



<https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-5-33-51>
УДК: 556.3, 624.131.1



УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ В ТУРКМЕНСКОМ СЕКТОРЕ ЮЖНО-КАСПИЙСКОГО БАССЕЙНА

У.С. СЕРИКОВА, М.А. АЛЛАЗАРОВА*

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе»
23, ул. Миклухо-Маклая, г. Москва 117485, Россия

АННОТАЦИЯ

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

Цель. Моделирование по имеющимся данным углеводородных систем Туркменского сектора Каспийского моря.

Материалы и методы. Проведение статических обобщений и систематизация имеющихся данных. Часть материалов была заимствована из источников фондового типа и справочной литературы, 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 основных элементов углеводородных систем — нефтегазоматеринские толщи, резервуары, покрышки и выявлены перспективы нефтегазоносности. Установлены основные пространственно-временные закономерности развития процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородных флюидов, а также условия формирования ловушек; создана карта, на 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: Южно-Каспийский бассейн, нефтегазоматеринские толщи, углеводородная система, Туркменский сектор, Каспийское море, моделирование, скопление углеводородов

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Финансирование: исследование не имело спонсорской поддержки.

Для цитирования: Серикова У.С., Алланазарова М.А. Условия формирования углеводородных систем в Туркменском секторе Южно-Каспийского бассейна. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*. 2023;65(5):33—51. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-5-33-51>

Статья поступила в редакцию 06.09.2023

Принята к публикации 12.10.23

Опубликована 31.10.2023

* Автор, ответственный за переписку

FORMATION CONDITIONS OF HYDROCARBON SYSTEMS IN THE TURKMEN SECTOR OF THE SOUTH CASPIAN BASIN

ULYANA S. SERIKOVA, MEHRIBAN A. ALLANAZAROVA*

*Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting
23, Miklukho-Maklaya str., Moscow 117485, Russia*

ABSTRACT

Background. The formation and placement conditions of hydrocarbon systems and their accumulation in the Turkmen sector of the South Caspian basin are considered.

Aim. To model the existing hydrocarbon systems in the Turkmen sector of the Caspian Sea based on available data.

Materials and methods. Statistical generalization and systematization of available data was carried out. Research materials included fund and reference sources, fieldwork data, and publications by Sh.F. Mehdiyev, I.S. Guliyev, M.Z. Rachinsky, S.S. Djibouti, S.A. Aliyev, V.Y. Kerimov, V.V. Kolodiya, etc. Data modeling was performed in the PetroMod software.

Results. The conducted numerical modeling established the formation conditions of the key elements of hydrocarbon systems, including oil and gas mother strata, reservoirs, and seals. Hydrocarbon prospects were identified. The main spatial and temporal patterns in the development of generation, migration, and accumulation processes of hydrocarbon fluids were determined, along with the formation conditions of traps. A map depicting potentially promising areas, objects, and plays was drawn. Hydrocarbon prospects were identified. Directions for oil and gas prospecting and exploration in the Turkmen sector of the Caspian Sea were substantiated.

Keywords: South Caspian basin, oil and gas mother strata, hydrocarbon system, Turkmen sector, Caspian Sea, modeling, hydrocarbon accumulation

Conflict of interest: the authors declare that there are no conflicts of interest.

Financial disclosure: no financial support was provided for this study.

For citation: Serikova U.S., Allanazarova M.A. Formation conditions of hydrocarbon systems in the Turkmen sector of the South Caspian basin. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*. 2023;65(5):33—51. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2023-65-5-33-51>

Manuscript received 06 September 2023

Accepted 12 October 2023

Published 31 October 2023

* Corresponding author

Южно-Каспийский бассейн (ЮКБ) 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 прибрежном 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.

Для формирования структурно-тектонического каркаса модели Южно-Каспийского бассейна были использованы структурные построения по подошве и основным комплексам осадочного чехла, а также топографические карты. Сформированные пространственно-временные модели включают основные осадочные комплексы: юрский, меловой,

палеоцен-эоценовый, олигоцен-миоценовый и плиоценовый [5].

Методика исследований

Для выполнения моделирования углеводородных систем были использованы программные пакеты Petromod (Шлюмберже) и Platte River's Basin Mod.

Информационной базой исследований являются статистическое обобщение и систематизация поинтервальных и точечных замеров температур в долго простаивающих скважинах месторождений и площадей, материалов по геологии и гидрогеологии локальных структур, 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.

Результаты исследований и их обсуждение

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 с установлением вида, формы и пространственной ориентации перемещения флюидов, формированием, размещением и сохранением залежей углеводородов и прогнозом их фазового состояния. В результате исследований распределение по глубине фактических значений пластовых температур в интервале гипсометрических отметок 0...-6000 м в Южно-Каспийском бассейне аппроксимируется следующими выражениями: $t = 13,7 + 0,196H^{0,725}$, где H — глубина (м). На рисунке 1 представлены данные, характеризующие геотемпературные условия рассматриваемого региона [31].

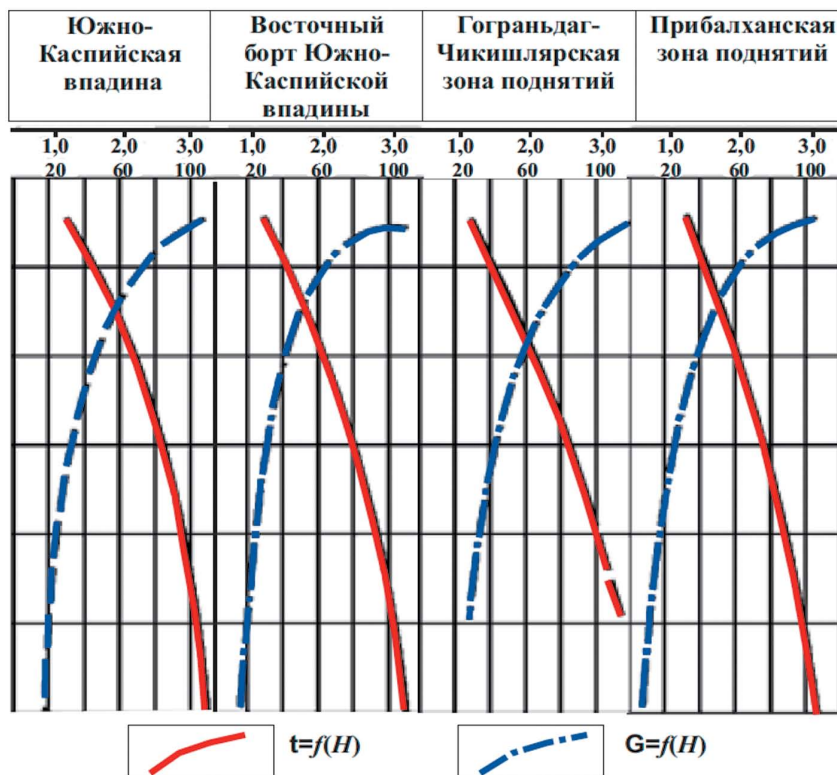


Рис. 1. Зависимость изменения температуры и геотемпературных градиентов с глубиной по отдельным зонам и районам Южно-Каспийского бассейна

Fig. 1. Dependence of temperature changes and geotemperature gradients with depth for individual zones and regions of the South Caspian basin

Форма зависимостей «температура — глубина» и «геотемпературный градиент — глубина» (градиенты определялись из условия dt/dH) (рис. 1) свидетельствуют о том, что влияющие механизмы, 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 [7].

Проведенные исследования позволили охарактеризовать геотемпературную компоненту ЮК6 (Южно-Каспийский бассейн) следующими основными чертами:

- в мезозойских отложениях туркменской части ЮК6 в интервале 0,5—23 км $t_{mz} = 16,8 + 0,073H^{0,851}$ и $G_{mz}^{t_{mz}} = 2,46—1,39^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ (G^t — геотемпературный градиент);
- в палеоген-миоценовых отложениях туркменской части ЮК6 эти показатели изменяются в интервале 0,5—9 км $t_{pg-mi} = 16,8 + 0,5375H^{0,602}$ и $G_{pg-mi} = 2,720,86^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$;
- в плиоценовых отложениях КТ туркменской части ЮК6 эти показатели находятся в диапазоне 0,05—7 км $t_{rs} = 13,7 + 0,488H^{0,607}$ и $G_{rs} = 6,27—0,91^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$.

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 (рассеянное органическое вещество): от диагенеза (Д), прото- (ПК), мезо- (МК), апокатагенеза (АК) до метагенеза (МГ). 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, градация 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—АК2); 8—17 км — в зону генерации позднекатагенетического метана (градации АК3—АК4); 13,4—21,5 км — в зону образования CO_2 , N_2 и других газов обстановки метаморфизма (стадия МГ).

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.

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 градации 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 [7].

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 (градация МК1) охватывает гипсометрический диапазон погружения осадков 1,6—4,1 км; главная фаза нефтеобразования (градация МК2) — глубины 2,6—6 км [9].

Приведенные данные по палеоген-миоценовому и плиоцен-антропогенному комплексам в сочетании с констатированной весьма низкой прогреетостью осадочного разреза бассейна (значения геотемпературных градиентов не превышают 22,7°С/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 °С) является генератором главным образом высокотемпературного метана, CO_2 и азота; палеоген-миоценовый (2,5—5 км, 76—237 °С) — основным донатором нефти, жирного газа, конденсата и частично позднекатагенетического метана; плиоцен-антропогенный — раннекатагенетического метана и относительно небольших объемов нефтей ранней генерации [3].

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-антропогенного времени, характеризующегося лавинным 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 объективную лимитацию протекания в комплексе химических реакций 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 [4].

Правомерность подобного заключения находит подтверждение в констатированной 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 незатрудненного 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 [32].

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 витритита, степени преобразованности РОВ 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 метанеза — МГ), СИТ > 972 000.

Интегрируя геотермальную историю и прогнозируя степень катагенетической зрелости ин-

тервалов возможных нефтематеринских пород по времени, были исследованы история генерации УВ. В результате моделирования в Южно-Каспийском бассейне выделяются мел-эоценовая, олигоцен-миоценовая и плиоцен-квартерово углеводородные системы. Последние две представляют большую часть разреза Южно-Каспийского бассейна, в том числе в туркменском секторе Каспийского моря (рис. 2) [12].

Моделирование генерации и аккумуляции было проведено по трем скважинам (Ливанов-6, Туркменабат-1 (бывшая Ферсман-1) и Чодгакулиев-2), а также по семи псевдоскважинам, расположенным в стратегически важных участках бассейна. В исследуемом регионе в разрезе осадочного комплекса были выявлены четыре интервала нефтематеринских пород [20]. Все эти модели охватывают период от олигоцена до современного времени (см. рис. 1).

В исследуемом регионе в разрезе осадочного комплекса выявлено четыре интервала нефтематеринских пород: в нижнем майкопе — Mk_1 (500 м); в верхнем майкопе — нижнем миоцене — $Mk_3-N^1_1$ (250 м); в среднем-верхнем миоцене (диатомская свита) $N^2_1-N^3_1$ (diat.) (100 м); в верхнем миоцене (понтические пласты) N^3_1 (pnt) (до 400 м).

Для всех интервалов нефтематеринских пород содержание органического углерода было принято, в интервале 1—3 со смесью II/III керогена. Современная температура поверхности была принята как постоянная величина 5 °С. Применялась модель переходного теплового потока, которая использовала полное дифференциальное уравнение и учитывает теплоемкость различных литологических единиц [15]. В процессе моделирования использовалась величина постоянного теплового потока 40 мВт/м² [16], что обычно соответствует современному температурному градиенту, который составляет приблизительно 16—19 °С/км, что, в свою очередь, соответствует замерам [22].

Моделирование генерации, проведенное по трем скважинам и шести псевдоскважинам, представлено в виде диаграмм истории захоронения ОВ и распространения категорических зон в процессе истории прогибания осадочного бассейна (рис. 4 и 5). На рисунке 6 продемонстрированы кумулятивные кривые генерации углеводородов в двух вариантах: 1 — по всем нефтематеринским интервалам и 2 — только по нефтематеринским интервалам в миоцене для скважин Чодгакулиев-2 Туркменабаши-1 и Ливанов-6. А для псевдоскважин показаны кумулятивные

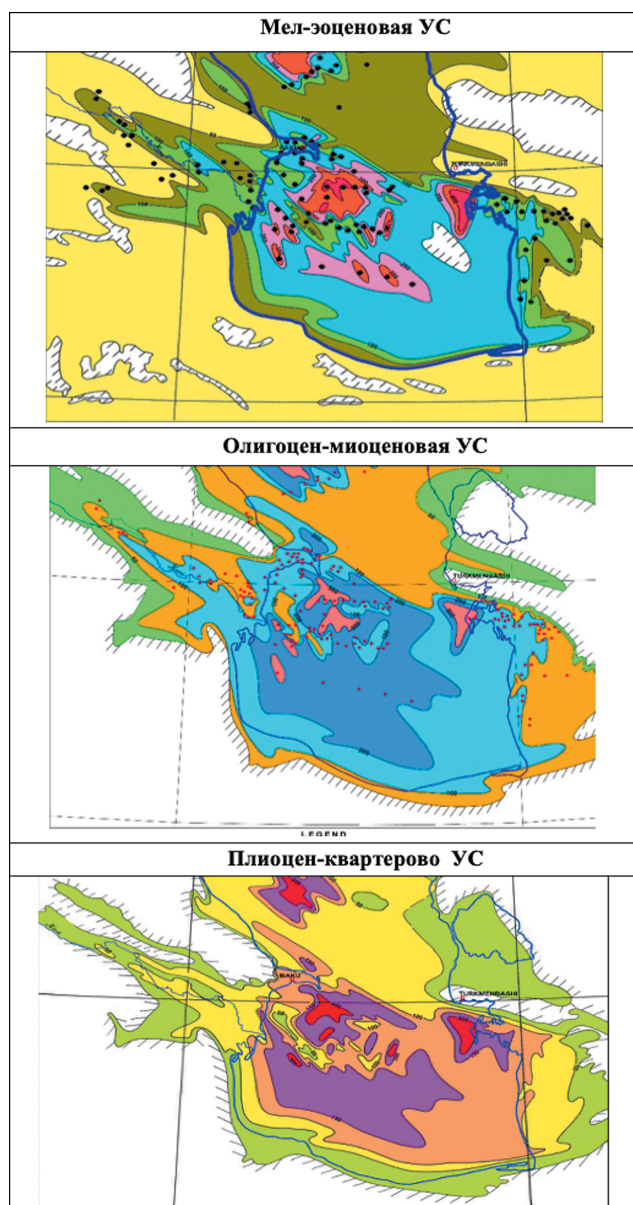


Рис. 2. Схемы распространения углеводородных систем в Южно-Каспийском бассейне
Fig. 2. Schemes of distribution of hydrocarbon systems in the South Caspian basin

кривые генерации углеводородов по всем нефтематеринским интервалам [6].

Отложение преимущественно мелкозернистого олигоценно-миоценового комплекса содержит в себе основные нефтематеринские породы бассейна [17]. В это время седиментация проходила достаточно медленно, в основном со скоростью 0,5 км/млн лет, и поэтому образование углеводородов шло достаточно медленно [31]. 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 [24]. В этом комплексе к позднему миоцену нефтематеринский интервал в олигоцене достиг степени созревания, достаточного для образования нефти и газа. Тем не менее моделирование свидетельствует о том, что в юго-восточной части бассейна, например в районе псевдоскважины 6, нефтематеринский интервал в олигоцене находился в это время только на грани созревания [8].

Моделирование также свидетельствует о том, что процессы генерации углеводородов связаны с нефтематеринскими интервалами в миоцене, верхне-майкопской свите, диатомской свите [21]. 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. Поэтому можно сделать вывод о том, что временные рамки образования нефти и газа в нефтематеринских породах миоцена и, вероятнее всего, олигодена в Южно-Каспийском бассейне зависели от захоронения в периоды наиболее высокой скорости седиментации (более 2,5 км/млн лет) [23], которые связаны с красноцветами плиоцена и акчагыльским и апшеронским комплексами. Такая поздняя и интенсивная седиментация вызвала депрессию изотерм и окна созревания [29]. Это является причиной того, что по диаграммам кумулятивного образования углеводородов по нефтематеринским интервалам в миоцене наиболее интенсивное их образование проходило в последние 5 миллионов лет, что является наиболее оптимальным отрезком времени, соответствующим отложению коллекторов-красноцветов и образованию ловушек [1].

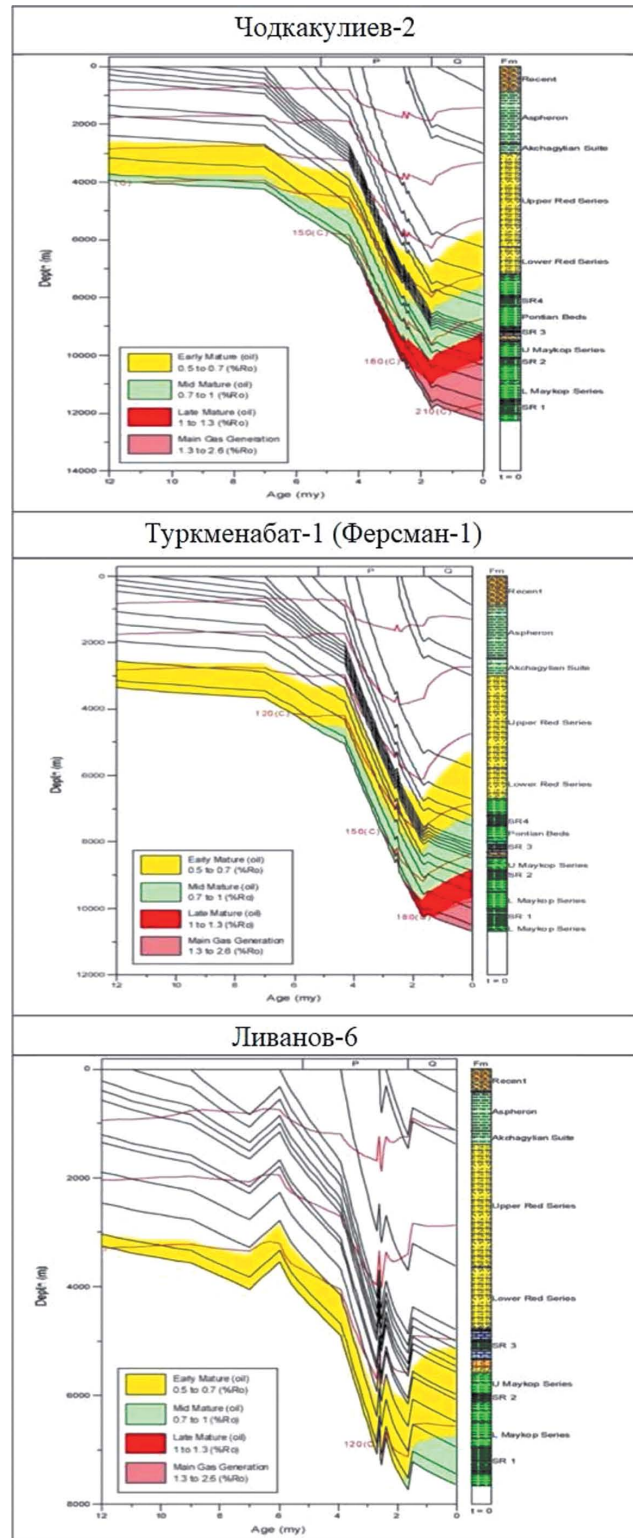


Рис. 3. Модели генерации УВ в зонах расположения скважин

Fig. 3. Models of HC generation in well location zones

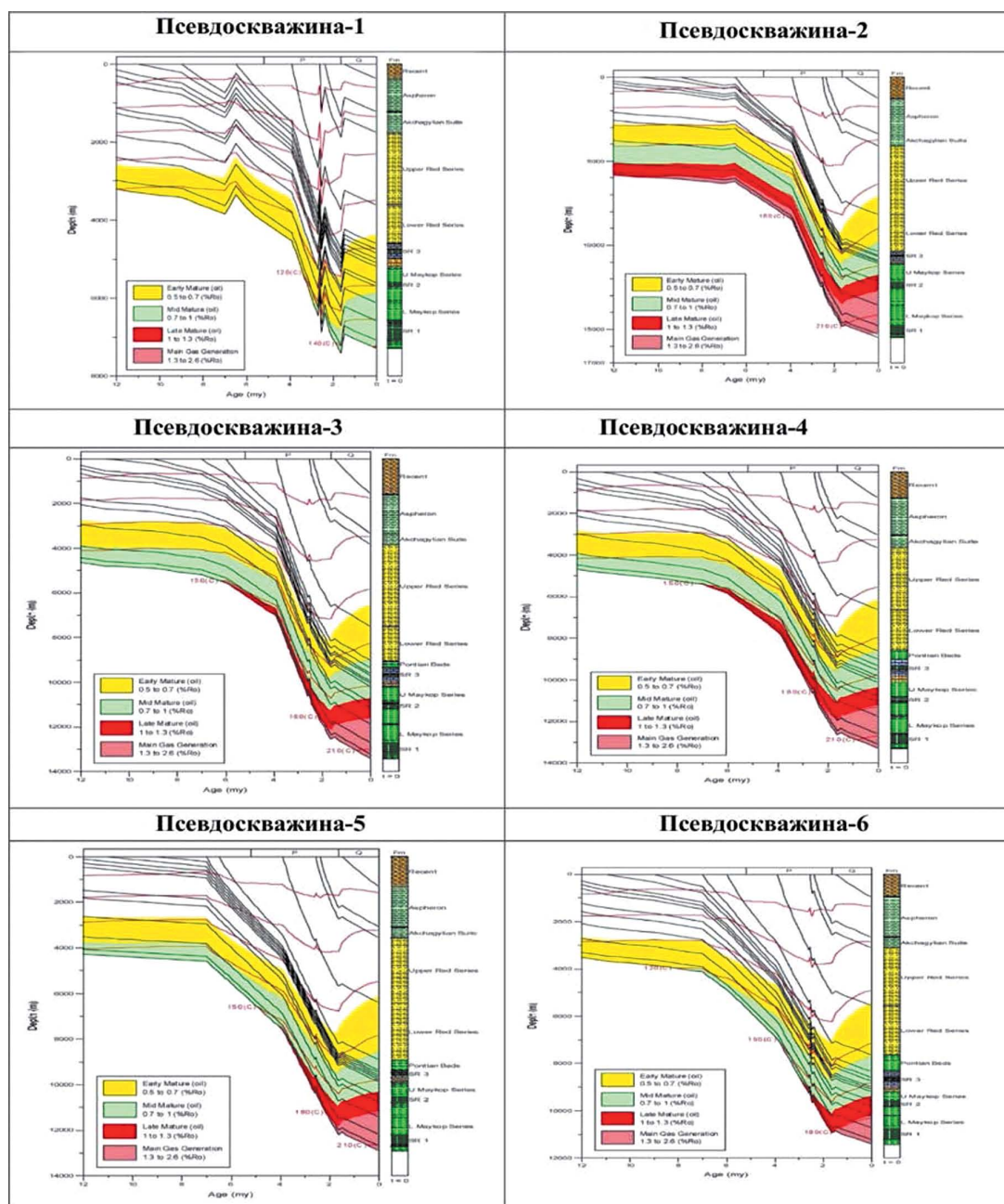


Рис. 4. Модели генерации УВ в зонах расположения псевдоскважин [18]
Fig. 4. Models of HC generation in pseudo-wells location zones [18]

Поскольку бассейн еще термально не уравновесился для отложения красноцветов, то присутствует низкий современный температурный градиент. Моделирование свидетельствует о том, что современный седиментационный разрез до глубины 6 км термально созрел недостаточно для образования нефти, что совпадает с наиболее глубоко залегающими красноцветами плиоцена [27]. 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 в настоящее время [33]. Анализ нефтей Южного Каспия свидетельствует о том, что в основном они образовались в недостаточно созревших нефтематеринских породах, поэтому можно предположить,

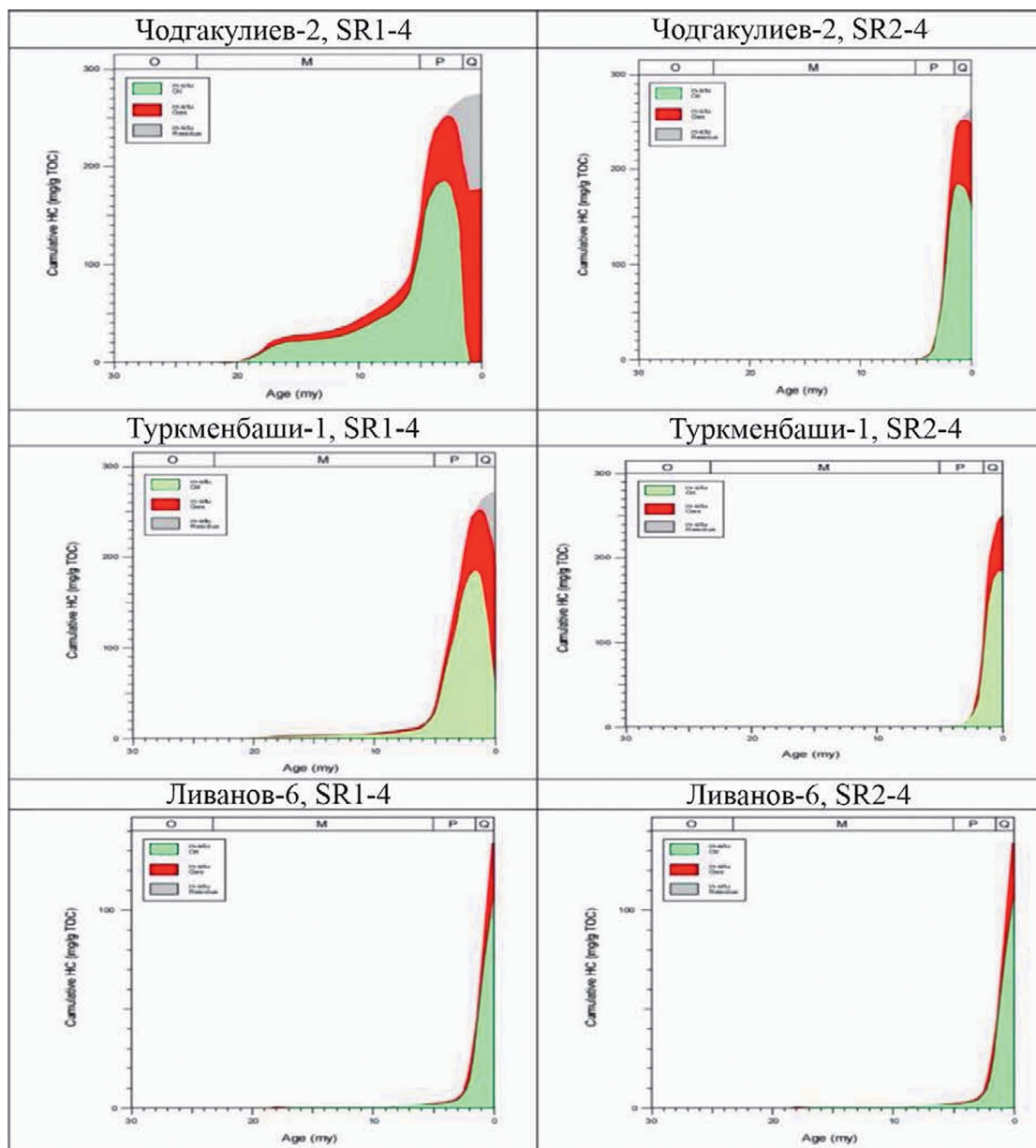


Рис. 5. Кумулятивные кривые генерации углеводородов

Fig. 5. Cumulative curves of hydrocarbon generation

что нефтематеринские интервалы верхнего миоцена вносят значительный вклад в нефтегазовую систему бассейна. Моделирование участка, прилегающего к сланцевому крылу диапира Апшеронского хребта и в зоне инверсии непосредственно к северу, псевдоскважина 1, свидетельствует о том, что предполагаемые более глубоко залегающие олигоцен-миоценовые майкопские нефтематеринские интервалы в современное время достигли ранней или высокой степени зрелости для образования нефти и что значительное образование нефти проходило только в квартере.

Периоды поднятия и эрозии, моделированные на интервале 500 метров, не оказали существенного влияния на общую степень зрелости, поскольку этот разрез достиг наивысшей температуры только к современному времени [25]. Поэтому можно предположить, что в ловушки, располагающиеся к северу от Апшеронского хребта, углеводороды поступали из местных источников — при наличии нефтематеринских интервалов в майкопа.

Одной из характерных и исключительно важных особенностей мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийского бассейна является

широкое развитие в нем аномально высоких поровых и не(слабо)проницаемых интервалах разреза (глинах, аргиллитах) и пластовых давлений в терригенных и карбонатных коллекторах [19]. 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 [2]. В мезозойских отложениях в Туркменском секторе Южно-Каспийского бассейна аномально высокие давления констатированы в ряде структур восточного замыкания Прибалханской зоны, на суше Горганского прогиба [14].

Анализ площадного распределения АВПД по всему вскрытому стратиграфическому разрезу ЮК6 (рис. 6) [35] 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. 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 [30]. Дополнительными факторами представляются упругое сжатие природных резервуаров, реализованное как следствие неотектонических процессов, и дегидратация смектитов глинистых разностей разреза в интервале достаточных температур [37].

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 [28].

Вертикальные каналы для миграции флюидов представляют собой важные зоны для разгрузки

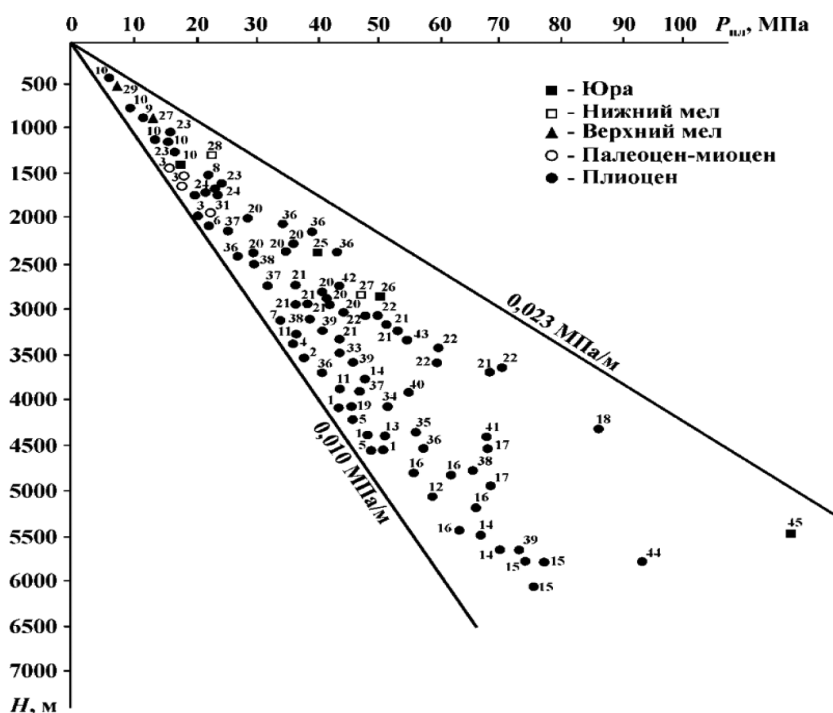


Рис. 6. Начальные пластовые давления в водонапорных комплексах в Туркменском секторе ЮКб. Месторождения: 33 — бывш. Ливанова-вост., 34 — б. ЛАМ, 35 — б. Жданова, 36 — Челекен, 37 — Небитдаг, 38 — Котур-Тепе, 39 — Барсагельмес, 40 — Бурун, 41 — Кызылкум, 42 — Кумдаг, 43 — Камышлджа, 44 — Сабаил, 45 — Гозел-Тепе

Fig. 6. Initial reservoir pressures in water-pressure complexes in the Turkmen sector of the YUKB. Deposits: 33 — former Livanova-east, 34 — f. LAM, 35 — f. Zhdanova, 36 — Cheleken, 37 — Nebitdag, 38 — Kotur-Tepe, 39 — Barsagelmes, 40 — Burun, 41 — Kyzylkum, 42 — Kumdag, 43 — Kamyshldzha, 44 — Sabail, 45 — Gozel-Tepeh

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 [10]. Тем не менее на сейсмических профилях (рис. 7) мы видим четкие доказательства в виде ярких пятен на кровле сбросов и газовых каналов над сбросами, а также признанная связь месторождений нефти и газа с диапирами глинистых сланцев свидетельствует о том, что в этих зонах проходит определенный объем вертикальной миграции [26]. Вышесказанное свидетельствует о горизонтальной миграции углеводородов в совокупности с вертикальной миграцией, связанной с дизъюнктивными нарушениями.

В исследуемом регионе широко распространены разновидности структурных и неструктурных ловушек. Среди них ловушки в брахиантиклиналях, тектонически экранированные, обусловленные стратиграфическим выклиниванием, изолированные трансгрессивными глинами, конусами выноса дна бассейна, каналами и карбонатными постройками [11].

Образование структурных ловушек связано с Кавказской компрессией в позднем плиоцене, и эти ловушки часто ассоциируются с грязевыми диапирами. С юго-восточного угла района съемки в северо-западном направлении к центру бассейна простираются два выступающих линейных хребта. Они ассоциируются с конседиментационным

сбросообразованием в пластах красноцветов, возможно, вызванных силами сжатия или дифференциальным уплотнением и обезвоживанием подстилающих глин [38].

Основная суть традиционной концепции разведки залежей нефти и газа в досреднеплиоценовом разрезе Западной Туркмении заключалась в поисках брахиантиклинальных ловушек, расчлененных сбросами на блоки, т.е. антиклиналей, конформных со структурами плиоцена, где выявлены скопления УВ. В Западной Туркмении широко распространены ловушки, связанные с антиклиналями, с клиновидными надвигами; литологическим выклиниванием и замещением; стратиграфическим срезанием и перекрытием пластов-коллекторов глинисто-алевролитовыми толщами среднего плиоцена; тектоническим экранированием.

На большей части Южно-Каспийского бассейна в пределах Туркмении среднеплиоцен-четвертичный слабодислоцированный структурный этаж (углы падения пород на крыльях брахиантиклиналей 1—2°) подстилается не слабдеформированными автохтонными породами, как предполагалось ранее, а аллохтонным разрезом юры — низов нижнего плиоцена. Аллохтонный структурный этаж, в свою очередь, сбросами и сдвигами расчленен на блоки и подстилается мезозойско-нижнекайнозойским разрезом автохтонного залегания. Примеры тектонически экранированных залежей нефти и газа Туркменистана на показаны на рисунках 8 и 9 [39].

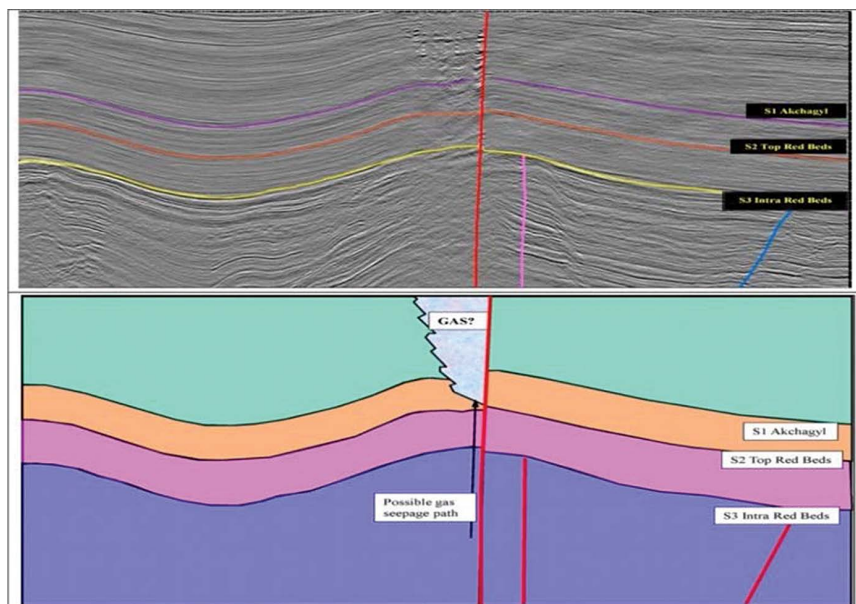


Рис. 7. Миграция газа по сбросу, профиль 98-30-85

Fig. 7. Gas migration by discharge, profile 98-30-85

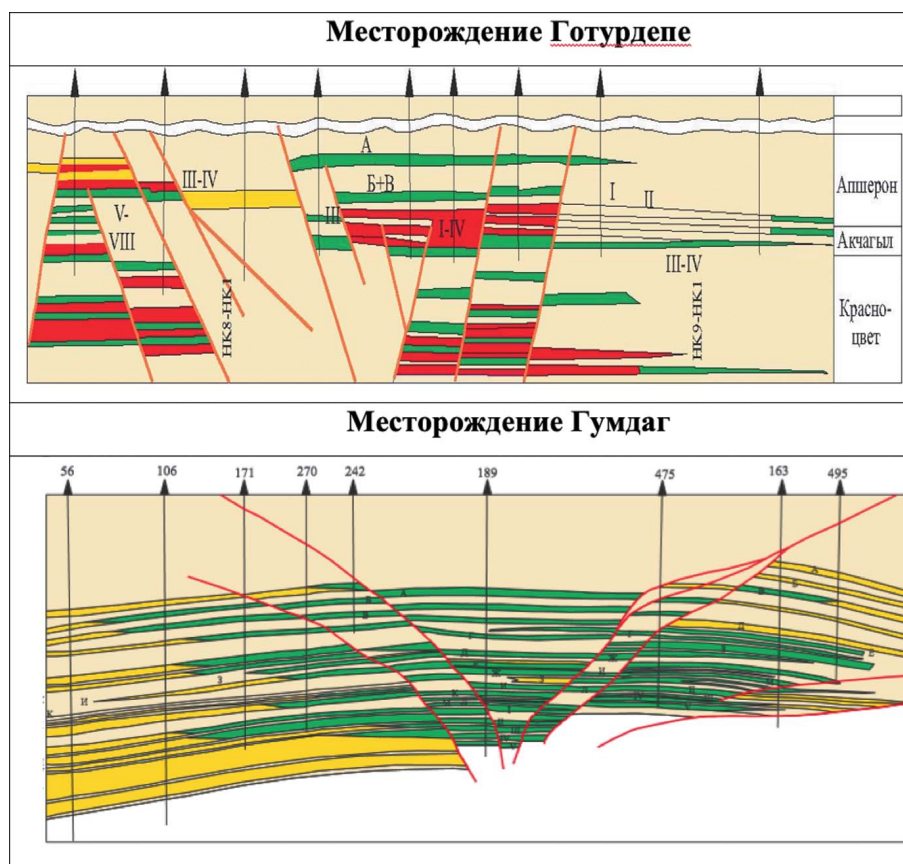


Рис. 8. Примеры тектонически экранированных залежей нефти и газа Туркменистана
Fig. 8. Examples of tectonically shielded oil and gas deposits of Turkmenistan

В пределах туркменского сектора Южно-Каспийского бассейна распространены стратиграфические и литологические ловушки, связанные с относительными изменениями уровня моря, вызвавшими различные седиментационные формы и палеосистемы, связанные с ПалеоАму-Дарьей [36]. Огромный потенциал имеют зоны распространения палеодельт. На ЮКб широко распространены четыре типа фациальных ассоциаций, относящихся к палеодельтам, от алювиальных песчаников разветвленных рек и конгломератов до алевролитов и аргиллитов фронтальной части дельты. Фациальные ассоциации предполагают наличие разветвленной дельты с доминированием реки, и они организованы в архитектурную систему, определяемую изменением базиса эрозии, в которой паракомплексы, группы паракомплексов и границы комплексов являются основными элементами [40]. Фациальные ассоциации и стратиграфическая архитектура обобщены в плане четырех идеализированных моделей коллекторов. Это речная, дельтовая равнина, проксимальная дельта и фронтальная часть дистальной дельты. Все четыре ассоциации

представлены на сейсмических материалах в Южно-Каспийском бассейне [13].

Геологические объекты, отмечаемые на сейсмике, такие как конусы выноса дна бассейна, стратиграфические выклинивания, холмистость отложений, русловые пески, являются показателями палеодельтовой системы [34]. На рисунке 10а приведен пример конуса выноса на дне бассейна ниже подошвы наступающей палеодельты, а на рисунке 10б изображена схема конуса выноса с выделенными основными признаками.

На рисунке 11а показан пример горизонтальной площадки в пределах наступающего паракомплекса. На рисунке 11б приведен пример песчаного тела / обломочного потока, отложенного со склона фронтальной части дельты. На рисунке 11в показан пример сгруппированных русел и холмистость в разрезе верхних красноцветов из западной части структуры Огурджи.

В качестве нефтегазопроискового объекта можно отметить рифовые постройки, которые, несомненно, подтверждают необходимость дальнейших исследований (рис. 12).

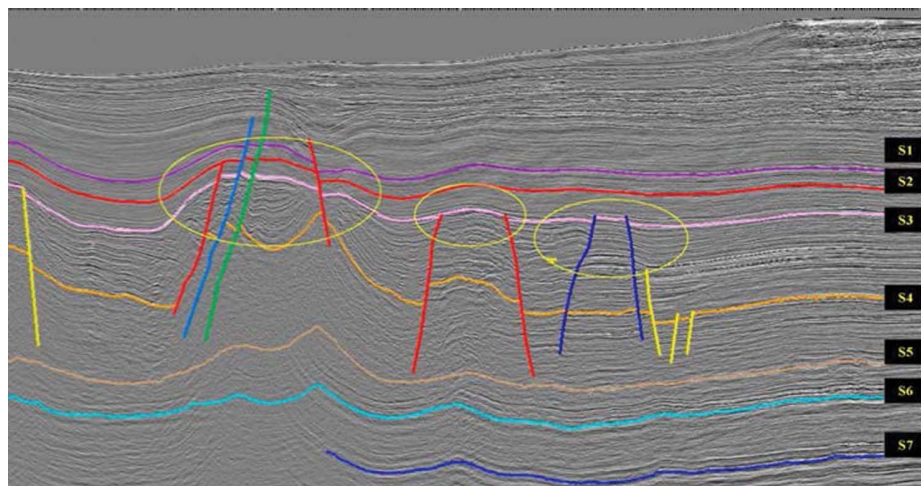


Рис. 9. Разломные структурные поднятия с амплитудными аномалиями: профиль 98-30-87
Fig. 9. Fault structural uplifts with amplitude anomalies: profile 98-30-87

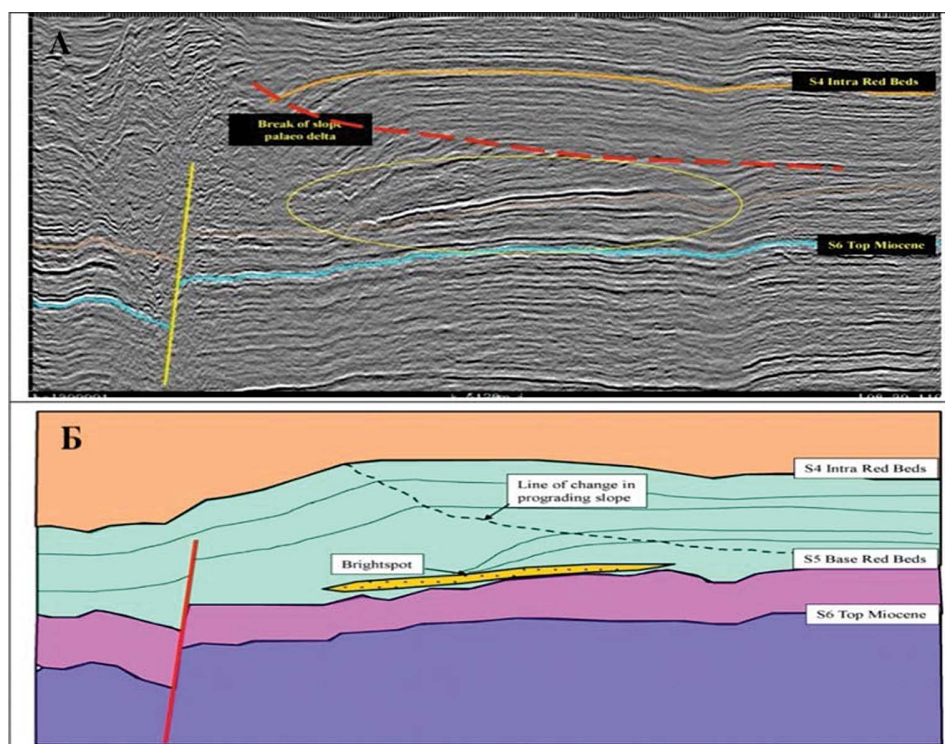


Рис. 10. Сейсмограмма (А) и схема амплитудной аномалии (Б) у подошвы палеодельты с обращенным вниз по склону концом конуса

Fig. 10. Seismogram (A) and diagram of the amplitude anomaly (B) at the foot of the paleodelta with the end of the cone facing down the slope

Таким образом определены перспективы нефтегазоносности и обоснованы направления поисково-разведочных работ на нефть и газ на Туркменском секторе Каспийского моря.

В результате проведенных геолого-геофизических исследований и моделирования углеводородных систем была создана карта перспектив

нефтегазоносности Туркменского сектора Каспийского моря (рис. 11), где показаны потенциально перспективные зоны, объекты и «плеи».

Заключение

Анализ проведенного исследования позволяет сделать следующие выводы.

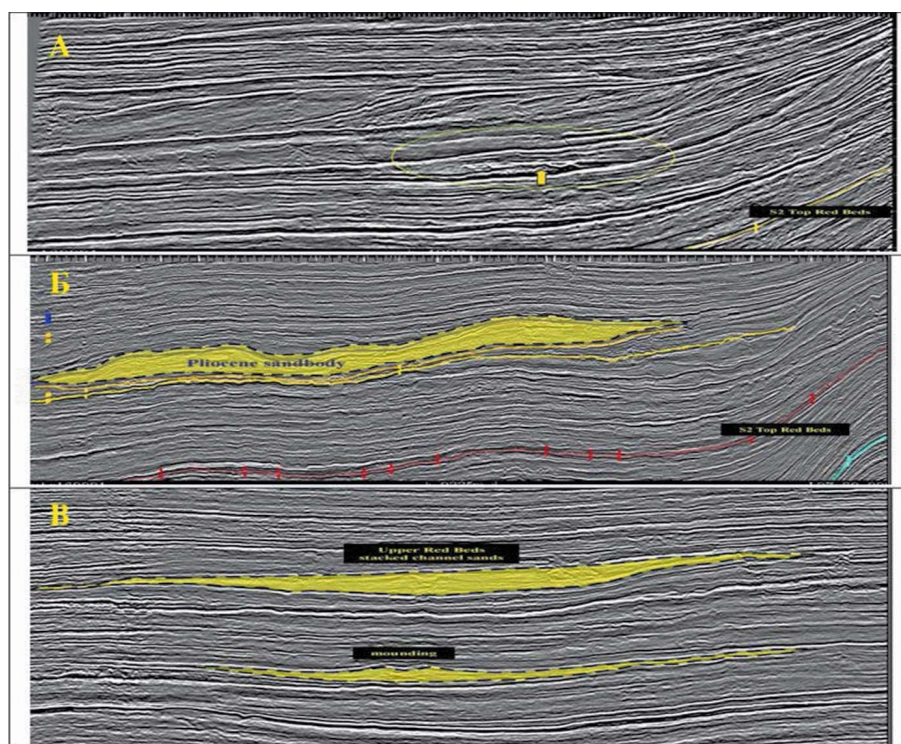


Рис. 11. Горизонтальная площадка (А) и песчаное тело в плиоцене (Б) в проградирующем паракомплексе; сгруппированные каналы и холмистость в верхах красноцветной толщи (В) (западных крыльев структуры Огурджи)

Fig. 11. Horizontal platform (A) and sandy body in the Pliocene (Б) in the progressing paracomplex; grouped channels and hilly terrain at the tops of the red-colored strata (B) (western wings of the Ogurji structure)

1. Совокупность общегеологических предпосылок — преимущественно иммерсионный режим тектонического развития в мезозой-антропогенном временном диапазоне в исследуемом регионе ЮКБ; весьма высокий темп осадконакопления; специфическая литофизическая композиция мезокайнозойского осадочного разреза — наличие мощных УВ-генерирующих, аккумулирующих и изолирующих толщ; значительное развитие дизъюнктивной тектоники, обеспечивающей гидродинамическую связь очагов нефтегазообразования с зонами и интервалами аккумуляции УВ и дренаж природных резервуаров — необходимое условие формирования промышленной нефтегазоносности; высокая плотность локальных структурных форм; интенсивные проявления грязевулканических процессов, способствующих мощным межформационным перетокам флюидов, определяют геологическую обстановку мезозойского и постмиоценового стратиграфических комплексов как достаточно благоприятную для формирования крупных зон нефте- и газонакопления в значительном интервале гипсометрических глубин — до 14 км.

Палеоген-миоценовый структурно-формационный этаж на современном этапе геологического развития региона является основной зоной генерации жидких УВ, питающей выше и частично ниже (верхний мел) залегающие природные резервуары.

2. 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 глубинами; 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

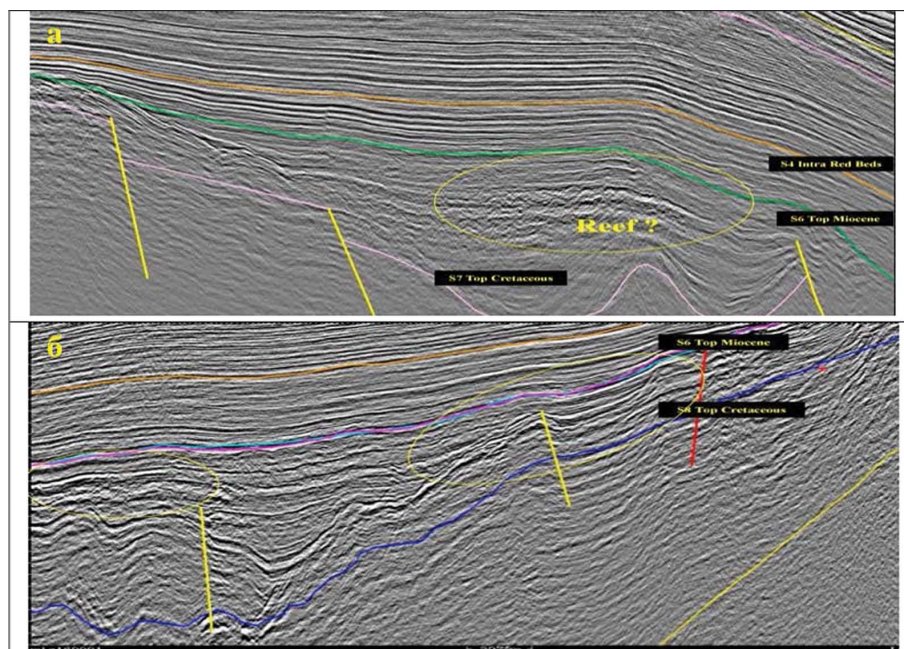


Рис. 12. Рифовые постройки на разломном поднятии, профили 96-30-79 (а) и 96-30-15 (б)
Fig. 12. Reef structures on the fault uplift, profiles 96-30-79 (a) and 96-30-15 (b)

обрамлений бассейна к его наиболее погруженной центральной части, сопровождающаяся уменьшением в составе газов неуглеводородных компонентов; последовательное уменьшение геохимического возраста («омолаживание») нефтей и конденсатов в том же направлении, реализованное на общем фоне: низкого исходного содержания в КТ Сорг — 0,3—0,8 кг/т; исключительно высокого темпа осадконакопления — 750—900 м/млн лет; относительно малой временной протяженности седиментации — до 8 млн лет; низкой прогретости — геотемпературный градиент 14,8—22,1 °С/км; высокой аномальности пластовых давлений — коэффициент сверхгидростатичности до 1,43 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, находящегося в зонах апокатагенеза и метакатагенеза 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;

7. Определены перспективы нефтегазоносности и обоснованы основные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ на Туркменском секторе Каспийского моря. В качестве первоочередных районов для поисково-разведочных работ на нефть и газ можно выделить:

Келькорский прогиб — северный узкий тектонический элемент ЮКБ протяженностью 100 км при ширине ~25 км. В наиболее глубокой его части подошва КТ залегает на глубинах ниже 5400 м. К положительным предпосылкам возможной продуктивности относятся: наличие в разрезе тех же отложений КТ, что и в промышленно нефтегазоносной Прибалханской подзоне поднятий; прямые признаки присутствия УВ, полученные при бурении скважин, — в параметрической скважине

№ 19 пл. Келькор на глубине 4262—4275 м из отложений КТ был получен приток нефтегазоконденсатной смеси; нефть обнаружена в гидрогеологической скважине на пл. Аваза; получены притоки УВ в скважинах на расположенных западнее (в азербайджанском секторе) пл. Ашрафи, Гарабаг, Дан Улдузу, Нахчывани.

Прибалханская акватория Абшероно-Прибалханского порога протяженностью 120 км и шириной 25 км включает в себя 9 разрабатываемых месторождений. Дальнейшие перспективы связаны в основном с доразведкой эксплуатирующихся горизонтов и приращением запасов за счет нижнего отдела разреза КТ. Освоение ресурсов предполагается в ходе опробования 3 небольших ундуляций шарнира более крупных поднятий — пл. Шенлик на структуре б. Ливанова-центральная (Эйвазов Аллаторзы), пл. Гоша на складке б. Ливанова-восточная (Магтымгулы), пл. Ага Нейматулла на поднятии б. Губкина (Гарагол-дениз).

ЛИТЕРАТУРА

1. *Абрамс М.А., Нариманов А.А.* Химическая оценка углеводородов и их потенциальных источников в западной части Южно-Каспийской впадины, Республика Азербайджан, Морская и нефтяная геология, 1997. С. 451—468.
2. *Адамс Т.* Каспийские углеводороды, политизация региональных трубопроводов и дестабилизация Кавказа // Кавказские региональные исследования, 2000. Т. 5, № 1—2, Кавказоведение, 2000 (columbia.edu)
3. *Аширмамедов М.* Научные прогнозы нефтегазовых перспектив Западно-Туркменской впадины и прилегающих территорий: дисс. докт. геол.-мин. наук в форме научного отчета. Институт сейсмологии Академии наук Туркменистана, 1996.
4. *Бабабян 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 Библиотека Дамирджана — Геология нефти и газа №1996_06 (geolib.ru)
5. *Бабабян Д.А., Хаджинуров Н.* Отчет по проекту Разработка комплекта геолого-геофизических карт Западного Туркменистана и прилегающей территории Каспийского моря. Туркменистан, 1995.
6. *Багир-заде Ф.М., Нариманов А.А.* Геолого-геохимические особенности месторождений Каспийского моря. М. Недра, 1988. С. 206
7. *Глумов И.Ф., Маливицкий Я.П. и др.* Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. М.: Недра, 2004. С. 342
8. *Гулиев И.С., Мустаев Р.Н., Керимов В.Ю., Юдин М.Н.* Дегазация Земли: масштабы и последствия // Горный журнал, 2018, № 11, С. 38—42
9. *Гулиев И.С., Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Бондарев А.В.* Оценка генерационного потенциала сланцевых низкопроницаемых толщ (Майкопская серия Кавказа) // SOCAR Proceedings, 2018, С. 4—20
10. *Гулиев И.С., Федоров Д.Л., Кулаков С.И.* Нефтегазоносность Каспийского региона. Баку: Nafta-Press, 2009. С. 409.
11. *Дмитриева Т.П., Парпаровая Г.М.* Глубинная зональность катагенеза рассеянного органического вещества палеоген-неогеновых отложений Азербайджана // Азербайджанское нефтяное хозяйство, 1981. № 4, с. 24—28.
12. *Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н., Хоштария В.Н.* Оценка геологических рисков при поисках и разведке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство — Нефтяная промышленность, 2017, № 8, С. 36—41.
13. *Керимов В.Ю., Осипов А.В., Мустаев Р.Н., Монакова А.С.* Моделирование углеводородных систем в регионах со сложным геологическим строением // 16-я научно-практическая конференция по геологоразведке и разработке месторождений нефти и газа. ГЕОМОДЕЛЬ, 2014, С. 8.
14. *Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Яндарбиев Н.Ш., Козлова Е.В.* Перспективы поисков скоплений углеводородов в сланцевых низкопроницаемых толщах хадумской свиты Предкавказья // Нефтяное хозяйство — Нефтяная промышленность, 2015, (10), С. 50—53.
15. *Керимов В.Ю., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С., Зайцев В.А.* Оценка вторичных фильтрационных параметров низкопроницаемых сланцевых толщ майкопской свиты центрального и восточного Предкавказья по результатам геомеханического моделирования, // Нефтяное хозяйство — Нефтяная промышленность 2016, (9), 18—21.

16. Керимов В.Ю., Рачинский М.З. Геофлюидодинамика нефтегазоносности подвижных поясов. М.: Недра, 2011. С. 600.
17. Керимов В.Ю., Серикова У.С., Мустаев Р.Н., Гулиев И.С. Нефтегазоносность глубокозалегающих отложений Южно-Каспийской впадины // Нефтяное хозяйство — Нефтяная промышленность, 2014, (5), С. 50—54.
18. Керимов В.Ю., Шилов Г.Я., Мустаев Р.Н., Дмитриевский С.С. Термобарические условия формирования скопления углеводородов в сланцевых низкопроницаемых коллекторах хадумской свиты Предкавказья // Нефтяное хозяйство — Нефтяная промышленность, 2016, (2), С. 8—11.
19. Максимова С.П., Клещева К.А., Шеин В.С. Геология и геодинамика нефтегазоносных территорий Юга СССР. М: Недра, 1986. С. 232.
20. Мамиевенов Н., Фадеева Н.П. Генетические предположения и условия формирования нефтяных и газовых месторождений мезозойско-кайнозойских отложений туркменского шельфа Каспийского моря // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология, № 4, М.: Московский университет, 2010. С.18—23.
21. Серикова У.С., Алланазарова М.А., Идиятуллина Э.З. Углеводородные системы Туркменского сектора Южно-Каспийского бассейна // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2022. № 64 (5). С. 24—40.
22. Шеин В.С., Клещев К.А. Новые теоретические предпосылки оценки перспектив нефтегазоносности // Обзор ВНИГНИИ, 1984.
23. Bogoyavlensky V.I., Kerimov V.Yu., Olkhovskaya O.O. Dangerous gas-saturated objects in the world ocean: The Sea of Okhotsk Neftyanoe Khozaystvo — Oil Industry, 2016 (11), p. 43—47.
24. Gordadze G., Kerimov V., Giruts M., Poshibaeva A., Koshelev V. Genesis of the asphaltite of the Ivanovskoe field in the Orenburg region // Russian Fuel., 2018, № 216, P. 835—842.
25. Gordadze G.N., Kerimov V.Yu., Gaiduk A.V., Kuznetsov N.B., Romanyuk T.V. Hydrocarbon biomarkers and diamondoid hydrocarbons from late Precambrian and lower Cambrian rocks of the Katanga saddle (Siberian Platform) Geochemistry International. 2017. No. 55(4). P. 360—366.
26. Kerimov V.Yu., Mustaeв R.N., Yandarbiev N.Sh., Movsumzade E.M. Environment for the Formation of Shale Oil and Gas Accumulations in Low-Permeability Sequences of the Maikop Series, Fore-Caucasus Apr. // Oriental Journal of Chemistry, 2017, 33 (2), P. 879—892.
27. Kerimov V.Yu., Lapidus A.L., Yandarbiev N.S., Movsumzade E.M., Mustaeв R.N. Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia // Solid Fuel Chemistry. 2017. No. 51(2). P. 122—130.
28. Kerimov V.Y., Mustaeв R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust // Doklady Earth Sciences, 2018, 483(1), 1413—1417.
29. Kerimov V.Y., Rachinsky M.Z. Geofluid dynamic concept of hydrocarbon accumulation in natural reservoirs // Doklady Earth Sciences, 2016, 471(1), 1123—1125.
30. Kerimov V., Rachinsky M., Mustaeв R., Serikova U. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin // Iranian Journal of Earth Sciences, 2018, 10(1), 78—89.
31. Kerimov V.Y., Mustaeв R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust // Doklady Earth Sciences, 2018. — P. 1413—1417.
32. Kerimov V.Yu., Gorbunov A.A., Lavrenova E.A., Osipov A.V. Models of hydrocarbon systems in the Russian Platform-Ural junction zone. // Lithology and Mineral Resources, 2015, 50 (5), P. 394—406.
33. Kerimov Vagif, Rachinsky Michael, Mustaeв Rustam, Serikova Uliana. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin. // Iranian Journal of Earth Sciences, 2018, 10 (1), P. 78—89.
34. Kerimov V.Yu., Mustaeв R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust. // Doklady Earth Sciences, 2018, 459 (4), P. 1—6.
35. Kerimov V.Yu., Lapidus A.L., Yandarbiev N.Sh., Mustaeв R.N. Physicochemical Properties of Shale Strata in the Maikop Series of Ciscaucasia. Mar // Solid Fuel Chemistry (English Translation of Khimiya Tverdogo Topliva), 2017, 51 (2), P. 122—130.
36. Kuznetsov N.B., Kerimov V.Yu., Osipov A.V., ... Monakova A.S. Geodynamics of the Ural Foredeep and Geomechanical Modeling of the Origin of Hydrocarbon Accumulations. // Geotectonics (English Translation of Geotektonika), 2018, 52 (3), P. 297—311.
37. Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustaeв R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies // Solid Fuel Chemistry, 2018, 52(6), P. 344—355.
38. Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaeв R.N., Movsumzade E.M. Caucasus Maykopian kerogenous shale sequences: Generative potential web of science // Oil Shale, 2018, 35(2), P. 113.
39. 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, v.30, issue 1, 2008, P. 79—91.
40. Rachinsky M.Z., Kerimov V.Y. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs // New Jersey; Wiley, 2015, P. 1—617.

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, Marine and petroleum Geology, 1997. pp. 451—468.
2. Adams T. Caspian hydrocarbons, politicization of regional pipelines and destabilization of the Caucasus // Caucasian Regional Studies, 2000. Vol. 5, No. 1—2,

- Кавказоведение, 2000 (columbia.edu)
3. Ashirmamedov M. Scientific forecasts of oil and gas prospects of the West Turkmen depression and adjacent territories: diss. doct. geol.-min. of sciences in the form of a scientific report. Institute of Seismology of the Academy of Sciences of Turkmenistan, 1996.
 4. Babayan D.A., Semenov V.V. New ideas about the formation of oil and gas deposits in the eastern part of the South Caspian Depression // *Geology of Oil and Gas*, 1996, No. 6 Библиотека Дамирджана — Геология нефти и газа, №1996_06 (geolib.ru)
 5. Bababyan 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.
 6. Bagir-zade F.M., Narimanov A.A. Geological and geochemical features of deposits of the Caspian Sea. Moscow: Nedra, 1988. p. 206.
 7. Glumov I.F., Malovitsky Ya.P. et al. Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea. Moscow: Nedra, 2004. p. 342.
 8. Guliyev I.S., Mustaev R.N., Kerimov V.Yu., Yudin M.N. Degassing of the Earth: scales and consequences // *Mining Journal*, 2018, No. 11, pp. 38—42.
 9. Guliyev I.S., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Bondarev A.V. Assessment of the generation potential of low-permeable shale strata (Maykop series of the Caucasus) // *SOCAR Proceedings*, 2018, pp. 4—20
 10. Guliyev I.S., Fedorodov D.L., Kulakov S.I. Oil and gas potential of the Caspian region. Baku: Nafta-Press, 2009. p. 409.
 11. Dmitrieva T.P., Parparova G.M. Deep zonality of catagenesis of scattered organic matter of Paleogene-Neogene deposits of Azerbaijan // *Azerbaijan Oil Industry*, 1981. No. 4, pp. 24—28.
 12. Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Mustaev R.N., Khoshtaria V.N. Assessment of geological risks in the search and exploration of hydrocarbon deposits // *Oil economy — Oil industry*, 2017, No. 8, pp. 36—41.
 13. Kerimov V.Yu., Osipov A.V., Mustaev R.N., Monakova A.S. Modeling of hydrocarbon systems in regions with complex geological structure // 16th Scientific and practical conference on geological exploration and development of oil and gas fields. GEOMODEL 2014, p. 8.
 14. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Yandarbiev N.Sh., Kozlova E.V. Prospects of searching for hydrocarbon accumulations in shale low-permeable strata of the Khadum formation of the Pre-Caucasus // *Oil economy — Oil industry*, 2015, (10), pp. 50—53.
 15. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S., Zaitsev V.A. Evaluation of secondary filtration parameters of low-permeable shale strata of the Maikop formation of the central and eastern Precaucasia according to the results of geomechanical modeling // *Oil economy — Oil Industry* 2016, (9), 18—21.
 16. Kerimov V.Yu., Rachinsky M.Z. Geofluidodynamics of oil and gas potential of mobile belts. Moscow: Nedra, 2011. P. 600.
 17. Kerimov V.Yu., Serikova U.S., Mustaev R.N., Guliyev I.S. Oil and gas potential of deep-lying deposits of the South Caspian depression // *Oil economy — Oil industry*, 2014, (5), pp. 50—54.
 18. Kerimov V.Yu., Shilov GYA., Mustaev R.N., Dmitrievsky S.S. Thermobaric conditions for the formation of hydrocarbon accumulation in shale low-permeable reservoirs of the Khadum formation of the Pre-Caucasus // *Oil economy — Oil industry*, 2016, (2), pp. 8—11.
 19. Maksimova S.P., Kleshcheva K.A., Shein V.S. Geology and geodynamics of oil and gas-bearing territories of the South of the USSR. Moscow: Nedra, 1986. p. 232.
 20. Mamiesenov N., Fadeeva N.P. Genetic assumptions and conditions for the formation of oil and gas deposits of Mesozoic-Cenozoic deposits of the Turkmen shelf of the Caspian Sea // *Bulletin of the Moscow University. Series 4: Geology*, No. 4, Moscow: Moscow University, 2010. pp.18—23.
 21. Serikova U.S., Allanazarova M.A., Idiyatullina E.Z. Hydrocarbon systems of the Turkmen sector of the South Caspian basin // *News of higher educational institutions. Geology and exploration*. 2022. No. 64 (5). pp. 24—40.
 22. Shein V.S., Kleshchev K.A. New theoretical prerequisites for assessing the prospects of oil and gas potential // *Review of VNIGNII*, 1984.
 23. Bogoyavlensky V.I., Kerimov V.Yu., Olkhovskaya O.O. Dangerous gas-saturated objects in the world ocean: The Sea of Okhotsk Neftyanoe Khozaystvo — *Oil Industry*, 2016 (11), p. 43—47.
 24. Gordadze G., Kerimov V., Giruts M., Poshibaeva A., Koshelev V. Genesis of the asphalt of the Ivanovskoye field in the Orenburg region // *Russian Fuel*, 2018, No. 216, p. 835—842.
 25. Gordadze G.N., Kerimov V.Yu., Gaiduk A.V., Kuznetsov N.B., Romanyuk T.V. Hydrocarbon biomarkers and diamondoid hydrocarbons from late Precambrian and lower Cambrian rocks of the Katanga saddle (Siberian Platform) *Geochemistry International*. 2017. No. 55(4). P. 360—366.
 26. Kerimov V. Yu., Mustaev R.N. Yandarbiev N.Sh., Movsumzade E.M. Environment for the Formation of Shale Oil and Gas Accumulations in Low-Permeability Sequences of the Maikop Series, Fore-Caucasus Apr. // *Oriental Journal of Chemistry*, 2017, 33 (2), P. 879—892.
 27. 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. Bo. 51(2). P. 122—130.
 28. Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust // *Doklady Earth Sciences*, 2018, 483(1), 1413—1417.
 29. Kerimov V.Y., Rachinsky M.Z. Geofluid dynamic concept of hydrocarbon accumulation in natural reservoirs // *Doklady Earth Sciences*, 2016, 471(1), 1123—1125.
 30. Kerimov V., Rachinsky M., Mustaev R., Serikova U. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in

- the South Caspian basin // Iranian Journal of Earth Sciences, 2018, 10(1), 78—89.
31. Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Osipov A.V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust // Doklady Earth Sciences, 2018. — P. 1413—1417.
 32. Kerimov V.Yu., Gorbunov A.A., Lavrenova E.A., Osipov A.V. Models of hydrocarbon systems in the Russian Platform-Ural junction zone. // Lithology and Mineral Resources, 2015, 50 (5), P. 394—406.
 33. Kerimov Vagif, Rachinsky Michael, Mustaev Rustam, Serikova Uliana. Geothermal conditions of hydrocarbon formation in the South Caspian basin. // Iranian Journal of Earth Sciences, 2018, 10 (1), P. 78—89.
 34. Kerimov V.Yu., Mustaev, R.N., Osipov, A. V. Peculiarities of Hydrocarbon Generation at Great Depths in the Crust. // Doklady Earth Sciences, 2018, 459 (4), P. 1—6.
 35. Kerimov V.Yu., Lapidus A.L., Yandarbiev N.Sh., Mustaev R.N. Physicochemical Properties of Shale Strata in the Maikop Series of Ciscaucasia. Mar // Solid Fuel Chemistry (English Translation of Khimiya Tverdogo Topliva), 2017, 51 (2), P. 122—130.
 36. Kuznetsov N.B., Kerimov V.Yu., Osipov A.V., ... Monakova A.S. Geodynamics of the Ural Foredeep and Geomechanical Modeling of the Origin of Hydrocarbon Accumulations. // Geotectonics (English Translation of Geotektonika), 2018, 52 (3), P. 297—311.
 37. Lapidus A.L., Kerimov V.Y., Mustaev R.N., Salikhova I.M., Zhagfarov F.G. Natural Bitumens: Physicochemical Properties and Production Technologies // Solid Fuel Chemistry, 2018, 52(6), P. 344—355.
 38. Lapidus A.L., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Movsumzade E.M. Caucasus Maykopian kerogenous shale sequences: Generative potential web of science // Oil Shale, 2018, 35(2), P. 113.
 39. 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, v.30, issue 1, 2008, P. 79—91.
 40. Rachinsky, M.Z., Kerimov, V.Y. Fluid Dynamics of Oil and Gas Reservoirs // New Jersey; Wiley, 2015, P. 1—617.

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.

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.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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., 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>

Uliana S. Serikova — Cand. of Sci. (Tech.), Associate Professor of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, 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 2 курса кафедры геологии и разведки месторождений углеводородов ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе».

23, Миклухо-Маклая ул., 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* — postgraduate student of the Department of Geology and Exploration of Hydrocarbon Deposits, 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>

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author