

Лукин А.Е.

БИОГЕННО-КАРБОНАТНЫЕ ПОСТРОЙКИ НА ВЫСТУПАХ РАЗУПЛОТНЕННЫХ КРИСТАЛЛИЧЕСКИХ ПОРОД – ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ТИП КОМБИНИРОВАННЫХ ЛОВУШЕК НЕФТИ И ГАЗА

Важный морфогенетический тип сложнопостроенных ловушек (резервуаров) нефти и газа связан с соединением разуплотненных кристаллических и карбонатных пород. Анализ 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 кристаллического фундамента как в локализации биогенно-карбонатных построек и обломочно-карбонатных аккумулятивных тел, так и в их доломитизации. Особое значение для изучения взаимосвязи тектоники, геодинамики, флюидодинамики фундамента 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. А на о. Хайнань и других островах 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 Куюмбо-Юрубчено-Тохомской палеорифтовой зоны, которая приурочена к сочленению Енисейского кряжа и Сибирской платформы.

Ключевые слова: кристаллические породы, биокарбонатные тела, нефтегазоносные бассейны.

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

Ярким примером парагенеза нефтегазоносных разуплотненных кристаллических пород, аркозов и доломитов является крупнейшее нефтяное и газовое месторождение США Пенхендл-Хьюгтон [Пипин, 1973]. Гигантский (площадью около 20000 км²) резервуар этого месторождения образован трещиноватыми породами докембрийского фундамента (граниты, риолиты), аркозовыми грубообломочно-песчаными разновозрастными (пенсильваний – пермь) продуктами их разуплотнения и переотложения («*washed granites*»), пермскими доломитами Уайт и Браун (рис. 1).

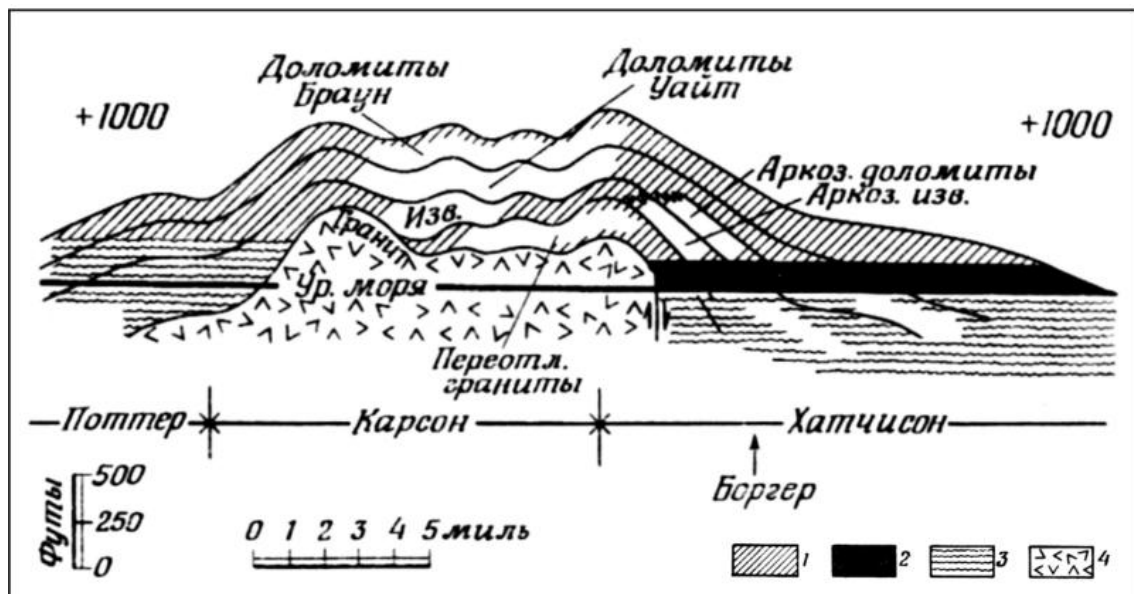


Рис. 1. Разрез сложнопостроенного гранит-аркозово-карбонатного нефтегазоносного резервуара Пенхендл (по Л. Пипину [12]).

Условные обозначения: 1 – газ; 2 – нефть; 3 – вода; 4 – граниты

Массивный характер резервуара сочетается с его петрографической (литологической) гетерогенностью. Его основание образовано интенсивно трещиноватыми кристаллическими породами, на которых залегают «перемытые граниты» («*washed granites*»), представленные дресвой, рыхлым, несцементированным гравием, переходящим в аркозовые пески, алевролиты и красноцветные «аркозовые глины» («*arcosic shales*»). На разнообразных

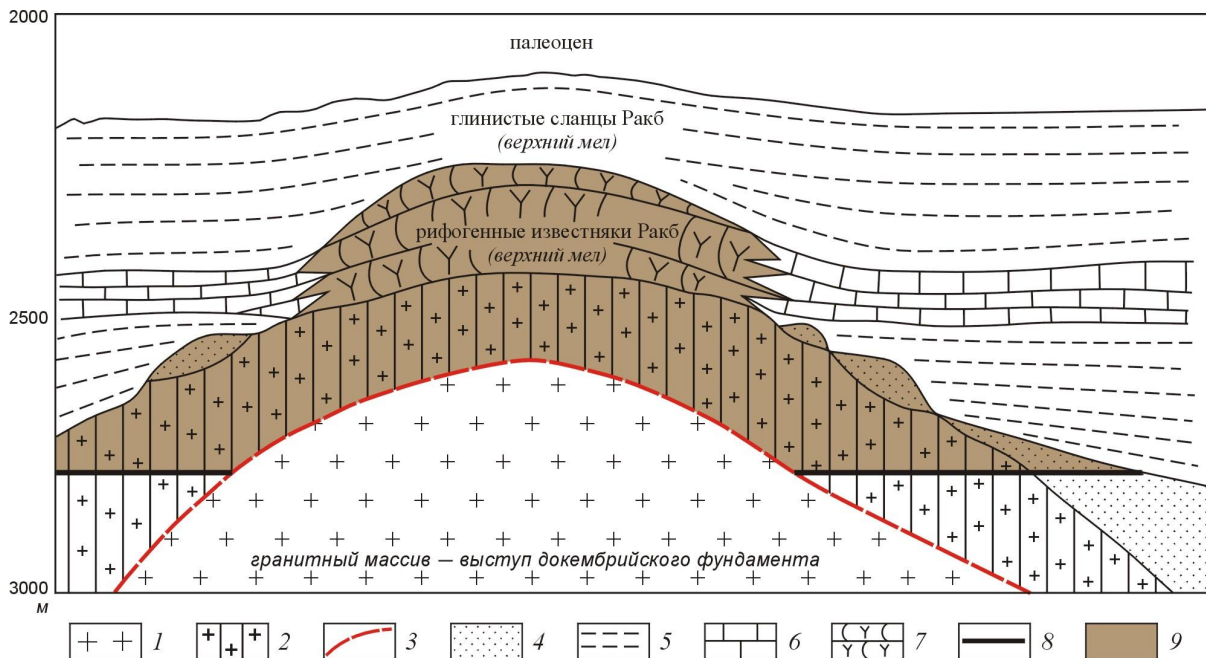
аркозах, представляющих постепенный сложный переход от фундамента к осадочному чехлу, залегают пермские (Вулфкемп) белые кавернозные крупнокристаллические доломиты Уайт и коричневые сахаровидные вторичнопоровые доломиты Браун. Покрышкой является верхнепермская (Леонард) формация Уичита, сложенная ангидритами и плотными сульфатно-доломитовыми породами. Коллекторами являются доломиты Браун и Уайт, аркозы, «перемытые граниты», трещиноватые граниты и риолиты. Снизу залежь ограничена весьма неровной (с амплитудой рельефа до 30 м и более) поверхностью, разделяющей дезинтегрированные и трещиноватые граниты от малопроницаемого кристаллического основания.

В этом петрографически гетерогенном, но гидродинамически едином резервуаре проявляется одна важная петрохимическая особенность, на которую не обратили внимания многочисленные исследователи уникального месторождения. Речь идет о высокой щелочности соответствующих водо-породных систем. Продукты разрушения гранитов и риолитов, которые доходят до высокой (алевроитовой и пелитовой) степени дисперсности («*red arcotic shales*» – это фактически механические аркозовые глины, как и доломиты, характеризуются высокими (до 9,0) рН. Не останавливаясь здесь на проблемах доломитизации, отмечу лишь, что одним из факторов, способствующих доломитообразованию, является высокий щелочной резерв доломитообразующих растворов и повышенная щелочность природных вод. Широкое распространение аркозовых доломитов свидетельствует о тесной взаимосвязи процессов интенсивной дезинтеграции гранитов и доломитообразования. Протекавшее в условиях высокой щелочности пенсильванское и пермское карбонатонакопление носило отчасти биогенный (бактериально-цианофитовый), отчасти эвапоритовый характер с последующей интенсивной перекристаллизацией и метасоматической доломитизацией. Таким образом, ранее охарактеризованный [Лукин, 1997] специфический геодинамический режим (многофазное тектоно-кессонное дробление докембрийских гранитов и риолитов вследствие интенсивного неравномерного тектонического воздымания гор Амарилло) непосредственно обусловил особые физико-химические условия карбонатонакопления в зоне сочленения орогена Амарилло и авлакогена Анадарко, что и привело в конечном счете к формированию гранитно-аркозо-доломитового резервуара.

В данном случае, благодаря исключительно яркому проявлению интенсивной дезинтеграции (следует отметить, что традиционные представления американских геологов о продуктах этой дезинтеграции как о «*washed granites*» [Пипин, 1973], как уже отмечалось

[Лукин, 1997], не в состоянии объяснить ни условий их залегания, ни отсутствия признаков гипергенеза даже в наиболее измельченных образованиях типа «*arcosic shales*») и полному отсутствию признаков гумидного выветривания, в процессе ингрессивно-трансгрессивного затопления этой палеотектонически гетерогенной, сложной по палеорельефу территории пенсильванским морем возникали резко щелочные условия. В условиях отсутствия привноса терригенного (гипергенного) глинистого материала это способствовало бактериально-цианофитовому и хемогенному карбонатообразованию, которое по мере прогрессирующей аридизации сменялось эвапоритовым сульфатонакоплением.

Находящееся в существенно иных геологических условиях (синеклиза Сирт в пределах Сахарской плиты с байкальским фундаментом, залегание меловых отложений на верхнепротерозойских гранитах) ливийское нефтяное месторождение Ауджила (рис. 2) имеет ряд общих существенных черт с Пенхендл-Хьюгтон. Здесь тоже, наряду с гранитами, присутствуют расстеклованные риолиты и гранофиры (в двух высокодебитных скважинах нефть добывается только из них). Толщина дезинтегрированных гранитов максимальна в апикальной части выступа докембрийского (байкальского) фундамента. На них, а также на песчано-аркозовых линзах залегают верхнемеловые рифогенные известняки (свита Ракб). Их накопление способствовало выравниванию рельефа и установлению нормального режима мелководно-морского биогенного карбонатонакопления.



**Рис. 2. Нефтяное месторождение Ауджила (бассейн Сирт, Ливия)
(по [Gillespie, Sanford, 1967], с изменениями)**

Условные обозначения: 1 – верхнепротерозойские граниты; 2 – разуплотненные граниты; 3 – граница плотных и разуплотненных гранитов; 4 – грубообломочно-песчаные аркозы; 5 – глинистые породы; 6 – известняки; 7 – рифогенные известняки; 8 – водонефтяной контакт; 9 – массивная нефтяная залежь

Образованные базальными бактериально-цианофитовыми матами и водорослевыми корками аккумулятивные тела послужили основанием крупной органогенной постройки, в формировании которой принимали участие рудисты, криноидеи, мшанки и др. Степень доломитизации основной части этого рифового массива незначительна, и его пустотное пространство, в отличие от базальных метасоматически доломитизированных вторичнопорowych микробиогенных известняков, связано частично с первичными, частично – с палеокарстовыми пустотами.

Гораздо более простые и четкие пространственно-временные соотношения гранитных выступов архейско-нижнеротерозойского фундамента, продуктов их разрушения и рифогенно-карбонатных массивов демонстрируют месторождения Суэцкого рифового нефтегазоносного бассейна (рис. 3).

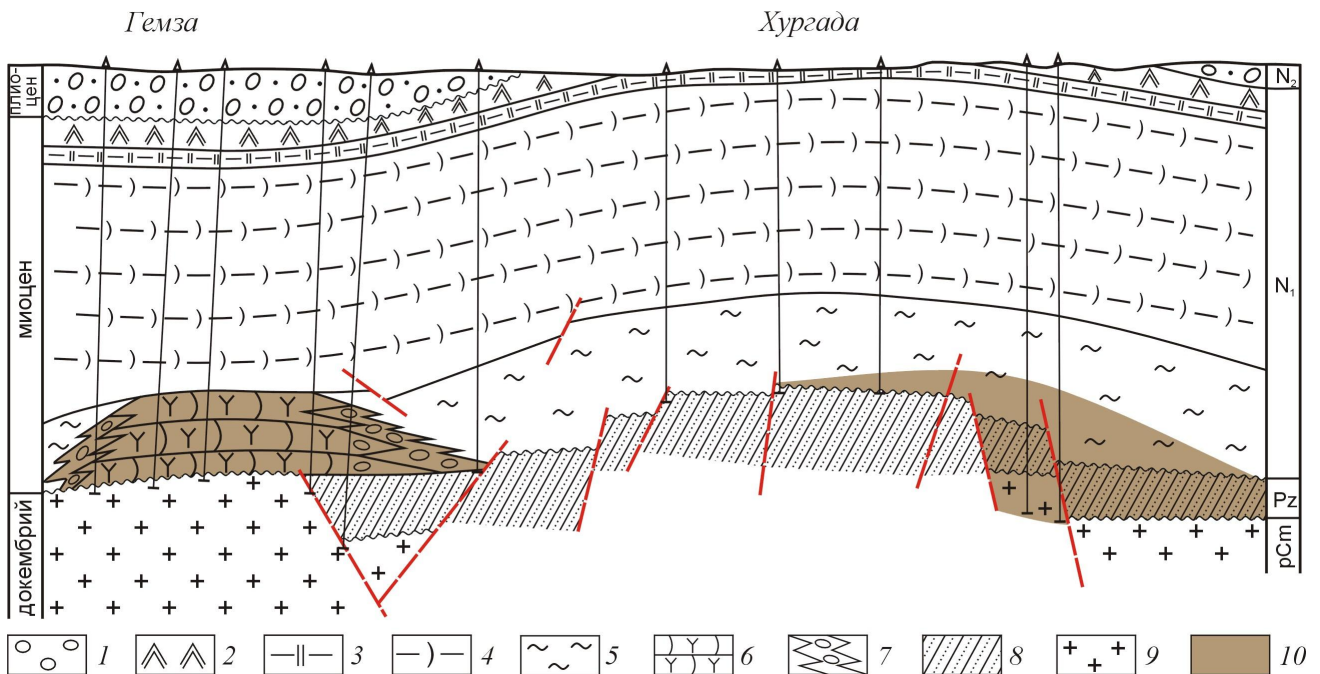


Рис. 3. Нефтяные месторождения на западном побережье Суэцкого залива (месторождение Хургада по Van Der Ploeg, 1980, месторождение Гемза по А.Е. Лукину).

Условные обозначения: 1 – песчано-грубообломочные отложения; 2 – гипсы; 3 – доломиты; 4 – сульфатно-глинистые отложения (глины с включением гипсов); 5 – глобигериновые мергели; 6 – коралловый риф; 7 – рифово-шлейфовые отложения; 8 – нубийские песчаники; 9 – кристаллический фундамент; 10 – нефтяные залежи

Ярким примером связи рифообразования с ультращелочным вулканизмом является купол Джексон (штат Миссисипи) в Примексиканской впадине [Harrelson, 1989]. Здесь поздне меловая гипабиссальная нефелиново-сиенитовая интрузия, с фонолитовыми апофизами и палеовулканическими жерлами в апикальной части, образует несоляную куполовидную структуру, на которой залегает верхнемеловой рифовый массив, вмещающий

залежь тяжелой нефти (рис. 4). Интрузии и палеовулканы, обусловленные щелочно-ультраосновным магматизмом, контролируют ряд нефтегазоносных структур в мезокайнозойских отложениях бортовых частей Примексиканской впадины (сбросовая зона Балконес-Мексия).

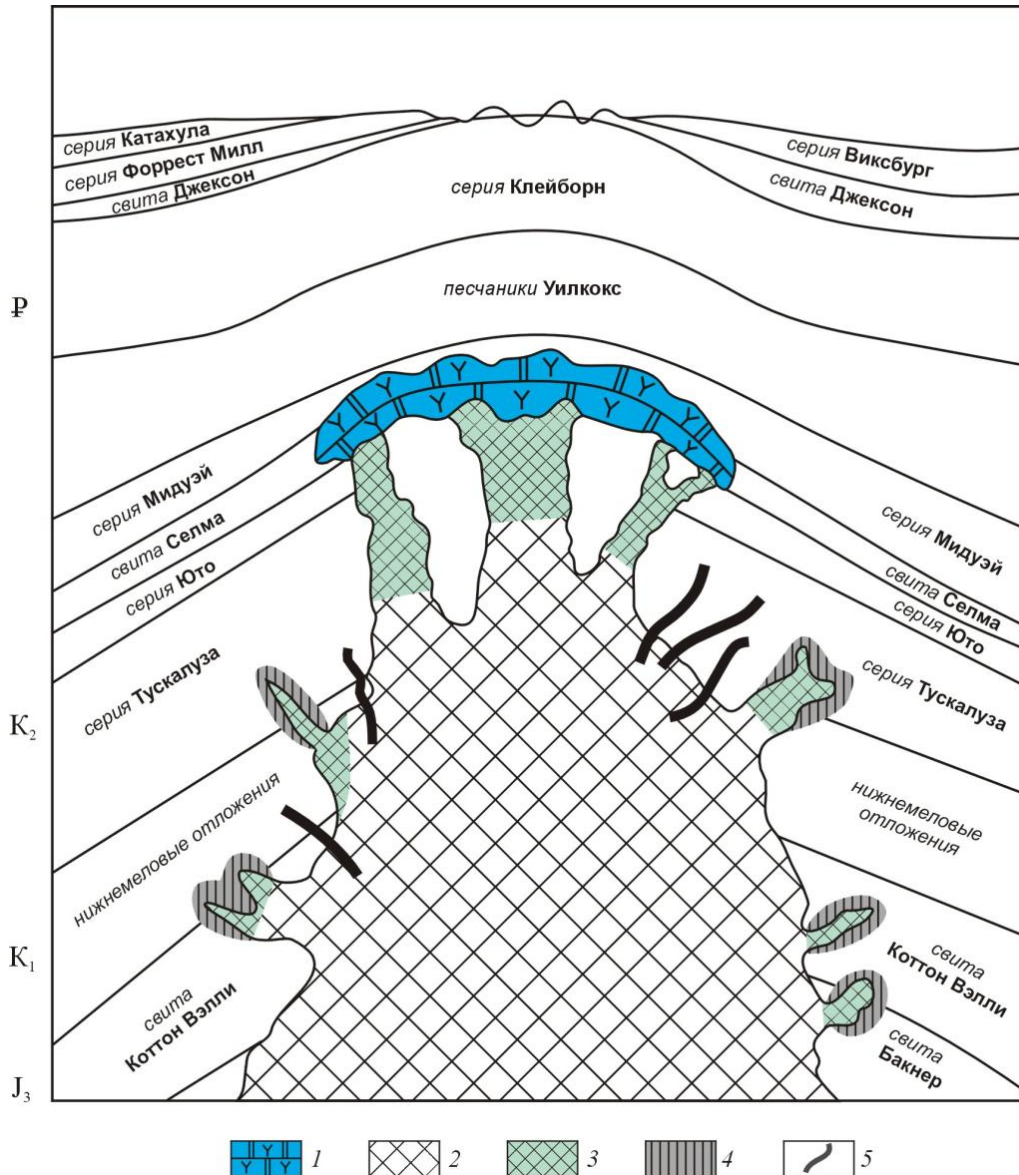


Рис. 4. Газовая залежь в верхнемеловой рифогенно-карбонатной постройке на вулканоплутоническом куполе. Месторождение Джексон в Примексиканской впадине (по [Harrelson, 1989], с изменениями).

Условные обозначения: 1 – газоносная рифогенно-карбонатная постройка; 2 – нефелиновые сиениты; 3 – порфириновые фонолиты (жерла вулканов); 4 – зоны контактного метаморфизма; 5 – дайки

К одной из них приурочено известное месторождение Литтон-Спрингс [Бакиров, Варенцов, Бакиров Э., 1971]. Соответствующая структура образована пластовой гипабиссальной ультраосновной интрузией, которая вследствие аутометаморфических

процессов была полностью серпентинитизирована (с образованием вторичной пористости и слабо выпуклой кровли вследствие дилатансии). Нефтяная залежь этого месторождения частично приурочена к серпентинитам, частично – к вышележащим интенсивно метасоматически доломитизированным верхнемеловым (свита Тейлор) пористым известнякам. Ряд особенностей их пространственно-временных взаимоотношений свидетельствует о поступлении Mg-содержащих доломитизирующих растворов из серпентинитов.

Исключительный интерес с точки зрения изучения подобных литолого-петрологических парагенетических ассоциаций, формирующих сложнопостроенные нефтегазоносные резервуары нетрадиционного типа, представляет шельф Южно-Китайского моря. Как известно, в пределах его вьетнамского сектора открыты зоны интенсивного газонефтенакопления, к которым приурочены такие месторождения, как Белый Тигр, Дракон и другие, с залежами в разуплотненных верхнепалеозойско-мезозойских гранитах и песчаниках олигоцена-миоцена [Гаврилов и др., 1995; Аршев и др., 1997]. От других областей с доказанной промышленной нефтегазоносностью кристаллического фундамента южно-вьетнамский шельф отличается, как уже отмечалось [Лукін О. и др., 2005], мощностью проявления углеводородного потенциала фундамента. Если в других регионах можно дискутировать по поводу направлений миграции углеводородов (из осадочной толщи в фундамент или наоборот), то здесь определяющая роль нефтегазоносности фундамента не вызывает сомнений. Что же касается попыток объяснить формирование огромной массивной нефтяной залежи в «бездонном» разуплотненном гранитном массиве Белого Тигра длительной (миллионы лет) миграцией капель «микронефти» из олигоценых глин, то, как уже отмечалось [Лукін О. и др., 2005], они несостоятельны.

Знаменательно, что эффективность поисково-разведочного бурения на нефть и газ в фундаменте здесь гораздо выше, чем в других регионах. Недавно к группе месторождений (Белый Тигр, Дракон, Рубин, Топаз, Донг Най, Дайхун, Дай Тай и др.) прибавилось новое, по-видимому, значительное промышленное скопление углеводородов. Российско-вьетнамским совместным предприятием «Вьетсовпетро» на структуре Тхиенинг в бассейне Нам Кон Шон (рис. 5) открыто новое месторождение. При этом, наряду с промышленными притоками газа из гранитов и песчаников нижнего миоцена, здесь открыта нефтяная залежь в верхнемиоценовых рифогенно-карбонатных коллекторах. В контексте установленных здесь особенностей плиоцен-четвертичного и современного карбонатонакопления и рифообразования это открытие приобретает особое значение.

В Южно-Китайском море ярко проявились различные аспекты связи биогенного карбонатообразования с тектоникой и геоморфологией гранитного фундамента.

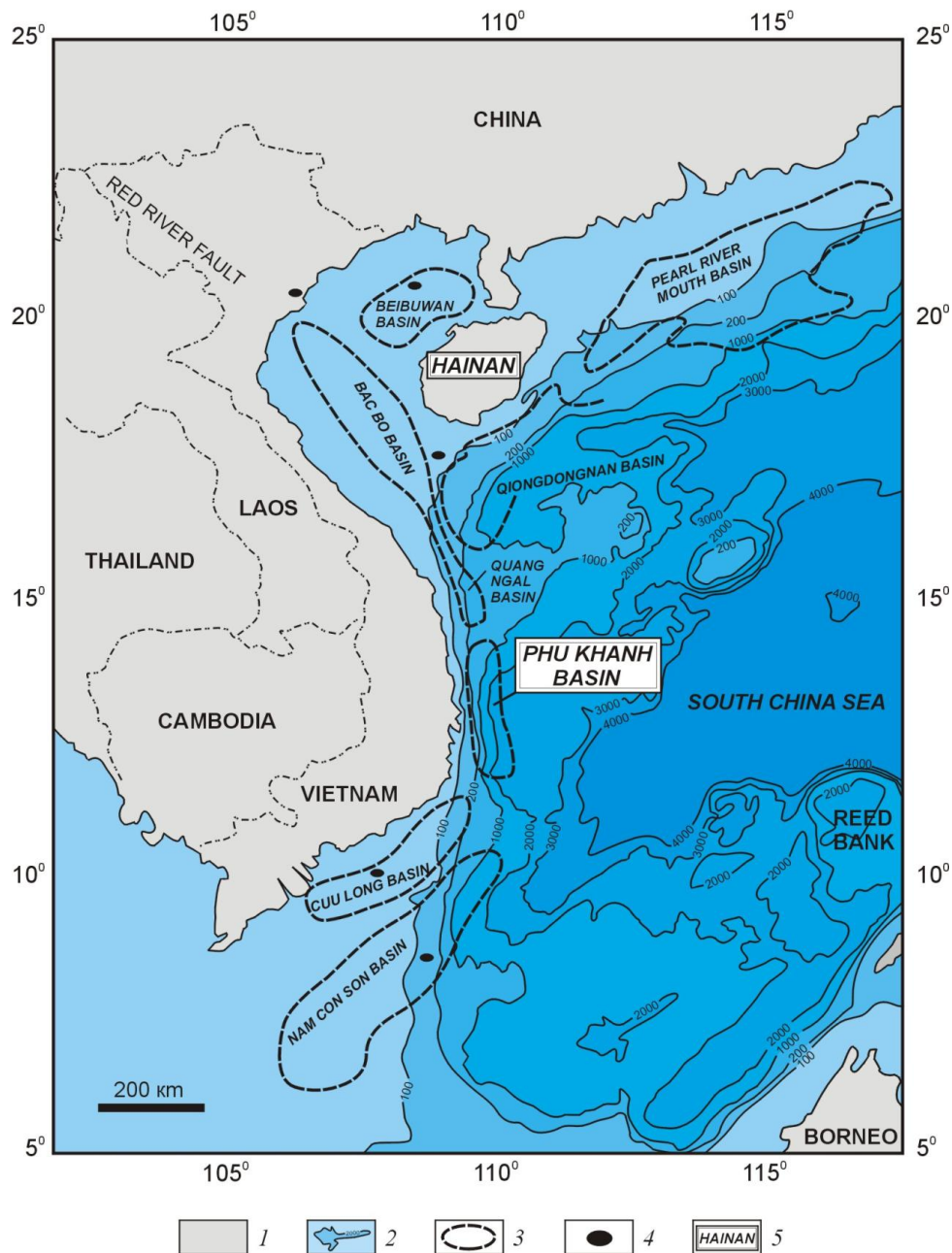


Рис. 5. Батиметрическая карта Южно-Китайского моря и расположение в его пределах основных нефтегазоносных бассейнов и объектов изучения закономерностей карбоната накопления на гранитных выступах (по [Lee, Watkins, 1998], с изменениями)

Условные обозначения: 1 – суша; 2 – море с изобатами; 3 – границы нефтегазоносных бассейнов; 4 – некоторые месторождения нефти и газа; 5 – объекты изучения биокарбонатных образований, связанных с выступами кристаллического фундамента

Прежде всего это относится к рифообразованию у островков, в бухтах и на побережье о. Хайнань (рис. 6, 7). 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, широтные пояса их жизнедеятельности сузились. В частности, на Хайнане широкие (местами до 3 км) рифовые платформы преимущественно являются отмершими [Зенкович, 1962]. Кроме того, наличие на этом острове риолит-гранитных гор обусловило интенсивный пролювиально-оползневый и речной вынос продуктов их разрушения (глыбы, дресва, гравий, аркозовый песок) на берег и в прибрежную зону.

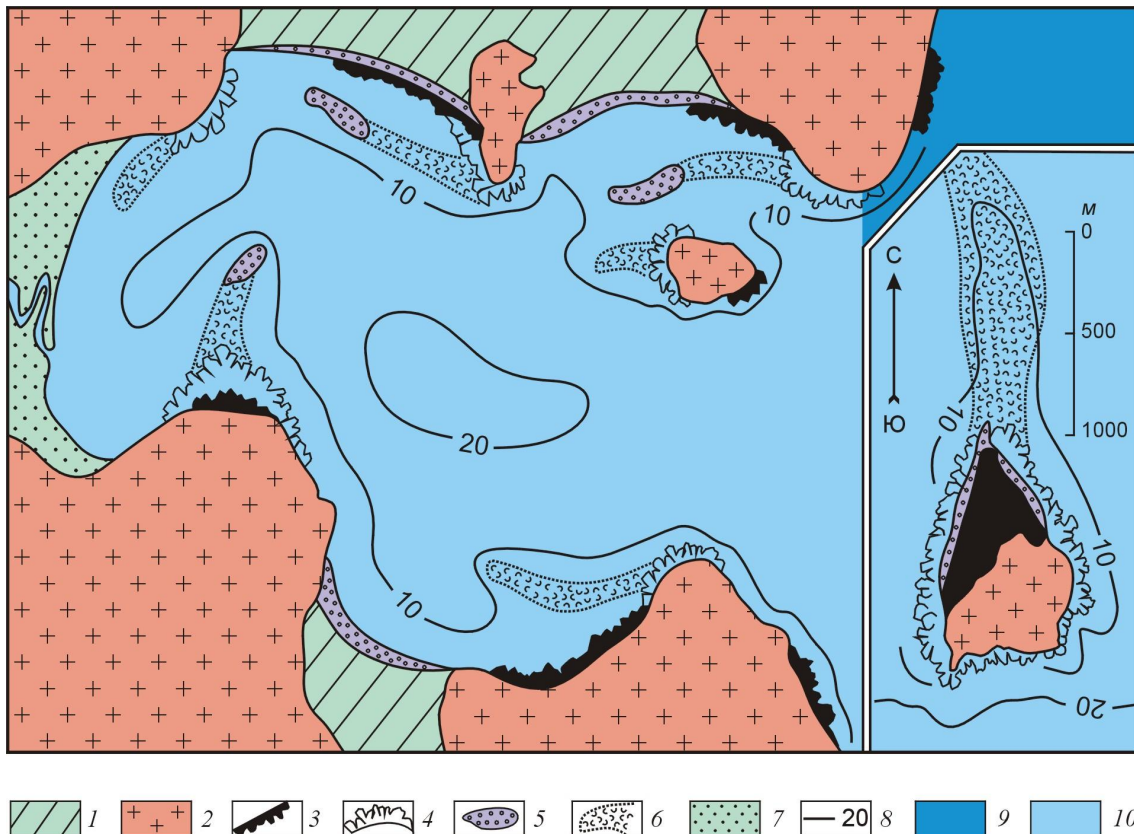


Рис. 6. Схема расположения коралловых рифов у островков и в бухтах острова Хайнань (по [Зенкович, 1962], с изменениями)

Условные обозначения: 1 – участки прибрежной равнины; 2 – гранитные выступы; 3 – отмершие рифы (осыхающие и надводные); 4 – живые рифы; 5 – надводные аккумулятивные формы из обломков кораллов; 6 – подводные и осыхающие аккумулятивные формы из обломков кораллов; 7 – речные пески; 8 – изобаты; 9 – море; 10 – лагуны

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. Здесь плиты биоморфно-коралловых известняков, залегающие непосредственно на абрадированных гранитах, 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 (см. рис. 1). Интенсивный рост коралловых рифов на Хайнана, несмотря на интенсивный привнос обломочного материала, помимо климатических и гидрологических факторов их быстрого роста, по-видимому, объясняется указанными физико-химическими свойствами гранитного субстрата, 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 цементатора биокарбонатно-обломочного материала [Рифы и рифообразующие..., 1987].

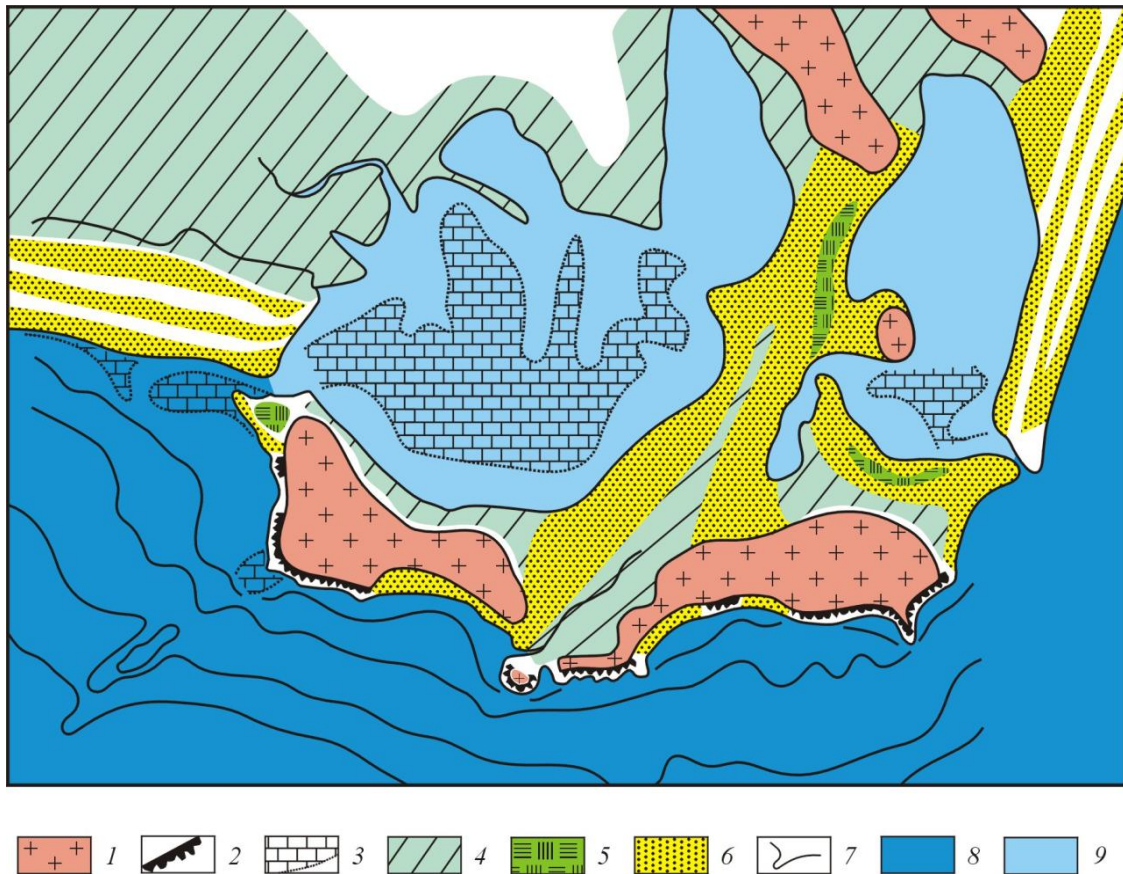


Рис. 7. Рифогенное карбонатообразование на гранитных выступах. Схематическая карта лагуны Синьцуня, о. Хайнань (по [Зенкович, 1962], с изменениями)

Условные обозначения: 1 – гранитные выступы; 2 – отмершие рифы (осыхающие и надводные); 3 – рифовые платформы с живыми карбонатообразующими биоценозами; 4 – участки прибрежной равнины; 5 – мангровые болота; 6 – эоловые аркозовые и калькаренитовые аккумулятивные тела; 7 – изобаты; 8 – море; 9 – лагуны

Другой аспект карбонатообразования в Южно-Китайском море связан с открытием [Lee, Watkins, 1998] по материалам детальных сейсмических исследований (multichannel seismic data) миоценовых рифогенно-карбонатных тел на поверхности выступов кристаллического фундамента в бассейне Фу Хан (Phu Khan Basin) (рис. 8, 9).

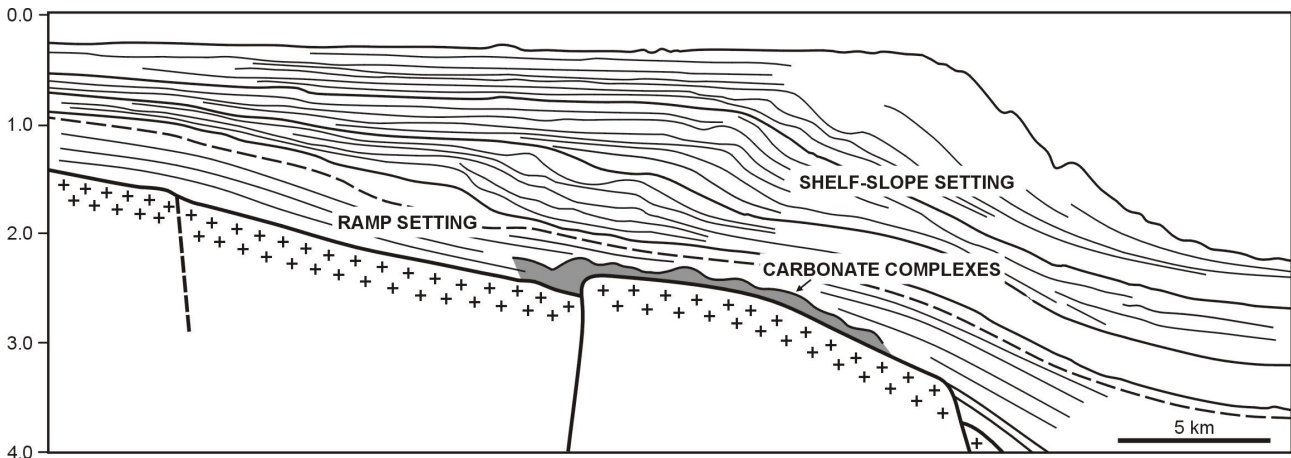


Рис. 8. Микробиокарбонатные постройки (серое) на гранитных выступах в бассейне Фу Хан на вьетнамском шельфе (по [Lee, Watkins, 1998])

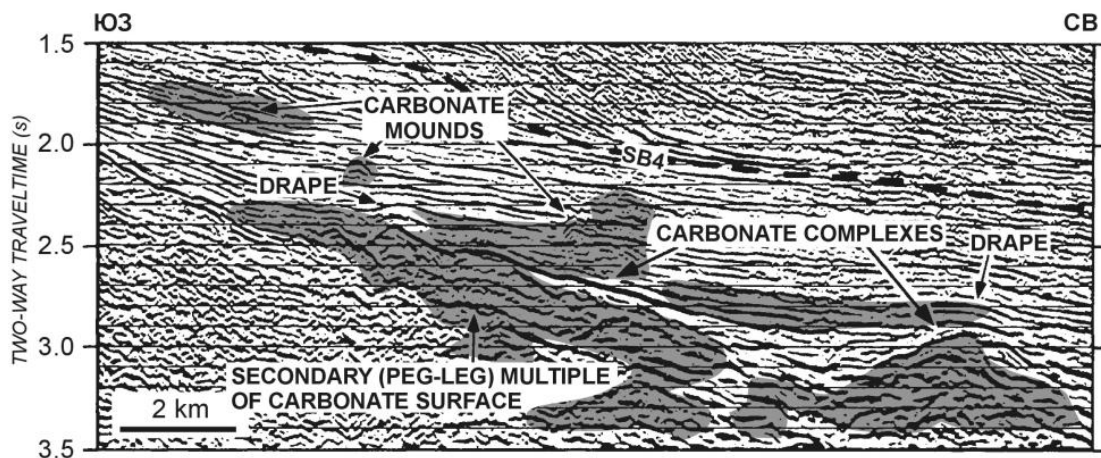


Рис. 9 Парагенезы микробиогенных карбонатных построек (серое) и выступов гранитного фундамента в Южно-Китайском море. Фрагмент сейсмического временного разреза (по [Lee, Watkins, 1998], с изменениями)

Это единственный пока не разбуренный перспективно нефтегазоносный бассейн на южно-вьетнамском шельфе. С указанными карбонатными телами и структурами их облекания связаны прогнозные ловушки, перспективы которых подтверждаются упоминавшимся недавним открытием месторождения Тхиенинг в бассейне Нам Кон Шон. Возможная связь этих карбонатных тел с процессами окисления CH_4 метанотрофными бактериями у выходов восходящих углеводородно-газовых струй (сипы, миграция углеводородных газов по разломам) существенно расширяет палеогеоморфологический и палеогеогеологический диапазоны образования нефтегазоперспективных 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. Они могут образовывать тела, различные по форме и размерам, залегающие в весьма широком диапазоне глубин и фаций морского (океанического) осадконакопления. При этом особо широким распространением такие литомы должны пользоваться в формациях зон океанического и континентального рифтогенеза, активных континентальных окраин и островных дуг. 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 эвксинского типа. Об этом свидетельствуют, в частности, данные о карбонатных образованиях в очагах грязевого вулканизма [Иванов, 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 $+1,455\text{‰}$) 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 уступов, выступов и поднятий кристаллических пород как основания для разнообразных карбонатных построек), а также упоминавшихся физико-химических особенностей гранитного субстрата, способствующих бактериально-водорослевому корко- и матообразованию, определяющее значение здесь может играть карбонатообразующая деятельность специфических экосистем, сопутствующих разнообразным проявлениям дегазации Земли в зонах разломов. В этом отношении показательны данные о природе пиритизации, широко распространенной в разуплотненных кристаллических породах и залегающих на них визейских песчаниках на Юльевском и других месторождениях восточного сегмента зоны северных краевых

нарушений Днепровско-Донецкого авлакогена. По данным электронно-микроскопического изучения установлена взаимосвязь высокотемпературного октаэдрического пирита с его бактериальными фрамбоидальными формами кристаллизации (рис. 10).



Рис. 10 Юльевское месторождение (скв. 1, 3507-3517 м). Формы пиритизации на контакте базального песчаника (продуктивный горизонт К-19) с фундаментом. СЭМ, ув. 6000 (по А.Е. Лукину)

Аналогичные формы пиритизации, местами с минерализованными остатками микрофлоры (типа *Vibrio desulfuricans*), отмечены и в разуплотненных кристаллических породах (гранитах, амфиболитах и др.). Это свидетельствует о процессах глубинной дегазации в зонах разломов и краевых уступов фундамента, которые инициируют микробиологические процессы. О возможных грандиозных масштабах этих процессов убедительно свидетельствует пример огромной по размерам и углеводородному потенциалу Юрубчено-Тохомской палеорифтовой зоны, приуроченной к сочленению Енисейского кряжа и Сибирской платформы.

Продуктивная толща рифея представлена здесь различными литотипами доломитов, изотопно-геохимические особенности которых (по данным автора) свидетельствуют о многофазности процессов доломитизации и формирования в них каверн и трещин. Преобладают пластово-строматолитовые доломиты, характеризующиеся разнообразием структур (пелитоморфные, микро-, мелкокристаллические) и текстур (строматолитовые, биоморфные, узорчатые и др.), а также большой изменчивостью коллекторских, особенно фильтрационных (проницаемость изменяется от $0,001 \cdot 10^{-3}$ до $10 \cdot 10^{-3}$ мкм², достигая иногда 1 мкм²) свойств. Интенсивность разуплотнения рифейских доломитов резко возникает с глубиной, достигая максимума на границе с архейско-нижнепротерозойским фундаментом. Эта граница фактически представляет собой значительный, хотя и весьма изменчивый по

толщине интервал – систему пологозалегающих карбонатных пластин, чередующихся с пластинами кристаллических пород [Харахинов и др., 2000]. Фактически это гидродинамически единый, хотя и петрографически (петрофизически) гетерогенный резервуар. Об этом свидетельствуют данные бурения и сейсморазведки. На сейсмических разрезах Куюмбинского месторождения выделяются субвертикальные столбообразные зоны разуплотнения рифейских доломитов и дезинтегрированных гранитных выступов [Харахинов и др., 2000]. Эти данные существенно расширяют диапазон выделенных типов сложнопостроенных резервуаров, образованных кристаллическими и карбонатными породами.

Формирование таких нефтегазоносных резервуаров в конечном счете обусловлено процессами дегазации Земли. Характерное для нефтегазоносных кристаллических массивов тесное переплетение водноуглекислой и углеводородной ветвей дегазации (в понимании П.Н. Кропоткина) и является причиной существования устойчивого парагенеза разуплотненных кристаллических пород и карбонатных построек [Лукин, 2003].

В нефтегазоносных регионах Украины благоприятные условия для формирования таких сложнопостроенных нефтегазоносных резервуаров неоднократно возникали в зонах сочленения Украинского щита и Воронежской антеклизы с Днепровско-Донецким авлакогеном, Восточно-Европейской платформы с Карпатами, а также в Придобруджинском прогибе и Причерноморье.

Отмечены геолого-геофизические признаки локализации верхнедевонских и нижнекаменноугольных рифов на некоторых выступах докембрийского фундамента в пределах Днепровско-Донецкой впадины.

Особо следует отметить предпосылки для формирования связанных с ними крупных месторождений в Черном море.

Впадина 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. Это один из сложнейших в мире тектоно-геодинамических узлов (а точнее группировка таких узлов), осложненный беспрецедентно мощной «трубой дегазации» (в понимании П.Н. Кропоткина), с которой связана уникальная системная (геофизическая, гидрологическая, геохимическая, биотическая) аномалия [Рос, 1979; Сорокин, 1982; Finetti et al., 1988; Иванов и др., 1991; Шнюков, 1999; Шнюков, Старостенко, Гожик, 2001; Лукин, 2003].

Взаимодействие длительного мощного углеводородного (в сочетании с углекислотой и сероводородом) восходящего потока, что, судя по геохимическим и геофизическим (вплоть до его проявления на сейсмических разрезах) признакам продолжается и сейчас, с различными структурами осадочного чехла и фундамента Черноморского региона обусловило формирование Черноморского нефтегазоносного мегабассейна с залежами в различных по морфологии ловушках (резервуарах). В частности, эти условия благоприятствовали формированию массивных залежей в рифогенно-карбонатных телах и разуплотненных породных массивах разновозрастного фундамента и промежуточного комплекса, которые уже не один год прогнозируются [Лукин, 1989, 1997], но до сих пор не установлены. Таким образом, несмотря на наличие в Черноморском регионе ряда самостоятельных нефтегазоносных бассейнов (по крайней мере, три из них расположены на территории Украины), образование Черноморской впадины благоприятствовало объединению их в единый бассейн со слабой общей изученностью и незначительной степенью освоения углеводородных ресурсов.

Как показывает опыт изучения различных «коллажных» нефтегазоносных (мега)бассейнов, перспективы поисков крупных месторождений в зонах интенсивного нефтегазонакопления здесь следует связывать с разнообразными по морфологии вторичными резервуарами, возникновение которых обусловлено вышеуказанным комплексным разуплотнением как различных терригенных, карбонатных, вулканических, так и кристаллических (интрузивные массивы, блоки фундамента и др.) пород [Лукин, 1989, 2002]. Длительный мощный восходящий поток углеводородных газов сквозь дно Черного моря вместе с флюидами, которые характеризуются широким диапазоном различных физико-химических параметров (парциальные давления углекислого газа и сероводорода, Eh, pH) оказывал интенсивное разуплотняющее воздействие на породные массивы как карбонатного, так и кварцево-силикатного состава. **Благодаря этому в пределах Черного моря возможно присутствие крупных резервуаров в гранитных массивах и других выступах разновозрастного домелового кристаллического фундамента.** В частности, здесь велика вероятность существования аналогов таких крупных и гигантских нефтяных (газоконденсатных, газовых) месторождений, открытых на Южно-Вьетнамском шельфе, как Белый Тигр, Дракон и др. Следует отметить целый ряд знаменательных геологических (облекание этих разуплотненных домеловых гранитных массивов нефтеносными олигоценными, очень близкими по вещественному составу и фациальной характеристике к майкопским отложениям Прикерченского шельфа и Индоло-Кубанского прогиба,

осложнение многих структур надвигами северо-западного направления и т.п.) и геохимических (состав нефтей, близость их изотопных показателей и др.) совпадений этих морских регионов, близких в тектоно-геодинамическом отношении.

Предпосылки формирования месторождений типа Белый Тигр, установлены в краевой части шельфа и на континентальном склоне Черного моря, где по сейсморазведочным данным установлены признаки существования крупных выступов вероятно разуплотненных кристаллических и метаосадочных пород (рис. 11). Здесь также установлены признаки локализации на этих выступах карбонатных построек. Последние, судя по данным драгирования в районе Ломоносовского подводного массива (Е.Ф. Шнюков и др., 2002) могут быть связаны с метановыми курильщиками.

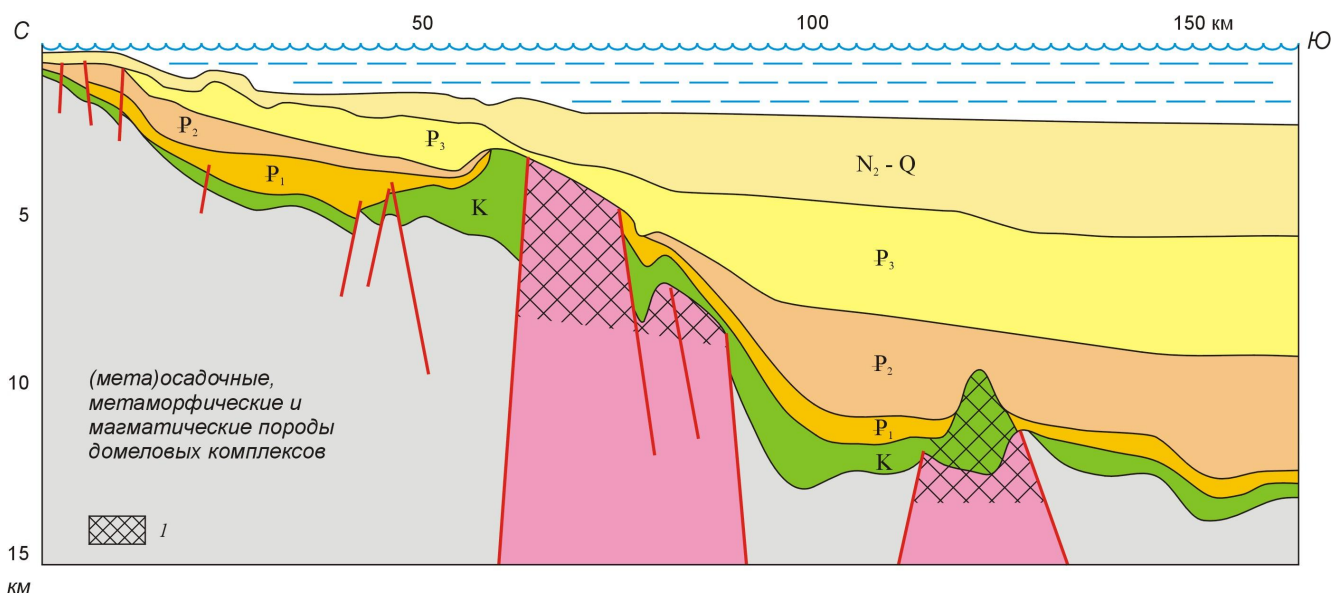


Рис. 11. Морфология домеловых формаций на западном шельфе и континентальном склоне Черного моря (по А.А. Robb 1998, с изменениями)

Условные обозначения: I – массивные залежи УВ в разуплотненных породных массивах (по А.Е. Лукину)

О значительных масштабах этого явления, больших размерах таких дегазационных карбонатных построек и приуроченности к трубам дегазации гетерогенных гранитно-карбонатных массивных резервуаров свидетельствуют новые данные по уже упоминавшемуся шельфу Южно-Китайского моря, что является еще одной существенной чертой тектоно-геодинамического подобия этих двух регионов. Здесь следует особо подчеркнуть, что как Черное, так и Южно-Китайское моря характеризуются тесным переплетением глубинной углеводородной и водно-углекислой дегазации [Лукин, 2003], что обуславливает особенно большую перспективность поисков таких гетерогенных массивных

резервуаров. В частности, с ними следует связывать перспективы поднятий Палласа и Тетяева (рис. 12, 13).

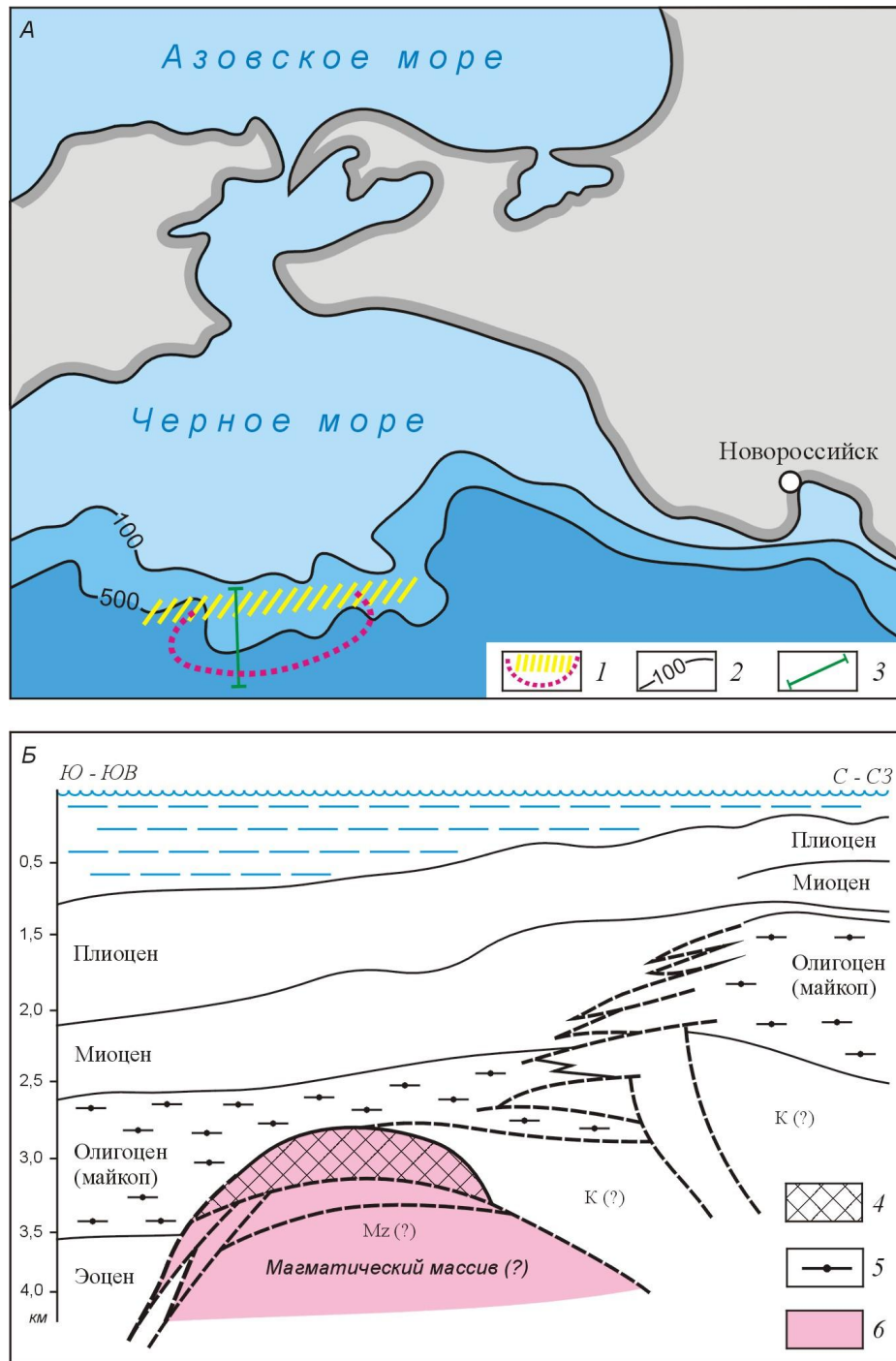


Рис. 12. Поднятие Палласа

А – Схема (по Д.Ф. Исмагилову, А.А. Терехову, Р.В. Шайнурову, с изменениями)

Б – разрез (по А.Е. Лукину)

Условные обозначения: 1 – контуры поднятия Палласа с зоной фронтального надвига; 2 – изобаты, м; 3 – линия сейсмического профиля; 4 – рифогенные карбонаты; 5 – депрессионные глинистые (с высоким содержанием органического вещества) отложения; 6 – разуплотненные породы с прогнозной массивной углеводородной залежью.

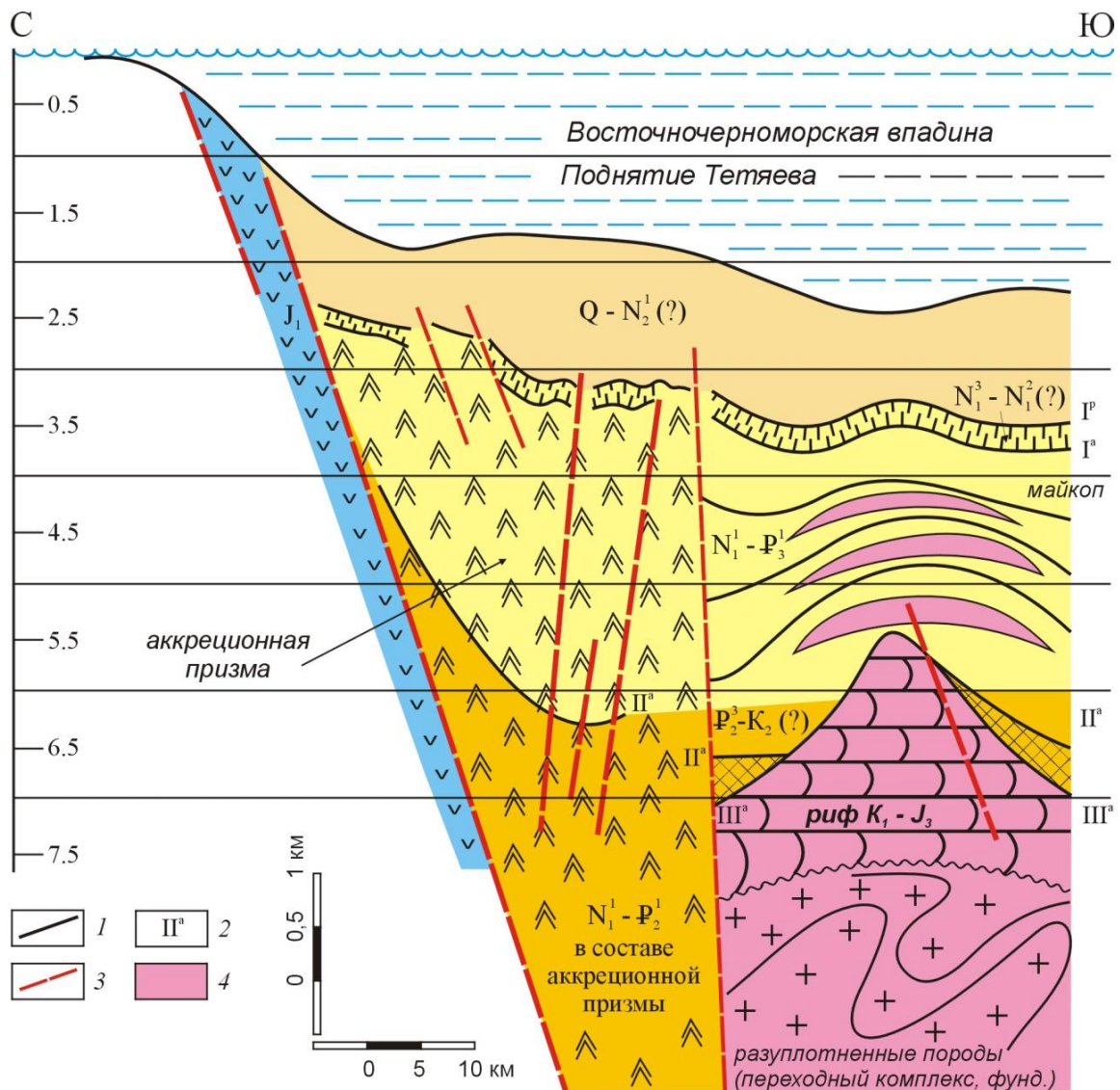


Рис. 13. Профиль 94-135 (по В.И. Самсонову, с изменениями и дополнениями)

Условные обозначения: 1 – отражающие горизонты; 2 – поверхности: Γ^p – доплиоценовая эрозионная поверхность, Γ^a – кровля майкопских отложений, Π^a – подошва майкопских отложений, Π^p – кровля мезозойских отложений; 3 – разрывные нарушения; 4 – прогнозные залежи углеводородов

Можно также предполагать присутствие таких комбинированных нефте- и преимущественно газоносных комбинированных резервуаров под нефтяными залежами в песчаниках майкопской серии на Субботинской и других антиклинальных структурах облекания в пределах Прикерченского шельфа Черного моря. Именно с такими объектами, образованными суперпозицией разных типов ловушек в разновозрастных комплексах с большим этажом нефтегазоносности (рис. 14), следует связывать перспективы открытия промышленных месторождений углеводородного сырья в Черном море настолько значительных по запасам, что их поиски, разведка и разработка будут рентабельными в сложных гидрологических и экологических условиях Черного моря.

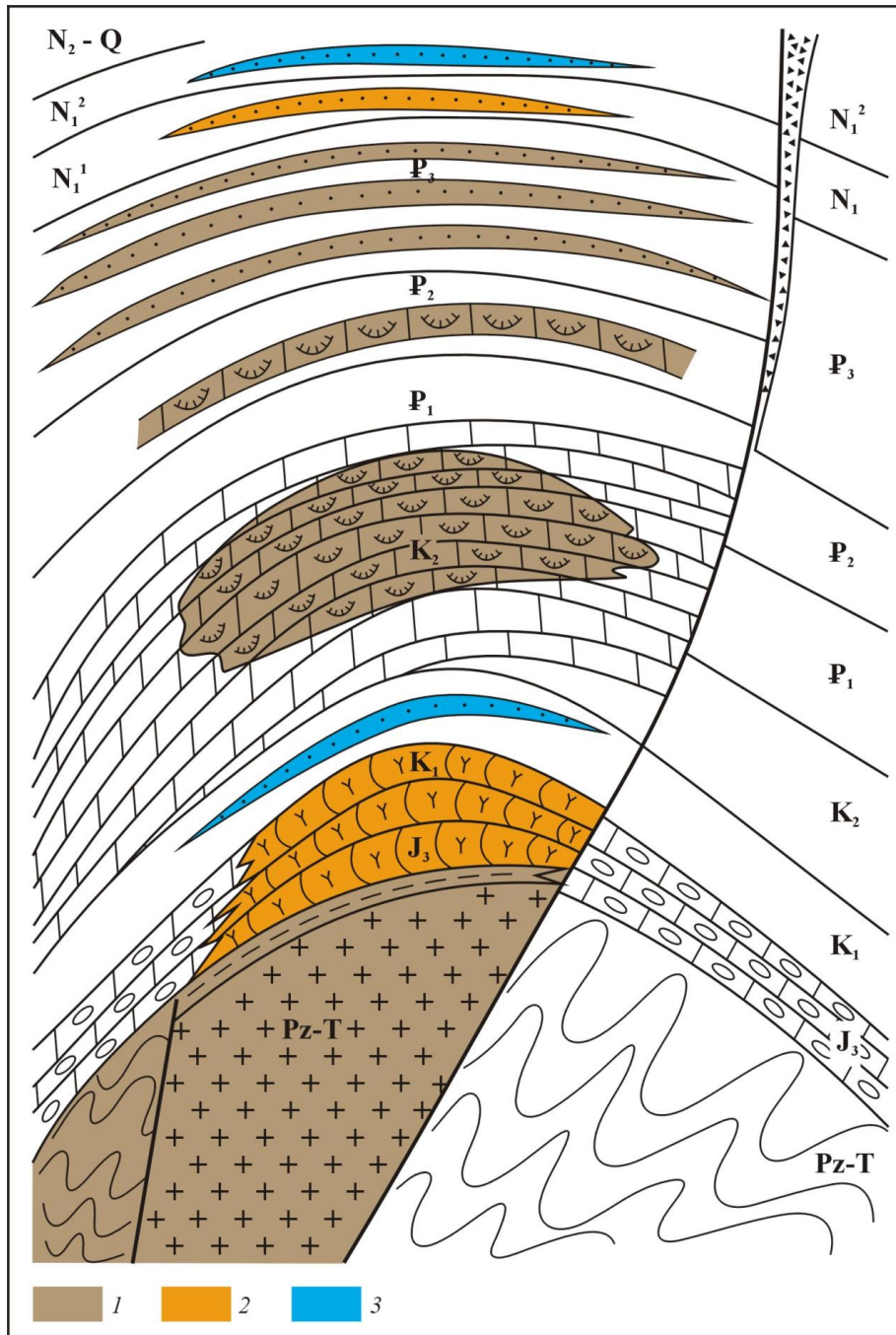


Рис. 14 Прогнозная ассоциация ловушек – залежей углеводородов в Черном море (принципиальная схема) (по А.Е. Лукину)

Условные обозначения: 1 – нефть; 2 – газоконденсат; 3 – газ

Литература

Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л., Шнип О.А. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М.: Нефть и газ, 1997, 250 с.

Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. М.: Недра, 1971, 540 с.

- Гаврилов В.П., Дзюбло А.Д., Поспелов В.В., Шнип О.А.* Геология и нефтегазоносность шельфа Южного Вьетнама // Геология нефти и газа. 1995, № 4. С. 3 - 10.
- Зенкович В.П.* На рубежах земли и моря. М.: Изд-во АН СССР, 1962, 220 с.
- Иванов М.К.* Фокусированные углеводородные потоки на глубоководных окраинах континентов: Автореф. дис. докт. геол.-мин.наук. М., 1999, 32 с.
- Иванов М.В., Поликарпов Г.Г., Леин А.Ю. и др.* Биохимия цикла углерода в районе метановых газовыделений Черного моря // Докл. АН СССР, 1991, Т. 230, № 5. С. 1235 - 1240.
- Лукин А.Е.* Генетические типы вторичных преобразований и нефтегазонакопления / АН УССР, Ин-т геол. наук. Киев, 1989, 52 с.
- Лукин А.Е.* Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение – ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа // Геол. журн., 2002, № 4. С. 15 - 32.
- Лукин О.Ю., Донцов В.В., Бурлин Ю.К., Гладун В.В.* Про деякі закономірності нафтогазоносності кристалічного фундаменту // Геол. журн., 2005, № 3. С. 7 - 22.
- 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, 225 с.
- Питин Л.* Месторождение нефти и газа Пенхендл-Хьготон, Техас-Оклахома-Канзас // Геология гигантских месторождений нефти и газа. М.: Мир, 1973. С. 170 - 189.
- Рифы и рифообразующие кораллы / Отв. редакторы Б.С. Соколов, А.Б. Ивановский. М.: Наука, 1987, 294 с.
- Рос Д.* Черное море // Геология континентальных ископаемых. Т. 3. М: Мир, 1979. С. 14 - 28.
- Сорокин Ю.И.* Черное море. М.: Наука, 1982, 216 с.
- Харахинов В.В., Нестеров В.Н., Соколов Е.П., Шленкин С.И.* Новые данные о геологическом строении Куюмбинского месторождения Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления // Геология нефти и газа, 2000, № 5. С. 12 - 20.
- Шнюков Е.Ф.* Грязевой вулканизм в Черном море // Геол. журн., 1999, № 2. С. 38 - 47.
- Шнюков Е.Ф., Старостенко В.И., Гожик П.Ф.* О газоотдаче дна Черного моря // Геол. журн., 2001, № 4. С. 7 - 14.
- Finetti I., Bricchi G., Del Ben F. etc.* Geophysical study of Black Sea area // Bolletino di Geophysica Teorica ed Applicata. 1988. V. 30, № 2. P. 197 – 234.

Gillespie J., Sanford R. The geology of the Sirte basin, Libya // 7th World Petroleum Cong. Proc., Mexico, 1967. P. 181 - 193.

Harrelson D.W. Hydrocarbons occurrences in igneous and metamorphic rocks: the plays of the 1990-year // Gulf Coast Association of Geol. Society Transactions. 1989. V. 39. P. 85 - 95.

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. V. 82. № 9. P. 1711 - 1735.

Рецензент: Макаревич Владимир Николаевич, доктор геолого-минералогических наук, профессор