



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-1-43-54>
УДК 550.8.05, 550.849, 550.4.01



ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЭОЦЕН-ПАЛЕОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЧЕРНОМОРСКО-КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БАСЕЙНОВОГО АНАЛИЗА И ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Е.В. ВЯТКИНА^{1,*}, Е.А. ЛАВРЕНОВА¹, М.С. ЛЕВИЦКАЯ², У.С. СЕРИКОВА¹

¹ ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

² ООО «ТНГ-Групп»
21, ул. Ворошилова, г. Бугульма 423236, Россия

АННОТАЦИЯ

Введение. Рассматриваются вопросы формирования углеводородного потенциала палеоцен-эоценовой части осадочного чехла Черноморско-Каспийского региона.

Цель. Оценка перспектив нефтегазоносности палеоцен-эоценового нефтегазоносного комплекса.

Материалы и методы. Комплексный анализ результатов опубликованных геолого-геофизических и геохимических исследований, формирование базы данных с использованием геоинформационных систем, бассейновый анализ с позиций концепции генерационно-аккумуляционных углеводородных систем, включая палеогеографические реконструкции, построение сводных карт, формирование входных данных и численное геологическое моделирование с использованием специализированных программных комплексов.

Результаты. Выделены и изучены самостоятельные генерационно-аккумуляционные углеводородные системы в палеоцен-эоценовой части осадочного разреза. С учетом проведенной оценки геологических рисков выделены перспективные районы, определены новые направления поисков и даны рекомендации для дальнейших ГРП.

Ключевые слова: Черноморско-Каспийский регион, кумская свита, ГАУС, численное бассейновое моделирование

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации № АААА-А20-120092590017-4.

Для цитирования: Вяткина Е.В., Лавренова Е.А., Левицкая М.С., Серикова У.С. Перспективы нефтегазоносности эоцен-палеоценовых отложений Черноморско-Каспийского региона по результатам бассейнового анализа и численного моделирования. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2023;65(1):43—54. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-1-43-54>

Статья поступила в редакцию 28.12.2022

Принята к публикации 14.03.2023

Опубликована 31.03.2023

* Автор, ответственный за переписку

OIL AND GAS POTENTIAL OF THE EOCENE–PALEOCENE DEPOSITS OF THE BLACK SEA–CASPIAN REGION BASED ON BASIN ANALYSIS AND BM&PSM MODELING

ELIZAVETA V. VYATKINA^{1,*}, ELENA A. LAVRENOVA¹, MARIA S. LEVITSKAYA², ULYANA S. SERIKOVA¹

¹ *Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia*

² *ООО “TNG-Group”
21, Voroshilova str., Bugulma 423236, Russia*

ABSTRACT

Background. Issues associated with the investigation of hydrocarbon prospects of the Paleocene-Eocene section of the sedimentary cover in the Black Sea-Caspian region are considered.

Aim. Assessment of the oil and gas potential of the Paleocene-Eocene deposits under consideration.

Materials and methods. A comprehensive basin analysis concerning petroleum system concepts based on published geological, geophysical and geochemical data, as well as paleogeographic reconstructions, geological mapping and database creation with subsequent BM&PSM accomplishment.

Results. The identified and examined substantive Paleocene-Eocene petroleum systems were assessed in terms of geological risks with the purpose of recognizing the most promising areas for further exploration.

Keywords: Black Sea-Caspian region, Kuma formation, petroleum systems elements, numerical basin and petroleum system modeling

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest

Financial disclosure: The work was carried out within the framework of the state assignment of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation No. AAAA-A20-120092590017-4.

For citation: Vyatkina E.V., Lavrenova E.A., Levitskaya M.S., Serikova U.S. Oil and gas potential of the eocene-paleocene deposits of the Black Sea-Caspian region based on basin analysis and bm&psm modeling. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2023;65(1):43—54. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-1-43-54>

Manuscript received 28 December 2022

Accepted 14 March 2023

Published 31 March 2023

* Corresponding author

Введение

Эоцен-палеоэоценовые отложения являются продуктивными на всей территории Черноморско-Каспийского региона, от Крымского сектора Черного моря до западного побережья Каспия (рис. 1). Залежи нефти и газа установлены в составе однопластовых и многопластовых месторождений. В пределах территории исследования многопластовые месторождения приурочены к тектонически активным зонам (складчатым бортам Терско-Каспийского и Индоло-Кубанского прогибов, бортовым зонам Каркинитского грабена), где залежи обнаружены также и в более древних отложениях.

Изучению условий формирования и перспектив нефтегазоносности палеоэоцен-эоценовых отложений Черноморско-Каспийского региона посвящены работы М.С. Бурштара, Н.В. Клавдиевой, Л.Р. Дистановой и О.О. Лукановой и др. [2, 3, 6, 8]. Однако проведенные исследования охватывали лишь отдельные территории Западного и Восточного Предкавказья и выполнялись в отсутствие полноценной региональной основы — бассейнового анализа с установлением границ бассейнов и палеогеографическими реконструкциями для всего изучаемого региона. Это не позволило в полной мере изучить закономерности размещения

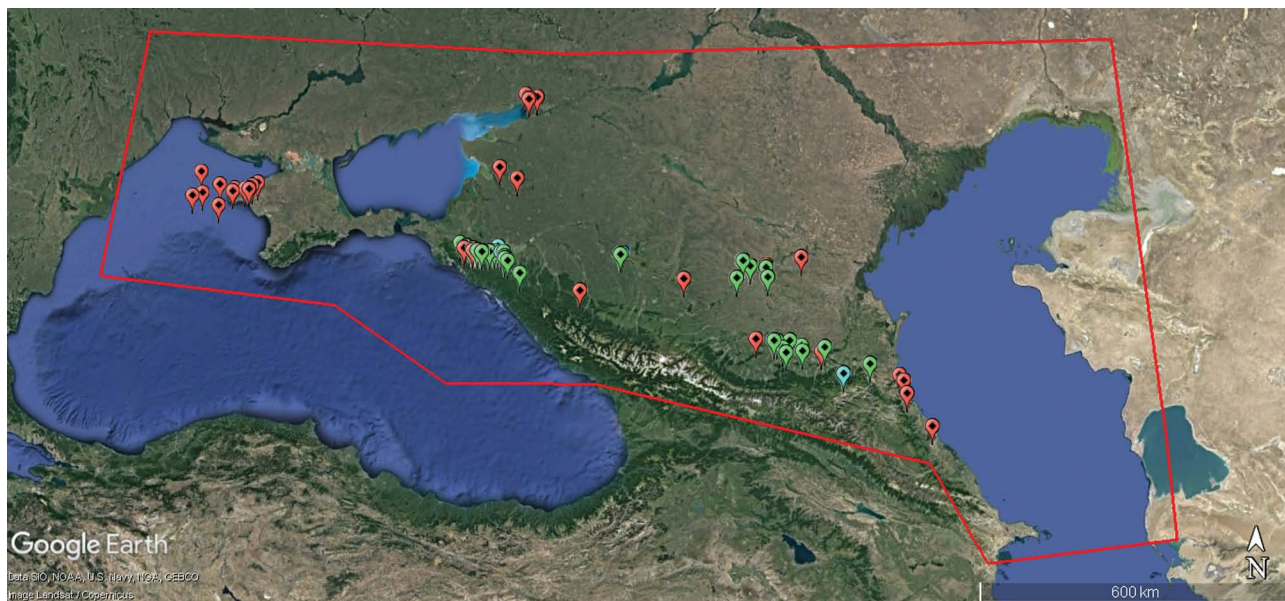


Рис. 1. Обзорная схема области исследования в пределах Черноморско-Каспийского региона

Fig. 1. Geographic setting of the studied area in the Black Sea-Caspian region vicinity

скоплений УВ и условия формирования углеводородного потенциала палеогеновой части осадочного чехла. Вопросы источника углеводородов палеоцен-эоценовых залежей по-прежнему остаются слабо изученными.

Сложившаяся ситуация не позволяет адекватно оценить перспективы изучаемого нефтегазоносного комплекса и тормозит его дальнейшее вовлечение в разработку.

Для преодоления указанных проблем в рамках настоящего исследования выполнено обобщение и комплексный анализ опубликованной и фоновой геолого-геофизической и геохимической информации в рамках подготовки региональной основы для бассейнового анализа, изучения и моделирования углеводородных систем палеоцен-эоценовых отложений.

Характеристика объекта исследования

Область исследования охватывает территории Крыма, Предкавказья и сопредельные части акваторий Черного, Азовского и Каспийского морей (рис. 1).

В структурно-тектоническом отношении изучаемая территория включает Скифскую и Туранскую плиты, ограниченные с севера древней Восточно-Европейской платформой, а на юге граничащие с горно-складчатыми сооружениями Крыма и Кавказа, Терско-Каспийским прогибом. Южная часть области исследования, расположенная в акватории Черного моря, принадлежит

Черноморско-Южно-Каспийской системе прогибов [4, 9].

С точки зрения нефтегазогеологического районирования Черноморско-Каспийский регион входит в состав Причерноморско-Северо-Кавказско-Мангышлакской НГП, в пределах которой выделяются восемь нефтегазоносных областей: Причерноморско-Крымская, Индо-Кубанская, Западно-Предкавказская, Центрально-Предкавказская, Кряжа Карпинского, Терско-Каспийская, Южно-Мангышлакская, Центрально-Каспийская.

Изучаемый палеоцен-эоценовый комплекс сложен терригенно-карбонатными образованиями и входит в состав плитного чехла [7].

Опираясь на результаты изучения вещественного состава отложений в скважинах и обнажениях с учетом распределения мощностей палеоцен-эоценовых отложений в пределах изучаемой территории, в рамках настоящего исследования были реконструированы палеогеографические условия формирования палеоцен-эоценовых бассейнов (рис. 2).

С конца мела и в палеоцен-эоценовое время на территории исследования развивалась трансгрессия. На большей части территории существовали морские условия. Островная суша существовала в Крыму, на Кавказе, в центральной части Азовского моря. Континентальные условия были развиты, по всей видимости, и в северо-восточной части акватории Каспия (рис. 2). На фоне относительно мелководных обстановок

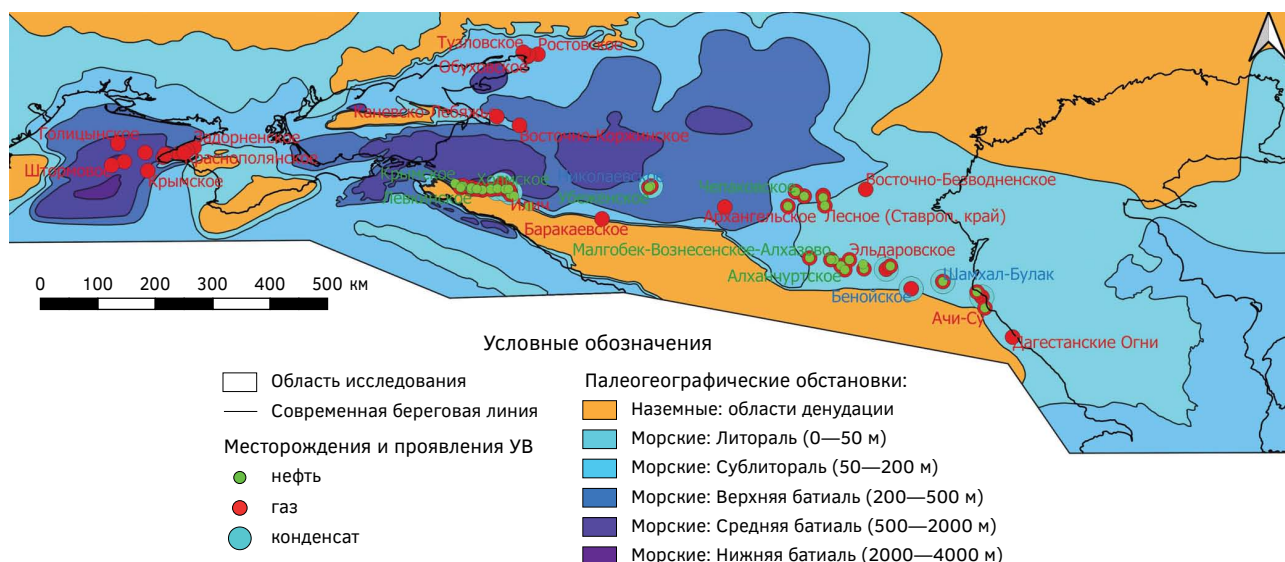


Рис. 2. Палеогеография Черноморско-Каспийского региона на конец эоцена
Fig. 2. Late Eocene paleogeographic conditions of the Black Sea-Caspian region

литорали и сублиторали выделяются отдельные глубоководные области, расположенные в пределах Каркинитского прогиба Черного моря, к западу от Крымского полуострова, а также в Западном и Центральном Предкавказье.

Интенсивное прогибание в Каркинитском прогибе связано с пострифтовым погружением бассейна, рифтогенез в котором, по данным А.М. Никишина, развивался на рубеже раннего и позднего мела [1]. Высокие скорости осадконакопления обусловили формирование отложений мощностью более 2000 м. Породы палеоцена-эоцена здесь представлены чередованием глин, мергелей и глинистых известняков.

Высокие скорости осадконакопления отмечаются в области развития серии глубоководных бассейнов в Западном Предкавказье. В погружение были вовлечены Керченско-Таманский, Индоло-Кубанский, Восточно-Кубанский прогибы, а также Ставропольский свод. Следует отметить, что период палеоцена-эоцена — единственное время мезозойско-кайнозойской истории региона, когда территория Ставропольского свода испытывала погружение. Высокие скорости погружения в Западном Предкавказье в сочетании с большими объемами поставляемого с севера осадочного материала обусловили формирование мощной клиноформной толщи палеоцена-эоцена, которая представлена здесь чередованием тонко и грубозернистых преимущественно терригенных отложений.

Восточное Предкавказье и сопредельные территории Каспия в период палеоцена-эоцена разви-

вались иначе. Низкие скорости осадконакопления, мелководные, спокойные гидродинамические обстановки способствовали накоплению преимущественно карбонатных отложений небольшой мощности. Установленные по результатам выполненных палеогеографических реконструкций различия в палеоцен-эоценовой истории Западного и Восточного Предкавказья согласуются с выводами, полученными Дистановой [3], которая изучала характер погружения территории на основании серии одномерных моделей, построенных по скважинным данным.

Таким образом, с точки зрения палеогеографии в период палеоцена-эоцена в пределах Черноморско-Каспийского региона можно выделить три различающиеся области: Каркинитско-Крымскую терригенно-карбонатного осадконакопления, связанного с пострифтовым Каркинитским бассейном, Западно-Кавказскую — преимущественно терригенного относительно глубоководного осадконакопления, связанного с серией глубоководных прогибов и Каспийско-Восточно-Кавказскую — мелководного преимущественно карбонатного осадконакопления. Несмотря на выявленную дифференциацию, в среднем эоцене на всей территории Черноморско-Каспийского региона накапливается выдержанная по мощности (около 20—70 м) и составу однообразная толща битуминозных сланцев мергельно-известкового состава — кумская свита [3, 8, 11]. Отложения свиты накапливались в восстановительных обстановках и повсеместно

содержат рыбные остатки. По-видимому, формирование этих отложений контролировалось не локальными или региональными факторами, а глобальными климатическими событиями на планете, происходившими с конца палеоцена и в эоцене: палеоцен-эоценовый климатический максимум, эоценовый температурный оптимум и последующее похолодание.

Материалы и методы исследования

Основу фактического материала, использованного в процессе настоящего исследования, составили опубликованные и фондовые данные, а также геологические карты и материалы Государственного баланса запасов, которые систематизировались, оцифровывались и приводились к единым форматам. Далее осуществлялся их анализ, обработка и формирование баз данных признаков нефтегазоносности, литологического состава пород и геохимических характеристик органического вещества палеоцен-эоценовых отложений. Затем собранная информация использовалась в процессе проведения бассейнового анализа в аспекте концепции ГАУС и для подготовки входных данных для моделирования. По результатам бассейнового анализа выполнены палеогеографические реконструкции (рис. 2), которые позволили выделить элементы углеводородных систем в палеоцен-эоценовой части осадочного чехла.

Кумская НГМТ (нефтегазоматеринская толща), характеризующаяся хорошим генерационным потенциалом, которой подтвержден многочисленными геохимическими исследованиями [3, 8], располагается стратиграфически выше палео-

цен-эоценовых резервуаров, что в общем случае не очень удачно для формирования ГАУС, т.к. углеводороды мигрируют вверх по разрезу. Однако особенности тектонического развития осадочного бассейна, включающего ГАУС, могут привести к определенному структурному взаиморасположению НГМТ и резервуара, когда миграция УВ происходит из более молодой НГМТ в более древние резервуары. При таком структурном соотношении НГМТ одновременно является и флюидоупором для нижележащих резервуаров.

Для выполнения численного моделирования на основании результатов геохимических исследований, выполненных Дистановой, Лукановой, Пешковым и др. [3, 8, 12], и проведенных в рамках настоящего исследования палеогеографических реконструкций была подготовлена карта распределения органического углерода и водородного индекса кумской свиты эоцена (рис. 3).

В результате проведенного анализа и обобщения в составе кумской свиты выделены и закартированы три фациальных типа НГМТ: терригенная, карбонатная и переходная, различающиеся содержанием органического углерода и значениями водородного индекса. Было установлено, что распределение выявленных фациальных типов кумской НГМТ не контролируется палеогеографическими условиями их накопления.

Карта резервуарной толщи построена на основании опубликованных материалов и собранной базы данных литологического состава пород. Она отражает существенные различия в обстановках осадконакопления палеогеновых отложений в северной-северо-западной, где в условиях

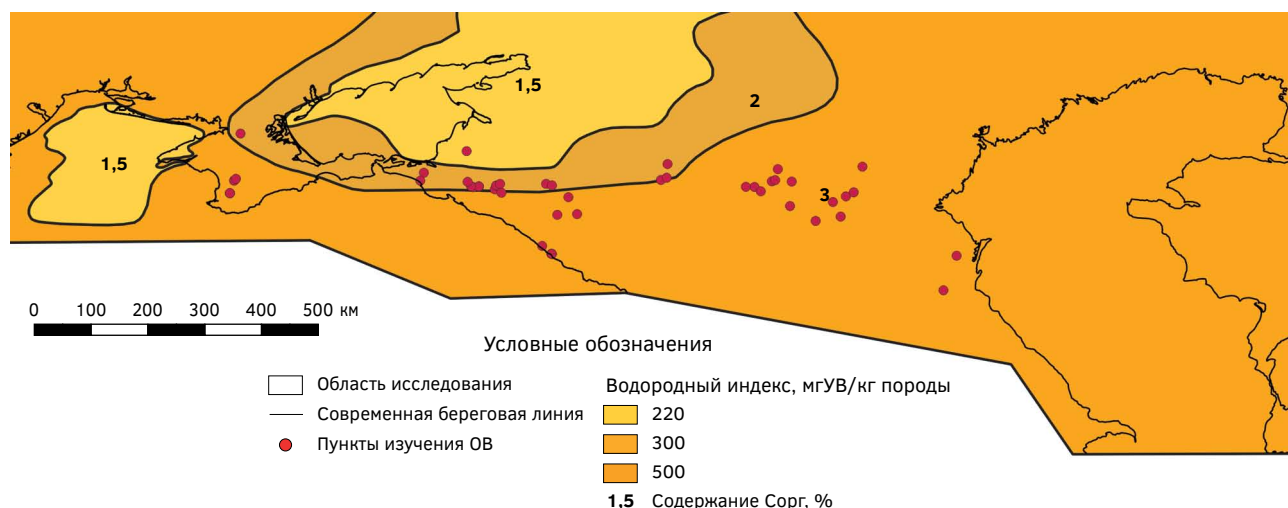


Рис. 3. Карта распространения нефтегазоматеринских свойств палеогеновых отложений (кумская свита)

Fig. 3. Source rock map, showing distribution and quality Paleogene deposits (Kumskaya formation)

прогибания и относительно высоких скоростей осадконакопления формировались терригенные, часто клиноформные отложения, и южной-юго-восточной частях изучаемой территории с низкими, в основном, скоростями и формированием карбонатных осадков.

Для формирования структурного каркаса основных осадочных комплексов плитного чехла использованы региональные построения [9, 10].

Результаты моделирования углеводородных систем

На основании результатов выполненного численного моделирования выделены две вероятные эоцен-палеоценовые ГАУС с кумской НГМТ, которые располагаются на территории Западного Предкавказья: Индоло-Кубанская и Восточно-Кубанская (рис. 4). Несмотря на наличие крупных очагов генерации, расположенных в Терско-Каспийском, Керченско-Таманском, Туапсинском прогибах, эоцен-палеоценовые ГАУС с кумской НГМТ не были сформированы. Это обусловлено, главным образом, отсутствием резервуаров в составе карбонатных отложений палеоцена-эоцена в пределах этих территорий. Резервуары гранулярного типа развиты в пределах Восточно-Ставропольской впадины. Тем не менее углеводородная система здесь также не сформирована из-за развития кумской НГМТ в карбонатной фации. В целом, карбонатные НГМТ прочнее удерживают

углеводороды по сравнению с глинистыми, особенно на ранних этапах генерации. Кроме этого, с учетом современных РВТ условий, давления флюида, очевидно, недостаточно, чтобы обеспечить миграцию УВ в стратиграфически более молодой резервуар.

Зрелость ОВ (органического вещества) в очагах выделенных ГАУС соответствует главной зоне генерации нефти за исключением западной части Индоло-Кубанского прогиба, где уровень зрелости органического вещества соответствует стадии преимущественной генерации газа. В наиболее погруженной части Индоло-Кубанского прогиба НГМТ истощена.

В соответствии с установленными геохимическими характеристиками и уровнем зрелости в углеводородных системах прогнозируются преимущественно газонефтяные скопления углеводородов с различным соотношением жидких и газообразных УВ.

Графики геологических событий вероятных эоцен-палеоценовых ГАУС с кумской НГМТ приведены на рисунке 5. Для обеих углеводородных систем временное соотношение периодов генерации-миграции-аккумуляции и критического момента благоприятно.

Обе ГАУС принадлежат осадочным бассейнам, испытывавшим устойчивое последовательное погружение в течение всей эволюции — с юрского по настоящее время. Наиболее высокие скорости

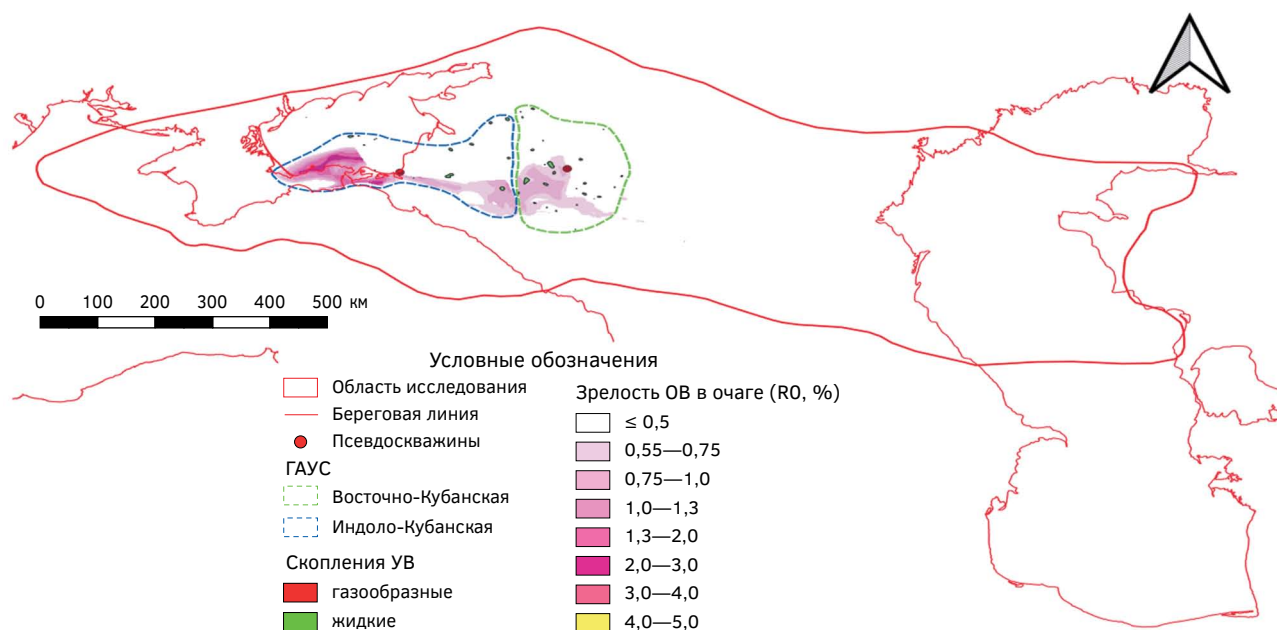


Рис. 4. Карта эоцен-палеоценовых ГАУС с кумской НГМТ

Fig. 4. Eocene-Paleocene petroleum systems map

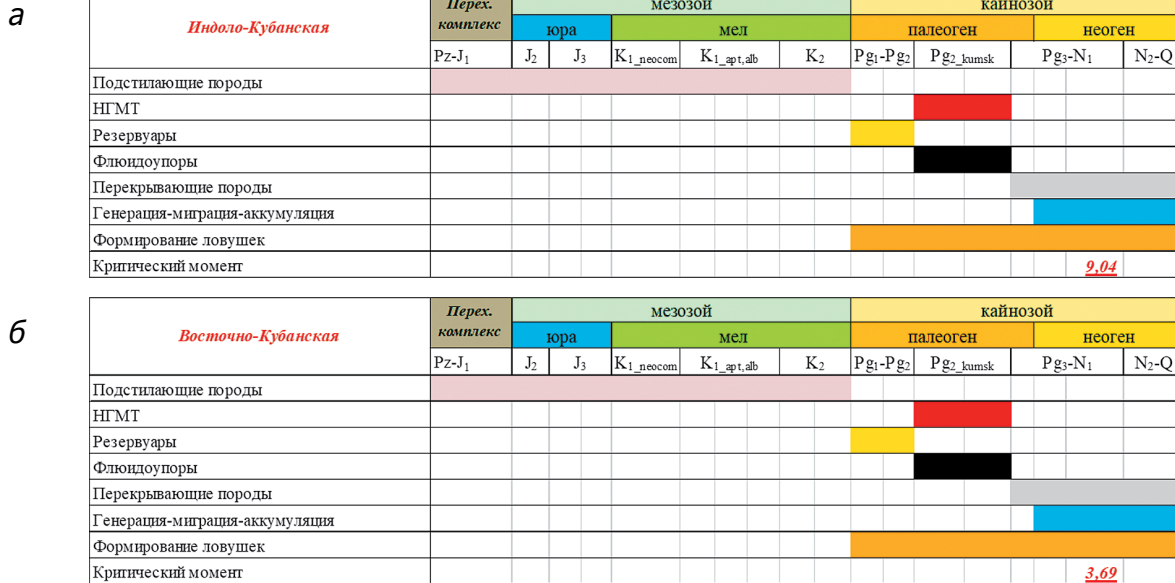


Рис. 5. Графики геологических событий эоцен-палеоценовых ГАУС с кумской НГМТ

Fig. 5. Eocene-Paleocene petroleum system event chart

погружения соотносятся с периодом с майкопа по плиоцен. При этом скорости погружения в Индо-Кубанском бассейне выше, чем в Восточно-Кубанском. Кумская НГМТ Индо-Кубанской вероятной ГАУС вошла в нефтяное окно уже к началу неогена, Восточно-Кубанской — только во второй половине неогена, что отразилось на процессах генерации и эмиграции УВ, которые в Восточно-Кубанской углеводородной системе начались позже, чем в Индо-Кубанской.

Аккумуляция углеводородов в системах началась примерно в одно время: во второй половине неогена. В плиоцене в пределах области распространения Восточно-Кубанской ГАУС произошли тектонические события, которые привели к изменениям структурных планов и разрушению части сформированных ранее скоплений, однако основной накопленный потенциал сохранился.

Обсуждение результатов

В Западном Предкавказье большинство выявленных месторождений расположены в границах выявленных эоцен-палеогеновых ГАУС (рис. 6). Фактические и прогнозные скопления УВ хорошо согласуются как в части расположения, так и в части типа флюида. Генетическая связь месторождений, расположенных в пределах Индо-Кубанской ГАУС доказана Дистановой [3] в результате изучения геохимических характеристик ОВ и нефтей из этой зоны. В связи

с изложенным эоцен-палеогеновую Индо-Кубанскую ГАУС можно отнести к доказанным (!). Газовые месторождения, расположенные на восточном побережье Азовского моря и в Каркинитском заливе, сформированы за счет другого, не эоценового источника. Для установления их генезиса требуются дополнительные исследования.

Как уже отмечалось ранее, в Восточном Предкавказье в основном отсутствуют гранулярные коллекторы, способные обеспечить латеральную миграцию УВ, что обусловило отсутствие на этой территории классической (традиционной) ГАУС в палеоцен-эоценовом комплексе, несмотря на наличие высокопродуктивной зрелой кумской НГМТ. Все выявленные месторождения связаны с локально расположенными коллекторами трещинного типа в глинисто-карбонатных породах [8] (рис. 6).

Месторождения углеводородов сосредоточены в двух вытянутых зонах. Одна из них расположена вдоль южного складчатого борта Терско-Каспийского прогиба, где палеоген продуктивен в составе многопластовых месторождений (месторождения Ахловское, Эльдаровское, Брагунское и др.). В этой зоне, вероятно, существует несколько источников УВ для залежей как за счет нескольких эффективных НГМТ в разрезе, так и за счет потоков из нижележащих залежей. Этому предположению не противоречат результаты, полученные Яндарбиевым с соавт. [13]. Изучая биомаркерные показатели нефтей и битумоидов, авторы

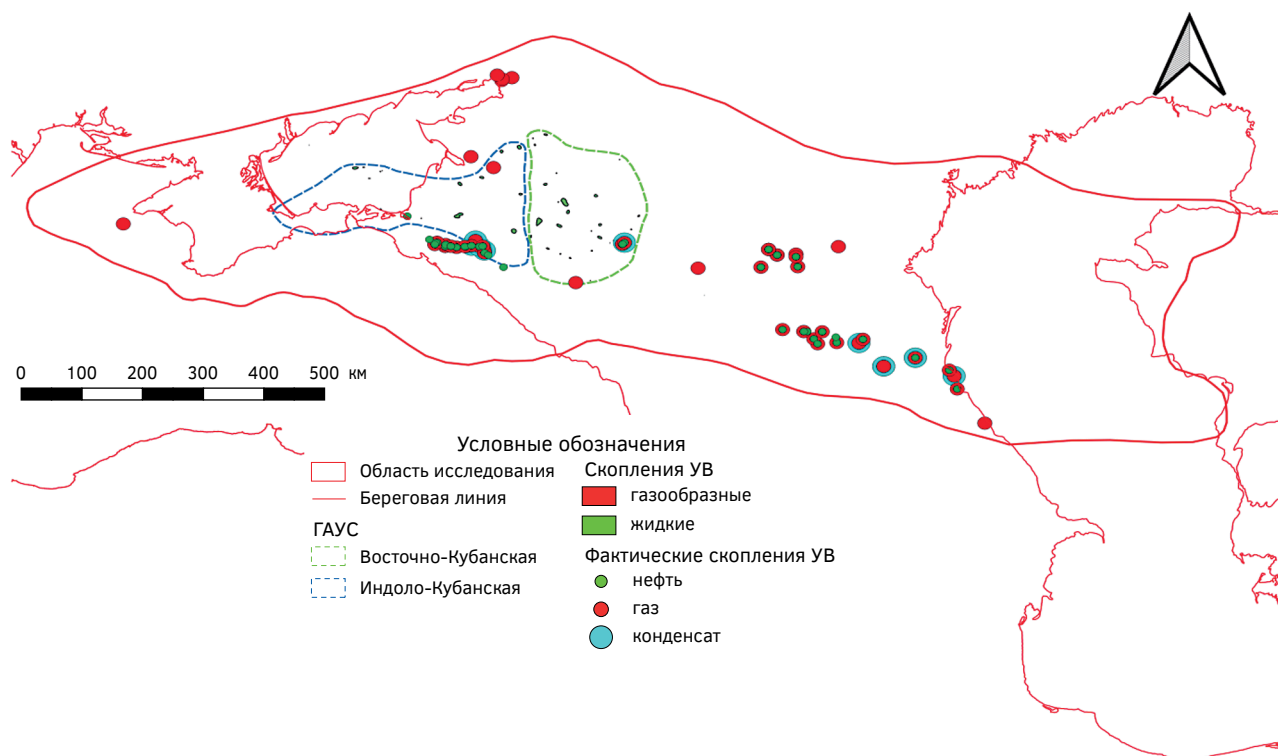


Рис. 6. Сопоставление фактической и прогнозной локализации скоплений УВ и типа флюида палеоцен-эоценовых отложений

Fig. 6. Established oil and gas manifestations vs predicted HC accumulations based on BM&PSM

указывают на обнаруженные черты сходства хадумского битумоида с меловыми, палеогеновыми и даже неогеновыми нефтями, но в итоге приходят к выводу о том, что «...скорее всего, мы имеем дело со сложной природной смесью УВ из различных источников, претерпевшей значительные изменения в процессе сложной геологической истории региона...» [13].

Вторая зона расположена вдоль региональной линии выклинивания карбонатных пород палеоцена-эоцена (месторождения Чапаковское, Ачикулакское, Прасковейское, Лесное и др.). Развитие залежей УВ в палеоцен-эоценовых отложениях здесь контролируется зональным характером распространения пород-коллекторов и зон трещиноватости (где развиты в основном горизонтальные трещины). Залежи нефти, как правило, не связаны с гипсометрическим положением структур, хотя и приурочены к наиболее крупным и тектонически осложненным поднятиям. Например, на Прасковейской площади наиболее трещиноватые породы располагаются не на современном своде структуры, а на ее юго-восточной периклинали. Породами-коллекторами являются тонколистоватые глины и аргиллиты

карапагинско-черкесского возраста (Прасковейская площадь), приуроченные к участкам внутриформационного разуплотнения пород, а также трещиноватые мергели и глинистые известняки верхнеэоценового возраста, связанные с надразломными зонами, характеризующимися наиболее благоприятными условиями для образования трещинных коллекторов [8]. Анализ геохимических данных позволил Лукановой сделать вывод о палеогеновом (кумском) источнике УВ этих залежей. По данным Лукановой, все выявленные залежи нефти в палеоцен-эоценовых отложениях описываемой зоны характеризуются небольшими размерами, низкой продуктивностью и непостоянством дебита, во многом обусловленном неоднородностью пород-коллекторов, что подтверждается результатами испытания скважин. Такая картина, по нашему мнению, свидетельствует о наличии в этой зоне нетрадиционной углеводородной системы в кумских отложениях.

Перспективные объекты антиклинального типа выделены только на территории Восточного Предкавказья (рис. 7). Четыре объекта с предполагаемыми коллекторами гранулярного типа, выявлены в пределах Кряжа Карпинского. Вероятность их

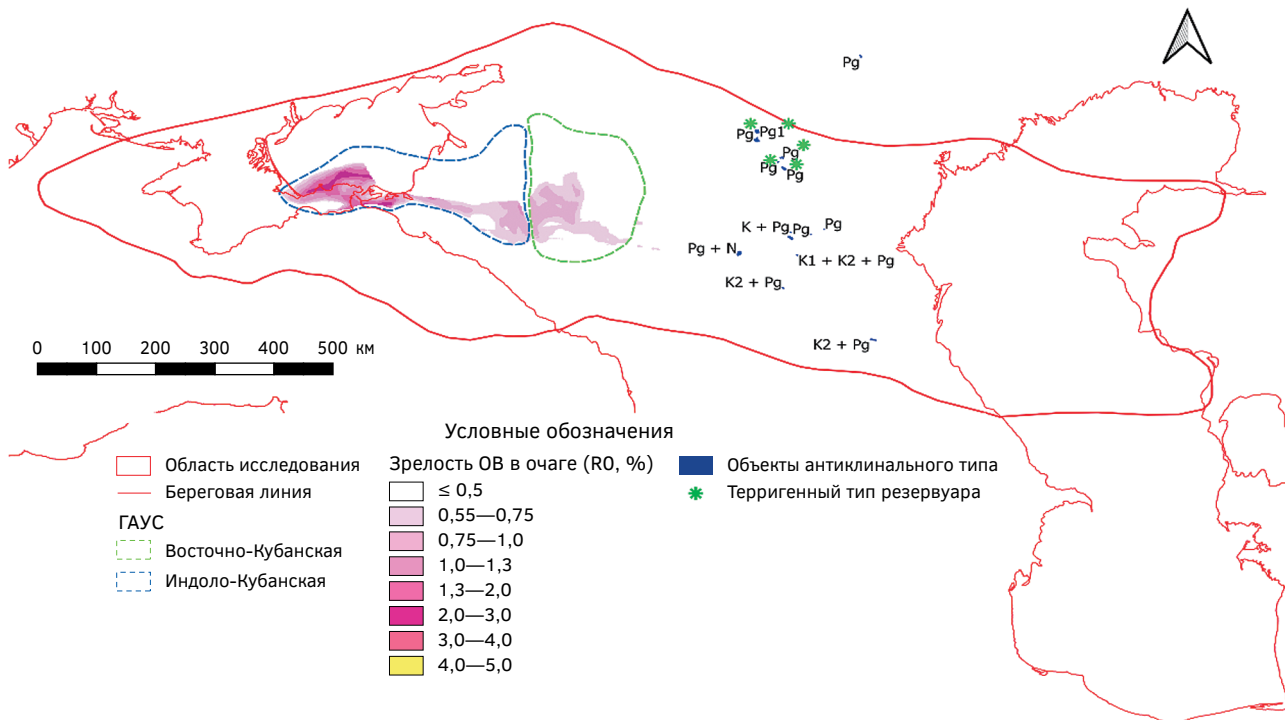


Рис. 7. Прогноз заполняемости перспективных объектов антиклинального и стратиграфического типа
Fig. 7. Charging risk assessment for anticline and stratigraphic prospects

заполнения связана с высокими рисками и возможна только в случае, если они принадлежат одной из нижележащих ГАУС в качестве дополнительного резервуара, что требует дополнительного изучения.

Остальные перспективные объекты расположены в пределах Западно-Прикаспийской синеклизы. На основании комплексного бассейнового анализа и результатов моделирования ГАУС для этих объектов прогнозируется высокий риск наличия коллекторов, способных обеспечить промышленные притоки УВ. С учетом предполагаемого развития в этой области нетрадиционного источника УВ в кумской свите освоение мелких объектов антиклинального типа представляется нецелесообразным. Для оценки углеводородного потенциала кумской свиты как источника нетрадиционных УВ необходимы дальнейшие исследования, включая численное моделирование по специальной методике [5].

Заключение

В рамках настоящего исследования впервые для Черноморско-Каспийского региона изучены с позиции концепции ГАУС закономерности размещения скоплений УВ и условия формирования углеводородного потенциала палеогеновой части осадочного чехла.

В результате проведенного моделирования подтверждена гипотеза о существовании самостоятельной ГАУС в отложениях палеоцен-эоцена с кумской НГМТ. Показано, что две традиционные ГАУС (доказанная Индо-Кубанская (!) и вероятная Восточно-Кубанская (..)) существуют только в Западном Предкавказье. С этими углеводородными системами связан существенный углеводородный потенциал, который сосредоточен в стратиграфических ловушках клиноформного комплекса. Дальнейшие геологические исследования необходимо направить на выявление, картирование и оценку потенциала этих перспективных объектов неантиклинального типа, которые, судя по имеющейся геофизической информации, расположены в центральных и северных областях ГАУС и представляют собой новые, не изучавшиеся ранее зоны накопления УВ. С учетом полученной оценки геологических рисков эоцен-палеогеновая Индо-Кубанская ГАУС (!) является первоочередным объектом для дальнейшего изучения в этом направлении.

В Восточном Предкавказье прогнозируется развитие нетрадиционной ГАУС в кумских отложениях эоцена. Оценка их углеводородного потенциала требует дальнейшего изучения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Афанасенков А.П., Никишин А.М., Обухов А.Н. Геологическое строение и углеводородный потенциал Восточно-Черноморского региона. М.: Научный мир, 2007. 172 с.
2. Бурштар М.С. Основы теории формирования залежей нефти и газа. М.: Недра, 1973.
3. Дистанова Л.Р. Геохимия органического вещества эоценовых отложений: на примере кумской свиты Крымско-Кавказского региона: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2007.
4. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Круглякова М.В., Горбунов А.А. Перспективы нефтегазоносности п-ова Крым и западного побережья Азовского моря // Нефтяное хозяйство. 2014. № 9. С. 66—70.
5. Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Зайцев В.А. Оценка вторичных фильтрационных параметров низкопроницаемых сланцевых толщ майкопской серии центрального и восточного Предкавказья по результатам геомеханического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2016. № 9. С. 18—21.
6. Клавдиева Н.В. Тектоническое погружение в Предкавказских краевых прогибах в кайнозое: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2007.
7. Лавренова Е.А. Результаты бассейнового моделирования восточной части Азовского моря // Геология нефти и газа. 2009. № 4. С. 47—54.
8. Луканова О.О. Геолого-геохимические условия нефтегазоносности палеоцен-эоценовых отложений Центрального и Восточного Предкавказья: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Краснодар, 2011. 168 с.
9. Мустаев Р.Н. Структурно-геодинамические и углеводородные системы Черноморско-Каспийского региона: дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. М., 2022. 291 с.
10. Исмаилов Д.Д., Серов С.Г., Мустаев Р.Н., Петров А.В. Условия нефтегазообразования на территории восточного и центрального Предкавказья // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2019. № 6. С. 63—72.
11. Патица И.С. Геологическое строение майкопских отложений Каспийского сектора восточного Паратетиса по результатам сейсмостратиграфических исследований: дис. ... канд. геол.-мин. наук. М., 2013. 123 с. EDN SVANKX
12. Пешков Г.А., Барабанов Н.Н., Большакова М.А. и др. Нефтегазоматеринский потенциал кумских отложений в Бахчисарайском районе Крыма // Вестник Московского университета. Серия 4. Геология. 2016. № 2. С. 46—53.
13. Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба // Георесурсы. 2017. № 5. С. 227—239.

REFERENCES

1. Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Obukhov A.N. Geological structure and hydrocarbon potential of the Eastern Black Sea region. Moscow: Scientific World, 2007. 172 p. (In Russian).
2. Burshtar M.S. Fundamentals of the theory of formation of oil and gas deposits. Moscow: Nedra, 1973.
3. Distanova L.R. Geochemistry of organic matter of Eocene deposits: on the example of the Kuma formation of the Crimean-Caucasian region: Cand. geol.-min. sci. diss.. Moscow, 2007 (In Russian).
4. Kerimov V. Yu., Lavrenova E.A., Kruglyakova M.V., Gorbunov A.A. Oil and gas prospects of Crimea and west part of Azov sea // Neftyanoe khozyaystvo — Oil Industry. 2014. № 9. pp. 66—70 (In Russian).
5. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Zaitsev V.A. Evaluation of secondary filtration parameters of low-permeability shale strata of the Maikop series of central and eastern Ciscaucasia by the results of geomechanics modeling // Neftyanoe khozyaystvo — Oil Industry. 2016. № 9. pp. 18—21 (In Russian).
6. Klavdieva N.V. Tectonic immersion in the Precaucasian marginal deflections in the Cenozoic: Cand. geol.-min. sci. diss. Moscow, 2007 (In Russian).
7. Lavrenova E.A. Results of basin modeling of eastern part of Azov sea // Geologia nefi i gaza. 2009. № 4. pp. 47—54 (In Russian).
8. Lukanova O.O. Geological and geochemical conditions of oil and gas content of Paleocene-Eocene deposits of Central and Eastern Pre-Caucasus: Cand. geol.-min. sci. diss. Krasnodar, 2011. 168 p. (In Russian).
9. Mustaev R.N. Structural-geodynamic and hydrocarbon systems of the Black Sea-Caspian region: Dr. geol.-min. sci. diss. Moscow, 2022. 291 p. (In Russian).
10. Ismailov D.D., Serov S.G., Mustaev R.N., Petrov A.V. Conditions of oil and gas formation in the territory of the eastern and central Ciscaucasia // Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration. 2019. № 6. pp. 63—72 (In Russian).
11. Patina I.S. Geological structure of the Maikop deposits of the Caspian sector of the Eastern Paratetis according to the results of seismostratigraphic studies: Cand. geol.-min. sci. diss. Moscow, 2013. 123 p. EDN SVANKX (In Russian).
12. Peshkov G.A., Barabanov N.N., Bolshakova M.A. and others. Oil and gas mining potential of the Kuma deposits in the Bakhchisarai region of Crimea // Bulletin of Moscow State University. 2016 No. 2. p. 46—53 (In Russian).
13. Yandarbiev N.Sh., Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Krylov O.V., Naumchev Yu.V. Geochemistry of hydrocarbons of the Tersko-Caspian trough // Georesources. 2017. No. 5. P. 227—239 (In Russian).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Вяткина Е.В. — внесла основной вклад при выполнении исследования (сбор материалов, формирование базы данных, палеогеографические реконструкции, подготовка входных данных и анализ результатов моделирования), подготовила текст статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Лавренова Е.А. — внесла основной вклад в разработку концепции статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Левицкая М.С. — внесла основной вклад в создание регионального каркаса модели и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Серикова У.С. — присоединилась к подготовке текста статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Elizaveta V. Vyatkina — has prepared the text of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Elena A. Lavrenova — made the main contribution to the development of the concept of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Maria S. Levitskaya — contributed to the work during the construction of the regional framework of the model and agrees to take responsibility for all aspects of the work

Ulyana S. Serikova — joined the preparation of the text of the article, finally approved the published version of the article and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вяткина Елизавета Викторовна* — студентка 5-го курса кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
e-mail: liza.vyatkina.2000@mail.ru

Тел.: +7 (912) 590-27-12

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-9023-4392>

Elizaveta V. Vyatkina* — student of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
e-mail: liza.vyatkina.2000@mail.ru

tel.: +7 (912) 590-27-12

ORCID: <https://orcid.org/0009-0004-9023-4392>

Лавренова Елена Александровна — кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»; генеральный директор ООО АСАП «Сервис», отдел нефтегазовой геологии и бассейнового моделирования.

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия
39, Красногвардейская ул., г. Геленджик 353460, Россия

e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

тел.: +7 (903) 452-45-94

SPIN-код: 1859-8634

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3329-7424>

Elena A. Lavrenova — Cand. of Sci. (Geol.-Min.), Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, General Director of ASAP Service LLC, Department of Oil and Gas Geology and Basin Modeling.

23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia
39, Krasnogvardeyskaya str., Gelendzhik 353460, Russia

e-mail: lavrenovaelena@mail.ru

tel.: +7 (903) 452-45-94

SPIN-code: 1859-8634

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3329-7424>

ГЕОЛОГИЯ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ / GEOLOGY AND PROSPECTING FOR HYDROCARBON RESERVES

Левицкая Мария Сергеевна — руководитель группы, отдел морской сейсморазведки, ООО «ТНГ-Групп».

21, ул. Ворошилова, г. Бугульма 423236, Россия

e-mail: levitskaya.mari@gmail.com

тел.: +7 (964) 911-63-16

ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-8468-8800>

Maria S. Levitskaya — Group Leader, Marine Seismic Survey Department, TNG-Group LLC.

21, Voroshilova str., Bugulma 423236, Russia

e-mail: levitskaya.mari@gmail.com

tel: +7 (964) 911-63-16

ORCID: <https://orcid.org/0009-0006-8468-8800>

Серикова Ульяна Сергеевна — кандидат технических наук, доцент кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., г. Москва 117997, Россия

e-mail: lubava45@gmail.com

тел.: +7 (965) 429-39-79

SPIN-код: 9363-4064

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5981-5202>

Ulyana S. Serikova — Cand. of Sci. (Tech.), Assoc. Prof., Lecturer at the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits of the Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting.

23 Miklukho-Maklaya str., Moscow 117997, Russia

e-mail: lubava45@gmail.com

tel.: +7 (965) 429-39-79

SPIN-code: 9363-4064

ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-5981-5202>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author