



ПРОГНОЗ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В МЕЗО-КАЙНОЗОЙСКОМ КОМПЛЕКСЕ ЧЕРНОМОРСКО-КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Р. Н. Мустаев*¹, Е. А. Лавренова¹, В. Ю. Керимов^{1,2}, П. А. Романов¹

¹Российский государственный геологоразведочный университет им. С. Орджоникидзе, Москва, Россия;

²Институт нефти и газа, НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан

Forecast of hydrocarbons accumulations in the Meso-Cenozoic complex of the Black Sea-Caspian region from modeling results

R. N. Mustaev*¹, E. A. Lavrenova¹, V. Yu. Kerimov^{1,2}, P. A. Romanov¹

¹S. Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia;

²Institute of Oil and Gas, ANAS, Baku, Azerbaijan

ABSTRACT

As part of the analysis, it was found that in the Mesozoic, the basins under study were partly part of the Black Sea-South Caspian basin system, and at the later stages of evolution, some of them were involved in tectonic dislocations and, from the point of view of modern tectonic zoning, are partly part of the Alpine folded system zones. The performed analysis made it possible to establish the main stages of the formation of the sedimentary section, to identify the depocenters of sedimentation on each of them and to reconstruct its evolution. As a result of the studies within the study area, four areas of stable subsidence (basin) were identified during the entire period of formation of the plate cover: Karkinitzky, Indolo-Kubansky, East Kuban and Terek-Caspian. Each of the basins is characterized by a unique evolution, which manifests itself in differences in tectonic mode, sedimentation rates. This determined the features of the geological structure of the basins - differences in the ratio of the thicknesses of the main sedimentary complex.

KEYWORDS

Sedimentary basin development analysis;
Scythian-Turanian basin system;
Oil and gas prospecting trends;
Troughs;
Deposits;
Regression;
Sedimentation;
Subsidence graph.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

В рамках проведенного анализа было установлено, что в мезозое изучаемые бассейны частично входили в состав Черноморско-Южно-Каспийской бассейновой системы, а на поздних этапах эволюции часть из них была вовлечена в тектонические дислокации и с точки зрения современного тектонического районирования отчасти входит в состав альпийской складчатой зоны. В связи с этим, для корректного и более глубокого понимания особенностей развития этих бассейнов область детализированного анализа была расширена за пределы Скифско-Туранской бассейновой системы. Большую часть области занимают Скифская и Туранская плиты. Также в нее входят южная окраина Восточно-Европейской платформы, Терско-Каспийский прогиб, Крымско-Кавказская складчатая система, а также северо-восточная часть Черноморско-Южно-Каспийской системы прогибов.

В соответствии с представлениями о двухъярусном строении фундамента молодых платформ, на Скифской плите выделяется два яруса: древний (байкальской консолидации) – собственно кристаллический фундамент и второй, верхний – переходный комплекс, образованный в результате разных по интенсивности складчатых деформаций раннеплатформенного чехла на герцинском и, частично, древнекиммерийском этапах тектоногенеза [1-5]. Формирование древнего фундамента происходило в геосинклинальной системе, заложившейся на южной окраине древней платформы в позднепротерозойское (рифейское) время. По сравнению с породами фундамента степень дислоцированности и метаморфизма (преимущественно динамометаморфизма) отложений переходного комплекса – умеренная и слабая, она уменьшается снизу-вверх и более выражена внутри и вблизи разломных зон.

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

<http://dx.doi.org/10.5510/OGP2022SI100658>

Методика исследований

Бассейновый анализ и моделирование углеводородных систем были проведены с использованием программного пакета и технологий моделирования PetroMod компании Schlumberger. Исследование условий формирования осадочных бассейнов региона опиралось на тектоно-геодинамические палеорекострукции, отображающие взаимодействие геоструктурных элементов. Для исследования и анализа таких геоструктурных и тектонических факторов необходима реконструкция этих процессов в течение всей ретроспективной истории путем бассейнового моделирования. Результаты исследований интегрируются в созданные трехмерные модели с учетом геодинамики и геофлюидодинамики.

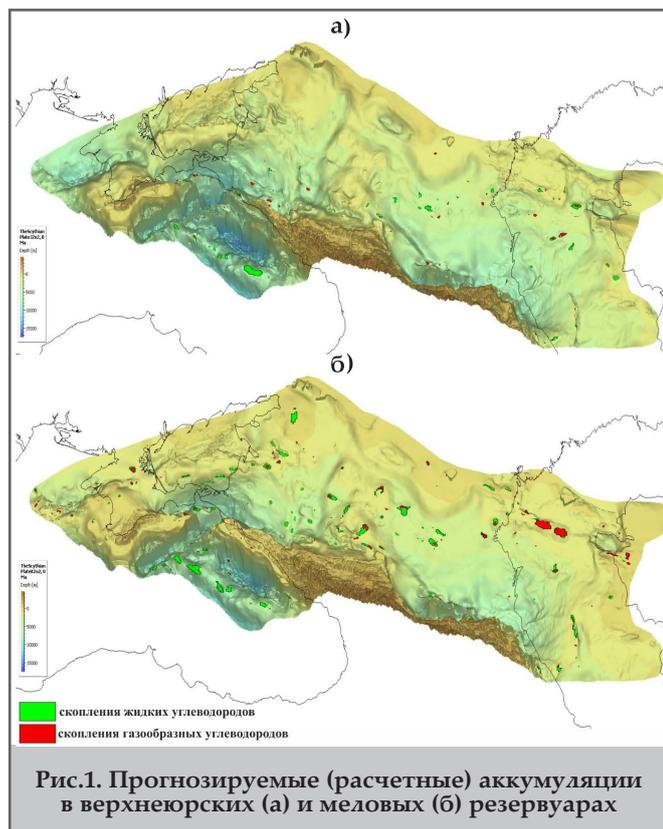
Результаты исследований

Результаты моделирования позволили создать модели прогнозируемых аккумуляций в основных резервуарах осадочного чехла Черноморско-Каспийского региона (рис. 1, 2).

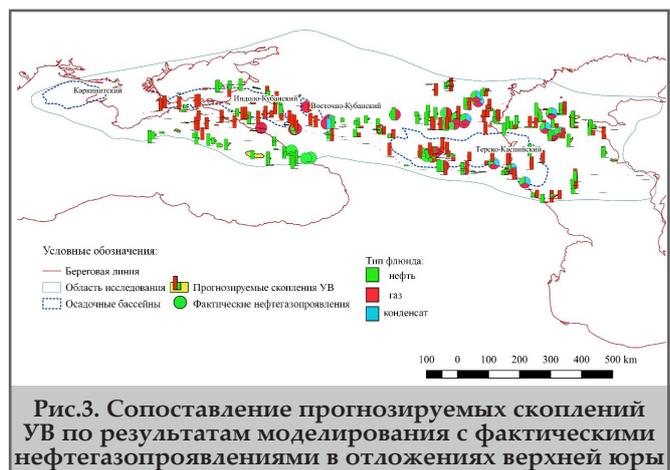
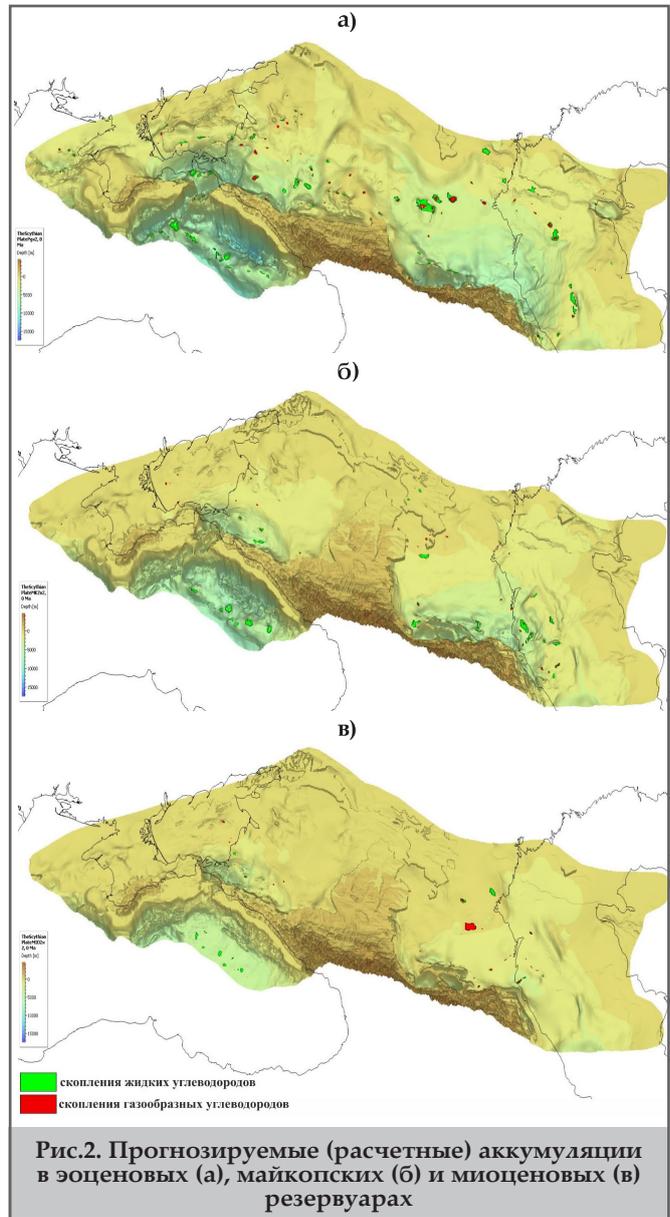
Для сравнения прогнозируемых по результатам моделирования скоплений УВ с фактической нефтегазоносностью одновозрастных осадочных комплексов выбирались только те объекты из базы данных признаков нефтегазоносности, в которых резервуар соответствующего возраста самый молодой. Таким образом из сравнения исключались скопления, образованные за счет перетоков из нижележащих комплексов.

Рисунок 3 отражает соответствие прогнозируемых по результатам моделирования скоплений углеводородов с фактическими нефтегазопрооявлениями и месторождениями в отложениях верхней юры. Область распространения прогнозируемых и фактических скоплений ограничена с севера и северо-запада областью отсутствия верхнеюрских пород в осадочном разрезе.

В пределах Индоло-Кубанского бассейна скопления



УВ прогнозируются в бортовой зоне – по линии, ограничивающей бассейн. Несколько преимущественно газовых месторождений открыто в пределах восточного замыкания бассейна. В модели им соответствуют прогнозируемые аккумуляции с аналогичным составом флюида. Следует отметить, здесь и далее на рисунках тип флюида прогнозируемых скоплений – изображен в виде двух фаз – жидкие и



газообразные. Так как газовый конденсат и нефть в модели не разделены с учетом заданной кинетической схемы.

Отмечается хорошая согласованность модели с фактической нефтегазоносностью, установленной на Северном Кавказе [6-11]. Как уже отмечалось часть юрского Большекавказского бассейна испытала инверсию на поздних этапах своего развития, частично сохранив глеводородонасыщение. Несколько небольших газовых месторождений открыто на северном склоне орогена, а также известны нефтепроявления в верхнеюрских карбонатах в обнажениях в районе Адлера [12-18]. Все эти признаки нефтегазоносности нашли отражение (включая тип флюида) в рассчитанной модели.

Вдоль южного борта Восточно-Кубанского прогиба установлена газонасность (газ и газовый конденсат) карбонатов верхней юры. Прогнозируемые по результатам моделирования скопления хорошо согласуются с фактическими. Прогнозируемые скопления южного складчатого борта Терско-Каспийского бассейна подтверждаются фактической нефтегазоносностью. Аналогичная ситуация наблюдается для юрских месторождений, расположенных в акватории Каспийского моря и прилегающего западного побережья. Таким образом, фактическая нефтегазоносность верхнеюрской части осадочного чехла изучаемой территории может быть обеспечена за счет Индоло-Кубанского, Восточно-Кубанского и Терско-Каспийского очагов.

Нефтегазоносность меловых отложений установлена почти по всей изучаемой территории. Меловой комплекс, как уже отмечалось, является в Предкавказье основным продуктивным. Известные месторождения Каркинитского бассейна, расположенные вдоль его

южного борта и сопредельной суши полуострова Крым, хорошо согласуются с прогнозируемыми, по результатам моделирования аккумуляциями (рис. 4).

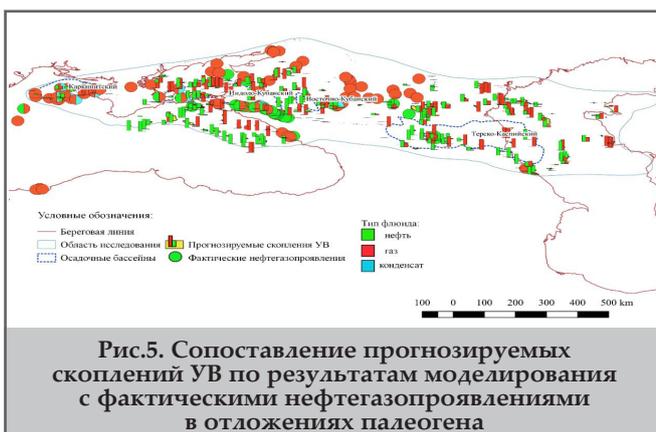
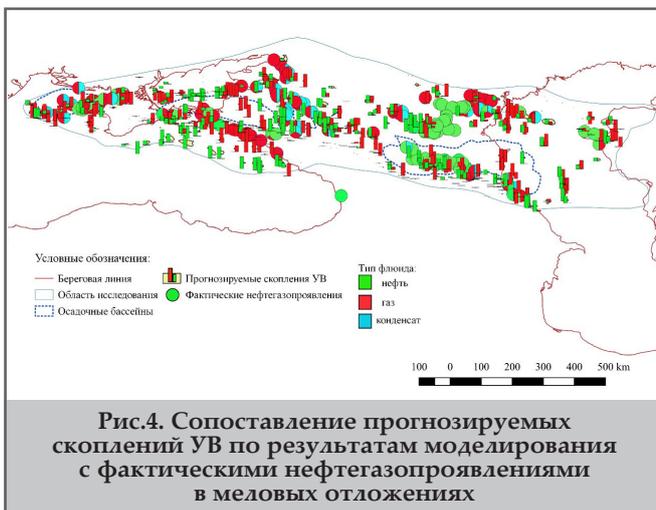
В Индоло-Кубанском бассейне скопления УВ прогнозируются вдоль его границ. Часть из них согласуется с месторождениями, открытыми вдоль южной границы. Скопления вдоль северной границы прогнозируются в объектах неантиклинального типа по линии выклинивания меловых отложений. Наличие выклинивания препятствовало миграции УВ далее на север акватории, поэтому выделенные антиклинальные ловушки северной части Азова, включая Таганрогский залив, не будут заполнены, по крайней мере, за счет Индоло-Кубанского очага.

Меловые месторождения Западного Предкавказья генетически связаны с двумя очагами генерации – Индоло-Кубанскими (в меньшей степени) и Восточно-Кубанским – в большей. Особенности развития меловых и палеогеновых бассейнов в этой части изучаемой территории обеспечили благоприятные условия для миграции углеводородов из Восточно-Кубанского очага на значительные расстояния на север (рис. 4).

На западном борту Северо-Ставропольской системы поднятий прогнозируются скопления УВ в меловых резервуарах в ловушках неантиклинального типа генетически связанные с Восточно-Кубанским очагом.

В Восточно Предкавказье нефтегазоносность меловых отложений, установленная вдоль южного борта Терско-Каспийского бассейна хорошо согласуется прогнозируемыми по результатам моделирования скоплениями углеводородов. Вторая крупная зона углеводородонакопления располагается в северной прибортовой зоне бассейна [19-23]. Территориально она охватывает западную часть Центрального Каспия, прилегающую сушу вплоть до восточного склона Центрально-Ставропольской системы поднятий. В распределении типа флюида здесь наблюдается определенная зональность с преобладанием нефтяных скоплений в центральной части и газовых и газоконденсатных по периферии. Нефтегазоносность палеогеновых отложений установлена по всей территории Предкавказья и прилегающей акватории Черного и Азовского морей (рис. 5).

В Каркинитском бассейне наиболее вероятной областью аккумуляции является южный борт бассейна, что подтверждается прогнозом по результатам моделирования и фактической нефтегазоносностью палеогеновых отложений. В Индоло-Кубанском бассейне скопления углеводородов прогнозируются повсеместно вдоль его границы. Подтверждена нефтегазоносность только в южной бортовой зоне бассейна и в северо-западной прибортовой области. В акватории Азова палеоген выклинивается. Здесь скопления УВ возможны в ловушках неантиклинального типа. В Западном Предкавказье месторождения в палеогеновой части осадочного чехла располагаются севернее границы распространения прогнозируемых скоплений и максимальной миграции из Индоло-Кубанского и Восточно-Кубанского очагов. Вероятно, эти месторождения сформированы за счет перетока из нижележащих меловых или более древних отложений переходного комплекса. Это, скорее всего, справедливо и для газовых месторождений северо-восточного склона Ставропольского свода (Центрально-Ставропольской системы поднятий). При этом, судя по результатам моделирования, формирование газовых



месторождений его восточного склона возможно за счет миграции углеводородов из Терско-Каспийского очага. В Восточно Предкавказье скопления УВ прогнозируются вдоль южного борта Терско-Каспийского бассейна и его северной прибортовой зоне, включая акваторию Каспия. При этом палеоген в акватории считается бесперспективным из-за небольших мощностей [24-30]. Прогноз по результатам моделирования относится к областям выклинивания отложений, однако требует уточнения по результатам более детальных построений. На суше Восточного Предкавказья всего несколько месторождений в которых продуктивность начинается с отложений палеогена. Они располагаются вблизи восточного борта Ставропольского свода. На остальной территории палеогеновые залежи в основном известны в составе многопластовых месторождений. Возможно, это обусловлено фациальными обстановками накопления палеогеновых пород – особенностями развития резервуаров, и требует дальнейшего изучения. Месторождения, в которых продуктивный интервал начинается с отложений майкопской серии располагаются в пределах Каркинитского, Индоло-Кубанского бассейнов, акватории Азова, в Центральном и Восточном Предкавказье. В большинстве своем это газовые месторождения (рис. 6).

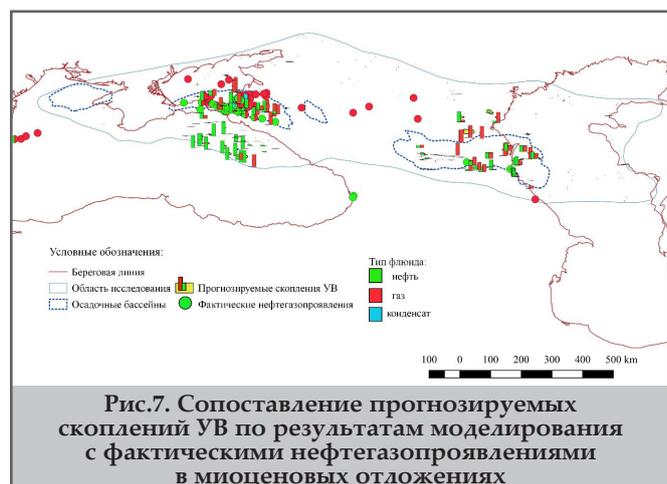
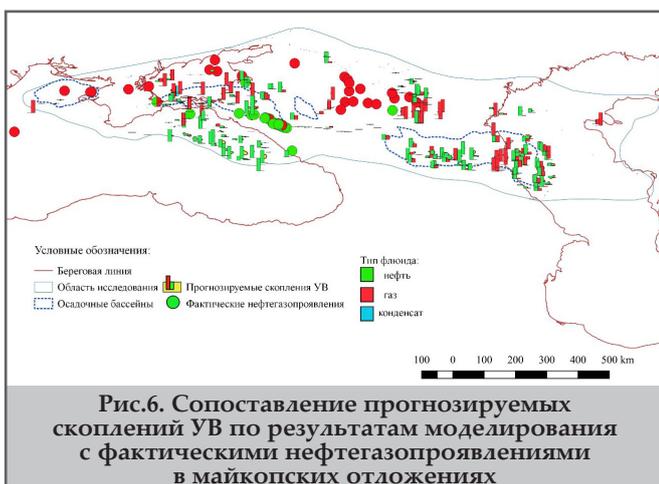
Нефтяные залежи в майкопских отложениях обнаружены в месторождениях, расположенных вдоль южного борта Индоло-Кубанского очага. При этом, в его северной прибортовой зоне (Азовское море) известны только газовые скопления [31-36]. Отмеченная дифференциация типа флюидов согласуется с полученными результатами численного моделирования и, видимо, контролируется существенно более высокой степенью зрелости и преобразованности ОВ западной (Индольской) части бассейна, которая, в отличие от восточной, преодолела критический момент еще в миоцене.

С учетом изложенного, все майкопские месторождения Индоло-Кубанского бассейна и Азовского моря, принадлежат майкопской ГАУС Индоло-Кубанского очага генерации. Учитывая крайне низкую степень реализации генерационного потенциала майкопской НГМТ Каркинитского бассейна, обнаруженные здесь и на сопредельной территории Крыма майкопские залежи, по-видимому, связаны с более древними меловым и палеогеновым очагами. Самостоятельная (не в составе многопластовых месторождений), нефтегазоносность отложений майкопской серии Терско-Каспийского бассейна не установлена. При этом по

результатам выполненного моделирования здесь прогнозируются скопления углеводородов. Возможно, это связано с особенностями развития резервуарных толщ, или недоразведанностью майкопской части разреза. Несколько месторождений преимущественно газового состава расположены к северо-западу от Терско-Каспийского бассейна. Им соответствует группа прогнозируемых по результатам моделирования аккумуляций, что указывает на генетическую связь этих залежей с майкопским Терско-Каспийским очагом. Месторождения Ставропольского свода расположены за границей максимальной миграции Восточно-Кубанского и Терско-Каспийского очагов. На данном этапе исследования существуют две гипотезы их формирования. Первая, - состоит в том, что источником являются меловые очаги Восточно-Кубанского и Терско-Каспийского бассейнов, т.к. на возможность дальней миграции и вертикальных перетоков указывают результаты проведенного моделирования. Вторая гипотеза предполагает формирование этих месторождений за счет ГАУС переходного комплекса, с учетом наличия признаков нефтегазоносности в палеозойской части разреза Центрально-Ставропольской системы поднятий и триасовой в сопредельной области Восточного Предкавказья.

Подавляющее большинство месторождений и единственным миоценовым резервуаром связано с Индоло-Кубанским очагом генерации. На рисунке 7 видна хорошая согласованность фактических и прогнозируемых скоплений углеводородов в этой части изучаемой территории. Также прослеживается некоторая зональность в латеральном распределении типа флюида с преобладанием нефтяной компоненты в месторождениях южного борта Индоло-Кубанского бассейна. Несколько миоценовых месторождений Центрального Предкавказья удалены от установленных очагов (Терско-Каспийского и Индоло-Кубанского), и, видимо, связаны с более древними ГАУС, что требует дальнейшего изучения.

Всего три месторождения с единственной залежью в миоценовых отложениях обнаружены в пределах Терско-Каспийского бассейна, хотя по результатам проведенного моделирования здесь прогнозируется существенная продуктивность этой части разреза. Возможно, отмеченные различия факта и прогноза обусловлены недоразведанностью этой части осадочного чехла: фокусировке на структурных объектах, тогда как в миоцене широко развиты неантиклинальные ловушки. Или проблема состоит в отсутствии качественных флюидоупоров. В любом случае требуется дальнейшее рассмотрение этого вопроса.



Выводы

Проведенные исследования позволяют выявить основные направления поисково-разведочных работ в Черноморско-Каспийском регионе. 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.

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.

Совместный анализ фактической нефтегазоносности и прогнозируемых по результатам моделирования скоплений углеводородов в пределах изучаемой территории показал, что подавляющее число открытых месторождений и проявлений связаны генетически с очагами генерации, расположенными в пределах выделенных осадочных бассейнов. Вместе с тем часть месторождений, расположенных вдоль северной окраины Скифской плиты и Центрально-Ставропольской системы поднятий, находятся за пределами максимального плеча миграции, установленного по результатам численного моделирования. Их происхождение вероятно связано с ГАУС переходного комплекса, учитывая установленную нефтегазоносность последнего.

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. Борков, Ф. П., Головачев, Э. М., Семендуев, М. М., Щербаков, В. В. (1994). Геологическое строение и нефтегазоносность Азовского моря (по геофизическим данным) / под ред. Маловицкого, Я. П. Москва: ИГиРГИ.
2. (1989). Альбом структурных карт и карт мощностей кайнозойских отложений Черноморской впадины. М-б. 1:1 500 000. Москва: ГУГК СМ СССР.
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 1:2 500 000)». 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. Адамс, Т. (2000). Каспийские углеводороды, политизация региональных трубопроводов и дестабилизация Кавказа. *Кавказские региональные исследования*, 5(1,2).
10. Багир-заде, Ф. М., Нариманов, А. А. (1988). Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря. Москва: Недра.
11. Глузов, И. Ф., Маловицкий, Я. П., Новиков, А. А., Сенин, Б. В. (2004). Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. Москва: ООО «Недра-Бизнесцентр».
12. Гулиев, И. С., Федоров, Д. Л., Кулаков, С. И. (2009). Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Nafta-Press.
13. Дмитриева, Т. П., Парпарова, Г. М. (1981). Глубинная зональность катагенеза рассеянного органического вещества палеоген-неогеновых отложений Азербайджана. *Азербайджанское нефтяное хозяйство*, 4, 24-28.
14. Kerimov, V. Yu., Rachinsky, M. Z., Mustaev, R. N., Osipov, A. V. (2018). Groundwater dynamics forecasting criteria of oil and gas occurrences in Alpine Mobile Belt Basins. *Doklady Earth Sciences*, 476(2), 209-212.
15. 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.

16. 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.
17. Mangino, S., Priestley, K. (1998). The crustal structure of the Southern Caspian Region. *Geophysical Journal International*. Royal Astronomical Society, UK, 133(3), 630-648.
18. 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.
19. Lapidus, A. L., Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., et al. (2018). Caucasus Maykopian kerogenous shale sequences: generative potential. *Oil Shale*, 35(2), 113-127.
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. 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.
22. 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.
23. 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.
24. 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.
25. Rachinsky, M. Z., Kerimov, V. Y. (2015). Fluid dynamics of oil and gas reservoirs / Ed. by Gorfunkel, M. V. NY, USA: Scrivener Publ. - Wiley.
26. 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.
27. 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.
28. 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.
29. 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*.
30. 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.
31. Zaicev, V. A., Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., Dmitrievskij, S. S. (2017). Geomechanical modeling of low permeability shale strata of the maikop series Ciscaucasia. In: *EAGE/SPE Joint Workshop on Shale Science 2017: Prospecting and Development*.
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. 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.
35. 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.
36. Odonne, F., Imbert, P., Remy, D., et al. (2021). Surface structure, activity and microgravimetry modeling delineate contrasted mud chamber types below flat and conical mud volcanoes from Azerbaijan. *Marine and Petroleum Geology*, 134, 105315.

References

1. Borkov, F. P., Golovachev, E. M., Semenduyev, M. M., Shcherbakov, V. V. (1994). Geologicheskoye stroyeniye i neftegazonosnost' Azovskogo morya (po geofizicheskim dannym) /pod red. Malovitskogo, Ya. P. *Moskva: IGIRGI*.
2. (1989). Al'bom strukturnykh kart i kart moshchnostey kaynozoykikh otlozheniy Chernomorskoy vpadiny. M-b. 1:1 500 000. *Moskva: GUGK SM SSSR*.
3. Khain, V. E., Bogdanov, N. A. (2003). International tectonic map of the Caspian Sea and its surroundings. Scale 1:2500000. Moscow: *PKO Kartografia*.
4. Leonov, Yu. G., Volozh, Yu. A., Antipov, M. P., et al. (2010). Consolidated crust of the Caspian Region: zoning experience. *Moscow: GEOS*.
5. Afanasev, 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. Adams, T. (2000). Kaspiyskiye uglevodorody, politizatsiya regional'nykh truboprovodov i destabilizatsiya Kavkaza. *Kavkazskiy regional'nyye issledovaniya*, 5(1,2).
10. Bagir-zade, F. M., Narimanov, A. A. (1988). Geologo-geokhimicheskiye osobennosti mestorozhdeniy Kaspiyskogo morya. *Moskva: Nedra*.
11. Glumov, I. F., Malovitskiy, YA. P., Novikov, A. A., Senin, B. V. (2004). Regional'naya geologiya i neftegazonosnost' Kaspiyskogo morya. *Moskva: OOO «Nedra-Biznescentr»*.
12. Guliyev, I. S., Fedorov, D. L., Kulakov, S. I. (2009). Neftegazonosnost' Kaspiyskogo regiona. *Baku: Nafta-Press*.
13. Dmitriyeva, T. P., Parparova, G. M. (1981). Glubinnaya zonal'nost' katageneza rasseyannogo organicheskogo veshchestva paleogen-neogenovykh otlozheniy Azerbaydzhana. *Azerbaydzhanskoye Neftyanoye Khozyaystvo*, 4, 24-28.
14. Kerimov, V. Yu., Rachinsky, M. Z., Mustaev, R. N., Osipov, A. V. (2018). Groundwater dynamics forecasting criteria of oil and gas occurrences in Alpine Mobile Belt Basins. *Doklady Earth Sciences*, 476(2), 209-212.
15. 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.
16. 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.
17. Mangino, S., Priestley, K. (1998). The crustal structure of the Southern Caspian Region. *Geophysical Journal International. Royal Astronomical Society, UK*, 133(3), 630–648.
18. 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.
19. Lapidus, A. L., Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., et al. (2018). Caucasus Maykopian kerogenous shale sequences: generative potential. *Oil Shale*, 35(2), 113-127.
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. 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.
22. 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.
23. 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.
24. 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.
25. Rachinsky, M. Z., Kerimov, V. Y. (2015). Fluid dynamics of oil and gas reservoirs / Ed. by Gorfunkel, M. V. NY, USA: *Scrivener Publ. - Wiley*.
26. 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.
27. 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.
28. 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.
29. 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*.
30. 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.
31. Zaicev, V. A., Kerimov, V. Y., Mustaev, R. N., Dmitrievskij, S. S. (2017). Geomechanical modeling of low permeability shale strata of the maikop series Ciscaucasia. In: *EAGE/SPE Joint Workshop on Shale Science 2017: Prospecting and Development*.
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. 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.
35. 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.
36. Odonne, F., Imbert, P., Remy, D., et al. (2021). Surface structure, activity and microgravimetry modeling delineate contrasted mud chamber types below flat and conical mud volcanoes from Azerbaijan. *Marine and Petroleum Geology*, 134, 105315.

Прогноз скоплений углеводородов в мезо-кайнозойском комплексе Черноморско-Каспийского региона по результатам моделирования

R. N. Mustayev¹, E. A. Lavrenova¹, V. Y. Karimov^{1,2}, P. A. Romanov¹

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия; ²Институт нефти и газа, НАН Азербайджана, Баку, Азербайджан

Реферат

В рамках проведенного анализа было установлено, что в мезозое изучаемые бассейны частично входили в состав Черноморско-Южно-Каспийской бассейновой системы, а на поздних этапах эволюции часть из них была вовлечена в тектонические дислокации и с точки зрения современного тектонического районирования отчасти входит в состав альпийской складчатой зоны. Выполненный анализ позволил установить основные этапы формирования осадочного разреза выделить депозиты осадконакопления на каждом из них и реконструировать его эволюцию. 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 – различия в соотношении мощностей основных осадочных комплексов.

Ключевые слова: анализ развития осадочных бассейнов; Скифско-Туранская бассейновая система; нефтегазопроисхождение тренды; прогибы; отложения; регрессия; осадконакопление; график погружения.

Qara dəniz-Xəzər regionunun mezo-kaynozoy kompleksində karbohidrogenlərin toplanmasının modelləşdirmənin nəticələrinə dair əsasən proqnozu

R. N. Mustayev¹, E. A. Lavrenova¹, V. Y. Karimov^{1,2}, P. A. Romanov¹

¹Serqo Orconikidze adına Rusiya Dövlət Geologiya-kəşfiyyat Universiteti, Moskva, Rusiya;

²AMEA-nın Neft və Qaz İnstitutu, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Aparılan təhlil çərçivəsində tədqiq edilən hövzələr mezozoyda qismən Qara dəniz-Cənubi Xəzər hövzəsi sisteminin tərkibinə daxil olduğu müəyyən edilmişdir. Təkamülün son mərhələlərində onların bir hissəsi tektonik dislokasiyaya cəlb edilmiş və müasir tektonik rayonlaşdırma baxımından qismən Alp qırıqlıq zonasının tərkibinə daxil edilmişdir. Yerində yetirilmiş təhlil çöküntü kəsiyinin formalaşmasının əsas mərhələlərini müəyyən etməyə imkan verib, hər birində çöküntü toplanmasının deposentrlərini müəyyən etməyə və onun təkamülünü yenidən qurmağa imkan verib. Aparılan tədqiqatlar nəticəsində tədqiq olunan ərazinin hüdudlarında plitə çexolunun formalaşdığı bütün dövr ərzində davamlı dörd əyilmə sahəsi ayrılmışdır: Karkinit, İndolo-Kuban, Qərb-Kuban və Terek-Xəzər. Hövzələrin hər biri tektonik rejiminin, çöküntü toplanmasının sürətlərinin fərqlərində özünü göstərən unikal təkamül ilə xarakterizə olunur. Bu, hövzələrin geoloji quruluşunun xüsusiyyətlərini – əsas çöküntü komplekslərinin qalınlığı nisbətində fərqləri müəyyən etmişdir.

Açar sözlər: çöküntü hövzələrin inkişafının təhlili; Skif-Turan hövzə sistemi; neftqazaxarış trendləri; əyilmələr; çöküntülər; regressiya; çöküntü toplanması; dalma qrafiki.