

УДК 553.98.04:551.351](292.471-11)

А. Д. Науменко¹, В. П. Стрижак², П. Коржнев¹

НОВЫЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ О ГЕНЕЗИСЕ ЛОКАЛЬНЫХ ПОДНЯТИЙ КЕРЧЕНСКОГО П-ОВА

В статье изложено и обосновано представление о возможности нахождения гигантских скоплений углеводородов в Азово-Черноморском нефтегазовом бассейне на больших и сверхбольших глубинах (8–15 км). По данным авторов более вероятно перспективность сверхглубинных недр именно на нефть, в разрезе как кристаллического фундамента, так и осадочной толщи земной коры, что вытекает из пространственного размещения и эволюции факторов, способствующих синергетической самоорганизации фрактальности геологической среды.

Главная цель работы — изучение закономерностей пространственного размещения и эволюции факторов, способствующих изменениям и синергетической самоорганизации фрактальности геологической среды в геодинамических системах Керченского полуострова и прилегающих акваторий. Кроме того, авторы приводят доказательства прогнозирования возможности нахождения залежей УВ на глубинах от 8 до 15 км.

Для решения вопросов строения и природы локальных поднятий был использован метод оперативного анализа, в рамках которого разрабатывались следующие задачи:

I. Анализ накопленной к настоящему времени информации по геологии, геоморфологии, инженерной геологии, сейсмологии, геофизике, геохимии и литологии в Черноморско-Средиземноморском бассейне.

II. Изучение крупных латеральных неоднородностей в Азово-Черноморском регионе.

III. Решение вопросов строения и природы локальных поднятий.

IV. Выявление связей морфологии рельефа с современной тектоникой через современную геодинамику.

V. Обобщение и систематизация данных о характере пространственного размещения различных типов локальных поднятий.

VI. Выяснение закономерностей размещения участков с совокупностью параметров, находящихся в состоянии неустойчивого равновесия.

В результате сейсморазведочных работ, проведенных в 70-е и 80-е годы в пределах Керченского полуострова, прилегающей части шельфа Черного моря и на территории Таманского п-ова была закартирована большая группа локальных поднятий, в основном сложенных отложениями майкопской серии (олигоцен–нижний миоцен) и надмайкопскими образованиями. Недостаточная плотность наблюдений по профилям в геологически сложной

© А. Д. Науменко¹, В. П. Стрижак², П. Коржнев¹:

¹ Институт геологических наук НАН Украины.

² Черниговское отделение УКРДГРИ.

обстановке ранее интерпретировалась как проявления локальных поднятий в виде симметричных брахиантиклиналей, в ядрах осложненных прогнутыми синклиналями — структурами, генетически связанными с грязевыми вулканами. На сейсмических разрезах нижняя часть этих структур характеризовалась зонами потери сейсмической информации. Мощная глинистая толща майкопа на таких временных разрезах также отображалась практически не слоистой. Поэтому структурные построения в те годы осуществлялись, в основном, по сейсмическим горизонтам вблизи кровли майкопских отложений. Отмеченные особенности сейсмических записей не вызывали у большинства интерпретаторов сомнений в диапировой природе структур, развитых как на Керченском шельфе, так и на Таманском и Керченском полуостровах.

Однако проведенные нами исследования методом оперативного анализа заставляют усомниться в правильности прежних представлений. Локальные проявления современной тектоники определяются пространственно неравномерным проявлением горного давления (в первую очередь его горизонтальной составляющей), а также перемещением зоны сжатия и растяжения от места разгрузки аномальных горных давлений (АГД), в соответствии с гипотезой о волновой их природе [7], во всех направлениях (рис. 1).

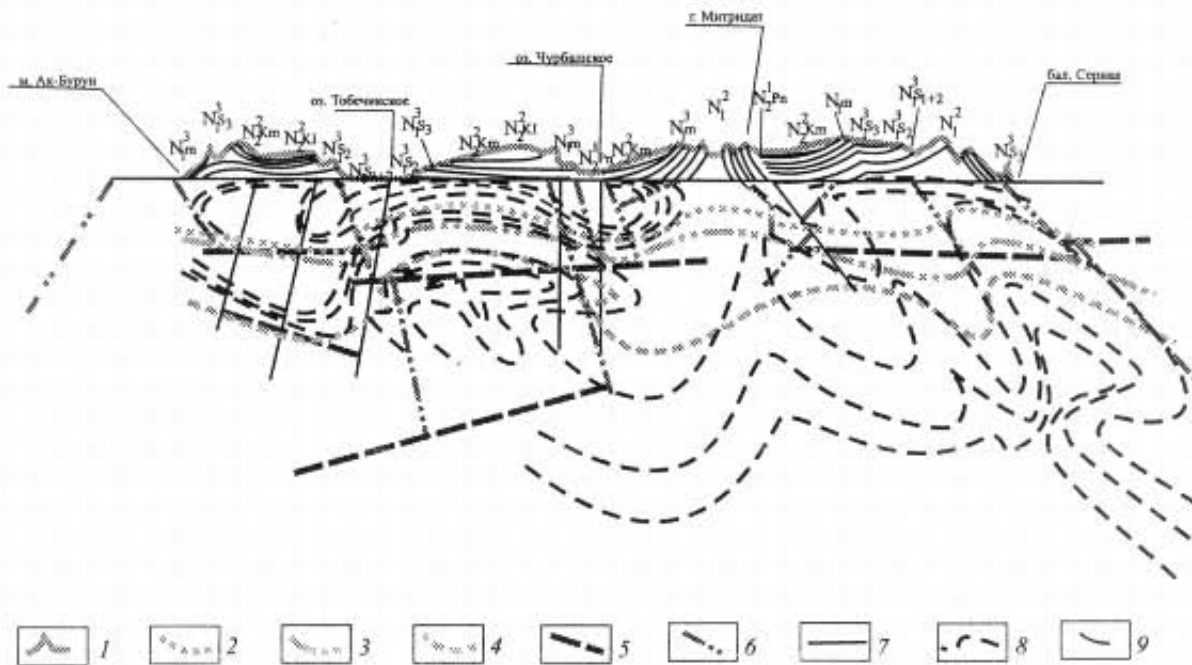


Рис. 1. Схематический разрез через восточную часть Керченского п-ова от м. Ак-Бурун до устья балки Серная. Отображено расположение динамических градиентов, которые обуславливают растяжение земной поверхности между оз. Чурбаш и оз. Тобечик:

1 — гипсометрический контур поверхности рельефа; 2 — контур предполагаемой поверхности кровли меловых отложений; 3 — контур предполагаемой поверхности кровли юрских отложений; 4 — контур предполагаемой поверхности подошвы юрских отложений; 5 — пологие поверхности сдвига блоков горных пород; 6 — разломы с глубиной заложения до 10 км; 7 — трансформные разломы с глубиной заложения до 30 км; 8 — динамические градиенты, обуславливающие режим современной тектонической активности; 9 — границы выходов пород на дневную поверхность.

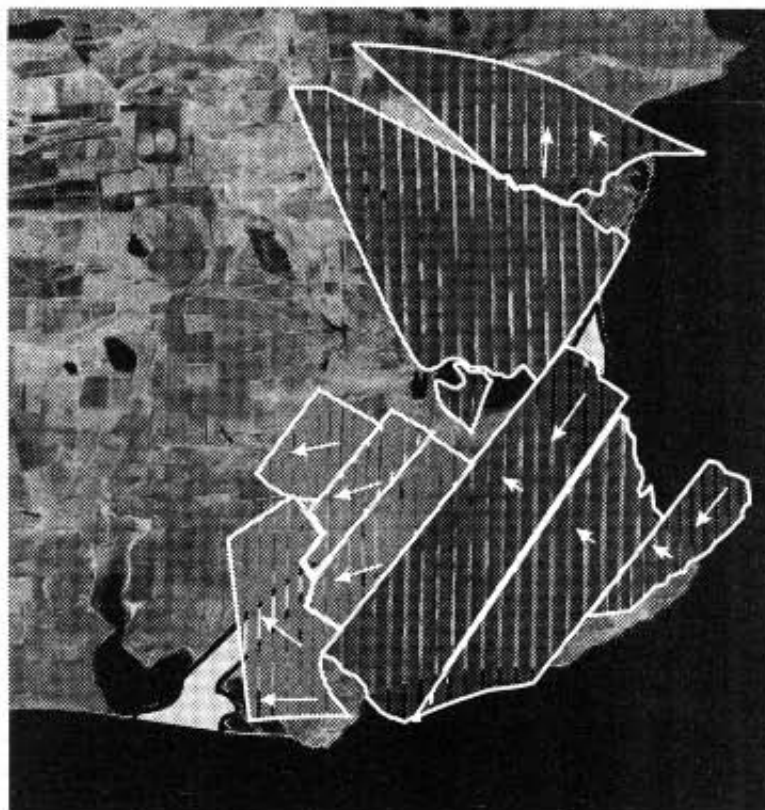
Зоны повышенных и пониженных значений напряжения горного давления элементарных ячеек в осадочном чехле контролируют форму рельефа земной поверхности.

Нами неоднократно с учетом всего изложенного производилась структурная интерпретация карт изолиний гипсометрического аномального поля Керченского полуострова различных масштабов, от 1:50000 до 1:200000, спектрзональной космической съемки масштаба 1:500000, в сопоставлении с данными геологических карт. В результате было установлено, что наиболее полную структурную картину дает нанесение эллипсоидов структур разрядки горного давления по участкам пониженных и повышенных значений аномального гипсометрического поля. Этот прием представляется нам предпочтительным по отношению к другим приемам нанесения эллипсоидных элементов при анализе карты аномального гипсометрического поля (по осям положительных аномалий, зонам градиентов поля) еще и по таким соображениям.

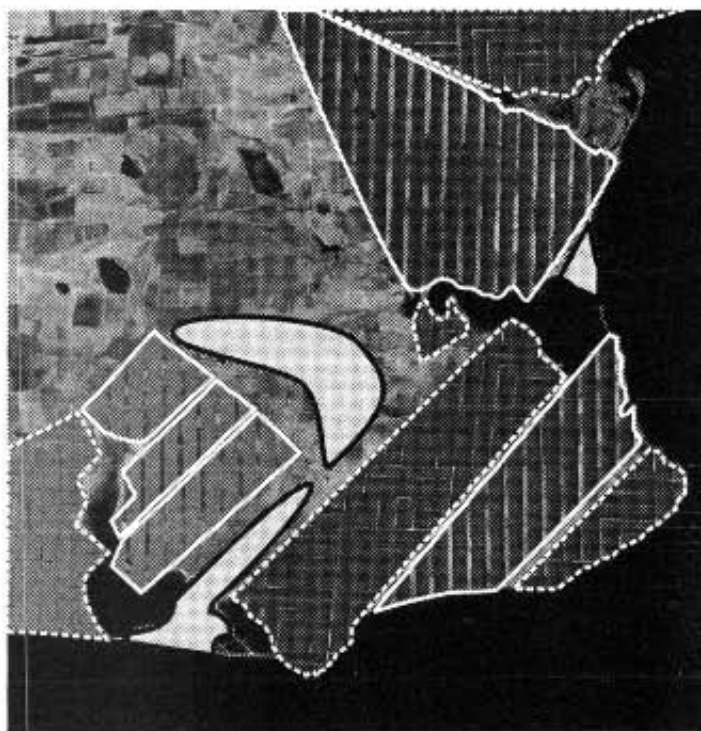
Согласно принимаемой нами модели, образование эллипсоидных форм в результате разрядки горных давлений происходит в обстановке растяжения в центральной части структуры и сжатия с образованием вала и повышенных давлений по периферии для одного типа структур. Для другого типа структур образование эллипсоидных форм в результате разрядки горных давлений происходит в обстановке сжатия в центральной части структуры и растяжения с образованием прогиба и пониженных давлений по периферии. Эти процессы сопровождаются перераспределением породных масс. При этом образуются аномалии гипсометрического поля, либо отрицательные, как пониженные значения положительного поля, либо положительные, как повышенные значения положительного поля. На фоне отрицательного поля дуги наносятся в виде линий, соединяющих локальные аномалии меньшей по сравнению с фоном напряженности по границе вала периферийного уплотнения. На фоне положительного поля дуги наносятся в виде линий, соединяющих локальные аномалии большей по сравнению с фоном напряженности по границе периферийного прогиба.

К числу наиболее важных результатов исследований авторов работы относится решение вопросов строения и природы локальных поднятий. В пределах Керченского полуострова и шельфа установлено проявление не диапиризма, а разрастания антиклинальных и синклинальных эллипсоидных элементов, разбивающих толщу майкопа на мозаику тектонически экранированных структур. Все относимые в прошлые годы к диапировым структурам поднятия на Керченском полуострове на наших новейших материалах предстают асимметричными складками, приуроченными к системе взбросо-надвигов, имеющими юго-восточную, северо-западную, а также северную и южную вергентности (рис. 2 а, б).

Образованная вышеописанными процессами фрактальность среды определяет пространственное положение трубы дегазации в земной коре. Этими же процессами определены и типы ловушек в недрах. Из вышесказанного следует, что распространение УВ будет наблюдаться в разрезе трубы дегазации до тех же границ, что и активные признаки существования разрядки аномальных горных давлений (АГД).



a



б

Условные обозначения:

-  Граница перемещающегося блока.
-  Граница пассивного блока.
-  Направления сдвиговых смещений.
-  Пассивный блок.
-  Перемещающийся блок.
-  Чурбаш-Тобечикские перемещающиеся блоки.
-  Узунлар-Кояшские перемещающиеся блоки.
-  Суша, образованная вследствие раздвигания блоков.

Рис. 2. Расположение границ блоков земной поверхности, растянутых вследствие современных тектонических движений:

a — в начале современного тектонического этапа; *б* — в настоящее время.

Размещение запасов нефти и свободного газа в стратиграфическом разрезе Черноморско-Средиземноморского бассейна имеет следующий вид. В мезозойских отложениях сосредоточено около 93% запасов нефти и 50% запасов свободного газа, остальное — в палеогене — неогене. При этом 1524 млн т нефти и 300 млрд м³ свободного газа находятся в пластовых и массивных сводовых залежах. В одном газовом и четырех нефтяных морских гигантских месторождениях сосредоточено 50% выявленных здесь запасов свободного газа и 94% запасов нефти. Эти аккумуляции нефти и газа почти целиком приурочены к мезозойским отложениям Средиземноморского бассейна. Поскольку Азовское и Черное моря генетически связаны с историей геологического развития Средиземноморского бассейна, то и в их акватории перспектива поиска морских нефтяных месторождений также кажется благоприятнее перспективы поиска морских месторождений свободного газа.

Так как большинство гигантских месторождений нефти и свободного газа в Средиземноморском бассейне выявлено в мезозойских отложениях, основным направлением геологоразведочных работ в Азово-Черноморском бассейне должны быть поиски и разведка морских месторождений нефти и газа не столько в палеоген-неогеновых отложениях, сколько в отложениях мезозойского возраста. Гигантские запасы нефти и газа в средиземноморских месторождениях Зуара-море, Ампоста Марино, Роспо-Населло и Мискар сосредоточены в мезозойских песчаниках и карстово-кавернозно-трещиноватых известняках, поэтому именно их необходимо считать главным объектом промышленного поиска новых ресурсов нефти и свободного газа и в азовско-черноморской акватории. Этот вывод подтверждается и наличием промышленных скоплений нефти в отложениях мелового возраста, открытыми на прикерченском шельфе.

В результате проведения сейсмоакустического профилирования северной части Черного моря Ю. Г. Моргуновым с соавторами в пределах шельфа и континентального склона Крыма обосновано распространение палеозойского складчатого основания, зафиксированного в виде “гранитного слоя” с граничной скоростью 5,8–6,0 км/с: “...поверхность гранитного слоя “Г1” должна отвечать только поверхности палеозойских отложений” [6, с. 96].

Осадочные отложения Ломоносовского подводного массива в Черном море, расположенного юго-западнее южной оконечности Крыма, представлены сложным разновозрастным комплексом пород. В пределах массива впервые в разрезе континентального склона Крыма были описаны филлитовидные породы “черносланцевой формации” [1, 8]. Т. П. Михницкой при проведении палинологических исследований филлитовидных пород определены фрагменты растительных тканей и споры: *Valla-tisporitespusillites*(Kedo)Dolbyet Neves emend. Byvsch., *Cyclogranisporites lasius* (Waltz) P I a y f., *Punctatisporites angularis* (Kedo) Byvsch., *Lophotrilitis* sp., *Hystri-cosporites* sp., свидетельствующие о раннекарбонном возрасте пород [8, 9].

При проведении научно-исследовательских работ на НИС “Профессор Водяницкий” в 2001–2004 гг. в Черноморском бассейне к югу и юго-востоку от побережья Крымского п-ова в пределах шельфа и континентального скло-

на было установлено широкое распространение слабо метаморфизованных осадочных пород, представленных филлитовидными аргиллитами и алевролитами. Эти породы по литологическому составу и степени метаморфизма не имеют аналогов среди комплексов осадочных пород Горного Крыма. В то же время эти образования по степени метаморфизма могут быть параллелизованы с осадочными образованиями Ломоносовского подводного массива [8, 9], а также палеозойскими отложениями складчатого основания Равнинного Крыма [11].

Благодаря перерыву в осадконакоплении и интенсивным процессам палеоэрозии, создавшим условия для возникновения трещиноватости и палеокарста, образовались или развились вторичная пористость и проницаемость мезозойских известняков, которые обусловили аккумуляцию гигантских объемов нефти в карбонатах месторождений Ампоста Марино и Роспо-Населло. Эти известняки слагают здесь докайнозойский цоколь, ложе или основание миоцен-плиоценовых отложений, которые перекрывают их с угловым и стратиграфическим несогласием. Следовательно, существование скоплений нефти в подводных недрах шельфа Азовско-Черноморского бассейна также должно быть частично связано с наличием древних кор выветривания в разрезе его докайнозойского фундамента. На прилегающей к шельфу суше в Крыму, на Дону и Кубани уже выявлено несколько газонефтяных и газовых месторождений, частично связанных с корами выветривания гетерогенного фундамента, в том числе и докембрийского кристаллического, например Октябрьское, Западно-Октябрьское, Староминское, Каневское, Челбасское, Крыловское, Куцевское, Екатериновское и Новомихайловское.

Кроме того, существует процесс формирования вторичных коллекторов и покрышек в зоне гидрогеологической инверсии. Именно в трубах дегазации осуществляются гипогенно-аллогенетические процессы, геотермодинамическая направленность которых противоположна катагенезу — метагенезу — региональному метаморфизму. В соответствии с общепринятыми представлениями, катагенез сопровождается необратимым ухудшением как фильтрационно-емкостных свойств песчаников, так и экранирующих свойств глин, которые в процессе аргиллитизации теряют пластичность и становятся трещиноватыми. Наряду с нетрадиционными формами нефтегазоносности, широко распространены пластовые и массивные трещинно-вторичнопоровые терригенные и карбонатные резервуары с глинистыми покрышками. Это возможно только благодаря наложенным гипогенным преобразованиям, характер которых наиболее ярко проявляется в парагенезе кварцевых песчаников и сероцветных гидрослюдистых аргиллитов. Именно с такими породными ассоциациями связаны, например, продуктивные глубокозалегающие горизонты в нижнем карбоне ДДВ. Уже на стадиях МК₂–МК₃ обломочные породы этих и им подобных комплексов приобретают кварцитовидный облик за счет интенсивной регенерационно-поровой кварцевой цементации [5]. В то же время глины переходят в аргиллиты, которые в типичных своих разностях действительно нередко приобретают значительную трещиноватость, хотя экранирующие их свойства весьма изменчивы [4].

Однако на ряде месторождений с большим этажом нефтегазоносности и огромными давлениями (сверхгидростатические давления с коэффициентом аномальности 1,8–1,95) в кровле массивных залежей роль экранов играют глинистые пачки и толщи различной мощности. Этот факт свидетельствует о том, что сохранившие свой первоначальный литолого-фациальный внешний облик светлые сахаровидные кварцевые песчаники (алевролиты, гравелиты), серо- и темноцветные аргиллиты глубоко преобразованы (“промыты”) высокоэнтальпийными маловязкими флюидами и представляют собой метасоматиты. При этом песчаники приобретают вторичную пористость (максимальные значения открытой пористости на глубинах 5–7 км достигают 18–20% и более) и разнообразную адиабатическую трещиноватость (трещины естественного гидроразрыва и др.), а аргиллиты, наоборот — высокие флюидоупорные свойства. Во вторичных коллекторах глубокозалегающих горизонтов отмечены признаки как ранней (более высокотемпературной) щелочной, так и более поздней стадии кислотного [5] метасоматоза.

И хотя коры выветривания гетерогенного фундамента, а также сформированные вторичные коллекторы и покрышки в зоне гидрогеологической инверсии глубоко залегающих комплексов цоколя Азово-Черноморского бассейна вследствие этого могут с полным основанием рассматриваться в качестве одного из новых и перспективных потенциально промышленных нефтегазоносных горизонтов, прогнозирование залежей нефти и газа здесь требует изучения не только обязательных для осадочных пород обычных нефтегазопроисковых факторов, но и ряда иных. К числу последних относятся состав и структура пород фундамента — кристаллического складчатого, пара- или эпиплатформенного, тип и профиль палеовыветривания и вторичных коллекторов и покрышек в зоне гидрогеологической инверсии, а также степень сохранности этих структурных элементов. Это особенно важно в условиях гетерогенного фундамента Азово-Черноморского бассейна и прилегающих территорий Крыма, Дона и Западной Кубани, где породы пара- и эпиплатформенного оснований чрезвычайно разнообразны по химическому и минеральному составам, структуре и степени метаморфизованности. В фундаменте, цоколе или основании Западного Предкавказья залегают аргиллиты средней юры и верхнего триаса. Часть массивных газовых залежей, выявленных на Каневской и Челбасской площадях, сосредоточена в палеоэрозионных выступах фундамента, сложенного трещиноватыми аргиллитами складчатого верхнего триаса. В другой части этой же нефтегазоносной провинции, а именно в Куцевском, Екатериновском и Новомихайловском газовых месторождениях массивные промышленные газовые скопления залегают так, что одна их часть сосредоточена в меловых отложениях, а другая — в кристаллических докембрийских породах Ростовского выступа фундамента, являющегося юго-восточным продолжением или ответвлением Украинского щита, отделенного от него седловиной.

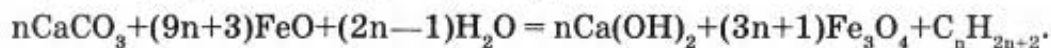
Факты наличия грязевого вулканизма в рассматриваемой области приобретают отчетливые черты поискового признака на наличие углеводородов в недрах, так как под грязевым вулканизмом чаще всего понимается именно нефтегазовый грязевой вулканизм.

Шнюков Е. Ф. в работах, посвященных проблеме генезиса грязевых вулканов в Керченско-Таманской области, неоднократно утверждает, что один из основных факторов, определяющих деятельность грязевых вулканов — аномально высокое пластовое давление газа в исходном пласте — располагается ниже глубины залегания очага грязевого вулканизма. Грязевые вулканы Керченско-Таманской области имеют глубину залегания до 8–10 км. [10]. Таким образом, источник углеводородов расположен ниже этой глубины.

Факторами, определяющими деятельность вулканов, являются длительность и скорость движения газов к поверхности, их объем, степень обводнения пород по пути движения, аномально высокие пластовые давления газа в исходном пласте.

Исходя из изложенного можно утверждать, что популярное представление об исчезновении коллекторов и переходе нефти в газ вследствие форсированного катагенеза на больших глубинах, по крайней мере 8–9 км, является ошибочным. Оно противоречит и экспериментальному материалу.

Так В. А. Краюшкин с соавторами свидетельствуют, что при давлении 5 ГПа реакция синтеза УВ происходит при температуре до 1200° К в один этап и, в общем, имеет следующий вид:



Большинство опытов выполнено с исходными смесями, состав которых рассчитан при $n \rightarrow \infty$, что обеспечило максимальный выход конденсированных углеводородных фаз. При заданных параметрах экспозиция составляла 1 ч., в течение этого времени, по данным В. А. Краюшкина с соавторами, устанавливалось равновесие. Гидроксид кальция и оксиды железа в рТ области этих экспериментов не имеют полиморфных превращений [2]. Таким образом мнение о невозможности нахождения нефти в КФ и на глубине свыше 8 км противоречит данным о нескольких уже известных гигантских месторождениях нефти и газа. По этим данным перспективность сверхглубинных недр именно на нефть как в разрезе кристаллического фундамента, так и в разрезе осадочной толщи земной коры нельзя отвергать, как якобы не имеющую серьезных и достаточных оснований. Поиски залежей нефти на сверхбольших глубинах — еще одно новое и перспективное направление поисково-разведочных работ на нефть.

1. *Иванников А. В., Иноземцев Ю. И., Ступинар В.* Стратиграфия мезозойских и кайнозойских отложений континентального склона Черного моря // Геологические проблемы Черного моря. — Киев, 2001. — С. 253–262.

2. *Краюшкин В. А., Кучеров В. Г., Ключко В. П., Гожик П. Ф.* Неорганическое происхождение нефти: от геологической к физической теории. / Геол. журн. — 2005. — № 2.

3. *Кудрявцев Н. А.* Генезис нефти и газа. — //Тр. Всесоюз. науч. исслед. нефт. геол. развед. ин-та, вып. 319, Л: Недра, 1973. — С. 214.

4. *Лукин А. Е.* О газоупорных свойствах аргиллитов // Тез. докл. респ. наук.-техн. совещ. “Резервы повышения эффективности геологоразведочных работ на больших глубинах”. — Львов, 1971. — С. 57–59.

5. *Лукин А. Е.,* Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты // Геол. Журн. — 2005. — № 2.

6. Моргунов Ю. Г., Калинин А. В., Калинин В. В. и др. Основные элементы тектоники южного крыла Крымского мегаантиклинория // Геотектоника. — 1979. — № 4. — С. 90–97.

7. Плотников Л. М., Петров А. И. Об отражениях в геологических объектах волновой природы механических напряжений. — В кн.: Давления и механические напряжения в развитии состава, структуры и рельефа литосферы. — Л., 1969. — С. 46–50.

8. Соболевский Ю. В., Кутний В. А. Осадочные и пирокластические породы. Палеоостровная дуга севера Черного моря. — Киев, 1997. — С. 50–60.

9. Шнюков Е. Ф., Щербаков И. Б., Шнюкова Е. Е. Палеоостровная дуга севера Черного моря. — Киев, 1997. — 288 с.

10. Шнюков Е. Ф., Соболевский Ю. В., Гнатенко Г. И., Науменко П. И., Кутний В. А. Грязевые вулканы Керченско-Таманской области // Киев: Наук. думка. — 1986. — 152 с.

11. Юдин В. В. “Геологическое строение Крыма на основе актуалистической геодинамики”, приложение к научно-практическому дискуссионно-аналитическому сборнику “Вопросы развития Крыма”, — Симферополь 2001 г.

12. Evans W. D. et al. Advances of organic geochemistry. — London: Pergamon Press, 1964. — 232 p.

В статті викладено і обґрунтовано уявлення про можливість знаходження гігантських накопичень вуглеводнів в Азово-Чорноморському нафтогазовому басейні на великих та надвеликих глибинах (8–15 км). За даними авторів більш вірогідна перспективність надглибинних надр саме на нафту, в розрізі як кристалічного фундаменту, так і осадової товщі земної кори, що впливає з просторового розміщення та еволюції факторів, які сприяють синергетичному самоупорядженню фрактальності геологічного середовища.

This article tells us about possibility to find great accumulations of oil and gas in Asov-Black Sea basin on big depth (about 8–15 km). On authors' facts depth are the most perspective on the oil as in crystal basis, also in sedimentary stratum of Earth's crust.