УДК 550.361
DOI: 10.46698/VNC.2026.79.13.001

Оригинальная статья

Двух- и трехмерные модели геотермического поля Каспийского моря

М.Д. Хуторской[1], В.Ю. Керимов[2,3], С.А. Гурянов[2], Р.Н. Мустаев[2]

[1] Геологический институт РАН, Россия, 119017, г. Москва, Пыжевский пер., 7, стр. 1, e-mail: mdkh1@yandex.ru;

[2] Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, Россия, 117997, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, 23;

[3] Бакинский государственный университет, Республика Азербайджан, AZ 1148, г. Баку, ул. Акад. З. Халилова, 23

Статья поступила: 25.04.2026, доработана: 05.09.2026, принята к публикации: 10.09.2026

Резюме: Актуальность работы. Геолого-экономическое значение акватории Каспийского моря определяется существующими большими нефтегазовыми ресурсами и будет возрастать по мере освоения уже открытых и выявления новых месторождений. В условиях ограниченности инвестиционных ресурсов для проведения дорогостоящих геолого-геофизических исследований в осадочном бассейне приобретают практическое значение относительно недорогие методы косвенной оценки перспектив нефтегазоносности на базе уже имеющихся геолого-геофизических данных. Один из таких методов – это термотомографическое отображение земной коры на основе двух- и трехмерного геотермического моделирования. Построение линейных (двухмерных) и объемных (трехмерных) моделей распределения температур и теплового потока (ТП) позволяет получить карты-срезы геотермического поля на любой глубине и таким образом определить уровень, на котором существуют условия для катагенетического преобразования органического вещества, т.е. в первом приближении возможно прогнозировать глубину размещения месторождений. **Методы исследования**. 1) обзор изученности и составление новой карты регионального теплового потока акватории Каспия и окружающей суши на базе анализа новейшей глобальной базы данных; 2) обоснование задания граничных условий и проведение двухмерного моделирования температурного поля вдоль геотраверсов; 3) построение термотомографических моделей глубинных температур. **Результаты работы**. Проанализировано региональное распределение ТП в рамках классификации условий измерения по глубине моря. Вдоль длинных сейсмических геотраверсов выполнено двухмерное моделирование геотемпературного поля и определены глубинные температуры в верхнемеловых и кайнозойских отложениях осадочного чехла до глубины 4–5 км. Для Южно-Каспийской впадины построена 3D-модель глубинных температур и приводятся карты-срезы температур на глубине 5 и 10 км. Термотомографическое моделирование дает дополнительную информацию для прогнозирования и поисково-разведочных работ на углеводородное сырье.

Ключевые слова: Каспийское море, температура, тепловой поток, численное моделирование, термическая томография, катагенез.

Благодарности: *Работа выполнена при финансовой поддержке Госбюджетной темы ГИН РАН № 122012700311-2.*

Для цитирования: Хуторской М.Д., Керимов В.Ю., Гурянов С.А., Мустаев Р.Н. Двух- и трехмерные модели геотермического поля Каспийского моря. *Геология и геофизика Юга России*. 2026. 16(3): 123–140. DOI: 10.46698/VNC.2026.79.13.001

DOI: 10.46698/VNC.2026.79.13.001

Original paper

2D and 3D models of the geothermal field of the Caspian Sea

M.D. Khutorskoy[1], V.Yu. Kerimov[2,3], S.A. Guryanov[2], R.N. Mustaev[2]

[1] Geological Institute, Russian Academy of Sciences, 7/1 Pyzhevskiy Lane, Moscow 119017, Russian Federation, e-mail: mdkh1@yandex.ru;

[2] Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, 23 Miklouho-Maclay Str., Moscow 117997, Russian Federation;

[3] Baku State University, 23 Acad. Z. Khalilov Str., Baku AZ 1148, Azerbaijan

Received: 25.04.2026, revised: 05.09.2026, accepted: 10.09.2026

Abstract: Relevance. The geological and economic significance of the Caspian Sea offshore area is determined by its existing large oil and gas resources and will increase with the development of already discovered and the identification of new fields. In conditions of limited investment resources for expensive geological and geophysical surveys in the sedimentary basins, relatively inexpensive methods for indirect assessment of hydrocarbon potential based on existing geological and geophysical data are becoming practically important. One such method is thermotomographic imaging of the Earth's crust based on two- and three-dimensional geothermal modeling. The construction of linear (two-dimensional) and volumetric (three-dimensional) models of temperature and heat flow (HF) distribution allows for the creation of cross-section maps of the geothermal field at any depth, and thus to determine the level at which conditions exist for the organic matter catagenetic transformation, i.e., as a first approximation, it is possible to predict the depth of hydrocarbon deposit placement. **Research methods.** 1) Review of existing studies and compilation of a new map of the regional heat flow of the Caspian Sea offshore area and surrounding land based on the analysis of the latest global database; 2) Justification of boundary condition assignment and execution of two-dimensional temperature field modeling along geotraverses; 3) Construction of thermotomographic models of subsurface temperatures. **Results.** The regional distribution of HF has been analyzed within the classification of measurement conditions by sea depth. Two-dimensional modeling of the geothermal field has been performed along long seismic geotraverses, and subsurface temperatures in the Upper Cretaceous and Cenozoic deposits of the sedimentary cover down to a depth of 4-5 km have been determined. For the South Caspian Basin, a 3D model of subsurface temperatures has been constructed, and cross-section maps of temperatures at depths of 5 and 10 km are presented. Thermotomographic modeling provides additional information for hydrocarbon exploration and prospecting.

Keywords: Caspian Sea, temperature, heat flow, numerical modeling, thermal tomography, catagenesis.

Acknowledgments: The work was carried out with the financial support of the State Budgetary Theme of the GIN RAS No. 122012700311-2.

For citation: Khutorskoy M.D., Kerimov V.Yu., Guryanov S.A., Mustaev R.N. 2D and 3D models of the geothermal field of the Caspian Sea. *Geologiya I Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South*. (in Russ.). 2026. 16(3): 123–140. DOI: 10.46698/VNC.2026.79.13.001

Введение

Количественные геотермические параметры: температура, геотермический градиент, плотность теплового потока, теплофизические свойства горных пород и отдельных геосфер, измеряемые прямыми методами или оцениваемые косвенно, дают важную информацию о термодинамическом состоянии Земли, о планетарном энергетическом

балансе и энергетике геолого-геофизических процессов, о фазовом состоянии вещества, и, в конечном итоге, о природе движущих сил тектогенеза. Не менее важны и прикладные аспекты исследования геотермического поля. Они связаны, с одной стороны, с оценкой геотермальных ресурсов для их использования в энергетике, теплоснабжении, коммунальном и сельском хозяйстве, а с другой – с применением геотермического метода поисков и разведки рудных и нефтегазовых месторождений на континентах и на акваториях в комплексе с другими геолого-геохимико-геофизическими методами.

Количество измерений на акваториях еще в 70-е годы XX века превысило число континентальных измерений и очень быстро увеличивалось. Если в 1975 г. число измерений в глубоководных частях акваторий приближалось к 4000, то в 1990 г. их было уже более 10 тыс., а в последние годы насчитывается 41 500 [Fuchs et al., 2024]. Однако кондиционных высокоточных измерений теплового потока в средне- и мелкоглубинных акваториях насчитывается относительно немного. Это связано с методическими трудностями при выделении глубинного сигнала на фоне экзогенных искажений, обусловленных сезонными изменениями температуры морского дна и придонного слоя воды в неглубоких акваториях.

В этой связи, акватория Каспийского моря по своим геоморфологическим критериям разделяется на два класса. К «среднеглубинным акваториям» относятся районы Южно-Каспийского бассейна и, частично, Средний Каспий. Но большая часть этого сектора и, особенно, Северный сектор моря относятся к «мелкоглубинным акваториям» и до сих пор остаются «белыми пятнами» в геотермическом отношении.

Данные о тепловом потоке, измеренном в Южно-Каспийском бассейне Каспийского моря, относятся к классу «среднеглубинных измерений». Такие данные получены в глубоких (нешельфовых) внутренних и окраинных морях, на континентальных склонах, в глубоких озерах (Байкал, Танганьика). Диапазон глубин в этой группе изменяется от 300 до 1500 м. При таких глубинах необходимо анализировать изменчивость температуры в водной толще и особенно в придонном слое. Рекомендуется использование многоканальных термозондов для фиксирования возможной нелинейности термограммы в донных осадках и инверсии температуры в придонном слое воды. Получение этой информации дает возможность оценить неискаженное значение геотермического градиента. Погрешность для этой группы измерений составляет 10–15%. Она зависит как от вышеперечисленных условий, так и от кривизны термограммы и влияния конвективной составляющей.

Единичные станции теплового потока, зафиксированные в Северном Каспии, относятся к классу «мелкоглубинных измерений». Они приурочены к районам неглубокого шельфа морей и океанов, а также к неглубоким озерам. Эти измерения искажены влиянием экзогенного фактора, и для выделения глубинного сигнала требуется заглубление зонда на несколько метров в донные осадки (иногда такого заглубления удается достичь с помощью механических устройств: вибраторов, гидро- или пневмоударных установок и т.д.). Погрешность для этого класса измерений самая высокая – 15–20%. Она может быть и выше, если экзогенные и конвективные влияния полностью экранируют глубинную компоненту. В практике морской геотермии мелкоглубинные измерения применяют в основном в прикладных целях при терморазведке месторождений на шельфе, когда анализируется температурная аномалия над аномалиеобразующим телом по сравнению с «фоновой» температурой при удалении от этого тела.

Геолого-экономическое значение акватории Каспийского моря определяется существующими большими нефтегазовыми ресурсами и будет возрастать по мере освоения уже открытых и выявления новых месторождений.

Один из методов косвенной оценки перспектив нефтегазоносности – это метод термической томографии, при котором термические характеристики (температура осадочного чехла и плотность теплового потока) отображаются на разных глубинах на

основе двух- и трехмерного численного геотермического моделирования. Построение трехмерных (объемных) моделей распределения температур и ТП позволяет получить карты-срезы геотермического поля на любой глубине и таким образом определить уровень, на котором существуют условия для катагенетического преобразования органического вещества, т.е. в первом приближении возможно прогнозировать глубину размещения месторождений.

Методика моделирования геотемпературного поля

Под термином «моделирование» мы понимаем технологию решения уравнения теплопроводности при различных граничных условиях первого или второго рода и при заданных априорно начальных условиях в случае нестационарного тепломассопереноса [Хуторской и др., 2023а].

Приповерхностные и глубинные теплофизические неоднородности создают пертурбацию теплового потока, который в случае плоскопараллельного геологического разреза ортогонален к поверхности Земли, а при наличии структурно-геологических неоднородностей испытывает рефракцию, которая выражается в концентрации плотности теплового потока в среде с высокой теплопроводностью и, соответственно, в его разрежении в низко проводящих толщах. При численном моделировании рассчитываются реальные температуры среды и тепловой поток, искаженный такими факторами, как рельеф, контраст теплопроводности, образование шарьяжей, «быстрые» неотектонические движения (орогенез и седиментация), остывание магматического очага и др.

Для решения задачи о распределении температур в разрезе мы используем численный метод конечных элементов с квадратичной аппроксимацией функции температуры между узлами прямоугольной сетки. В оригинальной программе “TERMGRAF”, составленной нами [Хуторской, 1996], предусматривается сетка 41x41 узел (т.е. решается двумерная задача), линейные размеры узла по осям X и Z возможно изменять по требованию оператора. Внутри области моделирования задается конфигурация контрастных сред и их теплофизические свойства: температуропроводность a, ($м^2/с$), теплопроводность k, (Вт/(м·К)) и нормированная плотность тепловых источников (Q) $Q/(c\cdot\rho)$ (К/с), где c – теплоемкость слоя литосферы, ρ – его плотность. В расчетной части комплекса задаются линейные размеры области моделирования (Lx и Lz, в км), которые определяют линейные размеры узла (Lx/41 и Lz/41), а также временной интервал дискретизации решения (в млн лет). Временной шаг итерационного процесса выбирается программой и рассчитывается как $\tau=10^{-7}\cdot(Z2/4a)$, где Z – толщина области моделирования.

В результате численного решения уравнения теплопроводности:

$$(k_x \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + k_z \frac{\partial^2 T}{\partial z^2}) + A(x,z) = c\rho \frac{\partial T}{\partial \tau}, \qquad (1)$$

где τ – время, мы получаем распределение температур и тепловых потоков q(z) и q(x) для принятой теплофизической среды в конечный момент временного этапа дискретизации. Полученный файл результатов переименовывается в файл начальных температур и на следующем этапе расчет начинается с конечного момента предыдущего этапа. Эту процедуру можно сравнить с последовательным фотографированием движущегося поезда наблюдателем на платформе. На каждом кадре положение состава меняется, но можно зафиксировать его состояние в любой прошедший момент. Возможность дискретизации решения удобна, если есть необходимость изменить теплофизическую среду в связи со структурно-вещественными перестройками геологического разреза, задать распределение новых источников и стоков тепла, а также просмотреть результаты расчета палеотемпературного поля. Если в модели требуется задать тепломассоперенос, то его можно имитировать установкой граничных температур и/или адиабатического градиента в интервале глубин, на которые распространяется адвекция.

Для каждого профиля при моделировании задается краевая температура на верхней границе (на «нейтральном слое») в соответствии с метеорологическими данными, и ТП – на нижней границе ($q_{гр.}$), соответствующий измеренному или оцененному в ближайших скважинах значению ($q_{набл.}$), за вычетом ТП, генерируемого в слое земной коры выше нижней границы области моделирования при спонтанном распаде долгоживущих радиоизотопов ($q_{р.}$), т.е.

$$q_{гр.} = q_{набл.} - q_{р.} \quad (2)$$

Последний рассчитывается на основании сейсмической информации о мощности слоя (z_i) и его составе, а также из общепринятых традиционных величин удельной теплогенерации ($A(x,z)$) для соответствующего типа пород: $(q_p)_i = A(x,z) \bullet z_i$ [Смыслов и др., 1979; Rybach, Buntebarth, 1982]. В наших моделях по Каспийской акватории теплогенерация принималась равной 1 мкВт/м^3, что отвечает значению этого параметра для терригенных песчано-глинистых отложений морского дна с учетом средних концентраций в них ^{238}U, ^{232}Th и ^{40}K.

Построение трехмерной региональной геотермической модели производится с помощью пакета трехмерной графики “TECPLOT v.9.0” (Amtec Engineering Inc.), который позволяет провести объемную интерполяцию наблюденного поля (в нашем случае температуры, теплового потока, а также структурных сейсмотомографических границ) в координатах: широта-долгота-глубина. Для подготовки файлов данных в формате “TECPLOT v.9.0” нами была написана специальная программа, которая при задании координат начала и конца профиля, а также интервала разбиения по глубине производит трансформацию текстового файла, содержащего результаты термического моделирования, в формат базы данных “TECPLOT”. Программа “TECPLOT” предусматривает трехмерную интерполяцию по сетке любой конфигурации. В большинстве случаев используется неравномерная сетка, «привязанная» к простиранию сейсмических профилей, вдоль которых выполнялись двумерные расчеты глубинных температур. Таким образом, уравнение (1) дополняется третьей недостающей производной ($k_y \frac{\partial^2 T}{\partial y^2}$) и «превращается» в трехмерное уравнение теплопроводности.

Результаты расчета температурного поля с помощью интерполяционного приближения будут отличаться от результатов, получаемых с помощью решения прямой задачи для трехмерной среды, только на величину искажений, обусловленных пертурбацией теплового потока вдоль оси Y. Поэтому, чем меньшее расстояние существует между соседними геотраверсами, тем точнее будет интерполяционное приближение к 3D-модели. Однако наш многолетний опыт двухмерного термического моделирования показывает, что величина искажений теплового потока вдоль оси Y ничтожно мала. Например, для типичного осадочного бассейна горизонтальная компонента теплового потока вдоль оси Y составляет не более 0,04 мВт/м^2, т.е. на три порядка ниже фоновой величины глубинного теплового потока. Следовательно, получение трехмерного распределения температур с помощью объемной интерполяции практически адекватно решению прямой задачи для объемного теплового поля.

Использование трехмерного геотермического моделирования, которое мы идентифицировали как метод термической томографии [Хуторской и др., 2023а], основан на объемной интерполяции геотермического поля. Применение этого метода открыло возможности для обнаружения аномалий температуры и теплового потока, которые совершенно не проявлялись при анализе одно- или двухмерного распределения этих параметров. Особенно ярко большая информативность 3D-геотермических моделей по сравнению с 1D- и 2D-моделями проявляется в изометричных структурах, которыми в большинстве случаев являются впадины осадочных бассейнов.

Практическое значение термотомографической методики заключается в нахождении температурных границ, контролирующих тот или иной процесс генерации или транс-

формации вещества. Например, для прогнозирования нефтегазоносности с помощью термотомографии оценивается глубина температурного интервала, в пределах которого происходят катагенетические изменения органического вещества. С помощью той же методики можно определить глубину температурных интервалов, контролирующих гидротермальное рудообразование, глубину изотермы Кюри, PT-условия фаций регионального метаморфизма в конкретном регионе. Таким образом, 3D-геотермические модели обусловили появление дополнительного поискового признака при разведке углеводородов в осадочных бассейнах в акваториях и на суше.

Метод термотомографии может применяться при любом масштабе исследований – от осадочного бассейна в целом до локальной его структуры. В первом случае он может рассматриваться как прогнозный, а во втором – как поисково-разведочный. Естественно, мы отдаем себе отчет в том, что эта методика не должна применяться автономно, а только в комплексе геолого-геофизических поисково-разведочных работ на углеводородное сырье.

Для реализации метода необходима информация о структуре разреза, получаемая по данным бурения и/или сейсмического профилирования, а также о величине фонового теплового потока для конкретного региона, что позволяет задать краевые условия для последующего численного моделирования.

Точность расчетов оценивается по двум критериям: во-первых, по совпадению модельного и измеренного в скважинах или в морском дне погружными зондами тепловых потоков; во-вторых, по совпадению температур на пересечении профилей. Расчет погрешности методом наименьших квадратов показал, что она составляет от 0,5 до 1,0%. В диапазоне температур, наблюдаемых вдоль профилей (от 4 до 40 °C), абсолютная погрешность составит 0,2–0,4 °C при расчете температур или 4–5 мВт/м^2 – при расчете плотности ТП.

Результаты исследования и их обсуждение

Изученность геотермического поля Каспийского региона

Геотермическому изучению акватории Каспийского моря и прилегающей суши посвящен ряд работ [Любимова и др., 1974; Мухтаров, 2004; Фар, Зуй, 2019 и др.]. На этой базе составлено несколько карт распределения теплового потока. На них конфигурация изолиний потока значительно отличалась. На карте теплового потока Каспийского моря А.Ш. Мухтарова [Мухтаров, 2004] отражено его распределение в средней части Каспия и в азербайджанской части Южно-Каспийского бассейна. На карте С.М. Фар и В.И. Зуя отмечаются две обширные аномалии теплового потока в северо-западном Иране и к северу от Апшеронского полуострова. Северная и южная (иранская) части акватории Каспийского моря оставались слабоизученными. Карта теплового потока И.Ф. Глумова с соавторами [Глумов и др., 2004] основана на той же базе данных [Chapman, Pollack, 1980]. В северо-западной части Ирана, граничащей с Каспием, оценки плотности теплового потока были получены с использованием косвенного подхода на основе анализа магнитного поля, при котором на основе аналитического продолжения в нижнее полупространство рассчитывалась глубина до поверхности Кюри (+580 °C). Таким образом, зная глубину основания магнитоактивного слоя и его температуру, оценивалась плотность теплового потока [Khojamli et al., 2016].

В результате проведенных исследований и появления новейших глобальных баз данных о тепловом потоке [Fuchs et al., 2024] нами составлена новая карта фактических измерений теплового потока (рис. 1) Каспийского региона и карта в изолиниях теплового потока (мВт/м^2) (рис. 2). В северной части Каспия измерения проводились на мелководье, и они, естественно, подвержены влиянию экзогенных факторов. Изолинии теплового потока в пределах Северо-Каспийской впадины лишь частично основаны на существующих определениях теплового потока, но в пределах преобладающей части этой области они были построены в результате интерполяции. Они требуют дальней-

шего уточнения после накопления новых данных. Поэтому отображение информации в изолиниях в этой части моря (см. рис. 2) лучше считать условным, прогнозным, и не использовать пока эти данные при дальнейшей интерпретации.

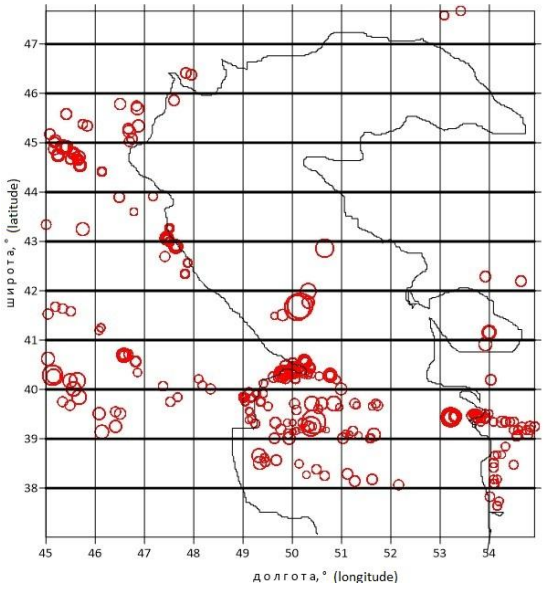

Рис. 1. Расположение точек измерения теплового потока в Каспийском регионе (диаметр кружков пропорционален значению теплового потока) / Fig. 1. Locations of heat flow measurement points in the Caspian region (the diameter of the circles is proportional to the heat flow value)

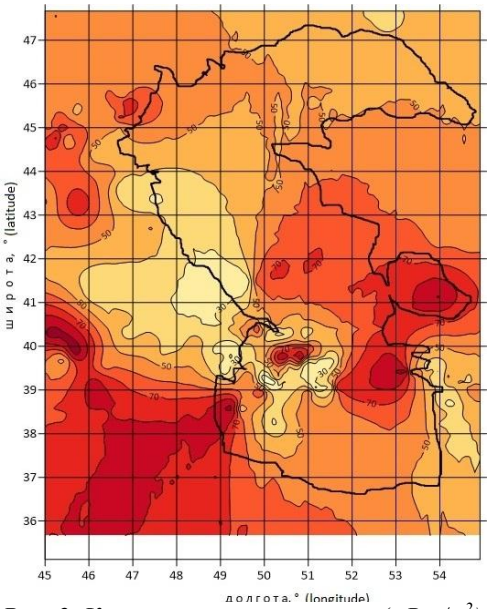

Рис. 2. Карта теплового потока (мВт/м^2) Каспийского региона / Fig. 2. Heat flow map (mW/m²) of the Caspian region

На суше, прилегающей к Каспийскому морю, наиболее изученными являются территории Азербайджана, Дагестана и Астраханского газоконденсатного месторождения [Хуторской, 2023б]. Здесь тепловой поток определялся по многочисленным скважинам, пробуренным, главным образом, в процессе разведки углеводородов. Многие определения теплового потока в скважинах морского бурения и зондовым методом были выполнены в пределах Каспийского моря, прилегающего к побережью Азербайджана и Дагестана. Ряд нефтяных скважин также был геотермически изучен в пределах Западно-Туркменской впадины. Гистограмма теплового потока для морской территории региона представлена на рисунке 3. Она построена по данным измерений в морском дне и в скважинах.

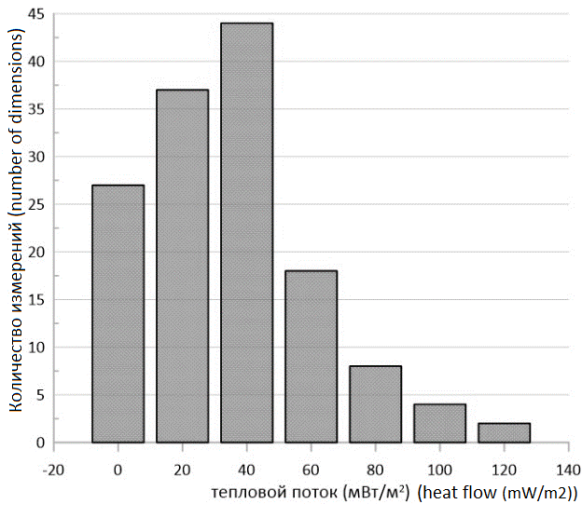

Рис. 3. Гистограмма измерений ТП на акватории Каспийского моря / Fig. 3. Histogram of heat flow measurements in the Caspian Sea area

Основная часть значений ТП Каспийского моря попадает в интервалы 34–59 мВт/м^2. Реже поток достигает одиночных высоких значений (100–117 мВт/м^2). Его определения по прилегающей суше в рамках карты базируются на термограммах скважин и лабораторных измерениях теплопроводности образцов горных пород.

Обширные положительные аномалии потока более 70 мВт/м^2, обнаружены в центральной части Каспия (Дербентская впадина), Кара-Богаз-Гол и offshore п-ва Челекен.

Протяженная полоса низкого ТП СЗ–ЮВ направления выделяется в Каспийском море вдоль Апшерон-Балханского поднятия. Значения потока 20–40 мВт/м^2 по скважинам Бакинского архипелага и Апшеронского полуострова в целом оказались ниже, чем в прилегающей акватории, полученных А.Ш. Мухтаровым [Мухтаров, 2008] с помощью морских геотермических зондов (30–50 мВт/м^2 и более). Распределение ТП коррелирует с особенностями строения земной коры: степенью раздробленности, глубинными разломами, отчасти – грязевыми вулканами и др. Поток имеет контрастный вид в южной части Каспия (от 20 до 70 мВт/м^2). В его восточной части он более однороден. В Среднем Каспии фоновые значения теплового потока около 50 мВт/м^2.

Гистограмма для участков суши, прилегающих к Каспийскому морю на территориях России, Азербайджана, Ирана, Туркменистана и Казахстана, представлена на рисунке 4. Практически все определения теплового потока здесь были выполнены с использованием термограмм и теплопроводности образцов горных пород, отобранных из кернов и измеренных в лабораторных условиях многими исследователями из Азербайджана, России и Туркменистана. Тепловой поток варьируется от 17 до 120 мВт/м^2, и гистограмма имеет более симметричную форму.

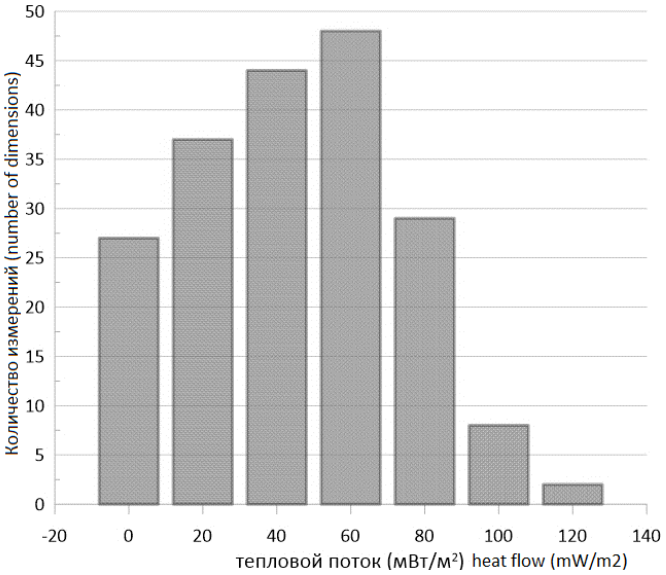

Рис. 4. Гистограмма измерений ТП на суше вокруг акватории Каспийского моря /

Fig. 4. Histogram of heat flow measurements on land around the Caspian Sea area

Широкий диапазон значений теплового потока обусловлен влиянием множества факторов, таких как локальная тектоническая активизация, циркуляция подземных вод, теплофизические неоднородности, возраст складчатости, близость глубоких разломов к изучаемым скважинам и их активность, проявления грязевого вулканизма и т. д.

Можно сделать вывод, что преобладающие значения теплового потока в пределах всего рассматриваемого региона составляют 50–55 мВт/м^2, что характерно и для прилегающих блоков докембрийской земной коры.

Двухмерные геотермические модели Каспийского моря

Для оценки температуры на глубинах, не достигнутых бурением, а также глубины нахождения характерных температурных границ в литосфере, связанных с прогнози-

рованием нефтегазоносности, применяется описанная выше технология численного моделирования, которое может применяться в двух- и трехмерном пространстве. Для линейных геологических объектов двухмерное геотермическое моделирование вполне адекватно отражает реальное состояние геотемпературного поля, но для мозаичных или изометричных структур, к которым в большинстве случаев относятся осадочные бассейны, переход к трехмерным моделям оправдан и логичен.

Однако, мы должны соизмерять возможности интерпретации с изученностью объекта: без достаточно представительного материала по бурению, сейсмотомографическому профилированию и картированию потенциальных геофизических полей рассчитывать на представительное и высокоточное геотермическое моделирование не приходится, потому что при этом нужно делать много допущений о структурно-геологических неоднородностях и о физических свойствах вещества земной коры.

В Каспийском море степень геолого-геофизической изученности неоднородна в его различных акваториях и напрямую связана с вероятностью открытия новых перспективных нефтегазоносных объектов. Традиционно изучение акватории начинается с проведения регионального сейсмопрофилирования для описания геологического строения и мощности основных структурно-формационных комплексов.

Полученный таким образом материал может являться основой для проведения двухмерного геотермического моделирования и определения фоновых температур и плотности теплового потока во всем регионе, который сечет проложенный профиль. В Среднем Каспии такими «реперными» объектами являются профили через Карпинско-Мангышлакскую и Прикумско-Центрально-Каспийскую структуры. Нами проведено двухмерное численное моделирование геотемпературного поля именно вдоль этих профилей.

Карпинско-Мангышлакская нефтегазоносная область, как единый элемент нефтегазогеологического районирования, может быть выделена только по горизонтам осадочного чехла. Данная область делится на три нефтегазоносных района: Полдневско-Бузачинский, Каспийско-Центрально-Мангышлакский и Джанайско-Южно-Бузачинский. В пределах первого района промышленная нефтегазоносность установлена в юрских и меловых отложениях. В двух других районах нефтеносность связана с юрскими, меловыми и триасовыми отложениями [Серебряков, Мукашева, 2016].

Наиболее перспективные зоны и участки для выявления нефтяных залежей выделяются в пределах Прикумской системы поднятий. В этой зоне отмечается повышенное количество флексурно-разрывных нарушений при анализе сейсмических данных. В составе Прикумской системы поднятий можно выделить шесть зон нефтегазонакоплений, перспективность которых на открытие нефтяных залежей весьма высока [Исмаилов, 2022; Kerimov et al., 2016].

Профиль вкрест Карпинско-Мангышлакской зоны (рис. 5) проинтерпретирован до глубины 4 км и отображает структуру верхнемеловых и кайнозойских комплексов. Здесь не проявляются резкие контрастные теплофизические неоднородности. Теплопроводность плавно увеличивается с глубиной, составляя в новейших песчано-глинистых толщах антропогена 1,6 Вт/(м·К), а в наиболее древних на профиле аргиллитах верхнего мела – 2,7 Вт/(м·К). Максимальные температуры, рассчитанные с учетом рефракции теплового потока в контрастных по теплопроводности и в проницаемых толщах, отображенных на рисунке, составляют 90 °С (см. рис. 5). Профиль плотности теплового потока *(q)* рассчитывается автоматически, т.к. в температурную модель уже заложены значения теплопроводности *(k)* и геотермического градиента $(G = (T_2-T_1)/(z_2-z_1))$; $q = k \cdot G$. Он изменяется в незначительных пределах – от 53 до 61 мВт/м^2, увеличиваясь в зонах куполообразного поднятия позднемезозойских пород с повышенной теплопроводностью.

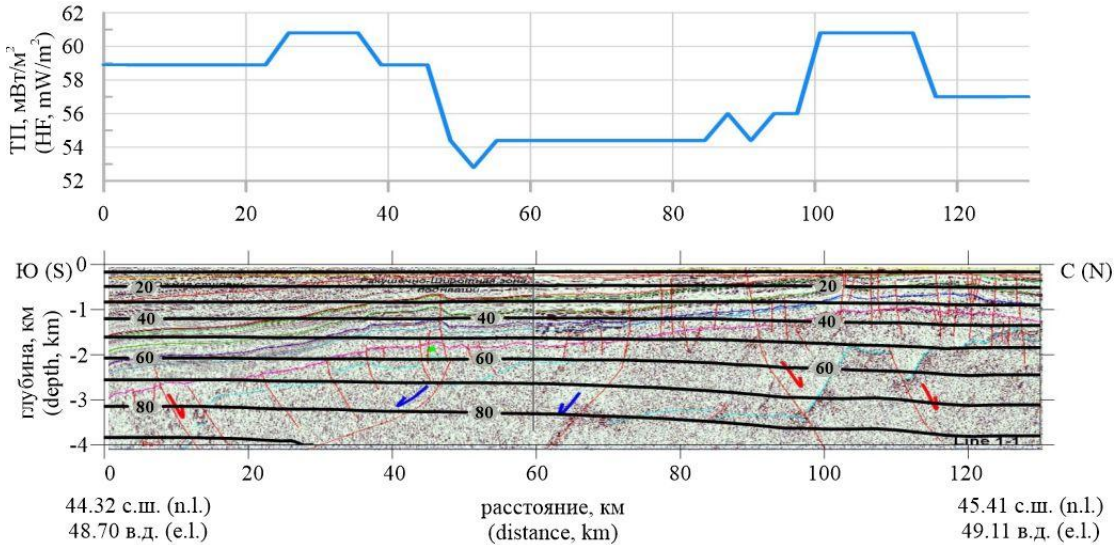

Рис. 5. Геотермическая модель вкрест Карпинско-Мангышлакской структурной зоны. Внизу – распределение температур (°С) вдоль субмеридионального профиля; вверху – рассчитанный тепловой поток (мВт/м²) /

Fig. 5. Geothermal model across the Karpinsky-Mangyshlak structural zone. Bottom – temperature distribution (°C) along the sub-meridional profile; top – calculated heat flow (mW/m²)

Фоновое значение теплового потока для конкретного профиля оценивается путем осреднения рассчитанных по профилю тепловых потоков для каждой ячейки. Докажем справедливость этого утверждения.

Рассмотрим тепловую неоднородность, находящуюся в среде с постоянной теплопроводностью. Пусть тепловой поток, входящий в эту область, равен q_o. Этот поток еще не претерпел искажений, поэтому может быть определен как фоновый или глубинный. Если внутри искажающего тела объемом V нет источников тепла, то по теореме Гаусса:

$$\int_V \mathbf{div}\mathbf{q}\cdot dV = \int_{S_1} q_n\cdot dS + \int_{S_2} q_n\cdot dS = 0,$$

где q_n – нормально направленный тепловой поток к поверхности, положительное направление принято наружу области G; S_2 и S_1 – соответственно, площади нижней и верхней поверхностей области G. Изменив направление нормальной составляющей теплового потока с поверхности S_2 на обратное и приняв во внимание, что q_n на $S_2 = q_o$, получим:

$$\int_{S_1} q_n\cdot dS = \int_{S_2} q_o\cdot dS = q_o S_2, \text{ отсюда } q_o = 1/S_2 \int_{S_1} q_n\cdot dS,$$

т.е., по определению, q_o является осредненной по площади величиной. Аналогично, для плоской задачи:

$$q_o = 1/L \int_{L_1} q_n\cdot dL,$$

где L – длина профиля осреднения.

Для конечного разбиения имеем:

$$q_o = \sum_{i=1}^{n} q_n S_i / \sum_{i=1}^{n} S_i \text{ и } q_o = \sum_{i=1}^{n} q_n L_i / \sum_{i=1}^{n} L_i.$$

Итак, применяя описанную методику, мы получаем величину глубинного теплового потока на конкретном геологическом объекте. На данном профиле средний ТП составляет 56 мВт/м^2.

Заметим, что на этом профиле до глубины 4 км не достигаются температуры катагенеза ОВ. По расчетам начальные температуры катагенеза (~ 110°С), будут встречены на глубине 5 км на южном фланге профиля и 5,5 км – на его северном фланге.

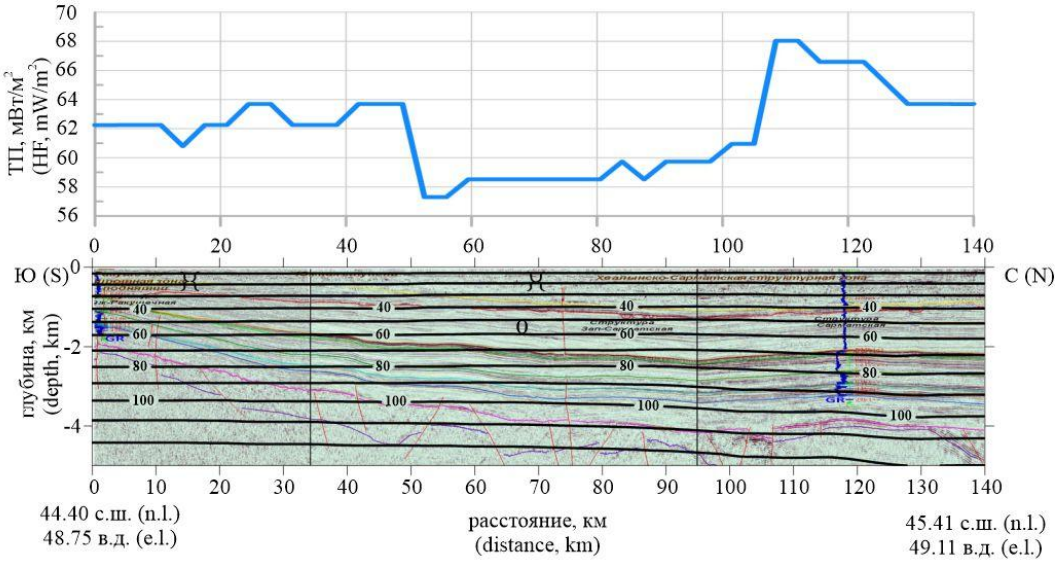

Рис. 6. Геотермическая модель вкрест Прикумско-Ц.Каспийской структурной зоны. Внизу – распределение температур (°С) вдоль субмеридионального профиля; вверху – рассчитанный тепловой поток (мВт/м^2) / Fig. 6. Geothermal model across the Prikumsk-Central Caspian structural zone. Bottom – temperature distribution (°C) along the sub-meridional profile; top – calculated heat flow (mW/m^2)

Профиль вкрест Прикумско-Ц.Каспийской структурной зоны (рис. 6) рассчитан до глубины 6 км, поэтому диапазон температур здесь несколько больший. Кроме того, в этом районе моря зафиксирован более высокий фоновый тепловой поток. Это было учтено при задании краевых условиях II рода на нижней границе области моделирования. Максимальные температуры на нижней границе профиля составляют 125 °С. Рассчитанный тепловой поток отражает фактическое повышение этого параметра и изменяется в пределах от 57 до 68 мВт/м^2 (среднее фоновое значение ТП – 60 мВт/м^2).

Таким образом, двухмерные геотермические модели позволили оценить глубинные температуры и глубину интервала катагенеза ОВ в акватории Среднего Каспия для стратиграфического интервала от позднемеловых до современных отложений.

Трехмерная термотомографическая модель Южно-Каспийского бассейна

Томографический метод в геофизике развивается в наше время не менее активно, чем в медицине, астрономии или технике. Термин «томография» стал применяться в науках о Земле лишь 30–40 лет назад, хотя эта методика под названием «изучение глубинного строения Земли», используется уже сто лет.

Преимущество томографической модели заключается в построении объемных, трехмерных изображений объектов, в возможности их рассмотреть «со всех сторон». Для томографии не имеет значения, какую структуру или какое геофизическое поле отображается, и это обусловило появление нескольких видов геофизической томографии: сейсмическая томография в различных вариантах обработки сейсмических волн, гравитационная, электромагнитная и т.д. Успехи применения сейсмотомографии

[Dziewonski, 1984; Dziewonski, Anderson, 1984; Seismic tomography…, 1993], ярко продемонстрировавшей наличие глубинных неоднородностей, естественно стимулировали разработку подобного подхода и для других полей [Тараканов, 1997; Спичак, 1999], в которых также можно видеть объемные неоднородные объекты, или как сейчас многие полагают, нелинейные геологические структуры [Пущаровский, 1993; Николаев, 1997].

Трехмерное геотермическое моделирование позволяет прогнозировать глубину и конфигурацию поверхностей, ограничивающих интервал возможного нахождения углеводородных залежей, и этим оно отличается от двухмерного моделирования, которое дает расчет глубины катагенеза ОВ только на линии профиля и не позволяет «заглянуть» за эту линию. Особенно сильные различия в результатах оценки перспектив нефтегазоносности по геотермическим данным могут быть в случае изометричных, а не линейных структур. При изометричности, которая характерна для Южно-Каспийского бассейна, оценки глубин нахождения катагенетических температур по двухмерной и по трехмерной моделям могут отличаться на 10–15% [Gordadze et al., 2018]. Этот факт не требует специальных доказательств, т.к. хорошо известен из классических работ по теории теплопроводности (см. напр. Карслоу, Егер, 1964).

Для того, чтобы перейти к трехмерной модели, для всех профильных створов (рис. 7–11) рассчитываются температуры с помощью пакета TERMGRAF, а затем помещаются на единый трехмерный плот в координатах: «широта-долгота-глубина». Туда же помещаются двухмерные профили, отображенные на рисунках 5 и 6 (рис. 12).

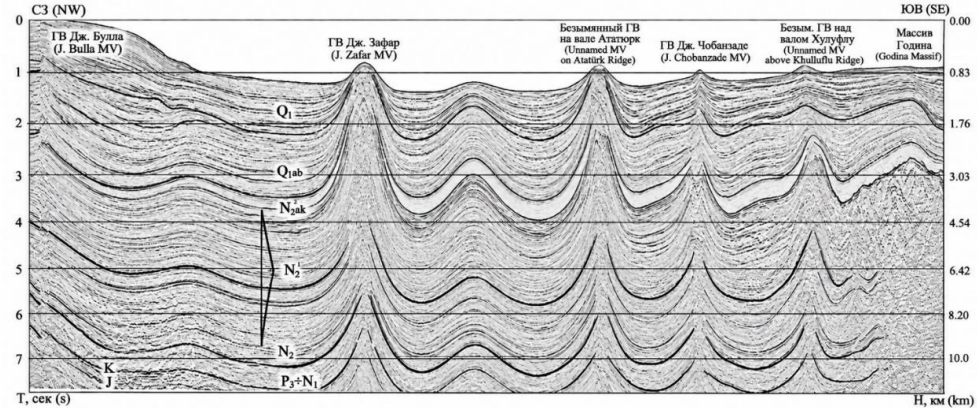

Рис. 7. Временной разрез по линии «Дж. Булла – Массив Година» («ГВ» – грязевые вулканы) / Fig. 7. Time section along the "J. Bulla – Godin Massif" line ("MV" – mud volcanoes)

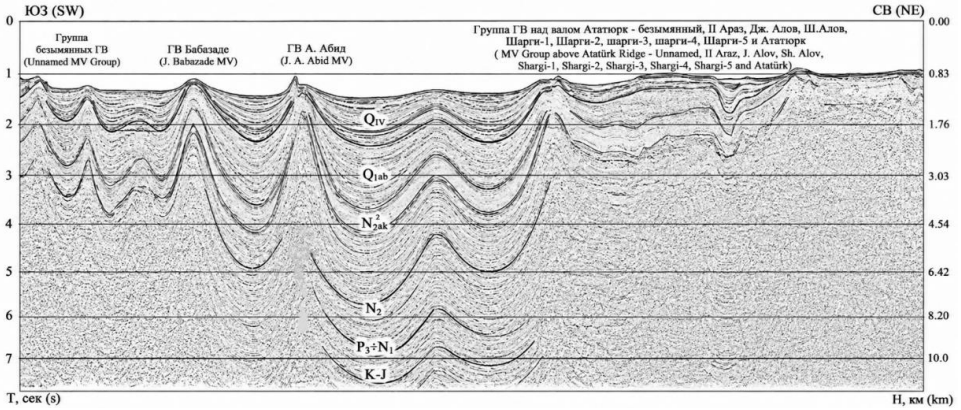

Рис. 8. Временной разрез через группу ГВ над валом Ататюрк / Fig. 8. Time section through a group of mud volcanoes (MV) over the Ataturk Rise

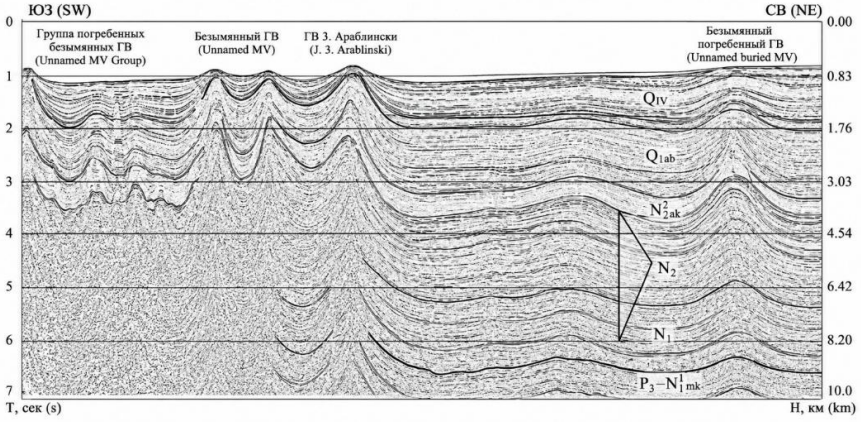

Рис. 9. Временной разрез через ГВ Араблинский /
Fig. 9. Time section through the Arablinsky mud volcano (MV)

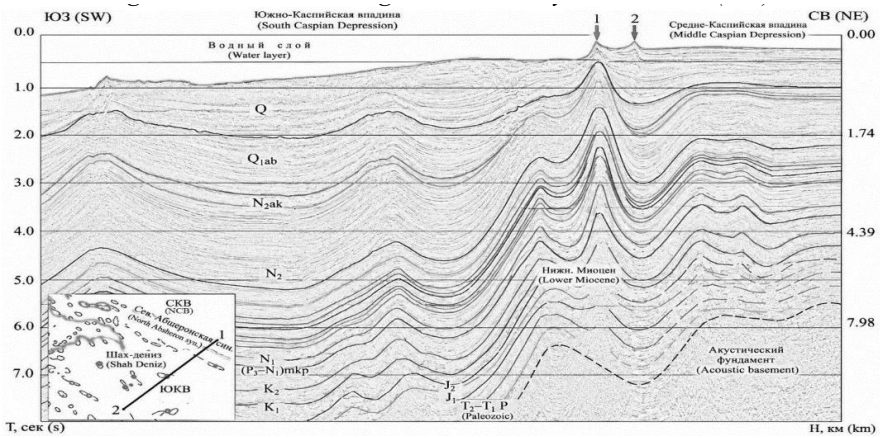

Рис. 10. Временной профиль через Южно- и Среднекаспийскую впадины (проходит в 80 км от Апшеронского п-ва) /
Fig. 10. Time profile through the South and Middle Caspian basins (passes 80 km from the Absheron Peninsula)

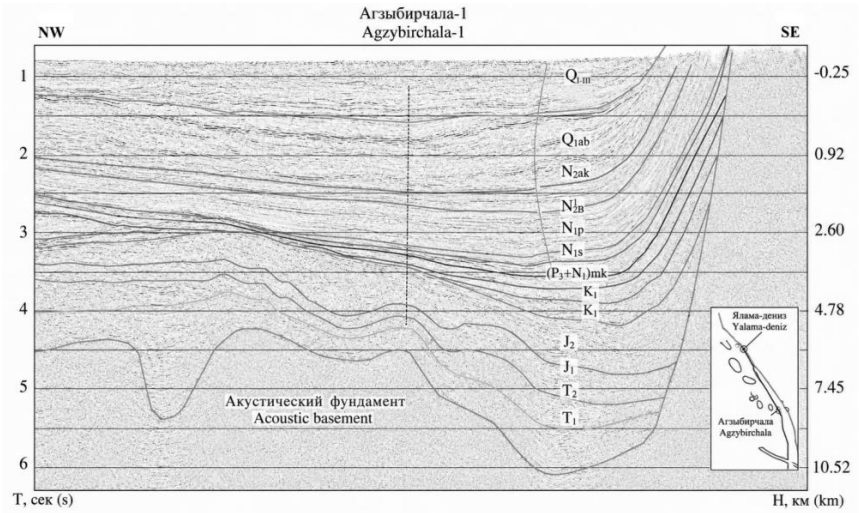

Рис. 11. Временной профиль «Агзыбирчала-1» вдоль береговой линии Каспийского моря /
Fig. 11. Time profile "Agzybirchala-1" along the Caspian Sea coastline

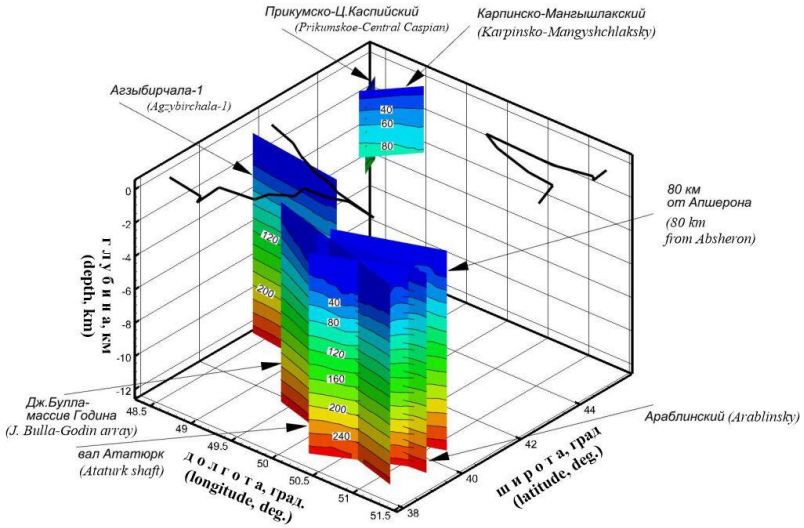

Рис. 12. 2D-профили, размещенные в координатах «широта-долгота-глубина» (стрелками показан температурный разрез по профилям (см. рис. 5–11)) /

Fig. 12. 2D profiles plotted in "latitude-longitude-depth" coordinates (arrows indicate the temperature section along the profiles (see Fig. 5–11))

В программном пакете TECPLOT, воспользовавшись опцией трехмерной интерполяции, получаем трехмерный плот в координатах расположения профилей (рис. 13). Для удобства визуализации глубинных температур этот плот показан с бланкингом (вырезом).

На трехмерном плоте заметны «искривления» изотерм, адекватные тем вариациям теплового потока, которые отмечены на карте и описаны выше. Но главное достоинство такого представления данных – это возможность изобразить срез температур на любой глубине или построить изотермическую поверхность любого значения температур.

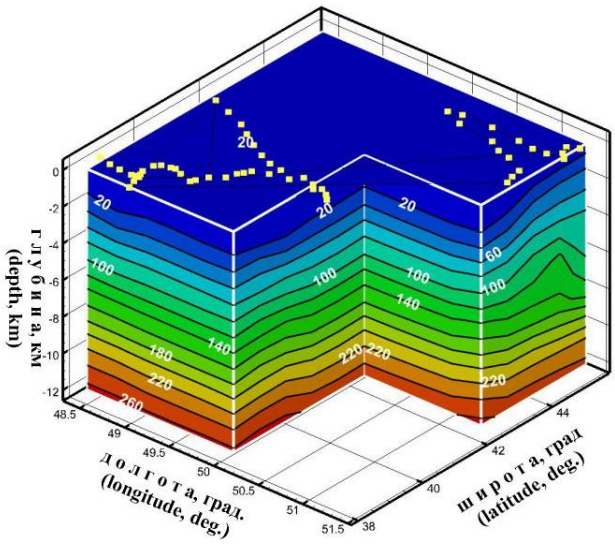

Рис. 13. 3D-плот температур (°C) / Fig. 13. 3D plot of temperatures (°C)

На рисунках 14 и 15 демонстрируются примеры таких трансформаций. На срезе на глубине 5 км (см. рис. 14) хорошо видно повышение температуры в северном направлении. На широте Баку температура на этом уровне составляет 100 °C, а на широте г. Бекдаш (залив Кара-Богаз-Гол) – 120 °C.

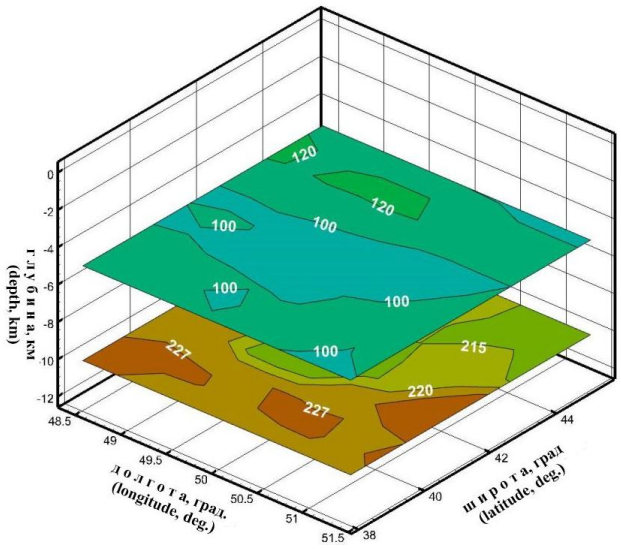

Рис. 14. Карты-срезы температуры (°С) на глубинах 5 и 10 км /
Fig. 14. Temperature slice maps (°C) at depths of 5 and 10 km

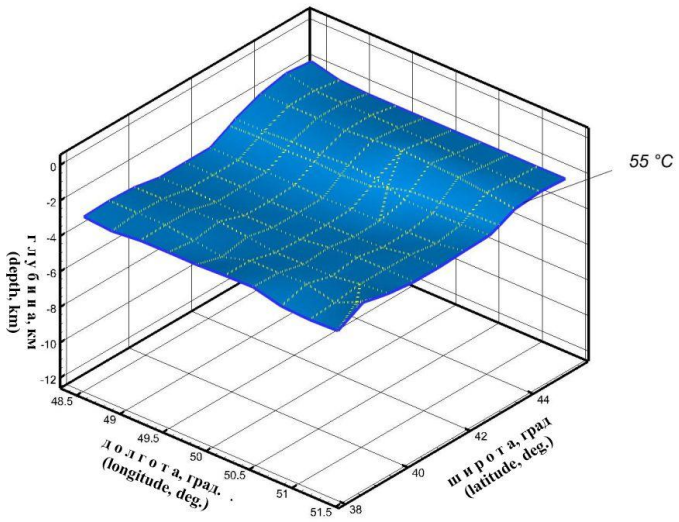

Рис. 15. Положение изотермической поверхности 55°С /
Fig. 15. Position of the 55°C isothermal surface

Выводы

Анализируя геотермическое поле акватории Каспия, можно высказать сожаление, что изученность теплового поля очень неравномерная. Кондиционную интерпретацию и расчет глубинных температур можно выполнить только в южной половине моря – от 37 до 43° с.ш.

Севернее, вплоть до 47° с.ш. нет никаких определений теплового потока, что связано с объективными причинами – влиянием экзогенных искажений теплового потока, которые иногда на два порядка превышают его фоновую величину. При таком мелком море оценить фоновый тепловой поток можно только с помощью скважинных измерений, которые, по-видимому, проводились во время поисково-разведочных работ на углеводородное сырьё, но до сих пор не опубликованы. Как было замечено выше, проведение изолиний теплового потока в северном Каспии является «интерполяционным», не подтвержденным прямыми измерениями.

В Среднем и Южном Каспии мы отмечаем дифференцированный тепловой поток, величина которого обусловлена рядом геологических и тектонических процессов. Перечислим основные из них. Это неотектонические проявления: разломы, прогибание дна и быстрое осадконакопление, грязевой вулканизм, а также гидродинамические факторы, обусловленные разгрузкой подземных вод на морское дно.

Применение численного моделирования процессов тепломассопереноса на акватории Каспия позволяет приблизиться к оценке фонового кондуктивного теплового потока и будет тем точнее, чем больший объем дополнительной геолого-геофизической информации будет привлечен для обоснования граничных и начальных условий моделирования, а также теплофизических параметров модели. Сравнивая информативность 2D- и 3D-моделей расчета глубинных температур, мы констатируем несомненное преимущество последних для изометричных геологических структур, каковой является, например, Южно-Каспийская впадина.

Таким образом, проводя интерпретацию температурного режима осадочного чехла с целью прогнозирования температурного интервала катагенеза ОВ, нужно, несомненно, переходить к трехмерным геотермическим моделям.

Литература

1. Глумов И.Ф., Маловицкий Я.П., Новиков А.А., Сенин Б.В. Региональная геология и нефтегазоносность Каспийского моря. – М.: Недра, 2004. – 342 с.

2. Исмаилов Д.Д. Условия формирования олигоцен-миоценовой углеводородной системы на территории Терско-Каспийского нефтегазоносного бассейна и перспективы поисков скоплений нефти и газа: автореф. дис. … канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12 / Исмаилов Джавидан Джейхунович. – М.: МГРИ, 2022. – 23 с.

3. Карслоу Г.С., Егер Д.К. Теплопроводность твердых тел. – М.: Наука, 1964. – 487 с.

4. Любимова Е.А., Томара Г.А., Власенко В.И., Смирнова Е.В., Зекцер И.С., Месхетели А.И. Первые данные об изучении тепловых потоков через дно Каспийского моря // Известия Академии наук СССР. Серия: Физика Земли. – 1974. – № 4. – С. 98–103.

5. Мухтаров А.Ш. Некоторые аспекты формирования теплового потока в Прикаспийском регионе // Известия Геологического института НАН РА. – 2004. – Т. 31. – С. 141–146.

6. Мухтаров А.Ш. Тепловой поток в восточной части зоны Кавказского разлома. В кн.: Попов Ю.А., ред. Тепловой поток Земли и методы его изучения. – М.: Российский государственный геологоразведочный ун-т. 2008. – С. 155–160.

7. Николаев А.В. Проблемы геотомографии // Проблемы геотомографии. – М.: Наука, 1997. – С. 4–38.

8. Пущаровский Ю.М. Нелинейная геодинамика (кредо автора) // Геотектоника. – 1993. – № 1. – С. 3–6.

9. Серебряков О.И., Мукашева А.Х. Нефтегазогеологическое районирование обрамления Северного и Среднего Каспия и его акватории // Геология, география и глобальная энергия. – 2016. – № 4(63). – С. 18–23.

10. Смыслов А.А., Моисеенко У.И., Чадович Т.З. Тепловой режим и радиоактивность Земли. – Л.: Недра, 1979. – 191 с.

11. Спичак В.В. Магнитотеллурические поля в трехмерных моделях геоэлектрики. – М.: Научный мир, 1999. – 204 с.

12. Тараканов Ю.А. Гравитационная томография // Проблемы геотомографии. – М.: Наука, 1997. – С. 236–265.

13. Фар С.М., Зуй В.И. Геотермическое поле и геология региона Каспийского моря // Журнал Белорусского государственного университета. География. Геология. – 2019. – № 1. – С. 104–118.

14. Хуторской М.Д. Геотермия Центрально-Азиатского складчатого пояса. – М.: Изд-во РУДН, 1996. – 328 с.

15. Хуторской М.Д., Гнатусь Н.А., Демежко Д.Ю., Ермаков А.В., Никитин Д.С., Поляк Б.Г., Тевелева Е.А. Геотермия: XX-XXI век. – М.: ГЕОС, 2023а. – 458 с.

16. Хуторской М.Д. Региональное тепловое поле и геотермальные ресурсы Кавказского региона // Геология и геофизика Юга России. – 2023б. – Т. 13. № 3. – С. 73–88. DOI: 10.46698/VNC.2023.51.69.006.

17. Chapman D., Pollack H. Global heat flow: spherical harmonic representation // Transactions American Geophysical Union. – 1980. – Vol. 61. – p. 383.

18. Dziewonski A.M. Mapping the lower mantle: Determination of lateral heterogeneity in P-velosity up to degree and order 6 // Journal of Geophysical Research. – 1984. – Vol. 89. – pp. 5929–5952. DOI: 10.1029/JB089iB07p05929.

19. Dziewonski A.M., Anderson D.L. Seismic tomography of the Earth's interior // American Scientist. – 1984. – Vol. 72. No. 5. – pp. 483–494.

20. Fuchs S., Neumann F., Norden B., Balkan-Pazvantoglu E. et al. The global heat flow database: Release // GFZ Data Services. – 2024. – DOI: 10.5880/fidgeo.2024.014.

21. Gordadze G., Kerimov V., Giruts M., Poshibaeva A., Koshelev V. Genesis of the asphaltite of the Ivanovskoe field in the Orenburg region, Russia // Fuel. – 2018. – Vol. 216. – pp. 835–842. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.11.146.

22. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Bondarev A.V. Evaluation of the organic carbon content in the low-permeability shale formations (as in the case of the Khadum suite in the Ciscaucasia region) // Oriental Journal of Chemistry. – 2016. – Vol. 32(6). – pp. 3235–3241.

23. Khojamli A., Doulati Ardejani F., Moradzadeh A., Nejati Kalate A., Roshandel Kahoo A., Porkhial S. Estimation of Curie point depths and heat flow from Ardebil province, Iran, using aeromagnetic data // Arab Journal Geosciences. – 2016. – Vol. 9. – pp. 383–386.

24. Rybach L., Buntebarth G. Relationship between the petrophysical properties, density, seismic velosity, heat generation and mineralogical construction // Earth and Planetary Science Letters. – 1982. – Vol. 57. – pp. 367–376.

25. Seismic tomography: Theory and practice / Eds. H.M. Iyer, K. Hirahara. – London: Chapman and Hall, 1993. – pp. 519–584.

References

1. Glumov I.F., Malovitskiy Ya.P., Novikov A.A., Senin B.V. Regional geology and oil and gas potential of the Caspian Sea. Moscow. Nedra. 2004. 342 p. (In Russ.)

2. Ismailov D.D. Conditions for the formation of the Oligocene-Miocene hydrocarbon system in the Terek-Caspian oil and gas basin and prospects for searching for oil and gas accumulations. The abstract of the dissertation of. cand. geol.-mineral sciences. Moscow. MGRI. 2022. 23 p. (In Russ.)

3. Carslaw H.S., Jaeger, J.C. Conduction of heat in solids. Russian trans. Moscow. Nauka. 1964. 487 p. (In Russ.)

4. Lyubimova E.A., Tomara G.A., Vlasenko V.I., Smirnova E.V., Zektser I.S., Meskheteli A.I. First data on the study of heat flows through the bottom of the Caspian Sea. Izvestiya, Academy of Sciences USSR. Physics of the Solid Earth 1974. No. 4. pp. 98–103. (In Russ.)

5. Mukhtarov A.Sh. Some aspects of heat flow formation in the Caspian region. Proceedings of the Geological Institute of the Azerbaijan National Academy of Sciences. 2004. Vol. 31. pp. 141–146. (In Russ.)

6. Mukhtarov A.Sh. Heat flow in the eastern part of the Caucasian fault zone. In: Yu.A. Popov (Ed.). Earth's heat flow and methods for its study. Moscow. Russian State Geological Prospecting University. 2008. pp. 155–160. (In Russ.)

7. Nikolaev A.V. Problems of geotomography. In: Problems of geotomography. Moscow. Nauka. 1997. pp. 4–38. (In Russ.)

8. Pushcharovsky Yu.M. Nonlinear geodynamics (author's credo). Geotectonics. 1993. No. 1. pp. 3–6. (In Russ.)

9. Serebryakov O.I., Mukasheva A.Kh. Oil and gas geological zoning of the frame of the Northern and Middle Caspian and its water area. Geology, Geography and Global Energy. 2016. No. 4(63). pp. 18–23. (In Russ.)

10. Smyslov A.A., Moiseenko U.I., Chadovich T.Z. Thermal regime and radioactivity of the Earth. Leningrad. Nedra. 1979. 191 p. (In Russ.)

11. Spichak V.V. Magnetotelluric fields in three-dimensional geoelectric models. Moscow. Nauchnyi Mir. 1999. 204 p. (In Russ.)

12. Tarakanov Yu.A. Gravitational tomography. In: Problems of geotomography. Moscow. Nauka. 1997. pp. 236–265. (In Russ.)

13. Far S.M., Zui V.I. Geothermal field and geology of the Caspian Sea region. Journal of the Belarusian State University. Geography and Geology. 2019. No. 1. pp. 104–118.

14. Khutorskoy M.D. Geothermy of the Central Asian fold belt. Moscow. RUDN Publishing House. 1996. 328 p. (In Russ.)

15. Khutorskoy M.D., Gnatus N.A., Demezhko D.Yu., Ermakov V.A., Nikitin D.S., Polyak B.G., Teveleva E.A. Geothermy: XX-XXI century. Moscow. GEOS. 2023. 458 p. (In Russ.)

16. Khutorskoy M.D. Regional thermal field and geothermal resources of the Caucasus region. Geology and Geophysics of Russian South. 2023. Vol. 13. No. 3. pp. 73–88. DOI: 10.46698/VNC.2023.51.69.006. (In Russ.)

17. Chapman D., Pollack H. Global heat flow: spherical harmonic representation. Transactions American Geophysical Union. 1980. Vol. 61. p. 383.

18. Dziewonski A.M. Mapping the lower mantle: Determination of lateral heterogeneity in P- velocity up to degree and order 6. Journal of Geophysical Research. 1984. Vol. 89. pp. 5929–5952. DOI: 10.1029/JB089iB07p05929.

19. Dziewonski A.M., Anderson D.L. Seismic tomography of the Earth's interior. American Scientist. 1984. Vol. 72. No. 5. pp. 483–494.

20. Fuchs S., Neumann F., Norden B., Balkan-Pazvantoglu E. et al. The global heat flow database: Release. GFZ Data Services. 2024. DOI: 10.5880/fidgeo.2024.014.

21. Gordadze G., Kerimov V., Giruts M., Poshibaeva A., Koshelev V. Genesis of the asphaltite of the Ivanovskoe field in the Orenburg region, Russia. Fuel. 2018. Vol. 216. pp. 835–842. DOI: 10.1016/j.fuel.2017.11.146.

22. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Bondarev A.V. Evaluation of the organic carbon content in the low-permeability shale formations (as in the case of the Khadum suite in the Ciscaucasia region). Oriental Journal of Chemistry. 2016. Vol. 32(6). pp. 3235–3241.

23. Khojamli A., Doulati Ardejani F., Moradzadeh A., Nejati Kalate A., Roshandel Kahoo A., Porkhial S. Estimation of Curie point depths and heat flow from Ardebil province, Iran, using aeromagnetic data. Arabian Journal Geosciences. 2016. Vol. 9. pp. 383–386.

24. Rybach L., Buntebarth G. Relationship between the petrophysical properties, density, seismic velocity, heat generation and mineralogical construction. Earth and Planetary Science Letters. 1982. Vol. 57. pp. 367–376.

25. Seismic tomography: Theory and practice. Eds. H.M. Iyer, K. Hirahara. London. Chapman and Hall. 1993. pp. 519–584.