

Научная статья
УДК 550.81, 550.83
DOI: 10.31857/S0869769825020036
EDN: GF1KNV

Оценка перспектив нефтегазоносных областей на акватории Охотского моря по результатам применения вероятностно-статистического анализа геолого-геофизических данных

А.Л. Харитонов

Андрей Леонидович Харитонов

кандидат физико-математических наук, ведущий научный сотрудник
Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн
им. Н.В. Пушкова, РАН, Москва, Россия
ahariton@izmiran.ru
<https://orcid.org/0000-0002-0843-452X>

Аннотация. В статье представлены результаты применения вероятностно-статистического метода прогноза перспективности нефтегазоносных областей на акватории Охотского моря. Метод построен на основе использования предварительного анализа статистических рядов нескольких различных видов геолого-геофизических параметров. Объектом исследования служат локальные концентрические структуры на акватории Охотского моря; предметом исследования – прогноз нефтегазоносных областей. Рассмотрены результаты использования вероятностно-статистического метода прогноза перспективности нефтегазоносных областей по четырем видам различных геолого-геофизических данных (мощности земной коры, мощности литосферы, мощности пород осадочного слоя, значений теплового потока), измеренных в пределах расположения пятнадцати локальных концентрических структур на акватории Охотского моря. По этим данным предварительно были построены статистические гистограммы пространственного распределения значений мощности земной коры, мощности литосферы, значений теплового потока по измерениям в основных нефтедобывающих областях Охотского, Черного, Каспийского морей. В результате с помощью вероятностного метода прогноза были рассчитаны значения плотностей распределения вероятностей по данным различных четырех геолого-геофизических параметров. По рассчитанным значениям вероятностей для пятнадцати концентрических структур Охотского моря по четырем видам геолого-геофизических параметров была составлена сводная таблица данных и выявлены восемь локальных концентрических структур, перспективных для поисков новых месторождений нефти и газа.

Ключевые слова: Охотское море, вероятностно-статистический метод, прогноз, нефтегазоносные области

Для цитирования: Харитонов А.Л. Оценка перспектив нефтегазоносных областей на акватории Охотского моря по результатам применения вероятностно-статистического анализа геолого-геофизических данных // Вестн. ДВО РАН. 2025. № 2. С. 33–44.
<http://dx.doi.org/10.31857/S0869769825020036>

Благодарности. Автор искренне благодарит докторов геолого-минералогических наук А.И. Тимурзиева, Р.Б. Сейфуль-Мулюкова, В.Л. Сывороткина – организаторов ежегодных конференций «Кудрявцевские чтения» за их огромную работу по организации этих конференций и за возможность проанализировать замечания, поступившие при изложении доклада и устранить их в рамках данной статьи.

Original article

Assessment of the prospects of oil and gas-bearing areas in the waters of the Sea of Okhotsk based on the results of the application of probabilistic and statistical analysis of geological and geophysical data

A.L. Kharitonov

Andrey L. Kharitonov

Candidate of Sciences in Physics and Mathematics, Leading Researcher
Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation
of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
ahariton@izmiran.ru
<https://orcid.org/0000-0002-0843-452X>

Abstract. The article presents the results of the application of the probabilistic and statistical method of forecasting the prospects of oil and gas-bearing areas in the waters of the Sea of Okhotsk. The method is based on the use of a preliminary analysis of statistical series of several different types of geological and geophysical parameters. The object of the study of this article is the local concentric structures in the waters of the Sea of Okhotsk. The subject of this article is the forecast of oil and gas bearing areas. The results of using a probabilistic statistical method for predicting the prospects of oil and gas-bearing areas for four types of different geological and geophysical data (crustal thickness, lithosphere thickness, sedimentary rock thickness, heat flux values) measured within the location of fifteen local concentric structures in the Sea of Okhotsk are considered. Based on these data, statistical histograms of the spatial distribution of the values of the thickness of the earth's crust, the thickness of the lithosphere, and the values of heat flux were previously constructed according to measurements in the main oil-producing regions of the Okhotsk, Black, and Caspian Seas. As a result, using the probabilistic forecasting method, the values of the probability distribution densities were calculated according to the data of various four geological and geophysical parameters. According to the calculated probability values for fifteen concentric structures of the Sea of Okhotsk, according to four types of geological and geophysical parameters, a summary data table was compiled and eight local concentric structures promising for the search for new oil and gas fields were identified.

Keywords: Sea of Okhotsk, probabilistic and statistical method, forecast, oil and gas bearing areas

For citation: Kharitonov A.L. Assessment of the prospects of oil and gas-bearing areas in the waters of the Sea of Okhotsk based on the results of the application of probabilistic and statistical analysis of geological and geophysical data. *Vestnik of the FEB RAS*. 2025;(2):33–44. (In Russ.).
<http://dx.doi.org/10.31857/S0869769825020036>

Acknowledgements. The author sincerely thanks doctors of geological and mineralogical sciences A.I. Timurziev, R.B. Seiful-Mulyukov, V.L. Syvorotkin – organizers of the annual conferences “Kudryavtsev Readings” for their enormous work in organizing these conferences and for the opportunity to analyze the comments received during the presentation of the report and to eliminate them within the framework of this article.

Введение

Известно [1–4], что в результате постоянной дегазации мантии Земли, происшедшей в течение многих миллионов лет эволюционных тектоно-магматических процессов на Земле [1–9], поступали газотермальные и гидротермальные потоки геофлюидов различного химического состава (метан и другие природные углеводороды), которые, проникая через сеть тектонических разломов и трещин в пределах расположения концентрических структур (КС), постепенно могли сформировать месторождения углеводородов на акватории Охотского моря (рис. 1).

Как можно видеть из рис. 1, концентрические изолинии мощности земной коры связаны с расположением достаточно крупных по диаметру (более 100 км) КС на акватории Охотского моря, которые пространственно коррелируют с расположением нефтегазоносных областей (НГО).

Исходные материалы

В акватории шельфовых зон Охотского моря недавно выявлено несколько нефтеперспективных концентрических структур (Северо-Сахалинская, Южно-Сахалинская, Западно-Камчатская, Магаданская, Шантарская, Дерюгинская, Тинровская, Гольгинская, Южно-Охотская, Срединно-Курильская, Центрально-Охотская и др.). Но насколько эти КС будут перспективны для поисков месторождений нефти и газа, еще предстоит оценить. В настоящее время в нашей стране в геологических фондах накоплено значительное количество различных геолого-геофизических данных в виде карт разных масштабов, созданных с помощью 5 основных геофизических методов геологоразведки (сейсморазведка, гравиразведка, магниторазведка, геотермия, электроразведка), поэтому в данной статье предлагается рассмотреть вероятностно-статистическую методику, использующую несколько геолого-геофизических параметров, которые могут использоваться для оценки нефтегазовых перспектив некоторых КС, выявленных на акватории Охотского моря. На основании изложенных в [1–9] данных можно предположить, что это будут значения: 1) мощности земной коры (H_k); 2) мощности литосферного слоя (H_d), которые характеризуют наличие глубоких «корней» мантийных диапиров [2; 7, 8], позволяющих через них идти процессам дегазации мантии из коровых и литосферных линз частичного плавления пород мантии; 3) мощности пород осадочного слоя (H_o); 4) аномалий теплового потока (Q), часто расположенных в зонах мантийных диапиров и подводных вулканов, через тектонические структуры которых идет ускоренный тепломассоперенос геофлюидов в осадочный слой земной коры. Почему были выбраны именно эти геолого-геофизические параметры (H_k , H_d , H_o , Q) для прогноза нефтегазовой перспективности КС на акватории Охотского моря? Из ранее проведенных автором исследований на акватории Каспийского и Черного морей стало известно [10], что многие месторождения нефти и газа связаны с несколько повышенной мощностью пород земной коры (рис. 1) и литосферы (рис. 2), которые часто встречаются в зонах расположения КС.

Поскольку большая часть КС [6] сформирована мантийными диапирами с глубокими «корнями» [2, 7, 8, 12], то обычно под действием повышенного тепломассопереноса горячего мантийного вещества в этих зонах – частичное плавление пород земной коры и мантии и вследствие этого происходит некоторое увеличение мощности земной коры (H_k) и мощности литосферы (H_d) в целом, отличающиеся от остальных регионов верхней мантии. Поэтому для поисков новых нефтеперспективных КС в Охотоморском регионе, по-видимому, было бы целесообразно, чтобы в первую очередь были проанализированы

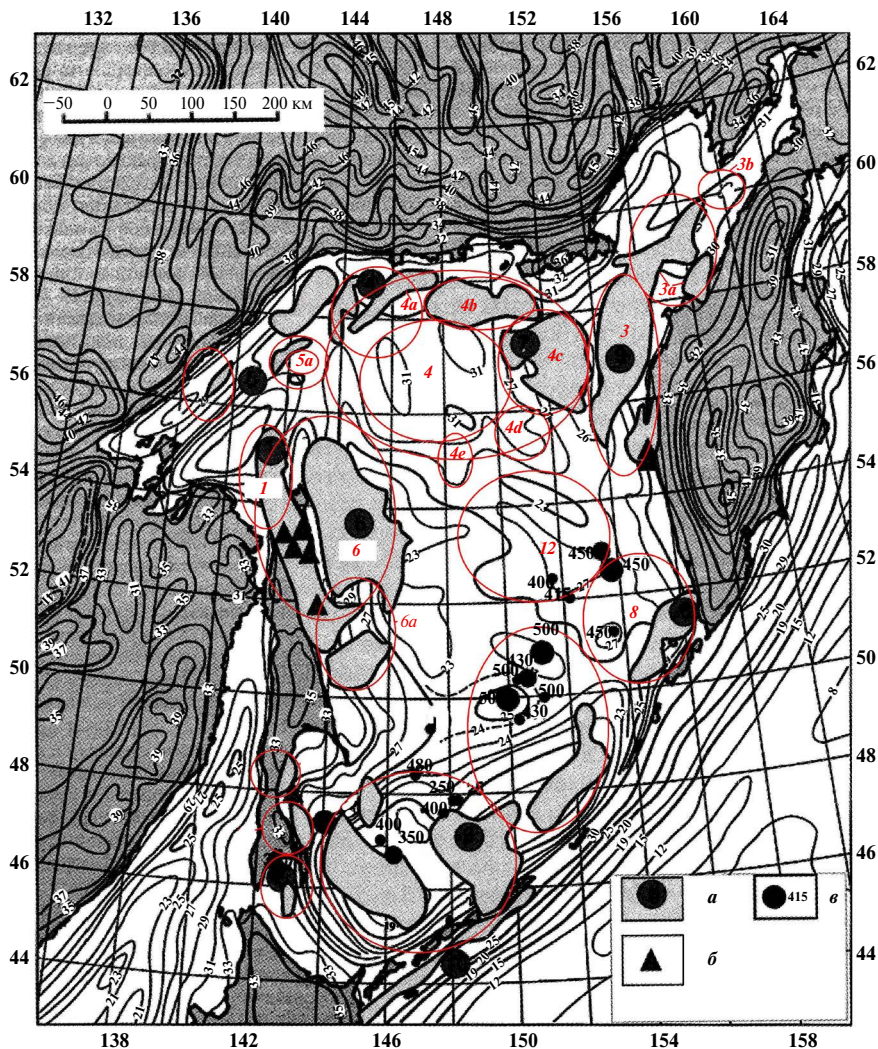


Рис. 1. Карта мощности земной коры Охотоморского региона [9, с дополнениями автора]. Условные обозначения: *a* – прогнозируемые нефтегазоносные области (НГО) на акватории Охотского моря, связанные с концентрическими структурами (КС); *b* – наиболее крупные месторождения нефти и газа на акватории Охотского моря; *v* – эпицентры глубинных землетрясений, произошедших с 1965 г., с указанием их глубины (км). Размеры знаков отражают магнитуду (4.0–6.5) землетрясений; Окружностями выделены зоны расположения КС, связанные с прогнозируемыми НГО на акватории Охотского моря: 1 – Северо-Сахалинская; 2 – Южно-Сахалинская; 3 – Западно-Камчатская; 4 – Магаданская; 5 – Шантарская; 6 – Дерюгинская; 7 – Тинровская; 8 – Голыгинская; 9 – Южно-Охотская; 10 – Срединно-Курильская; 11 – Центрально-Охотская; 12 – Татарская

данные о значениях мощности земной коры (рис. 1) [9], мощности литосферы [11] (рис. 2), мощности осадочного слоя [13] (рис. 3) и теплового потока [14] (рис. 3).

Известно [2, 7, 8], что через зоны мантийных диапиров и сформированных ими КС [6] на поверхности кристаллического фундамента земной коры в течение многих миллионов лет шел, а в некоторых регионах и сейчас продолжается интенсивный теплоперенос и миграция углеводородных геофлюидов из мантии [3, 4]. Поэтому при подготовке настоящей статьи были проанализированы также значения теплового потока (Q) (в диапазоне от $Q < 17$ до $Q > 117$ мВт/м²) [14] в пределах всех известных нефтеперспективных областей [9] на акватории Охотского моря по данным, представленным на соответствующей карте (рис. 3).

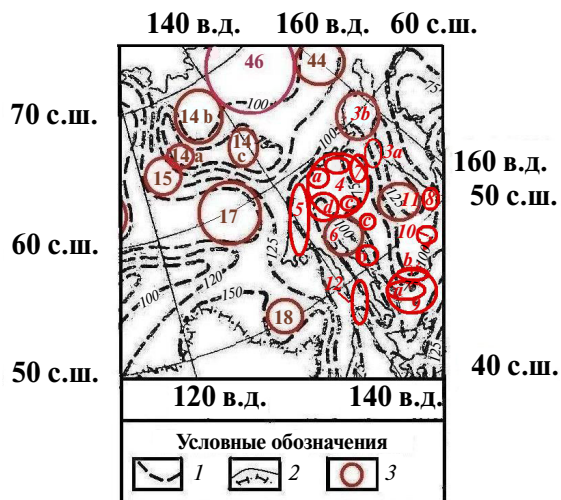


Рис. 2. Фрагмент карты изолиний мощности литосферы ($H_{л}$) для территории Охотоморского региона [11, с дополнениями автора]. Условные обозначения: 1 – изолинии значений мощности литосферы; 2 – государственная граница Российской Федерации; 3 – место расположения КС. Номера и названия КС см. в подписи к рис. 1

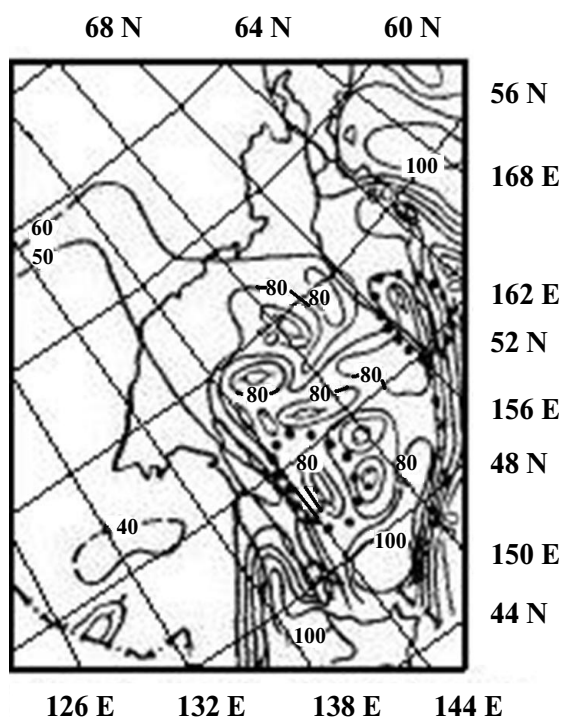


Рис. 3. Фрагмент карты теплового потока Российской Федерации [14, с дополнениями автора]

Методы исследования

В качестве методики прогноза нефтегазовой перспективности КС, расположенных на акватории Охотского моря, предлагается использовать элементы теории вероятности и математической статистики [15–17]. В настоящей статье на основании разрабатываемой методики вероятностного анализа [15–17] с использованием четырех разных видов

геолого-геофизических данных: значениями мощности земной коры (H_k) [9] и мощности литосферы (H_l) [11], мощности пород осадочного слоя (H_o) [13], значениями геотермальной энергии (Q) [14]. Все критерии принятия решений о наличии (или отсутствии) определенных значений геолого-геофизических параметров (H_k, H_l, H_o, Q), характерных для НГО в пределах нескольких акваторий морей РФ, в этой статье базируются на теории проверки статистических гипотез (I и II рода) [15–17]. При этом необходима информация, содержащаяся в данных гистограмм $N(\Phi)$ и графиках плотностей распределения для гипотезы наличия $p(\Phi/H_i)$ и отсутствия $p(\Phi/H_o)$ определенного вида значений (так называемые аномалии) в анализируемых видах ГГД. Поэтому на основе рядов цифровых ГГД, снятых с карт [9, 11, 13–14], были произведены расчет и построение гистограмм $N(\Phi_i)$ по значениям четырех видов ГГД (H_k, H_l, H_o, Q). Гистограмма, так же, как и понятие классической вероятности, описывает распределение частот $N(\Phi) = (m/n)$, определяемых для каждого из n – общего количества значений (Φ) ряда случайных величин определенного вида ГГД [15–17]. Обозначим фиксированную выборку ряда из n исследуемых значений $f(x_j)$ какого-либо вида ГГД ($\Phi(x_j)$) как

$$\Phi_i(x_j) = [f(x_1), f(x_2), \dots, f(x_n)]. \quad (1)$$

На рис. 4 представлены гистограммы распределения значений рядов следующих видов ГГД: вертикальной мощности земной коры $N(H_k)$ [9], вертикальной мощности литосферы $N(H_l)$ [11], вертикальной мощности осадочного слоя $N(H_o)$ [13], теплового потока на поверхности морского дна $N(Q)$ [14], зафиксированных в пределах всех КС, расположенных в одноименных перспективных НГО на акватории Охотского моря.

Из представленной на (рис. 4, А) гистограмме $N(H_k)$ видно, что многие перспективные НГО на акватории Охотского моря (рис. 1) [9] расположены в регионах, где наблюдаются в среднем несколько повышенные значения мощности субокеанической коры ($H_k = 27$ км) по сравнению со средними значениями этого параметра по всему Охотскому морю в целом ($H_k = 25$ км). На акватории российской части Берингова моря, соседнего с Охотским морем, среднее значение мощности океанической коры составляет еще меньшую величину ($H_k = 10$ км). На построенной гистограмме $N(H_l)$ (рис. 4, Б) выделяется экстремальное значение мощности литосферы в центральной части Охотского моря, равное 75 км, которое зафиксировано в пределах всех перспективных и уже эксплуатируемых НГО на акватории Охотского моря. Как видно из гистограммы на рис. 4, В, в прибрежных зонах Охотоморского региона и в пределах о-ва Сахалин, т.е. в переходной зоне от субокеанической литосферы

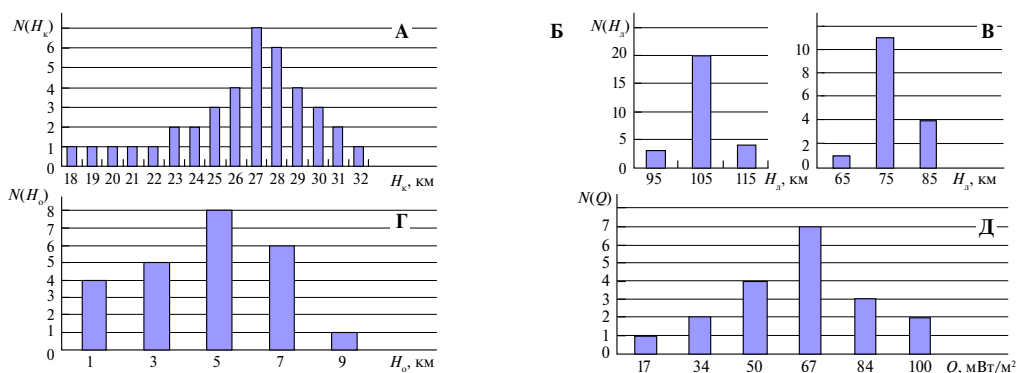


Рис. 4. Гистограммы, характерные для всех вместе перспективных НГО на акватории Охотского моря (включая эксплуатируемые месторождения Северо-Сахалинской НГО), построенные по следующим видам ГГД: А – мощность земной коры $N(H_k)$ по данным оцифрованной карты [9]; Б – мощность литосферы $N(H_l)$ в западной части Охотского моря по данным оцифрованной карты [11]; В – мощность литосферы $N(H_l)$ в центральной и восточной частях Охотского моря по данным оцифрованной карты [11]; Г – мощность пород осадочного слоя по данным оцифрованной карты [13]; Д – значения теплового потока $N(Q)$ по данным оцифрованной карты [14]

к континентальной, мощность литосферы резко возрастает до экстремальных значений 105 км. Из гистограммы, представленной на рис. 4, Г, видно, что экстремальное значение мощности пород осадочного слоя в пределах перспективных НГО Охотского моря составляет 8 км, а по проведенным автором расчетам экстремальное значение мощности пород осадочного слоя на всей акватории Охотского моря составляет в среднем 3 км. Гистограмма $N(Q)$, построенная на рис. 4, Д, показывает, что геотермальная энергия в пределах всех перспективных НГО, проанализированных на акватории Охотского моря, в настоящий геологический период имеет пониженные значения теплового потока (в экстремуме гистограммы $Q = 67$ мВт/м²), измеренного на поверхности морского дна. Пониженные значения теплового потока (67 мВт/м²) в районах расположения КС, в пределах которых выделены перспективные НГО Охотского моря, могут быть связаны с тем, что палеомантийные диапиры, сформировавшие КС, в настоящее время прекратили активную дегазационную деятельность. Высокие значения теплового потока ($Q = 100$ мВт/м² и более) в Охотском море, фиксируемые на морском дне, чаще всего связаны с действующими подводными вулканами.

Затем необходимо было проверить, соответствуют ли значения построенной по данным гистограммы статистической плотности распределения определенному виду теоретической плотности распределения (Гауссовому, логнормальному, равномерному, Пуассона, Пирсона, Стьюдента, Фишера и др.) [15–17]. Для этого был использован критерий Колмогорова [16], который можно представить в следующем виде:

$$\lambda = D \cdot \left[\sqrt{n} \right], \quad (2)$$

где $D = \max | Y_n(x) - Y(x) |$ – максимум модуля разности между статистической (выборочной) функцией распределения $Y_n(x)$ и теоретической $Y(x)$. Вероятность их соответствия определяется по данным соответствующих таблиц [15–17]. Согласно проведенным расчетам по критерию Колмогорова [16] плотности распределения $p(H_n/H_1)$ выборочных значений рядов мощности субокеанической коры, мощности субокеанической литосферы $p(H_n/H_1)$, мощности пород осадочного слоя, значений теплового потока на акватории Охотского моря $p(Q/H_1)$ оказались близкими к закону распределения Гаусса (рис. 5).

По результатам проведенных расчетов можно показать, что данные о мощности субокеанической коры Охотского моря (рис. 5) свидетельствуют о нормальном законе плотности распределения Гаусса. по результатам проведенных расчетов можно показать, что данные о мощности субокеанической литосферы Охотского моря также свидетельствуют о законе плотности распределения Гаусса (рис. 5). Кривая условной плотности распределения $p(H_n)$ значений мощности литосферы, аппроксимированная с помощью нормального закона

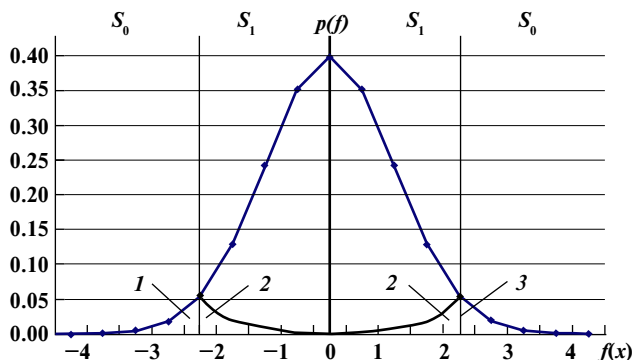


Рис. 5. Кривая теоретической плотности распределения $p(f)$, соответствующая нормальному закону (Гаусса) распределения значений мощности земной коры (H_k), значений мощности литосферы (H_l), характерная для НГО Охотского моря. S_0 – область отклонения гипотезы о наличии аномалии ($f_0 = H_k = 27$ км); S_1 – область принятия гипотезы о наличии аномалии ($f_0 = H_k = 27 \pm 5$ км); 1 – α – вероятность ошибки I рода; 2 – β – вероятность ошибки II рода; 3 – h – величина порога принятия решения

распределения (Гаусса), характеризует вероятностную связь аномалий глубины залегания нижней кромки литосферного слоя (H_n) в зонах расположения основных НГО отдельно для западной ($f_0 = H_n = 105$ км) и центрально-восточной частей ($f_0 = H_n = 75$ км) Охотского моря. Кривая рассчитанной условной плотности распределения $p(Q)$ значений теплового потока, аппроксимированная согласно [15–17] с помощью закона распределения Гаусса, также была построена ($f_0 = Q = 67$ мВт/м²) по данным измерения в пределах расположения основных НГО на акватории Охотского моря.

Из данных, приведенных на рис. 5, можно видеть, что на графике теоретической плотности распределения Гаусса $p(\Phi_i/H_i)$ мощности осадочного слоя на акватории Охотского моря существуют две области (α, β), связанные с ошибками I и II рода. Вероятность ошибки I рода, обнаружения ложной аномалии (α), определяется следующим интегральным выражением:

$$\alpha = \int p(\Phi_i/H_0) d\Omega(\Phi), \quad (3)$$

где $d\Omega(\Phi)$ – n -мерное пространство выборки анализируемых значений определенного вида ГГД.

Вероятность ошибки II рода, пропуска действительной аномалии (β), определяется следующим интегральным выражением:

$$\beta = \int p(\Phi_i/H_1) d\Omega(\Phi). \quad (4)$$

По данным, представленным на графиках теоретических функций распределения разных видов ГГД, собранных в пределах территории, занимаемой перспективными НГО на акватории Охотского моря (рис. 5), были определены значения априорных вероятностей ошибок I и II рода $P_a(\Phi_i/H_0), P_a(\Phi_i/H_1)$.

В результате подсчета суммарных значений этих вероятностных параметров (α, β), зафиксированных в зонах пересечения кривых плотностей распределения (рис. 5), можно определить значение среднего риска принятия решения по формуле

$$r(h) = C_\alpha \times P_a(\Phi_i/H_0) \times \alpha + C_\beta \times P_a(\Phi_i/H_1) \times \beta, \quad (5)$$

где $P_a(\Phi_i/H_1), P_a(\Phi_i/H_0)$ называются априорными вероятностями гипотез наличия H_1 и отсутствия H_0 полезной аномалии; C_α и C_β – цены ошибок I и II рода.

Посредством использования этих данных определялись значения порога (h) принятия, разделяющего пространство $d\Omega(\Phi)$ значений используемого вида ГГД на две области S_1 и S_0 условной плотности распределения $p(\Phi_i/H_1)$ и $p(\Phi_i/H_0)$ (рис. 5). Минимизация среднего риска по критерию Байеса приводит к определению значения порога принятия решения равному

$$h = [C_\alpha \times P_a(\Phi_i/H_0)] / [C_\beta \times P_a(\Phi_i/H_1)]. \quad (6)$$

Далее по каждому виду ГГД, оцифрованных с одноименных карт, в пределах каждой из 15 анализируемых КС на акватории Охотского моря определялось среднее значение каждого вида ГГД. Затем для этого среднего значения ГГД, полученного в пределах каждой КС на основании сравнения с графиком теоретической плотности распределения, проводился расчет коэффициента правдоподобия (Λ) для каждой исследуемой КС по следующей формуле [16]:

$$\Lambda(\Phi_i) = [p(\Phi_i/H_1) / p(\Phi_i/H_0)]. \quad (7)$$

Для каждой исследуемой КС проводилось сравнение рассчитанного порогового значения (h), определенного по каждому виду ГГД на акватории Охотоморского региона,

с коэффициентом правдоподобия (Λ). Если значения коэффициента правдоподобия (Λ) для исследуемой КС было выше порогового значения (h) исследуемого вида ГГД, то принималось решение о гипотезе наличия (H_1) аномалии этого вида ГГД, в противном случае – решение о гипотезе ее отсутствия (H_0) в пределах этой КС. В случае принятия решения о гипотезе наличия (H_1) аномалии исследуемого вида ГГД по значениям теоретической плотности распределения рассчитывалось значение вероятности для каждой исследуемой КС по каждому виду ГГД. Для этого использовался график одномерной теоретической плотности распределения $p(\Phi_i/H_1)$, расположенный в области S_1 .

Известно, что одномерная теоретическая плотность распределения $p(\Phi_i/H_1)$ случайного процесса определяет вероятность того, что значения этого процесса в произвольный момент (x) расположения на профиле измерений будут заключены в определенном интервале ($\Delta\Phi_i$) и при этом значения вероятности $P(\Phi_i)$ и теоретической плотности распределения $p(\Phi_i/H_1)$ случайного процесса могут быть представлены в виде следующей формулы [15–17]:

$$P\{\Phi_i < [\Phi_i(x)/H_1] < \Phi_i + \Delta\Phi_i\} \approx p(\Phi_i/H_1) \times \Delta\Phi_i. \quad (8)$$

Из формулы (8) следует, что вероятность $P(\Phi_i/H_1)$ наличия определенного события (аномалии определенного вида ГГД) (Φ_i) с точностью до величины этого интервала ($\Delta\Phi_i$) будет соответствовать значению теоретической плотности распределения $p(\Phi_i/H_1)$ случайного процесса, которые для анализируемых видов ГГД представлены на рис. 5.

В пределах каждой из 15 исследуемых КС на акватории Охотского моря сначала было выполнено определение необходимого количества точек для каждой КС. Для всех КС, на основании вышеизложенных методов обработки данных, был произведен расчет вероятностей по всем 4 исследуемым видам ГГД в пределах каждой из 15 КС на акватории Охотского моря.

Для получения окончательного результата проведенных исследований по вероятностям всех 4 видов используемых ГГД $P_i(\Phi)$ (i – номер определенного вида ГГД) производилась оценка среднего значения вероятности $P_c(\Phi)$ в пределах каждой из 15 КС. Кроме того, можно считать, что для вычисления вероятностей всех исследуемых видов ГГД ($H_k, H_{л}, H_o, Q$) используют статистически независимые ГГД. При этом выявление одного из статистических событий не изменяет вероятности появления других статистических событий по другому виду ГГД.

Результаты исследований

В этом разделе статьи представлены результаты вероятностно-статистического анализа четырех геолого-геофизических параметров ($H_k, H_{л}, H_o, Q$) и на этой основе можно сделать прогноз, где могут быть расположены новые НГО на территории Охотоморского региона. В результате проведения вероятностно-статистического анализа, выполненного по региональным геолого-геофизическим данным по 15 КС, расположенным в пределах акватории Охотоморского региона, были произведены расчеты, систематизированные в виде таблицы.

Представленные данные (см. таблицу) могут служить некоторыми вероятностными критериями для поиска новых нефтегазоносных областей на акватории Охотского моря. Результаты вероятностного анализа показывают, что наиболее информативными прогнозными параметрами из них являются: мощность земной коры (H_k); мощность литосферы ($H_{л}$); мощность пород осадочного слоя (H_o). Другие геолого-геофизические данные, такие как значения теплового потока (Q) [14], оказались менее информативными, поскольку значения теплового потока в пределах всех анализируемых КС были менее интенсивными, чем в зонах расположения подводных вулканов. Поэтому параметр (Q) не всегда позволяет хорошо выделять нефтеперспективные КС. Кроме того, на основании проведенных расчетов статистических отклонений от средних значений вероятности (dP_c) (см. таблицу) можно сказать,

**Расчет значений вероятности нефтегазовой перспективности 15 КС,
расположенных на акватории Охотоморского региона**

№	Название КС	$P(H_k)$	$P(H_d)$	$P(H_o)$	$P(Q)$	$P_{\text{сред}}$
1	Северо-Сахалинская	0,36	0,99	0,99	0,21	0,64
2	Южно-Сахалинская	0,99	0,99	0,90	0,01	0,73
4a	Магаданская	0,37	0,56	0,63	0,99	0,64
4c	КС(151E-56N)	0,88	0,99	0,73	0,04	0,66
4d	КС(148E-55N)	0,60	0,99	0,73	0,75	0,77
4e	Ионьостровская	0,99	0,99	0,90	0,33	0,81
5	Шантарская	0,64	0,96	0,43	0,38	0,60
6a	Дерюгинская	0,99	0,33	0,95	0,55	0,71
6b	Центрально-Сахалинская	0,12	0,10	0,99	0,17	0,35
6c	КС(148E-53N)	0,33	0,99	0,73	0,04	0,53
9a	КС(146E-46N)	0,01	0,99	0,75	0,18	0,49
9b	Южно-Охотская	0,01	0,99	0,99	0,91	0,73
9c	КС(145E-48N)	0,05	0,99	0,99	0,33	0,60
10	Срединно-Курильская	0,33	0,99	0,90	0,99	0,81
11	Центрально-Охотская	0,88	0,08	0,92	0,20	0,52
12	Татарская	0,60	0,99	0,99	0,95	0,89
$P_i(\Phi)$		0,54	0,86	0,84	0,47	0,64

что новые нефтегазовые месторождения могут быть связаны с территорией следующих КС: Татарская, Ионьостровская, КС(151E-56N), КС(148E-55N), а также с уже достаточно хорошо изученными территориями Дерюгинской, Южно-Сахалинской, Срединно-Курильской, Южно-Охотской КС (рис. 1). Остальными исследуемыми территориями КС, которые по результатам расчетов можно рассматривать как пока недостаточно изученные территории для поисков месторождений горючих полезных ископаемых, являются Магаданская, Шантарская, КС(145E-48N) из-за недостатка у автора некоторых видов более детальных геолого-геофизических данных. Малоперспективными для поисков месторождений нефти и газа можно считать следующие КС: Центрально-Сахалинская, КС(148E-53N), КС(146E-46N), Центрально-Охотская.

Выводы

Рассмотрены результаты применения вероятностных методов интерпретации, использованных для прогноза нефтегазовой перспективности территорий в пределах 15 КС Охотоморского региона, полученных по данным четырех геолого-геофизических параметров.

По итогу проведенных исследований на территории Охотоморского региона из 15 проанализированных КС выделено 8 нефтегазоперспективных структур (Дерюгинская, Южно-Сахалинская, Срединно-Курильская, Южно-Охотская, Татарская, Ионьостровская, КС(151E-56N), КС(148E-55N), в которых рекомендуется провести детальные геолого-разведочные работы для поисков месторождений нефти и газа.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Тимурзиев А.И. Миф «энергетического голода» от Хабберта и пути воспроизводства ресурсной базы России на основе реализации проекта «Глубинная нефть» // *Бурение и нефть*. 2019. № 1. С. 12–20.
2. Валяев Б.М. Углеводородная дегазация Земли, геотектоника и происхождение нефти и газа (признание и развитие идей П.Н. Кропоткина) // *Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений: материалы Всерос. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина*. М.: ГЕОС, 2011. С. 10–32.
3. Сывороткин В.Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. М.: Геоинформцентр, 2002. 250 с.
4. Сейфуль-Мулюков Р.Б. Нефть и газ. Глубинная природа и ее прикладное значение. М.: Торус Пресс, 2012. 216 с.
5. Карта морфоструктур центрального типа территории СССР. Масштаб 1: 10 000 000 (объяснительная записка) / под ред. В.В. Соловьева. М.: Аэрогеология, 1981. 44 с.
6. Eppelbaum L.V. Localization of Ring Structures in Earth's Environments // *Journal of the Archaeological Soc. of the Slovakian Acad. of Sci.* 2007. Vol. 41. P. 145–148.
7. Eppelbaum L.V., Zvi B.A., Katz Y., Cloetingh S., Kaban M.K. Giant quasi-ring mantle structure in the African-Arabian junction: Results derived from the geological-geophysical data integration // *Geotectonics*. 2021. Vol. 55 (1). P. 58–82. DOI: 10.1134/S0016852121010052.
8. Гаврилов С.В. Проникновение теплового диапира в континентальную литосферную плиту из неьютоновской верхней мантии // *Физика Земли*. 1994. № 7/8. С. 18–26.
9. Маракушев А.А., Маракушев С.А. Эндогенные углеводороды и органические вещества на Земле и космических объектах // *Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений: материалы Всерос. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина*. М.: ГЕОС, 2011. С. 42–68.
10. Харитонов А.Л. Методология прогноза нефтегазовой перспективности южных регионов европейской части России // *Ученые записки Крымского федерального университета им. В.И. Вернадского. Сер. География, геология*. 2023. № 4. С. 175–179.
11. Чермак В. Геофизические поля, их природа и геологическая интерпретация // *Геодинамика*. 1986. Т. 5, № 2. С. 111–256.
12. Гаврилов С.В., Харитонов А.Л. Определение месторасположения нефтеперспективных площадей для разведочного бурения в зонах субдукции на основе использования термодинамического метода // *Бурение и нефть*. 2024. № 1. С. 38–43.
13. Беляевский Н.А. Строение земной коры континентов по геолого-геофизическим данным. М.: Недра, 1981. 431 с.
14. Карта геотермальных ресурсов России. Масштаб 1:30 000 000 / под ред. А.А. Смылова. Л.: ВСЕГЕИ, 1995. 1 л.
15. Бендат Дж., Пирсол А. Измерение и анализ случайных процессов. М.: Мир, 1974. 464 с.
16. Вычислительная математика и техника в разведочной геофизике. Справочник геофизика / под ред. В.И. Дмитриева. М.: Недра, 1982. 222 с.
17. Никитин А.А. Статистические методы выделения геофизических аномалий. М.: Недра, 1979. 280 с.

REFERENCES

1. Timurziev A.I. The myth of “energy hunger” from Hubbert and the ways of reproduction of the resource base of Russia on the basis of the implementation of the project “Deep Oil”. *Drilling and Oil*. 2019;(1):12–20. (In Russ.).
2. Valyaev B.M. Hydrocarbon degassing of the Earth, geotectonics and the origin of oil and gas (recognition and development of the ideas of P.N. Kropotkin). *Degassing of the Earth and the Genesis of Oil and Gas Fields: Mater. Vseros. conf., dedicated to the 100th anniversary of the birth of P.N. Kropotkin*. Moscow: GEOS; 2011. P. 10–32. (In Russ.).
3. Syvorotkin V.L. Deep degassing of the Earth and global catastrophes. Moscow: Geoinformtsentr; 2002. 250 p. (In Russ.).
4. Seiful-Mulyukov R.B. Oil and gas. Deep nature and its applied significance. Moscow: Torus Press; 2012. 216 p. (In Russ.).

5. Soloviev V.V. (Ed.) Map of morphostructures of the central type of the territory of the USSR. Scale 1:10 000 000 (Explanatory note). Moscow: Aerogeologiya; 1981. 44 p. (In Russ.).
6. Eppelbaum L.V. Localization of Ring Structures in Earth's Environments. *Journal of the Archaeological Soc. of the Slovakian Acad. of Sci.* 2007;XLI:145–148.
7. Eppelbaum L.V., Zvi B.A., Katz Y., Cloetingh S., Kaban M.K. Giant quasi-ring mantle structure in the African-Arabian junction: Results derived from the geological-geophysical data integration. *Geotectonics.* 2021;55(1):58–82. DOI: 10.1134/S0016852121010052.
8. Gavrilov S.V. Penetration of thermal diapirs into the continental lithospheric plate from the non-Newtonian upper mantle. *Physics of the Earth.* 1994;(7/8):18–26. (In Russ.).
9. Marakushev A.A., Marakushev S.A. Endogenous hydrocarbons and organic substances on Earth and space objects. *Degassing of the Earth and the Genesis of Oil and Gas Fields: Mater. All-Russian conf., dedicated to the 100th anniversary of the birth of P.N. Kropotkin.* Moscow: GEOS; 2011. P. 42–68. (In Russ.).
10. Kharitonov A.L. Methodology of forecasting the oil and gas prospects of the southern regions of the European part of Russia. *Scientific Notes of the V.I. Vernadsky Crimean Federal University. Ser. Geography, Geology.* 2023;4:175–179. (In Russ.).
11. Chermak V. (Ed.) Geophysical fields, their nature and geological interpretation. *Geodynamics.* 1986;5(2):111–256. (In Russ.).
12. Gavrilov S.V., Kharitonov A.L. Determination of the location of oil-prospective areas for exploration drilling in subduction zones based on the use of the thermodynamic method. *Drilling and Oil.* 2024;(1):38–43. (In Russ.).
13. Belyaevsky N.A. The structure of the Earth's crust of continents according to geological and geophysical data. Moscow: Nedra; 1981. 431 p. (In Russ.).
14. Smyslov A.A. (Ed.) Map of Russia's geothermal resources. Scale 1:30 000 000. Leningrad: VSEGEI; 1995. 1 p. (In Russ.).
15. Bendat J., Piersol A. Measurement and analysis of random processes. Moscow: Mir; 1974. 464 p. (In Russ.).
16. Dmitriev V.I. (Ed.) Computational mathematics and technology in exploration geophysics. *Handbook of Geophysics.* Moscow: Nedra; 1982. 222 p. (In Russ.).
17. Nikitin A.A. Statistical methods for the identification of geophysical anomalies. Moscow: Nedra; 1979. 280 p. (In Russ.).