

doi: <https://doi.org/10.15407/dopovidi2017.01.060>

УДК 550.341

М.В. Козленко, Ю.В. Козленко

Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, Киев

E-mail: kozlenko@igph.kiev.ua

Сопоставление тектонических элементов земной коры с нефтегазоперспективными структурами в Каркинитском прогибе

Представлено академиком НАН Украины В.И. Старостенко

На основании анализа особенностей взаиморасположения тектонических элементов с месторождениями и непродуктивными участками сделано предположение о перспективности локальных структур осадочного чехла на наличие углеводородов. Определено, что для скоплений углеводородов необходимы близость к рифтогенам и приуроченность к разломам. В первую очередь привлекательными являются структуры, которые отвечают обоим критериям, во вторую — связанные с зонами рифтогенеза, но не обеспеченные тектоническими нарушениями.

Ключевые слова: Каркинитский прогиб, месторождения углеводородов, рифтоген, разломы фундамента.

На сегодня актуальной задачей геологии является выделение структур, перспективных на углеводородное сырье. Достоверный прогноз таких объектов в пределах континентальной окраины — сложная комплексная проблема. Известно, что формирование залежей нефти и газа происходит под воздействием не только седиментогенеза, но и процессов в консолидированной коре и верхней мантии [1, 2]. Однако влияние структурных неоднородностей консолидированного фундамента на закономерности залегания пород осадочного чехла, развития складчатых и разрывных нарушений в западной части Черного моря, несмотря на многочисленные исследования [3–5], проанализировано недостаточно.

В настоящее время классическая осадочно-миграционная доктрина [6] возникновения скоплений нефти и газа на основе концепции элизионного водообмена и катагенеза теряет приоритет. Все большее распространение получает теория об абиогенном происхождении углеводородов за счет дегазации недр [7, 8]. Согласно [9], размещение крупных металлогенических и нефтегазоносных провинций определяется мантийными струями (плюмами). Над апикальными частями плюмов мантийные флюиды взаимодействуют с горными породами земной коры, что сопровождается выделением тепла с инициированием магматических и гидротермальных процессов. Благодаря таким экзотермическим процессам плюм

© М.В. Козленко, Ю.В. Козленко, 2017

«прожигает» мантию и земную кору [10]. Вследствие этого возникают рифтовые структуры, в которых впоследствии формируются осадочные бассейны различных мощностей. Дериваты в виде струй метана и других углеводородов, проникающие до земной поверхности по возникшим трещинам естественного флюидоразрыва [9], приводят к формированию в образовавшихся депрессиях залежей углеводородов.

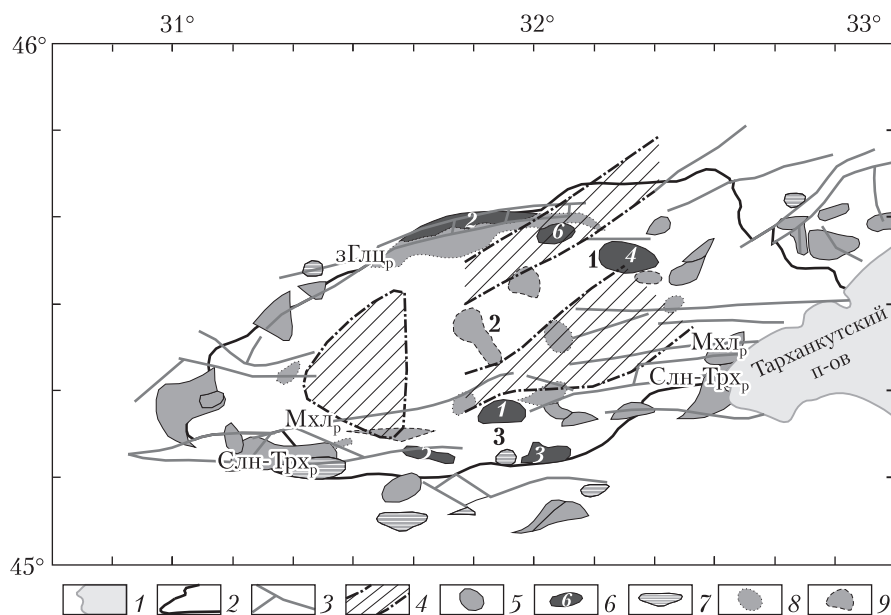
Интенсивность прогибания и мощность осадконакопления пропорциональна амплитуде раздвигов в фундаменте и нижних частях осадочного чехла. При дроблении фундамента на блоки возникают унаследованные приразломные, горстовые, бескорневые инверсионные поднятия, а также зоны выклинивания, рифовые и солянокупольные структуры, что создает благоприятные условия для образования ловушек углеводородов разных типов. Нефтяные и газовые месторождения формируются преимущественно в зонах сочленения поднятий и депрессий фундамента и осадочного чехла, которые, как правило, приурочены к глубинным разрывным нарушениям [11, 12].

Согласно данным МОВ ОГТ [13] осадочный чехол и поверхность кристаллического фундамента Каркинитского прогиба разбиты многочисленными разломами. Вместе с тем результаты гравитационного моделирования [14] позволили выделить в данном районе три различных участка магматической перестройки земной коры, связанные с рифтогенезом. Цель данной работы заключается в выявлении связей строения земной коры с размещением месторождений углеводородов и определении более нефтегазоперспективных объектов из числа выделенных в [15] локальных структур.

Каркинитский прогиб характеризуется достаточно большим количеством тектонических нарушений, большая часть которых ориентирована по простиранию данной структуры (рисунок). Северный борт прогиба осложнен зоной Голицынских разломов (зГлц_р), которая по поверхности фундамента представляет собой парную систему. В центральной части эти нарушения сближены и субпараллельны. На запад они расходятся. Восточнее 32°20' в.д. наблюдается подобная пара дизъюнктивов, являющаяся, возможно, продолжением зГлц_р, хотя на участке севернее поднятия Шмидта нарушений не зафиксировано. Отсутствие четко выраженных дизъюнктивов между 32°10' и 32°20' в.д. можно объяснить вертикальными подвижками, связанными с развитием поднятия Шмидта, которые сnivelировали возможный сброс по южному Голицынскому разлому. То, что северный Голицынский разлом на данном участке не проявляется, вероятно, обусловлено тем, что он находится в пределах северовосточного рифтогенного блока, где тектонические движения происходили по-другому.

В центральной части прогиба в районе 45°25' с.ш. на западном борту также наблюдается пара субпараллельных нарушений, которые затухают на меридиане примерно 31°25' в.д. Отсутствие видимых разломов далее на восток, возможно, так же как и у Голицынских, связано с рифтогеном (западным) и поднятием (Центрально-Михайловским). Это может свидетельствовать об общности характера протекания тектонических процессов на северном борту и в западной части осевой зоны Каркинитского прогиба. К востоку от 32°05' в.д. немного севернее (45°28' с.ш.) прослеживается еще одна пара разломов, которые визуально являются продолжением предыдущих. Однако их генетическая связь остается под вопросом, поскольку данные нарушения располагаются внутри рифтогена (юго-восточного).

Вдоль южного борта Каркинитского прогиба протягиваются два субпараллельных региональных разлома — Михайловский и Сулинско-Тарханкутский, хотя расстояние меж-



Тектоническая схема района исследований. Р а з л о м ы: зГлц_р – зона Голицынских разломов, Мхл_р – Михайловский, Слн-Трх_р – Сулинско-Тарханкутский. П о д н я т и я: **1** – Шмидта, **2** – Центрально-Михайловское, **3** – Архангельского. Условные обозначения: **1** – суша; **2** – граница Каркинитского прогиба; **3** – разломы по поверхности фундамента согласно [12]; **4** – рифтогены по [13]; структуры по [14]: **5** – локальные структуры осадочного чехла; **6** – месторождения углеводородов (**1** – Архангельское, **2** – Голицынское, **3** – Крымское, **4** – Шмидтовское, **5** – Штормовое, **6** – Южно-Голицынское); **7** – структуры, разбуренные с отрицательным результатом; выделенные авторами структуры, перспективные на углеводороды: **8** – приоритетные; **9** – менее вероятные

ду ними заметно больше, чем у предыдущих пар. Общим для этих разломов является то, что оба они прерываются в районе поднятия Архангельского, причем их восточные ветви смещены относительно западных примерно на 10 км к северу. Отличие состоит в том, что значительная часть Михайловского разлома залегает в пределах рифтогенов (западного и юго-восточного).

Существенное различие степени тектонической активности по обе стороны 32° в.д. может свидетельствовать о том, что Николаевский разлом, выделяемый на суше, продолжается на шельфе в меридиональном направлении по крайней мере до широты Тарханкутского полуострова.

Сопоставление тектонических и углеводородных структур позволило выявить определенные закономерности – приуроченность месторождений к выделенным по данным плотностного моделирования рифтогенам и разломам, обнаруженным съемками МОВ ОГТ по поверхности фундамента. В пределах северо-западного шельфа Черного моря в настоящее время открыто восемь газовых и газоконденсатных месторождений, из них шесть находятся в Каркинитском прогибе. Вместе с тем в этом районе выявлено несколько десятков структур, перспективных на углеводороды.

В Каркинитском прогибе два наиболее продуктивных месторождения являются одновременно и газовыми, и газоконденсатными – Голицынское и Штормовое. Они залегают вблизи рифтогенов и непосредственно связаны с региональными разломами (Голицынским

и Сулинско-Тарханкутским), которые ограничивают прогиб с севера и юга соответственно. Остальные представляют собой скопления только газа. Из них четкую привязку к глубинному строению имеет только Южно-Голицынское месторождение, локализованное в центре северо-восточного авлакогена. Залежи Архангельское и Шмидтовское располагаются в зонах между краями рифтогенных структур и крупными разломами. Крымское месторождение залегает на южном борту прогиба вне определенных как сейсмической, так и гравиметрическим моделированием тектонических элементов. Примечательно, что это месторождение наименее продуктивное из всех.

Вместе с тем в районе исследований несколько структур было разбурено с отрицательным результатом. Подавляющее большинство из них (пять из семи) связаны с разломами, однако все они находятся достаточно далеко от рифтогенов — не ближе чем в 8 км. Тем самым подтверждается высказанное в [15] утверждение о том, что разломная тектоника «еще не является определяющим признаком формирования месторождений углеводородов».

На основании анализа особенностей взаиморасположения тектонических элементов с месторождениями и непродуктивными участками можно сделать предположение, какие из локальных структур осадочного чехла, выделенных в данном районе, более перспективны на наличие углеводородов. На наш взгляд, необходимыми условиями для скоплений углеводородов являются в первую очередь близость к рифтогенам и во вторую — приуроченность к разломам. Наиболее привлекательными авторам кажутся структуры, которые отвечают обоим критериям, в меньшей степени — связанные с зонами рифтогенеза, но не обеспеченные тектоническими нарушениями (см. рисунок).

ЦИТИРОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. *Генезис нефти и газа* / Ред. А.Н. Дмитриевский, А.Э. Конторович. — Москва: ГЕОС, 2003. — 461 с.
2. *Поликарпов В.К., Курилович И.А.* Связь месторождений полезных ископаемых со структурами мантийного заложения // *Геофизика*. — 2003. — № 6. — С. 64–68.
3. *Семенова С.Г., Ковальов Д.М.* Пошуки покладів вуглеводнів на північно-західному шельфі Чорного моря за даними сейсмозв'язки // *Геол. журн.* — 2003. — № 3. — С. 42–46.
4. *Гожик П.Ф., Багрий І.Д., Войцицький З.Я., Гладун В.В., Маслун Н.В., Знаменська Т.О., Аксьом С.Д., Ключина Г.В., Іванік О.М., Клочко В.П., Мельничук П.М., Палій В.М., Цьоха О.Г.* Геолого-структурно-термодатомеохімічне обґрунтування нафтогазоносності Азово-Чорноморської акваторії. — Київ: Логос, 2010. — 419 с.
5. *Осадочно-миграционная теория образования нефти и газа* / Отв. ред. В.Е. Хаин. — Москва: Наука, 1978. — 287 с.
6. *Лукин А.Е.* О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // *Геол. журн.* — 1999. — № 1. — С. 30–42.
7. *Бембель Р. М., Мегеря В. М., Бембель С. Р.* Геосолитонная концепция образования месторождений углеводородов // *Геофизика*. — 2001. — Спецвып. — С. 50–53.
8. *Лукин А.Е.* Система «суперплюм — глубокозалегающие сегменты нефтегазоносных бассейнов» — неисчерпаемый источник углеводородов // *Геол. журн.* — 2015. — № 2. — С. 7–20.
9. *Летников Ф.А.* Сверхглубинные флюидные системы Земли. — Новосибирск: Наука, 1992. — 150 с.
10. *Флоринский И.В.* Узлы пересечения разломов и зоны аккумуляции потоков: анализ соотношений // *Изв. РАН, Сер. геогр.* — 2001. — № 6. — С. 83–95.
11. *Есипович С.М.* Зоны напряженного тектоно-геодинамического режима и перспективы нефтегазоносности Черного моря // *Геология и полезные ископаемые Мирового океана*. — 2012. — № 3. — С. 20–35.
12. *Безверхов Б.Д.* Тектоника мезокайнозойского осадочного чехла на северо-западе Черного моря, как основа прогнозирования нефтегазопоисковых работ (по материалам сейсмозв'язки): Дис. ... канд. геол.-мин. наук. — Одесса: Одес. ун-т ім. І.І. Мечникова, 1988. — 205 с.

13. Козленко М.В., Козленко Ю.В. Плотностная характеристика земной коры Каркинитского прогиба как отражение истории его развития // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2016. — № 1. — С. 43–56.
14. Егер Д.О., Зарубін Ю.О., Чепіль П.М., Довжик Т.Є., Попадюк І.В. Розробка уточненої Державної Програми освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного та Азовського морів. — Київ: Naukанафтогаз, 2006. — 267 с.
15. Старостенко В.И., Лукин А.Е., Русаков О.М., Пашкевич И.К., Лебедь Т.В. Углеводородный сквозьформационный флюидоподводящий канал на северо-западном шельфе Черного моря по данным трехмерного магнитного моделирования // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2015. — № 2. — С. 147–158.

Поступило в редакцию 24.05.2016

REFERENCES

1. *Genesis Oil and Gas*, Ed. A.N.Dmitrievsky, A.E.Kontorovich, Moscow: GEOS, 2003 (in Russian).
2. *Polikarpov V.K., Kurilovich I.A.* Geophysics, 2003, No 6: 64–68 (in Russian).
3. *Semenova S.G., Kovalev D.M.* Geol. J., 2003, No 3: 42–46 (in Ukrainian).
4. *Gozhik P.F., Bagriy I.D., Voitsytskyi Z.Ya., Gladun V.V., Maslun N.V., Znamenska T.O., Aks'om S.D., Kliushina G.V., Ivanik O.M., Klochko V.P., Mel'nychouk P.M., Paliy V.M., Tsiokha O.G.* Geological-structural-termo-atmogeochimickal substantiation of the petroleum presence in the Azov-Black Sea aquatory, Kiev: Logos, 2010 (in Ukrainian).
5. *Sedimentary-migration theory of the formation of oil and gas*, Ed. V.Y.Khain, Moscow: Nauka, 1978 (in Russian).
6. *Lukin A.E.* Geol. J., 1999, No 1: 30–42 (in Russian).
7. *Bembel R.M., Megerya V.M., Bembel S.R.* Geophysics, 2001, Spec. Iss.: 50–53 (in Russian).
8. *Lukin A.E.* Geol. J., 2015, No 2: 7–20 (in Russian).
9. *Letnikov F.A.* Ultradeep fluid systems of the Earth, Novosibirsk: Nauka, 1992 (in Russian).
10. *Florinskiy I.V.* Izv. RAN. Ser. Geogr., 2001, No 6: 83–95 (in Russian).
11. *Esipovich S.M.* Geology and Mineral Resources of World Ocean, 2012, No 3: 20–35 (in Russian).
12. *Bezverhov B.D.* Tectonics of Mesokainozoic sedimentary cover on the north-west of the Black Sea, as the basis of prognostication of oilgasreseach works (on materials of seismography), Odessa: Odes. Univ., 1988 (in Russian).
13. *Kozlenko M.V., Kozlenko Yu.V.* Geology and Mineral Resources of World Ocean, 2016, No 1: 43–56 (in Russian).
14. *Eger D.O., Zarubin Yu.O., Chepil P.M., Dovzhik T.E., Popadyuk I.V.* Developing an updated State Program of development of hydrocarbon resources of Ukrainian sector of the Black and Azov Seas, Kiev: Naukанафтогаз, 2006 (in Ukrainian).
15. *Starostenko V.I., Lukin A.E., Rusakov O.M., Pashkevich I.K., Lebed' T.V.* Geology and Mineral Resources of World Ocean, 2015, No 2: 147–158 (in Russian).

Received 24.05.2016

М.В. Козленко, Ю.В. Козленко

Інститут геофізики ім. С. І. Субботіна НАН України, Київ

E-mail: kozlenko@igph.kiev.ua

ЗІСТАВЛЕННЯ ТЕКТОНІЧНИХ ЕЛЕМЕНТІВ ЗЕМНОЇ КОРИ З НАФТОГАЗОПЕРСПЕКТИВНИМИ СТРУКТУРАМИ В КАРКІНІТСЬКОМУ ПРОГІНІ

На підставі аналізу особливостей взаєморозташування тектонічних елементів з родовищами та непродуктивними ділянками зроблено припущення щодо перспективності локальних структур осадочного чохла на наявність вуглеводнів. Визначено, що для скупчень вуглеводнів необхідні близькість до рифтогенів і приуроченість до розломів. У першу чергу привабливими є структури, які відповідають обома критеріям, в другу — пов'язані з зонами рифтогенезу, але не забезпечені тектонічними порушеннями.

Ключові слова: Каркінітський прогин, родовища вуглеводнів, рифтоген, розломи фундаменту.

M.V. Kozlenko, Yu.V. Kozlenko

Subbotin Institute of Geophysics of the NAS of Ukraine, Kiev

E-mail: kozlenko@igph.kiev.ua

COMPARISON OF TECTONIC ELEMENTS OF THE CRUST
WITH OIL AND GAS STRUCTURES IN THE KARKINIT TROUGH

Based on the analysis of features of the position of tectonic elements relative to fields and unproductive areas, it has been suggested about the prospects of the local structures of the sedimentary cover on the presence of hydrocarbons. It is determined that, for hydrocarbon accumulations, the proximity to the rift and the concurrent faults is necessary. First and foremost, the structures that meet both criteria are attractive, the second - related to rifting zones, but not backed by tectonic faults.

Keywords: *Karkinit trough, hydrocarbon deposits, rifting, basement faults.*