

## ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА НЕФТЬ И ГАЗ ОБЪЕКТОВ В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОМ СЕКТОРЕ ЧЕРНОГО МОРЯ

*В разуплотненных породах зон морфоструктурных ансамблей на прикерченском шельфе есть предпосылки для прогнозирования крупных месторождений типа Штокмановского и Лудловского, расположенных во вздымании между Южно- и Северобаренцевской впадинами.*

### Введение

Территория Керченского полуострова с прилегающими акваториями – один из нефтегазоносных регионов Причерноморья. Открытые здесь месторождения нефти и газа приурочены преимущественно к антиклинальным структурам в их среднемиоценовой части. На прикерченском шельфе, по данным бурения антиклинальной структуры Субботина, доказана нефтеносность нижнемайкопских отложений.

Государственная программа Украины “Освоение углеводородных ресурсов в украинских секторах Черного и Азовского морей до 2010 г.” включает организацию целенаправленных работ по поискам значительных месторождений нефти и газа и ввод их в разработку. Однако к настоящему времени в этих акваториях начальные потенциальные ресурсы реализованы лишь на 3,9% [32]. Выполнение программы невозможно без переинтерпретации имеющихся данных на основе новейших научных направлений, появившихся в геологии. Полученные таким образом материалы повысят результативность геолого-поисковых работ.

**Целью** настоящего исследования является выявление первоочередных для подготовки к бурению, перспективных объектов. Для достижения цели решались следующие основные задачи: установление структурной взаимосвязанности в геологической среде северо-восточного сектора Черного моря; выявление местоположения источника УВ-транспортирующих флюидов; определение путей миграции УВ; ранжирование месторождений нефти и газа в зависимости от их положения в тектонической структуре.

**Метод исследований.** В работе авторами использовался метод оперативного анализа, который включает изучение обнажений, материалов бурения, местных производственных отчетов и т.д. Именно с применением этого метода И.М. Губкин протрассировал шнуровые нефтяные залежи Майкопа. Необходимо отметить, что ранее в работе [23] авторами уже была обоснована связь Каламитско-Новоселовского и Симферопольского поднятий Крыма с процессами флюидотермальной активизации, происходящи-

ми на Керченском полуострове. По данным [2] эти тектонические структуры представляют собой зону новейшей эндогенной активизации. На востоке зона имеет продолжение в виде Керченского поднятия. Структурный элемент, называемый нами Керченским поднятием, образовался на пассивной окраине континента. Заложение этой тектонической структуры произошло в остракодовое время. Основной рост проявился, по нашему мнению, тремя этапами: I этап – тархан-чокракский; II – понт-киммерийский; III – четвертичный.

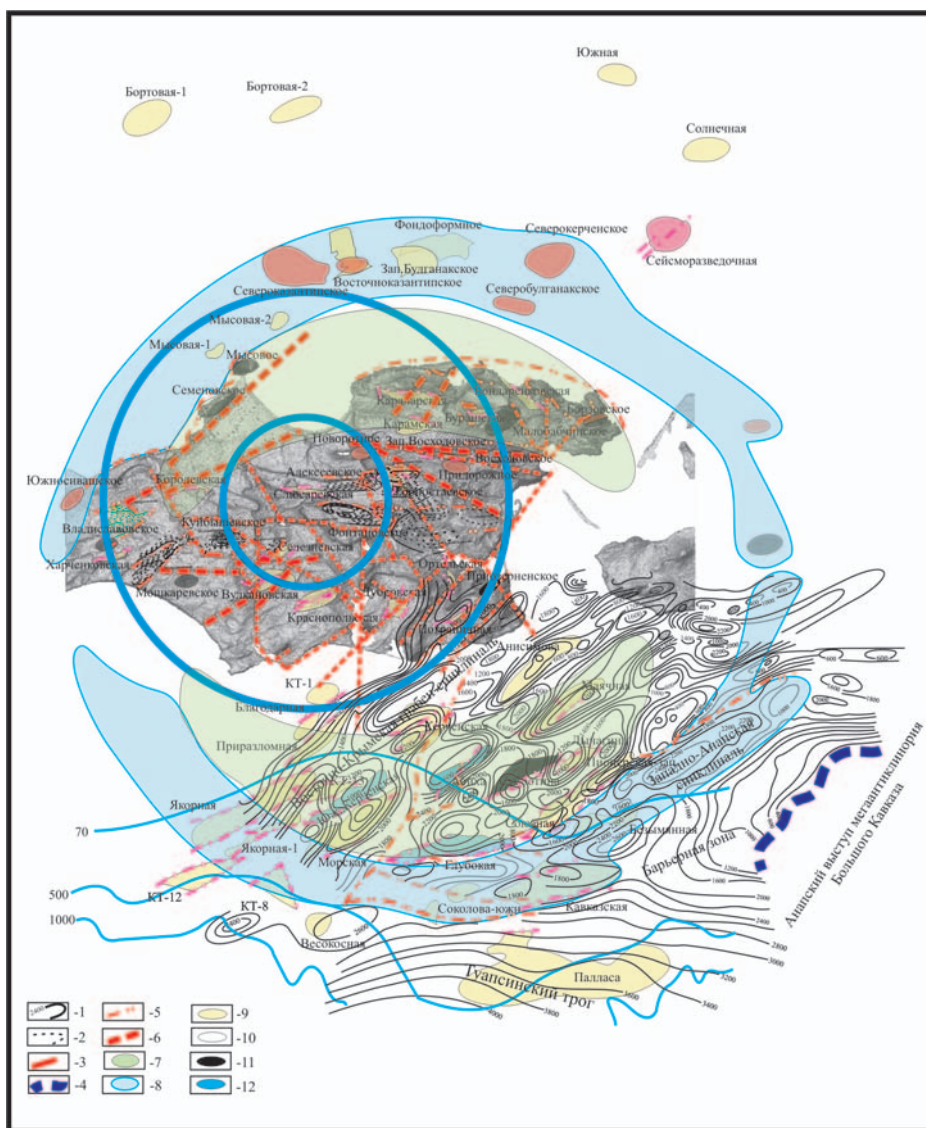
Для Керченского поднятия в настоящее время характерен высокий тепловой поток. Контуры тепловых аномалий соответствуют участкам поднятия этой зоны в позднеэоцен–четвертичное время [19]. Складчатая зона, формируемая Керченским поднятием, своими лито-фациальными особенностями подчеркивает увеличение мощности воздействия зоны эндогенной активизации от времени ее возникновения и до настоящего.

Фактические данные изучения геологического строения Черного и Азовского морей [6; 7; 16; 21; 29; 31; 34; 41], интерпретируемые с помощью технологий ГИС, позволяют по-новому взглянуть на строение этой зоны.

**Геодинамические закономерности холодной дегазации Земли (ХДЗ) в районе Керченского полуострова.** С позиции научного направления ХДЗ Керченское поднятие представляется эндогенной кольцевой структурой, лишь частично расположенной на суше (рисунок). Северная ее часть находится под Азовским морем, а южная – на прикерченском шельфе в Черном море.

Керченское поднятие имеет широтную ориентировку. Его площадь по внешней границе зоны влияния процессов, создающих структуру, приблизительно равна 16286 км<sup>2</sup>. Оно характеризуется центральной симметрией и в направлении от периферии к центру состоит из зон тектонической “ряби”, тектонических морфоструктурных ансамблей и центрального поднятия примерной площадью 9161 км<sup>2</sup>.

Согласно принятой парадигме эндогенные кольцевые структуры являются очагами вертикальной миграции флюидов, объединяющими “сквозь-формационные” флюидопроводные системы. В области их влияния наблюдается резкая расчлененность мантии и коры, при этом такие районы характеризуются активной геодинамикой [32]. Наличие перечисленных признаков позволяет отнести Керченское поднятие к тектонической структуре такого рода. В 1994 г. А.Е. Лукин, В.А. Шумлянский и др. в своей работе [20] конкретизировали понятие “трубы дегазации” (ТД), ранее предложенное П.Н. Кропоткиным [18]. По их представлениям заложение этих дренирующих осадочный чехол систем связано с глубинными тектоническими факторами (разломы, грабены и др.). Особенно характерна их связь с тектоно-магматическими структурами, формирующимися в зонах пересечения глубинных разломов. Их многократная активизация способствует формированию на разных стратиграфических уровнях трещиноватых и вторичнопорново-кавернозных породных массивов, которые играют роль связующих звеньев в системе нарушений и первичнопоровых тел. При этом



Схематическая структурная карта Керченского поднятия (по А.Ф. Коморному (1980 г.) с дополнениями). Структурные элементы Керченского шельфа по [14].

**Условные обозначения:** 1 – изогипсы кровли майкопа; 2 – изогипсы подошвы олигоцена; 3 – границы фронтальных зон надвигов; 4 – зоны выклинивания  $N_1^2$  (сармат-тортон); 5 – разломы, вдоль которых происходит трансформация ранее сформированного структурного плана; 6 – разломы, ограничивающие зоны раздвигов; 7 – зона морфоструктурных ансамблей; 8 – зона тектонической “ряби”; 9 – выявленные структуры; 10 – газовые месторождения; 11 – нефтяные месторождения; 12 – первоочередные объекты.

реактивизируется также палеогеоморфологическая трещиноватость, связанная с депрессионными и эрозионными формами палеорельефа (трещины бокового отпора и т.п.). Таким образом, эти системы, с одной стороны, сами являются порождением глубинных тектоно-физических факторов и процессов ХДЗ, а с другой стороны, играя “флюидостыгивающую” роль, – они во многом определяют положение ТД, их конкретные морфологические особенности в пределах осадочного чехла [20].

Глубинное строение Керченско-Таманской зоны отражено в работах А.В. Чекунова, И.А. Гаркаленко и др., [38; 4]. Южнее Керченского полуострова они указывают мощность земной коры 30-35 км. По данным Коморной и Маловицкого (профили ГСЗ 28 и 29), мощность земной коры резко дифференцирована от 30-35 км на Таманском п-ове до 40 км на Керченском и 35-42 км в Азовском море. Увеличение мощности земной коры происходит за счет погружения границы Мохоровичича, то есть увеличения базальтового слоя (базификации верхней мантии). Наиболее реальным процессом, обуславливающим утолщение базальтового слоя, является гидратация вещества мантии. Последняя может происходить только в случае осуществляющегося привноса в этот слой флюидов (воды, водорода), что хорошо согласуется с концепцией ХДЗ.

Рассматривая тектонические границы Керченского поднятия, необходимо отметить, что на дневной поверхности оно определяется серией дугоподобных разрывных нарушений сбросо-надвигового характера. С этими разрывными нарушениями, являющимися путями миграции УВ-транспортирующих флюидов, связаны тектонические структуры, особенности рельефа поверхности, очаги грязевого вулканизма с проявлениями киновари, реальгара, сфалерита, факелы углеводородных, углекислых и других газов [39]. Внутренняя область поднятия расчленена субширотными разломами и нарушениями, трансформирующими сформировавшуюся ранее тектоническую структуру.

С востока на запад выделено три разрывных нарушения первого порядка, имеющих субмеридиональное простирание. Самое восточное нарушение восточного борта Керченско-Таманского поперечного прогиба проходит через Ахтанизовский и Кизилташский лиманы. С запада структура Керченского поднятия ограничена Корсаковско-Феодосийским меридиональным глубинным разломом, протягивающимся к северу и выраженным на поверхности степенью рельефа (западная часть поднята, восточная – опущена). Фактически этот разлом отделяет структуры, образованные флюидо-термическими импульсами Керченского поднятия [23] от структур, образованных аналогичными импульсами Каламитско-Новоселовского и Симферопольского поднятий. Третий – Узунларско-Горностаевский разлом. С Горностаевской частью этого тектонического нарушения связаны: ступень в рельефе сартской (новоселовской) антиклинали (восточная перекинулась поднята), вдавленные синклинали и грабены в пределах салынской синклинали и караларской антиклинали. Узунларская же часть разлома характеризуется сдвигом восточного берега озера относительно западного на юг-юго-восток, эпицентрами 8-балльных землетрясений (см. таблицу), а также отмечается общим понижением на 1 км поверхности домеловых пород с запада на восток [15].

Среди разломов северо-западного простирания хорошо прослеживается Арабатский разлом, маркирующий в рельефе прикерченского шельфа, Феодосийского залива и части Арабатской стрелки постчаудинские трансформные перемещения отдельных блоков. По эхолотным промерам к югу от Керченского пролива он был отмечен на 14-м и 15-м профилях “Акванавта” на глубине 100–250 м.

**Характеристики сильных землетрясений в районе Керченского полуострова [26]**

Дата	Время		Эпицентр			Глубина очага	Магнитуда	Интенсивность
	точность	класс	$\varphi^{\circ}_N$	$\lambda^{\circ}_E$	класс	h, км	M	I <sub>0</sub>
63 г. до н.э.ОКТ	± 1 мес.	10	45,2 ± 0,5	36,6 ± 0,5	5	(20) 10-40	6,4 ± 0,7	8 ± 1
275 г. н.э.	± 10 лет	—	45,3 ± 1	36,1 ± 1	—	(20) 10-40	6,4 ± 1	8 ± 1

Среди широтных тектонических нарушений необходимо отметить Южноазовский, Анапо-Алуштинский и Крымский глубинные разломы. Первые два из вышеуказанных нарушений отражают северную и южную границы структуры, а Крымский глубинный разлом (КГР) определяет характер процессов диссипации эндогенной энергии, поступающей по нему в геологическое пространство Керченского поднятия.

Южноазовский разлом, по представлениям автора, в районе Керченского поднятия представляет собой надвиг в север-северо-восточном направлении [22] вала Лычагина.

Анапо-Алуштинский глубинный разлом четко прослеживается в рельефе южного побережья Черного моря, отделяя южное окончание прикерченского шельфа от Черноморской котловины. Этот разлом протягивается от Анапы до Алушты в западном направлении и выражен на поверхности Черноморской впадины ступенью рельефа (северная часть поднята, южная – опущена). Геолого-структурный аспект разлома выражается в резком сокращении мощности земной коры к югу от него.

Крымский глубинный разлом (КГР) в своей работе А.В. Чекунов [37] связывает с резким увеличением мощности базальтового слоя под антиклинорием Горного Крыма и высокой современной тектонической активностью региона. Николаев Н. И. с соавторами [25] на карте новейших разломов СССР определили зону КГР на основании геологических, геоморфологических и геофизических индикативных признаков как “живую”. В центральной части Керченского полуострова он отмечен максимальной глубиной до поверхности докембрийского фундамента, а в физическом поле – градиентным геотермическим максимумом, что служит указанием на продолжающееся утолщение базальтового слоя.

**Химизм глубинного синтеза УВ нефти и природного газа.** Следует особо отметить, что в процессе базификации верхней мантии в качестве побочных продуктов выступают щелочи и выделяются малорастворимые в силикатах примеси, изоморфно замещающие кремний в силикатах – алюминий, германий, бор, азот, фосфор, сера и углерод, за счет которого образуется метан и более сложные углеводороды горячих газов и нефтей. Таким образом, формируется характерный парагенезис: нефть – газ – соль – струи благородных газов и азота – проявления серы, а также концентрации таких специфических элементов, как бор, литий, рубидий, бром, иод и др.

Авторами выше упоминалось о возможной гидратации вещества верхней мантии. Связь этого процесса с нафтидообразованием обосновал Л.Н. Еланский [12], указавший на возможность увязать образование

нефтяных углеводородов с серпентинизацией оливина по реакции Менделеева – Хесса:  $3(\text{Fe}, \text{Mg})_2 \text{SiO}_4 + 7\text{H}_2\text{O} + \text{SiO}_2 + 3\text{CO}_2 \leftrightarrow 2\text{Mg}_3[\text{OH}]_4\text{Si}_2\text{O}_3 + 3\text{Fe}_2\text{O}_3 + \text{C}_2\text{H}_6 + Q$  (тепло). В 1971 г. Э.Б. Чекалюк опубликовал результаты экспериментальных исследований, в которых из смеси природных минеральных образований ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgSO}_4$ ,  $6\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{SiO}_2$  и  $\text{FeO}$ ) при температуре порядка  $1500\text{--}1700^\circ \text{K}$  и давлениях  $40\text{--}60$  кбар были получены углеводородные смеси от метана до гептана. Согласно данным [36] минеральный синтез жидких углеводородных систем может происходить на глубине около 100 км, в верхней мантии Земли. В 2005 г. В.А. Краюшкин с соавторами опубликовали результаты лабораторных экспериментов синтеза нефти Э.Б. Чекалюка [17], уточнив диапазон температур и количественные соотношения продуктов нафтидообразования при давлениях  $25\text{--}50$  кбар. М.В. Гзовский в работе [9, стр. 391] указал, что всестороннее давление от 10000 до 50000 атм. соответствует глубинам от 20 до 200 км. На карте геотермических условий Украины центральная часть Керченского полуострова отмечена полем значений геотермического градиента равным  $5,0^\circ \text{C}$  на 100 м углубления.

Основываясь на приведенном материале, можно приближенно рассчитать, что доказанное в диапазонах температур (от  $300$  до  $900^\circ \text{C}$ ) и давлений ( $25\text{--}50$  кбар) образование нефти может происходить на глубинах от  $4,84$  до  $9,68$  км в области распространения изолинии значений геотермического градиента  $5,0$ . Однако нижняя граница, скорее всего, располагается значительно ниже и соответствует расчетам Э.Б. Чекалюка.

**Местоположение источника углеводородов (природного реактора).** На основании изложенных выше данных, эпицентр процессов, формирующих углеводороды, располагается между Коджаларской и Сартской антиклиналями в районе оз. Юзмяк. Гипоцентр нафтидообразования находится под центральной частью Керченского поднятия на глубинах от  $4,84$  до 100 км. Он поставляет вдоль поверхности КГР наиболее легкие углеводороды (УВ) и радикальные системы:  $\text{CH}$ ,  $\text{CH}_2$ ,  $\text{CH}_3$ ,  $\text{OH}$ ,  $\text{SH}$ ,  $\text{NH}$ . По мере миграции от гипоцентра, коренные структурные элементы углеводородного состава, находящиеся в форме радикальных систем [8], создают наблюдаемое разнообразие нафтидов.

В эпицентре Керченского поднятия расположены газоконденсатные и газонефтяные месторождения (см. рисунок): Фонтановское, Алексеевское, Поворотное, Южносивашское, Куйбышевское, Мошкаревское и ряд проявлений. В зоне морфоструктурных ансамблей – нефтегазовые и нефтяные месторождения Семеновское (Белокаменское), Акташское (Мысовое), Войковское (Малобабчикское), Борзовское, Придорожное, Приозерненское, Субботина. С внешней зоной – тектонической “ряби” – связаны в основном газовые месторождения: Восточноказантипское, Североказантипское, Северобулганакское, Северокерченское и некоторые месторождения и проявления газа и нефти Таманского полуострова. С внешней зоной также связаны газовые факелы, обрамляющие прикерченский шельф. В составе газов перечисленных выше месторождений проявляется достаточно четкая зональность.

Для корректного сопоставления экспериментальных данных [17] с реальными составами УВ в месторождениях, необходимо определить некоторые граничные условия.

I. В процессе миграции легких УВ совместно с радикальными системами, реакционный объем все время увеличивается. Это обстоятельство дает возможность образования все более сложных УВ молекул, вследствие химического взаимодействия легких УВ с радикальными системами и их производными.

II. Образование нефти длится до тех пор, пока не будут израсходованы компоненты радикальных систем и лабильной части их производных.

III. Относительно пассивные, в  $pT$  условиях Земной коры, молекулы УВ в процессе миграции будут накапливаться. Лабильные молекулы УВ в тех же условиях будут расходоваться.

IV. Газ, опережая воду и нефть, первым достигает зоны низких температур и давлений [30].

Согласно сформулированным граничным условиям, в эпицентральной части поднятия газы принадлежат к метановой группе, где метан преобладает (89-96%). Его гомологи – этан, пропан и бутан составляют соответственно 1,6–5,3%; 0,4–2,5% и 0,4–2,3%, углекислый газ – 0,1–3,0%, азот – 0,3–2,4%. В зоне морфоструктурных ансамблей газы распределяются следующим образом: в центральной части антиклинорного поднятия содержание метана 75,1–80%, несколько возрастает количество этана (4,9–11%), пропана (0,14–1,7%); углекислый газ – 3,7–13,1%, азот – 0,0–0,7% [21]. В периклинальной части антиклинорного поднятия, дальней от эллипсоид-синклинали в структуре морфоструктурного ансамбля, содержания метана достигают 97,2–98,38%, этана – 0,23–2,0%, пропана – 0,0–0,03% (чаще следы), углекислого газа – 0,53–0,6%, азота – 0,14–0,84% [32]. Во внешней зоне количество метана 94–98,4%, этана – 0,0–2,7% (чаще следы), пропана 0,0 – 1,2% (чаще следы), углекислого газа – 0,17–0,8%, азота – 0,35–1,5% [1].

Фактологическая база исследований грязевых вулканов по распределению компонентов флюидов в структурных зонах поднятия согласуется с данными по месторождениям. Среднее содержание метана во Владиславовской и Булганакской группах вулканов [40; 3], расположенных в периферийных зонах морфоструктурных ансамблей Керченского поднятия, близко к 85%, максимальные значения 92,3–97,8%. По данным [28], значение  $^3\text{He}/^4\text{He}$  в грязевых вулканах Гнилая и Цимбалы (Таманский п-ов, зона тектонической “ряби”) находится в пределах  $5,0\text{--}6,0 \cdot 10^{-8}$  и отвечает радиогенному гелию, образовавшемуся в осадочном чехле. В 70-х годах, на основании определения  $\delta^{13}\text{C}$  (–0,99–1,17) в пределах Булганакской и Тарханской сопок, расположенных ближе к гипоцентру поднятия, в зоне морфоструктурных ансамблей, Гемп с соавторами сделали вывод о глубинном происхождении газов [5].

**Нефтегазоносность.** О высоком потенциале Восточного Причерноморья свидетельствуют: промышленная нефтегазоносность Индоло-Кубанского прогиба, наличие месторождений Азовского моря, Керченского и Та-

манского п-овов и региональная загазованность дна Черного моря. Последняя была установлена в 1975 г. НИС “Гломар Челленджер”. В 1988 г. американское НИС “Кнорр” установило насыщенность метаном вод Черного моря с глубины 550-600 м до самого дна. Работами Е.Ф. Шнюкова на дне Черного моря, у подножия континентального склона, выявлено более 100 грязевых вулканов, являющихся спутниками газовых и нефтяных месторождений. На шельфе и континентальном склоне известны области активной разгрузки углеводородных флюидных потоков, факелов, газовые “сипы”, метановые источники. На сегодняшний день в Черном море известно более 200 факелов высотой 10-250 м над дном моря [39; 10].

На Керченско-Таманском шельфе в прогибе Сорокина обнаружены грязевые вулканы. Существенным признаком разгрузки УВ-флюидов является аутигенное минералообразование, представленное карбонатными и сульфидными корками, конкрециями и стяжениями с высоким содержанием УВ-газов. По результатам сейсмических и геоакустических съемок выделены аномалии типа BSR, Vamp и другие, свидетельствующие о наличии газогидратов. Такие участки выявлены в барьерной антиклинальной зоне на поднятии Палласа, в прогибе Сорокина, на Анапском выступе и в ряде других мест Восточночерноморской впадины.

Изучение Керченского поднятия как эндогенной нефтеносной кольцевой структуры позволяет судить о возможном распределении месторождений УВ сырья в его сходных структурных позициях на прикерченском шельфе.

**Ранжирование залежей нефти и газа.** Так, например: во внешней зоне – тектонической “ряби” на прикерченском шельфе расположены структуры: Якорная, Якорная-1, КТ-12, КТ-8, Соколова-южная, Кавказская, Безымьянная и некоторые структуры Таманского полуострова. По аналогии с подобной зоной в южной части Азовского моря в них следует ожидать открытия в основном газовых месторождений. В зоне морфоструктурных ансамблей расположены структуры: Приразломная, КТ-13, Южнокерченская, Керченская, Морская, Абиha, Глубокая, Субботина, Лычагина, Союзная, Пионерская-Западная, Маячная. По аналогии с подобной зоной в пределах Керченского полуострова в них следует ожидать открытия в основном нефтегазовых и нефтяных месторождений. С центральной зоной Керченского тектонического поднятия связаны перспективы обнаружения газоконденсатных и газонефтяных месторождений. В этой зоне в пределах шельфа расположены структуры: КТ-1, Благодарная, Анисимова, северная часть Керченской.

## Выводы

1. Эпицентр процессов, формирующих углеводороды нефти и природного газа, располагается между Коджаларской и Сартской антиклиналями в районе оз. Юзмяк.

2. Гипоцентр нафтидообразования находится под центральной частью Керченского поднятия на глубине от 4,84 до 100 км.



3. Структурная взаимосвязанность в геологической среде северо-восточного сектора Черного моря определяется развитием зон тектонических структурных ансамблей, которые в современном рельефе выражаются как морфоструктурные ансамбли.

4. В связи с вышеприведенным, первоочередными объектами для подготовки к бурению на прикерченском шельфе являются структуры Абиха и Глубокая, разделяющие Керченский и Сорокинский прогибы. Здесь также прослеживается некоторая аналогия с крупными месторождениями Баренцева моря: Штокмановским и Лудловским, расположенными в воздымании между Южно- и Северобаренцевской впадинами.

1. Атлас родовищ нафти і газу України. Том VI. Південний нафтогазоносний регіон. – Львів: УНГА, 1998. – 224 с.
2. Бурьянов К.Б., Гордиенко В.В., Завгородняя О.В. и др. Геофизическая модель тектоноферры Украины. – Киев: Наук. думка, 1985. – 212 с.
3. Валяев Б.М. Геодинамические аспекты глубинной углеводородной дегазации: Автореф. дисс. д-ра г.-м. наук. – М.: 1987. – 32 с.
4. Гаркаленко И.А., Пустильников М.Р., Славин В.И. Геофизические исследования и тектоника Юга СССР. – Киев: Наукова думка, 1969. – 248 с.
5. Гемп С.Д., Дубрава Н.В., Несмелова З.И. Изотопный состав углерода углеродсодержащих газов (CH<sub>4</sub> и CO<sub>2</sub>) грязевых вулканов Керченско-Таманской области. // Геохимия, 1970. – №2.
6. Геология и нефтегазоносность шельфа Черного и Азовского морей. – М.: Недра, 1979. – 185 с.
7. Герасимов М.Е. Результаты геолого-геофизических исследований акватории Азовского моря. // Геология нефти и газа. 1978. – №4. – С. 49-55.
8. Гринберг И.В. Геохимические основы генезиса и метаморфизма сингенетических и эпигенетических битумов. / “Проблемы геологии и геохимии эндогенной нефти”. – Киев: “Наукова думка”, 1975.
9. Гзовский М.В. Основы тектонофизики. – М.: “Наука”, 1975 – 536 с.
10. Дмитриевский А.Н., Казьмин В.Г., Баланюк И.Е. Газовое дыхание Черноморской впадины. // Газовая промышленность. 2000, апрель. – С. 62-66.
11. Евсюков Ю.Д., Шимкус К.М. Геоморфологическое и неотектоническое развитие внешней материковой окраины к югу от Керченского пролива. // Океанология. 1995. – Т.35. – №4. – С. 623-628.
12. Еланский Л.Н. Вода и нефть. – В кн.: Проблемы происхождения нефти. – Киев: Наук. Думка, 1966. – С.103-121.
13. Казанцев Ю.В. Тектоника Крыма. – М.: Наука, 1982. – 230 с.
14. Карпенко И.В., Кравчук О.О., Старченко Г.С., Баньковська О.О. Перспективність структур Прикерченського шельфу Чорного моря // Тез. докл. VII Междунар. конф. “Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины”. – Симферополь: 2007. – С. 118-120.
15. Кившик Н.К. Районирование Керченского полуострова по физическим полям // Геол. журнал. 1971. – № 3. – С.83–86.
16. Комплексные исследования Черноморской впадины. Результаты исследований по международным геофизическим проектам. / Под ред. Ю.П Непрочнов. – М.: Наука, 1976. – 98 с.
17. Краюшкин В.А., Кучеров В.Г., Клочко В.П., Гожик П.Ф. Неорганическое происхождение нефти: от геологической к физической теории // Геол. журн. – 2005. – №2. – С. 35-42.
18. Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и генезис углеводородов // Журн. Всесоюзного хим. общества им. Д.И. Менделеева. 1986. – №5. – С.540-547

19. *Кутас Р.М., Цвященко В.А., Корчагин И.М.* Моделирование теплового поля континентальной литосферы. – Киев: Наук. думка, 1989. – 192 с.
20. *Лукин А.Е., Шумлянский В.А., Дьяченко Г.И., Ивантишина О.М.* Проблемы холодной дегазации Земли. – Киев: Изд. ИФИ Укр. науч. ассоц., 1994. – 80 с.
21. *Мейснер Л.Б., Туголесов Д.А.* Туапсинский прогиб – впадина с автономной складчатостью. // Геотектоника. 1998. – №5. – С. 76-85.
22. *Науменко А.Д.* Литолого-фациальный анализ тектонических структур Керченского полуострова: Дис. ... канд. геол. наук., Киев.: 2007. – 1 57 с.
23. *Науменко А.Д.* Литолого-фациальный анализ тектонических структур Керченского полуострова: Автореф. дис. канд. геол. наук: К., 2007. – 21 с.
24. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Т.2. Справочник в 2-х книгах. / Под ред. С.П. Максимова. –М.: Наука, 1987. – 169 с.
25. *Николаев Н.И., Голубева И.М., Грасис Я.Я., Наймарк А.А.* Новейшая разломная тектоника СССР// Известия вузов. Геология и разведка, 1977. – №7. – С. 15-26.
26. Новый каталог сильных землетрясений на территории СССР с древнейших времен до 1975 г. –М.: Наука, 1977, – 536 с.
27. *Пивоваров В.Л., Логвин В.Н., Пивоварова Н.Г.* Уточненные сейсмогравитационные модели по профилям КМПВ-ГСЗ восточной части Азово-Черноморского региона. // Тез. докл. II Междунар. конф. “Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов”. –Симферополь. 2000. – С. 199-201.
28. *Поляк Б.Г., Лаврушин В.Ю., Каменский И.Л.* Изотопы гелия в газах грязевых вулканов Тамани. // Докл. РАН. 1996. – Т.349. – №2. – С. 249-252.
29. *Попович С.В.* Современная структура акватории Азовского моря. // Геотектоника. – 1988. – №5. – С. 86-96
30. Природа нефти, газа и ископаемых углей. Избр. Тр.: В 2 т. Т.1. Нефть и уголь – каустобиолиты / *Порфирьев В.Б.* –Киев: Наук. думка, 1987. – 224 с.
31. *Силантьев Ю.Б., Скоробогатов В.А.* Особенности формирования Черноморского глубоководного бассейна и перспективы нефтегазоносности его континентальных склонов. // Тезисы докл. II Междунар. конф. “Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов”, Симферополь: 2000. – С. 222-224.
32. *Смирнова М.Н.* Керченско-Таманская кольцевая структура (в связи с нефтегазоносностью). // Тез. докл. II Междунар. конф. “Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов”, Симферополь: 2000. – С. 224-226.
33. *Требин Г.Ф., Чарыгин Н.В., Обухова Т.М.* Нефти месторождений Советского Союза. – М.: Недра, 1980. – 583 с.
34. *Туголесов Д.А., Горшков А.С., Мейснер Л.Б.* Тектоника Черноморской впадины. // Тектоника. 1985 — №6. – С. 3-20.
35. *Туголесов Д.А., Соловьев В.П.* Тектоника и сейсмичность Прикавказской части Черного моря. // Отечественная геология. 1995. — №8. – С. 37.
36. *Чекалюк Э.Б.* Термодинамические свойства углеводородных систем. / “Проблемы геологии и геохимии эндогенной нефти”. – Киев: “Наукова думка”, 1975.
37. *Чекунов А.В.* Геотектонічні риси Азово-Кубанської западини в пліоцені і антропогені // Геол. журн., 1961. – Т. 21. – вып. 2.
38. *Чекунов А.В.* Глубинное строение и геодинамика нефтяных областей Украины. // Геолог. журнал, 1993. – №6. – С. 3-15.
- 39 *Шнюков Е.Ф.* Газовые факелы на дне Черного моря. – Киев: Наук. думка, 1993. – 134 с.
40. *Шнюков Е.Ф., Науменко П.И., Лебедев Н.С.* Грязевой вулканизм и рудообразование. – Киев: Наук. думка, 1971. –3 31 с.

41. Шпак П.Ф., Ладыженский Г.М. Геотектоническое положение, нефтегазовый потенциал и освоение углеводородных ресурсов Украинского сектора Черного моря // Тезисы докл. II Междунар. конф. "Тектоника и нефтегазоносность Азово-Черноморского региона в связи с нефтегазоносностью пассивных окраин континентов". – Симферополь: 2000. – С. 244-246.

У розущільнених породах зон морфоструктурних ансамблів на прикерченському шельфі є передумови для прогнозування великих родовищ типу Штокмановського й Лудловського, розташованих у здманні між Південно- і Північнобаренцевської западинами.

In the failed rocks of the morphostructural ensemble on the Kerch shelf, there are the prerequisites for the prediction of large deposits of Shtokmanovsky and Ludovsky types, which are situated in rising between Southern and Northern Barents depressions.