005].

На северо-западном шельфе Украины пробурено 90 скважин почти за 45 лет (1962—2005) разведки, где установлено только пять мелких и три средних газовых и газоконденсатных месторождений с прогнозным суммарным запасом 59,5 млрд куб. м газа и 3 млн т конденсата [Khrisachtchevskaia et al., 2009], что составляет 1,1 объема потребленного Украиной газа в 2012 г. (www.rbc.ua/.../ukraina-snizila-potreblenie-gazav-2012-g-na-7-6---do-5). Следует напомнить, что по нынешним меркам применяемые тогда сейсмическая аппаратура и способы обработки являются архаичными, чем, между прочим, в прошлом веке объясняли низкую эффективность поисков нефти и газа на украинском шельфе. Иными словами, аппаратурно-программный комплекс не играет никакой роли в существенном повышении эффективности нефтегазораз-

ведки в морской акватории Черного моря. При этом выявление антиклинальных структур, на что направлены все усилия, создает иллюзию грядущего успеха.

Еще хуже соотношение цена/результат при разведке углеводородов на шельфе Румынии, где с конца 60-х годов прошлого столетия пробурено около 130 скважин [Konerding, 2005; Kitchka, Dovzhok, 2013], результатом чего явилось открытие шести месторождений с суммарным запасом 34,4 млн т нефти и 23,6 млрд куб. м газа. Для справки: в 2012 г. в Румынии потребление нефти составило 9,04 млн т нефти и 16,36 млрд куб. м газа (www.knoema.com; www.marketresearch.com).

Единственное рентабельное месторождение Тьюленово было открыто на шельфе Болгарии еще в 1951 г. и эксплуатируется до настоящего времени. Его запасы составляют 8,4 млрд куб. м газа и 4,5 млн т нефти — результат бурения 17 скважин в акватории [Georgiev, 2012]. В 2010 г. Болгария использовала 2,62 млрд куб. м газа (www.indexmundi.com). Оно может обеспечить потребность Болгарии в течение 3 лет и 3 месяцев.

В Турции бурение на ближнем шельфе началось с середины 80-х годов прошлого столетия. За это время пройдено около 20 скважин с нулевым успехом [Atalay et al., 2012] (www.aytuna-consulting.com). Открыто 1 газовое месторождение Акчакоса с запасами 3,6 млрд куб. м, которое разрабатывается с 2007 г. (en.wikipedia.org/wiki/Акчакоса). При годовом потреблении газа в 2013 г. 42,6 млрд куб. м (www.russia.platts.com) этого резерва хватило бы на 1 месяц. Вся эта информация в графическом виде представлена на рис. 4.

Учитывая догматическую приверженность к биогенной доктрине, несмотря на негативные результаты бурения в Черном море в последние годы, трудно себе представить, чем руководствовались при планировании разведочного бурения, кроме как неиссякаемой верой в успех. Причем веры в самом экстремальном религиозном смысле, которую почти два тысячелетия тому назад сформулировал апостол Павел в Послании к евреям: «вера же есть осуществление ожидаемого и уверенность в невидимом» (www.godrules.net/library/Slavic/russian1982). Однако такой подход к выбору концепции природы углеводородов в Черном море не является сугубо академическим вопросом, о чем свидетельствует стоимость поисково-разведочных работ в глубоководной котловине. Так, 1 ноября 2011 г. Генеральный

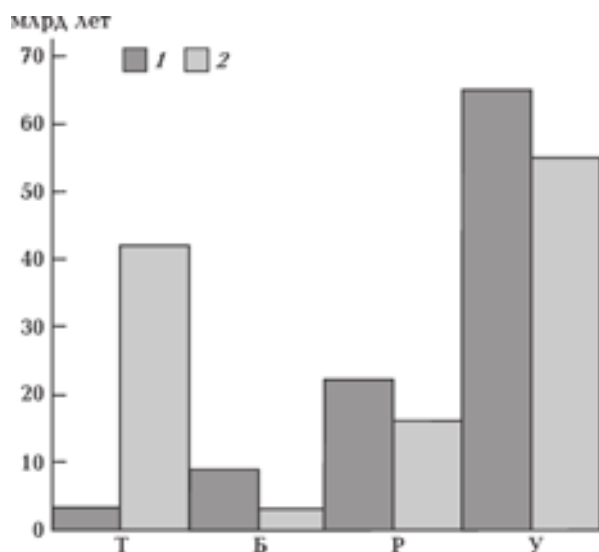


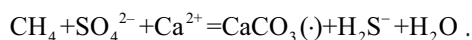
Рис. 4. Запасы газа (1) в месторождениях на шельфах Турции, Болгарии, Румынии и Украины и его ежегодное потребление в 2012—2103 г. (2). Т — Турция; Б — Болгария; Р — Румыния; У — Украина.

директор Турецкой нефтегазовой корпорации (Türkiye Petrolleri Anonim Ortaklığı) Мехмет Уйсал официально сообщил, что скв. Сюрмене-1 (толща воды 1 680 м) обошлась в 4 млрд долларов США, из которых 3,5 млрд пришлось на долю иностранных инвесторов British Petroleum, ExxonMobil, Chevron и Petrobras [Аватков, 2011]. Это при всем том, что Сюрмене-1 заложена в каких-то 25 км к северо-западу от скв. НРХ-1, пробуренной в 120 км к северо-востоку от Трабзона при толще воды 1 600 м и достигшей забоя на глубине 4 600 м, которая была заброшена еще в 2005 г. из-за отсутствия каких-либо признаков углеводородов (www.elliny.gr/.../HC_EP_in_Turkey_petroleka).

Результаты глубоководного бурения шести скважин за пределами шельфа Турции и Румынии должны поумерить энтузиазм тех, кто уповает на углеводородный Клондайк в глубоководной части Черного моря. В первую очередь это относится к украинским специалистам. Например, по состоянию на 01.01.2006 неразведанные извлекаемые ресурсы углеводородов на акватории глубже 100 м украинского сектора оценены в 1 003,9 млн т усл. топлива [Захарчук та ін., 2007], причем содержание газа составляет около 0,85 трлн куб. м газа.

Однако эти факты требуют хоть какого-либо вразумительного объяснения, ибо «...при отсутствии стремления связать их, собирание фактов становится делом не много более полезным, чем собирание мусора» [Пэджд, 1876]. Поскольку в глубоководном украинском сек-

торе Черного моря породы майкопской серии (олигоцен — нижний миоцен) повсеместно считается основной нефтематеринской формацией, то в первую очередь следует отметить, что геохимия осадочного процесса в восстановительной среде не очень-то гармонирует с этим расхожим представлением. В водах майкопского бассейна Восточного Паратетиса, в состав которого входило Черное море, существовало огромное количество рассеянного органического материала. Деятельность особых видов бактерий обусловила его интенсивную сульфатредукцию и сероводородное заражение за счет растворенных в воде сульфатов [Баженова и др., 2003; Холодов, 2006]. Реакция происходит по общей схеме [Schumacher, 1996]:



В свою очередь это привело к аномальному расходу органического вещества на стадии седиментогенеза, которого в майкопских глинах в среднем не более 1 %. Кроме того, относительно низкая скорость осадконакопления удлинняет время прохождения этой реакции. Например, скорость накопления ниже-среднеплиоценовой серии Южного Каспия, где сосредоточено 90 % углеводородов этой акватории, достигает около 165 см/тыс. лет [Aliyeva, 2004; Aliyev et al., 2004], в подводном конусе выносы Нила за последние 5 млн лет почти в 2,5 раза больше — 400 см/тыс. лет [Лисицын, 1988]. Для майкопской серии она колеблется в пределах 20—30 см/тыс. лет [Мейснер и др., 2002]. Корреляция между скоростью накопления осадков и количеством органического вещества наблюдается в глобальном масштабе. Главная часть мировых скоплений органического вещества сосредоточена в отложениях, которые образовались путем ураганной седиментации со скоростью более 100 см/тыс. лет в устьях рек у основания склона [Лисицын, 1988]. Поэтому-то отмечается несоответствие масштабов запасов нефти в майкопской серии в бассейнах Предкавказья и объема майкопской толщи как рассматриваемой основной нефтепроизводящей формацией региона [Баженова и др., 2003]. Исключительной бедностью углеводородов также характеризуются и олигоцен-миоценовые породы (майкопская серия) Каспийского моря [Aliyev et al., 2004].

Конечно, можно утверждать, что майкопские отложения глубоководной части Черного моря непосредственно не изучались. Но этот аргумент поблек после того, как скв. Синоп-1 прошла всю майкопскую толщу и оказалась су-

хой. Вряд ли будут нефтематеринскими в промышленном масштабе породы нижнего мела за пределами шельфа [Есипович, 2012], так как в Черном море на первой стадии рифтинга в его западной части в раннем мелу существовал аноксигенный режим с низким уровнем кислорода [Tüyüz, 2011]. Вдобавок в глубоководной впадине кровля нижнего мела залегает на глубине более 10 км [Туголесов и др., 1985], где температуры превышают 250—300 °С [Кутас, 2011]. Во что обойдется проходка даже одной разведочной скважины в таких условиях, можно себе представить, если учесть, что суточная стоимость аренды бурового судна для работы в глубоководной котловине колеблется, как уже отмечалось, в пределах 700 000—1 000 000 долл. США, а для работы потребуется 150—200 суток (www.slate.com). Относительно меловых отложений на шельфе, их значительная мощность была вскрыта только на нефтяных месторождениях Лебада, где они оказались с небольшими запасами углеводородов и быстро истощились [Benton, 1997], и в скв. Олимпийская-400, законсервированной из-за отсутствия рентабельных запасов углеводородов [Самар, 2009].

Одним из базовых положений концепции биогенного происхождения углеводородов является предположение о созревании рассеянного органического вещества под длительным действием температуры [Лопатин, 1971; Waples, 1979; Marshan, 2005]. Степень зрелости органики определяется максимальными температурами в истории осадочного бассейна и временным интервалом ее нахождения при этих температурах. Генерация нефти происходит при температурах 60—160 °С, а газа — при более высоких температурах 150—225 °С [Marshan, 2005].

Рифтовый этап развития Западно- и Восточно-Черноморской впадин и соответственно максимальная геотермическая активность приходится на меловое время [Кутас, 2003]. Отлагавшиеся на этом этапе осадки прогревались очень интенсивно. Их температура превышала 100 °С уже на глубине 1,5—2 км. При наличии достаточного количества рассеянного органического материала в них могли образовываться углеводороды и формироваться их месторождения [Кутас, 2003, 2011] (рис. 5).

С эоцена началось постепенное охлаждение и погружение литосферы. Формирование пострифтового бассейна, многократно осложненное тектоническими процессами, продолжается до настоящего времени.

Осадки эоцена—палеоцена прогревались в процессе накопления и постепенного погруже-

ния. Скорость седиментации составляла 100—300 см в 1 млн лет. Прогрев накапливающихся осадков происходил очень медленно (не более 10 °С в миллион лет, а с учетом постепенного затухания геотермической активности и того меньше). В этих условиях созревание органики и генерация углеводородов растягивается на десятки миллионов лет [Кутас, 2003]. По мере углубления бассейна и накопления более молодых осадков образования мела и палеогена погружались на большие глубины. На современном этапе они находятся при температурах 200—300 °С, при которых начинают активизироваться процессы разложения жидких углеводородов. По результатам моделирования теплового поля в современном Черноморском бассейне благоприятные термодинамические условия для генерации нефти соответствуют интервалу глубин 2—6 км, жирного газа и газоконденсата — 5,0—7,5 км, сухого газа — глубже 7,0 км [Русakov, Кутас, 2011]. В постнеогеновых отложениях температуры не превышают 70—80 °С, органическое вещество не созревает, но возможно образование в приповерхностном слое биогенного газа.

Иные геотермические условия характерны для северо-западного шельфа в пределах Скифской плиты и Северо-Крымского прогиба.

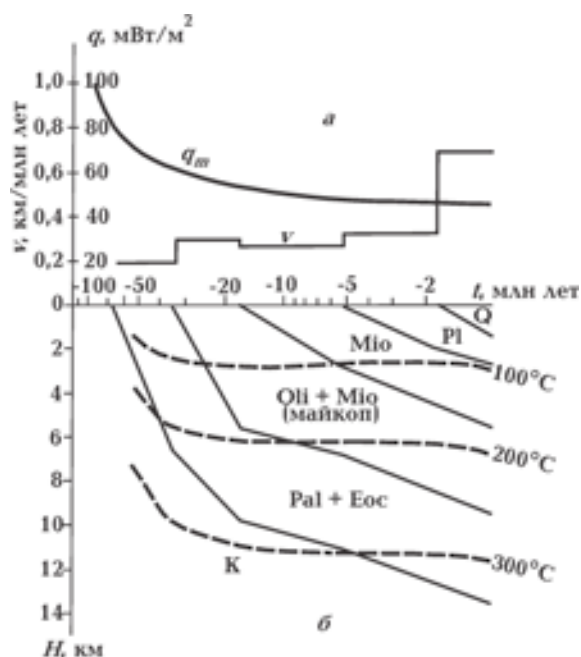


Рис. 5. Численная реконструкция эволюции осадконакопления и теплового режима Западно-Черноморской впадины: а — скорость осадконакопления (v) и изменение теплового потока (q_m) в процессе эволюции бассейна, б — формирование осадочной толщи (от верхнего мела до настоящего времени) и распределение температур, °С.

Здесь активные тектонотермические процессы происходили в мезозое. Северо-Крымский прогиб имеет рифтовую природу. В основании его центральной части лежат синрифтовые осадочно-вулканогенные отложения альба—сеномана. Толщина осадочной толщи в наиболее погруженной части достигает 10 км. Образование рифтогенного прогиба в нижнем мелу сопровождалось активизацией теплового режима. Плотность теплового потока достигала 95 мВт/м^2 [Кутас, 2011] (рис. 6). Изотерма 100°C находилась на глубине 1,5—2 км. В осадочном слое существовали благоприятные для генерации углеводородов термобарические условия. В верхнем мелу происходило охлаждение и термическое погружение бассейна. Оно продолжалось до конца эоцена. Конец эоцена — начало олигоцена характеризуется тектонической и тепловой активизацией. Она происходила в условиях сжатия и сопровождалась зарождением краевых и надсубдукционных прогибов, формированием интенсивных глубинных потоков флюидов.

Быстрое изменение геотермического режима, высокая тектоническая подвижность, интенсивная флюидодинамика привели к разрушению и переформированию залежей углеводородов [Кутас, 2003], о чем свидетельствует отсутствие здесь крупных скоплений углеводородов [Атлас..., 1998].

Таким образом, анализ объема, качества исходного сырья и его термической эволюции приводит к выводу, что достаточно сложно обосновать возможность формирования большого углеводородного потенциала в осадочном чехле Черного моря на основе биогенной концепции образования месторождений нефти и газа.

Полный провал поисков крупных месторождений углеводородов на базе биогенной осадочно-миграционной концепции не означает, что в Черном море нет акваторий, где они могут концентрироваться даже в виде массивных залежей. Просто надо проанализировать ситуацию с точки зрения другой парадигмы прогноза, оставаясь на позиции здравого прагматизма.

Рассмотрим вариант, в основу которого положены эмпирические обобщения разных лет. В середине прошлого века Н. А. Кудрявцев [Кудрявцев, 1963] обосновал связь зон нефтегазоаккумуляции с глубинными разломами. В пользу такой связи приведем лишь два примера из Средиземного и Каспийского морей, которые, как и Черное море, образовались в результате взаимодействия Африканской и

Евроазиатской плит. В верхней части континентального склона в пределах конуса выноса Нила в восточной части Средиземного моря закартированы в жерлах грязевых вулканов 60 выходов газа, которые расположены не хаотично, а концентрируются в зонах разломов разного ранга, каньонах и оползнях (рис. 7). Анализ метана над грязевыми вулканами подтвердил его безусловно термогенное происхождение и образование при температуре не менее $150\text{—}200^\circ\text{C}$ [Dupre et al., 2010].

В дельтовых и авандельтовых осадочных породах плиоценового и четвертичного возраста конуса выноса Нила суммарной мощностью до 3 км необнаруженные извлекаемые запасы только газа составляют 6,2 трлн куб. м, не считая нефти и газоконденсата [Kirschbaum et al., 2010] притом, что в Египте в 2012 г. потребление газа составило 52,6 млрд куб. м (<http://ycharts.com/.../egypt>), т. е. нильского газа хватит на 115 лет. Виртуальные же запасы газа в украинском секторе Черного моря без учета нетрадиционных объектов оценены в 1,5 трлн куб. м газа (www.blog.i.ua/community/1422/213884/?p=4, 2009).

В Каспийском море основной нефтегазовой акваторией является его южная часть, где 56 % резервуаров и ресурсов углеводородов Азербайджана сконцентрированы в семикилометровой нижнеплиоценовой толще флювиально-дельтовых отложений крупных систем палеорек Волги, Амударьи и Куры [Guliyev et al., 2003; Aliyeva, 2004]. Южно-Кас-

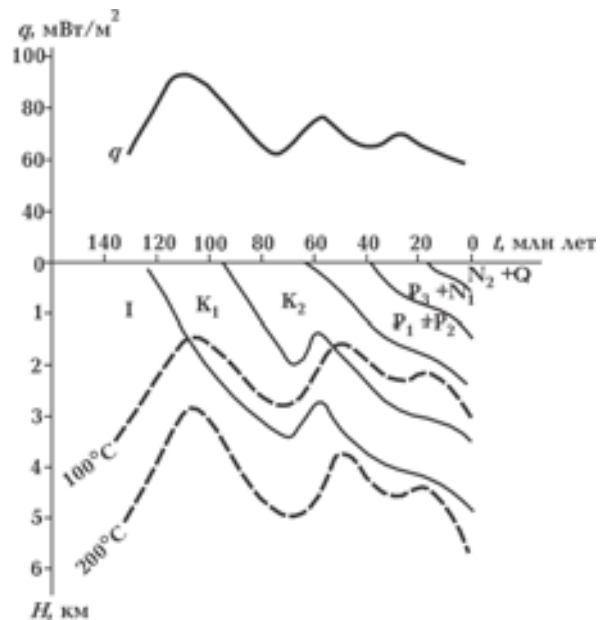


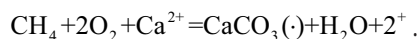
Рис. 6. Численная реконструкция эволюции осадочного бассейна и теплового режима Каркинитско-Северокрымского прогиба.

пийский бассейн выделяется тем, что здесь установлена наибольшая плотность грязевых вулканов в мире, которая задокументирована в одном регионе, причем он характеризуется наличием газовых выходов, нарушением сплошности и дислокацией осадков, складками и разломами [Guliyev et al., 2003]. Почти 65 % нефтяных и газовых месторождений Южного Каспия, включая гигантские, сопровождаются огромным количеством газовых выходов, часто и грязевых вулканов [Guliyev, 2002].

Эти примеры из сингенетических морей демонстрируют дополнительные признаки нефтегазоносности, которые повышают вероятность нефтегазоносности аналогичных структур в Черном море. Их можно сформулировать таким образом: 1) наличие флювиально-дельтовых отложений палеорек моложе позднемiocенового возраста; 2) нарушение их сплошности разветвленной системой каньонов; 3) существование обширных полей газовых выходов.

Не вдаваясь в дискуссию о природе газа метана в Черном море, поскольку эта проблема всесторонне обсуждена в работе [Старостенко и др., 2012], приведем еще один аргумент в пользу того, что не продуктивно заикливаться на поисках антиклинальных структур. Все известные карбонатные сооружения в северной части Черного моря располагаются рядом с газовыми выходами [Геворкьян и др., 1991; Иванов и др., 1991; Шнюков и др., 1995; Егоров и др., 2003]. В зависимости от среды

формирования они подразделяются на две группы [Reitner et al., 2005]. Однако на концентрацию углеводородов влияют только те, которые существенно изменяют физические свойства пород, а именно: поля литификатов, мозаичные или сплошные пористые слои, иррегулярные корки, плоские линзоподобные конкрециями и блиноподобные образования. Карбонатный цемент уменьшает трещиноватость пород, что благоприятствует концентрации углеводородов и (или) образованию покрывок [Carbonate..., 1998]. Минеральный состав черноморских литификатов, которые в основном состоят из кальцита с примесями арагонита, доломита пирита и грейгита [Кутный, Иноземцев, 2001; Reskmann et al., 2001; Reitner et al., 2005], идентичен присущему цементирующему веществу месторождений углеводородов [Carbonate..., 1998]. Иными словами, способность углеводородных газов в анаэробных условиях преобразовывать терригенные и карбонатные отложения в хорошие коллекторы и покрывки создает благоприятные условия для концентрации углеводородов в осадках. В окислительной среде также могут образовываться карбонаты в результате разложения метана микробами в соответствии с реакцией [Schumacher, 1996]



Цементация осадков на капиллярном уровне карбонатами доказана экспериментально в палеодельте Днепра в 58-м и 60-м рейсах НИС «Профессор Водяницкий» [Naudts et al., 2009]. На рис. 8 показаны результаты комплексного изучения придонного слоя области газовых выходов. Исследования осуществлялись двулучевым эхолотом SIMRAD EK-500 (38 и 120 кГц), буксируемым сканером бокового обзора, одноканальным сейсмическим профилированием (sparker 500—700 Гц) высокоразрешающей пьезоэлектрической установкой (pinger 5 кГц) для картирования придонного слоя осадков на глубину до 10 м, химическим анализом поровых вод, анализом размера зерен пород и визуальным обследованием морского дна. Установлена четкая корреляция участков интенсивного обратного рассеивания сигналов от дна и карбонатной цементации каналов транспортировки газов, которая обуславливает отсутствие их выходов через дно.

В украинском секторе Черного моря на северо-западном и северо-восточном шельфах, континентальном склоне расположены объекты, где углеводороды могут концентри-

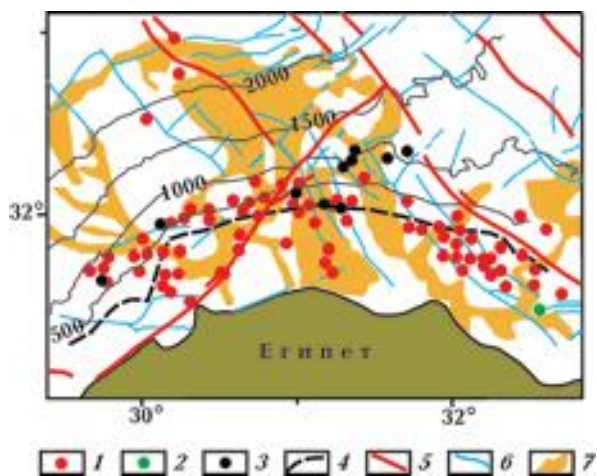


Рис. 7. Конусы выноса Нила (по материалам [Loncke, Mascle, 2004; Dupre et al., 2010; Kirschbaum et al., 2010]): 1 — месторождения газа; 2 — месторождение нефти; 3 — грязевые вулканы с выходами газа; 4 — бровка шельфа; 5 — основные разломы фундамента; 6 — второразрядные разломы фундамента; 7 — мессинские каньоны.

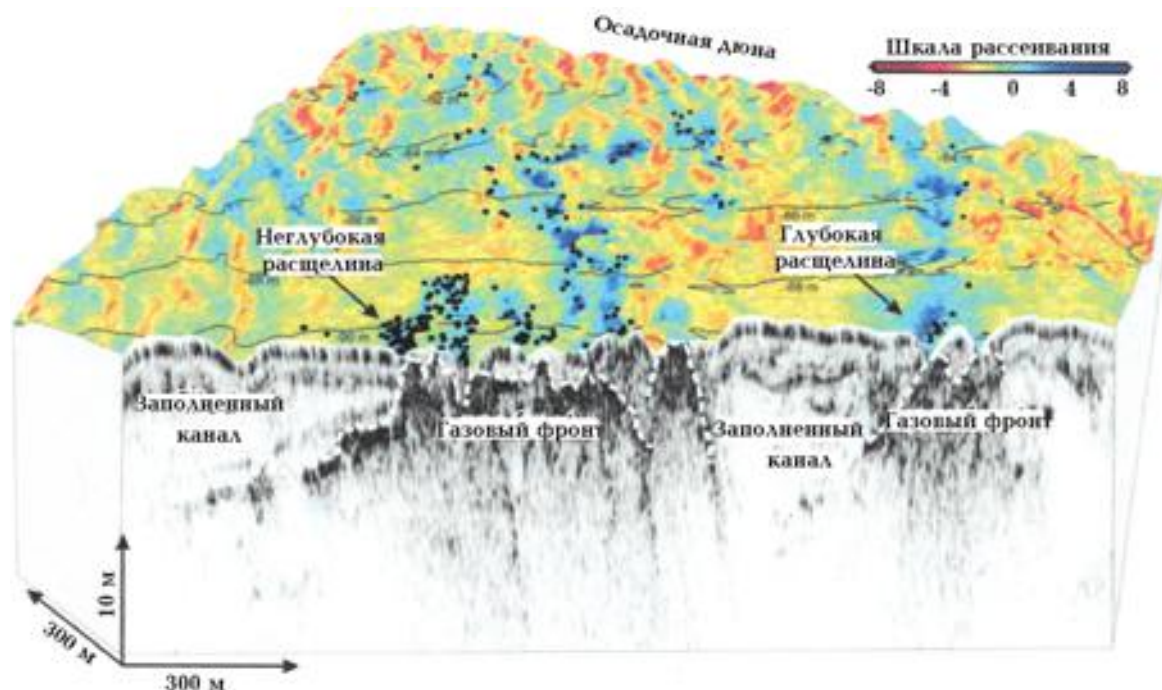


Рис. 8. Положение газового фронта, кратерообразных расщелин дна, участков обратного рассеивания сигналов, карбонатной цементации каналов транспортировки газов и их выхода через дно [Naudts et al., 2009]. Черные точки — выходы газов.

роваться в крупных объемах, потому что им присущи все признаки потенциальных залежей, о которых речь шла выше. Это — области обширных погребенных аккумулятивных накоплений конуса выноса палеорек Дуная, Кагульника, Днестра, Днепра, Южного Буга, Дона и Кубани плейстоцен-четвертичного возраста мощностью до 3 км, которые прорезаны многочисленными каньонами [Туголесов и др., 1985; Мейснер и др., 2002; Мейснер, Туголесов, 2003]. Эти породы имеют свободные емкости и условия для удержания или сохранения углеводородных флюидов. Здесь обнаружены тысячи газовых выходов и закартированы в консолидированной коре разломы разного ранга, включая мантийного заложения [Старостенко та ін., 2011; Старостенко и др., 2012]. Залегание на небольших глубинах потенциальных залежей в сочетании с малыми глубинами морского дна

создают объективные экономические предпосылки для проведения поисково-разведочных работ с большим шансом на успех, чем с огромными затратами дырять дно на шельфе.

Подводя итоги разведочного бурения в эксклюзивных экономических зонах Турции, Болгарии и Румынии в 2011—2013 гг., отметим, что вера в возможность формирования массивных залежей углеводородов в Черном море биохимической деятельностью анаэробных микробов абсолютно не оправдалась. Остается надеяться лишь на чудо — хотя бы тестовые испытания одной из двух полупогружных плавучих морских буровых установок (НАК «Нафтогаз Украины» запланировал приобрести), которые будут проведены в зоне перехода от шельфа к континентальному склону северо-западного сектора Украины.

Список литературы

- Аватков В. Турецкая энергетическая игра. Информационное агентство «Regnum». 2011. <http://www.regnum.ru/news/1469136.html>.
- Атлас родовищ нафти і газу України. Південний нафтогазоносний регіон. Львів: Центр Європи, 1998. Т. VI. 223 с.
- Баженова О. К., Фадеева Н. П., Сент-Гермес М. Л., Тихомирова Е. Е. Условия осадконакопления в восточном Океане Паратетис в олигоцене—раннем миоцене. *Вестн. Моск. ун-та. Сер. Геология*. 2003. № 6. С. 12—19.
- Геворкьян В. Х., Бураков В. И., Исагулова Ю. К. Газо-

- вмещающие постройки на дне северо-западной части Черного моря. *Докл. АН УССР*. 1991. № 4. С. 80—85.
- Захарчук С. М., Мельничук П. М., Озерний О. М. Вуглеводневий потенціал морських акваторій та суходолу Півдня України. *Зб. наук. праць УкрДГРІ*. 2007. № 2. С. 261—269.
- Егоров В. Н., Поликарпов Г. Г., Гулин С. Б., Артемов Ю. Г., Стокозов Н. А., Костова С. К. Современные представления о средообразующей и экологической роли струйных метановых газовыделений со дна Черного моря. *Морський еколог. журн.* 2003. № 3. С. 5—26.
- Есипович С. М. Зоны напряженного тектоно-геодинамического режима и перспективы нефтегазоносности Черного моря. *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. 2012. № 3. С. 20—35.
- Иванов М. К., Поликарпов Г. Г., Леин А. Ю. Биохимия цикла углерода в районе метановых газовыделений Черного моря. *Докл. АН СССР*. 1991. № 5. С. 1235—1240.
- Кичка А. А., Воробьев А. И. Анализ результатов нефтегазопроисловых работ в Черноморском регионе и новые направления поиска залежей углеводородов с использованием методов дистанционного зондирования. *Зб. наук. праць УкрДГРІ*. 2011. № 4. С. 180—183.
- Кургявцев Н. А. Глубинные разломы и нефтяные месторождения. Труды ВНИГРИ. Ленинград: Гостоптехиздат, 1963. Вып. 215. 220 с.
- Кутас Р. И. Геотермический режим Черноморской впадины: роль в развитии геодинамических процессов и формировании углеводородного потенциала. Проблемы геодинамики и нефтегазоносности Черноморско-Каспийского региона: *Тез. докл. V Междунар. конф. «Крым-2003»*. Симферополь: Ассоциация геологов г. Симферополь, 2003. С. 51—53.
- Кутас Р. И. Геотермические условия осадочных бассейнов Крымско-Черноморского региона. Азово-Черноморский полигон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа: *Сборник докл. IX Междунар. конф. «Крым-2011»*. Симферополь: Ассоциация геологов г. Симферополь, 2011. С. 12—26.
- Кутный В. А., Иноземцев Ю. И. Литификаты как показатель деятельности газовых факелов на северо-западе Черного моря. В кн.: *Геологические проблемы Черного моря*. Киев: Карбон, 2001. С. 216—227.
- Лисицын А. П. Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. Москва: Наука, 1988. 309 с.
- Лопатин Н. В. Температура и геологическое время как факторы углефикации. *Изв. АН СССР. Сер. геологическая*. 1971. № 3. С. 95—106.
- Максимов Е. М. Геология, поиск и разведка нефти и газа. Учебное пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. 103 с.
- Мейснер Л. Б., Туголесов Д. А. Опорные отражающие горизонты в сейсмической записи осадочного выполнения Черноморской впадины (корреляция и стратиграфическая привязка). *Стратиграфия. Геологическая корреляция*. 2003. Т. 11. № 6. С. 83—97.
- Мейснер Л. Б., Туголесов Д. А., Панаев В. А. и др. Исследование пространственных и временных закономерностей размещения горючих и рудных полезных ископаемых на шельфах Черного, Азовского и Каспийского морей. Оценка ресурсов перспективных месторождений. Отчет ГНЦ ФГУП «Южморгеология». Геленджик, 2002. 338 с.
- Пэдж Д. Філософія геології. С.-Петербург: Н. Тиблен и Ко. (Н. Неклюдов), 1867. 158 с.
- Русаков О. М., Кутас Р. И. Проблемы оценки нефтегазоносности северо-восточной части украинского сектора Черного моря. *Геофиз. журн.* 2011. Т. 33. № 4. С. 50—61.
- Самар В. Нефть и газ Черного моря: что «потеряла» Украина? *Газета «Зеркало недели»*. 2009, 6 февраля.
- Старостенко В. И., Крупський Б. А., Пашкевич И. К., Русаков О. М., Макаренко И. Б., Кутас Р. И., Глазун В. В., Легостаева О. В., Лебедь Т. В., Максимчук П. Я. Розломна тектоніка і перспективи нафтогазоносності українського сектора північно-східної частини Чорного моря. *Нафтова і газова промисловість*. 2011. № 1. С. 7—10.
- Старостенко В. И., Лукин А. Е., Русаков О. М., Пашкевич И. К., Кутас Р. И., Глазун В. В., Лебедь Т. В., Максимчук П. Я., Легостаева О. В., Макаренко И. Б. О перспективах открытия массивных залежей углеводородов в гетерогенных ловушках Черного моря. *Геофиз. журн.* 2012. Т. 34. № 5. С. 3—21.
- Туголесов А. Д., Горшков А. С., Мейснер Л. Б. Соловьев В. В., Хахалев Е. М. Тектоника мезокайнозойских отложений Черноморской впадины. Москва: Недра, 1985. 216 с.
- Ханин А. А. Порода-коллекторы нефти и газа и их изучение. Москва: Недра, 1969. 368 с.
- Холодов В. Н. Геохимия осадочного процесса. Москва: ГЕОС, 2006. 608 с.

- Шнюков Е. Ф., Соболевский Ю. В., Кутный В. А. Необычные карбонатные постройки континентального склона северо-западной части Черного моря — вероятное следствие дегазации недр. *Литология и полезные ископаемые*. 1995. № 5. С. 451—461.
- Электронная навигационная карта. 1:50 000. Санкт-Петербург: ГУНиО МО РФ, 1998.
- Aliyev G. M., Guliyev I. S., Levin L. E., Fedorov D. L., 2004. Hydrocarbon potential of the Caspian Sea region. In: *South-Caspian Basin: geology, geophysics, oil and gas content* (Ed. Ali-Zadeh). Baku: Nafta-Press, P. 269—285.
- Aliyeva E., 2004. Depositional environment and architecture of Productive Series reservoir in the South Caspian basin. In: *South-Caspian Basin: geology, geophysics, oil and gas content* (Ed. Ali-Zadeh). Baku: Nafta-Press, P. 19—31.
- Atalay R., Kirbıyık S., Pamir Özcan B., 2012. Deepwater Well Drilled by Two MODU in Black Sea, Turkey. *Proceedings of the Twenty-second (2012) International Offshore and Polar Engineering Conference Rhodes, Greece, June 17—22, 2012*.
- Benton J., 1997. Exploration history of the Black Sea Province. In: *Regional and Petroleum Geology of the Black Sea and Surrounding Region* (Ed. A. G. Robinson). AAPG Memoir 68, P. 7—18.
- Carbonate Cementation in Sandstones. *Spec. publ. number 26 of the International Association of Sedimentologist*. Blackwell Science. 1998. 511 p.
- Dupre S., Woodside J., Klaucke I., Mascle J., Foucher J.-P., 2010. Widespread active seepage activity on the Nile Deep Sea Fan (offshore Egypt) revealed by high-definition geophysical imagery. *Marine geology* 275(1-4) P. 1—19.
- Georgiev G., 2012. Geology and Hydrocarbon Systems in the Western Black Sea. *Turkish J. Earth Sci.* 21, 723—754.
- Guliyev I. 2002. South Caspian depression — an intensive area of hydrocarbon fluid formation and migration: *Proceeding of the VII Intern. Conf. on gas in marine sediments and natural marine hydrocarbon seepage in the World Ocean with applications to the Caspian Sea*. Baku: Nafta Press, P. 66—69.
- Guliyev I. S Mamedov P. Z., Feyzullayem A. A., Huseynov D. A., Kadırov F. A., Aliyeva E. H.-M., Tagiyev M. F., 2003. Hydrocarbon systems of the South Caspian basin. Baku: GI NASA Publ., 205 p.
- Hickey T., 2012. Petroceltic — Oil Council. World Assembly. www.oilcouncil.com/.../Tom%20Hickey%20Petroceltic.pdf.
- Keskin H., 2007. Review of natural gas discovery and production from conventional resources in Turkey: *Sci. Abstracts*. Middle East Technical University, 91 p.
- Khriachtshevska O., Stovba S., Popadyuk I., 2009. Hydrocarbon prospects in the Western Black Sea of the Ukraine. *The Leading Edge* September, P. 1024—1029.
- Kirschbaum M. A., Schenk C. J., Charpentier R. R., Klett T. R., Brownfield M. E., Pitman J. K., Cook T. A., Tennyson M. E., 2010. Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Nile Delta Province, Eastern Mediterranean. *U.S. Geological Survey Fact Sheet FS 2010—3027*, 4 p. <http://energy.cr.usgs.gov/oilgas/>.
- Kitchka A., Dovzhok T., 2013. Why the Black Sea Basin is still immature petroleum province? An analysis of geological constraints and exploration problems: *Proceedings of the IV International scientific and technical conference «Geology and hydrocarbon potential of the Black Sea region»* 11—15 September 2013, Varna, Bulgaria, P. 97—102.
- Konerding C., 2005. Mio-Pleistocene sedimentation and structure of the Romanian shelf, northwestern Black Sea. *PhD thesis*. Hamburg University, 140 p.
- Loncke L., Mascle J., 2004. Fanil Scientific Parties. Mud volcanoes, gas chimneys, pockmarks and mounds in the Nile deep-sea fan (eastern Mediterranean); geophysical evidences. *Marine and Petroleum Geology* (21), 669—689.
- Marshan S., 2005. *Earth: Portrait of a Planet*. New York: WW Norton & Company, 748 p.
- Moroşanu I., 2012. The hydrocarbon potential of the Romanian Black Sea continental plateau. *Romanian J. Earth Sci.* (2), 91—100.
- Naudts L., De Batist M., Greinert J., Artemov Y., 2009. Geo- and hydro-acoustic manifestations of shallow gas and gas seeps in the Dnepr paleodelta, northwestern Black Sea. *The Leading Edge* September 2009. P. 1030—1040.
- Okay A. I., Sengor A. M. C., Görür N., 1994. Kinematic history of the opening of the Black Sea and its effect on the surrounding regions. *Geology* 22, 267—27.
- Okyar M. V., 1999. Ediger Seismic evidence of shallow gas in the sediment on the shelf off Trabzon, southeastern Black Sea. *Seismic Continental Shelf Res.* 19 (Issue 5), 575—587.
- Öztaş Y., 2010. Presentation, TPAO, BBSPA Conference, 15 April 2010, Vienna.
- Peckmann J., Reimer A., Luth U., 2001. Methane-derived carbonates and authigenic pyrite from the northwestern Black Sea. *Marine Geology* (1-2), 129—150.

- Reitner J., Packmann J., Reimer A. et al., 2005. Methane-derived carbonate build-ups and associated microbial communities at cold seeps on the Lower Crimean shelf (Black Sea). *Facies* (1), 66—79.
- Schumacher D., 1996. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments. In: *Hydrocarbon migration and its near-surface expression* (Eds D. Schumacher, M. A. Abrams). AAPG Memoir 66, 71—89.
- Tüyüz O., 2011. Timing and Mechanism of the Opening of the Western Black Sea Basin. *Search and Discovery Article № 30152*.
- Waples D. W., 1979. Simple method for oil source bed evaluation. *AAPG Bulletin* (63), 239—245.

Fata morgana of biogenic doctrine of hydrocarbons in the Black sea

© O. M. Rusakov, R. I. Kutas, 2014

During past three years eleven explorations wells have been drilled in the Turkish, Bulgarian, and Rumanian exclusive economic zones of the Black sea on the shelf, within transition zone and deep-water hollow, ten of which have been considered as non-prospective. To estimate a hydrocarbon potential of Domino-1 well (Romania) it should be necessary to spend several billion of US dollars during 5—6 years. It has been shown that low efficiency of exploration for oil and gas with modern apparatus and software program is due to consequence of adherence to scientific doctrine of biogenic methane tenets. Areas of intensive gas seeps are recommended for gas of deep origin prospecting.

Key words: Black sea, mobile drilling platforms and vessels, hydrocarbons.

References

- Avatkov V., 2011. Turkish energy game. News agency «Regnum». <http://www.regnum.ru/news/1469136.html> [Accessed 19 November 2011].
- Atlas of oil and gas in Ukraine. Southern oil and gas region. 1998. Lviv: Centr Evropi, vol. VI, 223 p. (in Ukrainian).
- Bazhenova O. K., Fadeeva N. P., Sent-Germes M. L., Tihomirova E. E., 2003. Depositional environments in the Eastern Ocean Paratethys in the Oligocene-early Miocene. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Ser. Geologija* (6), 12—19 (in Russian).
- Gevork'jan V. H., Burakov V. I., Isagulova Ju. K., 1991. Gazovmeschayuschie built at the bottom of the north-western part of the Black Sea. *Dokl. Akad. Nauk USSR* (4), 80—85 (in Russian).
- Zaharchuk S. M., Mel'nichuk P. M., Ozernij O. M., 2007. Hydrocarbon potential morskikh akvatoriy that dry land Pivdnya Ukrainy. *Collection of scientific works UkrSIGP* (2), 261—269 (in Ukrainian).
- Egorov V. N., Polikarpov G. G., Gulin S. B., Artemov Ju. G., Stokozov N. A., Kostova S. K., 2003. Modern ideas about the environment-forming and ecological role of methane gas bubble from the bottom of the Black Sea. *Mors'kij ekologichnyj zhurnal* (3), 5—26 (in Russian).
- Esipovich S. M., 2012. Intense zone of tectonic-geodynamic regime and petroleum potential of the Black Sea. *Geologija i poleznye iskopaemye Mirovogo okeana* (3), 20—35 (in Russian).
- Ivanov M. K., Polikarpov G. G., Lein A. Ju., 1991. Biogeochemistry of carbon cycle in the area of the Black Sea methane gas. *Dokl. Akad. Nauk SSSR* (5), 1235—1240 (in Russian).
- Kichka A. A., Vorob'ev A. I., 2011. Analysis of the results oil and gas exploration in the Black Sea region and the new direction of the search of hydrocarbon deposits using remote sensing techniques. *Collection of scientific works UkrSIGP* (4), 180—183 (in Ukrainian).
- Kudryavtsev N. A., 1963. Deep faults and oil fields. Proceedings of VNIGRI. Leningrad: Gostoptehizdat. Is. 215. 220 p. (in Russian).
- Kutas R. I., 2003. Geothermal regime of the Black Sea Basin: role in the development of geodynamic processes and the formation of the hydrocarbon potential. Problems of geodynamics and petroleum potential of the Black Sea-Caspian region: *Abstracts of the V Int. Conf. «Crimea-2003»*. Simferopol: Association of Geologists Simferopol, 51—53 (in Russian).
- Kutas R. I., 2011. Geothermal conditions of sedimentary basins in the Crimean Black Sea region. Azov-Black Sea landfill geodynamics and fluid dynamics study of the formation of oil and gas fields: *Proceeding of the IX Int. Conf. «Crimea-2011»*. Simferopol: Association of Geologists Simferopol, 12—26 (in Russian).

- Kutnyj V. A., Inozemcev Ju. I., 2001. Litifikat as an indicator activity gas flares in the northwest of the Black Sea. In: *Geologic problems of the Black Sea*. Kiev: Karbon, 216—227 (in Russian).
- Lisicyn A. P., 1988. Avalanche sedimentation and breaks in sedimentation in seas and oceans. Moscow: Nauka, 309 p. (in Russian).
- Lopatin N. V., 1971. Temperature and geological time as factors of coalification. *Izvestia AN SSSR. Ser. geologicheskaya* (3), 95—106 (in Russian).
- Maksimov E. M., 2005. Geology, searching for and exploration of gas and oil. Textbook. Tumen: TSOGU. 103 p. (in Russian).
- Mejsner L. B., Tugolesov D. A., 2003. Reference reflectors in the seismic record sedimentary cover of the Black Sea basin (stratigraphic correlation and binding). *Stratigrafija. Geologicheskaja korrelyatsija* 11(6), 83—97 (in Russian).
- Mejsner L. B., Tugolesov D. A., Panaev V. A. i dr., 2002. The study of spatial and temporal regularities of flammable and ore minerals in the Black, Azov and Caspian Seas. Resource assessment of promising fields. Report SRC FGUGP «Yuzhmoregeologiya». Gelendzhik, 338 p. (in Russian).
- Pjedzh D., 1867. Philosophy of geology. St. Petersburg: N. Tiblen and Ko. (N. Nekludov). 158 p. (in Russian).
- Rusakov O. M., Kutas R. I., 2011. Problems of estimating oil- and gas-bearing of the northeastern part of the Ukrainian Sector of the Black Sea. *Geofizicheskij zhurnal* 33 (4), 50—61 (in Russian).
- Samar V., 2009. Oil and Gas of the Black Sea: that «lost» Ukraine? Newspaper «Mirror of the week», February 6.
- Starostenko V. I., Krupskij B. L., Pashkevich I. K., Rusakov O. M., Makarenko I. B., Kutas R. I., Gladun V. V., Legostaeva O. V., Lebid' T. V., Maksimchuk P. Ja., 2011. Fault tectonics and hydrocarbon potential Ukrainian sector of the north-eastern part of the Black Sea. *Naftova i gazova promislolist'* (1) 7—10 (in Ukrainian).
- Starostenko V. I., Lukin A. E., Rusakov O. M., Pashkevich I. K., Kutas R. I., Gladun V. V., Lebid' T. V., Maksimchuk P. Ja., Legostaeva O. V., Makarenko I. B., 2012. On the prospects of discovery of massive deposits of hydrocarbons in heterogeneous traps the Black Sea. *Geofizicheskij zhurnal* 34(5), 3—21 (in Russian).
- Tugolesov D. A., Gorshkov A. S., Meisner L. B., Solovyev V. V., Khakhalev E. M., 1985. Tectonics of Mesozoic-Cenozoic deposits of the Black Sea basin. Moscow: Nedra. 216 p. (in Russian).
- Hanin A. A., 1969. Reservoir rocks of oil and gas and their study. Moscow: Nedra, 368 p. (in Russian).
- Holodov V. N., 2006. Geochemistry of sedimentary process. Moscow: GEOS, 608 p. (in Russian).
- Shnjukov E. F., Sobolevskij Ju. V., Kutnyj V. A., 1995. Unusual carbonate built continental slope north-western part of the Black Sea — the likely consequence of subsurface degassing. *Litologija i poleznye iskopamyje* (5), 451—461 (in Russian).
- Electronic Nautical charts 1:50 000, 1998, St. Peterbug.
- Aliyev G. M., Guliyev I. S., Levin L. E., Fedorov D. L., 2004. Hydrocarbon potential of the Caspian Sea region. In: *South-Caspian Basin: geology, geophysics, oil and gas content* (Ed. Ali-Zadeh). Baku: Nafta-Press, P. 269—285.
- Aliyeva E., 2004. Depositional environment and architecture of Productive Series reservoir in the South Caspian basin. In: *South-Caspian Basin: geology, geophysics, oil and gas content* (Ed. Ali-Zadeh). Baku: Nafta-Press, P. 19—31.
- Atalay R., Kirbıyık S., Pamir Özcan B., 2012. Deepwater Well Drilled by Two MODU in Black Sea, Turkey. *Proceedings of the Twenty-second (2012) International Offshore and Polar Engineering Conference Rhodes, Greece, June 17—22, 2012*.
- Benton J., 1997. Exploration history of the Black Sea Province. In: *Regional and Petroleum Geology of the Black Sea and Surrounding Region* (Ed. A. G. Robinson). AAPG Memoir 68, P. 7—18.
- Carbonate Cementation in Sandstones. Spec. publ. number 26 of the International Association of Sedimentologist. Blackwell Science. — 1998, 511 p.
- Dupre S., Woodside J., Klaucke I., Masclé J., Foucher J-P., 2010. Widespread active seepage activity on the Nile Deep Sea Fan (offshore Egypt) revealed by high-definition geophysical imagery. *Marine geology* 275 (1-4) P. 1—19.
- Georgiev G., 2012. Geology and Hydrocarbon Systems in the Western Black Sea. *Turkish J. Earth Sci.* 21, 723—754.
- Guliyev I. 2002. South Caspian depression — an intensive area of hydrocarbon fluid formation and migration: *Proceeding of the VII Intern. Conf. on gas in marine sediments and natural marine hydrocarbon seepage in the World Ocean with applications to the Caspian Sea*. Baku: Nafta Press, P. 66—69.
- Guliyev I. S Mamedov P. Z., Feyzullayem A. A., Huseynov D. A., Kadırov F. A., Aliyeva E. H-M., Tagiyev M. F., 2003. Hydrocarbon systems of the South Caspian basin. Baku: GI NASA Publ., 205 p.
- Hickey T., 2012. Petroceltic — Oil Council. World Assembly. www.oilcouncil.com/.../Tom%20Hickey%20Petroceltic.pdf.

- Keskin H., 2007. Review of natural gas discovery and production from conventional resources in Turkey: Sci. Abstracts. Middle East Technical University, 91 p.
- Khriachtshavska O., Stovba S., Popadyuk I., 2009. Hydrocarbon prospects in the Western Black Sea of the Ukraine. The Leading Edge September, P. 1024—1029.
- Kirschbaum M. A., Schenk C. J., Charpentier R. R., Klett T. R., Brownfield M. E., Pitman J. K., Cook T. A., Tennyson M. E., 2010. Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Nile Delta Province, Eastern Mediterranean. *U.S. Geological Survey Fact Sheet FS 2010—3027*, 4 p. <http://energy.cr.usgs.gov/oilgas/>.
- Kitchka A., Dovzhok T., 2013. Why the Black Sea Basin is still immature petroleum province? An analysis of geological constraints and exploration problems: *Proceedings of the IV International scientific and technical conference «Geology and hydrocarbon potential of the Black Sea region»* 11—15 September 2013, Varna, Bulgaria, P. 97—102.
- Konerding C., 2005. Mio-Pleistocene sedimentation and structure of the Romanian shelf, northwestern Black Sea. *PhD thesis*. Hamburg University, 140 p.
- Loncke L., Masclé J., 2004. Fan Scientific Parties. Mud volcanoes, gas chimneys, pockmarks and mounds in the Nile deep-sea fan (eastern Mediterranean); geophysical evidences. *Marine and Petroleum Geology* (21), 669—689.
- Marshan S., 2005. *Earth: Portrait of a Planet*. New York: WW Norton & Company, 748 p.
- Moroşanu I., 2012. The hydrocarbon potential of the Romanian Black Sea continental plateau. *Romanian J. Earth Sci.* (2), 91—100.
- Naudts L., De Batist M., Greinert J., Artemov Y., 2009. Geo-and hydro-acoustic manifestations of shallow gas and gas seeps in the Dnepr paleodelta, north-western Black Sea. The Leading Edge September 2009. P. 1030—1040.
- Okay A. I., Sengor A. M. C., Görür N., 1994. Kinematic history of the opening of the Black Sea and its effect on the surrounding regions. *Geology* 22, 267—27.
- Okyar M. V., 1999. Ediger Seismic evidence of shallow gas in the sediment on the shelf off Trabzon, south-eastern Black Sea. *Seismic Continental Shelf Res.* 19 (Issue 5), 575—587.
- Öztaş Y., 2010. Presentation, TPAO, BBSPA Conference, 15 April 2010, Vienna.
- Peckmann J., Reimer A., Luth U., 2001. Methane-derived carbonates and authigenic pyrite from the north-western Black Sea. *Marine Geology* (1-2), 129—150.
- Reitner J., Packmann J., Reimer A. et al., 2005. Methane-derived carbonate build-ups and associated microbial communities at cold seeps on the Lower Crimean shelf (Black Sea). *Facies* (1), 66—79.
- Schumacher D., 1996. Hydrocarbon-induced alteration of soils and sediments. In: *Hydrocarbon migration and its near-surface expression* (Eds D. Schumacher, M. A. Abrams). AAPG Memoir 66, 71—89.
- Tüyüz O., 2011. Timing and Mechanism of the Opening of the Western Black Sea Basin. *Search and Discovery Article № 30152*.
- Waples D. W., 1979. Simple method for oil source bed evaluation. *AAPG Bulletin* (63), 239—245.