

УДК 550.8.013

DOI: 10.46698/VNC.2026.84.45.001

Оригинальная статья

Оценка перспектив нефтегазоносности среднемиоценовых отложений западной акватории Среднего Каспия на основе бассейнового анализа

Д.В. Соколов

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Россия, 129110, г. Москва,
ул. Щепкина, 61/2, стр. 12, e-mail: Denis.Sokolov@lukoil.com

Статья поступила: 20.03.2026, доработана: 10.06.2026, принята к публикации: 12.06.2026

Резюме: Актуальность работы. Среднемиоценовый (караганско-чокракский) комплекс западной части акватории Среднего Каспия остаётся существенно менее изученным по сравнению с одновозрастными отложениями прилегающей суши и мезозойскими горизонтами акватории, несмотря на доказанную нефтегазоносность данного стратиграфического интервала в регионе, что обуславливает необходимость его комплексного изучения. **Цель работы** – комплексная оценка нефтегазоносности среднемиоценовых отложений западной части акватории Среднего Каспия, включая установление закономерностей формирования и пространственного распределения углеводородных залежей, а также локализацию очагов генерации углеводородов в мезо-кайнозойском осадочном комплексе по данным бассейнового моделирования. **Материалы и методы.** В основу исследования положен комплекс геолого-геофизических данных: интерпретация сейсмических профилей МОГТ-2D суммарной длиной около 18 000 пог. км, скважинные данные, а также опубликованные и фондовые геологические, геофизические, геохимические и промысловые материалы. Проведено двумерное бассейновое моделирование системы композитных профилей, пересекающих зону перехода суша-акватория. **Результаты.** По результатам бассейнового моделирования определены контуры очагов генерации углеводородов для основных нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), восстановлена история тепловой эволюции региона и установлены вероятные направления миграции флюидов. Наибольшая катагенетическая зрелость НГМТ приурочена к осевой части Сулакской впадины. Мезозойские НГМТ (за исключением триасовых) сохраняют генерационный потенциал в современных условиях; кайнозойские НГМТ (за исключением караганской) вошли в главное окно нефтегенерации. **Научная новизна** работы состоит в дифференцированной оценке генерационного потенциала основных НГМТ мезо-кайнозойского комплекса, уточнении контуров очагов генерации углеводородов и прогнозном картировании зон распространения перспективных объектов различного типа в среднемиоценовых отложениях западной акватории Среднего Каспия. **Выводы.** Западная часть акватории Среднего Каспия располагает необходимой совокупностью условий для формирования углеводородных залежей различного типа. Приоритетными объектами поиска в среднемиоценовом комплексе являются литологически и тектонически экранированные ловушки в чокракских и караганских отложениях.

Ключевые слова: Средний Каспий, среднемиоценовые отложения, неантиклинальные ловушки, углеводородные системы, бассейновое моделирование, нефтегазоматеринские толщи, Терско-Каспийский прогиб.

Для цитирования: Соколов Д.В. Оценка перспектив нефтегазоносности среднемиоценовых отложений западной акватории Среднего Каспия на основе бассейнового анализа. *Геология и геофизика Юга России*. 2026. 16(2): 173–185. DOI: 10.46698/VNC.2026.84.45.001

DOI: 10.46698/VNC.2026.84.45.001

Original paper

Assessment of hydrocarbon potential of the middle miocene deposits in the Western Middle Caspian Sea based on basin modeling

D.V. Sokolov 

LLC "LUKOIL-Engineering", 61/2 Shchepkina Str., Moscow 129110,
Russian Federation, e-mail: Denis.Sokolov@lukoil.com

Received: 20.03.2026, revised: 10.06.2026, accepted: 12.06.2026

Abstract: Relevance. The Middle Miocene (Karagan-Chokrak) complex in the western offshore area of the Middle Caspian remains significantly less studied than the coeval onshore deposits and the offshore Mesozoic horizons. Meanwhile, the hydrocarbon potential of this stratigraphic interval in the region has already been proven. This discrepancy underscores the urgent need for its comprehensive study. **Aim.** The aim of this work is a comprehensive assessment of the petroleum potential of the Middle Miocene deposits in the western Middle Caspian Sea, including the identification of patterns governing the formation and spatial distribution of hydrocarbon accumulations, as well as the localization of generation sources within the Meso-Cenozoic sedimentary succession based on basin modeling. **Materials and Methods.** The study integrates approximately 18,000 line-km of 2D CDP seismic data, well logs, and published and archival geological, geophysical, geochemical, and field production materials. Two-dimensional basin modeling along composite onshore–offshore cross-sections was performed using PetroMod software. **Results.** Modeling results define the boundaries of hydrocarbon generation sources for the principal source rock intervals (SRI), reconstruct the regional thermal evolution history, and delineate probable fluid migration pathways. The highest catagenetic maturity is associated with the axial zone of the Sulak Depression (Dagestan, Russia). Mesozoic source rocks (except Triassic) retain their generative potential under present-day conditions; Cenozoic source rocks (except Karaganian) have entered the main oil generation window. **The scientific novelty** of the study lies in the differentiated assessment of the generative potential of the principal Meso-Cenozoic SRI, the refinement of generation kitchen boundaries, and the predictive mapping of prospective target zones of various trap types within the Middle Miocene deposits of the western Middle Caspian offshore. **Conclusions.** The western Middle Caspian offshore possesses all essential geological conditions for the formation of hydrocarbon accumulations of various types. Priority exploration targets within the Middle Miocene succession are lithologically and tectonically sealed traps in the Chokrakian and Karaganian deposits.

Keywords: Western Middle Caspian offshore; Middle Miocene deposits; tectonically and lithologically sealed traps; petroleum systems; basin modeling; source rocks; Terek–Caspian Trough.

For citation: Sokolov D.V. Assessment of hydrocarbon potential of the middle miocene deposits in the Western Middle Caspian Sea based on basin modeling. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2026. 16(2): 173–185. DOI: 10.46698/VNC.2026.84.45.001

Введение

Западная часть акватории Среднего Каспия в пределах дагестанского сектора шельфа рассматривается как перспективный район для поисков и разведки углеводородов. Актуальность её изучения определяется необходимостью расширения ресурсной базы региона, одним из источников которой может служить кайнозойский нефтегазоносный комплекс, в том числе среднемиоценовый (карагано-чокракский), степень изученности которого в акватории значительно уступает мезозойским от-

ложениям. Перспективность данного комплекса подтверждается промышленной нефтегазоносностью смежных районов Восточного Предкавказья, а также установленной продуктивностью чокракских отложений на месторождении Инчхе-море в пределах дагестанского шельфа.

Среднемиоценовые отложения занимают важное место в истории изучения нефтегазоносности региона. Многочисленные естественные нефтепроявления в этих отложениях обусловили их раннее вовлечение в поисково-разведочные работы; чокракский горизонт длительное время являлся одним из приоритетных объектов разведки в Восточном Предкавказье [Шарафутдинов, Соколов, 2022]. Выявление промышленных залежей углеводородов в мезозойских отложениях акватории Каспийского моря определило вектор последующих геологоразведочных работ в направлении более глубоких горизонтов осадочного чехла. Вместе с тем карагано-чокракский интервал не утратил своей поисковой значимости: доказанная нефтегазоносность одновозрастных отложений на прилегающей суше и недостаточная изученность акваториальной части свидетельствуют о его существенном нереализованном потенциале.

Оценка перспектив нефтегазоносности среднемиоценовых отложений дагестанского шельфа и западной акватории Среднего Каспия основана на региональных закономерностях формирования и размещения углеводородных залежей, выявленных по данным аналогов с прилегающей суши, с учетом специфики геологического строения акваториальной части бассейна.

Региональные исследования среднемиоценового комплекса в области стратиграфии, литологии, тектоники, палеогеографии и нефтегазоносности отражены в работах В.Д. Голубятникова, И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, А.Б. Быдтаева, Б.П. Жижченко, О.К. Леонтьева, Г.Д. Буторина, Н.Я. Кунина, С.С. Косовой, Н.И. Немцова, Ф.Г. Шарафутдинова, Д.Ш. Шапиева, А.В. Скоробогатько, Р.М. Алиева и ряда других исследователей. Прогностический характер перспектив акваториальной части был обозначен ещё в середине XX века. Н.Б. Вассоевич в своей работе писал: «В отношении коллекторов в чокракской толще, залегающей в недрах под водами Каспия, дело будет обстоять исключительно хорошо. Песчанистость толщи явно увеличивается в восточном и северо-восточном направлении. И где-то восточнее Дузлака и Дербента в море должны появиться песчаники в нижнем чокраке, таящие в себе сотни тысяч тонн нефти» [Булач, Вассоевич, 1953].

На современном этапе прирост ресурсной базы региона в значительной мере связывается с выявлением неантиклинальных ловушек – литологических, стратиграфических и тектонически экранированных. Прогноз данных типов объектов относится к числу наиболее сложных задач нефтегазовой геологии и требует комплексной интерпретации сейсмических, скважинных, геохимических и петрофизических данных. Мировой опыт поисково-разведочных работ свидетельствует о том, что значительная доля новых открытий приходится именно на неантиклинальные типы ловушек.

Достигнутый уровень геолого-геофизической изученности палеоген-неогенового разреза дагестанского сектора Терско-Каспийского передового прогиба позволяет рассматривать среднемиоценовые отложения как самостоятельный перспективный объект поисков углеводородов. Цель настоящей работы состоит в комплексной оценке нефтегазоносности среднемиоценовых отложений западной части акватории Среднего Каспия, включая выявление закономерностей формирования и размещения залежей УВ, а также уточнение геометрии и генерационного потенциала очагов нефтегазообразования в мезо-кайнозойском осадочном комплексе по данным бассейнового моделирования.

Методика и материалы исследований

В основу исследования положен комплекс геолого-геофизических данных, интегрированных в единую интерпретационную модель. В качестве исходных материалов использована интерпретация сейсмических профилей МОГТ-2D порядка 18 тыс. пог. км, скважинные данные, а также опубликованные и фондовые геологические, геофизические, геохимические и промысловые материалы и личные полевые исследования. Комплексный характер исходной информации обеспечил возможность уточнения степени изученности района и реконструкции геологического строения среднемиоценового комплекса, с которым, в частности, связывается нефтегазовый потенциал западной части акватории Среднего Каспия.

Ключевым элементом методики являлось бассейновое моделирование по серии композитных профилей, «секущих» зону перехода суша–акватория, выполненное с целью реконструкции эволюции нефтегазоносной системы среднемиоценового комплекса. В рамках бассейнового моделирования была восстановлена история палеотектонического, термического и седиментационного развития бассейна, определены ключевые зоны генерации углеводородов и исследована динамика их генерации, миграции и аккумуляции в разрезе профилей.

Построение модели включало в себя следующие последовательные этапы: создание структурного каркаса с последующей его литолого-стратиграфической детализацией; выделение пород-коллекторов, флюидоупоров и НГМТ; идентификацию эрозионных этапов и перерывов в осадконакоплении; калибровку модели по скважинным данным (отражательная способность витринита R_o , температурный градиент, пластовые давления) и сведениям о фактически установленных залежах. Существенную роль в верификации модели сыграл анализ геохимических материалов, позволивший установить стратиграфическую приуроченность интервалов, обогащённых органическим веществом, оценить их генерационный потенциал и степень катагенетической преобразованности органического вещества.

В рамках настоящей работы структурный каркас региональной модели, послуживший основой для проведения бассейнового моделирования, был построен на основе структурных карт по Предгорному Дагестану и Терско-Каспийскому прогибу (Шарафутдинов Ф.Г., Буторин Г.Д., Шалбузова Л.В. и др.) и материалов по российскому сектору акватории Среднего Каспия. Обновление структурного каркаса позволило пересмотреть оценку степени катагенетического преобразования НГМТ и уточнить пространственное положение очагов генерации углеводородов для каждой выделенной материнской толщи.

Обсуждение результатов

Одним из приоритетных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ в Терско-Каспийском нефтегазоносном бассейне (НГБ) является поиск новых залежей углеводородов в акваториальной части.

В Предгорном Дагестане основными нефтегазоносными комплексами являются: среднемиоценовый, палеоген-верхнемеловой и, в меньшей степени, нижнемеловой и юрский [Ulmishek, 2001; Керимов и др., 2014]. В акватории Каспийского моря к числу установленных нефтегазоносных комплексов относятся верхнеюрско-неокомский и альб-аптский. Несмотря на широкий стратиграфический диапазон нефтегазоносности региона, в Южном Дагестане приоритетное значение имеют два комплекса: карбонатный верхнемеловой-палеогеновый (преимущественно газоносный) и терригенный среднемиоценовый, в основном чокракский горизонт (преимущественно нефтеносный).

Выявленные залежи нефти и газа (рис. 1) локализованы в пределах Предгорного Дагестана, его шельфовой зоны (месторождения Избербаш-море, Инчхе-море), а также западной акватории Каспийского моря (Хазри, им. Р.У. Маганова, Центральное). Пространственные закономерности размещения среднемиоценовых залежей определяются спецификой геологического строения и историей тектонического развития региона, которые остаются в целом сопоставимыми для континентальной и акваториальной частей бассейна, что открывает возможность использования месторождений прилегающей суши в качестве геологических аналогов при прогнозировании нефтегазоносности среднемиоценовых отложений шельфа. При этом меньшая интенсивность позднеальпийских тектонических деформаций в пределах шельфовой зоны по сравнению с прилегающей сушей формирует дополнительное поисковое преимущество акватории: относительная тектоническая стабильность неогенового разреза создаёт более благоприятные условия для сохранности углеводородных залежей.

Наглядным подтверждением правомерности аналогового подхода служит месторождение Инчхе-море – единственный акваториальный объект, структурно и литологически сопоставимый с многопластовым месторождением Избербаш, в котором также установлены однотипные пластовые сводовые залежи в среднемиоценовых отложениях.

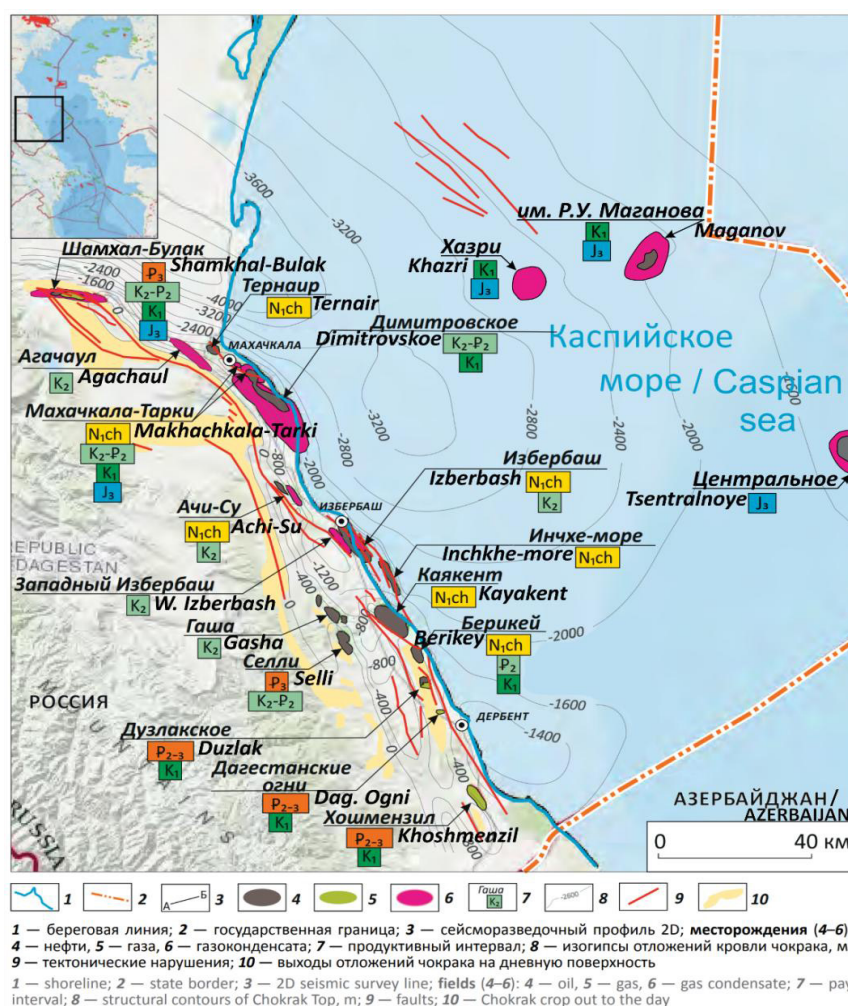


Рис. 1. Обзорная схема территории исследований с размещением залежей нефти и газа [Куницына и др., 2023] с дополнениями /

Fig. 1. Regional overview map of the study area showing the distribution of oil and gas accumulations [Kunitsyna et al., 2023], with modifications

В количественном отношении карбонатные комплексы верхнего мела и палеоцен-эоцена аккумулируют свыше 50 % суммарных запасов углеводородов по исследуемой территории, в том числе около 25 % запасов нефти и порядка 55 % запасов газа. На долю терригенного среднемиоценового комплекса приходится около 30 % суммарных запасов, из которых нефть составляет порядка 70 %, при этом в чокракских отложениях сосредоточена преобладающая их часть.

Fig. 2. Stratigraphic distribution of commercial oil and gas accumulations in the Foothill Dagestan and the western Middle Caspian offshore [Sharafutdinov et al., 1999], with modifications

Результаты комплексного анализа геолого-геофизических данных, особенностей геологического строения и тектонического развития региона, а также процессов нефтегазообразования позволяют наметить основные перспективы нефтегазоносности среднемиоценовых отложений в пределах восточной части Терско-Каспийского передового прогиба – западной акватории Среднего Каспия – на малых и умеренных глубинах. По характеру строения и механизму формирования ловушки шельфа существенно отличаются от ловушек прилегающей суши. В акватории в меньшей степени развиты структурные ловушки небольших размеров; вместе с тем значительным развитием пользуются структурно-тектонические ловушки, литологические неоднородности и стратиграфические выклинивания в миоценовых и плиоценовых отложениях. На схеме (рис. 3) показаны потенциальные объекты поисков, характерные для кайнозойской части разреза западной акватории Среднего Каспия. Дополнительно необходимо отметить перспективность отложений сармата и плиоцена, в которых установлены зоны размыва с последующим накоплением песчаного материала и литологическими замещениями.

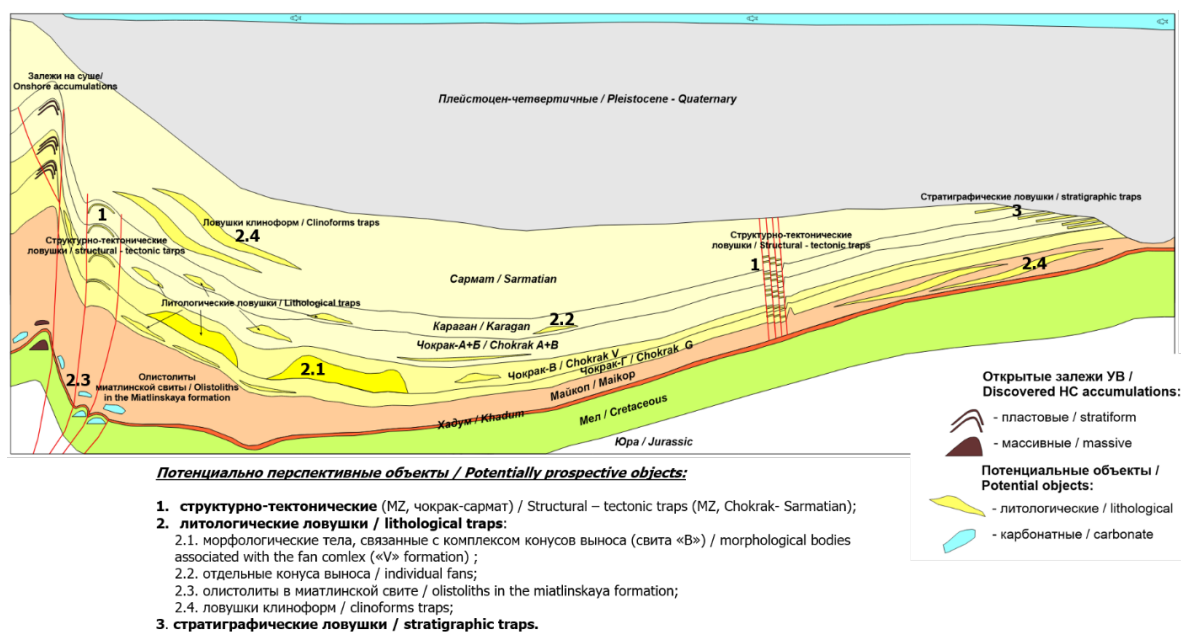


Рис. 3. Принципиальная схема перспективных объектов в кайнозойской части разреза западной акватории Среднего Каспия /

Fig. 3. Schematic diagram of prospective targets within the Cenozoic succession of the western Middle Caspian offshore

Вопрос об источниках углеводородов, поступавших в коллекторы чокракского и караганского возраста, на протяжении нескольких десятилетий остаётся дискуссионным. Н.Б. Вассоевич на основании анализа нефтеносности чокракской толщи Восточного Предкавказья пришёл к выводу об автохтонном характере содержащейся в ней нефти, то есть о её генетической связи с самой чокракской толщей [Вассоевич, 1958]. Однако результаты последующих комплексных геохимических исследований, включая биомаркерный анализ, позволили пересмотреть эту позицию. По данным биомаркерного анализа, геохимический возраст нефтей чокракских залежей восточной части Терско-Каспийского передового прогиба соответствует преимущественно мел-палеогеновому времени ($C_{28}/C_{29} > 1,0$), что указывает на их генерацию из нефтегазоматеринских толщ – альб-аптской глинистой, эоценовой глинисто-карбонатной (кумской) и олигоценовой глинистой (хадумской) [Яндарбиев и др., 2017, 2023;

Yandarbiev et al., 2021; Sachsenhofer et al., 2018]. По всей видимости, промышленные скопления углеводородов имеют полигенную природу и представляют собой смесь флюидов, генерированных различными нефтегазоматеринскими толщами в разные этапы геологической истории региона. Вместе с тем, принимая во внимание ограниченный объём биомаркерных исследований органического вещества нефтегазоматеринских отложений, однозначная идентификация источников углеводородов для кайнозойских залежей Терско-Каспийского прогиба в настоящее время не представляется возможной.

По результатам бассейнового моделирования по системе композитных профилей были уточнены контуры очагов генерации углеводородов для основных НГМТ, вероятные направления миграции флюидов и прогнозируемый фазовый состав углеводородов в пределах западной части акватории Среднего Каспия.

Основным очагом генерации углеводородов, питавшим месторождения Дагестанского клина, Восточной и Приморской антиклинальных зон, в настоящее время считается Сулакская впадина – наиболее погружённая часть Терско-Каспийского прогиба [Gavrilov et al., 2021]. Вместе с тем вклад иных очагов генерации – в частности, Южно-Дагестанской впадины и автохтонной части Предгорного Дагестана – не может быть исключён. В силу ограниченного объёма геохимических данных и структурной сложности указанных зон, данный вопрос требует дополнительного изучения.

Один из композитных профилей (рис. 4) характеризует геологическое строение региона в целом: депоцентр очага генерации – Сулакскую впадину, а также зону крутого воздымания отложений осадочного чехла в южном направлении.

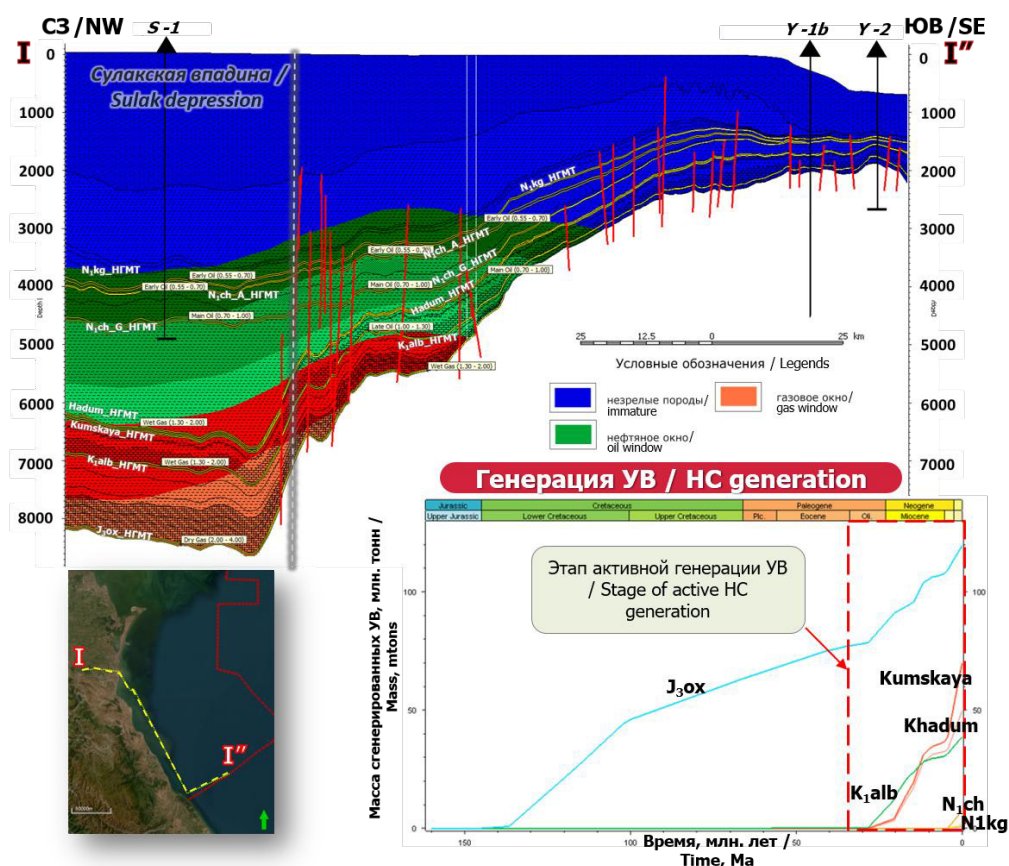


Рис. 4. Распределение степени катагенетической преобразованности НГМТ вдоль композитного 2D-профиля и график генерации УВ в мезо-кайнозойских НГМТ /

Fig. 4. Distribution of catagenetic maturity of source rock intervals (SRI) along the composite 2D cross-section and hydrocarbon generation plot for the Meso-Cenozoic SRI

Наибольшая катагенетическая зрелость НГМТ установлена в осевой части Сулакской впадины; к юго-западу она закономерно убывает в соответствии с региональным подъемом фундамента. В современных условиях мезозойские НГМТ распределены по катагенезу от состояния «незрелых пород» в юго-западной части акватории Среднего Каспия до «окна генерации сухого газа» в Сулакской впадине. Нефтегазоматеринские толщи эоцена–олигоцена (кумская и хадумская) в основном находятся в пределах «главного окна нефтегенерации», тогда как среднемиоценовые НГМТ занимают диапазон от «незрелых» до «главного окна нефтегенерации».

Наибольшими кумулятивными массами сгенерированных УВ характеризуются оксфордская, кумская и хадумская НГМТ; наименьшими – чокракская НГМТ. Согласно расчётным графикам генерации углеводородов, основные нефтегазоматеринские толщи продолжают продуцировать углеводороды в современных геологических условиях.

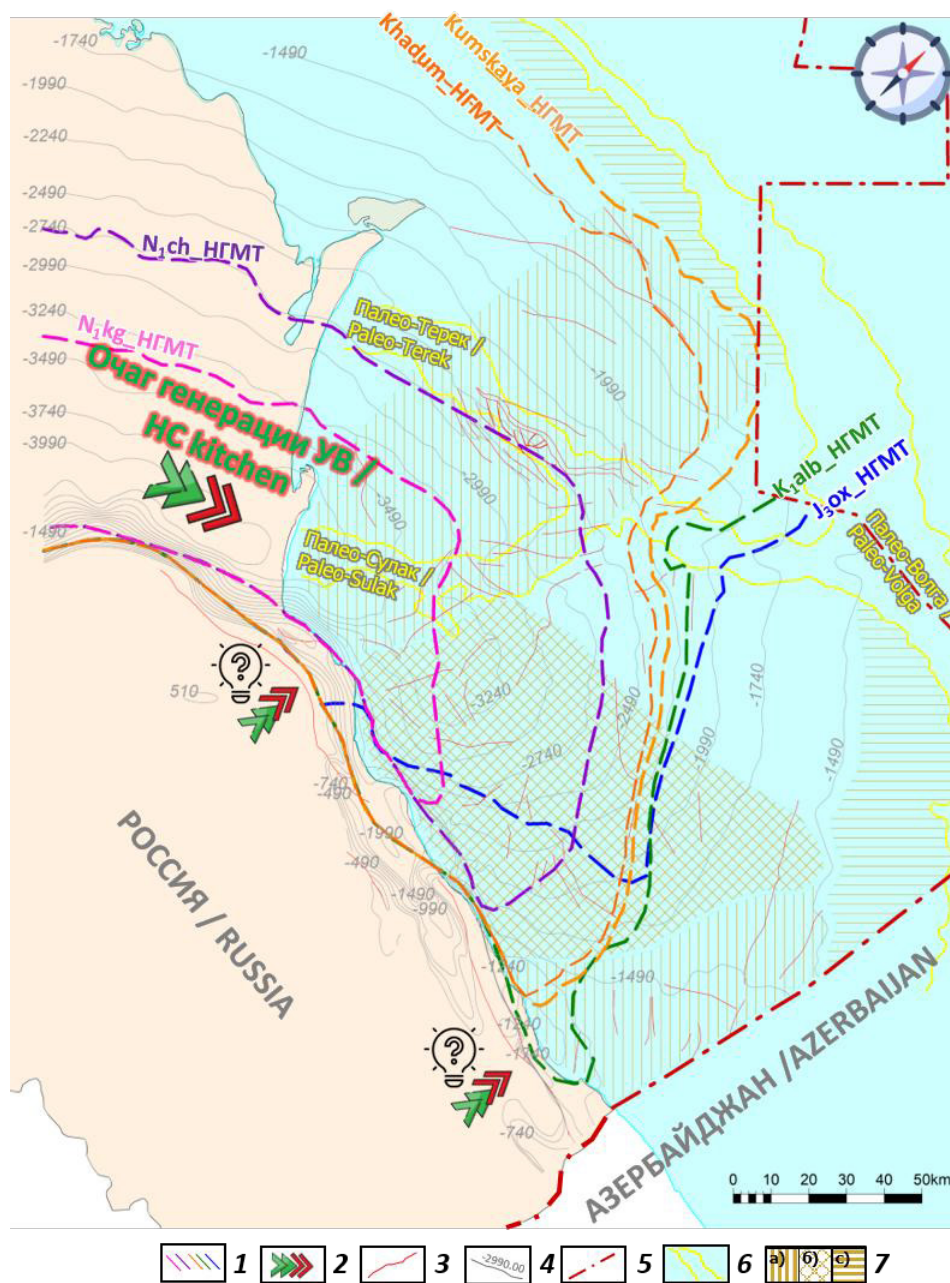
Результаты бассейнового моделирования показали, что существенное влияние на скорость и дальность миграции углеводородов оказывают разрывные нарушения: при высокой проницаемости разломных зон они служат каналами миграции, при низкой – выступают тектоническими экранами, создавая условия для формирования тектонически экранированных залежей [Sobornov, 2021; Даукаев и др., 2023]. Вместе с тем оценка фильтрационных свойств разрывных нарушений представляет собой одну из наиболее сложных задач нефтяной геологии: данный вопрос нередко остаётся неразрешённым даже на месторождениях с высокой степенью выработки запасов и детальной изученностью разреза. Метод бассейнового моделирования наиболее широко применяется именно в условиях слабой геологической изученности территории; в таких случаях наиболее продуктивным подходом является построение и анализ альтернативных сценариев с варьированием проницаемости разломных зон. В сценарии с низкой проницаемостью разломов зоны потенциальных тектонически экранированных залежей локализуются в акватории Среднего Каспия, вблизи депоцентра очага генерации, и в пределах дагестанского шельфа.

По результатам бассейнового моделирования установлено, что основным источником углеводородов для среднемиоценовых объектов западной акватории служат кумская и хадумская нефтегазоматеринские толщи. Начало активной генерации углеводородов кайнозойскими НГМТ датируется рубежом палеоген-неоген. Мезозойские НГМТ (за исключением триасовых) сохраняют генерационный потенциал в современных геологических условиях и продолжают обеспечивать поступление углеводородов в ранее сформированные залежи. Среднемиоценовые НГМТ на большей части территории являются термически незрелыми и не обладают необходимым генерационным потенциалом для формирования залежей в среднемиоценовых отложениях.

Схема распространения очагов генерации углеводородов по каждой нефтегазоматеринской толще с нанесёнными контурами потенциальных перспективных объектов различного типа представлена на рисунке 5. К востоку от антиклинальных зон Южного Дагестана наблюдается резкое погружение мезозойско-кайнозойских отложений в направлении осевой части прогиба с нарастанием их суммарной мощности – прежде всего за счёт глинистых толщ майкопа, среднего и верхнего миоцена, плиоцена. Это создаёт благоприятные условия для сохранности предполагаемых углеводородных скоплений в терригенных отложениях чокрака – карагана, а также в карбонатных трещиноватых коллекторах верхнего мела и палеоцен-эоцена.

В погружённой части складчатого и платформенного бортов Терско-Каспийского прогиба выявлены многочисленные литологические неоднородности и литолого-стратиграфические выклинивания, которые могут служить эффективными ловушками для скоплений углеводородов.

Таким образом, в рассматриваемом регионе, наряду со структурными перспективными объектами юрско-палеогенового возраста, прогнозируется наличие литологических и литолого-стратиграфических ловушек в отложениях майкопа, чокрака, сармата и плиоцена.



1 - контуры очагов генерации НГМТ; 2 - направление миграции; 3 - тектонические нарушения; 4 - изогипсы кровли чокрака, м; 5 - государственная граница; 6 - русла палеорек; 7 - зоны перспективных объектов среднемиоценового возраста (а - антиклинальные и структурно-тектонические; б - литологические; в - стратиграфические)

1 - contours of HC generation kitchens; 2 - migration direction; 3 - faults; 4 - structural contour of the Chokrak top, m; 5 - state border; 6 - paleochannels; 7 - Zones of prospective Middle Miocene objects (a - anticlinal and structural traps; b - lithological traps; c - stratigraphic traps)

Рис. 5. Схема распространения очагов генерации УВ в мезо-кайнозойских НГМТ /

Fig. 5. Distribution map of hydrocarbon generation kitchen boundaries within the Meso-Cenozoic source rock intervals

Заключение

Западная акватория Среднего Каспия характеризуется наличием всей необходимой совокупности геологических условий для формирования промышленных залежей углеводородов в среднемиоценовом комплексе. К ним относятся: зрелые нефтегазоматеринские толщи, породы-коллекторы, региональные флюидоупоры и многочисленные ловушки различного типа. Приоритетными объектами поисков в чокракских и караганских отложениях являются структурно-тектонические и литологически экранированные ловушки, а также стратиграфические ловушки, сформированные эрозионным несогласием. Последние представлены палеодолинами р. Волги, срезающими чокрак-сарматские отложения.

Существенным фактором, повышающим геологическую привлекательность акваториальных объектов, является относительная тектоническая стабильность осадочного чехла неогена в пределах шельфа по сравнению с одновозрастными образованиями прилегающей суши. Менее интенсивная позднектоническая перестройка разреза создаёт благоприятные условия для сохранности возможных углеводородных скоплений и повышает общую перспективность комплекса. Дополнительным преимуществом выступает приуроченность потенциальных объектов к малым и средним глубинам залегания, что существенно снижает технологические риски и затраты при проведении геологоразведочных работ.

На основании установленных закономерностей пространственного размещения залежей углеводородов в регионе и имеющихся геохимических данных прогнозируемый фазовый состав флюидов в среднемиоценовых ловушках акватории – преимущественно нефтяной, что согласуется с доминирующим типом залежей в одновозрастных отложениях Предгорного Дагестана.

Результаты бассейнового моделирования показали, что генерация углеводородов для среднемиоценовых ловушек западной акватории Среднего Каспия обеспечивалась преимущественно за счёт кумской и хадумской НГМТ.

Полученные результаты свидетельствуют о высоком нефтегазовом потенциале среднемиоценового комплекса западной акватории Среднего Каспия и могут служить научным обоснованием для развития практически нереализованного в регионе направления поисково-разведочных работ, ориентированного на выявление неантиклинальных ловушек в чокракских и караганских отложениях.

Литература

1. Булач М.Х., Вассоевич Н.Б. Литологические залежи в чокракских отложениях Дагестана. Л.: ВНИГРИ, 1953.
2. Буторин Г.Д., Галин В.Л., Галина А.А. и др. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Предкавказья. Т. IV. Дагестанская АССР. Труды Института геологии и разработки горючих ископаемых. М.: Недра, 1980. – 207 с.
3. Вассоевич Н.Б. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере чокракско-караганских слоев Терского передового прогиба) // Вопросы образования нефти. Л.: Гостоптехиздат, 1958. – С. 9–221.
4. Даукаев А.А., Гайсумов М.Я., Бадаев С.В. Доюрское основание Терско-Каспийского прогиба в связи с проблемой глубинной нефти и формировании ее скоплений // Геология и геофизика Юга России. – 2023. – Т. 13. № 3. – С. 131–144. DOI 10.46698/VNC.2023.19.53.010.
5. Керимов И.А., Даукаев А.А., Бачаева Т.Х. Ресурсная база УВ сырья и перспективы нефтегазоносности Восточного Предкавказья // Геология и геофизика Юга России. – 2014. – № 2. – С. 30–41. DOI: 10.23671/VNC.2014.2.55430.
6. Куницына И.В., Земцов П.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е. Закономерности формирования и особенности распространения чокракских песчаных коллекторов Придаге-

станского шельфа // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 103–115. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-103-115.

7. Шарафутдинов В.Ф., Шарафутдинов Ф.Г., Магомедов А.Х. Геология и перспективы нефтегазоносности олигоцен-нижнемиоценовых отложений Дагестана. Махачкала: Геолком РД, 1999. – 224 с.

8. Шарафутдинов В.Ф., Соколов Д.В. К вопросу перспектив нефтегазоносности кайнозойских отложений восточной части дагестанского сектора Терско-Каспийского прогиба // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН. – 2022. – № 4(91). – С. 10–16. DOI: 10.33580/2541-9684-2022-91-4-10-16.

9. Яндарбиев Н.Ш., Керимов И.А., Степанов А.Н., Яндарбиева Д.Н. О гетерогенности нефтей Восточного Предкавказья // Грозненский естественнонаучный бюллетень. – 2023. – Т. 8. № 1(31). – С. 61–68. DOI: 10.25744/genb.2023.86.29.006.

10. Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Крылов О.В., Наумчев Ю.В. Геохимия углеводородов Терско-Каспийского прогиба // Георесурсы. – 2017. – Спецвыпуск. Ч. 2. – С. 227–239. DOI: 10.18599/grs.19.22.

11. Gavrilov Yu.O., Nedumov R., Shchepetova E., Shcherbinina E., Kozlova E., Golovanova O., Pokrovsky B. Stratigraphy, sedimentology and geochemistry of the Oligocene–lower Miocene Maikop Group in Dagestan, NE Caucasus // Journal of Petroleum Geology. – 2021. – Vol. 44. No. 3. – pp. 317–348. DOI: 10.1111/jpg.12795.

12. Sachsenhofer R.F., Bechtel A., Gratzner R., Nachtmann W., Zacher G. Paratethyan petroleum source rocks: An overview // Journal of Petroleum Geology. – 2018. – Vol. 41. No. 3. – pp. 219–245. DOI: 10.1111/jpg.12702.

13. Sobornov K. Structure and evolution of the Terek-Caspian fold-and-thrust belt: New insights from regional seismic data // Journal of Petroleum Geology. – 2021. – Vol. 44. No. 3. pp. 259–286. DOI: 10.1111/jpg.12793.

14. Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the Middle Caspian Basin, Former Soviet Union // U.S. Geological Survey. – 2001. – Bulletin 2201-A. – 38 p. DOI: 10.3133/b2201A.

15. Yandarbiev N.Sh., Sachsenhofer R.F., Ajuaba S., Bechtel A., Yandarbieva D.N. Geochemistry of oils in the Terek-Caspian foredeep and Prikumsk Swell, NE Greater Caucasus, Southern Russia // Journal of Petroleum Geology. – 2021. – Vol. 44. No. 3. – pp. 287–315. DOI: 10.1111/jpg.12794.

References

1. Bulach M.Kh., Vassoevich N.B. Lithological Deposits in the Chokrak Sediments of Dagestan. Leningrad. VNIGRI. 1953. (In Russ.)

2. Butorin G.D., Galin V.L., Galina A.A. et al. Patterns of distribution and formation conditions of oil and gas accumulations in the Ciscaucasia region. Vol. IV. Dagestan ASSR. Proceedings of the Institute of Geology and Mineral Resources Development. Moscow. Nedra. 1980. 207 p. (In Russ.)

3. Vassoevich N.B. Oil generation in terrigenous deposits (based on the Chokrakian–Karaganian strata of the Terek Foreland Trough). In: Problems of Oil Formation. Leningrad. Gostoptekhizdat. 1958. pp. 9–221. (In Russ.)

4. Daukaev A.A., Gaysumov M.Ya., Badaev S.V. Pre-Jurassic basement of the Terek-Caspian basin in connection with the problem of deep oil and the formation of its accumulations. Geology and Geophysics of Russian South. 2023. Vol. 13. No. 3. pp. 131–144. DOI: 10.46698/VNC.2023.19.53.010. (In Russ.)

5. Kerimov I.A., Daukaev A.A., Bachaeva T.Kh. Resource base of hydrocarbon feedstock and prospects for oil and gas bearing capacity of the Eastern Pre-Caucasus. Geology and Geophysics of Russian South. 2014. No. 2. pp. 30–41. DOI: 10.23671/VNC.2014.2.55430. (In Russ.)

6. Kunitsyna I.V., Zemtsov P.A., Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E. Depositional settings and patterns of Chokrak sandy reservoir distribution within Dagestan shelf. Geologiya Nefti i Gaza. 2023. No. 6. pp. 103–115. DOI: 10.47148/0016-7894-2023-6-103-115. (In Russ.)

7. Sharafutdinov V.F., Sharafutdinov F.G., Magomedov A.Kh. Geology and oil and gas potential of the oligocene–lower miocene deposits of Dagestan. Makhachkala. Geolkom RD. 1999. 224 p. (In Russ.)

8. Sharafutdinov V.F., Sokolov D.V. On the issue of oil and gas potential of Cenozoic deposits of the Eastern of the Dagestan sector of the Tersko–Caspian foredeep. *Proceedings of the Institute of Geology DSC RAS*. 2022. No. 4(91). pp. 10–16. DOI: 10.33580/2541-9684-2022-91-4-10-16. (In Russ.)
9. Yandarbyev N.Sh., Kerimov I.A., Stepanov A.N., Yandarbyeva D.N. About oils heterogeneity of the Eastern Ciscaucasia. *Grozny Natural Science Bulletin*. 2023, Vol. 8. No. 1(31). pp. 61–68. DOI: 10.25744/genb.2023.86.29.006. (In Russ.)
10. Yandarbyev N.Sh., Kozlova E.V., Fadeeva N.P., Krylov O.V., Naumchev Yu.V. Geochemistry of hydrocarbons of the Terek-Caspian trough. *Georesources*. 2017. Special issue. Part 2. pp. 227–239. DOI: 10.18599/grs.19.22. (In Russ.)
11. Gavrilov Yu.O., Nedumov R., Shchepetova E., Shcherbinina E., Kozlova E., Golovanova O., Pokrovsky B. Stratigraphy, sedimentology and geochemistry of the Oligocene–lower Miocene Maikop Group in Dagestan, NE Caucasus. *Journal of Petroleum Geology*. 2021. Vol. 44. No. 3. pp. 317–348. DOI: 10.1111/jpg.12795.
12. Sachsenhofer R.F., Bechtel A., Gratzner R., Nachtmann W., Zacher G. Paratethyan petroleum source rocks: An overview. *Journal of Petroleum Geology*. 2018. Vol. 41. No. 3. pp. 219–245. DOI: 10.1111/jpg.12702.
13. Sobornov K. Structure and evolution of the Terek-Caspian fold-and-thrust belt: New insights from regional seismic data. *Journal of Petroleum Geology*. 2021. Vol. 44. No. 3. pp. 259–286. DOI: 10.1111/jpg.12793.
14. Ulmishek G.F. Petroleum geology and resources of the Middle Caspian Basin, Former Soviet Union. U.S. Geological Survey. 2001. Bulletin 2201-A. 38 p. DOI: 10.3133/b2201A.
15. Yandarbiev N.Sh., Sachsenhofer R.F., Ajuaba S., Bechtel A., Yandarbieva D.N. Geochemistry of oils in the Terek-Caspian foredeep and Prikumsk Swell, NE Greater Caucasus, Southern Russia. *Journal of Petroleum Geology*. 2021. Vol. 44. No. 3. pp. 287–315. DOI: 10.1111/jpg.12794.