



Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2024. Т. 24, вып. 2. С. 130–138

Izvestiya of Saratov University. Earth Sciences, 2024, vol. 24, iss. 2, pp. 130–138

<https://geo.sgu.ru>

<https://doi.org/10.18500/1819-7663-2024-24-2-130-138>, EDN: ORAMII

Научная статья

УДК 550.81:550.83



Прогнозирование углеводородперспективных структур кольцевого вида в Баренцевоморском регионе по результатам применения стохастического метода при использовании совокупности геопараметров

А. Л. Харитонов

Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн имени Н. В. Пушкова РАН, Россия, 108840, г. Москва, Калужское шоссе, д. 4

Харитонов Андрей Леонидович, кандидат физико-математических наук, ведущий сотрудник, ahariton@izmiran.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4769-6415>; AuthorID: 58562

Аннотация. В статье представляются результаты применения стохастического метода, используемого для прогноза углеводородперспективных геоструктур концентрического вида в пределах Баренцевоморского региона. По рассчитанным значениям стохастических параметров для 21 геоструктуры концентрического вида на акватории Баренцевоморского региона по четырем различным геопараметрам было проведено прогнозирование нефтегазовой перспективности этих структур. В результате была составлена сводная таблица стохастических параметров и сделан обнадеживающий прогноз для 13 геоструктур концентрического вида, перспективных для поисков новых нефtezалежей, в пределах Баренцевоморского региона.

Ключевые слова: стохастический метод, геоструктуры концентрического вида, нефtezалежи, Баренцевоморский регион, геопараметры

Благодарности и финансирование. Автор искренне признателен докторам наук С. В. Гаврилову, С. М. Коротаеву из ИФЗ РАН за данные ими советы и высказанные замечания, позволившие улучшить содержание настоящей статьи.

Для цитирования: Харитонов А. Л. Прогнозирование углеводородперспективных структур кольцевого вида в Баренцевоморском регионе по результатам применения стохастического метода при использовании совокупности геопараметров // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2024. Т. 24, вып. 2. С. 130–138. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2024-24-2-130-138>, EDN: ORAMII

Статья опубликована на условиях лицензии Creative Commons Attribution 4.0 International (CC-BY 4.0)

Article

Forecasting of hydrocarbon-prospective ring-shaped structures in the Barents region based on the results of the stochastic method using a set of geoparameters

A. L. Kharitonov

Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation, RAS, 4 Kaluzhskoe Hwy, Moscow 108840, Russia

Andrey L. Kharitonov, ahariton@izmiran.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4769-6415>

Abstract. The article presents the results of the application of the stochastic method used to predict hydrocarbon-prospective geostructures of a concentric type within the Barents Sea region. According to the calculated values of stochastic parameters for the 21 geostructures of a concentric view in the waters of the Barents region, based on four different geoparameters a summary table of stochastic parameters was compiled and an encouraging forecast was made for 13 concentric geostructures promising for the search for new oil deposits within the Barents Sea region.

Keywords: stochastic method, concentric geostructures, oil deposits, Barents Sea region, geoparameters

Acknowledgements and Funding: The author is sincerely grateful to Doctors of Sciences Sergey V. Gavrilov, Sergey M. Korotaev from Schmidt institute of physics of the Earth of the Russian academy of sciences for their advice and comments, which allowed the author to improve the content of this article.

For citation: Kharitonov A. L. Forecasting of hydrocarbon-prospective ring-shaped structures in the Barents region based on the results of the stochastic method using a set of geoparameters. *Izvestiya of Saratov University. Earth Sciences*, 2024, vol. 24, iss. 2, pp. 130–138 (in Russian). <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2024-24-2-130-138>, EDN: ORAMII

This is an open access article distributed under the terms of Creative Commons Attribution 4.0 International License (CC-BY 4.0)



Введение

В связи с незаконными санкциями (и взрывами на газопроводе «Северный поток»), противоречащими международному праву и уставу ВТО, наложенными на экспортируемый Российской Федерацией трубопроводный газ администрациями США и стран Европейского союза, очень важно найти новые месторождения природного газа (ПГ) в незамерзающей части российского арктического сектора в Баренцевоморском регионе (недалеко от недавно построенного на Ямале терминала сжиженного природного газа (СПГ)) для бесперебойной экспортной транспортировки СПГ в Европу газоналивными танкерами. Поэтому правительством Российской Федерации такое большое внимание уделяется геологоразведке именно в этом российском арктическом секторе. В данной работе автор провел региональные геолого-геофизические исследования в этом важном для Российской Федерации регионе.

В ряде научных публикаций [1–3] показано, что значительная часть месторождений природных углеводородов найдена в зонах расположения геоструктур концентрического вида (ГСКВ) (рис. 1), выделенных на поверхности кристаллического фундамента земной коры, сформированных древними мантийными плюмажами [1, 4, 5], выявленных по данным спутникового зондирования Земли (СЗЗ).

Известно [1, 6–8], что в результате постоянных процессов дегазации мантии Земли, происходивших на планете в течение многих миллионов лет эволюционных геотектономагматических процессов [1, 8] поступали газотермальные и гидротермальные потоки геофлюидов различного геохимического состава (метан и другие простейшие природные углеводороды (ПУВ)), которые, проникая через сеть глубокопроникающих геотектонических дизъюнктивных нарушений (георазломов) в пределах расположения

ГСКВ, постепенно могли сформировать месторождения ПУВ в пределах Баренцевоморского региона. Одним из таких углеводородоперспективных регионов является Баренцевоморский арктический сектор (рис. 2) с ГСКВ, аналогичными выявленным на материковой части этого геологического региона (см. рис. 1).

Геопараметры, использованные при прогнозировании углеводородоперспективных геоструктур концентрического вида Баренцевоморского региона

На российской территории западной части Арктики и Субарктики выявлено несколько крупных частично углеводородоперспективных ГСКВ (Южно-Карская, Тиманская, Печорская, Ухтинская, Пай-Хойская) [2]. Но насколько эти ГСКВ будут перспективны для поисков новых месторождений ПУВ, еще предстоит оценить. В отличие от континентальной части Баренцевоморского региона (см. рис. 1), где для выделения ГСКВ использовались методы СЗЗ, в морской части этого региона их применение невозможно из-за наличия значительного водного покрова. Поэтому для выделения ГСКВ необходимо использовать другие геопараметры (ГП), полученные по геополям (магнитному, гравитационному, теплового потока (ТП), волновому). В настоящее время в Российской Федерации в геологических фондах накоплено значительное количество различных геофизических данных в виде соответствующих карт разных масштабов, созданных с помощью пяти основных геофизических методов геологоразведки (сейсморазведка, гравиразведка, аэромагниторазведка, геотермия, электро-разведка). Поэтому в данной статье предлагается рассмотреть стохастическую методiku с применением нескольких различных геопараметров, полученных по данным нескольких геофизических полей, которые могут использоваться для

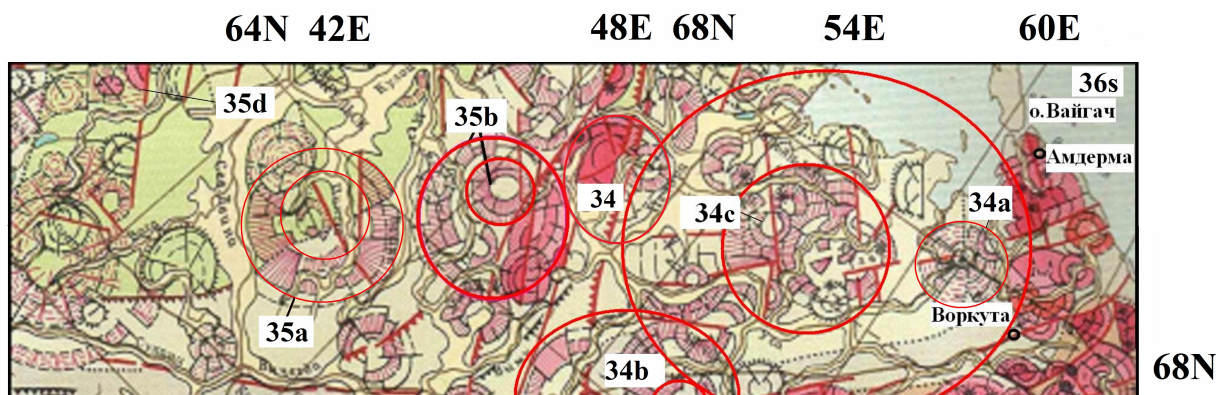


Рис. 1. Фрагмент карты геоструктур концентрического вида (ГСКВ), выявленных на материковой части Баренцевоморского региона, построенной по данным СЗЗ [2, с дополнениями автора]. Номерами обозначены ГСКВ материковой части Баренцевоморского и соседних регионов: 34 – Тиманская, 34а – Пай-Хойская, 34b – Ухтинская, 34с – Печорская, 35а – Котласская, 35b – Мезенская, 35d – Онежская, 36s – Южно-Карская (цвет онлайн)

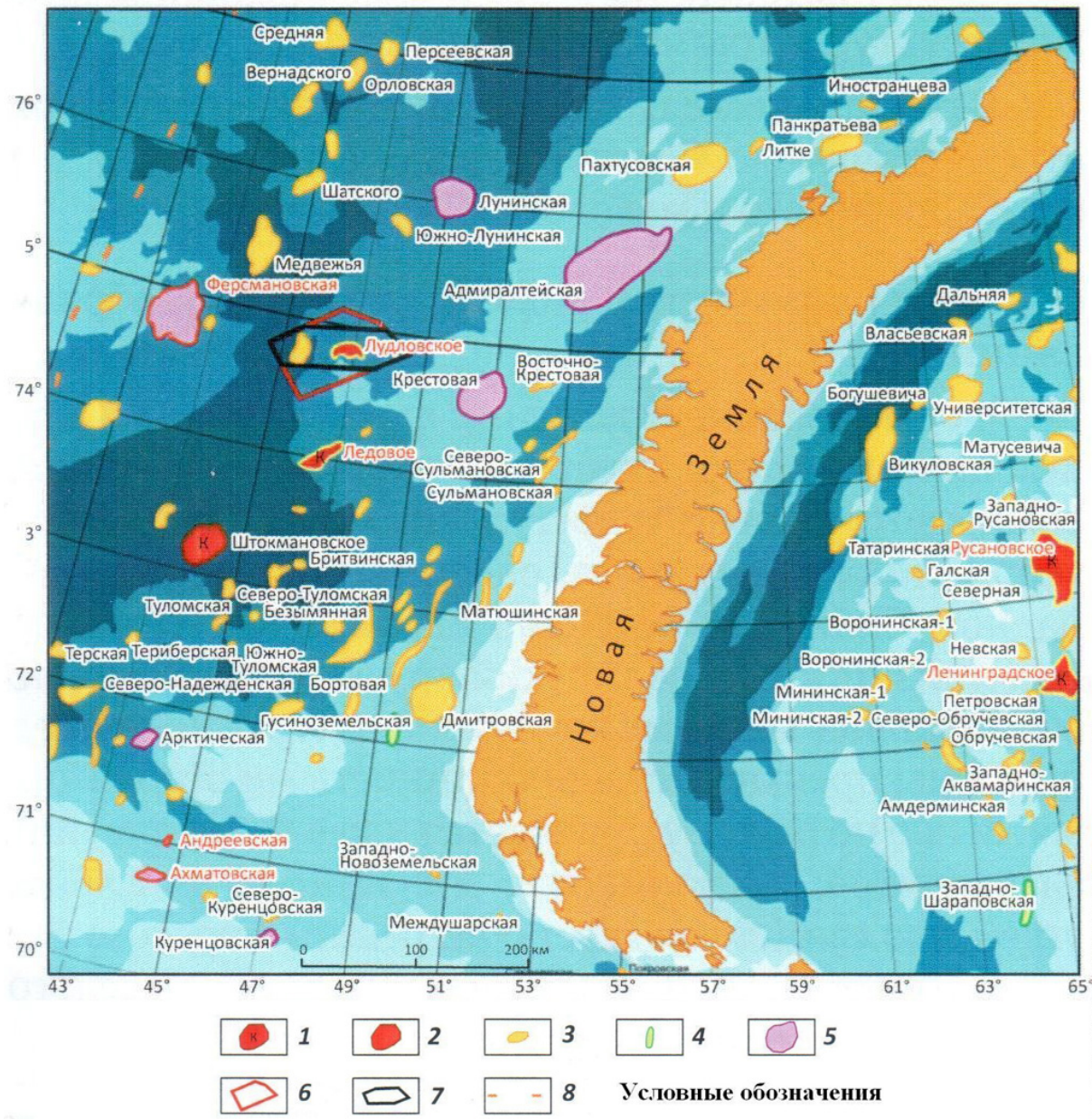


Рис. 2. Карта расположения месторождений природных углеводородов (ПУВ) в пределах Баренцевоморского и Карского регионов [9]. Условные обозначения: 1 – газоконденсатные месторождения; 2 – газовые месторождения; 3 – выявленные структуры; 4 – подготовленные к бурению структуры; 5 – введенные в бурение структуры; 6 – границы разведываемых участков; 7 – границы участков сейсмических исследований 3D-работ; 8 – граница спорной зоны Баренцевоморского региона (цвет онлайн)

оценки некоторых углеводородоперспективных ГСКВ, выявленных автором в пределах Баренцевоморского региона.

На основании изложенных в [1–8] данных можно предположить, что это будут следующие геопараметры: 1) значения мощности земной коры (H_K); 2) значения мощности литосферного слоя (H_L), которые характеризуют наличие глубоких «корней» мантийных плюмажей, позволяющих через них идти процессам дегазации мантии из астеносферно-литосферных линз час-

тичного плавления пород; 3) значения мощности пород осадочного слоя (H_O); 4) значения аномалий теплового потока (Q), часто расположенных в зонах мантийных плюмажей, через разломно-тектонические геоструктуры которых идет ускоренный тепломассоперенос природных геофлюидов в литологические и структурные ловушки осадочного слоя земной и океанической коры. Именно эти геопараметры (H_K , H_L , H_O , Q) были выбраны для прогноза углеводородоперспективности ГСКВ в пределах Баренцевомор-



ского региона, поскольку из ранее проведенных автором исследований в акваториях разных морей стало известно, что многие месторождения ПУВ связаны с несколько повышенной мощностью пород осадочного слоя [10, 11] (глубиной до поверхности фундамента) (рис. 3) и пониженной мощностью коры [12] и мощностью литосферы [13], которые часто встречаются в зонах расположения углеводородоперспективных ГСКВ.

Зоны ГСКВ, выделенные в пределах Баренцевоморского региона (рис. 3), пространственно коррелируют с расположением месторождений углеводородосодержащих залежей и выявленных перспективных, но еще не разбуренных антиклинальных структур в осадочном слое (см. рис. 2).

В соответствии с работой [14], в которой представлены данные об аномальном гравитационном поле (Δg) в пределах Баренцевоморского

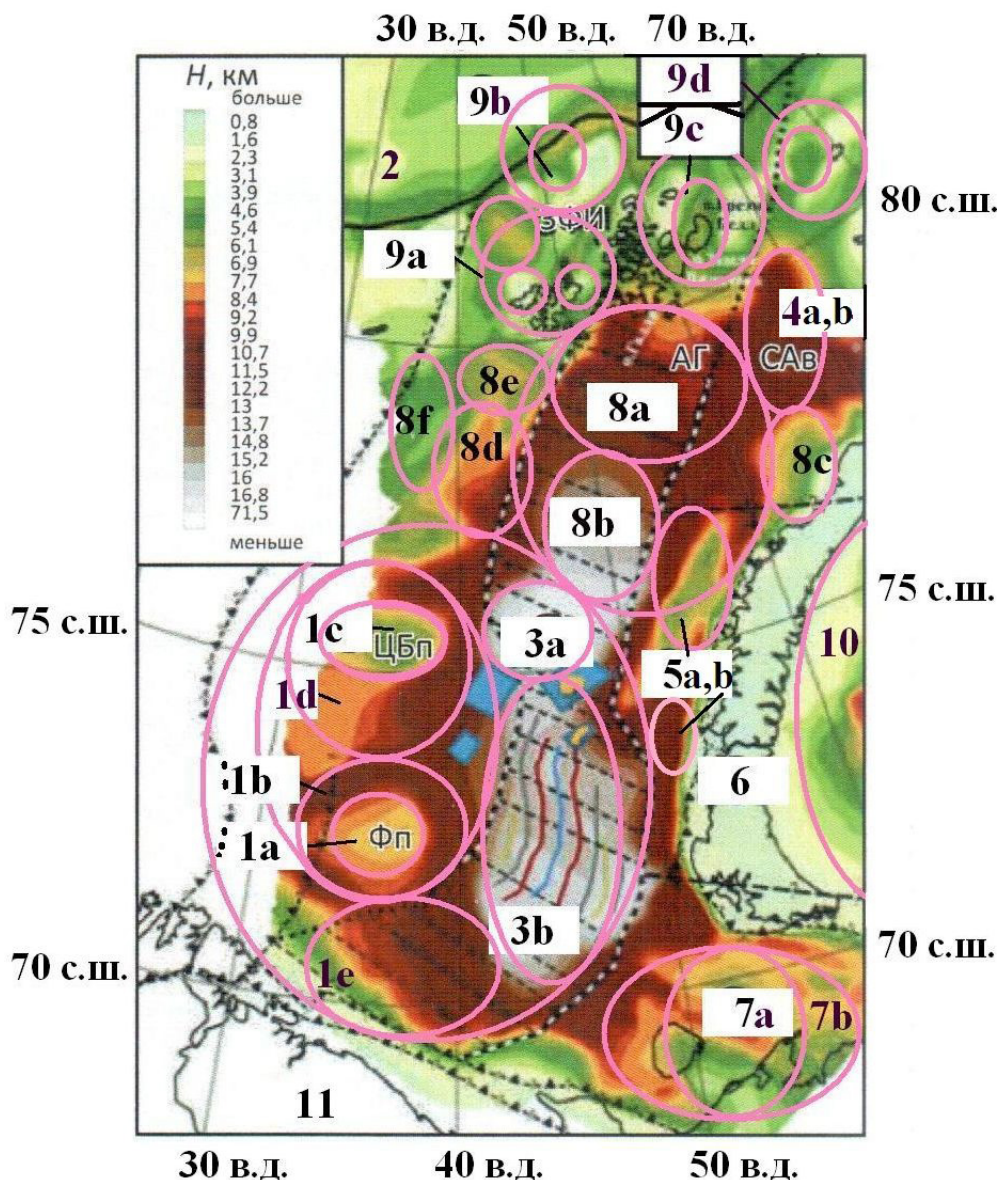


Рис. 3. Карта изогипс (изолиний мощности) осадочного слоя океанической коры (H_0) (глубина до поверхности кристаллического фундамента) [10 с дополнениями автора] для ГСКВ в пределах Баренцевоморского и примыкающих регионов. Условные обозначения: окружностями выделены зоны расположения ГСКВ в пределах Баренцевоморского региона: 1a,b,c,d,e – локальные ГСКВ в центральной части региональной Южно-Баренцевоморской ГСКВ; 2 – рифтовая зона Арктики; 3a,b – локальные ГСКВ региональной Южно-Баренцевоморской ГСКВ; 4a,b – Северо-Карские ГСКВ; 5a,b – Околоновоземельские морские ГСКВ; 6 – Новоземельская субконтинентальная ГСКВ; 7a,b – Печороморские ГСКВ; 8a,b,c,d,e,f – Северо-Баренцевские ГСКВ; 9a,b,c,d,e – Францевские ГСКВ (Земли Франца-Иосифа); 10 – Центрально-Карская ГСКВ; 11 – локальные ГСКВ прибрежной части Баренцевоморского региона (усл. обозначения см. рис. 1) (цвет онлайн)

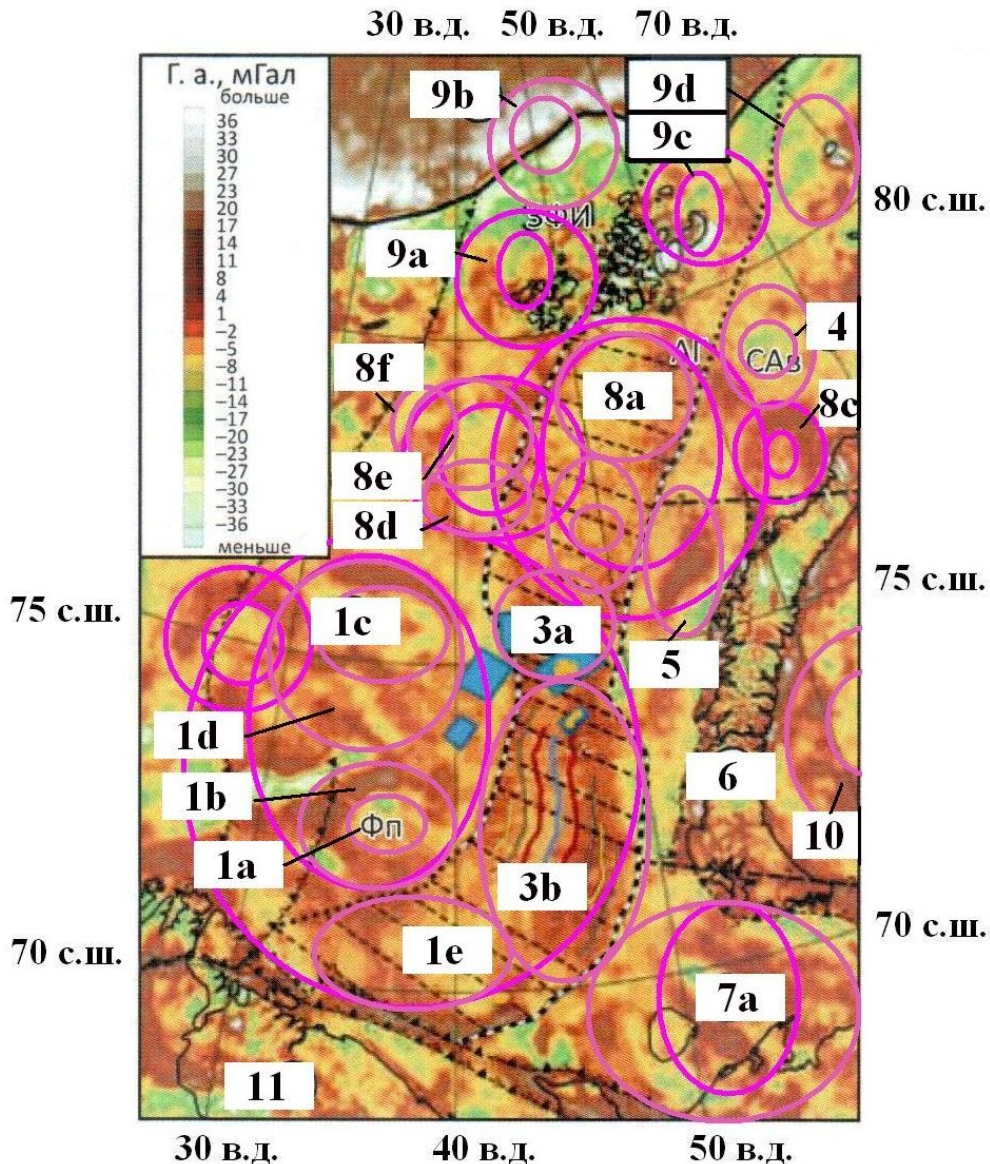


Рис. 4. Карта аномального гравитационного поля (Δg в мГал) Баренцевоморского региона [10 с дополнениями автора]. Условные обозначения: окружностями выделены зоны расположения ГСКВ в пределах Баренцевоморского региона (усл. обозначения см. рис. 3) (цвет онлайн)

региона (рис. 4) [10], можно рассчитать глубину (H_L) до нижней поверхности литосферы (т. е. мощности литосферы) по формуле

$$H_L(\phi, \lambda) = H_0(\phi, \lambda) + \{[\Delta g(\phi, \lambda)] / (2 \times \pi \times G \times \sigma)\}, \quad (1)$$

где $H_0(\phi, \lambda)$ – известное по сейсмологическим данным значение мощности литосферы на тестовом (ближайшем береговом) участке; $\Delta g(\phi, \lambda)$ – значение аномального гравитационного поля в акватории Баренцева моря; G – значение гравитационной постоянной; σ – плотность горных пород литосферы.

По данным, представленным на карте (см. рис. 4), были рассчитаны значения мощности литосферы в пределах Баренцевоморского региона.

Поскольку большая часть ГСКВ [2, 3] сформирована мантийными плюмажами с глубокими «корнями» [1, 4, 5], то обычно под действием повышенного теплопереноса горячего мантийного вещества (апвеллинга) в этих зонах происходит частичное проплавление пород океанической литосферы и вследствие этого – некоторое уменьшение мощности коры (H_K) (см. рис. 4) и мощности литосферы (H_L) в зонах расположения ГСКВ. Поэтому для проведения геологопоисковых исследований новых углеводородоперспективных ГСКВ в Баренцевоморском регионе, по-видимому, было бы целесообразно, чтобы в первую очередь были проанализированы данные о значениях мощности осадочного слоя



[10, 11] (см. рис. 3), мощности коры [12], мощности литосферы [13], рассчитанных и уточненных по данным гравитационного поля [10] (см. рис. 4) и теплового потока (Q) [15] (рис. 5).

Известно [1, 4, 5], что через зоны мантийных плюмажей сформированных ими ГСКВ [3] на поверхности кристаллического фундамента земной коры в течение многих миллионов лет шли, а в некоторых регионах и сейчас продолжают идти интенсивный тепломассообмен и миграция простейших углеводородонасыщенных геофлюидов из мантии [7, 8]. Поэтому при подготовке данной статьи были проанализированы также значения теплового потока (Q) [15], расположенных в пределах всех известных углеводородоперспективных ГСКВ [10] в пределах Баренцевоморского региона по данным, представленным на соответствующей карте (см. рис. 5).

Стохастические методы, используемые для прогнозирования углеводородоперспективных ГСКВ

В качестве методики прогнозирования углеводородоперспективных ГСКВ, расположенных в пределах Баренцевоморского региона, пред-

лагается использовать элементы стохастической теории [16] с применением четырех разных видов геопараметров (H_K, H_L, H_O, Q): значений мощности земной коры (H_K), мощности литосферы (H_L), мощности пород осадочного слоя (H_O), значений теплового потока (Q). Все критерии принятия решений о наличии (или отсутствии) определенных значений геопараметров (H_K, H_L, H_O, Q), характерных для нефтегазоносных областей (НГО) в пределах нескольких акваторий морей РФ, в этой статье базируются на теории проверки стохастических гипотез (I и II рода) [16]. При этом необходима информация, содержащаяся в данных гистограмм $N(\Phi)$ и плотностей распределения для гипотезы наличия $p(\Phi_{i1})$ и отсутствия $p(\Phi_{i0})$ определенного вида значений (так называемых аномалий) в анализируемых видах геопараметров. Поэтому на основании рядов цифровых геопараметров, снятых с карт [10–15], были выполнены расчет и построение гистограмм $N(\Phi_i)$ (рис. 6) и плотностей распределения (рис. 7) по значениям 4 видов геопараметров (H_K, H_L, H_O, Q).

Из представленной гистограммы $N(H_K)$ (рис. 6А) видно, что многие месторождения ПУВ в акваториях морей расположены в регионах, где наблюдаются в среднем несколько

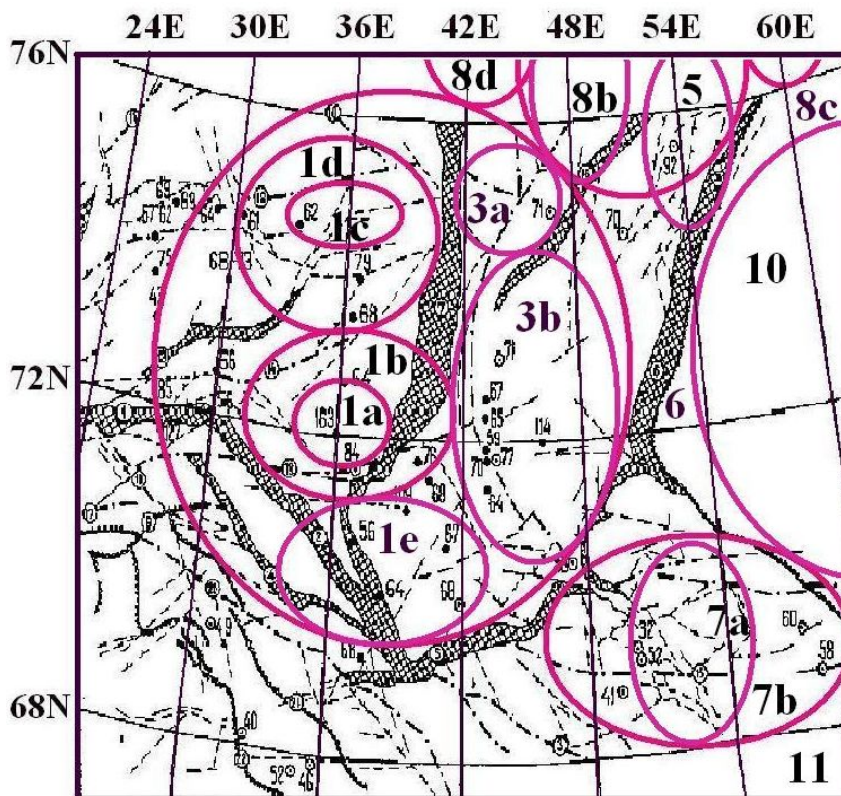


Рис. 5. Карта геотектонических разломов и значений плотности теплового потока (ТП) в пределах Баренцевоморского региона [15 с дополнениями автора]. Условные обозначения: 1 – пункты определения и значения плотности ТП ($\text{мВт}/\text{м}^2$) приборами на морском дне; 2 – пункты определения ТП в глубоких скважинах; 3 – зоны тектонических разломов (усл. обозначения см. рис. 3)

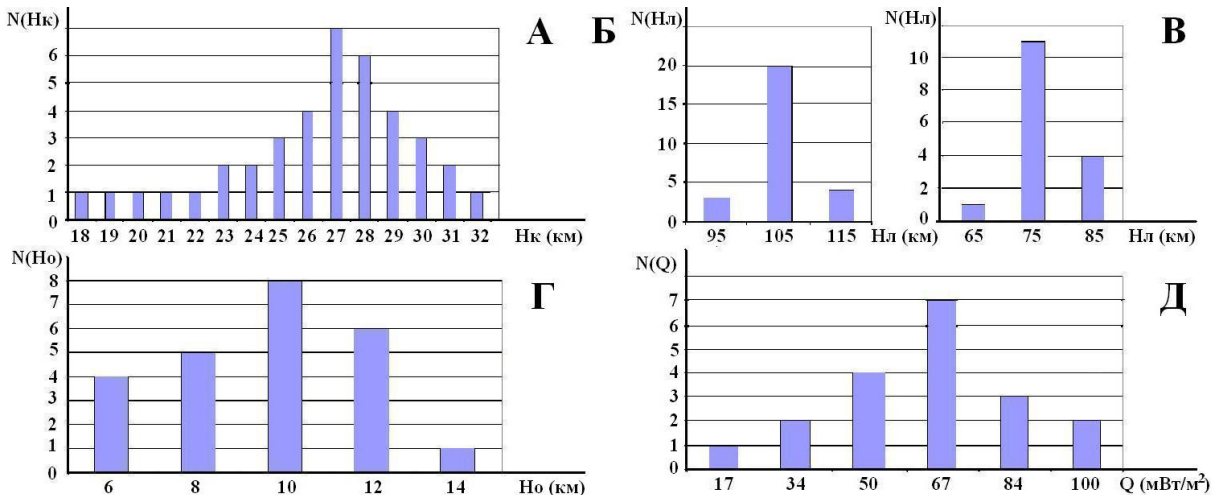


Рис. 6. Гистограммы, характерные для НГО в акваториях разных морей, построенные по следующим видам геопараметров: А – мощность океанической коры (H_K) по данным оцифрованных карт [12]; Б – мощность шельфовой зоны океанической литосферы ($H_{Лш}$) по данным оцифрованной карты [13]; В – мощность глубоководной части океанической литосферы ($H_{Лг}$) по данным оцифрованной карты [17]; Г – мощность пород осадочного слоя (H_O) по данным оцифрованных карт [10, 11, 18]; Д – значение теплового потока (Q) по данным оцифрованной карты ТП [18] (цвет онлайн)

пониженные значения мощности субокеанической коры ($H_K = 27$ км) [12] в сравнении со средними значениями этого параметра по всем морям в целом ($H_K = 30$ км). На построенной гистограмме $N(H_{Лг})$ (рис. 6Б) выделяется экстремальное значение мощности океанической литосферы в глубоководной части морей, равное 75 км, которое зафиксировано в пределах НГО в акваториях других морей РФ. Как видно из гистограммы на рис. 6В, в шельфовых зонах, т. е. в переходной зоне от субокеанической литосферы к субконтинентальной, мощность литосферы резко возрастает до экстремального значения гистограммы 105 км. Из гистограммы, представленной на рис. 6Г, видно, что экстремальное значение мощности пород осадочного слоя в пределах НГО составляет 10 км, а по проведенным автором расчетам экстремальное значение мощности пород осадочного слоя на остальной части акваторий морей РФ составляет в среднем 3–5 км. Гистограмма $N(Q)$, построенная на рис. 6Д, показывает, что значения ТП в пределах НГО, проанализированных в акватории северных морей РФ, в настоящий геологический период имеют значения теплового потока в экстремуме гистограммы $Q = 67$ мВт/м².

Более подробно математические особенности стохастического метода расчета, использованного в данной работе, представлены автором в работе [19]. В результате были рассчитаны графики плотностей распределения по каждому виду геопараметров (рис. 7).

По результатам проведенных расчетов можно показать, что данные о мощности субокеанической коры Баренцевоморского региона (см. рис. 7) свидетельствуют о нормальном законе плотности распределения Гаусса. По результатам

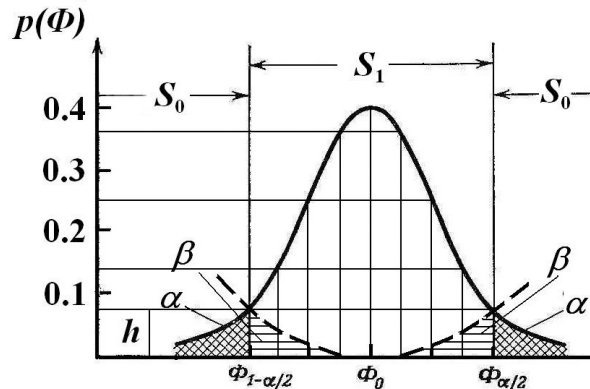


Рис. 7. Кривая теоретической плотности распределения $p(\Phi)$, соответствующая нормальному (закон Гаусса) распределению значений мощности земной коры (H_K), значений мощности литосферы ($H_{Л}$), мощности осадочного слоя (H_O), значений теплового потока (Q), характерные для НГО в акваториях разных морей РФ: S_0 – область отклонения гипотезы о наличии аномалии ($\Phi_0 = H_K(0) = 27$ км; $\Phi_0 = H_{ЛВ}(0) = 75$ км; $\Phi_0 = H_{ЛЗ}(0) = 105$ км; $\Phi_0 = H_O(0) = 10$ км; $\Phi_0 = Q(0) = 67$ мВт/м²); S_1 – область принятия гипотезы о наличии аномалии ($\Phi = \Phi_0 \pm \Delta\Phi(a/2) = H_K(0) \pm \Delta H_K = 27 \pm 5$ км; $\Phi = \Phi_0 \pm \Delta\Phi(a/2) = H_{ЛВ}(0) \pm \Delta H_{ЛВ} = 75 \pm 17$ км; $\Phi = \Phi_0 \pm \Delta\Phi(a/2) = H_{ЛЗ}(0) \pm \Delta H_{ЛЗ} = 105 \pm 17$ км; $\Phi = \Phi_0 \pm \Delta\Phi(a/2) = H_O(0) \pm \Delta H_O = 10 \pm 6$ км; $\Phi = \Phi_0 \pm \Delta\Phi(a/2) = Q(0) \pm \Delta Q = 67 \pm 25$ мВт/м²); α – вероятность ошибки I рода; β – вероятность ошибки II рода; h – величина порога принятия решения

проведенных расчетов [16] можно показать, что данные о мощности субокеанической литосферы Баренцевоморского региона также свидетельствуют о законе плотности распределения Гаусса (см. рис. 7). Кривая плотности распределения $p(H_{Л})$ значений мощности литосферы, аппроксимированная с помощью нормального закона



распределения (Гаусса), характеризует стохастическую связь аномалий глубины залегания нижней кромки литосферного слоя ($H_{ЛЗ}$) в зонах расположения основных НГО отдельно для шельфовой ($\Phi_0 = H_{ЛШ}(0) = 105$ км) и глубоководной ($\Phi_0 = H_{ЛГ}(0) = 75$ км) частей Баренцевоморского региона. Кривая рассчитанной плотности распределения $p(Q)$ значений теплового потока, аппроксимированная [16] с помощью закона распределения Гаусса, также была построена ($\Phi_0 = Q(0) = 67$ мВт/м²) по данным измерения в пределах расположения основных НГО в пределах Баренцевоморского региона.

На основании изложенных стохастических методов матобработки данных [19], был произведен расчет вероятностей по всем исследуемым видам геопараметров в пределах каждой из 21 ГСКВ Баренцевоморского региона. Для получения окончательного результата проведенных исследований по вероятностям всех 4 видов используемых геопараметров $P_i(\Phi)$ (i – номер определенного вида геопараметров) производилась оценка среднего значения вероятности $P(\Phi)$ в пределах каждой из 21 ГСКВ. При проведении стохастических расчетов можно считать, что для вычисления вероятностей исследуемых геопараметров (H_K, H_L, H_O, Q) используют стохастически независимые геопараметры. При этом выявление одного из стохастических собы-

тий не изменяет вероятности появления других стохастических событий по другим видам геопараметров.

Результаты проведенных исследований

Эта часть статьи посвящена результатам применения стохастического метода для анализа 4 различных видов геопараметров (H_K, H_L, H_O, Q), и таким образом, этот метод позволил выполнить прогнозирование ситуации о расположении углеводородоперспективных ГСКВ в пределах Баренцевоморского региона. В результате применения стохастического метода на основе использования 4 доступных цифровых геопараметров по 21 ГСКВ, расположенной в пределах Баренцевоморского региона, были выполнены прогнозные количественные оценки на наличие в ГСКВ углеводородосодержащих залежей, которые представлены в таблице.

Данные, представленные в таблице, могут рассматриваться как стохастические критерии, которые можно использовать для геологоразведки новых углеводородоперспективных залежей в Баренцевоморском регионе. В результате выполненных стохастических оценок перспективности на наличие в исследуемых ГСКВ углеводородосодержащих залежей в пределах Баренцевоморского региона можно видеть, что они имеют достаточно высокие суммарные зна-

Стохастические оценки перспективности 21 ГСКВ, расположенной в Баренцевоморском регионе, на наличие в них углеводородосодержащих залежей, %

№	Название ГСКВ	$P(H_K)$	$P(H_L)$	$P(H_O)$	$P(Q)$	P_c
1	Южнобаренцевоморская-1а	33	1	82-99	1	29-34
2	Южнобаренцевоморская-1b	1-33	1-99	82	95	45-78
3	Южнобаренцевоморская-1с	60	75	10-99	95	60-83
4	Южнобаренцевоморская-1d	60	1-99	60-75	90	53-81
5	Прибортовая Южнобаренцевоморская-3а	33	99	99	98	83
6	Прибортовая Южнобаренцевоморская-3b	88	1-99	99	50	60-85
7	Северокарская-4	33- 99	75	10-99	85	51-90
8	Околоновоземельская-5а	33	99	99	9	61
9	Околоновоземельская-5b	33	75-99	99	90	75-81
10	Печороморская-7 а	60-99	1-33	10-80	10	20-56
11	Печороморская-7b	60-99	1-33	10-20	55	32-52
12	Северобаренцевоморская-8 а	1-33	99	99	90	73-81
13	Северобаренцевоморская-8b	1-33	99	75	90	67-75
14	Северобаренцевоморская-8 с	1	99	55	90	62
15	Северобаренцевоморская-8d	1	99	85	90	69
16	Северобаренцевоморская-8е	1	99	18	90	52
17	Северобаренцевоморская-8f	1	99	18	90	52
18	Францевская-9 а	88	1	58	53	50
19	Францевская-9b	1	99	18	53	43
20	Францевская-9с	60	1	3-55	53	29-42
21	Францевская-9d	12	99	55-99	53	55-66
	$P_i(\Phi)$					53-66

Примечание. Жирным шрифтом выделены значения стохастических параметров, превышающие средние значения этих параметров по всем исследуемым ГСКВ (21) Баренцевоморского региона.



чения в нижеперечисленных ГСКВ: Южнобаренцевоморских (1b, 1c, 1d), Бортовых Южнобаренцевоморских (3a, 3b), Северокарской (4), Околоновоземельских (5a, 5b), Северобаренцевоморских (8a, 8b, 8c, 8d), Францевской (9d) (см. рис. 3). Некоторые СКВ, полученные на основе стохастических оценок, можно считать пока еще недостаточно разведанными – это ГСКВ Печороморские (7a, 7b) и Северобаренцевоморские (8e, 8f). Стохастически малоперспективными для проведения геологоразведочных работ по поиску углеводородосодержащих залежей являются ГСКВ Францевские (9a, 9b, 9c), расположенные вокруг архипелага Франца-Иосифа.

Выводы

1. Проанализировано использование стохастического метода для прогноза перспективных ГСКВ на наличие в них углеводородосодержащих залежей, расположенных в пределах Баренцевоморского региона, выполненное с использованием анализа четырех различных геопараметров.

2. Из 21 проанализированной ГСКВ в пределах Баренцевоморского региона стохастическим методом выделено 13 углеводородоперспективных (Южнобаренцевоморские, Прибортовые Южнобаренцевоморские, Северокарские, Предновоземельские, Северобаренцевоморские), в которых может быть экономически целесообразным проведение геологоразведочных работ для поисков новых углеводородосодержащих залежей.

Библиографический список

1. Юркова Р. М. Мантийно-коровая серпентинизация ультрабазитов как источник углеводородных флюидов // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности : сб. ст. / отв. ред. А. Н. Дмитриевский. М. : ГЕОС, 2002. С. 98–107.
2. Соловьев В. В. Структуры центрального типа территории СССР по данным геолого-морфологического анализа. Объяснительная записка к карте морфоструктур центрального типа территории СССР. Масштаб 1 : 10 000 000. Ленинград : ВСЕГЕИ, 1978. 109 с.
3. Соловьева Л. И. О роли кольцевых структур большого диаметра в тектонике Западно-Сибирской плиты // Исследование Земли из космоса. 1982. № 6. С. 5–12.
4. 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, iss. 1. P. 58–82. <https://doi.org/10.1134/S0016852121010052>
5. Юркова Р. М., Воронин Б. И. Подъем и преобразование мантийных углеводородных флюидов в связи с формированием офиолитового диапира // Генезис углеводородных флюидов и месторождений : сб. ст. / отв. ред. А. Н. Дмитриевский, Б. М. Валяев. М. : ГЕОС, 2006. С. 56–67.
6. Тимурзиев А. И. Обоснование структурно-геоморфологического метода прогноза локальных зон новейшего растяжения // Советская геология. 1989. № 1. С. 69–79.
7. Сывороткин В. Л. Коровые вулканы Курило-Камчатской дуги. М. : Геоинформмарк, 1996. 52 с.
8. Сейфуль-Мулюков Р. Б. Образование нефти и газа. Теория и прикладные аспекты // Геология нефти и газа. 2017. № 6. С. 89–96.
9. Бородкин В. Н., Курчиков А. Р., Недосекин А. С., Лукашов А. В., Смирнов О. А., Мартынова Е. В., Погрецкий А. В. Уточнение геологической модели и перспектив нефтегазоносности Лудловского лицензионного участка акватории Баренцева моря по данным сейсморазведки МОГТ-3D // Геология нефти и газа. 2018. № 6. С. 97–108. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-6-97-108>
10. Черных А. А. Поздневендский палеоокеан в основании Восточно-Баренцевоморского мегапрогиба // Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. 2012. Т. 223, № 8. С. 57–64.
11. Беляевский Н. А., Вольвовский И. С., Рябой В. З. О природе сейсмических слоев и границ в земной коре // Методика и результаты исследований земной коры и верхней мантии : сб. ст. / отв. ред. И. С. Вольвовский [и др.]. М. : Наука, 1972. С. 7–43.
12. Карта мощности консолидированной части земной коры территории СССР (под ред. В. И. Сомова). Масштаб 1 : 5 000 000. М. : Нефтегеофизика, 1987. 4 л.
13. Фогт П. Р., Шнейдер Э. Д., Джонсон Г. Л. Кора и верхняя мантия под океанами // Земная кора и верхняя мантия : сб. ст. / пер. с англ. ; под ред. Е. В. Артюшкова [и др.]. М. : Мир, 1972. С. 180–185.
14. Деменицкая Р. М. Кора и мантия Земли. 2-е изд., доп. и перераб. М. : Недра, 1975. 256 с.
15. Сенин Б. В., Штилов Э. В., Юнов А. В. Тектоника арктической зоны перехода от континента к океану. Мурманск : Кн. изд-во, 1989. 176 с.
16. Bendat J. S., Piersol A. G. Random Data: Analysis and Measurement Procedures. New York : Wiley-Interscience, 1972. 464 p.
17. Моисеенко У. И., Смыслов А. А., Родионова А. Н. Карта геотермического режима земной коры территории СССР // Атлас геолого-геофизических карт СССР масштаба 1 : 10 000 000. Ленинград : Недра, 1982. 15 шт.
18. Хаин В. Е., Михайлов А. Е. Общая геотектоника. М. : Недра, 1985. 326 с.
19. Харитонов А. Л. Использование вероятностных методов обработки геолого-геофизических данных на территории Восточно-Сибирской платформы для прогноза нефтегазовых перспектив концентрических структур // Вестник северо-восточного научного центра ДВО РАН. 2023. № 4 (76). С. 13–29. <https://doi.org/10.34078/1614-0998-2023-4-13-29>

Поступила в редакцию 14.03.2024; одобрена после рецензирования 26.03.2024; принята к публикации 04.04.2024
The article was submitted 14.03.2024; approved after reviewing 26.03.2024; accepted for publication 04.04.2024