



УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ ТУРКМЕНСКОГО СЕКТОРА ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО БАСЕЙНА

У.С. СЕРИКОВА, М.А. АЛЛАЗАРОВА*, Э.З. ИДИЯТУЛЛИНА

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

АННОТАЦИЯ

Введение. Рассматриваются условия формирования и размещения скоплений нефти и газа в Туркменском секторе Южно-Каспийского бассейна.

Цель. Моделирование углеводородных систем Туркменского сектора Южно-Каспийского бассейна.

Материалы и методы. Статистическое обобщение и систематизация данных и материалов, частично заимствованных из справочной литературы, фондовых источников, промысловых данных и опубликованных работ Ш.Ф. Мехтиева, И.С. Гулиева, М.З. Рачинского, С.С. Джибути, С.А. Алиева, В.Ю. Керимова, В.В. Колодия и др. Моделирование данных в программном обеспечении PetroMod.

Результаты. В результате численного моделирования определены условия формирования углеводородных систем и основные ее элементы: нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), резервуары, покрывающие; выявлены перспективы нефтегазоносности, установлены основные пространственно-временные закономерности развития процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородных флюидов, а также условия формирования ловушек; и создана карта, в которой показаны потенциально перспективные зоны, объекты и «плеи», определены перспективы нефтегазоносности и обоснованы основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в Туркменском секторе Каспийского моря.

Ключевые слова: Каспийское море, Южно-Каспийский бассейн, нефть, газ, Туркменистан, Туркменский сектор, Апшерон, нефтегазоносность

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Серикова У.С., Аллазарова М.А., Идиятуллина Э.З. Углеводородные системы Туркменского сектора Южно-Каспийского бассейна. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2022;64(5):24—40. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-5-24-40>

Статья поступила в редакцию 04.11.2022

Принята к публикации 12.12.2022

Опубликована 19.12.2022

* Автор, ответственный за переписку

HYDROCARBON SYSTEMS IN THE TURKMEN SECTOR OF THE SOUTH CASPIAN BASIN

ULYANA S. SERIKOVA, MEHRIBAN A. ALLANAZAROVA*, ELMIRA Z. IDIYATULLINA

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

ABSTRACT

Introduction. The paper considers conditions conducive to the formation and location of oil and gas accumulations in the Turkmen sector of the South Caspian Basin.

Aim. Modeling of hydrocarbon systems of the Turkmen sector of the South Caspian Basin.

Materials and methods. Statistical generalization and systematization of the data and materials presented in reference literature, field sources, and archive data, as well as published works of Sh.F. Mekhtiev, I.S. Guliev, M.Z. Rachinskii, S.S. Dzhibuti, S.A. Aliev, V.Yu. Kerimov, V.V. Kolodiya, etc. Data modeling was performed using the PetroMod software.

Results. As a result of numerical modeling, the formation conditions of hydrocarbon systems and their main elements, i.e., oil and gas source strata (OGSS), reservoirs and seals, were determined. Oil and gas prospects were identified, and the main spatial and temporal patterns in the development of generation, migration, and accumulation processes of hydrocarbon fluids, as well as the formation conditions of traps were established. In addition, a map was created to illustrate potential prospective zones, objects, and “plays.” Oil-and-gas prospects were determined, and the main areas of oil-and-gas exploration in the Turkmen sector of the Caspian Sea were substantiated.

Keywords. Caspian Sea, South Caspian Basin, oil, gas, Turkmenistan, Turkmen sector, Absheron, oil-and-gas prospects

Conflict of interest: The authors declare that there is no conflict of interest.

Funding: The study had no sponsorship.

For citation: Serikova U.S., Allanazarova M.A., Idiyatullina E.Z. Hydrocarbon systems in the Turkmen sector of the South Caspian basin. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2022;64(5):24—40. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2022-64-5-24-40>

Manuscript received 04 November 2022

Accepted 12 December 2022

Published 19 December 2022

* Corresponding author

Южно-Каспийский бассейн приурочен к крупной области прогибания земной коры. Граница бассейна проходит по крупным глубинным разломам. На севере это краевой разлом, протягивающийся от мегаантиклинория Большого Кавказа к Большому Балхану. К северу от него располагается уже эпигерцинская платформа. На юге, за пределами Туркменистана, рассматриваемая впадина ограничивается системой краевых разломов Эльбрус-Малокавказской орогенной системы. На востоке под широким шельфом скрывается погребенное поднятие Година, на склон которой наложен Западно-Туркменский молассовый прогиб. В северном прибортовом обрамлении

Южно-Каспийского бассейна выделяется крупная Апшероно-Прибалханская система поднятий субширотного простирания, имеющая сложное геологическое строение. Эта зона включает структурные элементы п-ова Апшерон, Апшеронского архипелага, Апшероно-Прибалханского порога и Прибалханского района Туркменистана. На рисунке 1 представлена территория исследования, соответствующая Туркменскому сектору Южно-Каспийского бассейна [1].

Выбор границ стратиграфического разреза являлся одним из ключевых вопросов, которые необходимы для оценки структурной и стратиграфической особенностей ЮКБ. На основе интерпретации

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

скважин на суше и на морских участках была создана литолого-стратиграфическая колонка Южного Каспия (рис. 2).

Для формирования пространственно-временных структурно-тектонических моделей Туркменского сектора Южно-Каспийского бассейна (рис. 3) были использованы структурные построения, а также топографические карты [7].

Красноцветная толща среднеплиоценового отдела является основным нефтегазоносным комплексом Туркменского сектора Южно-Каспийского бассейна. Также встречаются отдельные скопления нефти и газа, они разведаны в отложениях, которые подстилают красноцветную толщу. Мощность продуктивной красноцветной толщи достигает 5000 метров [2].

В верхней части красноцветной продуктивной толщи региона открыты нефтегазоконденсатные залежи на Котуртепинской, Небит-Дагской, Челекенской, Барсагельмезской

локальных структурах. В нижней части красноцветной продуктивной толщи разведаны газоконденсатные и нефтяные залежи в пределах всей изучаемой территории на Окаремской, Гогрань-Дагской, Камышлджинской, Барсагельмезской, Котуртепинской локальных структурах [27].

Методика исследований

В работе использовались материалы геофизических исследований, в том числе сейсмических исследований, результаты исследований скважин на месторождениях, которые располагаются в пределах исследуемой территории. Информационная база исследований является статистическим обобщением и систематизацией данных и материалов, частично заимствованных из справочной литературы, фондовых источников, промысловых данных и опубликованных работ Ш.Ф. Мехтиева, И.С. Гулиева, М.З. Рачинского, С.С. Джибути, С.А. Алиева, В.Ю. Керимова, В.В. Колодия и др. [19]

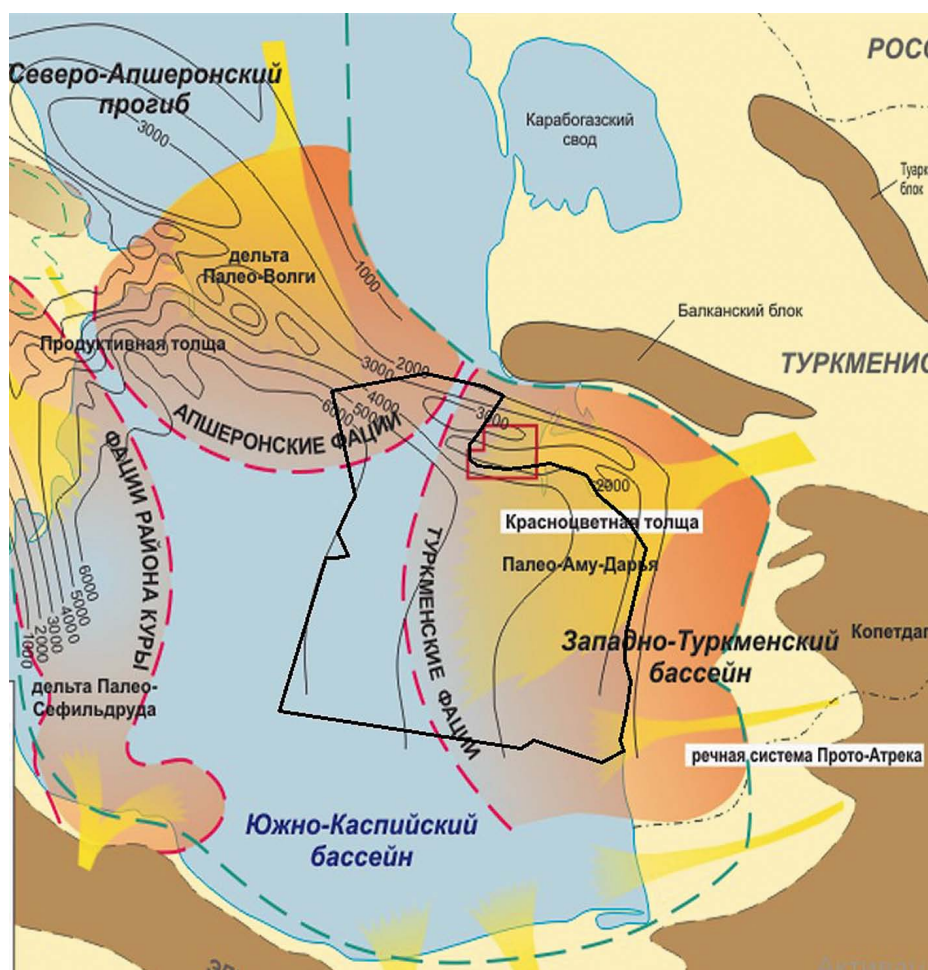


Рис. 1. Территория исследований — Туркменский сектор Южно-Каспийского бассейна

Fig. 1. The research area is the Turkmen sector of the South Caspian Basin

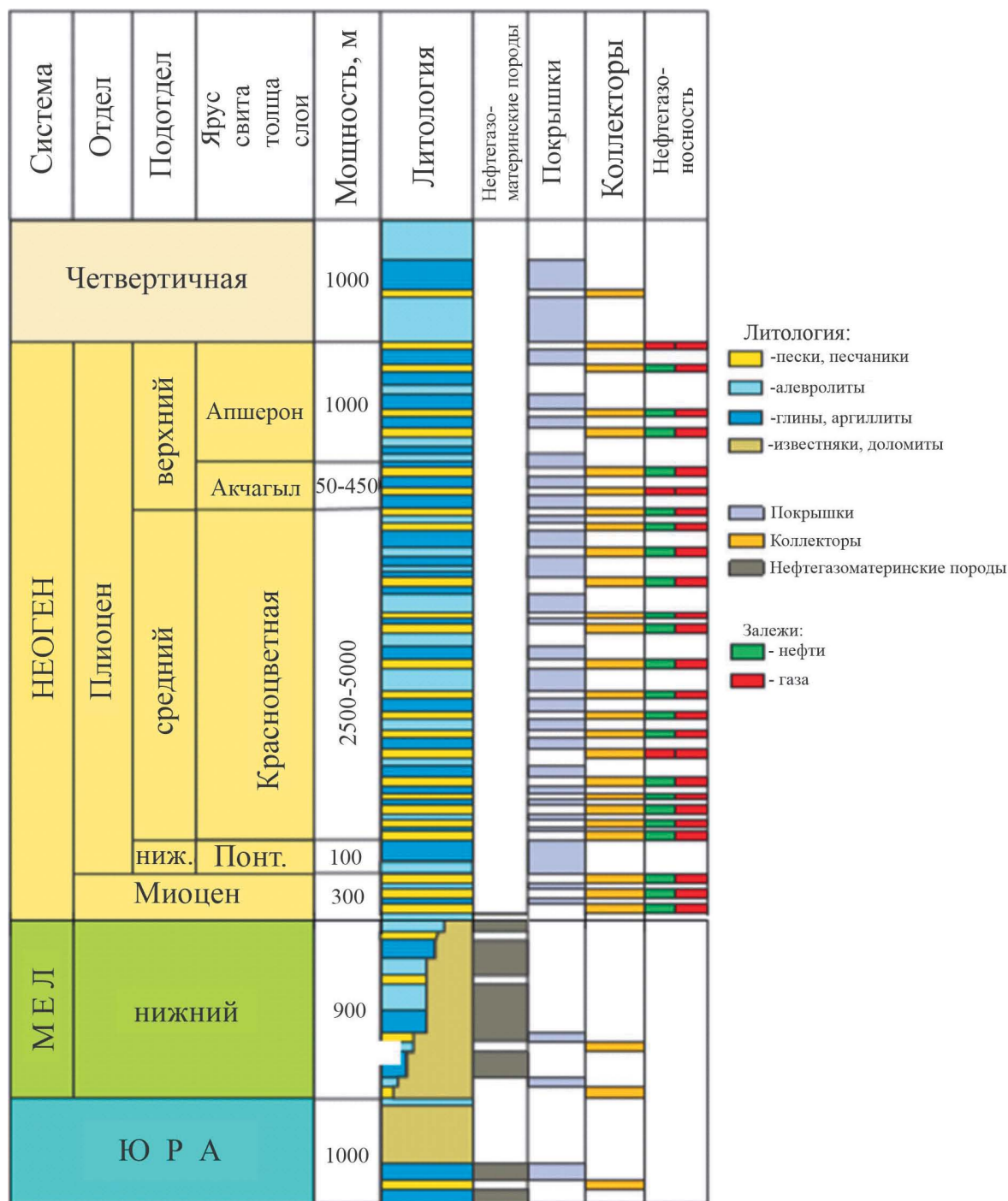


Рис. 2. Литолого-стратиграфическая колонка Туркменского сектора Южно-Каспийского бассейна
Fig. 2. Lithological and stratigraphic column of the Turkmen sector of the South Caspian basin

Для выполнения моделирования углеводородных систем были использованы программные пакеты PetroMod (Шлюмберге) и Platte River's BasinMod. Для построения структурного каркаса оцифрованные карты по поверхностям были выгружены из программы QGIS в программу Petrel

для построения grid-поверхностей. Отстроенные карты grid-поверхностей были выгружены в формате «Zmap (BINARI)» в PetroMod. Моделирование углеводородных систем было проведено по трем скважинам (Ливанов-6, Туркменабат-1 (бывшая Ферсман-1) и Чодгаулиев-2), а также по семи

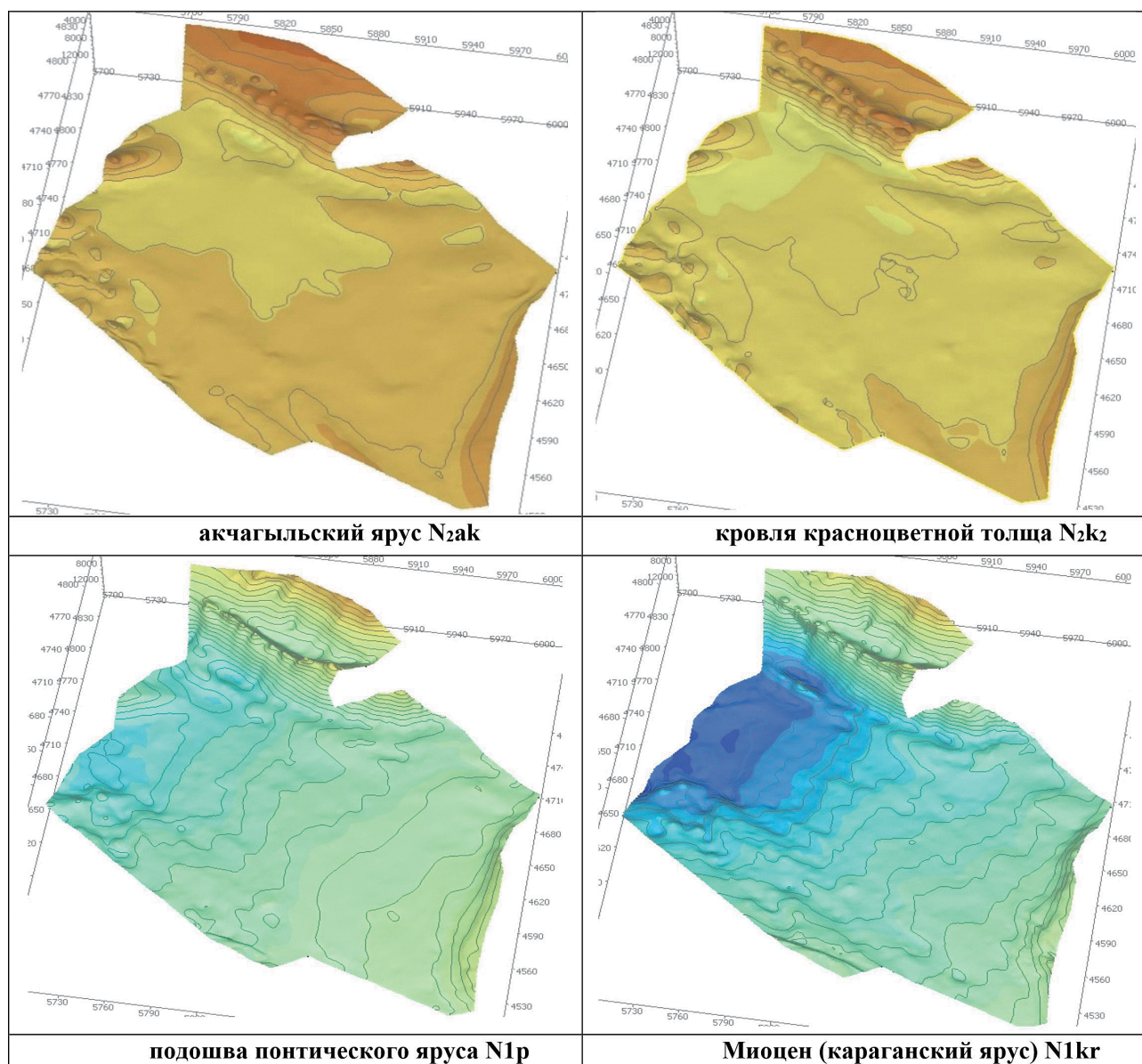


Рис. 3. Структурно тектонические модели Туркменского сектора Южно-Каспийского бассейна
Fig. 3. Structural and tectonic models of the Turkmen sector of the South Caspian basin

псевдоскважинам, расположенным в стратегически важных участках бассейна [4].

Результаты исследований

В исследуемом регионе в разрезе осадочного комплекса выявлено четыре интервала нефтематеринских пород: в нижнем майкопе — Mk_1 (500 м); верхний майкоп- нижний миоцен $Mk_3-N^1_1$ (250 м); средний-верхний миоцен (диатомская свита) $N^2_1-N^3_1$ (diat.) (100 м); верхний миоцен (понтические пласты) N^3_1 (pnt) (до 400 м). В изучаемый разрез входят осадочный комплекс начиная с верхнего майкопа, исходя

из этого были изучены нефтематеринские породы верхний майкоп — нижний миоцен $Mk_3-N^1_1$; средний-верхний миоцен (диатомская свита) $N^2_1-N^3_1$ (diat.); верхний миоцен (понтические пласты) N^3_1 (pnt) [25].

Для всех интервалов нефтематеринских пород содержание органического углерода было принято как 3% со смесью II/III керогена. Современная температура поверхности была принята как постоянная величина 5 °С. Использовалась модель переходного теплового потока, которая применяла полное дифференциальное уравнение и учитывала теплоемкость различных литологических

единиц. В процессе моделирования использовалась величина постоянного теплового потока 40 мВт/м^2 , что обычно соответствует современному температурному градиенту, который составляет приблизительно $16\text{—}19 \text{ }^\circ\text{C/км}$, что, в свою очередь, соответствует замерам [3].

Используя вышеназванную информацию, были смоделированы степени зрелости органи-

ческого вещества (рис. 4) и преобразованности органического вещества (рис. 5), а также погено-рационный потенциал (рис. 6) для каждой нефтематеринской толщи [14].

Моделирование генерации, проведенное по трем скважинам и шести псевдоскважинам, представлено в виде диаграмм истории захоронения ОВ и распространения категорических зон

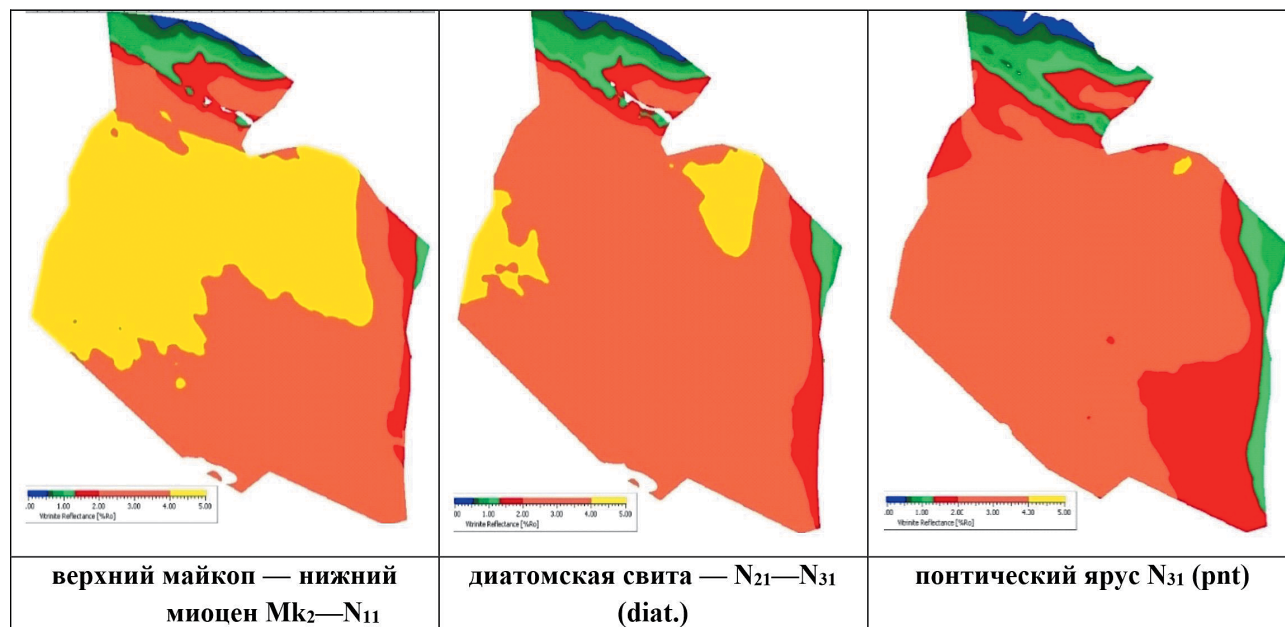


Рис. 4. Трехмерные модели степени зрелости органического вещества
Fig. 4. Three-dimensional models of the degree of maturity of organic matter

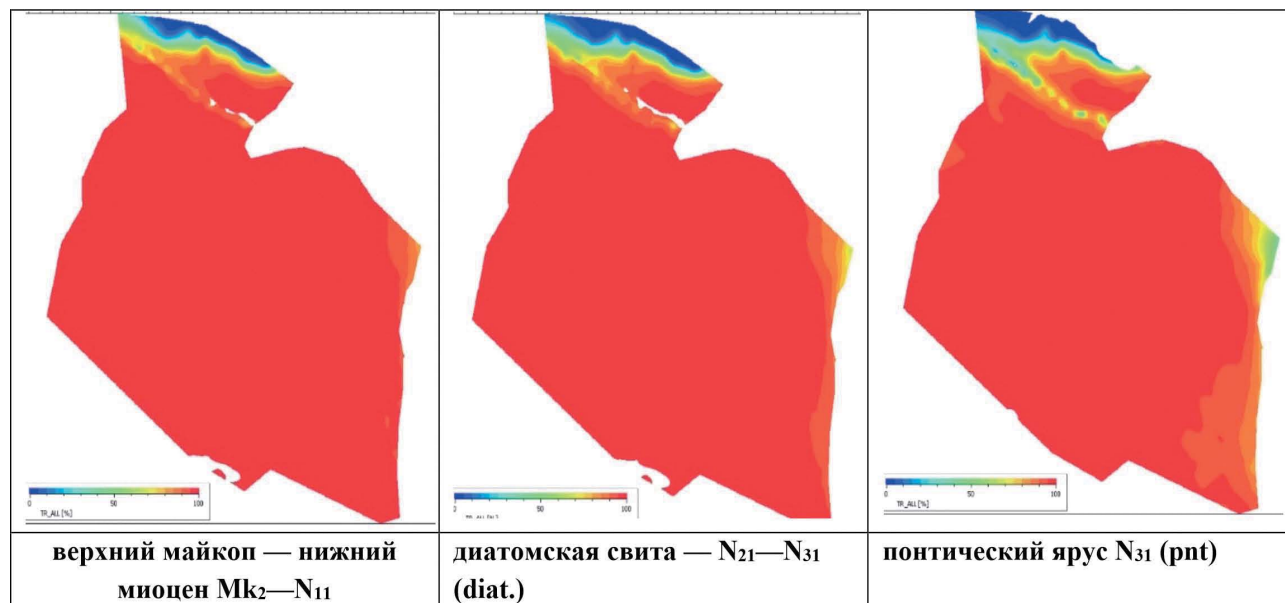


Рис. 5. Трехмерные модели степени преобразованности органического вещества
Fig. 5. Three-dimensional models of the degree of transformation of organic matter

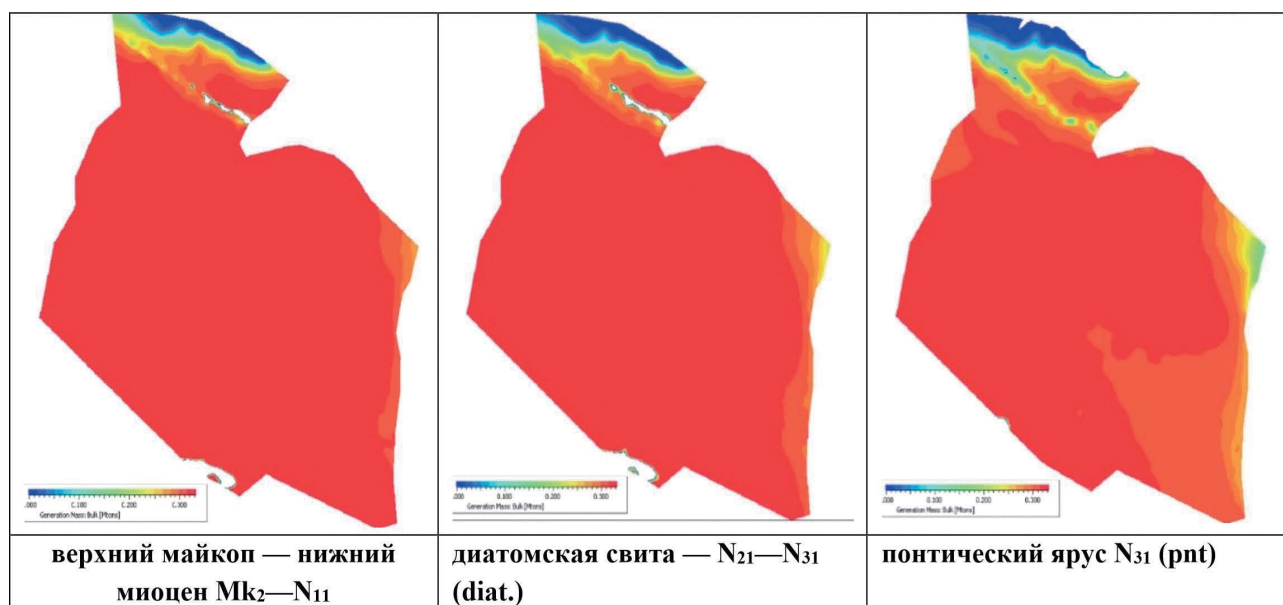


Рис. 6. *Генерационный потенциал нефтематеринских толщ*
Fig. 6. *Generation potential of oil-producing strata*

в процессе истории, прогибание осадочного бассейна показано на рисунке 7 [11].

Отложение преимущественно мелкозернистого олигоценно-миоценового комплекса содержит в себе основные нефтематеринские породы бассейна. В это время седиментации проходила достаточно медленно, в основном со скоростью 0,5 км/млн лет, и поэтому образование углеводородов шло достаточно медленно. Несмотря на это, проведенное моделирование свидетельствует, что в нефтематеринских интервалах в олигоцене образование углеводородов началось в раннем миоцене, что подтверждается диаграммами кумулятивной генерации углеводородов. Более раннее образование нефти проходило на северо-западе, поскольку в этом направлении происходит увеличение мощности майкопской серии. В этом комплексе к позднему миоцену нефтематеринский интервал в олигоцене достиг степени созревания, достаточного для образования нефти и газа [6].

На рисунке 8 продемонстрированы кумулятивные кривые генерации углеводородов по всем нефтематеринским интервалам с нижнего майкопа (Mk₁) до понтического яруса N₃₁ (pnt) SR4 для скважин Чодгакулиев-2, Туркменабаши-1 и Ливанов-6.

Моделирование УС свидетельствует о том, что процессы генерации углеводородов связаны с нефтематеринскими интервалами в верхне-майкопской свите: миоцене, диатомской свите. Что же касается понтических пластов, вряд

ли органическое вещество этих пластов достигло где-либо в бассейне достаточной степени зрелости ко времени отложения красноцветов. Это иллюстрируется диаграммами кумулятивной генерации углеводородов, которые охватывают только нефтематеринские интервалы в миоцене [5].

Результаты моделирования свидетельствуют о том, что современный седиментационный разрез до глубины 6 км, соответствующий глубоко залегающим красноцветам плиоцена, термально недостаточно созрел для образования нефти, что подстилающие их миоценовые нефтематеринские интервалы в среднем являются созревшими или перезревшими для образования нефти, а предложенный нефтематеринский интервал в олигоцене обычно имеет степень созревания, необходимую для образования газа. Анализ нефтей Южного Каспия свидетельствует о том, что в основном они образовались в недостаточно созревших нефтематеринских породах, поэтому можно предположить, что нефтематеринские интервалы верхнего миоцена вносят значительный вклад в нефтегазовую систему бассейна. Моделирование свидетельствует о том, что предполагаемые более глубоко залегающие олигоценные, миоценовые, майкопские нефтематеринские интервалы достигли высокой степени зрелости для образования нефти, а образование нефти проходило в основном в квартере [31].

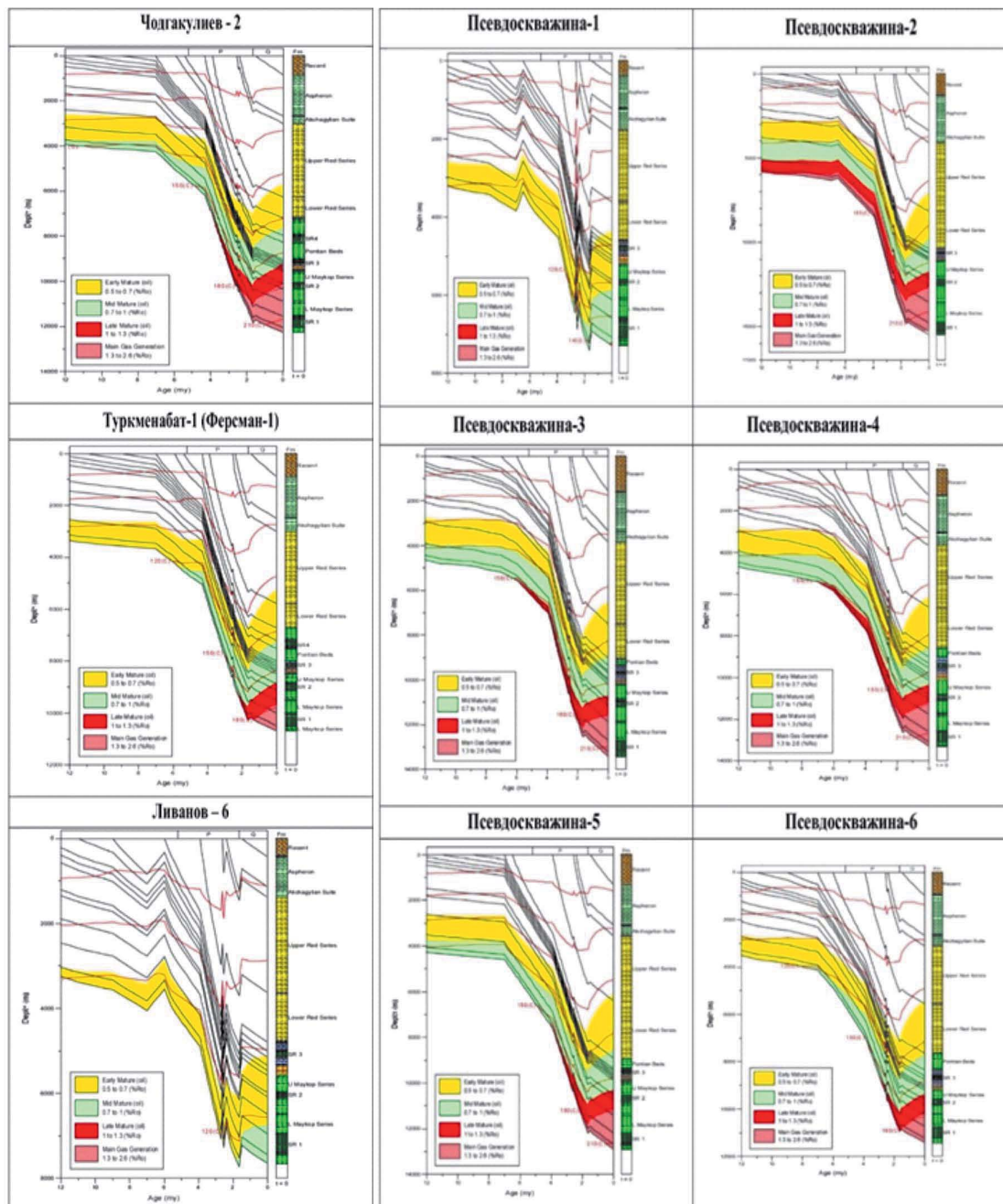


Рис. 7. Модели генерации УВ в зонах расположения скважин и псевдоскважин
Fig. 7. Models of HC generation in the zones of wells and pseudo-wells

Обсуждение результатов

Геотемпературный режим недр относится к числу важнейших факторов, определяющих условия генерации углеводородов и характеризующих обстановки миграции и аккумуляции нефти и газа в толще осадочных пород. Существенная роль глубинного тепла Земли проявляется в его регулирующем влиянии на ход превращений исходного

органического вещества и на все последующие физико-химические изменения в составе природных флюидов, контролирующие их мобильность в миграционных процессах и фазовое состояние. Результаты исследования температурных условий разрезов нефтегазоносных регионов, районов, зон, площадей и участков могут служить вескими аргументами при решении вопросов, связанных

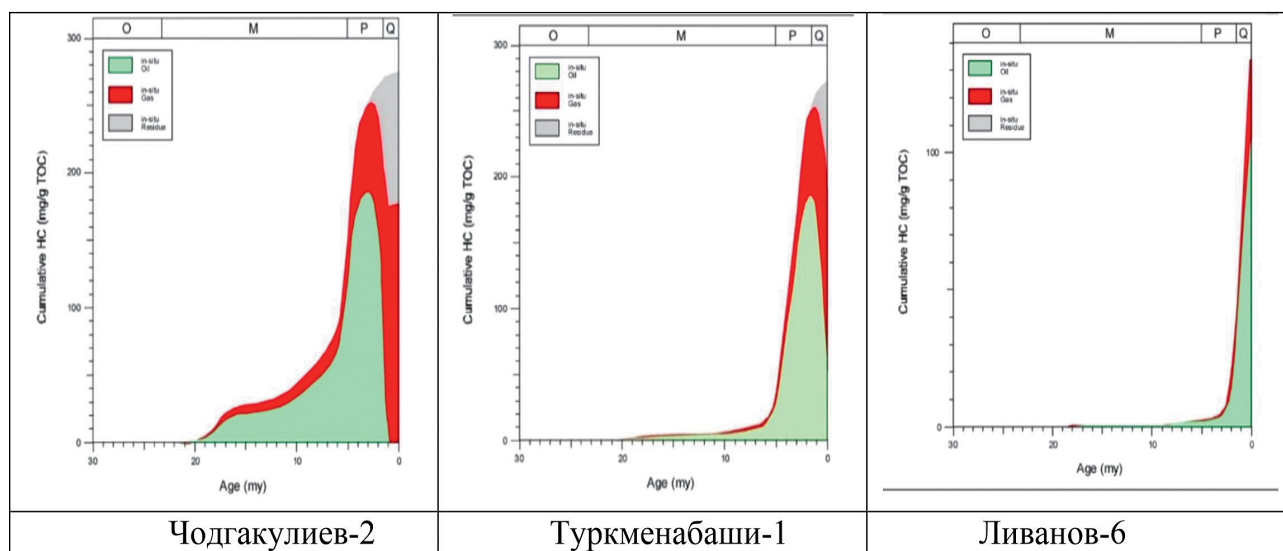


Рис. 8. Кумулятивные кривые генерации углеводородов
Fig. 8. Cumulative curves of hydrocarbon generation

с установлением вида, формы и пространственной ориентации перемещения флюидов, формированием, размещением и сохранением залежей углеводородов и прогнозом их фазового состояния. В результате исследований (V.Y. Kerimov, M.Z. Rachinsky, 2011, 2015) распределения по глубине фактических значений пластовых температур в интервале гипсометрических отметок (0) — (–6000) м Южно-Каспийский бассейн аппроксимируется следующими выражениями: $t = 13,7 + 0,196H^{0,725}$, где H — глубина (м). На рисунке 9 представлены данные, характеризующие геотемпературные условия рассматриваемого региона [22].

Форма зависимостей «температура — глубина» и «геотемпературный градиент — глубина» (градиенты определялись из условия dt/dH) (рис. 9) свидетельствует о том, что влияние механизмов, регулирующих характер распределения температур по глубине, проявляется по всему разрезу не одинаково — во всех регионах в интервале глубин порядка 800—1500 м кривые $t = f(H)$ начинают изменять свою конфигурацию, приближаясь к оси глубин [8].

Проведенные исследования позволили охарактеризовать геотемпературную компоненту ЮКБ следующими основными чертами [13]:

- в мезозойских отложениях туркменской части ЮКБ в интервале 0,5—23 км $t_{mz} = 16,8 + 0,073H^{0,851}$ и $G_{mz}^{t_{mz}} = 2,46 - 1,39$ °C/100 м (G^t — геотемпературный градиент);

- в палеоген-миоценовых отложениях туркменской части ЮКБ эти показатели изменяются

в интервале 0,5—9 км $t_{pg-mi} = 16,8 + 0,5375H^{0,602}$ и $G_{pg-mi}^{t_{pg-mi}} = 2720,86$ °C/100 м;

- в плиоценовых отложениях КТ туркменской части ЮКБ эти показатели находятся в диапазоне 0,05—7 км $t_{rs} = 13,7 + 0,488H^{0,607}$ и $G_{rs}^{t_{rs}} = 6,27 - 0,91$ °C/100 м.

Анализ геотемпературных показателей с целью исследований вертикальной катагенетической зональности позволил установить следующее.

Отложения мезозойского комплекса (толщина 4,5—11 км) с периода своей седиментации и до настоящего времени последовательно прошли все этапы литогенетических трансформаций пород и стадии превращения их РОВ — от диагенеза (Д), прото- (ПК), мезо- (МК), апокатагенеза (АК) до метакатагенеза (МКГ). При этом в гипсометрическом интервале погружения кровли каждой из отлагавшихся стратиграфических составляющих комплекса на глубины до 0,16 км завершалась генерация газов биохимического происхождения (стадия Д); до 1,8 км — раннекатагенетического метана (подстадия ПК, градации ПК1—ПК3); в диапазоне глубин кровли 1,8—2,7 км отложения комплекса вступали в зону нефтеобразования (подстадия МК, градации МК1); 2,7—4,4 км — в главную фазу нефтеобразования (градации МК2); 4,4—5,4 км — в зону завершения нефтегенерации (градации МК3); 5,4—10,9 км — в зону образования жирного газа и конденсата (градации МК4—МК2); 8—17 км — в зону генерации позднекатагенетического метана (градации МК3—МК4); 13,4—21,5 км — в зону образования

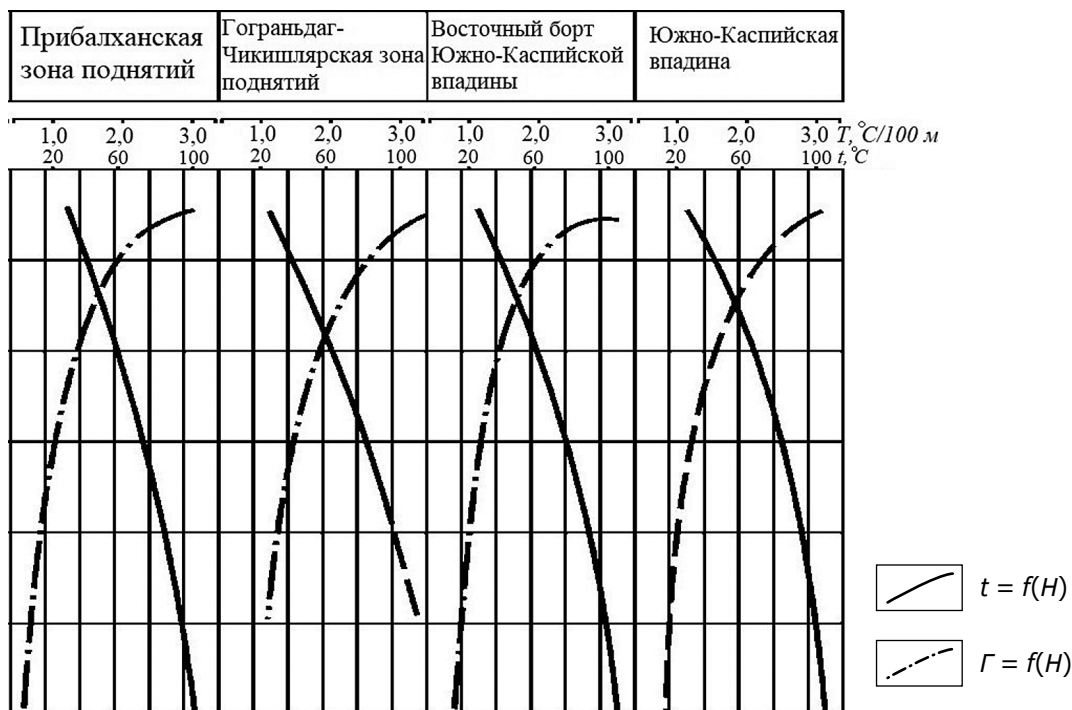


Рис. 9. Зависимость изменения температуры и геотемпературных градиентов с глубиной по отдельным зонам и районам ЮКБ(Г)

Fig. 9. The dependence of temperature changes and temperature gradients with depth for individual zones and regions of the CBC(Г)

CO_2 , N_2 и других газов обстановки метаморфизма (стадия МГ) [10].

Оценки показывают, что генерация нефти, конденсата и жирного газа в мезозойском разрезе была практически завершена в основном к раннеплиоценовому времени. В подстадию апокатагенеза, отвечающую позднекатагенетическому метанообразованию (градации АК3—АК4), отложения комплекса вступали в период прохождения ими глубин 8—17 км, что соответствует временному интервалу мезозой-плиоцен. В процессе продолжающегося прогибания бассейна (плиоцен-антропогеновое время) стратиграфические композиты мезозойского комплекса на глубинах 13,4—21,5 км вступали в зону генерации сухих и кислых газов (стадия метагенеза). В настоящее время породы и РОВ комплекса в зависимости от глубины своего положения (6—21,5 км) и температуры находятся главным образом в генерационном диапазоне апокатагенез-метагенез и продуцируют преимущественно газовую фазу метанового, метано-углекислого, метано-азотного, углекислого и азотного составов. В исследуемых регионах — Прибалханской и Гограньдаг-Чикишлярской зоне поднятий — реализуются градации МК4—МК5 [20].

Отложения палеоген-миоценового комплекса (толщина 2,5—5 км) в интервале погружения кровельных частей составляющих их стратиграфических единиц до 0,2 км прошли стадию диагенеза; подстадию протокатагенеза (градации ПК1—ПК3) — при прохождении глубин 0,2—1,8 км; градацию МК1 подстадии мезокатагенеза — 1,8—2,7 км; в градацию МК2 породы и РОВ вступали на глубинах 2,7—6,1 км; в градацию МК3 — в интервале 4—7,6 км; в градацию МК4—АК2 на глубинах 5,3—9 км; в градацию АК3 — 10,4—11 км. Соответственно, в век КТ генерация газов биохимического и раннекатагенетического происхождения была в них практически завершена; в зоне нефтеобразования осадки комплекса пребывали с середины плиоценового времени; в обстановке генерации жирного газа и конденсата — с позднего плиоцена — начала антропогена; генерация глубинного метана также датируется антропогеновым временем. Современное состояние комплекса в зависимости от глубин его залегания и геотемпературных условий характеризуется образованием нефти, конденсата, жирного газа и частично позднекатагенетического метана, т.е. продуцированием всех видов и фаз УВ [28].

Отложения плиоцен-антропогенового комплекса в ходе геологической эволюции реализовывали свой нефтегазогенерационный потенциал в интервале стадий диагенеза, прото- и мезокатагенеза (подстадии ПК и МК — градации МК1 и частично МК2). Биохимическое и раннекатагенетическое газообразование осуществляется в пределах глубин погружения кровельных частей, составляющих комплекса, соответственно — 0,03—0,2 и 0,03—2,7 км; начало генерации нефти (градиация МК1) охватывает гипсометрический диапазон погружения осадков 1,6—4,1 км; главная фаза нефтеобразования (градиация МК2) — глубины 2,6—6 км [17].

Приведенные данные по палеоген-миоценовому и плиоцен-антропогеновому комплексам в сочетании с констатированной весьма низкой прогреетостью осадочного разреза бассейна (значения геотемпературных градиентов не превышают 22,7 °C/км) соответствуют результатам углепетрографических исследований Т.П. Дмитриевой и Г.М. Парпаровой (1981). Анализ результатов проведенных расчетов показывает, что в большинстве районов ЮКБ на современном этапе их геологической истории и диапазоне глубин залегания: **мезозойский комплекс** (толщина 4,5—11 км, температура кровли-подошвы — 167—424 °C) является генератором главным образом высокотемпературного метана, CO₂ и азота; **палеоген-миоценовый** (2,5—5 км, 76—237 °C) — основным донатором нефти, жирного газа, конденсата и частично позднекатагенетического метана; **плиоцен-антропогеновый** — раннекатагенетического метана и относительно небольших объемов нефти ранней генерации [15].

Учет скорости прогибания бассейна требует внесения существенных корректив в оценки степени полноты реализации генерационного потенциала пород его разреза и, соответственно, современного фактического гипсометрического положения отдельных генерационных зон. Если для мезозойского (продолжительность осадконакопления 121 млн лет) и палеоген-миоценового (продолжительность 56 млн лет) времен, характеризующихся темпами седиментации соответственно 37—91 и 36—89 м/млн лет, представляется допустимым полагать достаточно высокую степень реализации генерационного потенциала в большей части объема разреза еще на доплиоценовом этапе и более или менее удовлетворительное соответствие положения генерационных зон шкале катагенеза РОВ пород, то для плиоцен-антропогенового времени, характеризующегося

лавиным осадконакоплением (скорость 437—750 и до 900 м/млн лет) и чрезвычайно интенсивным прогибанием ЮКБ, есть все основания считать неизбежным «проскакивание» нефтегазопроизводящих свит (в том числе частично верхняя часть и палеоген-миоценового комплекса) через зоны генерации соответствующих флюидов; частичную консервацию их генерационного потенциала; смещение вниз по вертикали генерационных зон и главных фаз; растянутость их по глубине; выход из пород флюидов, вещественно и фазово не отвечающих гипсометрической позиции и термобарическим условиям генерирующих толщ. В том же направлении действуют и своеобразная литофизическая композиция палеоген-миоценового интервала — выполненность преимущественно глинистой фацией и, что особенно значимо, существование в нем весьма жестких геобарических условий (коэффициенты сверхгидростатичности поровых давлений 1,90—2,40). Совокупный эффект обоих последних факторов определяет также объективно лимитацию протекания в комплексе химических реакции преобразований РОВ пород вследствие значительного ограничения объемов и скорости оттока их продуктов, в определенной мере консервацию генерационного потенциала и реализацию его в расширенном по вертикали диапазоне глубин и геотемператур [26].

Правомерность подобного заключения находит подтверждение в констатированных резко повышенной битуминозности глин палеоген-миоценовой серии региона и широком распространении в ее разрезе сланцеватых горючих разностей. Указанные наблюдения утверждают отсутствие в комплексе достаточных условий для более или менее затрудненного оттока из его реакционного объема продуктов реализации катагенетических трансформаций РОВ. Приведенная совокупность данных позволяет считать, что в осадочном разрезе ЮКБ современное фактическое гипсометрическое положение зоны нефтеобразования реально охватывает диапазон глубин 8—10 км, зоны генерации конденсата и жирного газа — до 12—14 км, т.е. указанные процессы осуществляются главным образом в подстилающих красноцветную толщу отложениях. Этим выводом, в свою очередь, формулируется принципиально важное теоретическое положение о преимущественно вторичном характере УВ насыщения КТ и аллохтонном присутствии в ее природных резервуарах нефти, газа и конденсата [12].

Достаточная корректность выполненных выше оценок находит подтверждение в их принципиальном соответствии результатам расчетов

по иной методике — шкале катагенетических превращений D. Waples, основанной на корреляции показателей отражающей способности витринита, степени преобразованности ROV и величины СИТ — **суммарного импульса тепла** (по Н.В. Лопатину), фиксирующей зону генерации нефти (градации МК1—МК3) в пределах значений при СИТ 15—160; конденсата и жирного газа (градации МК4—МК2), СИТ — 160—65 000; позднекатагенетического метана (градации АК3—АК4), СИТ — 65 000—972 000; диоксида углерода, азота и других газов обстановки метаморфизма (стадия метаногенеза — МГ), СИТ > 972 000 [18].

Одной из характерных и исключительно важных особенностей мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийского бассейна является широкое развитие в нем аномально высоких поровых в не(слабо)проницаемых интервалах разреза (глинах, аргиллитах) и пластовых давлений в терригенных и карбонатных коллекторах [29]. Зоны и участки их проявлений характеризуются приуроченностью к различным стратиграфическим комплексам, варьирующей по разрезу и площади интенсивностью, разнящимися механизмами генерации, условиями консервации и релаксации, степенью гидравлической связи с региональной гидродинамической системой и локальными водонапорными комплексами. В мезозойских отложениях в Туркменском секторе Южно-Каспийского бассейна аномально высокие давления констатированы в ряде структур восточного замыкания Прибалханской зоны, на суше Горганского прогибов [24].

Анализ площадного распределения аномально высокого пластового давления (АПВД) по всему вскрытому стратиграфическому разрезу ЮКБ выявляет достаточно напряженное в целом состояние его региональной геофлюидодинамической системы в пределах локальных поднятий — среднее по всем водонапорным комплексам значение превышений пластовых давлений

над гидростатическим составляет 33,5 МПа при коэффициенте аномальности 1,89 [9].

Изложенное позволяет заключить, что основным механизмом формирования аномальных давлений в коллекторах плиоцена ЮКБ является инъекция в его разрез высоконапорных флюидов из подстилающих осадочных комплексов, осуществляющаяся главным образом в пределах локальных поднятий по системе дизъюнктивной дислокации и обуславливающая их преимущественно эпигенетический характер. Дополнительными факторами представляются упругое сжатие природных резервуаров, реализованное как следствие неотектонических процессов, и дегидратация смектитов глинистых разностей разреза в интервале достаточных температур.

Общая четкая тенденция последовательного уменьшения средних значений коэффициентов аномальности пластовых давлений вверх по разрезу дает основание считать основным механизмом формирования геофлюидодинамического режима ЮКБ субвертикальный межформационный флюидомассоперенос [21].

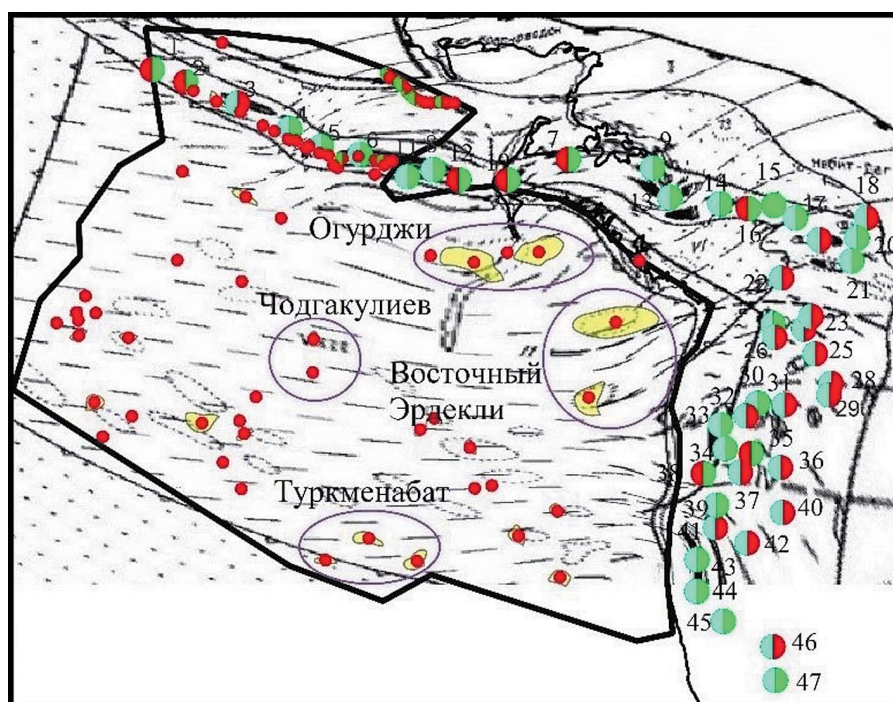
Вертикальные каналы для миграции флюидов представляют собой важные зоны для разгрузки флюидов в уплотняющиеся комплексы песков и глин. Присутствие латерального градиента давления, оказывающего влияние с юга на север через бассейн, свидетельствует о том, что вертикальная проводимость недостаточна для сброса избыточного давления [16].

Сравнивая количество генерируемого объема УВ и эмигрированного объема УВ, можно сказать, что все три нефтегазоматеринские толщи являются в равной степени перспективными (табл. 1).

В пределах исследуемой территории выявлены перспективные объекты (рис. 10) в центральной и южной части Южно-Каспийской впадины. По результатам моделирования часть структур, выявленных сейсморазведочными работами, Огурджи, Западное Эрдекли, Туркменабат, Чодгакулиев

Таблица 1. Объемные характеристики нефтегазоматеринских толщ [23]
Table 1. Volumetric characteristics of oil and gas mother strata [23]

Нефтегазоматеринские толщи	Количество генерируемого объема УВ	Количество эмигрированного объема УВ	Остаточный потенциал тыс. т	Критический момент млн лет
Миоцен-верхнеплиоценовая толща (SR4)	84 557,90	83 727,45	309,74	4,34
Средне-позднемиоценовая нефтегазоматеринская толща (SR3)	86 532,16	85 883,92	367,11	4,77
Верхнемайкопско-нижнеплиоценовая нефтегазоматеринская толща (SR2)	87 708,40	87 319,99	190,84	5,47



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

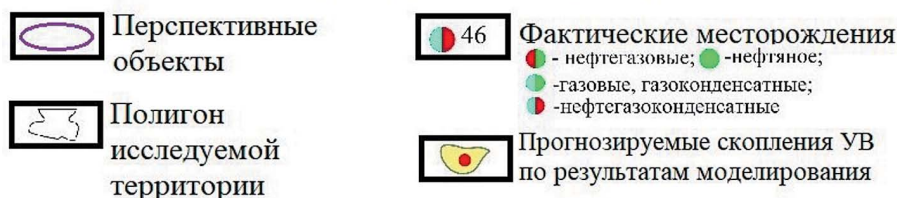


Рис. 10. Карта перспективных объектов центральной и южной части Туркменского сектора Каспийского моря
Fig. 10. Map of perspective objects of the central and southern part of the Turkmen sector of the Caspian Sea

в центральной и южной части Туркменского сектора Каспийского моря сформированы месторождения газа, в связи с чем эти структуры являются наиболее перспективными и их следует вовлекать в разведку в первую очередь [30].

Заключение

Анализ проведенного исследования позволяет сделать следующие выводы.

1. Зависимости пространственного размещения УВ скоплений в среднеплиоценовой (КТ) — основном нефтегазоаккумулирующем комплексе; последовательный рост газонасыщенности разреза в направлении регионального погружения складчатости, сопровождающийся закономерной сменой нефтяных и нефтегазовых залежей газонефтяными, нефтегазоконденсатными, газоконденсатно-нефтяными и газоконденсатными; увеличение общей газонасыщенности разреза со стратиграфической и гипсометрической глуби-

нами; приуроченность нефтяных залежей к тектонически дислоцированным, нередко эродированным (денудированным) структурным ловушкам, часто пораженным грязевым вулканизмом, и газовых (газоконденсатных) — к ненарушенным локальным поднятиям; явно выраженная метанизация нефтей от бортовых обрамлений бассейна к его наиболее погруженной центральной части, сопровождающаяся уменьшением в составе газов углеводородных компонентов. Проведенные исследования свидетельствуют о весьма малой вероятности обеспечения начальных геологических запасов и потенциальных ресурсов УВ в КТ за счет внутренних нефтегазогенерационных возможностей.

3. Результаты моделирования процессов генерации и аккумуляции УВ в осадочном разрезе, скорректированные на учет реальных зависимостей и закономерностей пространственного распределения УВ, свидетельствуют о площадной и вертикальной по разрезу эволюции очагов

нефтегазообразования во времени — по направлению к центральной зоне Южного Каспия в процессы генерации последовательно вовлекаются все более молодые подразделения стратиграфического ряда мезозой-плиоцен. При этом основным очагом генерации газовой фазы являются отложения, находящиеся в зонах апокатагенеза и метагенеза мезозоя, жидкой — отложения палеоген-миоцена при явно подчиненном участии нижней части разреза КТ (градации МК1—МК2, частично МК3).

4. В осадочном разрезе современное фактическое положение зоны нефтеобразования реально охватывает диапазон глубин до 8—10 км, зоны генерации конденсата и жирного газа — до 12—14 км, т.е. указанные процессы осуществляются главным образом в подстилающих КТ отложениях, определяя явно аллохтонный характер ее УВ-насыщения.

5. Преимущественная генерация в осадочном разрезе бассейна на современном этапе его геологической истории газовой фазы УВ

и высокотемпературных метана, диоксида углерода и азота, обладающих значительной десорбирующей способностью, обеспечивает весьма высокий выход РОВ из пород путем их растворения в сжатых газах и обуславливает доминирующую газоносность его глубокозалегающих отложений.

6. В результате моделирования определены условия формирования углеводородных систем на Туркменском шельфе Каспийского моря и основные ее элементы: нефтегазоматеринские толщи (НГМТ), резервуары, покрышки; выявлены перспективы нефтегазоносности, установлены основные пространственно-временные закономерности развития процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородных флюидов, а также условия формирования ловушек; и создана карта где показаны потенциально перспективные зоны, объекты и «плеи», определены перспективы нефтегазоносности и обоснованы основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ на Туркменском секторе Каспийского моря.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абрамс М.А., Нариманов А.А. Химическая оценка углеводородов и их потенциальных источников в западной части Южно-Каспийской впадины, Республика Азербайджан, 1997. С. 451—468.
2. Адамс Т. Каспийские углеводороды, политизация региональных трубопроводов и дестабилизация Кавказа // Кавказские региональные исследования. 2000. Т. 5, № 1. С. 250—260.
3. Аширмамедов М. Научные прогнозы нефтегазовых перспектив Западно-Туркменской впадины и прилегающих территорий: дисс. ... д-ра геол.-минерал. наук в форме научного отчета. Институт сейсмологии Академии наук Туркменистана, 1996. С. 25—28.
4. Бабаян Д.А., Хаджинуров Н. Отчет по проекту: Разработка комплекта геолого-геофизических карт Западного Туркменистана и прилегающей территории Каспийского моря. Туркменистан, 1995. С. 10—15.
5. Бабаян Д.А., Семенович В.В. Новые представления о формировании месторождений нефти и газа в восточной части Южно-Каспийской впадины // Геология нефти и газа. 1996. № 6. С. 33—40.
6. Багир-заде Ф.М., Нариманов А.А. Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря. М.: Недра, 1988. С. 92—98.
7. Гулиев И.С., Федоров Д.Л., Кулаков С.И. Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Nafta-Press, 2009. С. 100—105.
8. Глумов И.Ф., Маливицкий Я.П. и др. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: Недра, 2004. С. 54—55.
9. 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.
10. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов. М.: Недра, 2011. С. 140—143.
11. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Карнаухов С.М., Мустаев Р.Н. Геотемпературное поле Южно-Каспийского бассейна // Отечественная геология. 2012. № 3. С. 18—24.
12. Керимов В.Ю., Рачинский М.З., Шилов Г.Я., Мустаев Р.Н. Геологоразведочные работы в Туркменской акватории Южного Каспия — неудачи, перспективы и задачи // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 11. С. 17—24.
13. Мамиеесов Н. Генетические предположения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений мезозойско-кайнозойских отложений туркменского шельфа Каспийского моря. 1998. С. 56—68.
14. Максимова С.П., Клещева К.А., Шеина В.С. Геология и геодинамика нефтегазоносных территорий Юга СССР. М.: Недра, 1986. С. 79—82.
15. Шеин В.С., Клещев К.А. Новые теоретические предпосылки оценки перспектив нефтегазоносности // Обзор ВНИИОЭНГ. 1984. С. 120—126.
16. Guliyev I.S., Kerimov V.Yu., Osipov A.V. Hydrocarbon potential of Great Depths // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 5. С. 9—16.
17. Guliev S., Mustaeв R.N., Kerimov V.Yu., Yudin M.N. Degassing of the earth: Scale and implications. Gornyi Zhurnal. 2018. No. 11. P. 38—45.

18. Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Mustaev R.N. Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits // *Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry*. 2017. No. 8. P. 36—41.
19. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust // *Doklady Earth Sciences*. 2018. No. 483(1). P. 1413—1417.
20. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Yandarbiev N.Sh., Kozlova E.V. The shale hydrocarbons prospects in the low permeability khadam formation of the Pre-Caucasus // *Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry*. 2015. No. 10. P. 50—53.
21. 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. No. 9. P. 18—21.
22. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Osipov A.V., Rachinsky M.Z. Groundwater dynamics forecasting criteria of oil and gas occurrences in Alpine mobile belt basins // *Doklady Earth Sciences*. 2017. T. 476. No. 1. P. 1066—1068.
23. Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure. 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014. No. 201. P. 112—118.
24. Rachinskiy M.Z., Chilingar G.V., et.al. The South-Caspian Basin's Mineral Resource Base (1990—2005 Exploration Results and Future Potential) // *Energy Sources Jornal. Part. A*, 2008. Vol. 30, issue 1. P. 100—103.
25. Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin // *Iranian Journal of Earth Sciences*, 2018. No. 10(1). P. 78—89.
26. Kerimov V.Yu., Serikova U.S., Mustayev R.N., Guliyev I.S. Deep oil-and-gas content of South Caspian Basin // *Neftyanoe khozyaystvo — Oil Industry*. 2014. No. 5. P. 50—54.
27. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Mustayev R.N., Dmitrievskiy S.S. Thermobaric conditions of hydrocarbons accumulations formation in the low-permeability oil reservoirs of khadam suite of the Pre-Caucasus // *Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry*. 2016. No. 2. P. 8—11.
28. Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies // *Solid Fuel Chemistry*. 2018. No. 52(6). P. 344—355.
29. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs, 2015. P. 1—617.
30. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z. Geofluid dynamic concept of hydrocarbon accumulation in natural reservoirs // *Doklady Earth Sciences*. 2016. No. 471(1). P. 1123—1125.
31. Kerimov V.Yu., Lapidus A.L., Yandarbiev N.S., Movsumzade E.M., Mustaev R.N. Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia // *Solid Fuel Chemistry*. 2017. No. 51(2). P. 122—138.

REFERENCES

1. Abrams M.A., Narimanov A.A. Chemical assessment of hydrocarbons and their potential sources in the western part of the South Caspian Depression. Republic of Azerbaijan, 1997. P. 451—468.
2. Adams T. Caspian hydrocarbons, politicization of regional pipelines and destabilization of the Caucasus // *Caucasian Regional Studies*. 2000. Vol. 5, no. 1. P. 250—260.
3. Ashirmamedov M. Scientific forecasts of oil and gas prospects of the West Turkmen Depression and adjacent territories. Dissertation for the degree of Doctor of Geological and Mineralogical Sciences in the form of a scientific report. Institute of Seismology of the Academy of Sciences of Turkmenistan, 1996. P. 25—28.
4. Babayan D.A., Khadzhinurov N. Project report: Development of a set of geological and geophysical maps of Western Turkmenistan and the adjacent territory of the Caspian Sea. Turkmenistan, 1995. P. 10—15.
5. Babayan D.A., Semenov V.V. New ideas about the formation of oil and gas fields in the eastern part of the South Caspian Depression // *Geology of Oil and Gas*. 1996. No. 6. P. 33—40.
6. Bagir-zadeh F.M., Narimanov A.A. Geological and geochemical features of deposits of the Caspian Sea. Moscow: Nedra, 1988. P. 92—98.
7. Guliyev I.S., Fedorov D.L., Kulakov S.I. Oil and gas potential of the Caspian region. Baku: Nafta-Press, 2009. P. 100—105.
8. Glumov I.F., Malovitsky Ya.P., et al. Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea. Moscow: Nedra, 2004. P. 54—55.
9. Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Kruglyakova M.V., Gorbunov A.A. Prospects of oil and gas potential of the peninsula of Crimea and the Western coast of the Sea of Azov // *Oil industry*. 2014. No. 9. P. 66—70.
10. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z. Geofluidodynamics of oil and gas potential of mobile belts. Moscow: Nedra, 2011. P. 140—143.
11. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z., Karnaukhov S.M., Mustaev R.N. Geotemperature field of the South Caspian basin // *Domestic geology*. 2012. No. 3. P. 18—24.
12. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z., Shilov G.Ya., Mustaev R.N. Geological exploration in the Turkmen water area of the Southern Caspian — failures, prospects and challenges // *Oil, gas and business*. 2011. No. 11. P. 17—24.

13. Mamiesenov N. Genetic assumptions and conditions for the formation of oil and gas fields of Mesozoic-Cenozoic deposits of the Turkmen shelf of the Caspian Sea. 1998. P. 56—68.
14. Maksimova S.P., Kleshcheva K. A., Sheina V. S. Geology and geodynamics of oil and gas-bearing territories of the South of the USSR. Moscow: Nedra, 1986. P. 79—82.
15. Shein V.S., Kleshchev K.A. New theoretical prerequisites for assessing the prospects of oil and gas potential // Review of VNIIOENG. 1984. P. 120—126.
16. Guliyev I.S., Kerimov V.Yu., Osipov A.V. Hydrocarbon potential of Great Depths // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 5. С. 9—16.
17. Guliev S., Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Yudin M.N. Degassing of the earth: Scale and implications. Gornyi Zhurnal. 2018. No. 11. P. 38—41.
18. Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Mustaev R.N. Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits // Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry. 2017. No. 8. P. 36—41.
19. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust // Doklady Earth Sciences. 2018. No. 483(1). P. 1413—1417.
20. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Yandarbiev N.Sh., Kozlova E.V. The shale hydrocarbons prospects in the low permeability khadum formation of the Pre-Caucasus // Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry. 2015. No. 10. P. 50—53.
21. 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. No. 9. P. 18—21.
22. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Osipov A.V., Rachinsky M.Z. Groundwater dynamics forecasting criteria of oil and gas occurrences in Alpine mobile belt basins // Doklady Earth Sciences. 2017. T. 476. No. 1. P. 1066—1068.
23. Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S. Modeling of petroleum systems in regions with complex geological structure. 16th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development, GEOMODEL 2014. No. 201. P. 112—118.
24. Rachinskiy M.Z., Chilingar G.V., et.al. The South-Caspian Basin's Mineral Resource Base (1990—2005 Exploration Results and Future Potential) // Energy Sources Journal. Part. A, 2008. Vol. 30, issue 1. P. 100—103.
25. Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin // Iranian Journal of Earth Sciences, 2018. No. 10(1). P. 78—89.
26. Kerimov V.Yu., Serikova U.S., Mustayev R.N., Guliyev I.S. Deep oil-and-gas content of South Caspian Basin // Neftyanoe khozyaystvo — Oil Industry. 2014. No. 5. P. 50—54.
27. Kerimov V.Yu., Shilov G.Ya., Mustayev R.N., Dmitrievskiy S.S. Thermobaric conditions of hydrocarbons accumulations formation in the low-permeability oil reservoirs of khadum suite of the Pre-Caucasus // Neftyanoe Khozyaystvo — Oil Industry. 2016. No. 2. P. 8—11.
28. Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies // Solid Fuel Chemistry. 2018. No. 52(6). P. 344—355.
29. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Yu. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs, 2015. P. 1—617.
30. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z. Geofluid dynamic concept of hydrocarbon accumulation in natural reservoirs // Doklady Earth Sciences. 2016. No. 471(1). P. 1123—1125.
31. Kerimov V.Yu., Lapidus A.L., Yandarbiev N.S., Movsumzade E.M., Mustaev R.N. Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia // Solid Fuel Chemistry. 2017. No. 51(2). P. 122—138.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Серикова У.С. — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Алланазарова М.А. — внесла вклад в работу при построении и моделировании структурно-тектонической модели и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Идиятуллина Э.З. — присоединилась к подготовке текста статьи, выполнила перевод на английский язык и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ulyana S. Serikova — developed the concept of the article, prepared the text of the article, finally approved the published version of the article and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Mehriban A. Allanazarova — contributed to the work in the construction and modeling of the structural-tectonic model and agrees to take responsibility for all aspects of the work.

Elmira Z. Idiyatullina — joined the preparation of the text of the article, translated into English and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Серикова Ульяна Сергеевна — кандидат технических наук, доцент, преподаватель 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>

Алланазарова Мехрибан Айдыновна* — аспирант 1-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: mehrik_allanazarova@mail.ru
тел.: +7 (968) 385-97-91
SPIN-код: 9360-8406
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-2714>

Mehriban A. Allanazarova* — 1st year post-graduate researcher of 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: mehrik_allanazarova@mail.ru
tel.: +7 (968) 385-97-91
SPIN-code: 9360-8406
ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3450-2714>

Идиятуллина Эльмира Занфировна — 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: idiyatullinae@icloud.com
тел.: +7 (917) 492-12-71
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7192-9015>

Elmira Z. Idyatullina — a 5th year 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: idiyatullinae@icloud.com
tel.: +7 (917) 492-12-71
ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7192-9015>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author