

Проблемы оценки нефтегазоносности северо-восточной части украинского сектора Черного моря

© О. М. Русаков, Р. И. Кутас, 2011

Институт геофизики НАН Украины, Киев, Украина
Поступила 23 марта 2011 г.

Представлено членом редколлегии О. Б. Гинтовым

Вперше проведена оцінка перспектив нафтогазоносності північно-східної частини українського сектора Чорного моря на базі загальноприйнятій методології, невід'ємними елементами якої є моделювання термічної історії басейну, урахування типу керогена і аналіз шляхів міграції вуглеводнів. Показано, що Майкопська серія не може забезпечити достатньо потужний вуглеводневий потенціал. Однак в цьому регіоні існують сприятливі умови для поповнення і накопичення вуглеводнів шляхом їх міграції з більш глибоких джерел, включно верхню мантію. Аби оцінити цей нафтогазовий потенціал, необхідно виконати геологорозвідувальні роботи в зоні газових виходів, в тому числі лабораторні дослідження ізотопного складу вуглецю і водню в метані.

For the first time oil and gas perspectives have been evaluated for the NE Ukrainian sector in the Black Sea applying a world-wide acknowledged methodology whose coherent constituents are modelling thermal regime of a basin, taking into account of a kerogen type and analyzing migration paths. It has been demonstrated that the Maykop series cannot provide with sufficient hydrocarbon potential. However, there are favourable conditions in this region for replenishing and accumulating hydrocarbons due to their migrating from deeper sources, including the upper mantle. To evaluate this oil and gas potential it is necessary to perform geological exploration in the zone of gas seeps as well as laboratory studying isotopic composition of carbon and hydrogen in methane.

Введение. Цель настоящей статьи — впервые оценить перспективы нефтегазоносности северо-восточной части украинского сектора Черного моря на базе общепринятой в мире методологии, неотъемлемыми элементами которой являются моделирование термической истории бассейна, учет вида керогена, степени катагенеза органического материала и анализ путей миграции углеводородов.

В рамках классической модели биогенного происхождения углеводородов время и температура — главные факторы нефтидогенеза. Однако в настоящее время даже для прогнозирования крупных по запасам месторождений углеводородов в южном нефтегазоносном регионе Украины не проведено целенаправленных исследований палеотемператур осадочных пород. Упомянуты лишь фазы тектонотермальной активизации, которые зафиксированы разновозрастным вулканизмом [Захарчук та ін., 2008], или анализируются современные температуры осадочных пород без учета фактора времени [Полухтович та ін., 2009]. Однако такая описательная и неадекватная информа-

ция не может быть использована в качестве исходных данных для разработки кинетической модели генерации углеводородов в потенциально продуктивных осадочных породах. Все попытки рассуждать о запасах нефти и газа без определения уровня термической зрелости нефтегазоматеринских пород и типа керогена не имеют под собой ни теоретической, ни фактологической базы.

В Черном море беспрецедентно широкий изотопно-геохимический диапазон нефтегазоносности свидетельствует о поступлении углеводородов из разных источников [Лукин, 2003]. Поэтому необходимо выйти за рамки господствующего представления о биогенном происхождении нефти и газа в этой акватории, которое довлеет над производственными организациями при планировании геологоразведочных работ. Такой подход может существенно увеличить углеводородный потенциал северо-восточной части украинского сектора Черного моря.

К настоящему времени выполнен ряд реконструкций термической истории осадочной

толщи Черноморской впадины [Смирнов, Галушкин, 1983; Золотарев и др., 1989; Кутас и др., 1997; Кутас, 2003; 2010; Вержбицкий и др., 2003; Golmshtok et al., 1992]. Они были нацелены, главным образом, на решение тектонических проблем происхождения и эволюции Черноморской впадины, а также на анализ условий, определивших ее современный геотермический режим, в первую очередь низкие значения теплового потока. Результаты в целом достаточно неоднозначны. Это можно объяснить, с одной стороны, недостатком и противоречивостью исходных данных, а с другой — несовершенством методики моделирования. Выполненные в последние годы детальные сейсмические исследования и результаты бурения параметрической скважины 403 на структуре Субботина позволяют создать более реальную модель термической эволюции Керченско-Таманского прогиба (КТП).

Модель термической эволюции Керченско-Таманского прогиба. Исходной информацией для построения моделей погружения осадочного бассейна и его геотермической истории являются данные о современном строении осадочной толщи, глубинах залегания стратиграфических комплексов, перерывах в осадконакоплении, литологии пород, их пористости и других физических параметрах, температурах

в глубоких скважинах или тепловых потоках [Галушкин, 2007; Hatschel, Kauerauf, 2009]. Построение модели эволюции осадочного бассейна КТП базируется на результатах бурения параметрической скважины 403 на структуре Субботина и результатах интерпретации сейсмических исследований. Скважина пробурена до глубины 4300 м. Она прошла отложения антропогена, миоцена, олигоцена, эоцена и остановлена в толще аргиллитов верхнего палеоцена. Следует отметить, что бурение скважины существенно изменило сложившееся на основе сейсмических данных представление о строении и истории развития прогиба [Гладун та ін., 2008; Герасимов и др., 2009 и др.]. В частности, изменились взгляды на дислоцированность осадочной толщи, пересмотрено стратиграфическое расчленение разреза, установлено взбросо-надвиговое строение эоцен-палеоценового комплекса и пр. Характеристика вскрытого скважиной разреза и некоторых других параметров, использованных при моделировании, приводятся в таблице. В модели реконструкции осадочного бассейна включены два перерыва в осадконакоплении: в конце эоцена — начале олигоцена, который подтверждается трансгрессивным залеганием майкопских отложений и сокращением мощности планорбеллового горизонта [Герасимов

Принятые при моделировании структура и основные физические параметры осадочной толщи КТП в районе структуры Субботина, скв. 403

Стратиграфическое подразделение [Гладун та ін., 2008]	Временной интервал, млн лет	Глубина, м	Литологическая характеристика	Параметры среды		
				V , м/млн лет	λ , Вт/м·К	$a \cdot 10^7$, м ² /с
Антропоген	0—1,8	76,3—140	мулы (10 %), суглинки (10 %), глины (40 %), пески (30 %), известняки (10 %)	38	1,2	4,8
Плиоцен	1,8—5,3	140—442	глины (50 %), пески (40 %), известняки (10 %)	135	1,3	5,0
Верхний и средний миоцен	5,3—16,5	442—948	глины (60 %), пески (20 %), алевролиты (10 %), мергели и известняки (10 %)	40,7	1,3	5,0
Майкоп (нижний миоцен—олигоцен)	16,5—33,7	948—2875	глины (70 %), аргилиты (20 %), алевролиты (5 %), песчаники (5 %)	156	1,4	5,6
Эоцен—палеоцен	33,7—65	2875—4800	аргилиты (40 %), мергели (30 %), песчаники (10 %), алевролиты (20 %)	78	1,7	6,8
Верхний мел	65—99,6	4800—6000	известняки (60 %), доломиты (20 %), мергели (10 %), алевролиты (10 %)	57	2,2	8,8

Примечание: V — средняя скорость накопления осадков, λ — средняя теплопроводность, a — средняя температуропроводность.

и др., 2009], и в конце миоцена (предплиоценовый размыв). В процессе моделирования учитывались переменная скорость накопления осадков и их уплотнение по мере погружения. Скорость накопления осадков и их первичная мощность рассчитывались на каждом временном интервале по современной их мощности с использованием процедуры разуплотнения [Sclater, Christie, 1980; Галушкин, Кутас, 1995; Галушкин, 2007]. Для каждого стратиграфического горизонта параметры уплотнения подбирались в соответствии с литологическими особенностями пород. Одновременно рассчитывались теплофизические параметры разреза и их вариации в зависимости от температуры и давления [Кутас, 2010].

Задача восстановления тепловой эволюции сводится к расчету температур и тепловых потоков в слое, на поверхности которого накапливаются осадки. В формировании теплового режима этого слоя участвует тепловой поток, поступающий из недр Земли, источники тепла (преимущественно радиогенной природы) внутри слоя, потери тепла через земную поверхность в виде теплового потока и условия теплопередачи. В формирующемся осадочном бассейне все эти параметры изменяются по глубине и во времени, создавая неоднородность и нестационарность теплового поля.

В геотермическом отношении КТП изучен очень слабо. Температуры измерялись в одиночных скважинах только на суше. В юго-западном углу прогиба выполнено несколько определений теплового потока зондовым методом. Его величина изменяется от 35 до 55 мВт/м². Значительные вариации обусловлены в основном изменением мощности молодых осадков [Кутас, 2010]. На структуре Субботина, по нашим оценкам, плотность теплового потока в майкопских отложениях составляет 49±5 мВт/м².

Численная реконструкция истории погружения прогиба и эволюции теплового состояния осадочной толщи осуществлялась путем решения нестационарного одномерного уравнения теплопроводности при заданных начальных и граничных условиях и параметрах среды [Кутас и др., 1989; Кутас, 2010]. На нижней границе величина мантийного теплового потока в первом приближении принималась равной его среднему значению на Скифской плите (30 мВт/м²). В процессе решения задачи она уточнялась и в итерационном режиме приводилась в соответствие с современной измеренной величиной теплового потока. На верхней

границе (на поверхности слоя накапливающихся осадков) изменение температуры во времени согласовывалось с палеоклиматической ситуацией. Модели теплофизического разреза и распределения радиогенных источников в осадках и фундаменте создавались как с использованием экспериментальных данных, полученных для соответствующих литолого-стратиграфических комплексов при геотермических исследованиях глубоких скважин на прилегающих участках суши, так и расчетным путем, исходя из литологического состава пород [Кутас, 2010]. Нестационарное уравнение теплопроводности решалось численно, поскольку только такое решение дает возможность учитывать сложный процесс погружения бассейна и изменяющиеся параметры среды. Результаты расчета приводятся на рис. 1.

Как следует из результатов моделирования тепловой истории осадочной толщи КТП, температура эоцен-четвертичных осадков постепенно увеличивалась по мере их погружения. Под влиянием переменной геодинамической ситуации скорость погружения изменялась, соответственно изменялись условия накопления осадков и интенсивность их нагрева. Наиболее значимые возмущения теплового режима могли быть созданы в процессе формирования надвигов, однако они были кратковременными и в современном тепловом поле практически

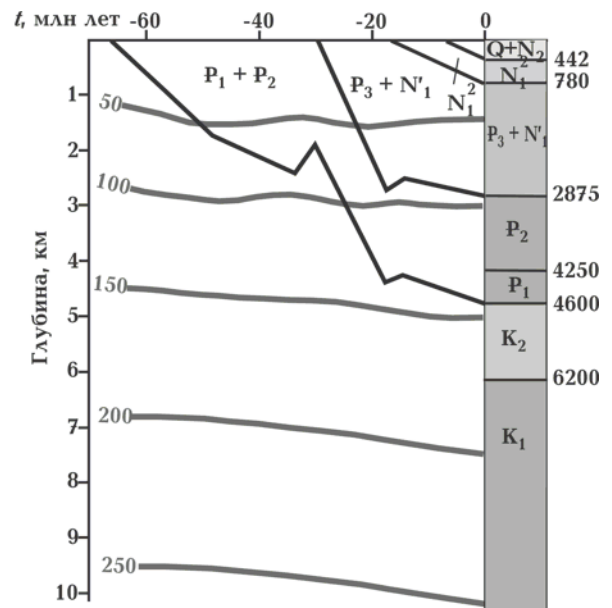


Рис. 1. История формирования осадочной толщи и изменение температуры (°C) в КТП в районе скв. 403 на структуре Субботина.

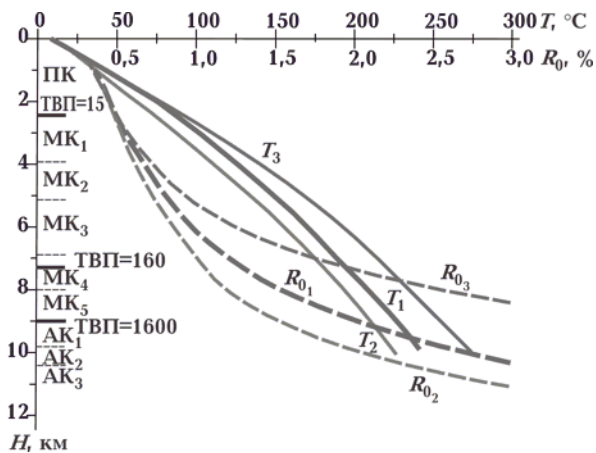


Рис. 2. Распределение температуры (T_1), коэффициента отражательной способности витринита (R_{01}), температурно-временного показателя (ТВП) и зон катагенеза с глубиной в современном осадочном разрезе КТП в районе структуры Субботина. T_2 , R_{02} и T_3 , R_{03} — средние значения температуры и отражательной способности витринита на прилегающих участках суши Керченско-Таманского шельфа и в Восточно-Черноморской впадине.

не проявляются. Своего максимального значения температуры достигли на современном этапе (рис. 2). Следует отметить, что верхняя часть разреза осадочной толщи отличается неустановившимся тепловым режимом. Тепловые потоки здесь понижены на 10—12 мВт/м². Нарушение теплового режима связано с накоплением молодых и современных осадков, понижением придонной температуры в последнюю ледниковую эпоху, изменением уровня моря [Кутас и др., 1997; Кутас, 2010; Галушкин и др., 2006].

С глубиной влияние поверхностных факторов уменьшается и в отложениях олигоцен приближается к нулю. В придонном слое осадков плотность теплового потока в КТП составляет 35—55 мВт/м², а исправленная за влияние поверхностных факторов — 50—56 мВт/м². Вклад радиогенных источников земной коры в общую величину теплового потока достигает 22—24 мВт/м². Мантийная компонента составляет 30—35 мВт/м². Такие значения мантийного теплового потока характерны для структур, активно развивавшихся в мезозое.

По результатам моделирования тепловой истории КТП можно сделать вывод, что в его пределах в кайнозой отсутствовали значительные изменения в структуре литосферы, сопровождавшиеся выносом дополнительной тепловой энергии из недр Земли. Однако достаточно высокие значения мантийного теплового потока позволяют предполагать, что

в основании прогиба под меловыми отложениями лежит позднеюрский или раннемеловой активный тектонотермальный пояс островодужной или рифтовой природы. В пользу этого предположения также свидетельствует повышенная плотность консолидированной коры, величина которой является промежуточной между значениями для континентального и океанического типа [Старостенко та ін., 2011]. Складчато-надвиговые дислокации осадочных комплексов и образование самого КТП произошло под влиянием геодинамических процессов, источник которых находился за пределами прогиба.

Моделирование термической зрелости органического вещества. Знание термической истории осадочного бассейна необходимое, но недостаточное условие для оценки перспектив его нефтегазоносности, поскольку образование углеводородов происходит в определенных температурно-временных границах. На основе уравнения Аррениуса Н. В. Лопатин впервые ввел в нефтяную геологию температурно-временной показатель (ТВП) образования углеводородов [Лопатин, 1971]. Для облегчения практического применения этого пионерского подхода Дж. Коннан построил график определения порогов интенсивного образования углеводородов в непрерывно погружающихся осадочных бассейнах [Connan, 1974], который затем Дж. Хант [Hunt, 1979] дополнил линиями отражательной способности витринита в процентах (R_0), являющейся показателем термической зрелости органического вещества (ОВ) в осадочных породах. Позже были предложены график зависимости степени генерации углеводородов от коэффициента отражательной способности витринита для качественной оценки перспектив нефтегазоносности осадочных пород и удобная для количественного расчета ТВП формула [Waples, 1979; 1980]. На основании большого количества определений этих параметров разработаны классификации, в которых на тип углеводородов от нефти до сухого газа указывает соответствующий диапазон их величин [Waples, 1980; Meissner, 1978].

Затем кинетические параметры образования разных видов углеводородов были уточнены в зависимости от качества исходного вещества, обуславливаемого разными типами керогенов [Mackenzie, Quigley, 1988; Horsfield et al., 1992; Pepper, Corvi, 1995; Hunt, 1996]. Дело в том, что ТВП и R_0 сами по себе могут определить лишь термальную зрелость отдельных горизонтов пород, однако только сочетание

благоприятных температурных условий и высокого качества керогена определяют углеводородный потенциал материнских пород. Генерация нефти и газа зависит от степени зрелости органического вещества и типа керогена. Генерация нефти происходит при температуре 75—200 °С и значениях R_0 0,5—1,3 % или при ТВП равном 15—160 [Waples, 1980]. В интервале $1,3 \leq R_0 \leq 2,0$ % ($160 \leq \text{ТВП} \leq 1600$) генерируется влажный газ и газовый конденсат, а при $R_0 > 2$ % ($\text{ТВП} > 1600$) — сухой газ.

На рис. 2 приведены определенные по результатам моделирования термической истории осадочной толщи КТП в районе структуры Субботина коэффициент созревания ОВ, температурно-временные индексы, катагенетические зоны совместно с современным температурным разрезом, а также температурные разрезы и R_0 осадочных толщ на прилегающих участках суши и в глубоководной Восточно-Черноморской впадине. Значения R_0 на прибрежной суше Керченско-Таманского шельфа получены в результате обобщения экспериментальных данных [Мейснер, 2010], а для Восточно-Черноморской впадины рассчитаны по результатам моделирования термической истории осадочного бассейна [Галушкин и др., 2006]. Как видно из рисунка, верхние части разреза, представленные молодыми осадками, характеризуются низкой степенью зрелости ОВ. В разных пунктах R_0 практически не отличается и составляет 0,4—0,6 %. Однако увеличение R_0 с глубиной происходит по-разному. На прибрежной суше величина R_0 несколько меньше, чем в КТП. Низкие значения R_0 в растянутом интервале глубин обусловлены временным фактором, т. е. увеличением мощности молодых осадков. В Восточно-Черноморской впадине при столь же большой мощности молодых осадков R_0 резко увеличивается с глубиной. Более интенсивное созревание ОВ здесь объясняется увеличением теплового потока и соответственно температур на рифтовой стадии развития впадины в конце мела—палеоцене. Здесь и на современном этапе мантийная составляющая теплового потока на 10—12 МВт/м² выше, чем в краевых прогибах Сорокина, Керченско-Таманском, Туапсинском [Кутас, 2010].

На структуре Субботина в КТП интервалы генерации разных видов углеводородов, выделенные по степени созревания ОВ, соответствуют следующим глубинам: зона генерации нефти — 2,4—7,3 км; зона генерации влажного газа — 7,3—9 км, сухого газа — глубже 9 км. Таким образом, в «нефтяном окне» находится

лишь нижняя часть майкопской толщи, которую принято считать нефтегазоматеринской. В этом интервале R_0 составляет 0,5—0,55 %. При такой степени созревания ОВ генерация нефти не превышает 2—3 % (рис. 3). В эоцен-палеоценовых отложениях при $R_0 = 0,6 \pm 0,7$ %, она приближается к 7—10 % и в оптимальных условиях при $R_0 = 0,9 \pm 1,1$ % ее величина достигает почти 80 %. Эти условия в районе структуры Субботина соответствуют глубине 5,5—6 км (отложения верхнего мела). Этот вывод не противоречит результатам бурения на структуре Субботина, где только в нижнемайкопских отложениях получены притоки нефти с водой, а в более молодых породах ее признаки не обнаружены [Гладун и др., 2008]. На слабую насыщенность разреза углеводородами указывают также результаты других исследований. В частности, [Баженова и др., 2003] указывают на обедненность органикой майкопских глин, связанную с сульфатредукцией и сероводородным заражением осадков на ранней стадии седиментогенеза. По результатам комплексного геохимического картирования в пределах структуры Субботина в донных осадках установлено лишь незначительное повышение содержания углеводородов по отношению к фоновым значениям [Дудік та ін., 2010].

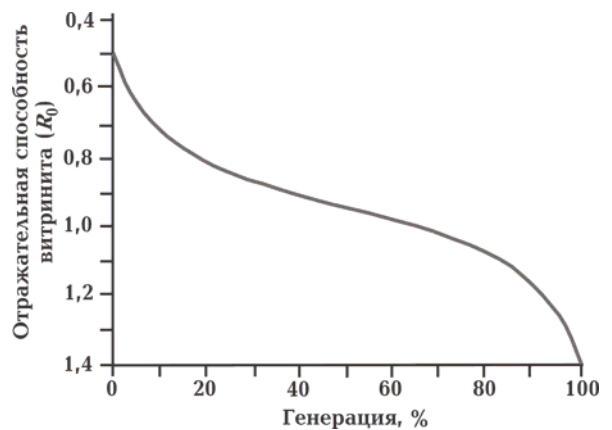


Рис. 3. Соотношение отражательной способности витринита и генерационного потенциала углеводородов [Waples, 1979].

Таким образом, объем и качество исходного сырья, особенности термической эволюции бассейна не позволяют достаточно надежно обосновать возможность формирования большого углеводородного потенциала в майкопской материнской серии на основе биогенной концепции нефтегазообразования. Очевидно,

необходимо искать иные источники углеводородов и пути их миграции

Газовые факелы как индикатор углеводородов. В глобальном масштабе газовые выходы являются не только индикаторами промышленных скоплений углеводородов в земной коре, но и поисковым критерием, существенно уменьшающим риски поисково-разведывательных работ [Altfestavi, 2001]. Более 75 % нефтегазовых бассейнов мира сопровождаются проявлениями углеводородов [Clarke, Cleverly, 1991]. Огромное количество газовых выходов зарегистрировано в конусах выноса палеорек, где установлены промышленные месторождения метана. Например, только в центральной части дельтовых отложений Нила зафиксировано 60 газовых сипов, которые пространственно совпадают с разломами [Dupre et al., 2010]. В этом бассейне по оценкам Геологической службы США неразведанные запасы углеводородов в самых верхних миоценовых, плиоценовых и четвертичных отложениях мощностью до 3 км составляют 1,8 миллиарда баррелей извлекаемой нефти, 223 триллиона кубических футов извлекаемого газа и 6 миллиардов баррелей природного сжиженного газа [Kirschbaum et al., 2010]. В перерасчете в интегральные единицы, применяемые в Украине, их суммарные запасы равны около 10,5 миллиарда тонн условного топлива (т у. т.). По оценке на 1 января 2009 г. неразведанные извлекаемые ресурсы углеводородов на Керченском шельфе составляют 448 миллиона т у. т. [Полухтович та ін., 2009]. В этих оценках не учтены огромные площади конусов выноса палеорек Дона и Кубани. За рубежом уже налажена промышленная разработка месторождений углеводородов в нарушенных каньонами дельтовых отложениях во многих регионах мира, в том числе и в соседней Румынии.

В авандельте палеорек Дона и Кубани систематической съемкой по редкой сети зарегистрировано более 150 газовых факелов, которые продемонстрировали активность и в 2002 г., и в 2010 г. [Шнюков и др., 2004; 2010]. Выходы газа, как и в дельте Нила, концентрируются вдоль разломов. Нет сомнения, что при более плотной сети наблюдений их количество возрастет. Например, в северо-западном секторе Черного моря при детальной съемке всего на площади 1540 км² было обнаружено 2778 газовых факелов [Naudts et al., 2006]. В полосе выходов газов субширотного простирания вдоль кромки Прикерченского шельфа установлено аномально высокое содержание

метана в четвертичных породах и воде, достигающее 1,0 мл/кг породы и $34 \cdot 10^{-3}$ см³/л воды соответственно [Шимкус и др., 1998; Глебов и др., 2001]. Обогащенность воды и осадков углеводородами подтверждается также комплексной геохимической съемкой, которая зарегистрировала повышенное содержание метана, превышающее фоновое значение до 10 раз [Дудік та ін., 2010].

Четвертичный осадочный чехол конуса выноса палеорек Дона и Кубани. Значительную акваторию северо-восточной части украинского сектора Черного моря занимает единая область мощных погребенных аккумулятивных накоплений конуса выноса палеорек — Дона и Кубани [Туголесов и др., 1985]. Их общая авандельта образует крупный выступ южнее Керченского пролива, который охватывает нижний шельф, континентальный склон и часть котловины Черного моря. Его площадь в пределах изобаты 2 км составляет около 2000 км². Выступ сложен линзой косослоистых отложений плейстоцен-четвертичного возраста мощностью до 2,5 км, представленных преимущественно терригенными слабокарбонатными илистыми отложениями с примесью песчано-алевритового материала ледниковых эпох [Мейснер и др., 2002; Победаш та ін., 2008]. Существенно меньшую часть разреза составляют биогенные и биогенно-терригенные осадки межледниковых эпох плейстоцена и голоцена. Они прорезаны многочисленными каньонами и промыты мутьевыми потоками. К верховьям каньонов в зоне относительно резких перегибов рельефа дна приурочены многочисленные газовые факелы (рис. 4). В пределах общего конуса выноса палеорек Дона и Кубани региональной съемкой гидролокатором бокового обзора закартированы два крупных оползня общей площадью 380 км² и объемом 48 км³ [Губенков, Кругляков, 1999]. В конусах выноса Дона и Кубани могут аккумулироваться огромные объемы углеводородов разного происхождения. Благоприятные условия для концентрации углеводородов в осадках появляются в связи со способностью углеводородных газов преобразовывать терригенные и карбонатные отложения в хорошие покрывки. В сочетании с малыми глубинами акватории в верхней части континентального склона это создает благоприятные экономические условия для добычи углеводородов в этой акватории Черного моря [Лукин, 2008].

Обсуждение результатов и выводы. К настоящему времени сторонники различных гипотез

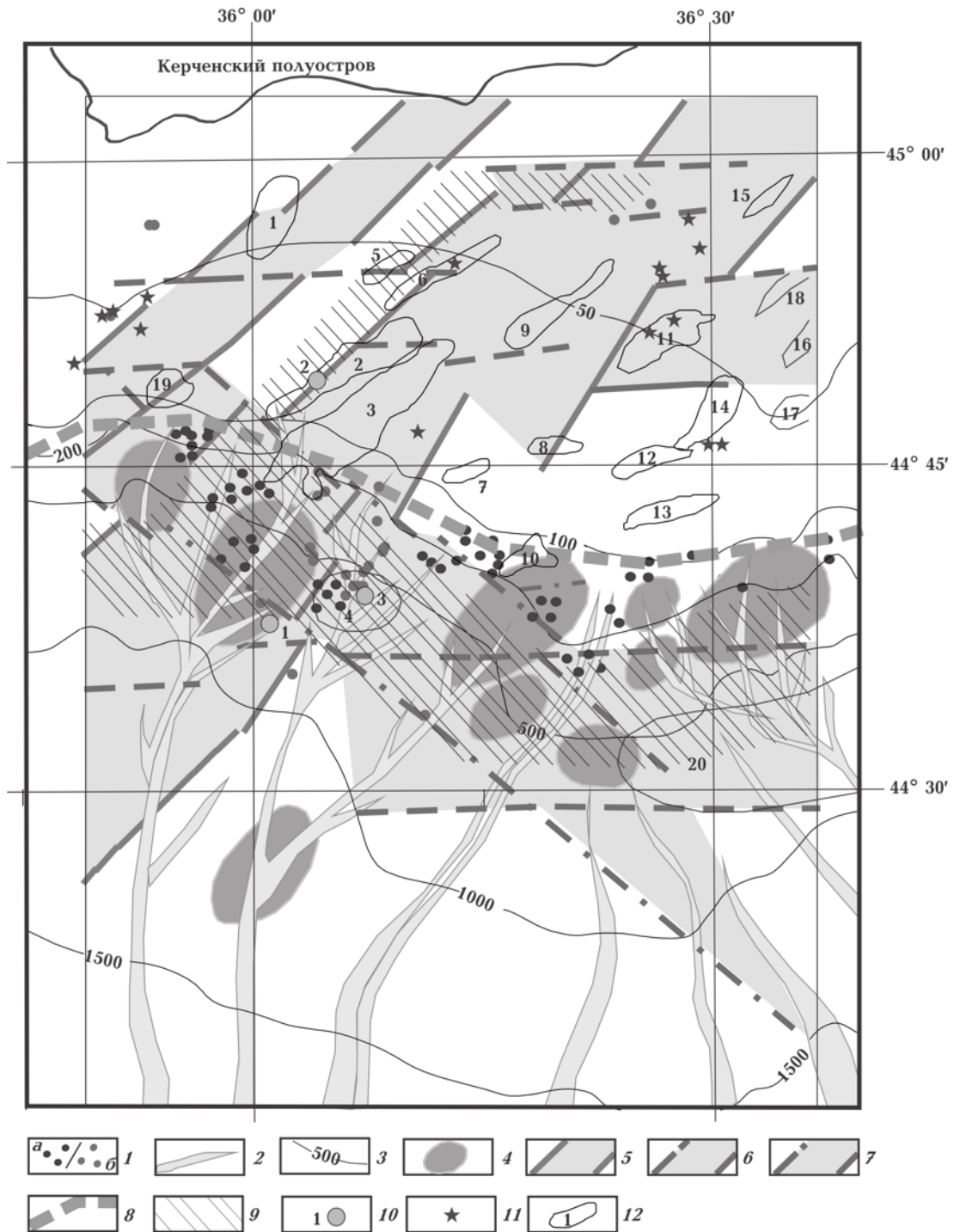


Рис. 4. Схема разломной тектоники консолидированной коры, антиклинальных поднятий, газовых выходов, грязевых вулканов и обогащенных метаном осадков, составленная с использованием материалов [Старостенко та ін., 2011; Шимкус и др., 1998; Шнюков и др., 2003; 2004; 2010]: 1 — газовые выходы (а — наблюдения 2002 г., б — наблюдения 2010 г.); 2 — подводные каньоны; 3 — изобаты; 4 — обогащенные метаном осадки и неотектонические нарушения; 5 — 7 — главные зоны разломов (5 — Узурларско-Горностаевская, 6 — Правдинская, 7 — Молбайская); 8 — граница шельф—континентальный склон; 9 — зоны крутых градиентов остаточного гравитационного поля; 10 — грязевые вулканы (1 — Митина, 2 — ОМГОР, 3 — Науменко); 11 — палеовулканы; 12 — антиклинальные поднятия по кровле палеогена (1 — Благодарная; 2 — Южно-Керченская; 3 — Морская; 4 — Дрейфовая; 5 — Лучицкого; 6 — Керченская; 7, 8 — Глубокая; 9 — Абиha; 10 — Соколова; 11 — Субботина; 12 — Керчь; 13 — Северо-Кавказская; 14 — Союзная; 15 — Маячная; 16 — Пионерская; 17 — Безымянная; 18 — Лычагина; 19 — Якорная; 20 — Палласа).

образования углеводородов пришли к выводу, что все известные месторождения нефти и газа находятся во вторичном залегании, поскольку их источники могут располагаться достаточно далеко от современного места скопления (см., например, монографию [Hatschel, Kauerauf, 2009]). Поэтому в каждом конкретном случае необходимо выяснять возможные пути миграции нефти и газа. Поскольку основными путями их транспортировки являются тектонические нарушения разного порядка, проанализируем с этой точки зрения разломную тектонику консолидированной коры северо-восточной части украинского сектора Черного моря и возможный источник газа в зоне перехода от шельфа к континентальному склону.

В акватории северо-восточной части украинского сектора Черного моря геофизическими исследованиями установлена достаточно сложная система тектонических нарушений консолидированной коры разного ранга и простираний [Старостенко та ін., 2011]. Здесь преобладают разломы северо-восточного и широтного простираний, которые по ориентации четко соотносятся с фрагментами известных главных зон разломов — Узурларско-Горностаевской, Правдинской и Молбайской (см. рис. 4). На этой акватории также развиты тектонические нарушения более высокого ранга, которые субпараллельны главным зонам разломов и рассматриваются как сопутствующие. Выделенные по крутым градиентам регионального гравитационного поля консолидированной коры зоны разломов являются без сомнения мантийными, в первую очередь это Молбайская зона [Современная ..., 1985].

Большинство локальных поднятий в палеогеновых и неогеновых слоях, которые относятся к разной степени перспективным структурам [Коморний та ін., 2004], расположены в пределах Митридатского блока, ограниченного зонами разломов мантийного происхождения [Старостенко та ін., 2011]. Здесь же сейсмическим методом выделено 10 глубинных структур, которые были классифицированы как палеовулканы, не выраженные на поверхности морского дна и не сопровождающиеся газовыми факелами [Шнюков и др., 2010]. Исключение составляет только группа палеовулканов на северо-восточной периферии блока. В 15 км от нее при глубине моря менее 35 м зарегистрированы два одиночных газовых факела высотой до 10 м. На структуре Субботина, где установлено два палеовулкана, выполненными в 2006 г. детальными гидроакустическими ис-

следованиями, не было обнаружено ни одного газового факела [Коболев и др., 2007]. Однако на действующих грязевых вулканах Митина, ОМГОР и Науменко, находящимися в зонах мантийных разломов, окружающих Митридатский блок, газовые выходы были зафиксированы [Шнюков и др., 2010].

Продукты извержений грязевых вулканов обязательно включают флюидные и газобразные компоненты, среди которых в Черном море преобладает метан [Круглякова и др., 2009]. Стратиграфическая привязка твердых выбросов и сейсмические исследования, выполненные в зонах действующих грязевых вулканов в Керченско-Таманском регионе и в Черном море [Шнюков и др., 1992; Krastel et al., 2003], показывают, что питающие каналы распространяются, по меньшей мере, до глубины 8 км. Отсутствие в Митридатском блоке газовых факелов и действующих грязевых вулканов (их активность прекратилась, как минимум 30 тыс. лет тому назад [Шнюков и др., 2010]) указывает на слабую насыщенность газами разреза до глубины 8—9 км. В то же время активность грязевых вулканов Митина, ОМГОР и Науменко, расположенных в зоне высоких градиентов гравитационного поля, сопровождается выносом на дно большого количества газа, что свидетельствует о наличии источников его пополнения.

Чтобы объяснить дебит газа в зоне перехода от бровки шельфа к континентальному склону, необходимо рассмотреть возможную природу метана в Черном море. Недавний анализ геологических и геоморфологических особенностей строения участков выхода газов и изотопного состава метана и водорода в Черном море свидетельствует о том, что в большинстве случаев метан имеет термогенное происхождение [Starostenko et al., 2011]. Приведем лишь несколько дополнительных аргументов, подтверждающих это представление.

Диапазон значений изотопного состава углерода $\delta^{13}\text{C}$ от -25 до -50 ‰ PDB и водорода δD от -100 до -160 ‰ SMOW в метане промышленной нефтегазоносности традиционных резервуаров Азово-Черноморского региона [Лукин, 2008] убедительно свидетельствует о его термогенном источнике [Whiticar, 1999; Horita, Berndt, 1999]. В пользу геологической природы метана указывают также результаты комплексной геохимической съемки на прикерченском шельфе Черного моря, где установлены наложенные геохимические углеводородно-металлические системы, которые включают 46

элементов, в том числе Mo, Ga, Au, U, Pb, Cu, As, Sn, Co, Ni, V, Fe, He, N [Дудік та ін., 2010]. По расчетам в водах Черного моря растворено огромное количество метана — от 54 до 96 Tg [Reeburgh et al., 1991; Шнюков и др., 2001]. Однако скорость его анаэробного окисления микробами в углерод составляет 4,6—60 Tg в год [McGinnis et al., 2005; Schmale et al., 2010], т. е. максимально за 20 лет происходит полная смена метана, для восполнения которого требуется его мощный приток из мантии.

Хотя в Черном море газ просачивался на морское дно, по меньшей мере 29200—36500 лет [Gulin et al., 2003], благоприятные условия для его вытока по периферии моря существуют около 5 млн лет. С начала плиоцена происходило быстрое опускание глубоководной котловины на фоне регионального сжатия [Nikishin et al., 2003; Кутас, 2009]. Погружение сопровождалось формированием ослабленной зоны растяжения литосферы на границе шельф—континентальный склон по периметру Черного моря, через которую газы глубинного происхождения достигают дна моря. В осадочном чехле глубоководной котловины существенные нарушения сплошности отсутствуют, поэтому миграция газов здесь практически не происходит. Такая ситуация полностью согласуется с результатами специальных исследований методом широкоугольного глубинного профилирования, которые установили избыточное поровое давление в майкопских отложениях котловины, блокирующее вертикальную миграцию флюидов и газов, но недостаточное, чтобы преодолеть сцепление частиц в вышележащих слоях осадочного чехла

и вызвать разрывы пластов [Scott et al., 2009]. Поскольку к ее окраинам давление падает, открываются пути транспортировки вещества на дно моря. Именно у бровки шельфа в Молбайской зоне, где наблюдается резкий градиент неотектонических движений [Пустовитенко и др., 1999], зафиксировано подавляющее большинство газовых факелов. В то же время в котловине зарегистрированы единичные выходы газа [Starostenko et al., 2010], который может быть продуктом разложения органического вещества в приповерхностных слоях осадков [Егоров и др., 2003] или биодеградации переотложенных термогенных углеводородов [Stadnitskaia et al., 2007]. В Момбайской зоне разломов расположены антиклинальные структуры Дрейфовая и Палласа (см. рис. 4), которые являются чрезвычайно перспективными, поскольку в них термогенные углеводороды могут концентрироваться на малых глубинах.

В заключение отметим, что впервые по мировой методологии проведен анализ перспектив нефтегазоносности северо-восточной части украинского сектора Черного моря. Показано, что майкопская толща, которую принято считать нефтематеринской, не может обеспечить достаточно мощный углеводородный потенциал. Однако в этом регионе существуют благоприятные условия для пополнения и накопления углеводородов путем миграции из более глубоких источников, в том числе из верхней мантии. Чтобы оценить этот нефтегазовый потенциал, необходимо провести геологоразведочные работы в зоне газовых выходов, в том числе лабораторные исследования изотопного состава углерода и водорода в метане.

Список литературы

- Баженова О. К., Фагеева Н. П., Сент-Жермес М. Л., Тихомирова Е. Е. Условия осадконакопления в восточном океане Паратетис в олигоцен-раннем миоцене // Вестн. Моск. ун-та. Сер. геология. — 2003. — № 4. — С. 12—19.
- Вержбицкий Е. В., Кузин И. П., Лобковский Л. И. Возраст и мощность литосферы региона Черного моря // Геотектоника. — 2003. — № 6. — С. 80—89.
- Галушкин Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. — Москва: Науч. мир, 2007. — 457 с.
- Галушкин Ю. И., Кутас Р. И. Днепровско-Донецкий палеорифт: эволюция теплового режима и нефтегазоносность // Геофиз. журн. — 1995. — 17, № 3. — С. 13—23.
- Галушкин Ю. И., Шрейгер А. А., Булычев А. А., Шрейгер Ал. А. Тепловой поток и термическая эволюция литосферы Черноморской впадины // Океанология. — 2006. — 46, № 2. — С. 296—314.
- Герасимов М. Е., Тесленко В. П., Пилипчик Т. Л., Дрягина Т. В. О закономерностях внутреннего строения майкопской серии на Керченском полуострове и Прикерченском шельфе // Изучение геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа: Сб. докл. VIII междунар. конф. «Крым-2009». — Симферополь: АГЕО, 2009. — С. 137—150.

- Гладун В., Захарчук С., Крупський Б., Мельничук П., Полухтович Б. Аналіз результатів бурових робіт на прикерченському шельфі Чорного моря // Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины: Сб. докл. VII междунар. конф. — Симферополь: Форма, 2008. — С. 179—189.
- Глебов А. Ю., Круглякова Р. П., Шельтинг С. К. Естественные выделения углеводородных газов в Черном море // Разведка и охрана недр. — 2001. — № 8. — С. 19—23.
- Губенков В. В., Кругляков В. В. Оползневые тела на Доно-Кубанском конусе выноса // Геология морей и океанов: Тез. Докл. XIII Междунар. школы морской геологии. — Москва, 1999. — С. 310—11.
- Дугік О. М., Дугік С. О., Іванов В. Г., Чуприна І. С. Нафтогазоносність Прикерченського шельфу за результатами комплексного геохімічного картування і прогнозно-геохімічне моделювання // Мінеральні ресурси України. — 2010. — № 3. — С. 42—27.
- 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 екологічний журнал. — 2003. — № 3. — С. 5—26.
- Захарчук С., Мельничук П., Полухтович Б., Фегишин В. Прогноз розвитку значних за запасами родовищ вуглеводнів у південному нафтогазоносному регіоні України // Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины: Сб. докл. VII междунар. конф. — Симферополь: Форма, 2008. — С. 199—2004.
- Золотарев В. Г., Кондюрин А. В., Сочельников В. В. Тепловое поле // Строение и эволюция земной коры и верхней мантии Черного моря. — Москва: Наука, 1989. — С. 90—95.
- Коболев В. П., Русаков О. М., Богданов Ю. А. Геофизические исследования в 27-м рейсе НИС "Владимир Паршин" в Черном море // Геофиз. журн. — 2007. — 29, № 2. — С. 167—178.
- Коморний А. Ф., Крупський Б. Л., Мельничук П. М., Полухтович Б. М., Фегишин В. О., Цюха О. Г., Чепиль П. М. Програма геологорозвідувальних робіт у високоперспективному районі структури Субботіна прикерченського шельфу Чорного моря: Сб. докл. V междунар. конф. "Крым-2003". — Симферополь: АГЕО, 2004. — С. 138—144.
- Круглякова Р. П., Круглякова М. В., Шевцова Н. Т. Геолого-геохимическая характеристика естественного проявления углеводородов в Черном море // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2009. — № 1. — С. 37—51.
- Кутас Р. И. Анализ термомеханических моделей эволюции Черноморского бассейна // Геофиз. журн. — 2003. — 25, № 2. — С. 36—47.
- Кутас Р. И. Геодинамическая и геотермическая обстановка в Крымско-Черноморском регионе // Геодинамика, глубинное строение, тепловое поле Земли. Интерпретация геофизических полей: Пятые науч. чтения Ю. П. Булашевича 06—10 июля 2009 г. — Екатеринбург: ИГФ УрО РАН, 2009. — С. 174—178.
- Кутас Р. И. Геотермические условия бассейна Черного моря и его обрамления // Геофиз. журн. — 2010. — 32, № 6. — С. 135—158.
- Кутас Р. И., Коболев В. П., Цвященко В. А., Бевзюк М. И., Кравчук О. П. Геотермическая модель Черноморской впадины // Геофиз. журн. — 1997. — 19, № 6. — С. 70—83.
- Кутас Р. И., Цвященко В. А., Корчагин И. Н. Моделирование теплового поля континентальной литосферы. — Киев: Наук. думка, 1989. — 192 с.
- Лопатин Н. В. Температура и геологическое время как факторы углефикации // Изв. АН СССР. Сер. геолог. — 1971. — № 3. — С. 95—106.
- Лукин А. Е. Изотопно-геохимические индикаторы углекислой и углеводородной дегазации в Азово-Черноморском регионе // Геол. журн. — 2003. — № 1. — С. 59—73.
- Лукин А. Е. О перспективах нефтегазоносности прикерченского шельфа // Геол. журн. — 2008. — № 2. — С. 7—20.
- Мейснер А. Л. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Туапсинского прогиба и вала Шатского: Дис. ... канд. геол.-мин. наук. — Москва, 2010. — 191 с.
- Мейснер А. 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 ФГУГП "Южморгеология". — Геленджик, 2002. — 338 с.
- Победаш М. С., Войницький З. Я., Пархоменко Т. В. та ін. Регіональні геофізичні дослідження по профілю "DOBRE-2" (Феодосія — Старобешеве): Звіт ДГП "Укргеофізика". — Київ, 2008. — 337 с.
- Полухтович Б., Захарчук С., Фегун О. Результати перерахунку нерозвіданих ресурсів вуглеводнів Прикерченського шельфу Чорного моря // Азово-Черноморський полігон изучення геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа. — Симферополь: АГЕО, 2009. — С. 162—166.

- Пустовитенко Б. Г., Кульчицкий В. Е., Борисенко Л. С., Поречнова Е. И. Общее сейсмическое районирование территории Крыма (ОСР-90) // Геофиз. журн. — 1999. — 21, № 6. — С. 3—15.
- Смирнов Я. Б., Галушкин Я. Б. Черное море // Методические и экспериментальные основы геотермии. — Москва: Наука, 1983. — С. 122—129.
- Современная геодинамика и прогноз землетрясений на Украине / Отв. Ред. Г. Б. Харченко. — Киев: Наук. думка, 1985. — 100 с.
- Старостенко В. И., Крупский Б. Л., Пашкевич И. К., Русаков О. М., Макаренко И. Б., Кутас Р. И., Глазун В. В., Легостаева О. В., Лебідь Т. В., Максимчук П. Я. Розломна тектоніка і перспективи нафтогазоносності українського сектора північно-східної частини Чорного моря // Нафтова і газова промисловість. — 2011 (в печати).
- 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.
- Шимкус К. М., Москаленко В. Н., Райен В. Б. Ф., Пшман В. К. Газоносные четвертичные отложения прикерченской части Черноморского шельфа и их связь с прибрежными литофациями // Бюл. Моск. о-ва испытателей природы. Отд-ние геол. — 1998. — № 4. — С. 51—55.
- Шнюков Е. Ф., Гнатенко Г. И., Нестеровский В. А., Гнатенко О. В. Грязевой вулканизм Керченско-Таманского региона. — Киев: Наук. думка, 1992. — 257 с.
- Шнюков Е. Ф., Клещенко С. А., Пасынков А. А., Любичский А. А. Новые сведения о газовыделении в структурах северо-восточного шельфа и континентального склона Чорного моря // Геол. журн. — 2004. — № 4. — С. 12—15.
- Шнюков Е. Ф., Пасынков А. А., Клещенко С. А., Артемов Ю. Г., Егоров В. Н., Гулин С. Б. Газовые факелы на Керченско-Таманском взморье // Геофиз. журн. — 2003. — 25, № 2. — С. 161—169.
- Шнюков Е. Ф., Пасынков А. А., Любичский А. А., Иноземцев Ю. И., Рыбак Е. Н., Кузнецов А. С. Грязевые вулканы на прикерченском участке шельфа и материкового склона Чорного моря // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2010. — № 3. — С. 28—36.
- Шнюков Е. Ф., Созанский В. И., Муравейник Ю. А. О газонефтеносности Чорного моря // Геологические проблемы Чорного моря. — Киев: Карбон-ЛТД, 2001. — С. 23—34.
- Altfestavi Y. The structural paleogeographical and hydrocarbon system analysis of the Muzuq basin, West Libya, with emphasis on their relation to the intervening Al Qarqat arch. Ph. — Netherlands: Thesis, 2001. — 170 p.
- Clarke R. H., Cleverly R. H. Petroleum seepage and post accumulation // Petroleum migration. — London: Geol. Soc. Sp. Publ. 1991. — P. 265—271.
- Connan J. Time-temperature relation in oil genesis // AAPG Bull. — 1974. — 58. — P. 2516—2521.
- Dupre S., Woodside J., Klauke I., Mascle J., Foucher J-P. Widespread active seepage activity on the Nile Deep Sea Fan (offshore Egypt) revealed by high-definition geophysical imagery // Marine geology. — 2010. — № 1—4. — P. 1—19.
- Golmshtok A. Yu., Zonenshain L. P., Terekhov A. A., Shainurov R. V. Age, thermal evolution and history of the Black Sea Basin based on heat flow and multichannel reflection data // Tectonophysics. — 1992. — 210. — P. 273—293.
- Gulin S. B., Polikarpov G. G., Egorov V. N. The age of microbial carbonate structure grown at methane seeps in the Black Sea with application of dating of the seeping methane // Marine Chemistry. — 2003. — № 1—2. — P. 67—72.
- Hatschel T., Kauerauf A. Fundamentals of basin and petroleum systems modelling. — Dordrecht, Heidelberg, London, New York: Springer, 2009. — 476 p.
- Horita J., Berndt M. E. Abiogenic methane formation and isotopic fractionation under hydrothermal conditions // Science. — 1999. — 285. — P. 1055—1058.
- Horsfield B., Shenk H. J., Welte D. H. An investigation of the in-reservoir conversion of oil to gas: compositional and kinetic findings from closed system programmed temperature pyrolysis // Org. Geochem. — 1992. — 19. — P. 191—204.
- Hunt J. M. Petroleum Geochemistry and Geology. — New York: W. H. Freeman and Co., 1996. — 743 p.
- Hunt J. M. Petroleum Geochemistry and Geology. — San Francisco: Freeman, 1979. — 617 p.
- Kirschbaum M. A., Schenk C. J., Charpentier R. R., Klett T. R., Brownfield M. E., Pitman J. K., Cook T. A., Tennyson M. E. Assessment of undiscovered oil and Gas Resources of the Nile Delta Basin Province, Eastern Mediterranean. — 2010. — <http://energy.cr.usgs.gov/oilgas/>.
- Krastel S., Spiees V., Ianov M., Weirebe W., Borhmann G., Shshkin P., Heidersdorf F. Acoustic investigations of mud volcanoes in the Sorokin Trough, Black Sea // Geo-Mar. Lett. — 2003. — 23. — P. 230—238.
- Mackenzie A. S., Quigley T. M. Principles of Geochemi-

- cal Prospect Appraisal // AAPG Bull. — 1988. — **72**. — P. 399—415.
- McGinnis D. F., Lorke A., Kipfer R. Upward flux of methane in the Black Sea: Does it reach the atmosphere? // Environmental Hydraulics and Sustainable Water management. — London: Taylor & Francis Group, 2005. — P. 423—429.
- Meissner F. F. Petroleum geology of the Bakken Formation, Williston Basin, North Dakota and Montana // The Economic Geology of the Wilson Basin. Reports of the 24th Annual Conference, Montana Geological Society. — Billings, 1978. — P. 207—227.
- Naudts L., Greinert J., Artemov Y., Staelens P., Poort J., Van Rensbergen P., De Batist M. Geological and morphological setting of 2778 methane seeps in the Dnepr paleo-delta, northwestern Black Sea // Marine Geology. — 2006. — **227**. — P. 177—179.
- Nikishin A. M., Korotaev M. V., Ershov A. V., Brunet M-F. The Black Sea basin: tectonic history and Neogene-Quaternary rapid subsidence modelling // Sedimentary Geology. — 2003. — **156**. — P. 149—168.
- Pepper A. S., Corvi P. J. Simple kinetic models of petroleum formation. Oil and gas generation from kerogen // Marine and petroleum geology. — 1995. — **12**, № 3. — P. 291—319.
- Reeburgh W. S., Ward B. B., Whalen S. C., Sandbeck K. A., Kilpatrick K. A., L. J. Kerkhof K. A. Black Sea methane geochemistry // Deep-Sea Res. — 1991. — **38**. — P. S1189—S1210.
- Sclater J. G., Christie P. A. F. Continental stretching an explanation of the post-midcretaceous subsidence of the central North Sea basin // J. Geophys. Res. — 1980. — **85**. — P. 3711—3739.
- Schmale O., Haeckel M., McGinnis D. F. Response of the Black Sea methane budget to massive short-term submarine inputs of methane // Biogeosciences Discuss. — 2010. — № 7. — P. 9117—9136.
- Scott C. L., Shillington D. J., Minshull T. A., Edwards R. A., Brown P. J., White N. J. Wide-angle seismic data reveal extensive overpressures in the Eastern Black Sea Basin // Geophys. J. Int. — 2009. — **178**. — P. 1145—1163.
- Stadnitskaia A. N., Ivanov M. K., Poludetkina E. N., Kreulen R., Van Weering Tj. C. E. 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. — **25**. — P. 1—18.
- Starostenko V. I., Rusakov O. M., Shnyukov E. F., Kobolev V. P., Kutas R. I. Methane in the northern Black Sea: characterization of its geomorphological and geological environments // Sedimentary Basin Tectonics from the Black Sea and Caucasus to the Arabian Platform / Eds. M. Sosson, N. Kaimakci, R. Stephenson, F. Bergerat, V. Starostenko. — London: Geol. Cos. Spes. Publ., 2010. — **340**. — P. 57—75.
- Waples D. W. Simple method for oil source bed evaluation // AAPG Bull. — 1979. — **63**. — P. 239—245.
- Waples D. W. Time and temperature in petroleum formation: Application of Lopatin's method to petroleum exploration // AAPG Bull. — 1980. — **64**. — P. 916—926.
- Whiticar M. J. Carbon and hydrogen isotope systematics of bacterial formation and oxidation of methane // Chemical Geology. — 1999. — **161**. — P. 291—314.