

УДК 553.98:552.58:550.41(262.5)

А.Е. Лукин¹

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В ЧЕРНОМОРСКОМ РЕГИОНЕ

Учитывая чрезвычайно сложные геологические и геоэкологические условия, в Черном море целесообразно искать, разведывать и разрабатывать только значительные по запасам месторождения газа и, тем более, нефти. Поэтому особый интерес представляют залежи в разуплотненных породах кристаллического фундамента и (мета)осадочного промежуточного комплекса. Здесь есть предпосылки для прогнозирования крупных месторождений типа Белого Тигра и др. (Южно-Вьетнамский шельф).

Эффективность поисков нефти и газа в сложных условиях Черноморского региона напрямую зависит от состояния изученности основных закономерностей формирования их залежей и месторождений. Представления об источниках углеводородов, пространственно-временных закономерностях их миграции, длительности образования и возрасте залежей не только играют роль важнейших прогнозно-поисковых критериев, но и определяют поисково-разведочную стратегию и тактику. Тут необходимо учитывать и чрезвычайно сложные природные и экологические условия проведения геологоразведочных работ, освоения и разработки залежей в Черном море (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 (и вообще в преобладающем большинстве мировых бассейнов) требования к эффективности освоения углеводородных ресурсов. 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 единиц условного топлива) месторождений. Это дополнительно повышает ценность адекватных представлений о закономерностях формирования залежей углеводородов.

© А.Е. Лукин¹:¹ Черниговское отделение УкрГГРИ, Чернигов, Украина.

Тектоно-геодинамические особенности Черноморского региона существенно сказались на процессах генерации, миграции и аккумуляции углеводородов, на характере распределения нефтяных, газоконденсатных и газовых залежей в пределах акватории Черного моря. Родственный в тектоно-геодинамическом отношении и генетически близкий к Черноморскому Каспийский мегабассейн, как известно, считается уникальным по гетерогенности составляющих его нефтегазоносных геоблоков и морфогенетическому разнообразию ловушек (резервуаров). Есть все основания полагать, что когда уровень изученности геологии и нефтегазоносности Черного моря будет такой же, как у Каспийского, эта особенность проявится здесь столь же ярко, а количество месторождений-гигантов будет здесь, по крайней мере, не меньше.

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 [1, 5, 9–13].

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 [2, 5], но до сих пор не вскрыты бурением.

Следовательно, 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 мегабассейн со слабой общей изученностью и незначительной степенью освоения углеводородных ресурсов.

Данные о закономерностях нефтегазоносности Черноморского региона и, в частности, сочетание широкого возрастного диапазона нефтегазогенерации (рис. 1) с большими вариациями их изотопного (углерод, водород) состава (рис. 2) отвечают представлениям об участии в едином процессе дегазации Земли разных углеводородогенерирующих систем [7].

При этом следует подчеркнуть, что формирование газовых и газоконденсатных залежей здесь связано с нео- и актуотектоническими этапами и сопровождается явлениями глубинной гидрогеологической инверсии [4].

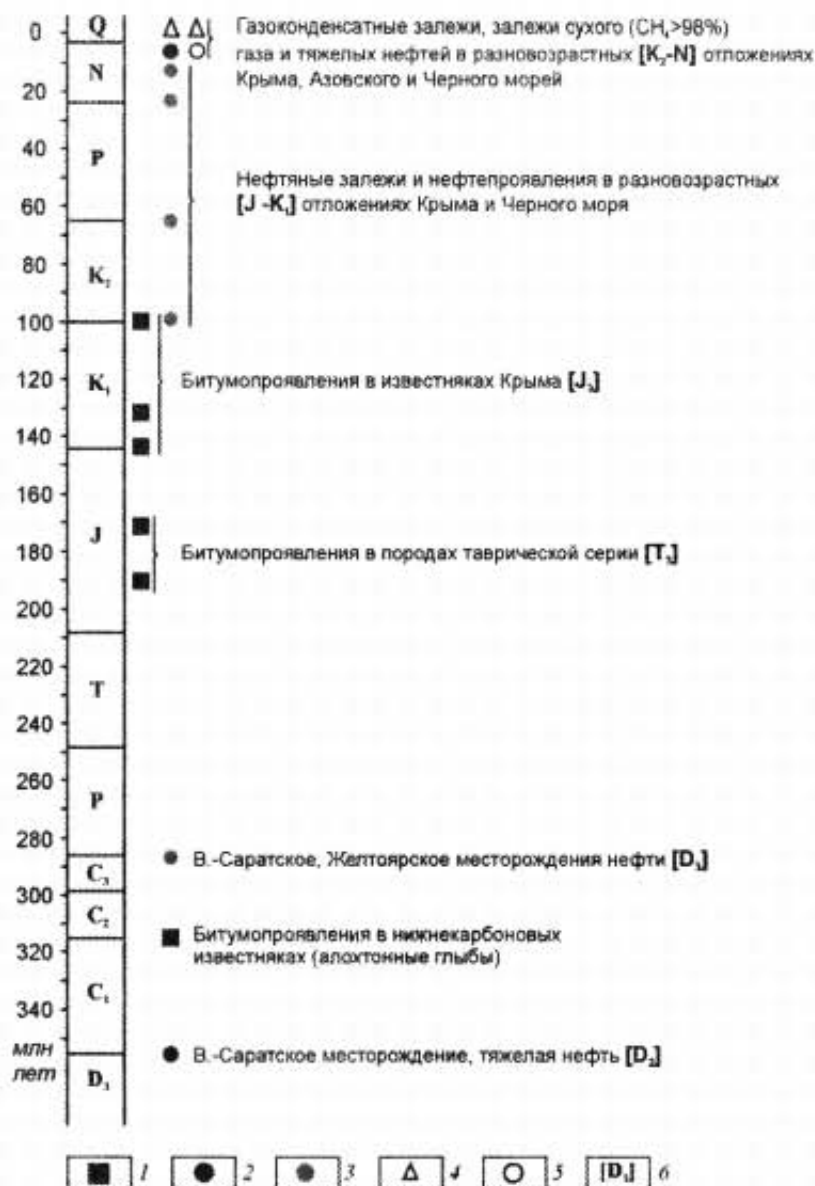


Рис. 1. Разновозрастные генерации нафтидов Азово-Черноморского региона:
 1 — твердые битумы нефтяного ряда; 2 — тяжелые, высоковязкие нефти, мальты; 3 — нефти;
 4 — конденсаты; 5 — газы; 6 — возраст вмещающих пород

Наличие в этих залежах водных оторочек с низкой минерализацией и повышенным содержанием бора, ртути и др., которые контактируют с солеными подземными водами, позволяет определить возраст этих водно-углеводородных систем по кинетико-геохимическим показателям [4]. Разрешающая способность этого метода достаточно значительна для того, чтобы, например, выделить современные и плиоцен-четвертичные залежи, как это показано на примере Голицынского месторождения (рис. 3). При этом центры глубинной гидрогеологической инверсии, время существования которых варьирует от первых тысяч до первых сотен тысяч лет, контролируют как тектоно-гидрогеодинамические явления [4], так и грязевой вулканизм Черного моря, что в свою очередь влияет на гидрохимию и газовый режим его придонных вод [11].

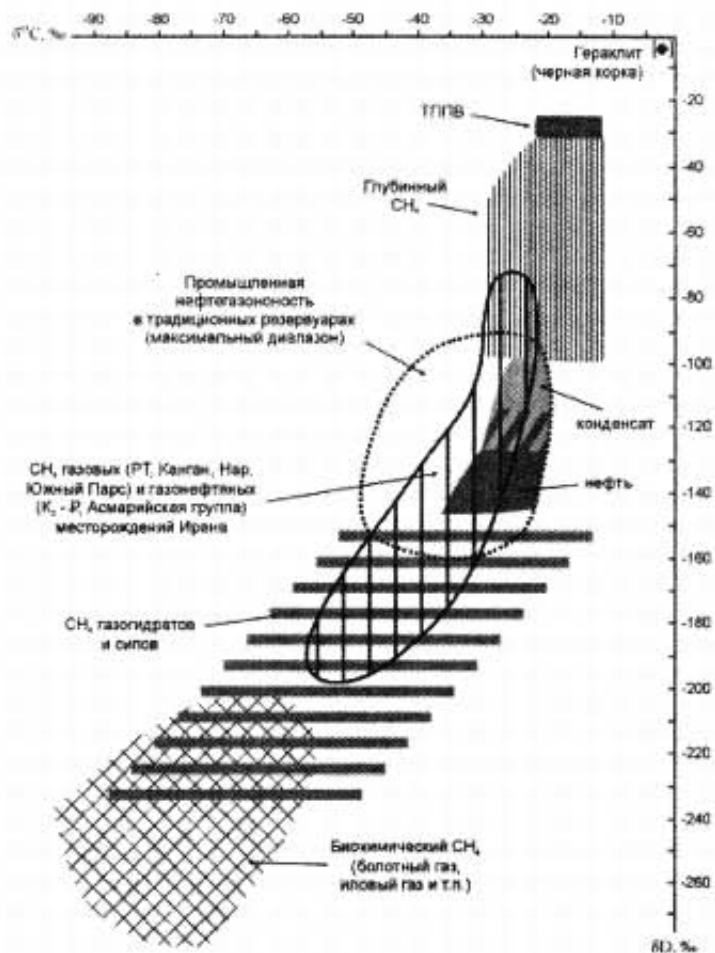


Рис. 2. Углеводородные системы Азово-Черноморского региона в координатах индексов изотопного состава углерода и водорода

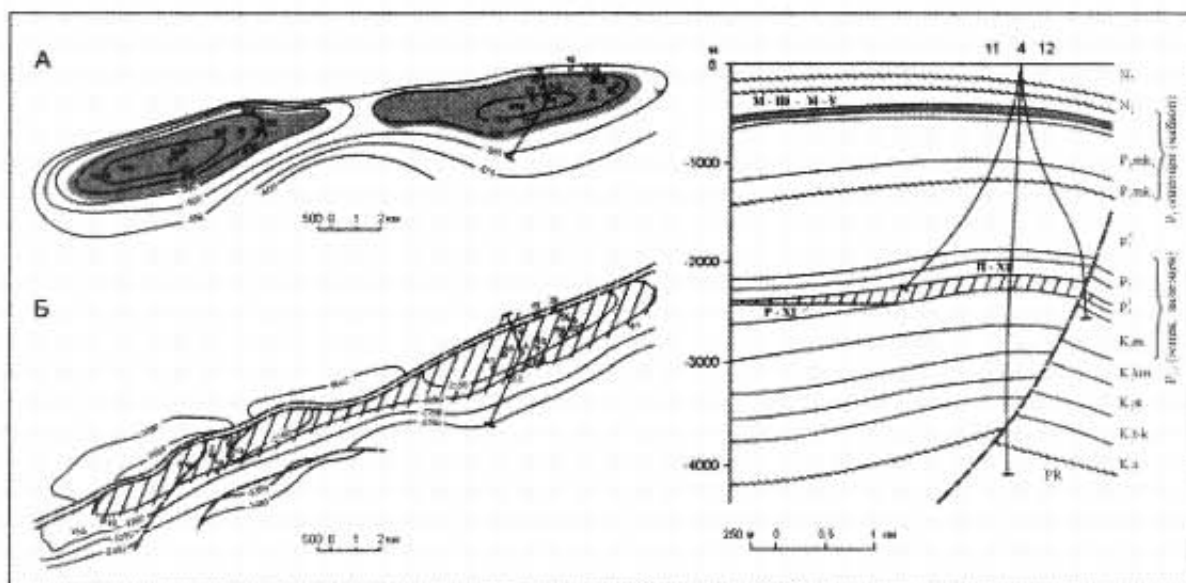


Рис. 3. Голыцынское месторождение (залежи разного возраста):

А — Газовая залежь (CH_4 99%). Воды продуктивного горизонта: хлоркальциевый тип, общ. мин. до 50 г/л, содержание: J — 80, Br — 510 г/л, возраст залежи - 5 млн лет, (граница миоцена и плиоцена). Б — Газоконденсатная залежь. Воды продуктивного горизонта: переходный (между гидрокарбонатнонатриевым и хлоркальциевым) тип, общ. мин. 26-34 г/л, содержание: J — 36, Br — 95, B — 120 г/л, возраст залежи < 0,5 млн лет

Это хорошо согласуется с вышеуказанной тектоно-геодинамической природой Черноморского мегабассейна, который образовался вследствие наложения впадины Черного моря на структурно-формационный коллаж, формирование которого обусловлено многоэтапным развитием и резонансным взаимодействием нескольких автономных рифтовых систем с разным характером геодинамической эволюции (авлакогенный, океанический, островодужный). В состав его формационных рядов входят разновозрастные (палеозой-кайнозой) черносланцевые обогащенные органическим веществом толщи эвксинского типа, а также другие породные субстраты и флюидно-породные системы, которые при фазах тектоно-термальной активизации служат источниками углеводородов (рис. 4). "Подключение" различных источников углеводородов к импульсно функционирующим на нео- и актуотектоническом этапах сквозьформационным флюидопроводящим зонам обусловило исключительно широкий фазово-геохимический диапазон нефтидов (от разнообразных битумов, первичных малых и тяжелых нефтей до легких нефтей и конденсатов, от углеводородных систем критического состояния и газоконденсатов до существенно метановых и метаново-сероводородных газов) и разнообразие форм их локализации (от традиционных залежей в типичных антиклинальных, комбинированных и неантиклинальных ловушках до струйных источников, газогидратных скоплений и др.). Это подтверждается геохимическими, в частности, изотопными данными.

Наличие разновозрастных генераций нефтидов хорошо согласуется с многократным проявлением на фоне региональных изменений (диагенеза, катагенеза, а в субдукционных и коллизионных зонах взаимодействия плит

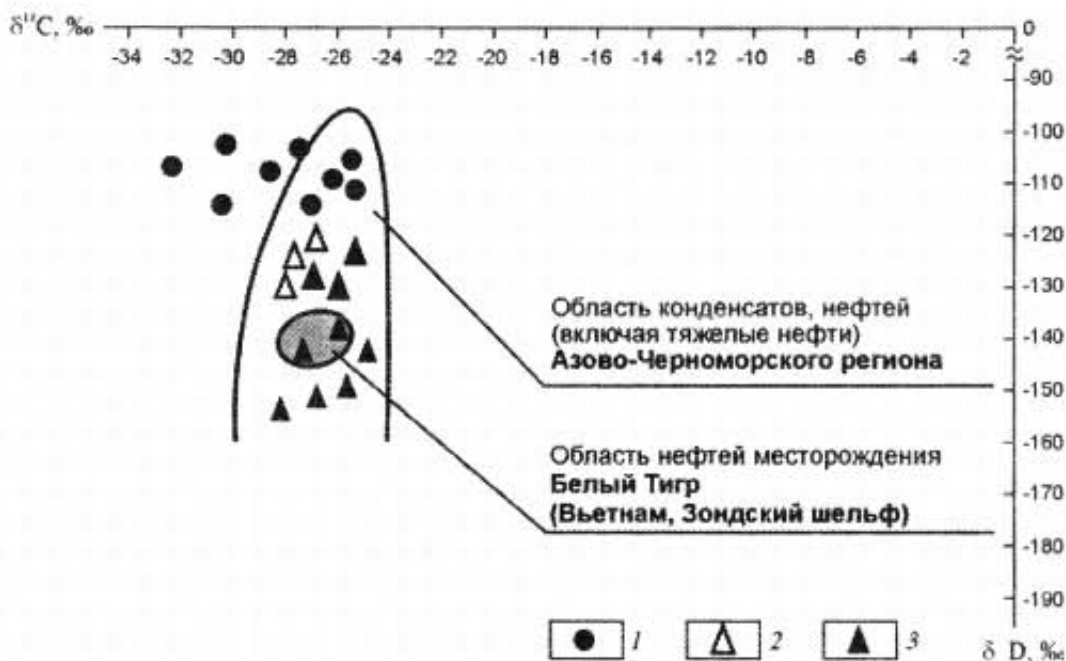


Рис. 4. Корреляция изотопного состава (С, Н) углеводородов и органического вещества гидрокарбонелитов (black shales): гидрокарбонелиты (black shales, доманикиты, эвксиниты и др.): 1 — (ХП_а) центральной части ДДВ (С₁ v₂); 2 — Карпатского (включая спасские глины) и Азово-Черноморского регионов (J₃-K₁); 3 — майкопские глины, эоценовые горючие сланцы Азово-Черноморского региона (P_{1,2})

— также метагенеза и регионального метаморфизма) сравнительно кратковременных фаз тектоно-термальной активизации [2, 6].

Беспрецедентно широкий изотопно-геохимический диапазон нефтегазоносности свидетельствует о поступлении углеводородов из разных источников. При этом следует особо подчеркнуть, что Черноморский мегабассейн занимает промежуточное положение между типично рифтовым и аккреционным (субдукционным, надвиговым) типами (рис. 5), что присуще также таким ареалам интенсивного нефтегазонакопления, как Западная Канада, Ближний Восток, Западная Сибирь и др. Совпадение со средней частью поля фигуративных точек изотопного состава ($\delta^{13}\text{C}$ - δD) углеводородов из залежей в Черном море и изотопных показателей газа из пермотриасовых карбонатных формаций Южного Ирана (см. рис. 2) позволяет высоко оценить перспективы нефтегазоносности рифогенно-карбонатных комплексов и зон разуплотнения в глубокозалегающих мезозойских комплексах, магматических породных массивах и выступах разновозрастного кристаллического фундамента.

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 кристалличес-

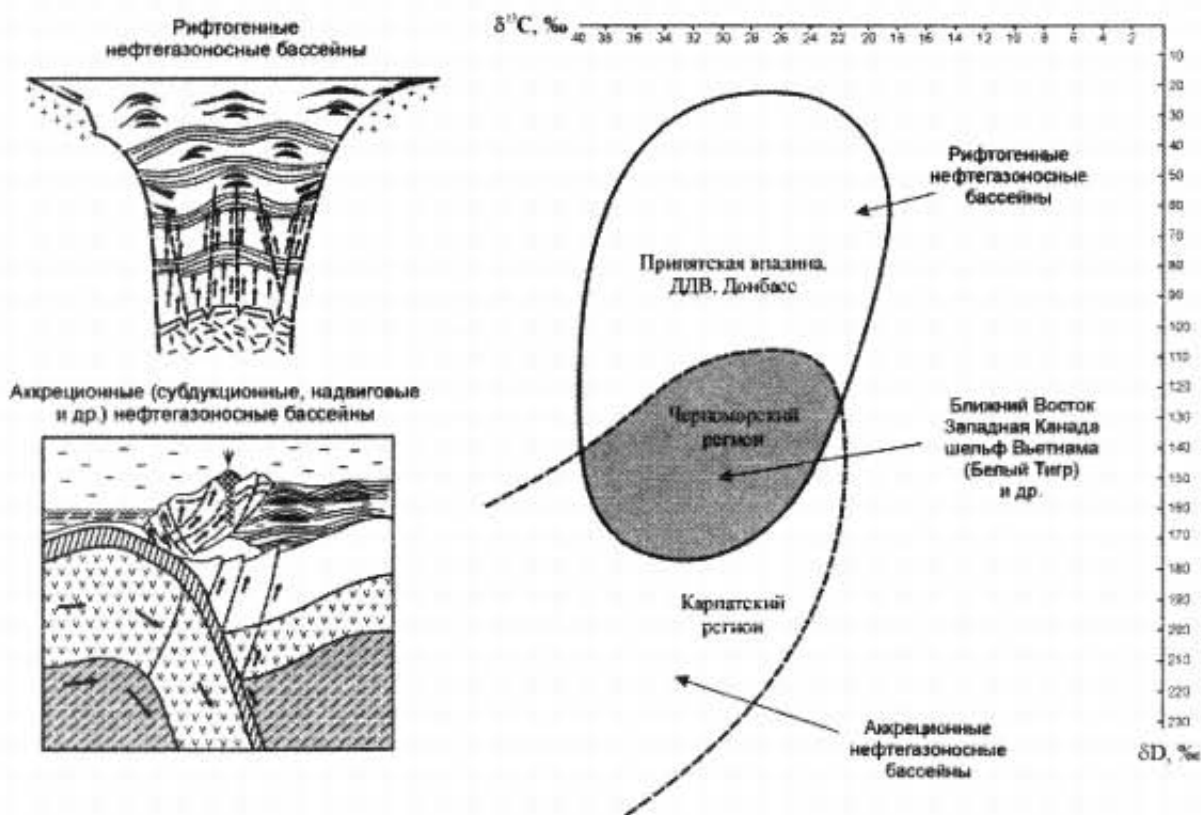


Рис. 5. Изотопно-геохимические отличия нефтей и конденсатов рифтогенных и аккреционных бассейнов

ких (интрузивные массивы, блоки фундамента и др.) пород [2, 3]. Длительный мощный восходящий поток сквозь дно Черного моря углеводородных газов вместе с флюидами, которые характеризуются широким диапазоном 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. (рис. 6).

Следует отметить совпадение целого ряда знаменательных геологических (облекание этих разуплотненных домеловых гранитных массивов нефтеносными олигоценовыми толщами, 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.) характеристик этих морских регионов, близких в тектоно-геодинамическом отношении.

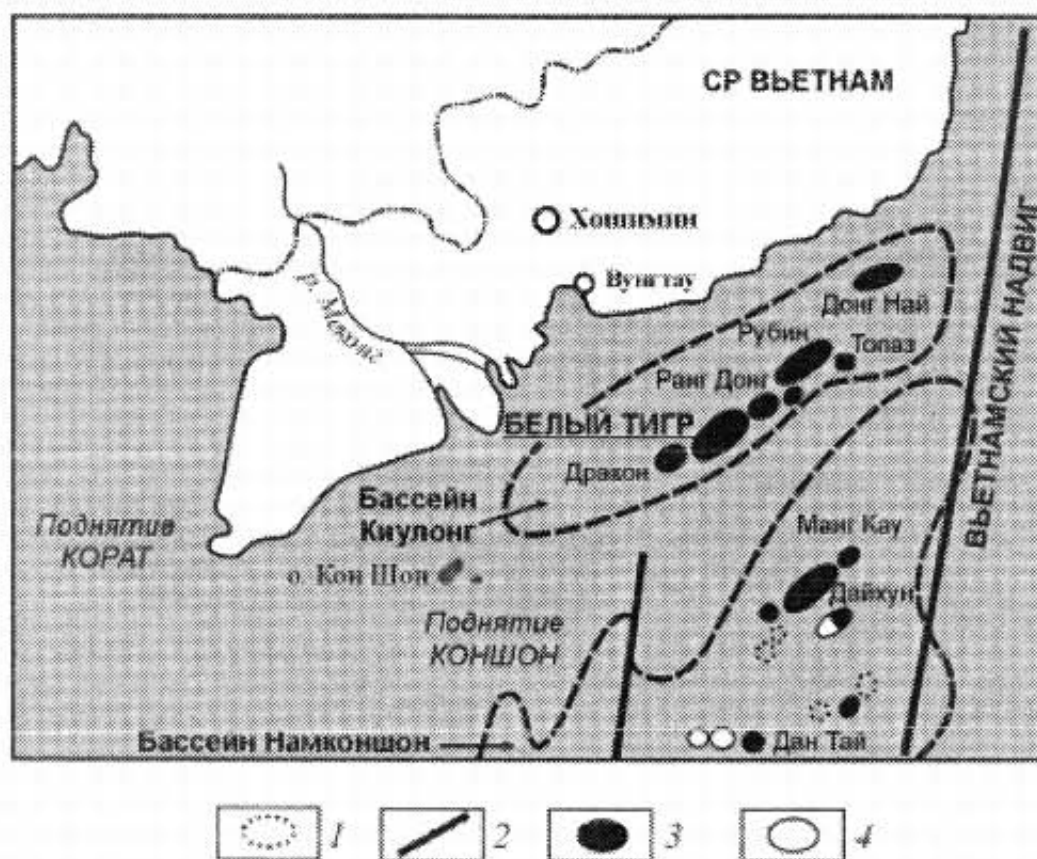


Рис. 6. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений на южновьетнамском шельфе (по Е.Г. Аршеву, В.П. Гаврилову, Ч.Л. Донгу, В.В. Донцову и др.):

1 — локальные структуры; 2 — сдвиги; 3 — нефтяные месторождения; 4 — газовые месторождения

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. 7). Здесь также обнаружены 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.

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 (рис. 8), что является еще одной существенной чертой тектоногеодинамического подобия этих двух регионов.

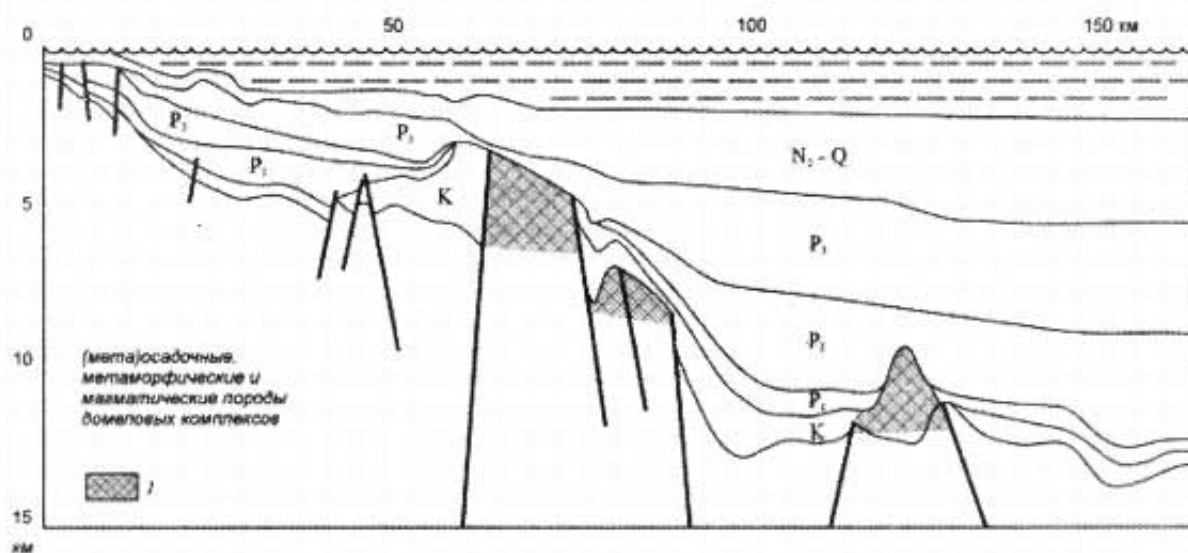


Рис. 7. Морфология домеловых формаций на западном шельфе и континентальном склоне Черного моря (по А.А. Robb 1998, с изменениями):

1 — массивные залежи УВ в разуплотненных породных массивах (по А.Е. Лукину)

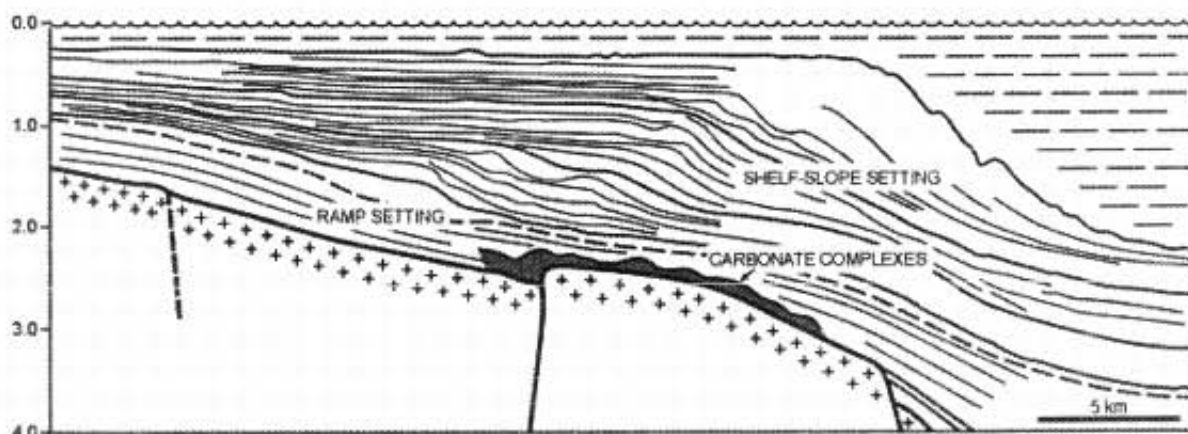


Рис. 8. Карбонатные постройки в базальных слоях палеогена и на выступах кристаллического фундамента на Вьетнамском шельфе Южно-Китайского моря (по G.H. Lee и I.S. Watkins, 1998, с изменениями)

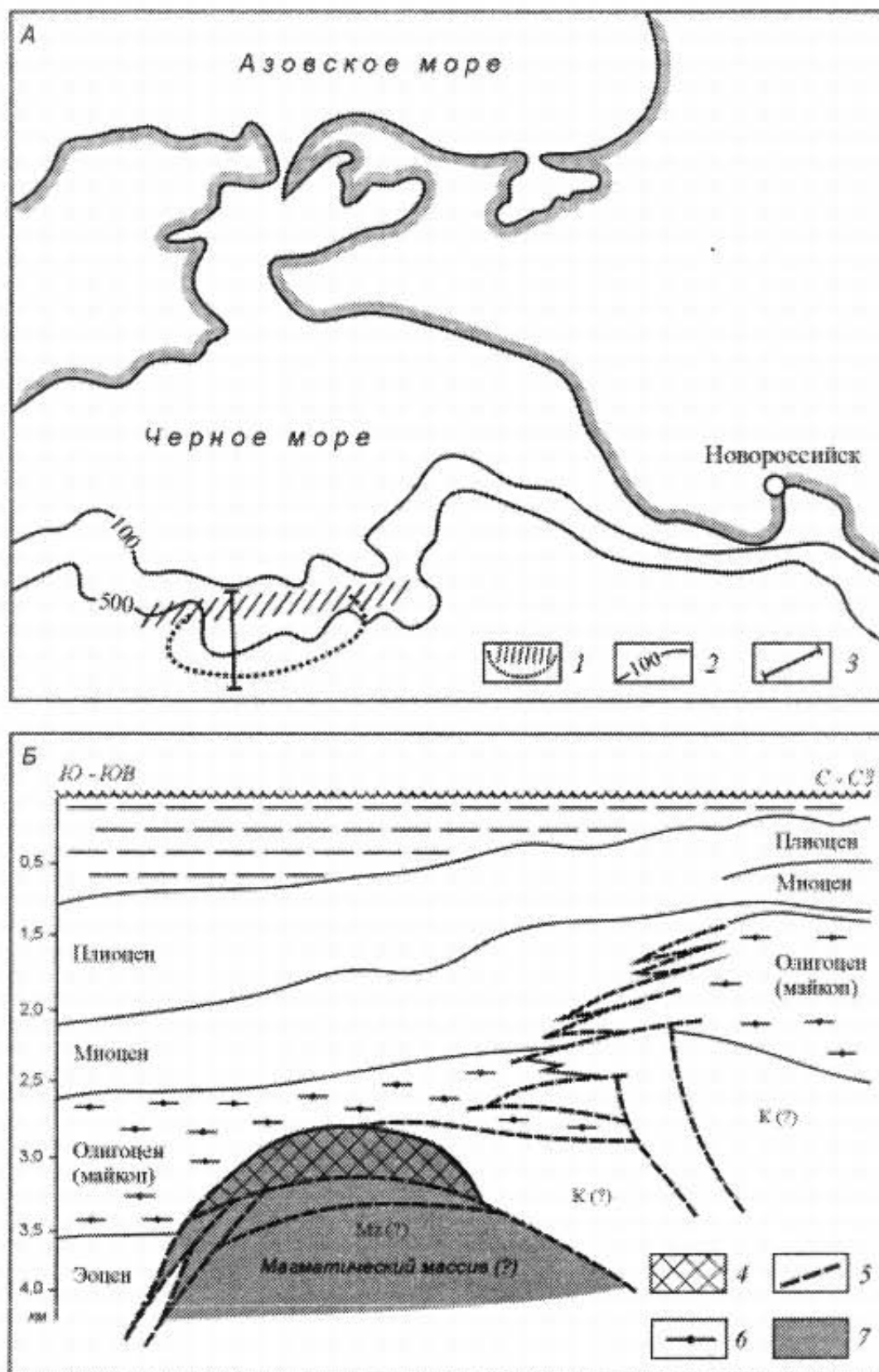


Рис. 9. Поднятие Палласа. Схема (по Д.Ф. Исмагилову, А.А. Терехову, Р.В. Шайнурову) (А) и разрез (по А.Е. Лукину) (Б):

1 — контуры поднятия Палласа с зоной фронтального надвига; 2 — изобаты, м; 3 — линия сейсмического профиля; 4 — рифогенные карбонаты; 5 — депрессионные ОР-глинистые отложения; 6 — тектонические нарушения; 7 — разуплотненные породы

Здесь следует особо подчеркнуть, что как Черное, так и Южно-Китайское моря характеризуются тесным переплетением глубинной углеводородной и водно-углекислой дегазации [5], что обуславливает особенно большую перспективность поисков таких гетерогенных массивных резервуаров. В частности, с ними следует связывать перспективы поднятий Палласа и Тетяева (рис. 9, 10).

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 нефтега-

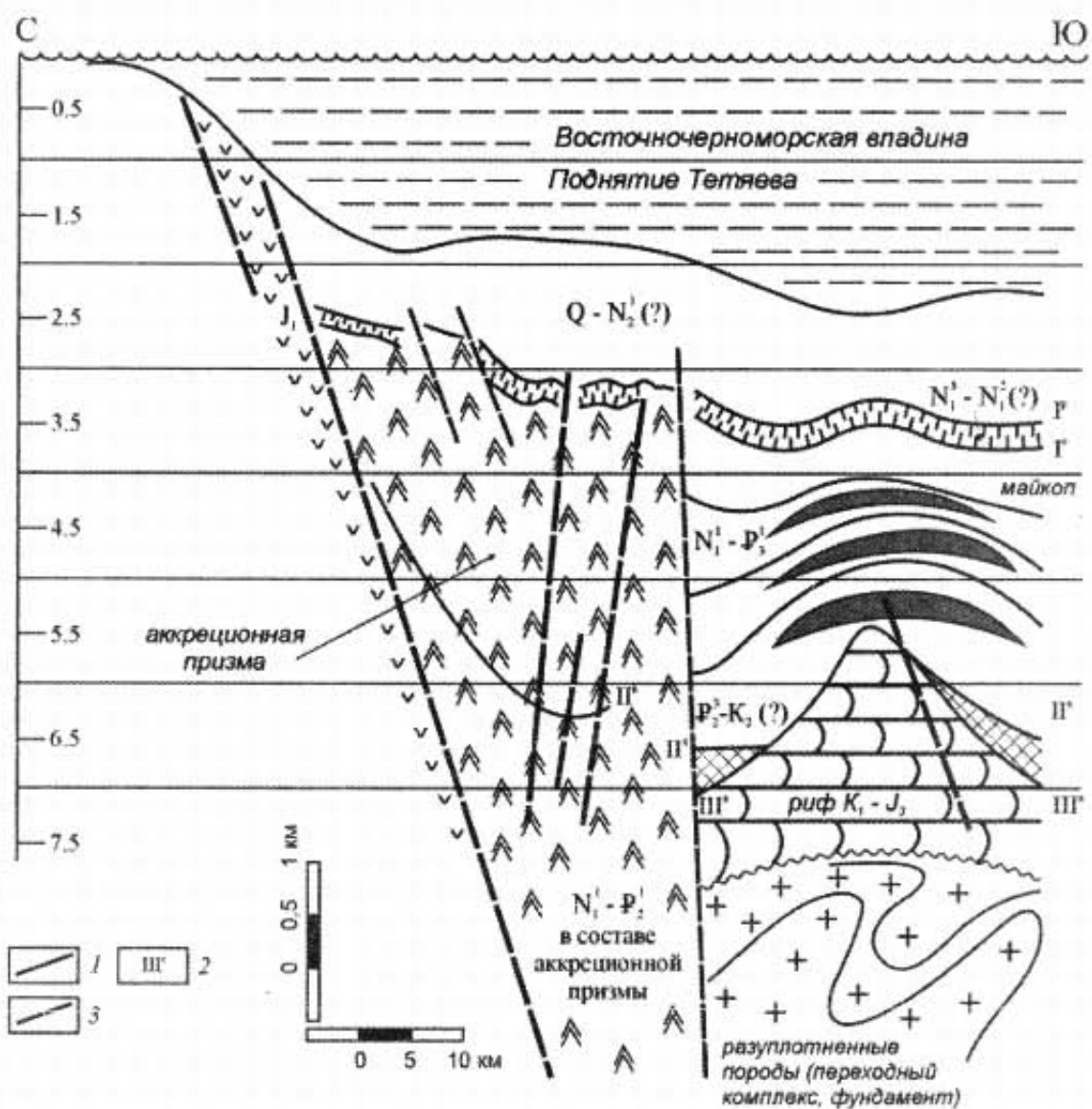


Рис. 10. Профиль 94-135 (по В.И. Самсонову, с изменениями и дополнениями А.Е. Лукина): 1 — отражающие горизонты; 2 — поверхности: P^a — доплиоценовая эрозионная поверхность, P^b — кровля майкопских отложений, P^c — подошва майкопских отложений, P^d — кровля мезозойских отложений; 3 — разрывные нарушения

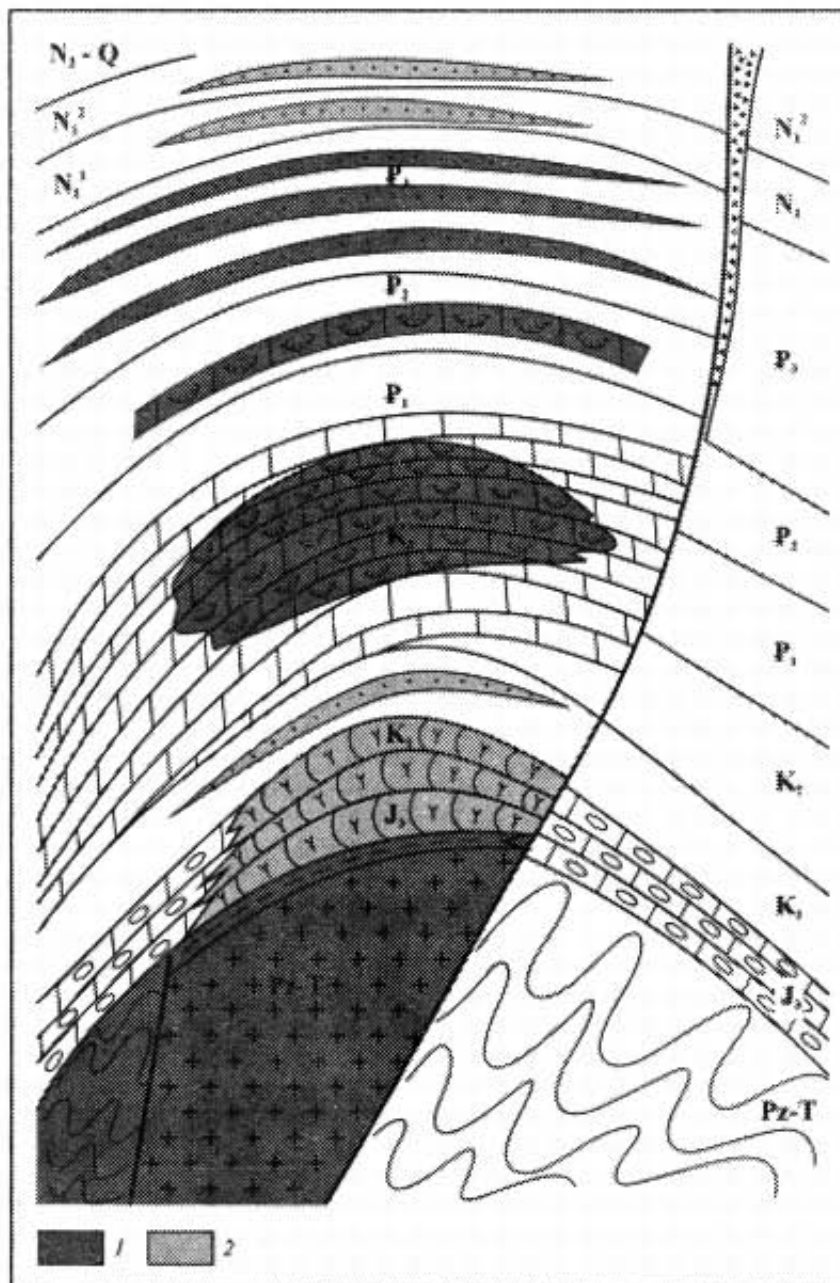


Рис. 11. Прогнозная ассоциация ловушек — залежей углеводородов в Черном море (принципиальная схема):
 1 — нефтяные, 2 — газоконденсатные, газовые

зоносности (рис. 11), следует связывать перспективы открытия в Черном море промышленных месторождений углеводородного сырья настолько значительных по запасам, что их поиски, разведка и разработка будут рентабельными в столь сложных условиях.

1. 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.

2. Лукин А.Е. Генетические типы вторичных преобразований и нефтегазонакопления / АН УССР, Ин-т геол. наук.— Препр.— Киев, 1989.— 52 с.

3. Лукин А.Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение — ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа // Геол. журн.— 2002.— № 4.— С. 15–32.

4. Лукин А.Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Статья 3. Глубинная гидрогеологическая инверсия и нефтегазоносность // Геол. журн.— 2005.— № 2.— С. 44–61.

5. Лукин А.Е. Изотопно-геохимические индикаторы углекислой и углеводородной дегазации в Азово-Черноморском регионе // Геол. журн.— 2003.— № 1.— С. 59–73.

6. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах.— Киев: Наукова думка, 1997.— 225 с.

7. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // Геол. журн.— 1999.— № 1.— С. 30–42.

8. Митропольский А.Ю., Безбородов А.А., Овсяный Е.И. Геохимия Черного моря.— Киев: Наукова думка, 1982.— 144 с.

9. Рос Д. Черное море // Геология континентальных ископаемых. Т. 3.— М: Мир, 1979.— С. 14–28.

10. Сорокин Ю.И. Черное море.— М.: Наука, 1982.— 216 с.

11. Шнюков Е.Ф. Грязевой вулканизм в Черном море // Геол. журн.— 1999.— № 2.— С. 38–47.

12. Шнюков Е.Ф., Старостенко В.И., Гожик П.Ф. О газоотдаче дна Черного моря // Геол. журн.— 2001.— № 4.— С. 7–14.

13. 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

14. 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.

Враховуючи надзвичайно складні геологічні і геоекологічні умови, в Чорному морі доцільно шукати, розвідувати та розробляти лише значні за запасами родовища газу і, тим більше, нафти. Тому особливий інтерес тут являють поклади в розуцільнених породах кристалічного фундаменту та (мета)осадового проміжного комплексу. Тут є передумови для прогнозування великих родовищ типу Білого Тигру та ін. (Південно-В'єтнамський шельф).

Taking into consideration extremely complicated geological and geocological conditions in the Black Sea it would be appropriate and development only enough considerable oil and gas deposits. So massive pools in dilatated rocks of crystalline basement and meta-sedimentary intermediate complex. There are all prerequisites for prospecting considerable deposits such as White Tiger, etc. (South-Vietnam shelf).