



ОЧАГИ ГЕНЕРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ В МЕЗО-КАЙНОЗОЙСКОМ КОМПЛЕКСЕ ЧЕРНОМОРСКО-КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

Р. Н. Мустаев*, В. Ю. Керимов, Е. А. Лавренова, П. А. Романов

Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, Москва, Россия

Zones of hydrocarbons generation in the Meso-Cenozoic complex of the Black Sea-Caspian region

R. N. Mustaev*, V. Yu. Kerimov, E. A. Lavrenova, P. A. Romanov

S. Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

ABSTRACT

As a result of the studies carried out within the study area, four areas of stable subsidence (basin) were identified during the entire period of the formation of the plate cover: Karkinitzky, Indolo-Kubansky, East Kubansky and Terek-Caspian. Each of the basins is characterized by a unique evolution, which manifests itself in differences in the tectonic regime and sedimentation rates. This determined the features of the geological structure of the basins, the sources of generation within them and the critical moment characterizing the process of generation - migration - accumulation of hydrocarbons in the system. Overcoming the critical moment occurs in the centers of hydrocarbon generation, when more than 50% of hydrocarbons emigrated from the source rock and accumulated in traps. As a rule, the sources are confined to the most submerged parts of the sedimentary basin, in which the deposits are in more severe thermobaric conditions.

KEYWORDS

Sedimentary basin;
Hydrocarbon system;
Generation source;
Plate cover;
Tectonic regime;
Sedimentation rate;
Basin analysis.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В результате проведенных исследований в пределах изучаемой территории выделены четыре области устойчивого погружения (бассейна) в течение всего периода формирования плитного чехла: Каркинитский, Индоло-Кубанский, Восточно-Кубанский и Терско-Каспийский. Каждый из бассейнов характеризуется уникальной эволюцией, которая проявляется в различиях тектонического режима, скоростей осадконакопления [1-8]. Это определило особенности геологического строения бассейнов, очагов генерации в их пределах и критического момента характеризующий процесс генерации – миграции – аккумуляции углеводородов (УВ) в системе. Преодоление критического момента происходит в очагах генерации УВ, когда более 50% УВ эмигрировало из нефтегазоматеринской породы и аккумуляровалось в ловушки. Как правило, очаги приурочены к наиболее погруженным частям осадочного бассейна, в которых отложения находятся в более жестких термобарических условиях.

В целом бассейновый анализ указывает на благоприятные условия для развития углеводородных систем для всех бассейнов региона. Последовательное погружение осадочных комплексов обеспечивает с одной стороны

созревание органического вещества (ОВ) нефтегазоматеринских пород, с другой – формирует структурный план, способствующий постоянному оттоку углеводородов к бортовым частям бассейна и сопредельным территориям, которые на протяжении развития бассейнов всегда занимали приподнятое положение.

Методика моделирования

Бассейновый анализ и моделирование углеводородных систем были проведены с использованием программного пакета и технологий моделирования PetroMod компании Schlumberger. Результаты проведенного бассейнового анализа определили стратегию моделирования и спектр решаемых задач. К числу таких задач относятся: выделение основных очагов нефтегазогенерации, установление особенностей эволюции нефтегазоматеринских пород и реализации ими генерационного потенциала, установление связи фактической нефтегазоносности осадочного чехла с очагами генерации углеводородов, выделение областей наиболее вероятного углеводородонакопления и определение новых поисков. Выполненный бассейновый анализ позволил выделить и зартировать четыре крупных области наиболее устойчивого прогибания (осадочных бассейнов) в пределах изучаемой территории. Все они характеризуются значительной мощностью осадочного чехла (более 5 км) и рассматриваются в качестве наиболее вероятных очагов генерации УВ. Вместе с тем, как показали

*E-mail: r.mustaev@mail.ru

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100660>

наши исследования, специфика тектонической эволюции бассейнов предопределила существенные различия в соотношении мощностей основных осадочных комплексов, что не могло не отразиться на развитии углеводородных систем, наличие которых подтверждается установленной нефтегазоносностью осадочного чехла. Анализ признаков нефтегазоносности указывает на существование нескольких независимых ГАУС в каждом из бассейнов, особенности развития и взаимодействия которых контролируют перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов и прилегающих территорий.

С целью более глубокого понимания функционирования этой сложной взаимосвязанной системы углеводородных систем было выполнено пространственно-временное численное бассейновое моделирование.

Одним из основных параметров моделирования является характеристика нефтегазоматеринских толщ (НГМТ). По мнению различных исследователей, выделяются разные значения концентрационной границы

НГМТ [9-16]. Большинство зарубежных исследователей считают незначительным вклад отложений с содержанием $C_{орг} < 1\%$ в формирование нефтегазоносного потенциала территории и не рассматривают их в качестве источников УВ. В российской практике используются значения $C_{орг} > 0.1\%$ в карбонатных породах и $C_{орг} > 0.2\%$ в глинистых, как достаточные для отнесения отложений к НМТ, поскольку при этих содержаниях $C_{орг}$ происходит десорбция битумоидов, и они способны к эмиграции. Для характеристики нефтематеринских толщ при моделировании были использованы исходные значения следующих геохимических параметров: $C_{орг}$ – процентное содержание органического углерода в осадочных породах; HI (водородный индекс) – отношение количества сгенерированных УВ (пик S2 на диаграмме пиролиза Rock-Eval) к $C_{орг}$; Тип ОВ – тип керогена, определяется главным образом на основе химической и углепетрографической характеристик керогена.

Результаты исследований и их обсуждение

Согласно концепции ГАУС критический момент (critical moment) – время, наиболее точно характеризующее процесс генерации – миграции – аккумуляции УВ в системе, когда более 50% УВ эмигрировало из нефтегазоматеринской породы и аккумуляровалось в ловушках [17-22]. Преодоление критического момента происходит в очагах генерации УВ – в качестве которого обычно рассматриваются НГМТ, находящиеся в главной зоне нефтеобразования [23]. Как правило, очаги приурочены к наиболее погруженным частям осадочного бассейна, в которых отложения находятся в более жестких термобарических условиях. Этим обусловлено начало процессов эмиграции и миграция углеводородов из данных областей в коллекторские горизонты.

Основной характеристикой очага нефтеобразования является степень катагенетической преобразованности находящихся в нем НГМТ, что в совокупности с типом исходной органики определяет фазовый состав генерируемых флюидов [24-31]. Для определения положения главной зоны нефтеобразования (ГЗН) использовались расчетные значения отражательной способности витринита. По классификации Н. Б. Вассоевича границам ГЗН соответствуют градации катагенеза МК1-МК3, что соответствует значениям отражательной способности витринита в масле (Ro) 0.55 – 1.2 %. Пик нефтеобразования приходится на стадию МК2 (Ro от 0.65 до 0.85%). «Газовому окну» (главной зоне газообразования (ГЗГ)) соответствуют значения Ro = 1.2 – 4%. В начале «газового окна» генерируется преимущественно «жирный» газ (до Ro = 2%), далее происходит генерация «сухого» газа, в составе которого преобладает метан.

В связи с катагенетическим расходом ОВ на образование углеводородов (жидких и газовых) и неуглеводородных продуктов (вода, газы – CO₂, H₂S, N и др.), происходит снижение массы ОВ в катагенезе и на каждом этапе преобразования ОВ мы имеем дело с остаточными концентрациями [32-38]. Для восстановления исходных значений $C_{орг}$ к началу катагенеза, т.е. к началу генерации УВ, рекомендуется использовать пересчитанные коэффициенты, учитывающие концентрацию и тип вещества, а также градации катагенеза, которых достигли нефтематеринские отложения.

Для определения местоположения очагов генерации прежде всего были созданы модели распространения органического углерода в нефтематеринских толщах их катагенетической преобразованности (рис. 1-5).

Для выделения очагов нефтегазогенерации и картирования их границ использовались карты удельных плотностей эмиграции УВ, полученные в результате трехмерного

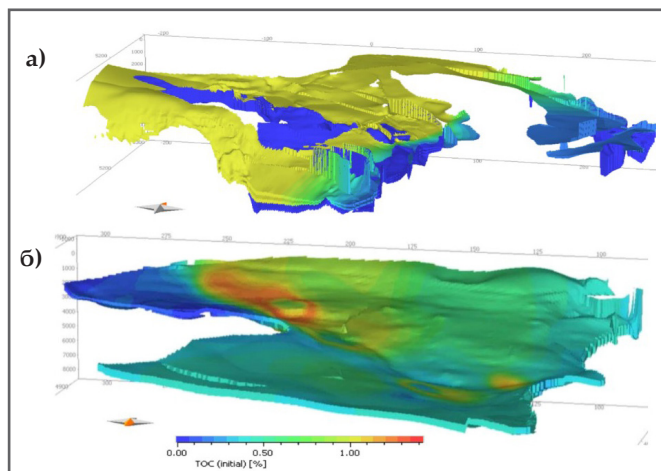


Рис.1. Модели распространения органического углерода в нефтегазоматеринских толщах триасово-юрского возраста на территории
а) Западно-Предкавказской нефтегазоносной области; б) Восточно-Кубанской нефтегазоносной области

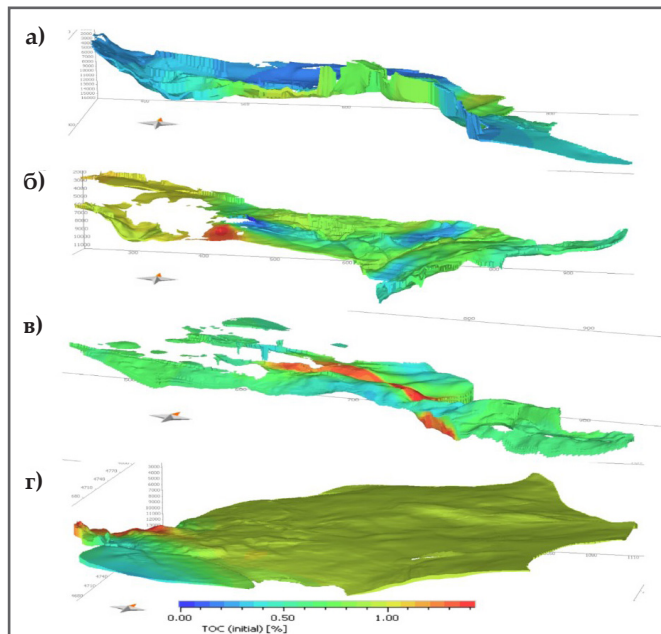


Рис.2. Модели распространения органического углерода в юрской ГАУС на территории
а) Терско-Каспийской нефтегазоносной области; б) Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области; в) Карпинско-Мангышлакской нефтегазоносной области; г) Центрально-Каспийской нефтегазоносной области

моделирования (рис. 6, 7). К очагу относили только те области зрелой НГМТ, где эмиграция углеводородов уже началась. Границы проводились по изолинии 1 млн.т УТ. В результате, в бассейнах Индоло-Кубанском и Терско-Каспийском очаги нефтегазогенерации установлены на 5 стратиграфических уровнях (средняя юра, мел, палеоген, майком и миоцен), в Восточно-Кубанском – на четырех (средняя юра, мел, палеоген и майкоп), в Каркинитском на трех (мел, палеоген, майкоп).

Таким образом по результатам моделирования термической зрелости пород осадочного чехла были установлены различия изучаемых бассейнов в части наличия и распределения очагов генерации углеводородов по стратиграфическим уровням.

Воспользуюсь вышеуказанными картами удельных плотностей эмиграции УВ, т.е если отобразить объем эмигрировавших углеводородов в каждой ячейке грида моделируемой НГМТ (в данном случае -2000×2000×50 м) – получится карта критического момента. Она отражает неравномерное погружение отдельных частей очага, обусловленную тектонической дифференциацией бассейнов. Такая дифференциация может приводить к вариациям типа флюида в аккумуляциях УВ даже при условии одинакового типа ОВ в очаге. Таким образом, были получены карты (рис. 8 и 9) преодоления критического момента в НГМТ. На рисунках отражены латеральные вариации преодоления моделируемыми нефтегазоматеринскими толщами критического момента [21-26].

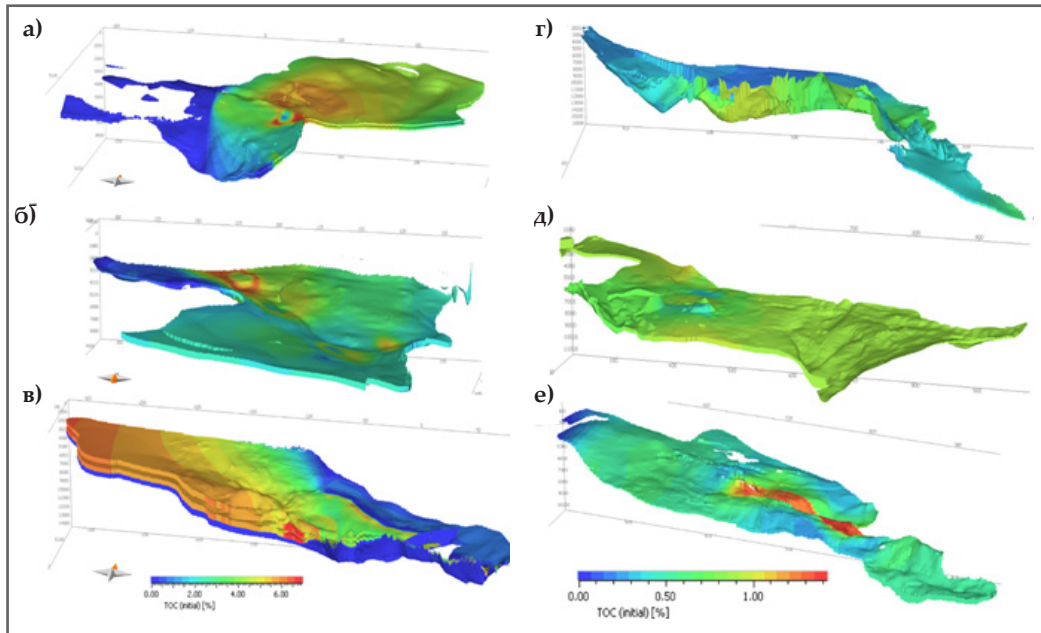


Рис.3. Модели распространения органического углерода в меловой ГАУС на территории

а) Западно-Предкавказской нефтегазоносной области; б) Восточно-Кубанской нефтегазоносной области; в) Западно-Кубанской нефтегазоносной области; г) Терско-Каспийской нефтегазоносной области; д) Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области; е) Карпинско-Мангышлакской нефтегазоносной области

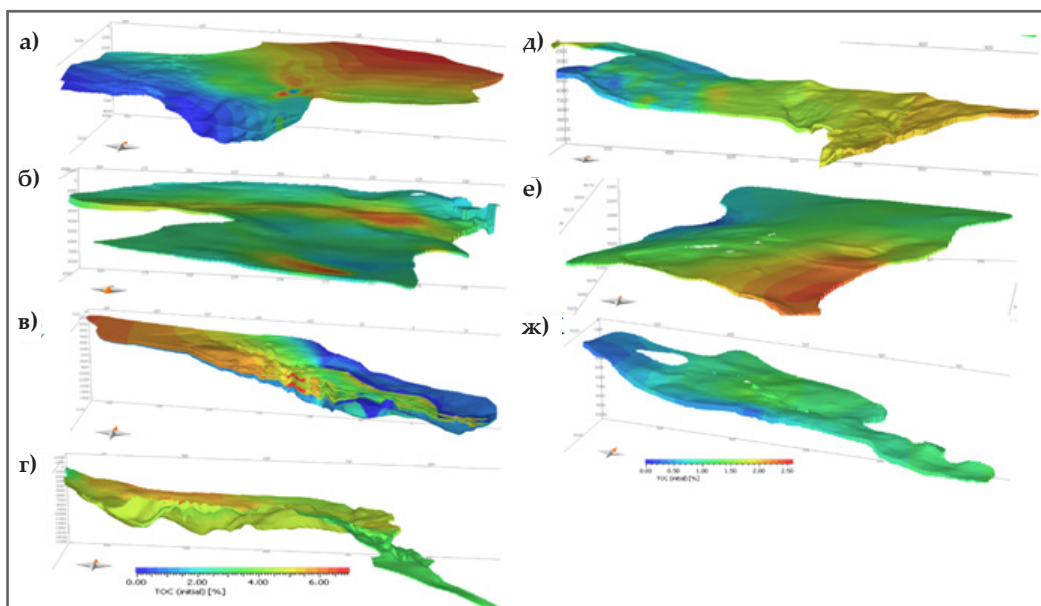


Рис.4. Модели распространения органического углерода в палеоцен-эоценовой ГАУС на территории

а) Западно-Предкавказской нефтегазоносной области; б) Восточно-Кубанской нефтегазоносной области; в) Западно-Кубанской нефтегазоносной области; г) Терско-Каспийской нефтегазоносной области; д) Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области; е) Ставропольской нефтегазоносной области; ж) Карпинско-Мангышлакской нефтегазоносной области

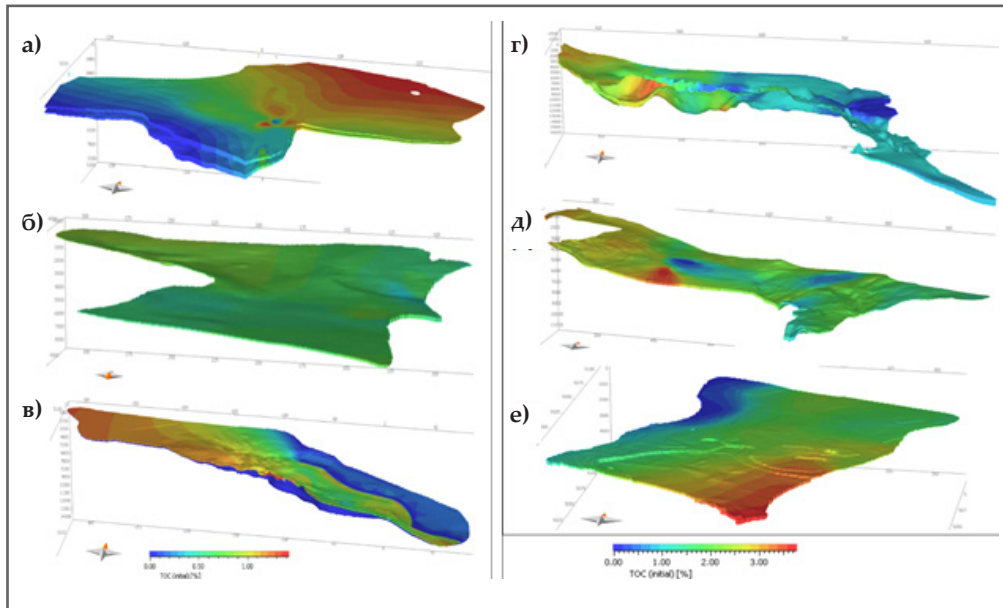


Рис.5. Модели распространения органического углерода в олигоцен-миоценовой ГАУС на территории
 а) Западно-Предкавказской нефтегазоносной области; б) Восточно-Кубанской нефтегазоносной области; в) Западно-Кубанской нефтегазоносной области; г) Терско-Каспийской нефтегазоносной области; д) Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области; е) Ставропольской нефтегазоносной области

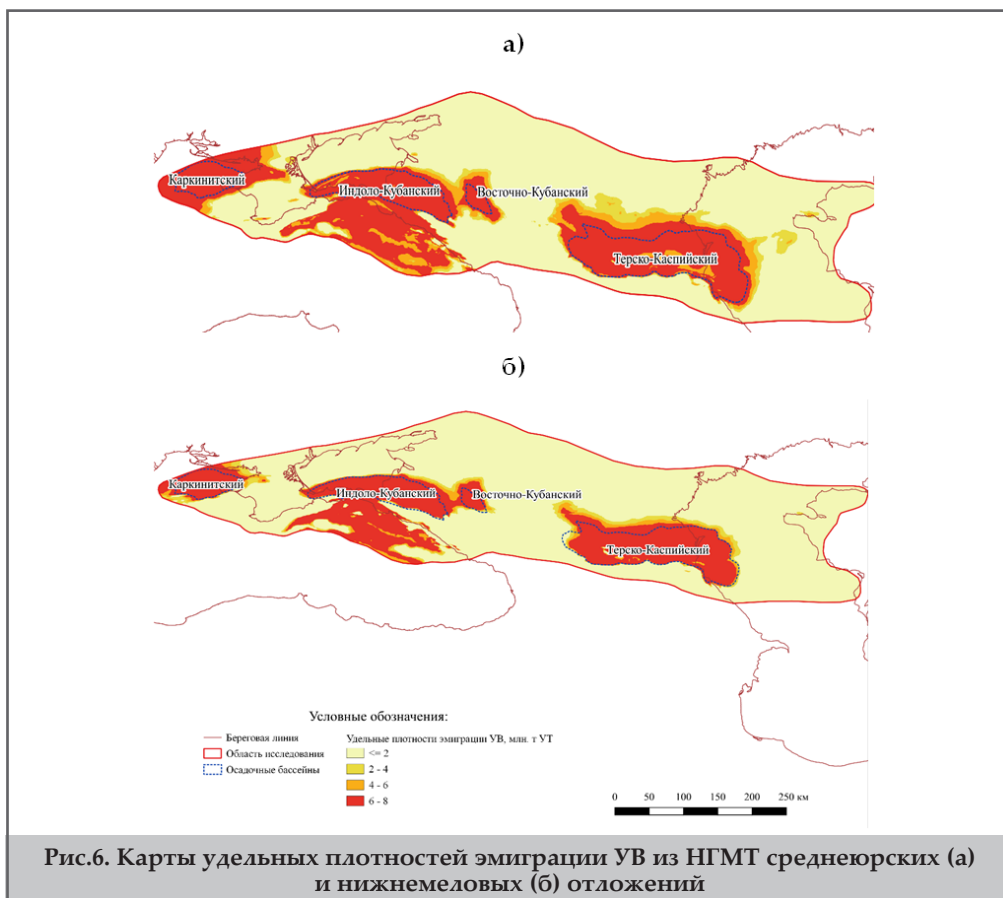
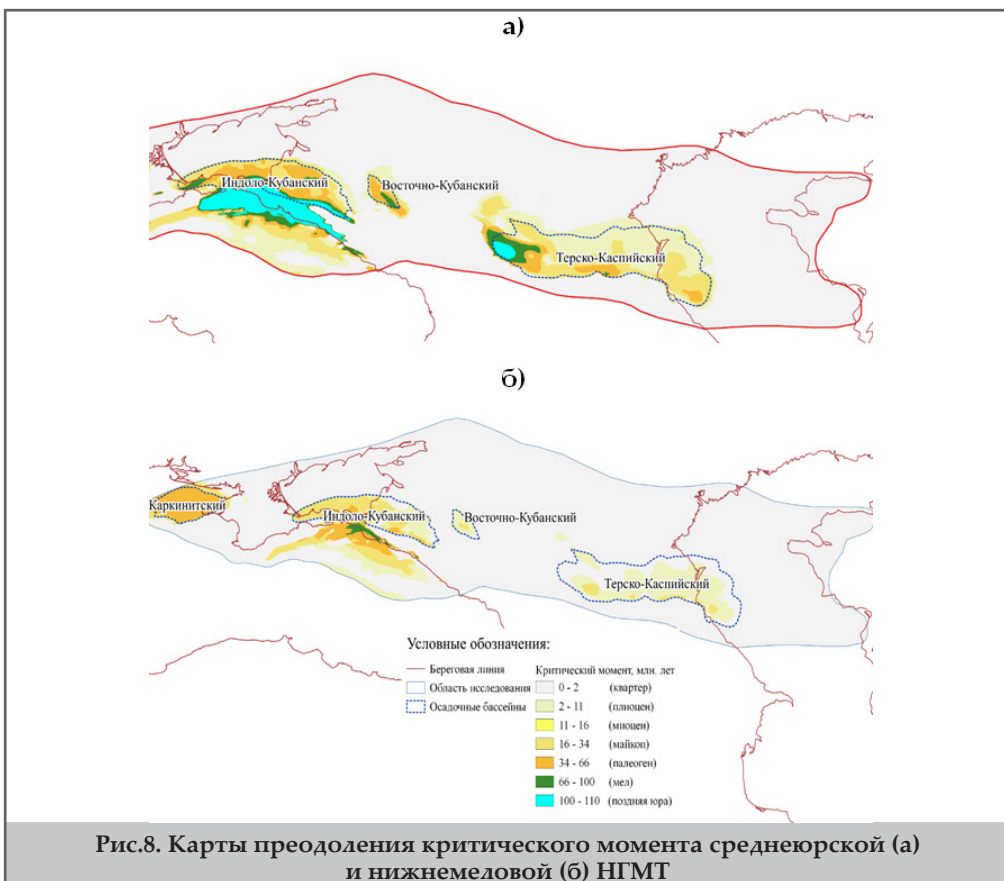
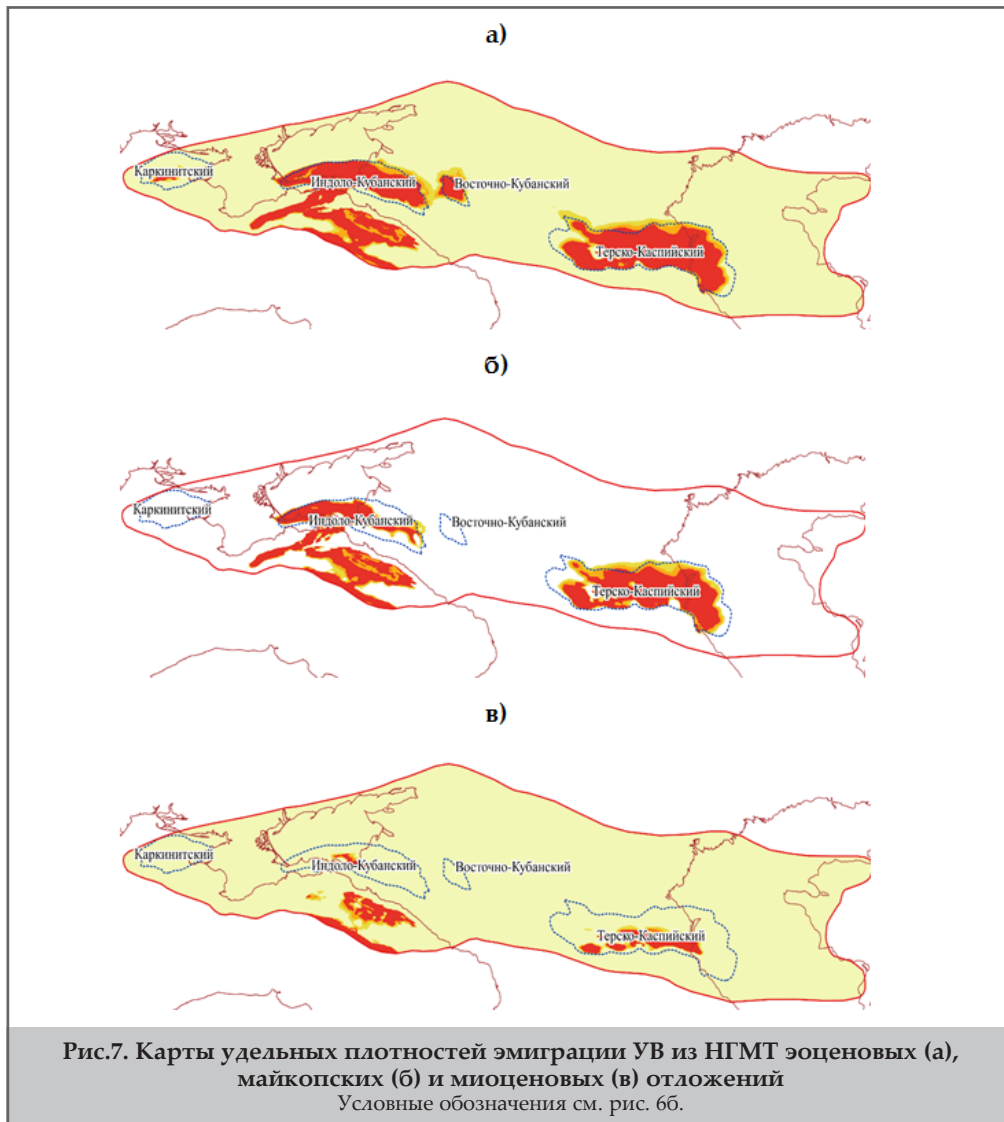
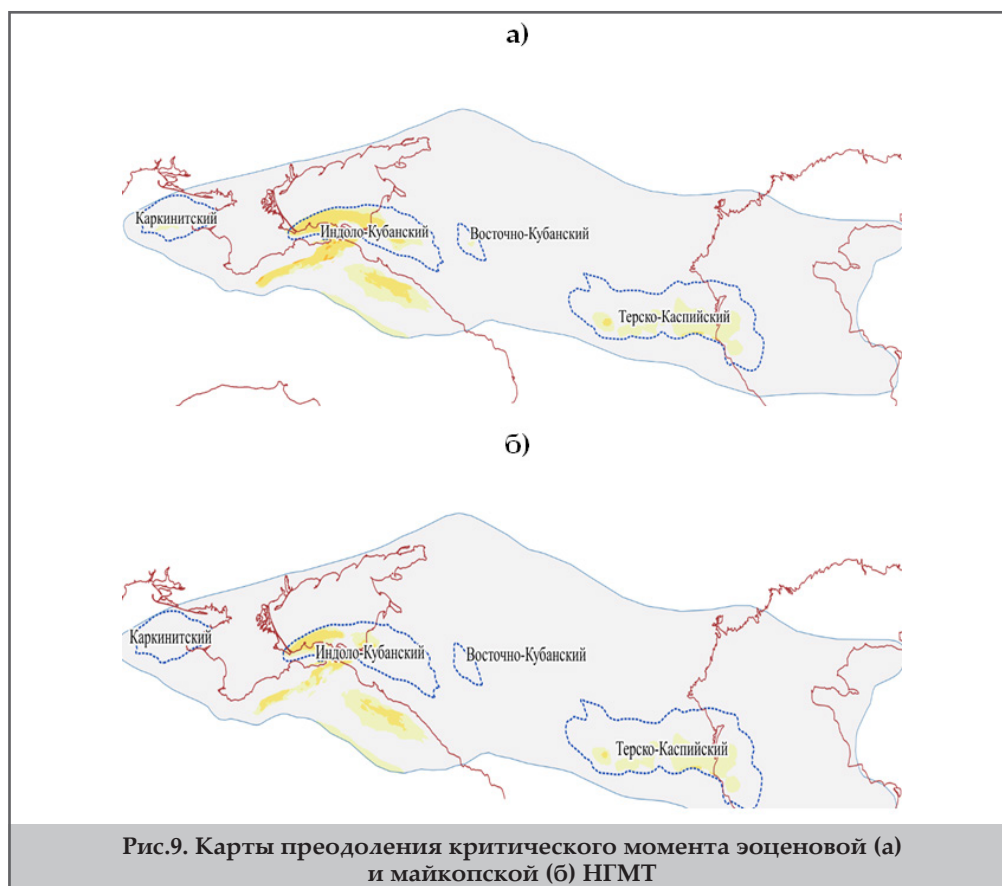


Рис.6. Карты удельных плотностей эмиграции УВ из НГМТ среднеюрских (а) и нижнемеловых (б) отложений





Выводы

В результате проведенных исследований в пределах изучаемой территории выделены четыре осадочного бассейна- области устойчивого погружения в течение всего периода формирования плитного чехла: Каркинитский, Индоло-Кубанский, Восточно-Кубанский и Терско-Каспийский. В рамках оценки перспектив нефтегазоносности изучаемой территории выполнено численное моделирование генерационно-аккумуляционных систем плитного чехла, в результате которого показано, что очаги генерации углеводородов располагаются в пределах выделенных бассейнов. На основании уровней современной зрелости и преобразованности ОВ установленных и предполагаемых нефтегазоматеринских пород, а также полученных оценок удельных плотностей эмиграции УВ на 5 стратиграфических уровнях выделены самостоятельные очаги генерации: среднеюрские (Индоло-Кубанский, Восточно-Кубанский, Терско-Каспийский), нижнемеловые (Каркинитский, Индоло-Кубанский, Восточно-Кубанский, Терско-Каспийский), эоценовые (Каркинитский, Индоло-Кубанский, Восточно-Кубанский, Терско-Каспийский), майкопские (Каркинитский, Индоло-Кубанский, Восточно-Кубанский, Терско-Каспийский) и миоценовые (Индоло-Кубанский, Терско-Каспийский). Таким образом изучаемые осадочные бассейны различаются в том числе и наличием, распределением по разрезу очагов генерации углеводородов. Вариации скоростей погружения бассейнов на разных этапах их развития оказали критическое влияние на реализацию нефтегазоматеринскими толщами их генерационного потенциала. В результате разновозрастные НГМТ бассейнов преодолевали критический момент в разное время и к настоящему времени в разной степени реализовали потенциал. Отмечено также, что в бассейнах с низкими скоростями погружения наблюдается запаздывание процесса эмиграции по отношению к генерации, что не характерно для бассейнов с высокими скоростями. Периодическая тектоническая активность в пределах изучаемой территории начиная с конца палеогена создала условия для вертикальных перетоков углеводородов и формирования многопластовых месторождений. В сочетании с особенностями профиля реализации материнскими толщами генерационного потенциала тектонический фактор определил высокие риски сохранности залежей для некоторых изученных ГАУС. Сочетание устойчивого погружения в очагах генерации и подъема прилегающих областей Скифской плиты в неогене-квартере обеспечили условия для дальней миграции углеводородов. Это значительно расширило область вероятной аккумуляции и площадь территории, перспективной для поисков УВ. Основным перспективным комплексом в пределах изучаемой территории являются меловые отложения, углеводородонасыщение которых обеспечивается как за счет собственной НГМТ, так и за счет перетоков из более глубоких горизонтов осадочного чехла. Вторым по значимости являются палеогеновый комплекс.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № 075-00069-20-02 от 10 сентября 2020 г. (тема № АААА-А20-120092590017-4).

Литература

1. Magoon, L. B., Dow, W. G. (1994). The petroleum system / In: The petroleum system—from source to trap. Vol. 60. *Tulsa: AAPG Memoir*.
2. Баженова, О. К., Фадеева, Н. П., Петриченко, Ю. А., Суслowa, Э. Ю. (2004). Закономерности нефтеобразования в осадочных бассейнах Кавказско-Скифского региона. *Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества*, 1.
3. Хаин, В. Е., Богданов, Н. А. (2003). Международная тектоническая карта Каспийского моря и его обрамления. М 1:2500000. *Москва: ПКО Картография*.
4. Леонов, Ю. Г., Волож, Ю. А., Антипов, М. П. и др. (2010). Консолидированная кора Каспийского региона: опыт районирования. *Москва: ГЕОС*.
5. Афанасенков, А. П., Никишин, А. М., Обухов, А. Н. (2007). Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. *Москва: Научный мир*.
6. Сенин, Б. В., Хаин, В. Е., Попков, В. И. (2009). Черное море / в кн. «Тектоника южного обрамления Восточно-Европейской платформы (объяснительная записка к тектонической карте Черноморско-Каспийского региона. М-б 1:2500000)». *Краснодар: КУБГУ*.
7. Клавдиева, Н. В. (2007). Тектоническое погружение Предкавказских краевых прогибов в кайнозой. Диссертация на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. *Москва*.
8. Сенин, Б. В., Леончик, М. И., Ошерова, Н. А. (2018). Основные итоги геологоразведочных работ и перспективы развития сырьевой базы углеводородов в акваториях Черноморско-Каспийского региона. *Минеральные ресурсы России. Экономика и управление*, 2, 7.
9. Афанасенков, А. П., Скворцов, М. Б., Никишин, А. М. и др. (2008). Геологическая история и нефтяные системы Северного Каспия. *Вестник Московского Университета. Серия геология*, 3, 3-9.
10. Адамс, Т. (2000). Каспийские углеводороды, политизация региональных трубопроводов и дестабилизация Кавказа. *Кавказские региональные исследования*, 5(1,2).
11. Багир-заде, Ф. М., Нариманов, А. А. (1988). Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря. *Москва: Недра*.
12. Глуумов, И. Ф., Маловицкий, Я. П., Новиков, А. А., Сенин, Б. В. (2004). Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. *Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр»*.
13. Гулиев, И. С., Федоров, Д. Л., Кулаков, С. И. (2009). Нефтегазоносность Каспийского региона. *Баку: Nafta-Press*.
14. Дмитриева, Т. П., Парпарова, Г. М. (1981). Глубинная зональность катагенеза рассеянного органического вещества палеоген-неогеновых отложений Азербайджана. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 4, 24-28.
15. Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., Bondarev, A. V. (2016). Evaluation of the organic carbon content in the low-permeability shale formations (as in the case of the Khadum Suite in the Ciscaucasia region). *Oriental Journal of Chemistry*, 32(6), 3235-3241.
16. Mustaev, R. N., Lavrenova, E. A., Kerimov, V. Y., Mamedov, R. A. (2021). Peculiarities of Tertiary petroleum systems evolution under prograding shelf environment on the continental margin of the East Siberian Sea. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(10), 3617–3626.
17. Pepper, A. S., Corvi, P. J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), 291-319.
18. Mangino, S., Priestley, K. (1998). The crustal structure of the Southern Caspian Region. *Geophysical Journal International. Royal Astronomical Society, UK*, 133(3), 630–648.
19. Kerimov, V. Yu., Gorbunov, A. A., Lavrenova, E. A., Osipov, A. V. (2015). Models of hydrocarbon systems in the Russian Platform-Ural junction zone. *Lithology and Mineral Resources*, 50, 394-406.
20. Zonenshain, L. P., le Pichon, X. (1986). Deep basins of the Black Sea and Caspian Sea as remnants of Mesozoic back - arc basins. *Tectonophysics*, 123, 181–211.
21. Kerimov, V., Rachinsky, M., Mustaev, R., Serikova, U. (2018). Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin. *Iranian Journal of Earth Sciences*, 10(1), 78-89.
22. Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., Osipov, A. V. (2018). Peculiarities of hydrocarbon generation at great depths in the crust. *Doklady Earth Sciences*, 483(1), 1413-1417.
23. Kerimov V. Yu., Lapidus, A. L., Yandarbiev, N. Sh., et al. (2017). Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia. *Solid Fuel Chemistry*, 51(2), 122-130.
24. Guliyev, I. S., Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., Bondarev, A. V. (2018). The Estimation of the generation potential of the low permeable shale strata of the Maikop Caucasian series. *SOCAR Proceedings*, 1, 4-20.
25. Kuznetsov, N. B., Kerimov, V. Yu., Osipov, A. V., Monakova, A. S. (2018). Geodynamics of the Ural Foredeep and geomechanical modeling of the origin of hydrocarbon accumulations. *Geotectonics*, 52(3), 297-311.
26. Rachinsky, M. Z., Kerimov, V. Y. (2015). Fluid dynamics of oil and gas reservoirs / Ed. by Gorfunkel, M. V. *NY, USA: Scrivener Publ. - Wiley*.
27. Kerimov, V. Y., Bondarev, A. V., Mustaev, R. N. (2017). Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits. *Oil Industry*, 8, 36–41.
28. Mustaev, R. N. (2017). Geochemical environment of oil and gas occurrences in the South-Caspian basin based on the results of the study of Mud Volcano Ejecta. *Oriental Journal of Chemistry*, 33(4), 2036–2044.
29. Kerimov, V., Osipov, A. V., Mustaev, R. N., et al. (2019). Conditions of formation and development of the void space at great depths. *Oil Industry*, 4, 22–27.

30. Yandarbiyev, N. S., Kozlova, E. V., Mustaev, R., Odintsova, K. Y. (2015). Geochemistry of organic matter formation rocks of Khadum western Caucasus - source non-traditional accumulations. In: *Geomodel 2015 - 17th Scientific - Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*
31. Mustaev, R. N., Zakharchenko, M. V., Kerimova, L. I., Salihova, I. M. (2018). Chemical structure of kerogen of shale formations (by the example of the shale formations of the East European Platform). *Oriental Journal of Chemistry*, 34(5), 2317–2324.
32. Mustaev, R. N., Serov, S. G., Serikova, U. S., et al. (2017). Assessment of the oil and gas potential of the maikop series ciscaucasia based on the results of hydrocarbon systems modeling. In: *Geomodel 2017 - 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*.
33. Leonov, M. G., Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., Hai, V. N. (2020). The origin and mechanism of formation of hydrocarbon deposits of the Vietnamese shelf. *Russian Journal of Pacific Geology*, 14(5), 387–398.
34. Милановский, Е. Е. (1996). Геология России и ближнего зарубежья. Москва: МГУ.
35. Kerimov, V. Yu., Leonov, M. G., Mustaev, R. N., Guryanov, S. A. (2020). Postmagmatic tectonics of basement granites of the far eastern seas of Russia. *Eurasian Mining*, 2, 3–6.
36. Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., Etirmishli, G. D., Yusubov, N. P. (2021). Influence of modern geodynamics on the structure and tectonics of the Black sea - Caspian region. *Eurasian Mining*, 35(1), 3–8.
37. (2004). Осадочные бассейны: методика изучения, строение, эволюция /под ред. Леонова, Ю. Г., Воложа, Ю. А. Москва: Научный Мир.
38. Tibaldi, A., Oppizzi, P., Gierke, J., et al. (2019). Landslides near Enguri dam (Caucasus, Georgia) and possible seismotectonic effects. *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 19(1), 71–91.

References

1. Magoon, L. B., Dow, W. G. (1994). The petroleum system / In: The petroleum system—from source to trap. Vol. 60. *Tulsa: AAPG Memoir*.
2. Bazhenova, O. K., Fadeyeva, N. P., Petrichenko, YU. A., Suslova, E. YU. (2004). Zakonomernosti nefteobrazovaniya v osadochnykh basseynakh Kavkazsko-Skifskogo regiona. *Ekologicheskii vestnik nauchnykh tsentrov Chernomorskogo ekonomicheskogo sotrudnichestva*, 1.
3. Khain, V. E., Bogdanov, N. A. (2003). International tectonic map of the Caspian Sea and its surroundings. Scale 1:2500000. Moscow: *PKO Kartografiya*.
4. Leonov, Yu. G., Volozh, Yu. A., Antipov, M. P., et al. (2010). Consolidated crust of the Caspian Region: zoning experience. Moscow: *GEOS*.
5. Afanasenkov, A. P., Nikishin, A. M., Obukhov, A. N. (2007). Eastern Black sea basin: geological structure and hydrocarbon potential. Moscow: *Scientific World*.
6. Senin, B. V., Khain, V. E., Popkov, V. I. (2009). Black Sea / in the book. «Tectonics of the southern framing of the East European Platform (explanatory note to the tectonic map of the Black Sea-Caspian region. Scale 1:2 500 000)». *Krasnodar: KUBGU*.
7. Klavdiyeva, N. V. (2007). Tektonicheskoye pogruzheniye Predkavkazskikh krayevykh progibov v kaynozoye. Dissertatsiya na soiskaniye uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk. *Moskva*.
8. Senin, B. V., Leonchik, M. I., Osherova, N. A. (2018). Osnovnyye itogi geologorazvedochnykh rabot i perspektivy razvitiya syr'yevoy bazy uglevodorodov v akvatoriyakh Chernomorsko-Kaspiyskogo regiona. *Mineral'nyye resursy Rossii. Ekonomika i Upravleniye*, 2, 7.
9. Afanasenkov, A. P., Skvortsov, M. B., Nikishi, A. M., et al. (2008). Geological evolution and petroleum systems in the North Caspian region. *Moscow University Geology Bulletin*, 3, 3-9.
10. Adams, T. (2000). Kaspiyskiye uglevodorody, politizatsiya regional'nykh truboprovodov i destabilizatsiya Kavkaza. *Kavkazskiy regional'nyye issledovaniya*, 5(1,2).
11. Bagir-zade, F. M., Narimanov, A. A. (1988). Geologo-geokhimicheskiye osobennosti mestorozhdeniy Kaspiyskogo morya. *Moskva: Nedra*.
12. Glumov, I. F., Malovitskiy, YA. P., Novikov, A. A., Senin, B. V. (2004). Regional'naya geologiya i neftegazonosnost' Kaspiyskogo morya. *Moskva: OOO «Nedra-Biznescentr»*.
13. Guliyev, I. S., Fedorov, D. L., Kulakov, S. I. (2009). Neftegazonosnost' Kaspiyskogo regiona. *Baku: Nafta-Press*.
14. Dmitriyeva, T. P., Parparova, G. M. (1981). Glubinnaya zonal'nost' katagenezu rasseyanogo organicheskogo veshchestva paleogen-neogenovykh otlozheniy Azerbaydzhana. *Azerbaydzhanskoye Neftyanoye Khozyaystvo*, 4, 24-28.
15. Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., Bondarev, A. V. (2016). Evaluation of the organic carbon content in the low-permeability shale formations (as in the case of the Khadum Suite in the Ciscaucasia region). *Oriental Journal of Chemistry*, 32(6), 3235-3241.
16. Mustaev, R. N., Lavrenova, E. A., Kerimov, V. Y., Mamedov, R. A. (2021). Peculiarities of Tertiary petroleum systems evolution under prograding shelf environment on the continental margin of the East Siberian Sea. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 11(10), 3617–3626.
17. Pepper, A. S., Corvi, P. J. (1995). Simple kinetic models of petroleum formation. Part I: oil and gas generation from kerogen. *Marine and Petroleum Geology*, 12(3), 291-319.
18. Mangino, S., Priestley, K. (1998). The crustal structure of the Southern Caspian Region. *Geophysical Journal International. Royal Astronomical Society, UK*, 133(3), 630–648.
19. Kerimov, V. Yu., Gorbunov, A. A., Lavrenova, E. A., Osipov, A. V. (2015). Models of hydrocarbon systems in the Russian Platform-Ural junction zone. *Lithology and Mineral Resources*, 50, 394-406.
20. Zonenshain, L. P., le Pichon, X. (1986). Deep basins of the Black Sea and Caspian Sea as remnants of Mesozoic back - arc basins. *Tectonophysics*, 123, 181–211.

21. Kerimov, V., Rachinsky, M., Mustaev, R., Serikova, U. (2018). Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin. *Iranian Journal of Earth Sciences*, 10(1), 78-89.
22. Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., Osipov, A. V. (2018). Peculiarities of hydrocarbon generation at great depths in the crust. *Doklady Earth Sciences*, 483(1), 1413-1417.
23. Kerimov V. Yu., Lapidus, A. L., Yandarbiev, N. Sh., et al. (2017). Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia. *Solid Fuel Chemistry*, 51(2), 122-130.
24. Guliyev, I. S., Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., Bondarev, A. V. (2018). The Estimation of the generation potential of the low permeable shale strata of the Maikop Caucasian series. *SOCAR Proceedings*, 1, 4-20.
25. Kuznetsov, N. B., Kerimov, V. Yu., Osipov, A. V., Monakova, A. S. (2018). Geodynamics of the Ural Foredeep and geomechanical modeling of the origin of hydrocarbon accumulations. *Geotectonics*, 52(3), 297-311.
26. Rachinsky, M. Z., Kerimov, V. Y. (2015). Fluid dynamics of oil and gas reservoirs / Ed. by Gorfunkel, M. V. *NY, USA: Scrivener Publ. - Wiley*.
27. Kerimov, V. Y., Bondarev, A. V., Mustaev, R. N. (2017). Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits. *Oil Industry*, 8, 36-41.
28. Mustaev, R. N. (2017). Geochemical environment of oil and gas occurrences in the South-Caspian basin based on the results of the study of Mud Volcano Ejecta. *Oriental Journal of Chemistry*, 33(4), 2036-2044.
29. Kerimov, V., Osipov, A. V., Mustaev, R. N., et al. (2019). Conditions of formation and development of the void space at great depths. *Oil Industry*, 4, 22-27.
30. Yandarbiyev, N. S., Kozlova, E. V., Mustaev, R., Odintsova, K. Y. (2015). Geochemistry of organic matter formation rocks of Khadum western Caucasus - source non-traditional accumulations. In: *Geomodel 2015 - 17th Scientific - Practical Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*
31. Mustaev, R. N., Zakharchenko, M. V., Kerimova, L. I., Salihova, I. M. (2018). Chemical structure of kerogen of shale formations (by the example of the shale formations of the East European Platform). *Oriental Journal of Chemistry*, 34(5), 2317-2324.
32. Mustaev, R. N., Serov, S. G., Serikova, U. S., et al. (2017). Assessment of the oil and gas potential of the maikop series ciscaucasia based on the results of hydrocarbon systems modeling. In: *Geomodel 2017 - 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*.
33. Leonov, M. G., Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., Hai, V. N. (2020). The origin and mechanism of formation of hydrocarbon deposits of the Vietnamese shelf. *Russian Journal of Pacific Geology*, 14(5), 387-398.
34. Milanovskiy, Ye. Ye. (1996). *Geologiya Rossii i blizhnego zarubezh'ya. Moskva: MGU*.
35. Kerimov, V. Yu., Leonov, M. G., Mustaev, R. N., Guryanov, S. A. (2020). Postmagmatic tectonics of basement granites of the far eastern seas of Russia. *Eurasian Mining*, 2, 3-6.
36. Kerimov, V. Yu., Mustaev, R. N., Etirmishli, G. D., Yusubov, N. P. (2021). Influence of modern geodynamics on the structure and tectonics of the Black sea - Caspian region. *Eurasian Mining*, 35(1), 3-8.
37. (2004). *Osadochnyye basseyny: metodika izucheniya, stroyeniye, evolyutsiya /pod red. Leonova, YU. G., Volozha, Yu. A. Moskva: Nauchnyy Mir*.
38. Tibaldi, A., Oppizzi, P., Gierke, J., et al. (2019). Landslides near Enguri dam (Caucasus, Georgia) and possible seismotectonic effects. *Natural Hazards and Earth System Sciences*, 19(1), 71-91.

Очаги генерации углеводородов в мезо-кайнозойском комплексе Черноморско-Каспийского региона

Р. Н. Мустаев, В. Ю. Керимов, Е. А. Лавренова, П. А. Романов

Российский государственный геологоразведочный университет
имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

Реферат

В результате проведенных исследований в пределах изучаемой территории выделены четыре области устойчивого погружения (бассейна) в течение всего периода формирования плитного чехла: Каркинитский, Индоло-Кубанский, Восточно-Кубанский и Терско-Каспийский. Каждый из бассейнов характеризуется уникальной эволюцией, которая проявляется в различиях тектонического режима, скоростей осадконакопления. Это определило особенности геологического строения бассейнов, очагов генерации в их пределах и критического момента характеризующий процесс генерации – миграции – аккумуляции УВ в системе. Преодоление критического момента происходит в очагах генерации УВ когда более 50% УВ эмигрировало из нефтегзоматеринской породы и аккумуляровалось в ловушках. Как правило, очаги приурочены к наиболее погруженным частям осадочного бассейна, в которых отложения находятся в более жестких термобарических условиях.

Ключевые слова: Осадочный бассейн; углеводородная система; очаг генерации; плитный чехол; тектонический режим; скорость осадконакопления; бассейновый анализ.

Qara dəniz-Xəzər regionunun mezo-kaynozoy kompleksində karbohidrogenlərin generasiya ocaqları

R. N. Mustayev, V. Y. Kerimov, E. A. Lavrenova, P. A. Romanov

Serqo Orconikidze adına Rusiya Dövlət Geologiya-kəşfiyyat Universiteti,
Moskva, Rusiya

Xülasə

Aparılan tədqiqatlar nəticəsində tədqiq olunan ərazinin hüdudlarında plitə çexolunun formalaşdığı bütün dövr ərzində dörd davamlı dalma sahəsi (hövzəsi) ayrılmışdır: Karkinit, İndolo-Kuban, Şərqi Kuban və Terek-Xəzər. Hövzələrin hər biri tektonik rejimin, çöküntü toplanmasının sürətlərinin fərqlərində özünü göstərən unikal təkamül ilə xarakterizə olunur. Bu, hövzələrin geoloji quruluşunun, onların hüdudlarında generasiya ocaqlarının və sistemdə karbohidrogenlərin akkumulyasiya – miqrasiya – generasiya prosesini xarakterizə edən kritik anının xüsusiyyətlərini müəyyən etmişdir. Karbohidrogenlərin 50% - dən çoxu neftqaz ana süxurundan köçüb tələlərdə yığılıb-qaldıqda, kritik anın aradan qaldırılması karbohidrogenlərin generasiya ocaqlarında baş verir. Bir qayda olaraq, ocaqlar çöküntü hövzəsinin ən batırılmış, çöküntülərin daha sərt termobarik şəraitində olduğu, hissələrinə uyğunlaşdırılıb.

Açar sözlər: çöküntü hövzə; karbohidrogen sistemi; generasiya ocağı; plitə çexolu; tektonik rejimi; çöküntü toplanmasının sürəti; hövzə təhlili; neftqaz ana süxurları; Qara dəniz-Xəzər regionu.