

О перспективах открытия массивных залежей углеводородов в гетерогенных ловушках Черного моря

**© В. И. Старостенко¹, А. Е. Лукин², О. М. Русаков¹,
И. К. Пашкевич¹, Р. И. Кутас¹, В. В. Гладун³, Т. В. Лебедь¹,
П. Я. Максимчук³, О. В. Легостаева¹, И. Б. Макаренко¹, 2012**

¹Институт геофизики НАН Украины, Киев, Украина

²Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина

³НАК "Нафтогаз Украины", Киев, Украина

Поступила 2 июля 2012 г.

Представлено членом редколлегии И. Н. Корчагиным

Виходячі із відомих економічних та екологічних чинників, у межах Чорноморської мегазападини доцільно орієнтувати геологорозвідувальні роботи і, зокрема, геофізичні дослідження переважно на пошуки великих родовищ вуглеводнів з масивними покладами. Основні перспективи відкриття крупних і гігантських родовищ пов'язані: з глибинними розломами, розуцільненими породами фундаменту (а також проміжного комплексу); біокарбонатними будовами різновікових мезозойських і кайнозойських рифогенно-карбонатних комплексів та гетерогенними резервуарами (пастками), зумовленими їх парагенетичними сполученнями. Існування певних аналогій в геодинаміці, тектоніці та нафтогазонасності різних сегментів Чорноморського регіону та Південнокитайського моря (зокрема, його в'єтнамського шельфу, де відкриті відомі родовища Білий Тигр, Дракон та інші із покладами в гранітних виступах фундаменту та різнофаціальних осадових відкладах, що облямовують ці виступи) загальновідомі. Дані щодо особливостей газового режиму Чорного моря (безпрецедентна за інтенсивністю газовіддача морського дна, величезні скупчення метану в газогідратах, унікальна кількість його у водорозчинному стані) разом із результатами комплексних геолого-геофізичних досліджень дають змогу високо оцінити вуглеводневий потенціал регіону та перспективи пошуків значних за запасами родовищ з покладами вказаного типу.

Due to well known economical and ecological reasons it is advisable to direct geological prospecting and geophysical exploration, particularly in the Black Sea mega-depression towards searching for considerable hydrocarbons fields within massive pools. The main prospects for discovery of such major and gigantic oil and gas fields are related to: deep faults, disintegrated rocks of basement (and also intermediate complex); biocarbonate buildups of different age reef-carbonate Mesozoic and Cenozoic complexes and heterogeneous reservoirs (traps) related to their paragenetic junctions. Availability of certain geodynamic, tectonic and oil-gas bearing analogies between different segments of the Black sea region and the South-China sea (specifically, the Vietnamese shelf where such well known fields as White Tiger, Dragon and other related to granite uplifts and draping sedimentary complexes), the peculiarities of Black sea well-known knowledge of gas regime (unprecedented intensity of gas flow through the sea bottom, huge methane accumulations in gas-hydrates and its unique amount in water-dissolved state), together with interdisciplinary geologic-geophysical investigations allow us to make high assessment of its hydrocarbon potential and prospects for discovery of significant fields within massive pools.

Введение. Эффективность поисков нефти и газа в сложных условиях Черноморского региона напрямую зависит от состояния изучен-

ности основных закономерностей формирования их залежей и месторождений. Представления об источниках углеводородов (УВ), про-

странственно-временные закономерности их миграции, длительность образования и возраст залежей не только играют роль важнейших прогнозно-поисковых критериев, но и определяют поисково-разведочную стратегию и тактику. Здесь необходимо учитывать и чрезвычайно сложные природные и экологические условия проведения геологоразведочных работ, освоения и разработки залежей на акватории Черного моря (сочетание сероводородного заражения придонных вод с различными формами метановой дегазации, скопления газогидратов, грязевой вулканизм, высокая сейсмичность) и его рекреационное значение. Все это предъявляет значительно более высокие, чем в других нефтегазоносных регионах Украины, требования к эффективности освоения ресурсов УВ.

Во-первых, это касается коэффициента успешности глубокого бурения на нефть и газ. Для экономической рентабельности нефтегазогеологоразведочных работ в Черном море он должен быть значительно выше его глобально-среднестатистического значения (0,33, т. е. из 100 скважин только 33 продуктивные), тогда как на украинском и, особенно, на румынском шельфе он ниже 0,3.

Во-вторых, в Черном море экономически рентабельными являются поиски, разведка и эксплуатация только значительных по запасам (в зависимости от расположения в той или иной зоне и фазово-геохимического состояния — более 15—30 е. у. т.¹) месторождений. Это дополнительно повышает ценность адекватных представлений о закономерностях формирования залежей УВ.

Мегавадина Черного моря, по крайней мере начиная с позднего мела, наложена на систему различных (от платформенных до складчато-орогенных) бассейнов и их фрагментов (геоблоков), образованных вследствие тектоно-геодинамического взаимодействия Восточно-Европейской, Скифской, Мизийской и других плит. Ее образование обусловило объединение ряда самостоятельных нефтегазоносных бассейнов (три из них расположены на территории Украины) в единый мегабассейн со слабой общей изученностью и незначительной степенью освоения ресурсов УВ. Это один

из сложнейших в мире тектоно-геодинамических узлов (а точнее, грушпировка таких узлов), осложненный беспрецедентно мощной трубой дегазации (в понимании П. Н. Кропоткина), с которой связана уникальная системная (геофизическая, гидрологическая, геохимическая, биотическая) мегааномалия. Она обусловлена мощным восходящим углеводородным (в сочетании с CO_2 и H_2S) потоком, который, судя по геохимическим и геофизическим (вплоть до его проявления на сейсмических разрезах) признакам, продолжается и сейчас. Его взаимодействие с различными структурами осадочного чехла, промежуточного комплекса и фундамента обусловило формирование Черноморского нефтегазоносного мегабассейна с залежами в различных по морфологии ловушках (резервуарах) [Атлас ..., 1998]. В частности, эти условия благоприятствовали формированию больших залежей в рифогенно-карбонатных телах и разуплотненных массивах пород разновозрастного фундамента (а также промежуточного комплекса), которые уже не один год прогнозируются, но все еще не открыты.

О влиянии структурно-тектонических особенностей кристаллического фундамента на процессы нефтидогенеза и нефтегазонакопления в Черноморской мегавадине. Характеризуя в целом геодинамическую модель Черного моря как коллажного нефтегазоносного мегабассейна [Лукин, 1999 а], следует отметить особенности его строения, связанные с редукцией "гранитного" геофизического слоя, верхняя аккреционная часть которого в виде разновозрастного кристаллического фундамента (КФ) [Леонов, 2001] рассматривается в настоящее время, наряду с осадочным чехлом (стратисферой), как самостоятельный нефтегазоносный этаж литосферы [Арешев и др., 1997б; Афанасенков и др., 2007; Sosson et al., 2010; Лукин, 2011].

Толщина "гранитного" слоя в пределах Черноморского региона варьирует в весьма широком диапазоне. Если на структурах обрамления она составляет 20—25 км, то в пределах шельфа Черного моря сокращается до 10—5 км, на Центрально-Черноморском поднятии и поднятии Шатского — соответственно до 7 и 5 км, в Восточно-Черноморской впадине — до 2—2,5 км, а в Западно-Черноморской впадине — до 0. Область частичной или полной редукции "гранитного" слоя ограничивается фрагментами активизированных разломов разных систем, которые одновременно

¹ За единицу условного топлива (е. у. т.) при характеристике запасов месторождений и прогнозных ресурсов принимается 1 миллион тонн нефти или 1 миллиард кубических метров газа.

являются границами глубоководных котловин Черного моря [Старостенко и др., 2010].

Данные комплексных геофизических исследований позволяют предположить весьма сложный рельеф поверхности "гранитного" слоя, включая наличие глубоких впадин, платообразных поднятий, выступов, столбов, колон, зубцов различной морфологии и размеров. Природа этих выступов, судя по комплексу геофизических данных, включая геотермию и данные эманационно-геохимической съемки [Багрій та ін., 2002; Коболев, 2002; Гожик и др., 2010; Старостенко и др., 2010], различна. Среди них, наряду с останцами "гранитного" слоя, по-видимому, широко распространены протрузии и интрузии (*здесь уместно напомнить, что известный геолог С. А. Ковалевский свыше 80 лет назад предполагал наличие в Южно-Каспийской впадине гранитных "шипов", внедряющихся в мощные осадочные отложения и играющих нефтегенерирующую роль*). Широкое распространение различных по своей природе и морфологии выступов разновозрастного КФ подтверждается наличием большого количества разнообразных локальных положительных аномалий силы тяжести [Гросс и др., 1999; Старостенко и др., 2000]. Среди них особый интерес представляют так называемые "пунктирные" аномалии, цепочки которых маркируют зону перехода от шельфа к континентальному склону. Судя по их весьма высокой интенсивности, они связаны с гравитационным эффектом неоднородностей в консолидированной земной коре [Старостенко и др., 2000; Starostenko et al., 2004]. Морфологическое разнообразие этих структур фундамента позволяет предполагать многообразие факторов их разуплотнения (тектонокессонный эффект, тектоническое дробление, термоусадка, гидротермальный и инфильтрационный метасоматоз, гипергенез) [Лукин, 1997]. Месторождения УВ в разуплотненных породах разновозрастного (докембрий—мезозой) гетерогенного фундамента установлены в 50 нефтегазоносных бассейнах мира. Их количество по разным оценкам [Краюшкин, 2000; Лукин, 2011] варьирует от 250 до 450, включая ряд крупных и гигантских нефтяных, газовых, газоконденсатных и гетерофазных месторождений.

Для большинства бассейнов с доказанной промышленной нефтегазоносностью гетерогенного фундамента трактовка источников УВ и механизмов формирования их скоплений

неоднозначна. Открытие зоны интенсивного нефтегазоаккумуляции в разновозрастном (верхний палеозой—мезозой) фундаменте Кылуонгской (Меконгской) впадины на южно-вьетнамском шельфе и, в частности, гигантского нефтяного месторождения Белый Тигр имеет принципиальное значение для оценки глобальных перспектив "гранитного" слоя. Здесь нефтегазоносный потенциал гранитного фундамента проявился с ранее неведомой мощностью и его доминирование (по ресурсным и геотермодинамическим показателям) над углеводородным потенциалом осадочного чехла не вызывает сомнения [Лукин та ін., 2005; Донцов, Лукин, 2006]. Более того, здесь установлена непосредственная роль высокоэнталийных УВ-содержащих суперглубинных флюидов в формировании огромной безводной массивной нефтяной залежи (ее водонефтяной контакт не вскрыт бурением) в интенсивно разуплотненном гранитном колоннообразном массиве [Лукин и др., 2005; Старостенко и др., 2011].

В связи с этим большого внимания заслуживают разнообразные признаки зонального и локального разуплотнения в пределах Черноморского региона. В частности, особый интерес представляет обнаружение волновода в фундаменте Одесского шельфа Черного моря по результатам переинтерпретации материалов ГСЗ профилей 26 и 25 [Yegorova, Gobarrenko, 2010; Yegorova et al., 2010; Баранова и др., 2011]. Как известно, наличие волновода (зон пониженных скоростей в консолидированной земной коре) связано с зонами глубинных разломов различной геодинамической природы и морфологии. В данном случае основным фактором формирования волновода является высокоамплитудный сброс, "отделяющий континентальный блок шельфовой зоны от глубоководной впадины" [Баранова и др., 2011]. Особенности формирования и геодинамической эволюции Черноморской мега-впадины позволяют предполагать широкое развитие таких разуплотненных зон в разновозрастном КФ, связанных с зонами рифтогенных и субдукционных разломов, а на локальном уровне — с разнообразными проявлениями термоусадки и тектонокессонного эффекта, обусловленного тектоническим воздыманием отдельных блоков фундамента и формированием интрузий [Лукин, 1997]. Данные комплексного геолого-геофизического изучения недр Черного моря, включая геолого-структурно-термо-атмо-геохимические исследования [Багрій та ін., 2002], подтверждают их связь

с восходящими потоками глубинных флюидов. В зависимости от конкретных структурно-тектонических и формационных условий эти потоки сопровождаются теми или иными признаками их взаимодействия с осадочным чехлом (грязевой вулканизм и различные проявления диапиризма, формирование газогидратных скоплений и др.).

Предпосылки формирования месторождений типа Белый Тигр и Дракон установлены в краевой части шельфа и на континентальном склоне Черного моря, где по сейсморазведочным данным установлены признаки существования крупных выступов, вероятно разуплотненных кристаллических и метасадочных пород (рис. 1). Здесь также обнаружены признаки локализации на этих выступах карбонатных построек. Последние, судя по данным драгирования в районе Ломоносовского подводного массива [Шнюков и др., 2001], могут быть связаны с метановыми курильщиками.

Рифогенно-карбонатные постройки на выступах КФ — перспективный тип ловушек УВ в Черном море. Важный морфогенетический тип сложнопостроенных ловушек (резервуаров) нефти и газа связан с суперпозицией разуплотненных карбонатных и кристаллических пород, нарушенных трансоровыми разломами. Анализ пространственного распространения, условий залегания и закономерностей формирования залежей известных месторождений в таких ловушках (резервуарах) свидетельствует о том, что речь идет не о простом парастерезе, а о парагенезе в полном

понимании этого термина. Он обусловлен особой, причем разнообразной ролью, которую играют выступы КФ как в локализации биогенно-карбонатных построек и обломочно-карбонатных аккумулятивных тел, так и в их вторичных преобразованиях (перекристаллизация, доломитизация и др.) с образованием дополнительной пористости. Особое значение для изучения взаимосвязи тектоники фундамента, геодинамики и флюидодинамики с биогенным карбонатонакоплением и формированием нефтяных и газовых залежей в сложнопостроенных петрографически гетерогенных и гидродинамически единых резервуарах (ловушках) имеет шельф Южно-Китайского моря. В пределах его вьетнамского сектора, где открыта известная группа месторождений (Белый Тигр, Дракон и др.) с промышленной нефтегазоносностью гранитного фундамента, в последние годы установлено присутствие на его морфоструктурах различных биокарбонатных тел (рис. 2). А на ряде островов наблюдается парагенез гранитных выступов, аккумуляций обломочного аркозового материала и рифогенно-карбонатных построек. О возможности существования особых нефтегазоносных этажей, переходных между гранитным слоем литосферы и базальными карбонатными формациями стратисферы, свидетельствует пример Куямбо-Юрубчено-Тохомской палеорифтовой зоны, которая приурочена к сочленению Енисейского кряжа и Сибирской платформы [Харахинов и др., 2000; Лукин и др., 2009].

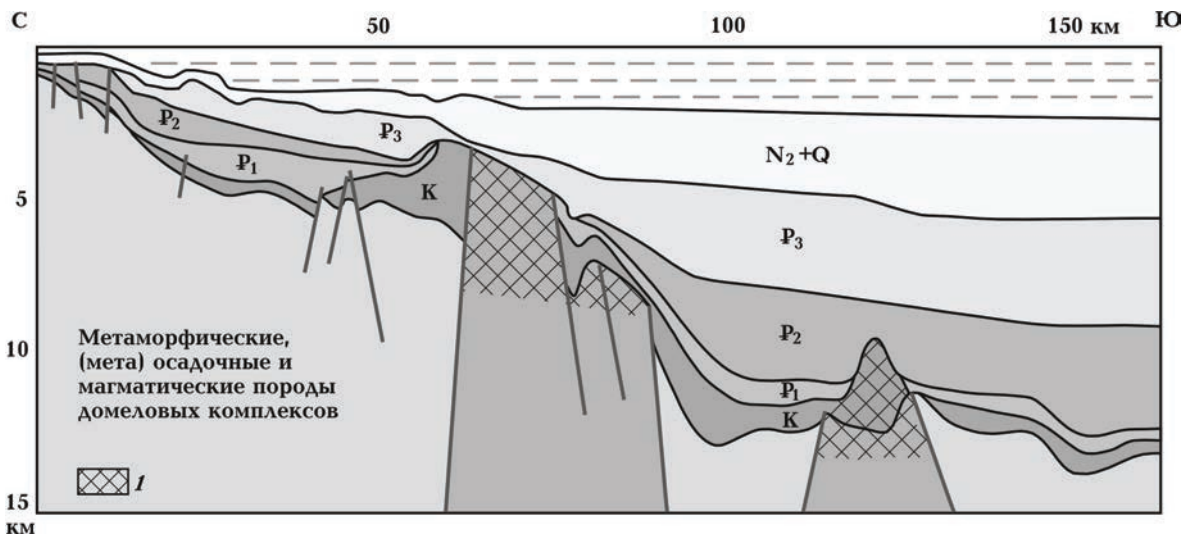


Рис. 1. Морфология домеловых формаций на западном шельфе и континентальном склоне Черного моря [Лукин, 2007]: 1 — массивные залежи УВ в разуплотненных породных массивах (по А.Е. Лукину).

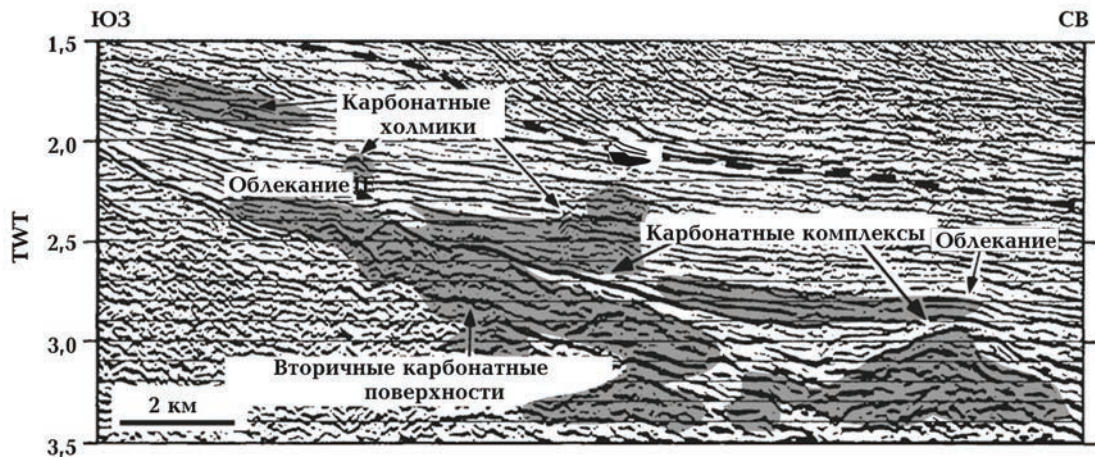


Рис. 2. Микробиогенные постройки (серое) на гранитных выступях в бассейне Фу Хань (вьетнамский шельф) (по [Lee, Watkins, 1998], с дополнениями).

Предпосылки широкого распространения гетерогенных ловушек (резервуаров) в Черноморском нефтегазоносном мега-бассейне. Месторождения, так или иначе связанные с магматическими и метаморфическими породами (выступами разновозрастного фундамента, интрузивными телами, палеовулканами), часто характеризуются гетерогенными резервуарами (ловушками), образованными совместным залеганием осадочных и разуплотненных кристаллических породных тел. Типичными являются ловушки, образованные облеканием выступов разуплотненных кристаллических пород или прилеганием к ним терригенных отложений. При этом в ряде случаев затруднительно четко разграничить базальные обломочные отложения, образовавшиеся при перемыве кор выветривания, элювий и трещиноватые породы фундамента. Широкое распространение таких нефтегазоносных породных парагенезов обусловлено общеизвестными закономерностями формирования базальных слоев осадочных бассейнов. Менее понятны причины частой встречаемости среди месторождений этой категории гетерогенных комбинированных ловушек (резервуаров), образованных сочетанием разуплотненных кристаллических и карбонатных пород. Действительно, обстановки размыва кор выветривания и материнских пород перед началом осадконакопления неблагоприятны для карбонатакопления вообще и биорифообразования в частности. Тем не менее, примеры залегания карбонатных коллекторов на выступах разуплотненных пород фундамента встре-

чаются достаточно часто для того, чтобы не считать такие парагенезы случайными породными ассоциациями.

Различные аспекты связи биогенного карбонатообразования с тектоникой и геоморфологией гранитного фундамента, как отмечалось, ярко проявились в Южно-Китайском море. Прежде всего, это относится к рифообразованию у островков, в бухтах и на побережье о-ва Хайнань [Лукин, 2007]. И сам остров, и сопутствующие ему многочисленные островки — это гранитные выступы. Разновозрастные (плиоцен—голоцен) и разнообразные по морфологии коралловые рифы росли (и растут) на гранитном основании. В голоцене, в связи с изменениями климата, гидрологии и гидрохимии океана, а также из-за общего ухудшения условий экологии колониальных кораллов, пояса их жизнедеятельности сузились. В частности, на Хайнане широкие (местами до 3 км) рифовые платформы преимущественно являются отмершими. Кроме того, наличие на этом острове риолит-гранитных гор обусловило интенсивный пролювиально-оползневый и речной вынос продуктов их разрушения (глыбы, дресва, гравий, аркозый песок) на берег и в прибрежную зону. Поэтому здесь, в отличие от типичных для тропиков кораллово-рифовых побережий, полностью изолирующих породы суши от моря, наблюдаются сложные пространственные взаимоотношения гранитов, продуктов их разрушения и органогенных построек. Плиты биоморфно-коралловых известняков, залегающие непосредственно на абрадированных грани-

тах, перекрываются аркозовыми песками и включают в себя гранитные обломки разного размера. Часто наблюдается многократное чередование в разрезах разновозрастных береговых террас кавернозно-пористых коралловых рифовых известняков, обломочно-карбонатных предрифово-шлейфовых отложений, коралловых песков с грубообломочно-песчаными аркозами. Оно напоминает пенсильванские и пермские нефтегазоносные породные парагенезы у подножья гранитных гор Амарилло и, в частности, разрез гигантского нефтегазоносного резервуара Пенхендл [Лукин, 2007]. Быстрый рост коралловых рифов на Хайнана, несмотря на интенсивный привнос обломочного материала, помимо климатических и гидрологических факторов, по-видимому, объясняется физико-химическими свойствами гранитного субстрата (повышенный щелочной резерв, высокие рН), которые особенно благоприятны для формирования бактериально-цианофитовых и водорослевых корок (матов) на коренных береговых породах. На темпы последующего рифообразования этот фактор действует преимущественно через различные известковые водоросли-герматипы (*Porolithon*, *Lithophyllum*, *Basiela*, *Goniolithon* и др.), которые, как известно, играют роль не только строителя каркаса рифа, но и основного цементирующего компонента биокарбонатно-обломочного материала [Лукин, 2007].

Другой аспект карбонатообразования в Южно-Китайском море связан с открытием по материалам детальных сейсмических (*multichannel seismic*) исследований миоценовых рифогенно-карбонатных тел на поверхности выступов КФ в бассейне Фу Хан (*Phu Khan Basin*) (см. рис. 2). Это самостоятельный пока не разбуренный перспективно нефтегазоносный бассейн на южновьетнамском шельфе. С указанными карбонатными телами и структурами их облекания связаны прогнозные ловушки, перспективы которых подтверждаются недавним открытием в бассейне Нам Кон Шон месторождения Тхиенинг, где наряду с нефтегазоносностью гранитного фундамента установлена газовая залежь в миоценовом микробиогенно-карбонатном теле. Явная связь этих карбонатных тел с процессами окисления CH_4 метанотрофными бактериями у выходов восходящих углеводородно-газовых струй (сипы, миграция углеводородных газов по разломам) [Lee, Watkins, 1998] существенно расширяет палеогеоморфологический и палеогео-гидрологический диапазоны образования неф-

тегазоперспективных карбонатных построек. Изотопно-геохимические данные подтверждают разнообразие их природы и, в частности, реальность существования карбонатных тел, образование которых связано с метаболизмом микроорганизмов, приуроченных к трубам дегазации [Иванов и др., 1991; Лукин, 2003]. Они могут образовывать тела, различные по форме и размерам, залегающие в весьма широком диапазоне глубин и фаций морского (океанического) осадконакопления. При этом особенно широким распространением такие литомы должны пользоваться в формациях зон океанического и континентального рифтогенеза, активных континентальных окраин и островных дуг, в узлах пересечения глубинных разломов. Если же учесть доказанную на основании натуральных наблюдений, комплексных седиментологических и изотопно-геохимических исследований локализацию очагов микробиокарбонатообразования у метановых сипов, в местах разрушения газогидратов грязевыми вулканами, в зонах затухания апвеллинга и т. п., то есть основания предполагать широкое распространение таких карбонатных построек в отложениях континентальных склонов и прогнозировать их присутствие в мощных депрессионных гидрокарбонатных (черносланцевых) толщах эксинского типа. Об этом свидетельствуют, в частности, данные о карбонатных образованиях в очагах грязевого вулканизма [Шнюков, 1999; Лукин, 2003]. Они резко отличаются от обычных биогенных морских известняков литорально-шельфового и рифового генезиса необычным изотопным составом: аномально легким (значения $\delta^{13}\text{C}$ до -55%) углеродом и тяжелым ($\delta^{18}\text{O}$ от -9 до $+1,45\%$) кислородом. Последнее резко отличает их от аномально легких по кислороду (благодаря участию ультрапресных клатратных вод в CaCO_3 -образующей системе) известковых корок, образующихся в кавернозных темноцветных депрессионных отложениях при разрушении газогидратных скоплений. Находит объяснение и природа сложнопостроенных нефтегазоносных резервуаров, образованных сочетанием карбонатных тел с разуплотненными кристаллическими породами и продуктами их разрушения. Помимо благоприятных палеогеоморфологических предпосылок рифообразования (роль выступов, выступов и поднятий кристаллических пород как основания для разнообразных карбонатных построек), а также упоминавшихся физико-химических особенностей гранитного суб-

страта, способствующих бактериально-водорослевому корко- и матообразованию, определяющее значение здесь может играть карбонатобразующая деятельность специфических экосистем, сопутствующих разнообразным про-

явлениям дегазации Земли в зонах разломов.

Среди многочисленных прогнозных объектов, связанных с рифогенно-карбонатными ловушками, особого внимания заслуживает **подняtie Палласа** (рис. 3). Это одна из наиболее

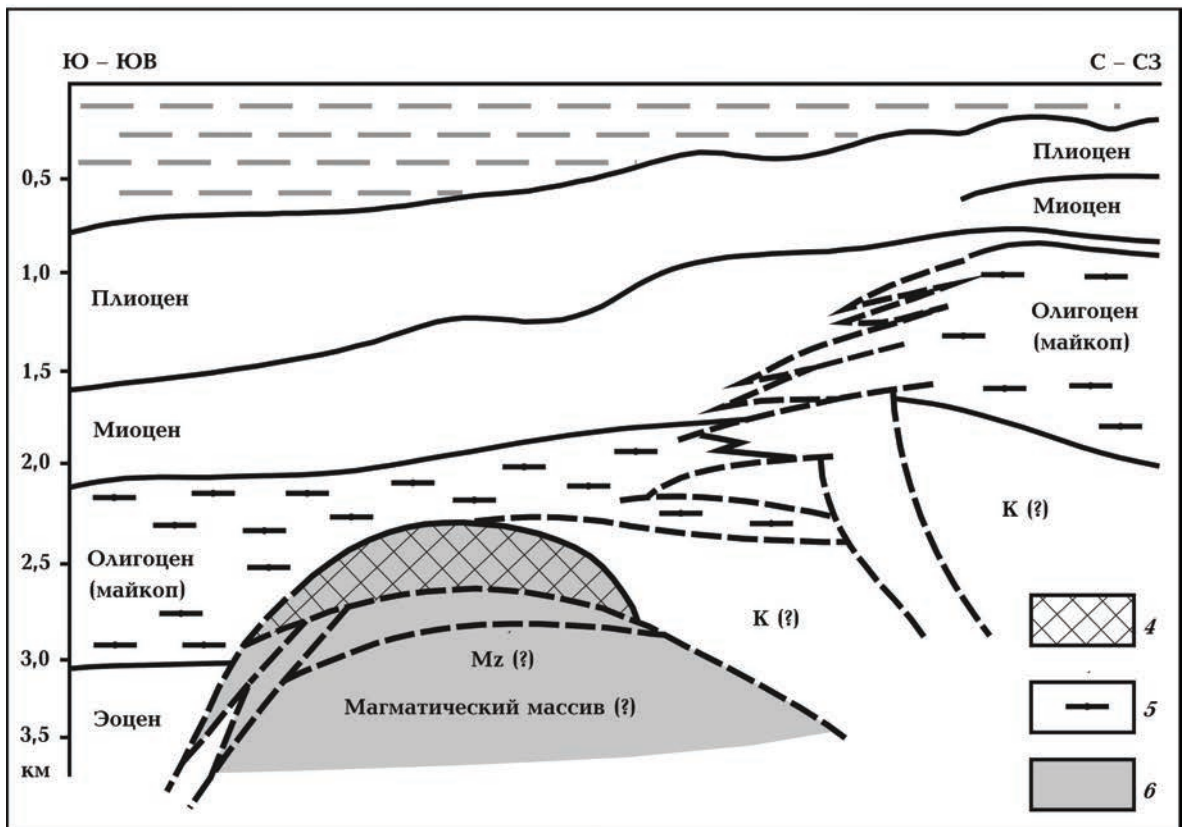
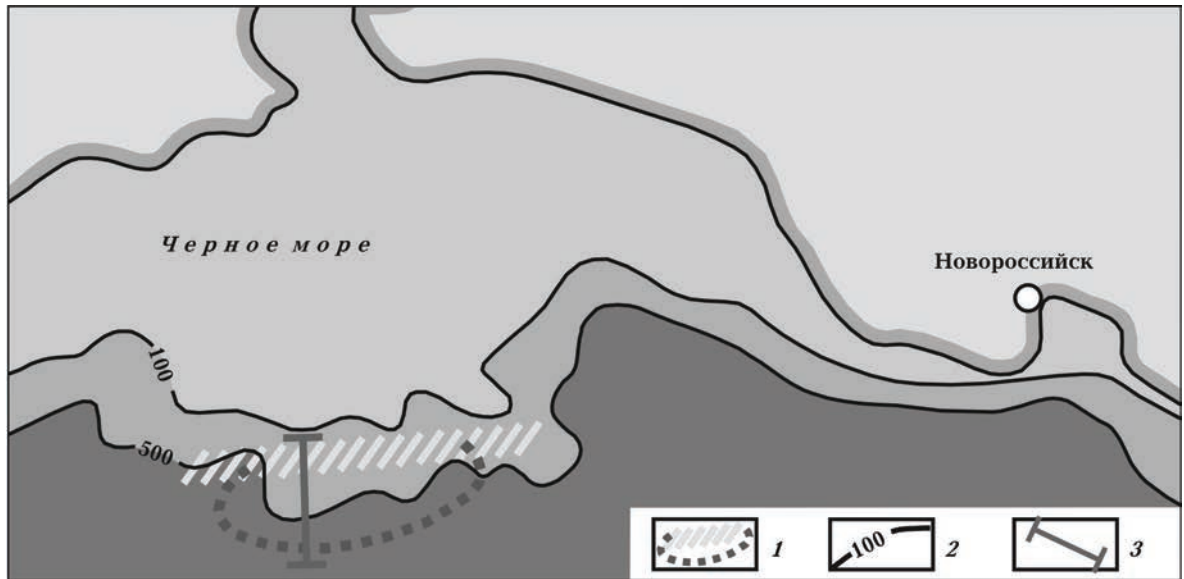


Рис. 3. Геологический разрез поднятия Палласа [Лукин, 2007]: 1 — контуры поднятия Палласа с зоной фронтального надвига; 2 — изобаты; 3 — линия сейсмического профиля; 4 — рифогенные карбонаты; 5 — депрессионные глинистые (с высоким содержанием органического вещества) отложения; 6 — разуплотненные породы с прогнозной массивной залежью углеводородов.

перспективных нефтегазоносных структур северо-западной части Черного моря. По прогнозам российских специалистов, ресурсы газа и конденсата в мезозойском (J_3 —К) рифогенно-карбонатном комплексе здесь составляют около 1,6 млрд т у. т. [<http://trubagaz.ru/gkm/rodnjatie-pallasa>]. Однако в открытой литературе отсутствует информация, на каком основании получена эта цифра. Нам известен лишь один сейсмический профиль, на основании интерпретации которого можно судить об углеводородном потенциале западной части поднятия Палласа (рис. 4). Поэтому прогноз ее углеводородного потенциала в украинском секторе поднятия требует специальных комплексных геолого-геофизических исследований.

Для детального изучения геологического строения западной части поднятия Палласа использованы фрагменты схемы разломной тектоники консолидированной коры, трехмерная гравитационная модель земной коры Черного моря, результаты гидромагнитной съемки и трехмерная магнитная модель осадочной толщи района исследования [Русаков и др., 2011]. Результаты их комплексной интерпретации свидетельствуют о том, что поднятие Палласа расположено в узле пересечения Широтной и Молбайской зон (шириной 10—12 км) глубинных разломов. Магнитное моделирование выявило широкий диапазон намагниченности осадочного слоя в районе поднятия (от 0,34 до 0,08 А/м), что, возможно, связано с действием УВ [Кравченко и др., 2003; Curto et al., 2012]. По геомагнитным данным установлено направление падения зоны разломов на север под углом 60° (рис. 5).

Широтную зону глубинных разломов можно рассматривать как проявление фронтального смещения по всему разрезу земной коры. Об этом свидетельствуют направление фронтального надвига по данным ОГТ в ее верхней части и геологическая интерпретация сейсмических данных [Лукин, 2006], углы падения контактов магнитных тел в осадочном чехле, положение разломов на поверхности консолидированного фундамента и возможность их проникновения, по крайней мере до раздела Мохоровичича, о чем свидетельствуют их проявления в мантийной компоненте гравитационного поля.

Таким образом, поднятие Палласа характеризуется сложным гетерогенным строением и состоит из двух существенно различных структур (рис. 6).

Северная часть поднятия представляет собой разломно-блоковую ступенчатую структуру типа slice-ridge [Толковый ..., 1979], образованную ансамблем неравномерно выдавленных надвиговых чешуй.

Южная часть поднятия Палласа предположительно связана с крупным трещиноватым магматическим (судя по значениям плотности порядка $2,90 \text{ г/см}^3$, диоритового или андезитового состава) массивом (вулканом или гипабиссальной интрузией типа лакколита) и венчающим его карбонатным рифом (см. рис. 3, 6). Нельзя не отметить значительное сходство этой структуры с известным нефтяным месторождением Дракон, одним из крупнейших на шельфе Вьетнама [Арешев и др., 1997 а]. Его продуктивные горизонты связаны с разуплотненными (тектоническая трещиноватость, гидротермальный метасоматоз) гранитами и диоритами докайнозойского фундамента, эоцен-олигоценными осадочно-вулканогенными породами и терригенными отложениями.

Вдоль южного краевого разлома широтной зоны наблюдается смещение по кровле рифа (подошве олигоцена). Это подтверждается принадлежностью разлома к зоне фронтального надвига. Краевой разлом можно рассматривать как канал восходящей миграции УВ, что согласуется с наличием газовых выходов на морском дне в его зоне.

Комплексная модель поднятия Палласа (см. рис. 6) отражает общую тектоническую ситуацию, обусловленную его формированием в области зоны глубинных надвигов, поддвигов и миграции глубинных УВ. Сейсмические данные о строении западной части структуры и наличии прогнозных ловушек в эоценовых отложениях в зоне надвига [Кавун и др., 2011] могут также рассматриваться как подтверждение этой модели.

Таким образом, есть основания для высокой оценки перспектив сложнопостроенных структур Черного моря, связанных с зонами глубинных разломов. Это, в частности, относится к зоне перехода от северо-западного шельфа к континентальному склону (рис. 7). Здесь проведена комплексная интерпретация геолого-геофизических данных: анализ связи распространения выходов газа с особенностями строения осадочной толщи, консолидированной коры и литосферы, моделирование гравитационного, аномального магнитного полей и теплового потока. При этом особое внимание уделено разломам различного ранга и соотношению их в разных этажах литосфе-

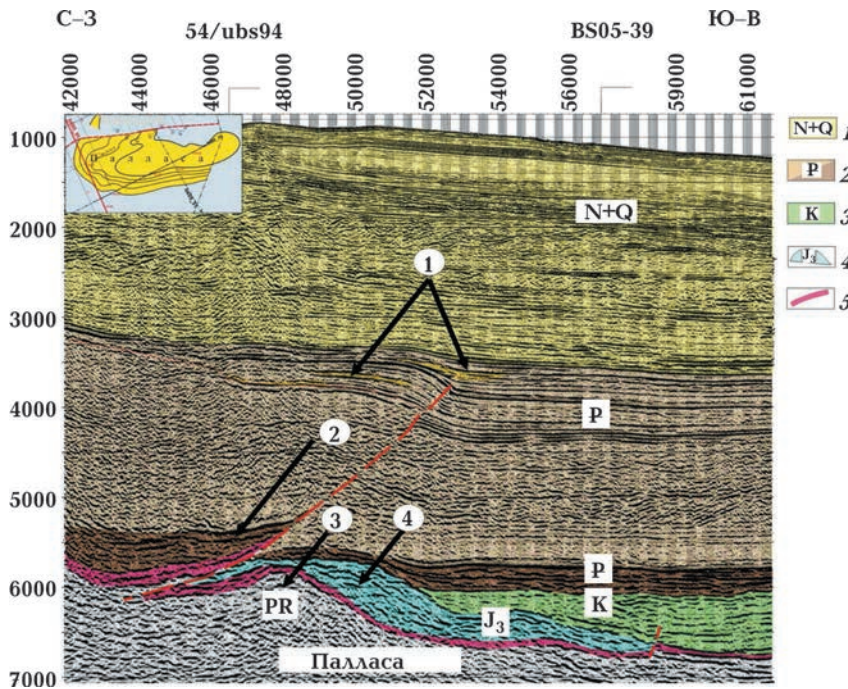


Рис. 4. Сейсмический профиль через западный склон поднятия Палласа [Кавун и др., 2011]. Стратиграфические комплексы: 1 — неоген-четвертичный, 2 — палеогеновый, 3 — меловой, 4 — верхнеюрский с прогнозно-органо-генными сооружениями, 5 — протерозойский. Стрелками показаны прогнозные ловушки ВВ: 1 — литологические седиментационного типа в Майкопе; 2 — приразломного типа в эоцене; 3 — структурно-литологические в останцах фундамента; 4 — седиментационно-стратиграфическая в прогнозных карбонатных сооружениях на склонах Древних структур.

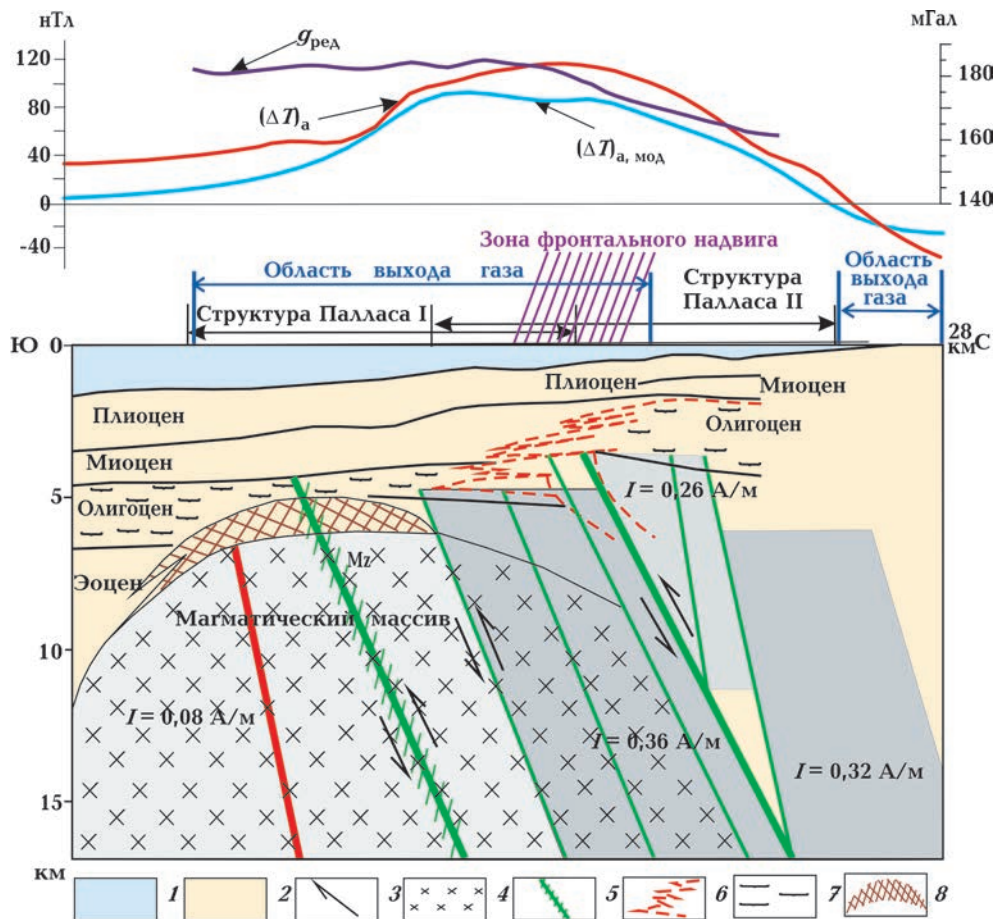


Рис. 5. Комплексная модель земной коры в районе поднятия Палласа: 1 — вода; 2 — осадочный слой; 3 — направление смещения вдоль разломов; 4 — предположительно диориты; 5 — зоны разломов — предполагаемые каналы транспортировки газов из мантии; 6 — тектонические нарушения; 7 — депрессивные глинистые отложения с высоким содержанием органического вещества; 8 — рифогенно-карбонатные сооружения.

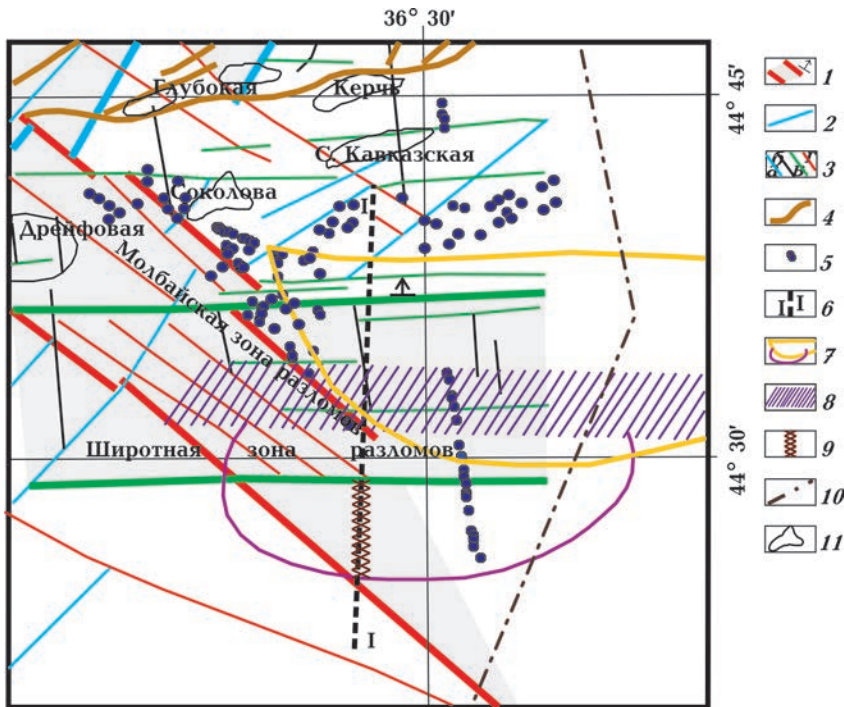


Рис. 6. Схема разломной тектоники консолидированной коры в районе поднятия Палласа: 1 — проекции зон глубинных разломов на дно моря и направление их падения; 2 — разломы более высоких порядков; 3 — разломы северо-западного (а), меридионального (б), широтного (в), северо-восточного (г) простираний; 4 — разломы в подошве палеогена; 5 — выходы газов; 6 — интерпретационный профиль I—I; 7 — контур структуры Палласа: желтый [Войцицкий та ін., 2010], сиреневый [Исмагилов и др., 1991]; 8 — зона фронтального надвига; 9 — рифогенные карбонаты; 10 — линия делимитации границы, 11 — контуры структур в подошве палеогена.

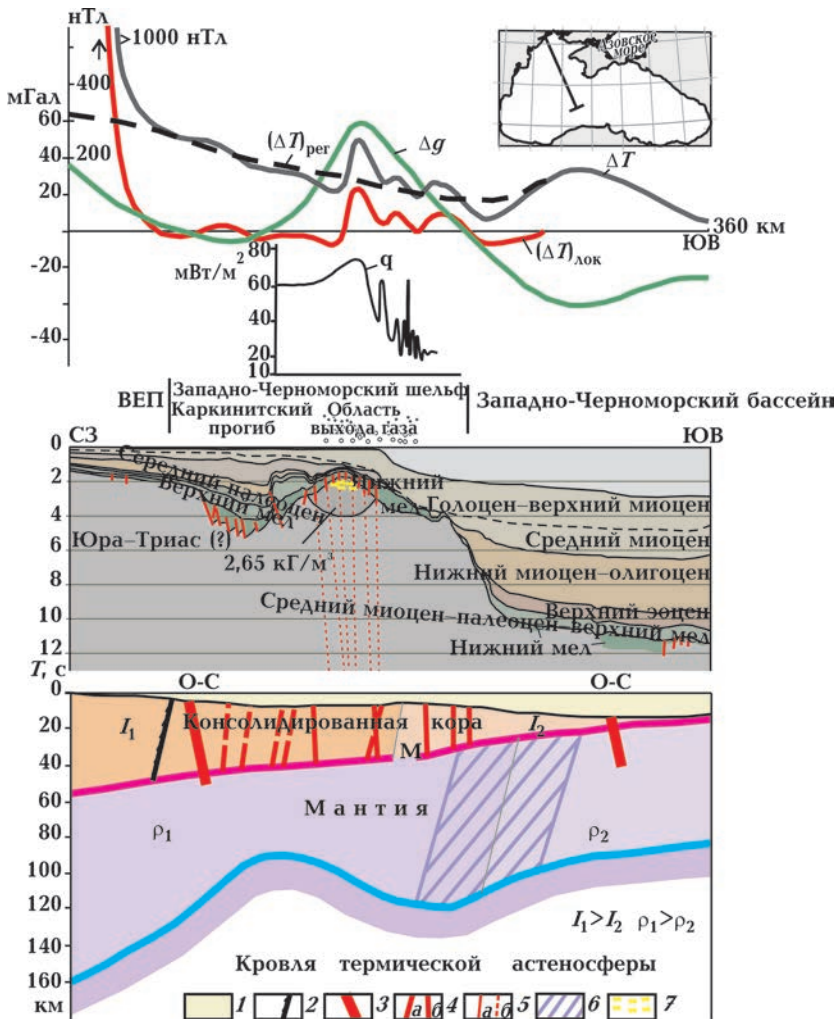


Рис. 7. Сопоставление газовых выходов, геофизических полей и геологического строения вдоль профиля через зону перехода от шельфа к континентальному склону: 1 — осадки; 2 — граница Восточно-Европейской платформы; 3 — разломы Одесско-Синопской (О-С) зоны; 4 — разломы консолидированной коры (северо-восточного (а), широтного (б) простирания); 5 — разломы в осадочной толще (а), допустимое продолжение их на глубину (б); 6 — узел пересечения зон изменения плотности мантии; 7 — карбонатное сооружение (I — средняя намагниченность консолидированной коры, ρ — средняя плотность мантии).

ры. Профиль почти полностью находится в зоне Одесско-Синопского глубинного разлома и одновременно пересекает другие разломы консолидированной коры широтного и северо-восточного направлений (рис. 8).

Строение осадочного слоя изучено сейсмическим методом ОГТ и приводится по данным [Khriachtchevskaia et al., 2009; 2010]. Домеловые и нижнемеловые отложения образуют поднятие, осложненное серией разрывных нарушений, над которыми зафиксированы сотни выходов газа. В консолидированной коре эта область соответствует сложному узлу пересечения северо-западной зоны Одесско-Синопского разлома с зоной широтных и северо-восточных разломов, а разломы в осадках соответствуют зоне широтных разломов консолидированной коры. В глубинных частях литосферы это отражается достаточно резким подъемом с глубины 120 до 90 км в северо-западном направлении кровли термической астеносферы, где температура достигает 1300 °С. Мантийная компонента гравитационного поля свидетельствует о наличии зоны, которая разделяет мантию по значениям плотности на северо-западную и северо-восточную области, причем в первой из них плотность выше. Таким образом, в глубинных частях литосферы область выходов газа, с одной стороны, находится над зоной резкого падения кровли астеносферы, а с другой — ограничивается мантийной зоной с юго-востока. В консолидированной коре по данным магнитного моделирования в области выходов газа также существует северо-западный магнитный блок и блок с намагниченностью, приближающейся к нулю на юго-востоке. Следовательно, нарушения в осадочном чехле обнаруживают связь с разломами консолидированной коры, которые активизировались на постмеловом этапе геодинамической эволюции мегавпадин Черного моря.

Анализ локальной компоненты аномально-го магнитного поля показывает, что положительные аномалии с интенсивностью 50 — 100 нТл также тяготеют к области выходов газа, разломов в осадках и в консолидированной коре. Они могут быть обусловлены магнитными образованиями, которые возникли в результате фильтрации метана сквозь трещиноватые породы [Кравченко и др., 2003].

Как показало двумерное гравитационное моделирование, по аналогии с поднятием Палласа здесь можно предположить залегание магматических тел с карбонатной надстройкой.

Поскольку плотность магматического массива составляет 2,65 г/см³, можно предположить, что он сложен породами кислого состава. Над областью выходов газа зафиксирован весьма дифференцированный тепловой поток с интенсивностью отдельных максимумов до 72 мВт/м² и тысячи газовых факелов. Это является дополнительным доказательством активности данного тектонического узла.

Таким образом, данные комплексной интерпретации имеющихся геолого-геофизических данных позволяют предполагать большую перспективность участков сосредоточения разнообразных донных газопроявлений на поиски значительных скоплений УВ в сложнопостроенных ловушках (литологически и петрофизически гетерогенных резервуарах), образованных выступами КФ с венчающими их рифогенно-карбонатными постройками, которые являются продуктом дегазации глубинных горизонтов. При этом следует учитывать, что как кристаллические, так и стереофитические карбонатные породы практически лишены органического вещества. Поэтому при прогнозировании связанных с ними нефтяных и газовых залежей необходимо ответить также на вопрос об источниках и путях миграции УВ, в частности метана [Starostenko et al., 2010].

О природе метана в Черном море. Многочисленные геологические, геохимические и геофизические данные, полученные на протяжении последних 25 лет, свидетельствуют в пользу глубинного, в частности термогенного, происхождения метана. Беспрецедентная интенсивность его разгрузки на дне Черного моря (газовые "факелы", газогидратные скопления, продукты микробиогенной минерализации) наряду с сероводородным заражением представляют собой наиболее примечательную особенность газового режима этого уникального бассейна [Шнюков и др., 2001; 2005; Starostenko et al., 2010].

Прежде всего, проанализируем изотопно-геохимические данные по Черному морю. Как известно [Horita, Bemdt, 1999], по показателям δD и $\delta^{13}C$ выделяется четыре источника CH_4 (рис. 9):

- биогенная ферментация — разложение неглубокого залегания органического материала;
- биогенное или химическое восстановление двуокиси углерода (CO_2) в метан (CH_4);
- термогенный органический или неорганический процесс;

— смешивание различных типов метана из различных источников.

Имеющиеся изотопно-геохимические данные [Whiticar, 1999; Лукин, 2003] свидетельствуют о преобладании здесь термогенного метана.

Термогенный метан обнаружен в Черном море в разных геоморфологических структурах — на шельфе, континентальном склоне и в прогибе [Peckmann et al., 2001; Klauke et al., 2006; Stadnitskaia et al., 2007]. Он всегда присутствует в ассоциации с биогенным метаном в разных пропорциях. Общее распространение можно объяснить лишь в том случае, если биогенный метан является вторичным и образовался за счет термогенного благодаря активности метаноокислительных и сульфатредуцирующих бактерий [Reitner et al., 2005]. Для формирования термогенного метана из полимерного органического вещества (керогена) требуется температура 120—150 °С [Tassi et al., 1991], а для трансформации жирного газа в сухой — не менее 200 °С [Waples, 1980]. Между тем даже самые термостойкие микробы могут существовать только при 110 °С [Gold, 1993]. По экспериментальным данным карбонатные постройки в Черном море образовались при температуре около 9 °С, что соответствует температуре на дне этой акватории [Mazzini et al., 2008].

По расчетам в водах Черного моря растворено огромное количество метана — от 54 до 96 Гт [Reeburgh et al., 1991; Шнюков и др., 2001]. Однако скорость его анаэробного окисления составляет 30 Гт / год [McGinnis et al., 2005]. Отсюда следует, что за несколько лет метан водной толщи полностью обновляется и для его компенсации требуется мощный подток из нижележащих горизонтов. Более того, воды Черного моря постоянно обновляются за счет поставки пресной воды реками с окружающей суши и соленой воды из Средиземного моря через Босфор, которая не содержит метан. По данным разных авторов, полный цикл замены воды длится от 410 до 2000 лет [Шнюков и др., 2001]. Результаты радиоизотопного определения возраста карбонатных образований Черного моря показывают, что утечка газа через его дно началась не менее 29 200—36 500 лет тому назад [Gulin et al., 2003]. Таким образом, со времени появления газовых выходов вода в Черном море обновлялась по крайней мере 15 раз. Следовательно, баланс метана в воде может поддерживаться только за счет мощной дегаза-

ции земных недр. Поэтому переработка органического вещества микробами не может обеспечить того количества метана, которое необходимо для сохранения его баланса. О геологической природе метана свидетельствуют также результаты комплексной геохимической съемки на прикерченском шельфе, где выявлены геохимические углеродно-полиметалльные аномалии, включающие в себя 46 элементов, в том числе Mo, Ca, Au, U, Pb, Cu, As, Sn, Co, Ni, V, Fe, He, N [Дудік та ін., 2010].

Глубинная природа метана подтверждается также газовыми выходами над кристаллическими породами Ломоносовского подводного массива южнее Крыма [Шнюков, Зиборов, 2004], а также изотопным и химическим составом карбонатных образований в северозападной части моря [Кутный, Иноземцев, 2001; Геворкян, Сокур, 2011].

Термодинамический режим, ограниченное количество биомассы в земной коре Черного моря и приуроченность газовых выходов к разломам консолидированной коры и верхней мантии (рис. 8—10) свидетельствуют об абиогенной природе метана.

Тектонические разломы разного ранга играли важную роль в происхождении и эволюции Черного моря и формировании полей газовых выходов. Они были активными в течение геологического времени, о чем свидетельствует их влияние на рельеф поверхности разновозрастных (MZ—KZ) стратонов Черного моря. Почти со всеми этими разломами связано много современных процессов, таких как сейсмичность, грязевой вулканизм, грязевой диапиризм, утечка газа и флюидов, повышенный тепловой поток.

Предполагается следующий механизм струйной миграции газа по глубинным разломам [Kutas et al., 2004]. Генерирующиеся в глубоких недрах Земли газы мигрируют вверх вдоль разломов разного масштаба. В условиях сжатия, которое действует по периферии Черного моря, миграция газа происходит по модели рис. 11. В верхних 10—20 м осадков он концентрируется в виде конусов и линз. Время от времени газы просачиваются через дно моря, поскольку осадки теряют свою целостность, если давление газа в капиллярной системе газонасыщенных осадков превышает давление пород, которые их перекрывают. При отсутствии нарушений в верхней части осадочного чехла газы вынуждены мигрировать к местам, где существуют благоприятные условия для их выхода через дно моря (нарушенные террасы и

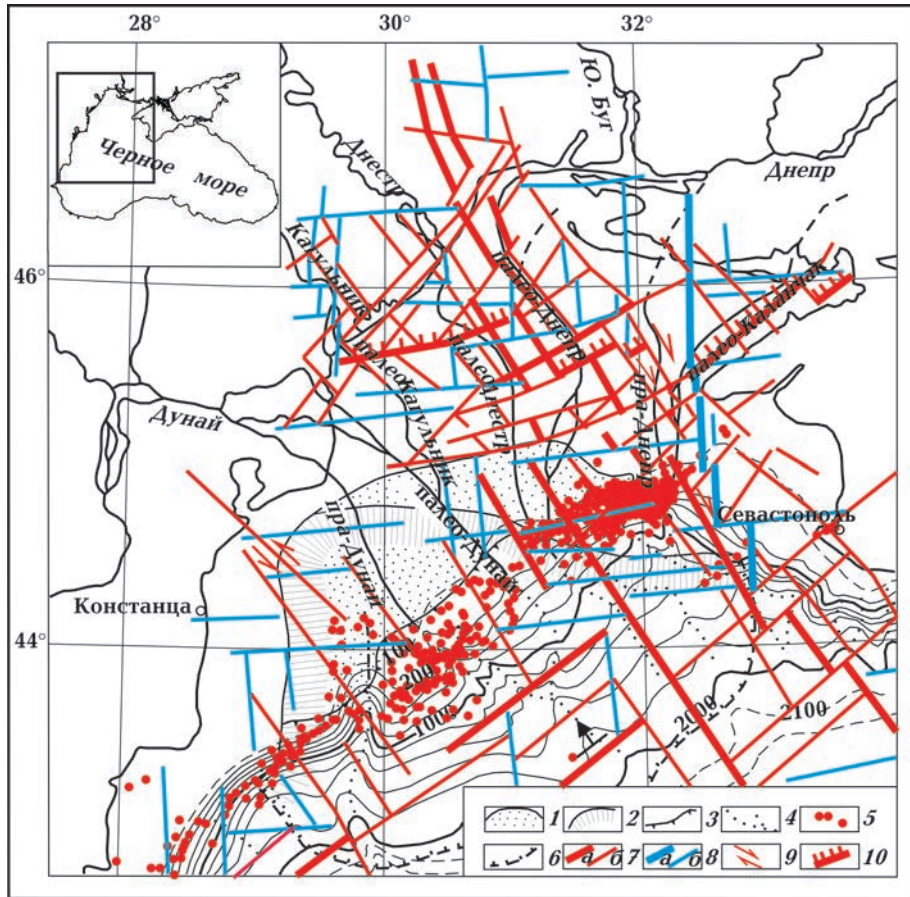


Рис. 8. Конусы выноса палеорек, газовые выходы и разломы консолидированной коры северо-западной части Черного моря (составлено по материалам [Старостенко и др., 2010; Starostenko et al., 2010; Егоров и др., 2011]): 1 — дельтовые отложения; 2 — неоген-палеогеновый склон; 3 — бровка современного шельфа; 4 — конусы выноса; 5 — газовые выходы; 6 — граница конусов выноса; 7 — разломы диагональной системы первого (а) и второго (б) ранга; 8 — разломы ортогональной системы первого (а) и второго (б) ранга; 9 — относительные смещения вдоль разломов; 10 — южная граница Восточно-Европейской платформы.

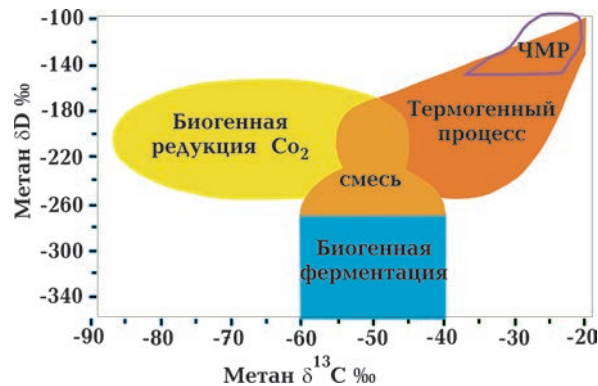


Рис. 9. Классификация генетических типов метана в зависимости от соотношения изотопов водорода и углерода [Whiticar, 1999] (ЧМР — Черноморский регион [Лукин, 2003]).

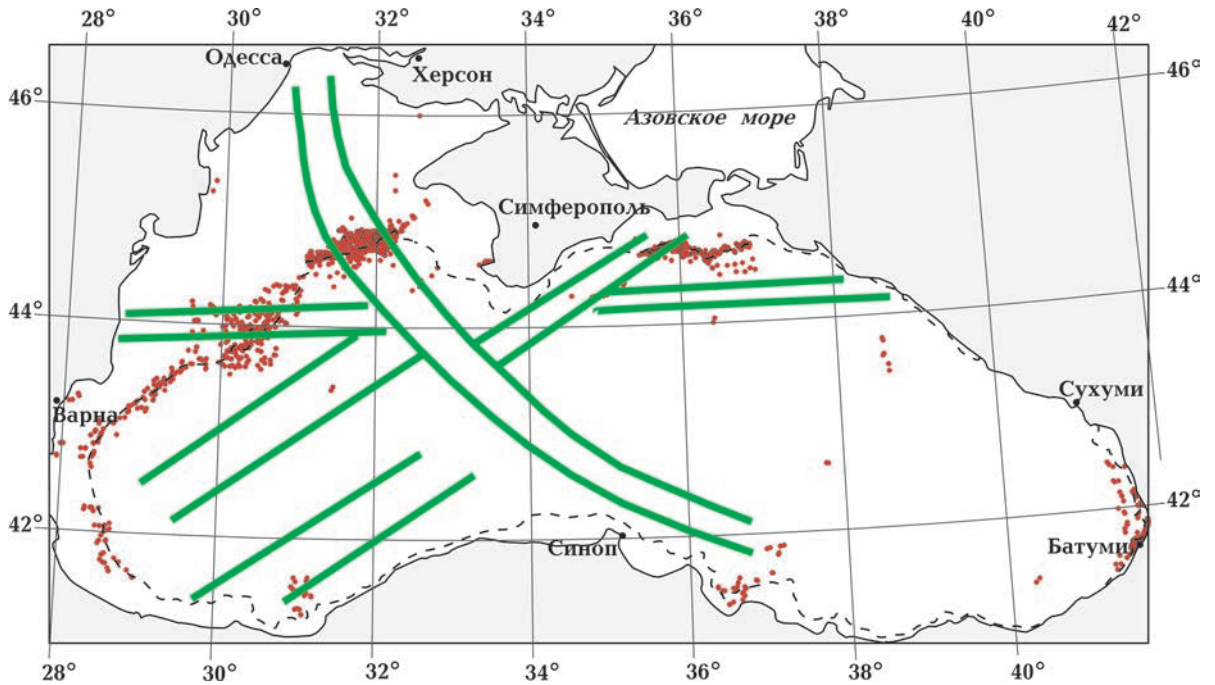


Рис. 10. Газовые выходы и разломы мантийного заложения в Черном море: красные кружочки — газовые выходы [Starostenko et al., 2010; Egorov и др., 2011]; зеленые линии — разломы мантийного заложения [Старостенко и др., 2010]; штриховая линия — бровка шельфа.

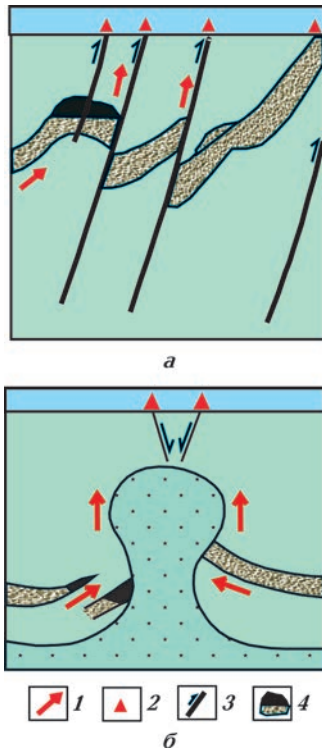


Рис. 11. Модели вертикальной миграции углеводородов над месторождениями при напряжении сжатия (а) и над кристаллическими породами (б) [Masgaget, 1993]: 1 — направление миграции углеводородов; 2 — выходы углеводородов; 3 — направление движения вдоль разломов; 4 — залежи углеводородов.

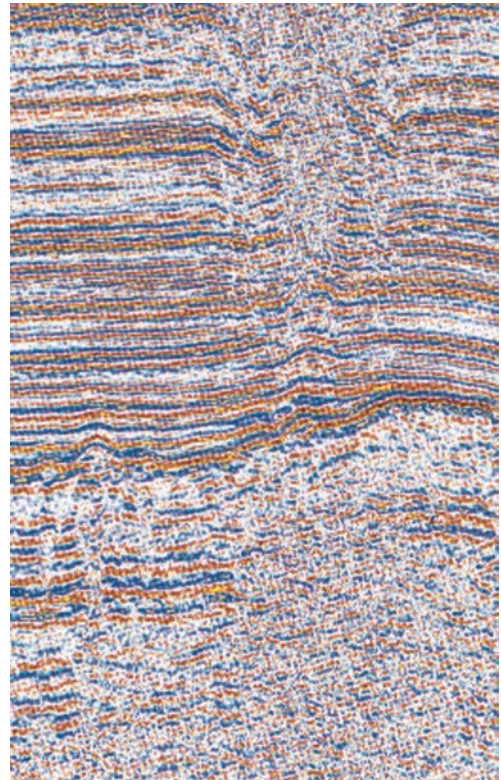


Рис. 12. Временной разрез через осевую часть Полутинской геосолитонной трубки (Ханты-Мансийский автономный округ, Россия [Мегеря, 2009]).

особенно каньоны, которые прорезают осадочную толщу на глубину до нескольких сот метров).

Решающим условием выхода газа является достаточно длительная (в геологическом масштабе времени) тектоническая активность, которая способствует образованию каналов для миграции газа. В мегавпадине Черного моря такая активность поддерживается постоянным опусканием его центральной части в течение последних 80—70 млн лет и продолжается до настоящего времени [Туголесов и др., 1985], а также напряжением сжатия, начиная с плиоцена [Tari et al., 2000; Nikishin et al., 2003].

В Черном море мощный поток мантийных УВ в соединении с углекислотой и сероводородом взаимодействует со структурами осадочного чехла и консолидированного фундамента с позднего мела. Это обусловило формирование залежей УВ в различных по морфологии ловушках (резервуарах) [Атлас ..., 1998; Лукин, 2006; 2008]. Механизм вертикальной миграции УВ и образование их месторождений разработан в рамках геосолитонной концепции [Мегеря, 2000; Мегеря и др., 2012]. Она не только хорошо сочетается с большинством космогонических и геологических идей, но и дает практические рекомендации по технологии поисков, разведки и разработки месторождений. Поэтому, несмотря на ее определенную умозрительность, рассматривая закономерности формирования нефтяных и газовых месторождений в Черном море путем дегазации Земли [Лукин, 2003; 2007], полезно учитывать основные положения этой концепции. Согласно этим представлениям (В. Н. Ларин, Р. М. Бембель, В. М. Мегеря, А. Е. Лукин и др.), водород, который является составным элементом ядра Земли, поднимается в верхние слои, где он вступает в реакцию с углеродом в различных формах, что обуславливает формирование УВ. Транспортировка УВ к земной коре обеспечивается геосолитонами (вихревой энергомассоперенос), которые образуют своеобразные каналы — трубки дегазации (их совокупность образует более крупные трубы дегазации в понимании П. Н. Кропоткина). Под воздействием восходящих высокоэнтальпийных глубинных флюидов перерабатывается также органическое вещество осадочных отложений, в результате чего оно вовлекается в единый процесс образования УВ и формирования месторождений [Лукин, 1999 б].

Процессы геосолитонной дегазации Земли и флюидодинамики связаны с субвертикальными зонами деструкции горных пород — зонами напряжения, разуплотнения и ослабления. Они эффективно картируются потенциальными полями и высокоточной 3D сейсмической съемкой при детальными работах масштаба 1 : 10 000 — 1 : 25 000, поскольку размер зон не превышает нескольких сотен метров.

В качестве примера на рис. 12 показан временной разрез волнового поля по материалам 3D съемки Полутынской геосолитонной трубки дегазации (Ханты-Мансийский автономный округ). Разрез охватывает интервал глубин от поверхности до юрского фундамента. Осевая диапировая часть фундамента уверенно прослеживается на всем осадочном чехле, тогда как в доюрском фундаменте ее запись менее выразительна. Здесь выполнен полный комплекс литолого-геохимических исследований, включая определение содержания всех газов, металлометрию и т. п. В осевой части Полутынской геосолитонной трубки дегазации содержание метана превышает фоновые значения в 70 раз, гелия — в 40 раз, водорода — в 39 раз, что однозначно указывает на глубинное происхождение флюидов. Это также подтверждается аномально высокими концентрациями ртути, ниобия, кобальта, никеля, висмута, меди, цинка и др. Сейсмические разрезы Полутынской трубки и участков в Черном море с разнообразными донными газопроявлениями практически идентичны.

Это относится и к геохимическим характеристикам. Более того, есть основание полагать, что в черноморской мегавпадине геосолитонный механизм глубинной дегазации, нефтидогенеза и формирования скоплений УВ проявился более ярко, чем в других известных нефтегазоносных бассейнах.

Заключение. Учитывая чрезвычайно сложные геологические и геоэкологические условия, в Черном море целесообразно искать, разведывать и разрабатывать только значительные по запасам нефтяные, газоконденсатные, газовые и гетерофазные месторождения, формирование которых связано с недавними и современными процессами глубинной дегазации. Их высокая интенсивность на протяжении позднего мела и кайнозоя является специфической особенностью Черноморского коллажного нефтегазоносного мегабассейна. Основными каналами (трубами) дегазации являются сквозь-формационные дренажные системы, образо-

ванные сочетанием (суперпозицией) в различной степени разуплотненных (трещиноватость различной природы, гидротермальный метасоматоз, эндо- и экзогенный палеокарст и другие факторы) выступов КФ, вулканических и рифогенно-карбонатных построек промежуточного комплекса и осадочного чехла. Геофизические исследования и геологоразведочные работы в Черном море должны быть ориентированы на поиски крупных и гигантских

залежей УВ в гетерогенных (разуплотненные кристаллические, вулканогенные, рифогенно-карбонатные породы) резервуарах. Структурно-тектонические, седиментационно-палеогеографические, литолого-эпигенетические предпосылки для формирования таких ловушек (резервуаров) и флюидодинамические факторы их заполнения УВ установлены на различных участках шельфа и континентального склона украинского сектора Черного моря.

Список литературы

- Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.А., Шнип О.А. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. — Москва: Нефть и газ, 1997 а. — 250 с.
- Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Поспелов В.П., Шнип О.А. Гранитный слой земной коры как новый нефтегазоносный этаж литосферы // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. — 1997 б. — № 1. — С. 11—13.
- Атлас родовищ нафти і газу України. Т. VI / За ред. М.М. Іванюти, В.О. Федішина, Б.І. Денегі. — Львів, 1998.
- Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. — Москва: Научный мир, 2007. — 173 с.
- Багрий І.Д., Глазун В.В., Знаменська Т.О., Ключко В.П., Кухаренко Д.Е., Мельничук П.Н., Агаменко І.І., Лазаренко О.В., Янцевич О.О. Досвід застосування комплексної методики картування атмогеохімічних і температурних аномалій на півдні Азовського моря для уточнення структурної моделі та прогнозової оцінки перспективних ділянок на вуглеводні // Геодинаміка і нефтегазоносні структури Чорноморсько-Каспійського регіону: Тез. докл. IV Міжнародн. конф. "Крим-2002" (Крим, Гурзуф, 9—14 сент. 2002 г.). — Симферополь, 2002. — С. 24—25.
- Баранова Е.П., Егорова Т.П., Омельченко В.Д. Обнаружение волновода в фундаменте Одесского шельфа Черного моря по результатам переинтерпретации материалов ГСЗ профилей 26 и 25 // Геофиз. журн. — 2011. — 33, № 6. — С. 15—29.
- Войцицький З.Я., Смекаліна Л.В., Пилипчук І.А. Карта вивченості акваторії Азовського та Чорного моря сейсморозвідувальними роботами за період 2000—2010 рр. — 1 : 500 000 // Київ, 2010.
- Геворкян В.Х., Сокур О. Походження метану в газогідратах // Геол. журн. — 2011. — № 3. — С. 105—115.
- Гожик П.Ф., Багрий І.Д., Войцицький З.Я., Глазун В.В., Маслун Н.В., Знаменська Т.О., Акіом С.Д., Ключина Г.В., Іванік О.М., Ключко В.П., Мельничук П.М., Палій В.М., Цьоха О.П. Геолого-структурно-термоатмогеохімічне обґрунтування нафтогазоносності Азово-Чорноморської акваторії. — Київ: Логос, 2010. — 419 с.
- Гросс С.С., Коболев В.П., Козленко Ю.В., Корчагин И.Н., Соловьев В.Д., Якимчук Н.А. Алгоритмическое и программное обеспечение обработки и интерпретации данных морских градиентометрических измерений магнитного поля // Геофиз. журн. — 1999. — 21, № 3. — С. 35—44.
- Донцов В.В., Лукин А.Е. Об эндогенных факторах формирования нефтяных залежей в кристаллическом фундаменте Кылуонгской впадины на шельфе Южного Вьетнама // Докл. РАН. — 2006. — 407, № 1. — С. 64—67.
- Дугік О.М., Дугік С.О., Іванов В.Г., Чуприна І.С. Нафтогазоносність Прикерченського шельфу за результатами комплексного геохімічного картування і прогнозно-геохімічне моделювання // Мін. ресурси України. — 2010. — № 3. — С. 42—27.
- Егоров В.Н., Артемов Ю.Г., Гулин С.Б. Метановые сипы в Черном море. Средообразующая и экологическая роль. — Севастополь: Экогидрофизика, 2011. — 404 с.
- Іванов М.В., Поликарпов Г.Г., Лешн А.Ю., Гальченко В.Ф., Егоров В.Н., Гулин С.Б., Гулин М.Б., Русанов І.І., Міллер Ю.М., Купцов В.І. Био-

- химия цикла углерода в районе метановых газовыделений Черного моря // Докл. АН СССР. — 1991. — **320**, № 5. — С. 1235—1240.
- Исмагилов Д. Ф., Терехов А. А., Шайнуров Р. В. Поднятие Палласа в Черном море — мезозойский погребенный рифовый массив // Докл. АН СССР. — 1991. — № 4. — С. 935—939.
- Кавун М. М., Негосекова И. В., Штукерт О. В. Отражение прогнозных ловушек углеводородов в сейсмическом волновом поле, северное Причерноморье. — www.geonews.com.ua/Papers_summaries_Seismo-2011_rus.pdf.
- Коболев В. П. Геодинамічна еволюція Чорноморської мегазападни та структур її обрамлення (за геофізичними даними): Автореф. дис. ... д-ра геол. наук. — Київ: ІГФ НАНУ, 2002. — 36 с.
- Кравченко С. Н., Орлюк М. И., Русаков О. М. Новый подход к интерпретации региональной Западно-Черноморской магнитной аномалии // Геофиз. журн. — 2003. — **5**, № 3. — С. 135—144.
- Краюшкин В. А. Улики глубинной, небиогенной природы нефти // Геол. журн. — 2000. — № 3. — С. 23—28.
- Кутный В. А., Иноземцев Ю. И. Литификаты как показатель деятельности газовых факелов на северо-западе Черного моря // Геологические проблемы Черного моря. — Киев: Карбон, 2001. — С. 216—227.
- Леонов М. Г. Тектоника континентального фундамента и вертикальная аккреция консолидированной земной коры // Фундаментальные проблемы общей геотектоники. — Москва: Научный мир, 2001. — С. 91—154.
- Лукин А. Е. Биогенно-карбонатные постройки на выступах разуплотненных кристаллических пород — перспективный тип комбинированных ловушек нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика (электр. научн. журнал ВНИГРИ — <http://www.ngtp.ru>). — 2007. — № 2. — С. 1—21.
- Лукин А. Е. Изотопно-геохимические индикаторы углекислой и углеводородной дегазации в Азово-Черноморском регионе // Геол. журн. — 2003. — № 1. — С. 59—73.
- Лукин А. Е. Литогеодинимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. — Киев: Наук. думка, 1997. — 224 с.
- Лукин А. Е. О геодинамически обусловленных различиях в изотопном составе водорода нефтей и конденсатов нефтегазоносных регионов Украины // Докл. РАН. — 1999 а. — **369**, № 3. — С. 651—353.
- Лукин А. Е. О перспективах нефтегазоносности прикерченского шельфа // Геол. журн. — 2008. — № 2. — С. 7—20.
- Лукин А. Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // Геол. журн. — 1999 б. — № 1. — С. 30—42.
- Лукин А. Е. Основные закономерности формирования залежей нефти и газа в Черноморском регионе // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2006. — № 3. — С. 10—21.
- Лукин А. Е. Создание учения о нефтегазоносных кристаллических массивах — насущная проблема геологии XXI века // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П. Н. Кропоткина). — Москва: ГЕОС, 2011. — С. 405—441.
- Лукин О. Ю., Донцов В. В., Бурлін Ю. К., Глазун В. В. Про деякі закономірності нафтогазоносності кристалічного фундаменту // Геол. журн. — 2005. — № 3. — С. 7—22.
- Лукин А. Е., Зоценко Н. А., Харахинов В. В., Донцов В. В., Наумко И. М. Литогеодинимические факторы формирования нефтидоносных метасоматических доломитов рифея Восточной Сибири // Геол. журн. — 2009. — № 1. — С. 7—24.
- Мегеря В. М. Поиск и разведка залежей углеводородов, контролируемых геосолитонной дегазацией Земли. — Москва: Локус Станди, 2009. — 256 с.
- Мегеря В. М., Филатов В. Г., Старостенко В. И., Корчагин И. Н., Лобанов А. М., Гласко Ю. В., Волоцков М. Ю., Скачков С. А. Возможности и перспективы применения несейсмических методов для поисков скоплений углеводородов и геосолитонная концепция их образования // Геофиз. журн. — 2012. — **34**, № 3. — С. 4—21.
- Русаков О. М., Пашкевич И. К., Лебедь Т. В., Макаренко И. Б. Строение поднятия Палласа по комплексной геолого-геофизической интерпретации и перспективы его нефтегазоносности в Украинском секторе Черного моря // Азово-Черноморский полигон изучения геодинамики и флюидодинамики формирования месторождений нефти и газа: Сб. тез. IX Меж-

- дунар. конф. "Крым-2011". — Симферополь, 2011. — С. 27—29.
- Старостенко В.И., Коболев В.П., Оровецкий Ю.П., Бурьянов В.Б., Макаренко И.Б., Легостаева О.В. Глубинное строение и геологическая природа Черноморской впадины (результаты изучения поля силы тяжести) // Геология Черного и Азовского морей. — Киев: Изд. НАН Украины, 2000. — С. 175—184.
- Старостенко В.И., Макаренко И.Б., Русаков О.М., Пашкевич И.К., Кутас Р.И., Легостаева О.В. Геофизические неоднородности литосферы мегавпадины Черного моря // Геофиз. журн. — 2010. — 32, № 5. — С. 3—20.
- Старостенко В.И., Лукин А.Е., Цветкова Т.А., Заец А.Н., Донцов В.В., Савиных Ю.В. Об участии суперглубинных флюидов в нефтидогенезе (по данным изучения уникального нефтяного месторождения Белый Тигр) // Геофиз. журн. — 2011. — 33, № 4. — С. 3—32.
- Толковый словарь английских геологических терминов. Т. 3. — Москва: Мир, 1979. — 590 с.
- Туголесов Д.А., Горшков А.С., Мейснер Л.Б., Соловьев В.В., Хахалев Е.М. Тектоника мезокайнозойских отложений Черноморской впадины. — Москва: Недра, 1985. — 215 с.
- Харахинов В.В., Нестеров В.Н., Соколов Е.П., Шленкин С.И. Новые данные о геологическом строении Куюмбинского месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазоаккумуляции // Геология нефти и газа. — 2000. — № 5. — С. 12—20.
- Шнюков Е.Ф. Грязевой вулканизм в Черном море // Геол. журн. — 1999. — № 2. — С. 36—47.
- Шнюков Е.Ф., Зиборов А.П. Минеральные богатства Черного моря. — Киев: НАН Украины, 2004. — 280 с.
- Шнюков Е.Ф., Старостенко В.И., Гожик П.Ф., Клещенко С.А., Кутный В.А., Шнюкова Е.Е. О повышенной газоотдаче дна Черного моря // Геол. журн. — 2001. — № 4. — С. 7—14.
- Шнюков Е.Ф., Старостенко В.И., Русаков О.М., Кутас Р.И. Глубинная природа газовых факелов западной части Черного моря по результатам геофизических исследований // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2005. — № 5. — С. 70—82.
- Curto J.B., Pires A.C., Silva A.M., Crosta A.P. The role of airborne geophysics for detecting hydrocarbon microseepages and related structural features: The case of Remanso do Fogo, Brasil // Geophysics. — 2012. — 77, № 2. — P. B35—B41.
- Gold T. The origin of methane in the crust of the Earth // The Future of Energy Gases. United States Government Printing Office / Ed. D.G. Howell. — Washington, 1993. — P. 57—81.
- 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.
- Horita J., Bemdt M.E. A "biogenic" methane formation and isotopic fractionation under hydrothermal conditions // Science. — 1999. — 285. — P. 1055—1057. — www.trabagaz.ru/gkm/podnjatie-pallasa/.
- Khriachtchevskaia O., Stovba S., Popadyuk I. Hydrocarbon prospects in the Black Sea of Ukraine // The Leading Edge. — 2009. — September. — P. 1024—1029.
- Khriachtchevskaia O., Stovba S., Stephenson R. Cretaceous—Neogene tectonic evolution of the northern margin of the Black Sea from seismic reflection data and tectonic subsidence analysis // Sedimentary Basin Tectonics from the Black Sea and Caucasus to the Arabian Platform / Eds M. Sosson, N. Kaymakci, R.A. Stephenson, F. Bergerat, V. Starostenko. — London: Geological Soc., Spec. Publ., 2010. — 340. — P. 137—157.
- Klauke I., Sahling H., Weinrebe W., Blinova V., Bürk D., Lursmanashvili N., Bohrmann G. Acoustic investigation of cold seeps offshore Georgia, eastern Black Sea // Marine Geology. — 2006. — 231. — P. 51—67.
- Kutas R.I., Palyi S.I., Rusakov O.M. Deep faults, heat flow and gas leakage in the northern Black Sea // GeoMarine Let. — 2004. — 24, № 3. — P. 163—168.
- Lee H. Gwang, Watkins J.S. Seismic sequence stratigraphy and hydrocarbon potential of the Phu Khaun Basin, Offshore Central Vietnam, South China Sea // Bulletin AAPG. — 1998. — 82, № 9. — P. 1711—1735.
- Macgregor D. S. Relationships between seepage, tectonics and subsurface petroleum reserves // Marine and Petroleum Geology. — 1993. — № 6. — P. 606—619.
- Mazzini A., Ivanov M.K., Nermoen A., Sveden H. Complex plumbing systems in the near subsurface: geometrics of authigenic carbonates from

- Dolgovskoy mound (Black Sea) constrained by analogue experiments // *Marine and Petroleum Geology*. — 2008. — № 6. — P. 457—472.
- 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.
- Nikishin A.M., Korotaev M.V., Ershov A.V., Brunet M.F. The Black Sea basin: tectonic history and Neogene-Quaternary rapid subsidence modeling // *Sedimentary Geology*. — 2003. — **156**. — P. 149—168.
- Peckmann J., Reimer A., Luth U. Methane-derived carbonates and authigenic pyrite from the north-western Black Sea // *Marine Geology*. — 2001. — № 1—2. — P. 129—150.
- Reeburgh W.S., Ward B.B., Whalen S.C., Sandbeck K.A., Kilpatrick K.A., Kerkh L.J. Black Sea methane geochemistry // *Deep-Sea Res.* — 1991. — **38**. — P. S1189—S1210.
- Reitner J., Packmann J., Reimer A., Schumann G., Thiel V. Methane-derived carbonate build-ups and associated microbial communities at cold seeps on the Lower Crimean shelf (Black Sea) // *Facies*. — 2005. — № 1. — P. 66—79.
- Sosson M., Kaymakci N., Stephenson R., Bergerat F., Starostenko V. (eds.) *Sedimentary Basin Tectonics from the Black Sea and Caucasus to the Arabian Platform*. — London: Geological Soc., Spec. Publ., 2010. — **340**. — 512 p.
- Stadnitskaia A., Ivanov M.K., Poludetkin E.N., van Weering T.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. 1040—1057.
- Starostenko V., Buryanov V., Makarenko I., Rusakov O., Stephenson R., Nikishin A., Georgiev G., Gerasimov M., Dimitriu R., Legostaeva O., Pchelarov V., Sava C. Topography of the crust—mantle boundary beneath the Black Sea Basin // *Tectonophysics*. — 2004. — **381**, № 1—4. — P. 211—233.
- 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. Kaymakci, R.A. Stephenson, F. Bergerat, V. Starostenko. — London: Geological Soc., Spec. Publ. — 2010. — **340**. — P. 57—75.
- Tari E., Sahin M., Barka A., Reilinger R., King R.W., McClusky S., Prilepin M. Active tectonics of the Black Sea // *Earth Planet Space*. — 2000. — **52**. — P. 747—751.
- Tassi F., Fiebig J., Nocentini M., Vaselli O. Origins of methane in volcanic and hydrothermal gas discharges as inferred from the chemical and isotopic signature of n-alkanes // *Geophys. Res. Abstr.* — 2011. — **13**. — EGU2011-5658-1.
- Waples D.W. Time and temperature in petroleum formation: Application of Lopatin's method to petroleum exploration // *AAPG Bulletin*. — 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.
- Yegorova T., Baranova K., Omelchenko V. The crustal structure of the Black Sea from the reinterpretation of deep seismic sounding data acquired in the 1960 s // *Sedimentary Basin Tectonics from the Black Sea and Caucasus to the Arabian Platform* / Eds M. Sosson, N. Kaymakci, R.A. Stephenson, F. Bergerat, V. Starostenko. — London: Geological Soc., Spec. Publ., 2010. — **340**. — P. 43—56.
- Yegorova T., Gobarenko V. Structure of the Earth's crust and upper mantle of the West- and East Black Sea Basins Revealed from geophysical data and its tectonic implications // *Sedimentary Basin Tectonics from the Black Sea and Caucasus to the Arabian Platform* / Eds M. Sosson, N. Kaymakci, R.A. Stephenson, F. Bergerat, V. Starostenko. — London: Geological Soc., Spec. Publ., 2010. — **340**. — P. 23—42.