

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СТАТИСТИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕКТОНО-КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ СТРУКТУР ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА РОССИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭТАЛОННЫХ ТЕРРИТОРИЙ

© 2024 А.Л. Харитонов

*Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн имени Н.В. Пушкова
Российской академии наук, Москва, Россия, 108840; e-mail: ahariton@izmiran.ru*

Поступила в редакцию 24.03.2023; после доработки 05.08.2024; принята в печать 25.09.2024

В статье приводятся результаты использования статистического метода для анализа геолого-геофизических данных, измеренных в пределах нескольких тектоно-концентрических структур в нефтегазоносных регионах на территории Дальнего Востока Российской Федерации (глубина поверхности Мохоровичича, глубина нижней кромки литосферы, значения геотермальной энергии). Рассчитаны распределение и значения некоторых статистических параметров (гистограммы, плотности распределения, вероятностей, медианное и среднее значения), используемых для прогноза зон расположения месторождений углеводородов. Установлено, что наиболее информативными исходными данными, используемыми для статистического прогноза областей расположения месторождений горючих полезных ископаемых, может быть наличие концентрических зон на глубине расположения поверхности Мохоровичича и концентрических неоднородностей нижней границы литосферы, связанных с «корневыми» структурами палеомантийных плюмов. По рассчитанным статистическим параметрам выявлены четыре локальные тектоно-концентрические структуры, перспективные для поисков новых месторождений нефти и газа.

Ключевые слова: статистический метод, тектоно-концентрические структуры, прогноз нефтегазоносности, Чукотка, Камчатка.

ВВЕДЕНИЕ

В связи с ограничениями Евросоюза на поставку углеводородов (УВ) из Российской Федерации (РФ) и переориентации основных российских поставок УВ на страны Азии (КНР, Индия и др.) особенно актуальным становится применение различных видов геолого-геофизических исследований на территории Дальнего Востока РФ. Во-первых, это важно потому, что таким активно развивающимся регионам как Камчатский и Чукотский необходима собственная энергетическая база, которая не будет зависеть от летних поставок так называемого «северного завоза». Во-вторых, это может быть важным в связи с сокращением государственных и корпоративных расходов на транспортировку нефти и природного газа из восточных регионов нашей страны до границы их основных импортеров в КНР, Японии, Корее.

К сожалению, территория Дальнего Востока РФ изучена пока недостаточно и разведанные запасы нефтегазовых месторождений на этой территории составляют всего 4 % от общероссийских, хотя территория Дальнего Востока РФ составляет примерно 25 % от всей территории нашей страны. Очень сложные природно-климатические условия Восточной Сибири и Дальнего Востока РФ сильно затрудняют применение методов сейсморазведки и электроразведки. Поэтому необходимо для поисков и разведки новых месторождений углеводородов на территории Дальнего Востока РФ использовать любые имеющиеся геолого-геофизические данные о глубинном строении земной коры, литосферы и астеносферы, полученные по результатам мобильных геолого-геофизических методов (дистанционное зондирование Земли из космоса (Карта..., 1981), магнитная съемка (Долгаль и др., 2021), гравиразведка (Долгаль

и др., 2022; Серкерев, 1999), аэросъемки теплового потока (Карта..., 1980).

Значительный вклад в изучение геологического строения Дальневосточных регионов РФ внесли многие отечественные ученые (Валяев, 2011; Вашилов и др., 1997; Кропоткин, 1975; Кудрявцев, 1973; Порфирьев, 1982 и др.). Вслед за фундаментальными исследованиями (Кропоткин, 1975; Кудрявцев, 1973) в последнее время широкое развитие получила теория глобальной дегазации мантии Земли, происходившей в процессе ее эволюционного тектоно-магматического преобразования и связи с ней процессов нефтегазонакопления (Валяев, 2011; Сейфуль-Мулюков, 2012; Сывороткин, 2002; Тимурзиев, 2019). В ряде публикаций показано, что значительная часть месторождений нефти и газа и некоторых других горючих полезных ископаемых (угольный метан) найдена в зонах расположения тектоно-концентрических структур (ТКС) (Кац и др., 1989; Карта..., 1981; Карта..., 1997), сформированных палеомантийными плюмами (Валяев, 2011; Гаврилов, 1994), не только на континентальной части территории РФ, но и в морях Арктики (Сывороткин, 2002). В некоторых из этих ТКС до сих пор наблюдаются достаточно высокие значения дегазации мантии Земли на старых «законсервированных» скважинах

В соответствии с геохронологией тектоно-магматических процессов, протекавших в ходе геологической эволюции Земли, докембрийские и частично протерозойские тектоно-магматические процессы имели в основном эндогенный (т.н. плюм-тектонический) субвертикальный характер (Гаврилов, 1994). Это привело к формированию мантийных нуклеаров (Кац и др., 1989) и их «дочерних», меньшего диаметра, ТКС (Карта..., 1981) на поверхности кристаллического фундамента земной коры. Эти ТКС часто проявляются и в рельефе вышележащих слоев осадочного слоя земной коры (Карта..., 1997) (рис. 1).

В настоящей статье рассмотрены материалы различных видов геолого-геофизических данных, результаты математической обработки которых могут служить статистическими параметрами, используемыми для прогноза новых

нефтегазоносных территорий и некоторых других месторождений горючих полезных ископаемых (угольный метан, битумы) на территории Дальнего Востока РФ.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

На территории РФ имеется несколько крупных, хорошо изученных и уже давно эксплуатирующихся, нефтегазоносных бассейнов (НГБ) (Западно-Сибирский, Волго-Уральский, Тимано-Печорский, Прикаспийский, Северо-Кавказский) (рис. 2).

Как предполагали некоторые эксперты (Тимурзиев, 2019), месторождения нефти, в НГБ РФ, эксплуатируемых с начала 1950-х гг., должны постепенно истощиться к 2030 г. Поэтому на территории РФ и стран ближнего зарубежья еще в 1970-е – 1990-е гг. были успешно проведены многочисленные региональные геолого-геофизические исследования с определением различных геологических параметров (глубин залегания слоев коры и мантии, значений теплового потока, плотности и намагниченности горных пород и т.д.), позволившие сконцентрировать поиски и провести детальную геологическую разведку месторождений горючих полезных ископаемых (газ, нефть, битумы, угольный метан) в Волго-Уральском, Прикаспийском, Тимано-Печорском, Западно-Сибирском, Северо-Кавказском и некоторых других НГБ и нефтегазоносных областях (НГО), выполненных с помощью основных геофизических методов — сейсморазведки (Вольвовский и др., 1975; Чермак, 1986), гравиразведки (Булычев, 2013; Никитин, 1979; Серкерев, 1999), магниторазведки (Серкерев, 1999), электроразведки (Рокитянский, 1975), геотермии (Карта..., 1980). Проведенные исследования показали, что в этих НГБ еще имеются определенные ресурсы нефти, особенно на территории Западной Сибири. Однако, в связи с санкционными ограничениями технологий по морской 3D-сейсморазведке и нефтедобыче на шельфе Российской Арктики к 2030 г. должны существенно сократиться (Конторович, 2018). Поэтому, необходимо искать

Рис. 1. Фрагмент карты тектоно-концентрических структур центрального типа (Соловьев, 1981, с изменениями). Окружностями выделены зоны расположения, наиболее известных в настоящее время, ТКС Дальнего Востока РФ: 14в — Индигирская; 14д — Магаданская; 14е — Зырянская; 39а — Северо-Чукотская; 39б — Анадырская; 39в — Дежневская; 40а — Северо-Сахалинская; 40б — Северо-Камчатская; 40в — Западно-Камчатская; 43 — Западно-Чукотская; 43а — Анюйская; 43б — Нижнеколымская; 44 — Олойская; 46 — Алазейская; 48 — Олюторская.

Fig. 1. Fragment of the map of tectonic-concentric structures of the central type (Soloviev, 1989, modified). The circles highlight the zones of the location of the most currently known tectonic-concentric structures: 14в — Indigirskaya; 14д — Magadan; 14е — Zyryanovskaya; 39а — North Chukotka; 39б — Anadyrskaya; 39в — Dezhnevskaya; 40а — North Sakhalin; 40б — North Kamchatka; 40в — West Kamchatka; 43 — West Chukotka; 43а — Anyuyskaya; 43б — Nizhnekolymskaya; 44 — Oloiskaya; 46 — Alazeyskaya; 48 — Olyutorskaya.

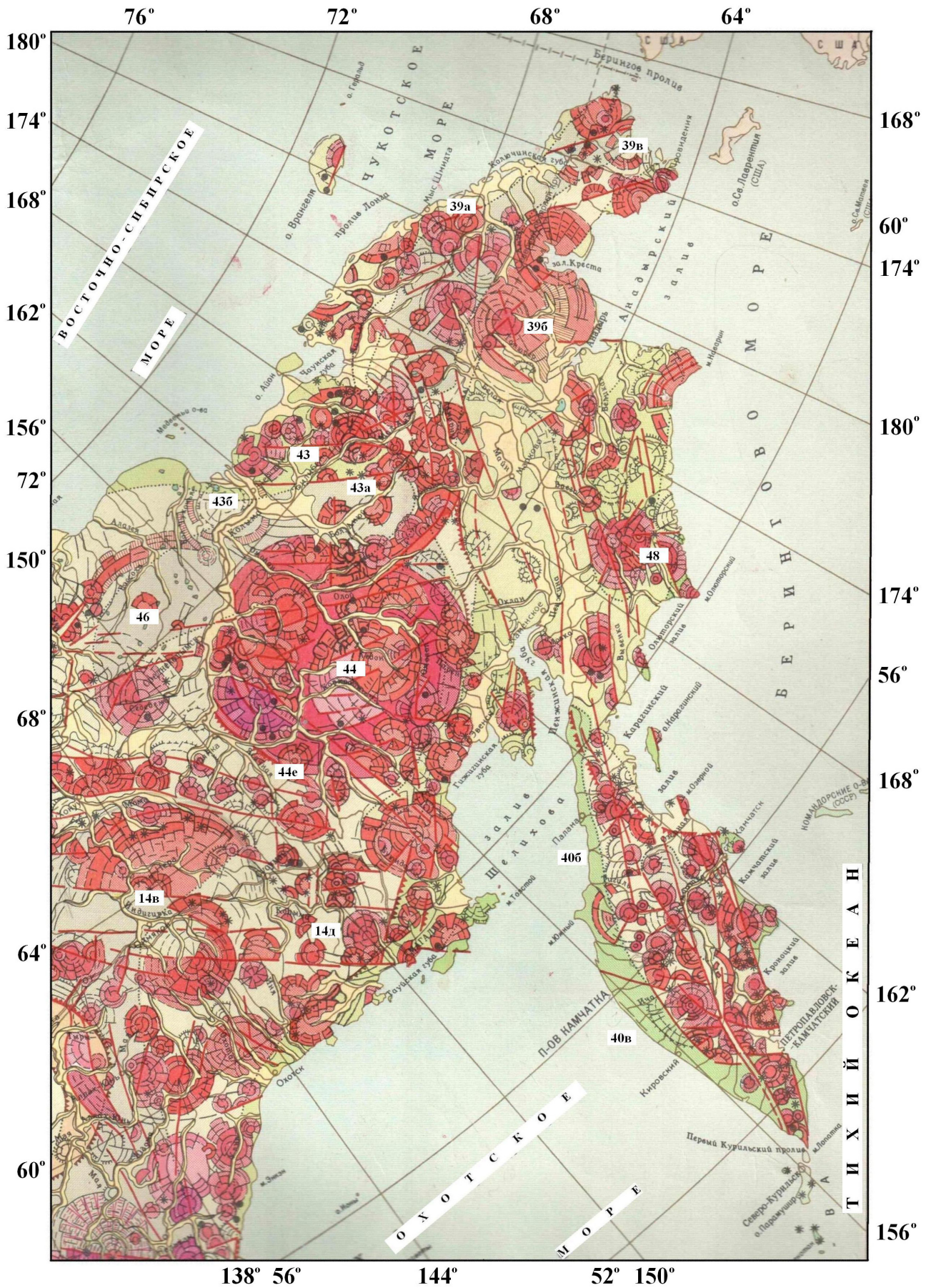


Рис. 2. Карта месторождений полезных ископаемых СССР. Масштаб 1:15000000. Смыслов, 1982). Рамкой оконтурины границы нефтегазоносных регионов РФ, в которых были проанализированы значения теплового потока, мощности коры, литосферы, использованные при построении статистических гистограмм.

Fig. 2. Map of mineral deposits of the territory of the (former) USSR. Scale 1:15000000 (Smyslov, 1982). The frame outlines the boundaries of the oil and gas bearing regions, in which the values of heat flux, crustal thickness, and lithosphere were analyzed and used in the construction of statistical histograms.

новые нефте-перспективные континентальные территории в РФ. В связи с этим в настоящей статье были использованы полученные ранее геолого-геофизические данные по территории РФ, которые обычно представлены в виде карт различных геолого-геофизических параметров.

По данным (Закиров и др., 2014; Порфирьев, 1982) значительная часть месторождений углеводородов расположена в пределах территорий с определенной глубиной до поверхности Мохоровичича ($H_m = 38-42$ км). Средняя глубина до поверхности Мохоровичича по всей территории РФ составляет $H_m \approx 33$ км (Вольвовский и др., 1975).

Разницу в значениях глубины, на наш взгляд, можно объяснить следующим образом. Поскольку крупные ТКС сформированы палеомантийными плюмами с глубокими «корнями» (Валяев, 2011), то обычно под действием повышенного тепломассопереноса мантийного вещества в этих зонах происходит частичное плавление вещества коры и мантии и вследствие этого происходит некоторое увеличение глубины границы Мохоровичича (H_m) и нижней границы литосферы (H_d) отличающиеся от остальных более «мантийно-холодных» регионов РФ. Кроме того, следует упомянуть, что через субвертикальные структуры палеомантийных плюмов происходит дегазация геофлюидов (CO_2 , H_2 , углеводороды- CH_4 и др.) из мантии и постепенное их накапливание в виде залежей нефти и газа в слоях осадочного слоя земной коры (песчаники, карбонаты и другие пористые породы в их составе). Поэтому для поисков новых перспективных нефтегазоносных регионов Дальнего Востока РФ, по-видимому, было бы целесообразно, проанализировать значения глубины до поверхности Мохоровичича (Вольвовский и др., 1975) (рис. 3) в пределах расположения ТКС, через территорию которых часто происходит дегазация палеомантийных плюмов (Валяев, 2011), на предмет соответствия этих зон повышенной средней глубине поверхности Мохоровичича ($H_m = 40 \pm 2$ км).

В работах (Валяев, 2011; Карта..., 1981), были высказаны предположения о связи значений вертикальной мощности литосферы (H_d) (рис. 4) с зонами пространственного месторасположения НГБ, расположенных в пределах ТКС, сформированных палеомантийными плюмами. Поэтому для поисков новых НГБ необходимо

учитывать значения вертикальной мощности литосферы (H_d).

Для того, чтобы понять с какими глубинными слоями связаны ТКС (рис. 1, 3, 4), возникшие на территории Дальнего Востока РФ, сформированные палеомантийными плюмами, приведем карту «корневых» неоднородностей этих ТКС, расположенных на глубине 60 км от земной поверхности, созданную по данным геомотомографии (Вашилов и др., 1997) (рис. 5), на которой выделены зоны расположения ТКС, соответствующие интрузивным внедрениям из более глубоких слоев мантии.

Проведенный анализ показал, что наиболее плотные породы, внедрившиеся из нижних слоев мантии, часто расположены в пределах бортовых (периферических) зон ТКС, которые могут служить субвертикальными каналами дегазации мантии и способствовать формированию месторождений углеводородов в погребенных породах коры выветривания или в близлежащих зонах, в осадочном слое земной коры, подобно некоторым месторождениям на территории Аляски и Канады (Арешев и др., 1974).

Согласно представлениям многих ученых о миграции углеводородных геофлюидов в земную кору из дегазирующихся очагов мантии (Валяев, 2011; Карта..., 1997; Кропоткин, 1975; Кудрявцев, 1973; Сейфуль-Мулюков, 2012; Сывороткин, 2002; Тимурзиев, 2019) на территории Дальнего Востока РФ была выявлена связь приповерхностных особенностей ТКС со сформировавшимися их глубокопроникающими в астеносферу конусообразными тектоническими структурами палеомантийных плюмов по которым могут мигрировать углеводородные геофлюиды.

Анализ глубинного геолого-геофизического разреза земной коры и верхней мантии (рис. 6) позволяет сказать, что на нем выделяется два крупных палеомантийных плюма (геокона): Алданский (17) и Буреинский (18) ТКС которых имеют диаметры >650 км. В пределах Алданского палеомантийного плюма глубинными разломами выделяется Учурский палеомантийный плюм (астенокон) с ТКС меньшего диаметра (500 км). На границах разных слоев литосферы в южной части территории Дальнего Востока РФ наблюдаются очаги внедрения расплавленной мантии. Так в пределах Буреинского геокона глубинными разломами отделяется друг от друга несколько палеомантийных плюмов (литокон)

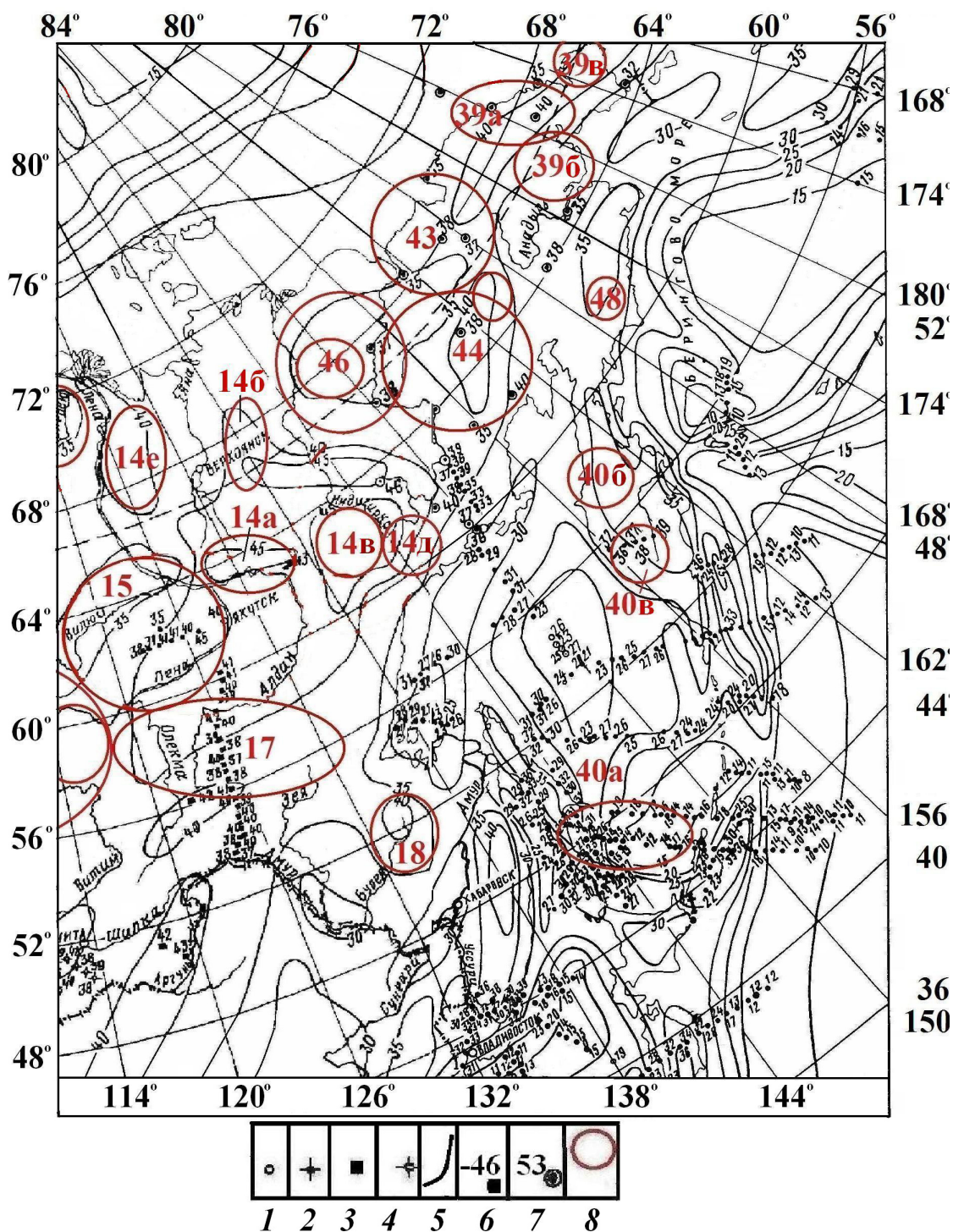


Рис. 3. Фрагмент карты глубины до поверхности Мохоровичича (H_m) территории РФ и сопредельных стран, построенная по данным глубинного сейсмического зондирования (Вольвовский и др., 1975, с дополнениями): 1–4 — различные виды промежуточных пунктов, использованных при проведении глубинных сейсморазведочных исследований; 5 — обозначение расположения рек; 6 — номера опорных сейсмических пунктов; 7 — опорные пункты измерения ГСЗ; 8 — месторасположение тектоно-концентрических структур (ТКС): 14а — Среднеленская; 14б — Нижнеянская; 15 — Вильейская; 17 — Алданская, 18 — Буреинская (описание кодов остальных структур приведено в подписки к рис. 1).

Fig. 3. Fragment of the map of the depth to the Mokhorovichich (H_m) surface in the territory of the Russian Federation and neighboring countries, constructed the data of deep seismic sounding (Volvovsky et al., 1975 with additions). 1–4 — different types of intermediate points used in deep seismic surveys; 5 — major rivers; 6 — numbers of reference seismic points; 7 — reference points of the GSS; 8 — location of tectonic-concentric structures (TCS): 14a — Srednelenskaya; 14b — Nizhneyanskaya; 15 — Vilyuiskaya; 17 — Aldanskaya; 18 — Bureinskaya (codes of the remaining tectonic-concentric structures are described in Fig. 1 caption).

низшего порядка с меньшим диаметром их ТКС (60–150 км) и меньшей глубиной (50 км и 75 км) питающих их магматических очагов.

Известно (Валяев, 2011), что через субвертикальные геоструктуры глубоко проникающих в расплавы астеносферы, палеомантийных плюмов (рис. 6) и сформированных ими ТКС идет интенсивный тепломассоперенос и миграция углеводородных геофлюидов из мантии в структурные ловушки осадочного чехла. Поэтому в связи с поиском месторождений УВ на территории Дальнего Востока РФ нами были проанализированы данные такого геопараметра, как значения геотермальной энергии (Карта..., 1995), в зонах расположения исследуемых ТКС (рис. 7), т.к. значения геотермальной энергии являются одним из наиболее эффективных геопараметров при статистическом прогнозировании нефтеперспективных ТКС на территории Дальнего Востока РФ.

Для проверки статистических гипотез о нефтегазоносности территорий ТКС Дальнего Востока РФ сначала были построены гистограммы следующих геопараметров на эталонных территориях НГБ РФ (рис. 2): значения глубины залегания поверхности Мохоровичича земной коры (H_m) (Вольвовский и др., 1975); значения глубины залегания нижней сейсмической границы литосферного слоя (H_n) (Чермак, 1982) и значения геотермальной энергии (Q) по данным (Карта..., 1995). Для прогноза новых НГО

на территории Дальнего Востока РФ в соответствии с работами (Бендат и др., 1974; Вентцель, 1969; Вычислительная..., 1982), была разработана статистическая методика, основанная на использовании эталонных данных.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для оценки нефтегазовой перспективности территорий использовались элементы теории анализа случайных процессов (Бендат и др., 1974) и вероятностно-статистические методы интерпретации результатов геофизических наблюдений (Вентцель, 1969; Вычислительная..., 1982). Основным статистическим количественным параметром, который определяет объективную возможность возникновения какого-либо события A_i (например, наличия месторождений углеводородов) является вероятность этого события $P(A_i)$ (Вычислительная..., 1982). В самом общем виде классическое определение понятия вероятности события определяется отношением благоприятствующих событию (A_i) исходов (m) к общему числу всех равновероятных исходов (n) какого-либо эксперимента (Вычислительная..., 1982):

$$P(A_i) = m / n \quad (1)$$

Одномерная плотность распределения $p(A_i)$ случайного процесса определяет вероятность того, что значения этого процесса (например, значения (A_i) реализации случайно распределенных данных по профилю) в произвольный момент (x) расположения на профиле измерений будут заключены в определенном интервале (ΔA_i) и при этом вероятность $P(A_i)$ и плотность распределения $p(A_i)$ случайного процесса (например,

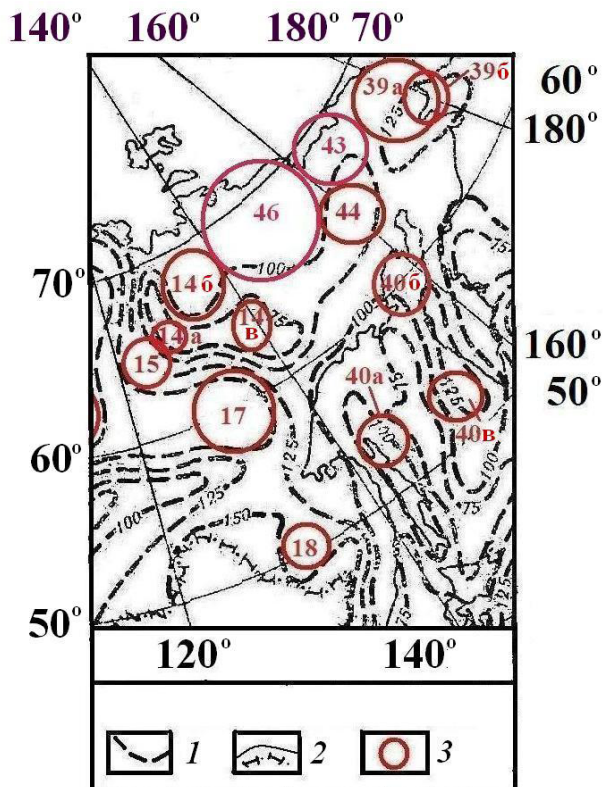


Рис. 4. Фрагмент карты регионального распределения мощности литосферы (H_n) на территории РФ (Чермак, 1986, с дополнениями), построенной по данным поверхностных сейсмических волн: 1 — изолинии вертикальной мощности литосферы (H_n), определенные по сейсмическим данным; 2 — обозначение береговой линии и границы СССР; 3 — окружностями выделены зоны концентрических аномалий вертикальной мощности литосферы, выделенные в зонах расположения ТКС Дальнего Востока (описание кодов остальных структур приведены в подписях к рис. 1 и 3).

Fig. 4. Fragment of the map of the regional distribution of lithospheric thickness (H_n) on the territory of the Russian Federation (Chermak, 1986, with additions), constructed from surface seismic waves data. 1 — isolines of the lithosphere thickness (H_n), determined from seismic data; 2 — coastline and the border of the former USSR; 3 — circles are zones of concentric anomalies of the lithosphere thickness, identified in the zones of the location of tectonic-concentric structures in the Far East (codes of the remaining tectonic-concentric structures are described in Figs. 1 and 3 captions).

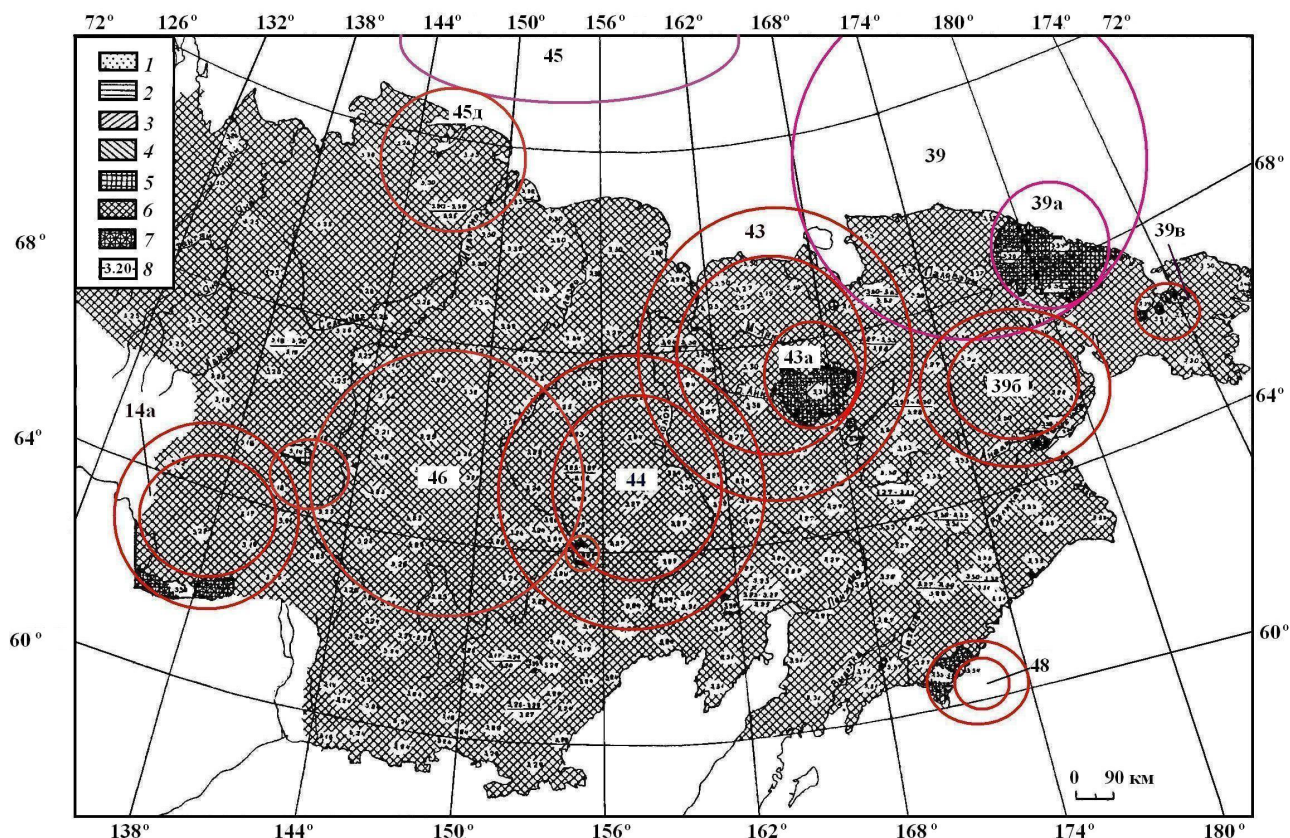


Рис. 5. Карта результатов гравиметрической томографии Северо-Востока РФ по системе срезов на глубине 60 км (Вашилов и др., 1997, с дополнениями). Виды пород с плотностью (в $\text{кг}/\text{м}^3$): 1 — осадочные кислого состава с $\sigma < 2690$; 2 — гранодиоритового типа с $\sigma \approx 2700\text{--}2770$; 3 — диоритового ряда с $\sigma \approx 2780\text{--}2850$; 4 — основного состава с $\sigma \approx 2860\text{--}2990$; 5 — базит-гипербазитового ряда с $\sigma \approx 3000\text{--}3150$; 6 — гипербазитового типа с $\sigma \approx 3160\text{--}3320$; 7 — эклогитизированные с $\sigma > 3320$; 8 — плотность пород в месте ее определения (в $\sigma \cdot 10^3 \text{ кг}/\text{м}^3$). Окружностями выделены зоны расположения наиболее крупных ТКС: 39 — Чукотоморская; 45 — Сибироморская; 45д — Гусиная (описание кодов остальных структур приведены в подписях к рис. 1 и 3).

Fig. 5. Map of the results of gravimetric tomography of the North-East of Russia using a system of slices at a depth of 60 km (Vashchilov et al., 1997, with additions). Types of rocks by density (in kg/m^3): 1 — sedimentary rocks of acid composition with $\sigma < 2690$; 2 — granodiorite type with $\sigma \approx 2700\text{--}2770$; 3 — diorite series with $\sigma \approx 2780\text{--}2850$; 4 — rocks of basic composition with $\sigma \approx 2860\text{--}2990$; 5 — basite-hyperbasite series with $\sigma \approx 3000\text{--}3150$; 6 — hyperbasite type with $\sigma \approx 3160\text{--}3320$; 7 — eclogitized with $\sigma > 3320$; 8 — rock density at the place of its determination (in $\sigma \cdot 10^3 \text{ kg}/\text{m}^3$). The circles indicate the location of the largest tectonic-concentric structures: 39 — Chukotomorskaya; 45 — Sibiromorskaya; 45д — Gusinaya (codes of the remaining tectonic-concentric structures are described in Figs. 1 and 3 captions).

ряда случайных геолого-геофизических величин на профиле) в первом приближении будут связаны следующим соотношением (Бендат и др., 1974):

$$P(A_i < A_i(x) < A_i + \Delta A_i) \approx p(A_i) \times \Delta A_i \quad (2)$$

Из соотношения (2) следует, что если считать интервал $(\Delta A_i) = 1$, то с некоторым приближением можно считать, что вероятность $P(A_i)$ возникновения события (A_i) с точностью до величины этого интервала (ΔA_i) будет соответствовать значению плотности распределения $p(A_i)$ случайного процесса.

В качестве оценки величины плотности распределения $p(A_i)$ по каждому отдельному виду (i) реализаций ряда случайных геолого-геофизических данных (H_m, H_d, Q) , в пределах каждой из ($k = 12$) анализируемых ТКС Дальнего Востока

РФ (Среднеленская; Индигирская; Магаданская; Виллюйская; Буреинская; Северо-Чукотская; Западно-Камчатская; Северо-Камчатская; Западно-Чукотская; Олойская; Алазейская; Олюторская), были использованы радиальные направления внутри этих ТКС вдоль которых оценивались значения плотности распределения этих геолого-геофизических величин и их вероятности. С использованием гистограмм и расчета по ним кривых статистической плотности распределения $p(A_i)$ (Вычислительная..., 1982) этих геолого-геофизических данных (H_m, H_d, Q) производился расчет, где A_i — определенный вид используемых геолого-геофизических данных.

Для выбора геолого-геофизических данных были использованы теоретические и экспериментальные разработки (Валяев, 2011; Закиров

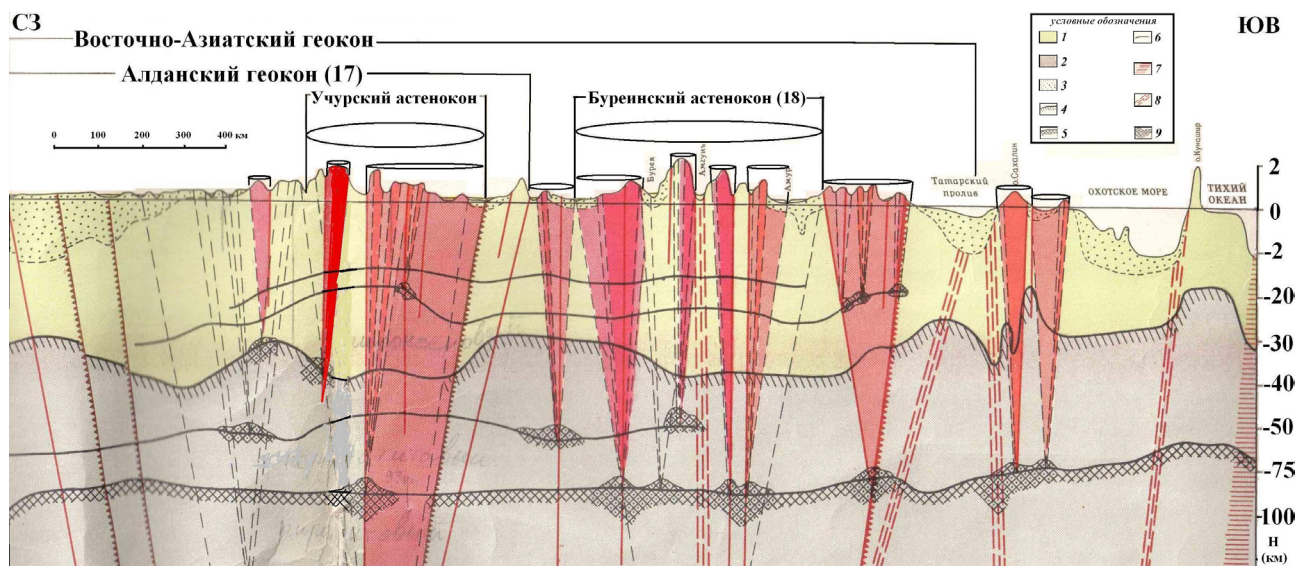


Рис. 6. Фрагмент геолого-геофизического разреза земной коры и верхней мантии (литосфера, астеносфера) через территорию Восточной Сибири и Дальнего Востока РФ. (Карта морфоструктур..., 1981, с дополнениями): 1 — слой земной коры (км); 2 — слой верхней мантии (км); 3 — осадочный слой (км); 4 — граница «подшвы» земной коры; 5 — нижняя граница литосферы; 6 — внутрилитосферные границы; 7 — зона Заварицкого-Беньофа; 8 — зоны тектонических разломов глубокого заложения; 9 — гипотетические энергогенерирующие зоны мантии. Овалы (окружности в плане) показывают зоны расположения крупных и связанных с ними «дочерних» ТКС, сформированных палеомантийными плюмами (геоконами и астеноконами) с различной глубиной и питающих их мантийных «очаговых» зон: 17 — Алданская; 18 — Бурейская. Местоположение ТКС представлено на рис. 3.

Fig. 6. Fragment of geological and geophysical section of the Earth's crust and upper mantle (lithosphere, asthenosphere) through the territory of the Russian Far East (Map of morphological..., 1981, with additions): 1 — Earth's crust layer (km); 2 — upper mantle layer (km); 3 — sedimentary cover (km); 4 — boundary of the Earth's crust base; 5 — lower boundary of the lithosphere; 6 — intra-lithospheric boundaries; 7 — Zavaritsky-Benioff zone; 8 — deep tectonic fault zones; 9 — hypothetical energy-generating mantle zones. Ovals (circles in plan) show the zones of location of large and related minor TCSs formed by paleomantle plumes (geocones and asthenococones) with different depths, and mantle «source» zones feeding them: 17 — Aldanskaya; 18 — Bureinskaya. The location of TCSs is presented in Fig. 3.

и др., 2014; Кропоткин, 1985; Кудрявцев, 1973; Порфирьев, 1982), которые показали, что формирование залежей нефти связано с определенными достаточно высокими значениями давления, температуры (Q), существующими в глубинном (H_M), так называемом «нафтидовом», слое земной коры. Также необходимо наличие сформированных в дофанерозойские эры очагов дегазации пород на границе литосферы и астеносферы (H_D). Кроме того, необходимо наличие субвертикальных разломно-трещиноватых зон для ускоренной миграции УВ в структурные ловушки осадочного слоя земной коры, возраст которых иногда достигает до 500 млн лет (Агафонов, 2019). Кроме того, необходимо учесть, что по данным (Валяев, 2011) месторождения УВ обычно расположены в периферийных (прибортовых разломных) частях палеомантийных плюмов (и соответственно сформированных ими ТКС).

На основе данных, полученных в работах (Вольвовский и др., 1975; Закиров и др., 2014; Карта..., 1995; Чермак, 1986) был произведен расчет и построены гистограммы значений нескольких

геолого-геофизических параметров (H_M , H_D , Q). Гистограмма (также как и понятие классической вероятности — формула (1)) описывает распределение частот $p(H_M) = (m/n)$, определяемых для каждого из n — общего количества значений H_M ряда случайных величин (вдоль профиля измеренных случайно распределенных геолого-геофизических данных) (Вычислительная..., 1982). Были рассчитаны значения статистической плотности распределения $p(H_M)$ (Вентцель, 1969) глубины до поверхности Мохоровичича (мощности земной коры), измеренной на эталонных территориях НГБ РФ и, в соответствии с работой (Вычислительная..., 1982) и определены значения априорной вероятности этих значений по эталонным территориям НГБ РФ.

Согласно расчетам по критерию Пирсона (Вентцель, 1969; Вычислительная..., 1982; Сборник..., 1970) значения статистической плотности распределения $p(H_M)$ глубины до поверхности Мохоровичича оказались близкими к нормальному (Гауссовому) закону распределения. Анализ данных из работы (Закиров и др., 2014),

Рис. 7. Фрагмент карты геотермальных ресурсов России (Карта геотермальных..., 1995, с дополнениями). Шкала значений геотермальной энергии $Q=q \cdot 10^4$ (Мдж/м²). Окружностями обозначены зоны расположения ТКС на территории Дальнего Востока РФ: 12 — Лаптевская. (см. расшифровку кодов остальных исследуемых ТКС в подрисуночных подписях к рис. 1, 3).

Fig. 7. Fragment of the map of geothermal resources of Russia (Map of geothermal..., 1995, with additions). Scale of geothermal energy values $Q=q \cdot 10^4$ (MW/m²). The circles indicate the zones of the location of the tectonic-concentric structures in the Far East of the Russian Federation: 12 — Laptevskaya (codes of the remaining tectonic-concentric structures are described in Figs. 1 and 3 captions).

представленных на гистограмме (рис. 8), показал, что многие месторождения углеводородов на территории РФ расположены в областях, где значения вертикальной мощности земной коры (H_m) (при эвристически выбранном значении доверительной вероятности $\gamma = 0.9$) входят в доверительный интервал глубины Мохоровичича от 38 до 42 км. Для определения критерия Байеса о проверке гипотезы (Вычислительная..., 1982; Никитин, 1979) о наличии в исходных данных среднестатистического значения мощности земной коры ($H_m = 40 \pm 2$ км) были проведены расчеты, которые в конечном счете сводились к нахождению коэффициента правдоподобия. Кроме того, при расчетах был использован доверительный интервал, в пределах которого возможные значения изучаемого геопараметра (мощности земной коры — H_m) встречаются с наибольшей вероятностью. На основании формулы (2) можно сказать, что вероятность $P(H_m)$ определения соответствующего наиболее вероятного значения глубины до поверхности Мохоровичича ($H_m = 40 \pm 2$ км), характерного для нефтегазоносных областей РФ, с точностью до величины интервала ($\Delta A_1 = \Delta H_m = \pm 2$ км) (двусторонний критерий проверки гипотез) будет соответствовать максимальному значению на графике плотности распределения $p(H_m)$ (рис. 8) этой реализации ряда случайных значений этого геолого-геофизического параметра. Поэтому значение априорной вероятности $P(H_m)$, характерной глубины Мохоровичича для НГО РФ было принято равным эвристическому значению доверительной вероятности 0.9.

Был также произведен расчет статистических плотностей распределения $p(H_m)$. При заданных значениях априорной вероятности равной $p_1 = 0.9$ для гипотезы о наличии аномалии (определенного значения H_m) и $p_0 = 0.1$ для гипотезы об отсутствии аномалии по формуле Байеса (Вычислительная..., 1982; Никитин, 1979) осуществлялся перерасчет апостериорных вероятностей $P(A/H_m)$

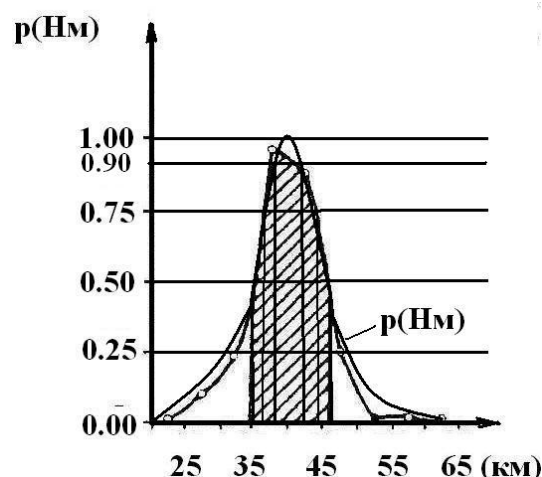
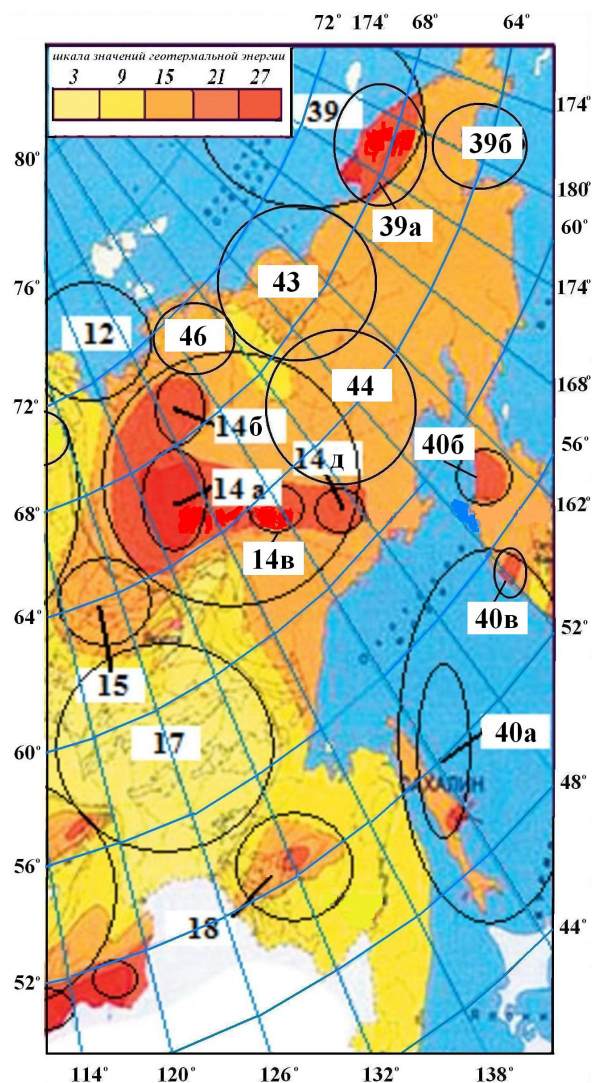


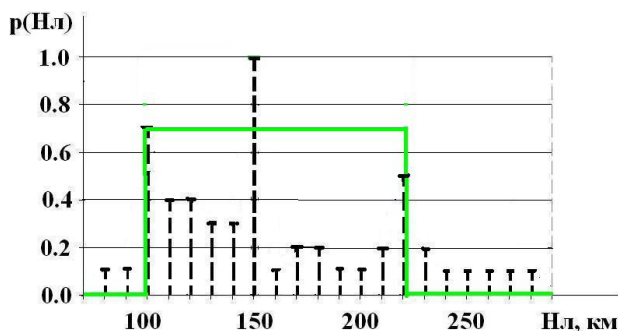
Рис. 8. Гистограмма и кривая статистической плотности распределения $p(H_m)$ значений мощности земной коры (H_m), характерных для НГО РФ (см. рис. 2) и сопредельных стран (Закиров и др., 2014).

Fig. 8. Histograms and statistical density distribution curve $p(H_m)$ of crustal thickness values (H_m) characteristic of the oil and gas-bearing territories of the Russian Federation (Fig. 2) and neighboring countries (Zakirov et al., 2014).

по значениям глубины до поверхности Мохорвичича (H_m) (значениям мощности земной коры — H_m) в пределах 12-ти ТКС на территории Дальнего Востока РФ (Чукотский, Камчатский, Приморский регионы). В пределах каждой из исследуемых ТКС (рис. 1, 3) было выполнено определение количества точек со значениями глубин до поверхности Мохорвичича по радиальным направлениям этих ТКС. На основании проведенного статистического анализа данных (Вольвовский и др., 1975) (при доверительном интервале $\Delta H_m = \pm 2$ км), зафиксированных на территории ТКС Дальнего Востока РФ были рассчитаны значения вероятностей, которые составили для Среднеленской ТКС 0.56, для Нижнеянской ТКС 0.61, для Индигирской ТКС 0.25, для Вилуйской ТКС 0.25, для Буреинской ТКС 0.59, для Северо-Чукотской ТКС 0.58, для Дежневской ТКС 0.90, для Северо-Камчатской ТКС 0.05, для Западно-Камчатской ТКС 0.40, для Олойской ТКС 0.48, для Алазейской ТКС 0.01, для Олюторской ТКС 0.50.

Аналогичным образом, по данным о вертикальной мощности литосферы (H_d) (Чермак, 1986), измеренных на эталонных территориях НГБ РФ (рис. 2) были построены графики гистограммы и статистической плотности распределения, характеризующие среднестатистические глубины залегания нижней кромки литосферного слоя (мощность литосферы) в НГБ РФ (рис. 9).

На построенной полимодальной гистограмме (рис. 4) выделено три основных значения мощности литосферы 100 км, 150 км, 220 км (рис. 9), характерных для НГБ РФ и стран ближнего зарубежья (СБЗ). Из теории вероятностей и математической статистики известно, что среди всех случайных величин, все возможные значения которых заключены в некотором диапазоне, наибольшей энтропией обладают случайные величины, равномерно распределенные в этом диапазоне (Вычислительная..., 1982; Никитин, 1979). Согласно принципу максимальной энтропии, среди всех дискретных случайных величин, имеющих N возможных значений, наибольшей энтропией обладают случайные величины с равновероятными значениями. Таким обра-



зом, полимодальность гистограммы (рис. 9), по нашему мнению, хоть и загрубленно, можно аппроксимировать равномерным законом распределения значений мощности литосферы (H_d). С учетом значений вероятностей для мод с центрами 100, 150, 220 км «усредненную» доверительную вероятность можно вычислить как $p(H_d) = (0.9 + 0.75 + 0.5) / 3 = 0.716$. В соответствии с критерием Пирсона и величиной доверительной вероятности $\gamma = 0.716$ значения гистограммы (рис. 9) можно аппроксимировать равномерным законом распределения (Вычислительная..., 1982). Согласно рассчитанной кривой статистической плотности распределения значений глубины до нижней кромки литосферы (мощность литосферы), характерной для зон расположения НГО РФ (рис. 2), и в соответствии с (Бендат и др., 1974) примем значение априорной вероятности $P(H_d) = 0.716$ равным значению усредненной доверительной вероятности $\gamma = 0.716$.

На основе построенных гистограмм и статистических плотностей распределений значений мощности земной коры, мощности литосферы, измеренных на эталонных территориях НГБ РФ (рис. 2, 8, 9) были выполнены расчеты значений вероятностей для каждой исследуемой ТКС на территории Дальнего Востока. В частности, было выполнено определение количества точек со значениями глубин до нижней кромки литосферы (рис. 4) в пределах каждой из 12-и исследуемых ТКС (по радиальным направлениям) на территории Дальнего Востока РФ. Тогда, согласно формулы (2) (Бендат и др., 1974) можно сказать, что плотность распределения $p(H_d)$ (рис. 9) значений глубины до нижней поверхности литосферы, характерной для нефтегазоносных областей, с точностью до величины доверительного интервала ($\Delta A_1 = \Delta H_d = \pm 60$ км) будет соответствовать значению апостериорной вероятности $P(A/H_d)$ (Вычислительная..., 1982; Никитин, 1979) этой реализации случайного процесса (ряда данных о мощности литосферы). Поэтому на основании проведенного статистического анализа данных

Рис. 9. Гистограмма (пунктирные вертикальные линии) и кривая статистической плотности распределения $p(H_d)$ значений мощности литосферы, при медианном значении доверительной вероятности $\gamma = 0.72$ (зеленые линии), характеризующая статистическую связь аномалий глубины залегания нижней кромки литосферного слоя (H_d) в зонах расположения НГБ РФ.

Fig. 9. Histogram (dotted vertical lines) and statistical density distribution curve $p(H_d)$ of the lithospheric thickness values, with median confidence probability value $\gamma = 0.72$ (green lines), characterizing the statistical relationship of anomalies of the depth of the lower edge of the lithospheric layer (H_d) in the zones of the location of oil and gas basins in the Russian Federation.

о значениях глубин до нижней кромки литосферы (Чермак, 1986) (при значении усредненной доверительной вероятности 0.716 и доверительном интервале $\Delta H_d = \pm 60$ км), зафиксированных на территории тектоно-концентрических структур Дальнего Востока РФ были рассчитаны значения вероятностей, которые составили для Среднеленской ТКС 0.39, для Нижнеянской ТКС 0.58, для Индигирской ТКС 0.36, для Вилюйской ТКС 0.29, для Буреинской ТКС 0.56, для Северо-Чукотской ТКС 0.16, для Дежневской ТКС 0.16, для Северо-Камчатской ТКС 0.25, для Западно-Камчатской ТКС 0.79, для Олойской ТКС 0.68, для Алазейской ТКС 0.25, для Олюторской ТКС 0.43.

По данным, полученным при анализе карты ресурсов геотермальной энергии (Карта..., 1995), измеренных на эталонных территориях НГБ РФ (рис. 2) были построены графики гистограммы и статистической плотности распределения $p(Q)$ геотермальной энергии (рис. 10).

По проведенным расчетам проверки гипотез по критерию Пирсона (Вычислительная..., 1982; Сборник..., 1970) и таблицам представленным в работе (Вентцель, 1969) оказалось, что данные гистограммы (Вычислительная..., 1982) (рис. 10) и данные теоретического (равномерного) закона распределения значений геотермальной энергии наиболее соответствует друг другу при значении моды от $Q_1 = 15$ Мдж/м² и до $Q_2 = 27$ Мдж/м². Поскольку в рассматриваемом случае реальное распределение может интерпретироваться как равномерное и одномодальное, то в качестве доверительной вероятности было выбрано медианное значение (среднее значение на графике равномерного распределения для рассматриваемого диапазона изменений Q). Таким образом рассчитанная кривая статистической плотности распределения $p(Q)$ геотермальной

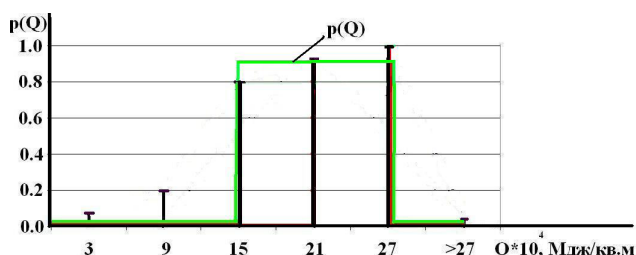


Рис. 10. Гистограмма (вертикальные линии) и кривые статистической плотности распределения $p(Q)$ значений геотермальной энергии, построенные по данным измерения на территориях расположения НГБ РФ (при медианном значении доверительной вероятности $\gamma = 0.93$ — линии зеленого цвета).

Fig. 10. Histogram (vertical lines) and curves of the statistical density of the distribution of $p(Q)$ values of geothermal energy based on the measurement data in the territories of the location of oil and gas basins of the Russian Federation (with the median value of confidence probability $\gamma = 0.93$ — green lines).

энергии соответствует равномерному закону распределения проанализированного ряда данных геотермальной энергии, измеренных на территории расположения НГБ РФ (рис. 10). Согласно (Вычислительная..., 1982) математически равномерное распределение можно описать следующей формулой:

$$\begin{aligned} p(Q) &= 1 / (Q_2 - Q_1); \text{ если } Q_1 < Q < Q_2 \\ p(Q) &= 0; \text{ если } Q < Q_1 \text{ или } Q > Q_2 \end{aligned} \quad (3)$$

Используя данные гистограммы и кривой статистической плотности распределения $p(Q)$ (рис. 10) значений геотермальной энергии (Q), с учетом (Бендат и др., 1974) было определено значение априорной вероятности $P(Q)$ (в соответствии со значением доверительной вероятности, равным 0.93) по данным значений геотермальной энергии (Q), измеренным на территории основных НГБ РФ (рис. 2). Затем, на основании проведенного статистического анализа данных о значениях геотермальной энергии (рис. 7), зафиксированных на территории ТКС Дальнего Востока РФ (рис. 1) были рассчитаны по статистическим плотностям распределения (Бендат и др., 1974) значения вероятностей $P(A/Q)$, которые составили для Среднеленской ТКС 0.90, для Нижнеянской ТКС 0.87, для Индигирской ТКС 0.01 для Вилюйской ТКС 0.01, для Буреинской ТКС 0.41, для Северо-Чукотской ТКС 0.75, для Северо-Камчатской ТКС 0.01; для Западно-Камчатской ТКС 0.01, для Олойской ТКС 0.01, Алазейской ТКС 0.01, Олюторской ТКС 0.01.

Значения вероятностей, полученные по различным геолого-геофизическим данным (H_m, H_d, Q) для каждой из вышеперечисленных ТКС Дальнего Востока РФ представлены в таблице. Последние две колонки данных этой таблицы (медианное и среднее значения вероятностей) могут служить некоторыми статистическими критериями для прогноза новых НГО на территории Дальнего Востока РФ.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ И ВЫВОДЫ

Результаты статистического анализа региональных геолого-геофизических данных, полученные на территории Дальнего Востока РФ (Чукотский, Камчатский, Приморский регионы) показывают, что конечными информационными статистическими параметрами, используемыми для прогноза нефтегазоносности являются значения апостериорных вероятностей, рассчитанными по данным нескольких геолого-геофизических методов, определенными для каждой из 12-и ТКС (таблица). Поскольку исследуемая территория Дальнего Востока РФ (особенно Чукотский и Камчатский регионы) находятся

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СТАТИСТИЧЕСКОГО МЕТОДА

Результаты использования статистического метода для прогноза перспективных нефтегазоносных территорий, занимаемых различными ТКС Дальнего Востока РФ.

Results of using the statistical method to forecast promising oil and gas-bearing territories occupied by various tectonic-concentric structures of the Far East of the Russian Federation.

| № ТКС | Название ТКС | $P(A/H_m)$ | $P(A/H_d)$ | $P(A/Q)$ | Медианное значение | Среднее значение |
|-------|-----------------|------------|------------|----------|--------------------|------------------|
| 14а | Среднеленская | 0.56 | 0.39 | 0.90 | 0.56 | 0.62 |
| 14б | Нижнеянская | 0.61 | 0.58 | 0.87 | 0.61 | 0.69 |
| 14в | Индибирская | 0.25 | 0.36 | 0.01 | 0.25 | 0.21 |
| 15 | Вилуйская | 0.25 | 0.29 | 0.01 | 0.25 | 0.18 |
| 18 | Буреинская | 0.59 | 0.56 | 0.41 | 0.56 | 0.52 |
| 39а | Сев.-Чукотская | 0.58 | 0.16 | 0.75 | 0.58 | 0.50 |
| 39в | Дежневская | 0.90 | 0.16 | 0.01 | 0.16 | 0.37 |
| 40б | Сев.-Камчатская | 0.05 | 0.25 | 0.75 | 0.25 | 0.35 |
| 40в | Зап.-Камчатская | 0.40 | 0.79 | 0.01 | 0.40 | 0.40 |
| 44 | Олойская | 0.48 | 0.68 | 0.01 | 0.48 | 0.39 |
| 46 | Алазейская | 0.01 | 0.25 | 0.01 | 0.01 | 0.09 |
| 48 | Олюторская | 0.50 | 0.43 | 0.01 | 0.43 | 0.31 |

Примечание. $P(A/H_m)$, $P(A/H_d)$, $P(A/Q)$ — значения вероятностей значений мощности земной коры, значений мощности литосферы, значений геотермальной энергии. $P^*(A)$, $P_c(A)$ — медианные и среднестатистические значения трех вероятностей (Бендат и др., 1974), измеренных в пределах каждой анализируемой ТКС на территории Дальнего Востока РФ.

Note. $P(A/H_m)$, $P(A/H_d)$, $P(A/Q)$ are the values of the probabilities of the values of the thickness of the Earth's crust, the values of the lithosphere thickness, and geothermal energy values of. $P^*(A)$, $P_c(A)$ are median and average statistical values of three probabilities (Bendat et al., 1974) measured within each analyzed TCS in the Far East of the Russian Federation.

в зоне повышенных значений геотермальной энергии, по сравнению с остальной частью РФ (за исключением Западно-Сибирского, Ямало-Ненецкого, Северо-Кавказского регионов), то наиболее информативными (контрастными) исходными данными, используемыми для статистического прогноза областей расположения месторождений горючих полезных ископаемых может быть наличие концентрических зон на глубине расположения поверхности Мохоровичича (рис. 3) и концентрических неоднородностей нижней границы литосферы (H_d) (рис. 4), часто связанных с «корневыми» структурами палеомантийных плюмов (рис. 5, 6). Кроме того, на основании проведенных расчетов, можно сказать, что полученные повышенные значения апостериорных вероятностей по каждому виду геолого-геофизических данных, могут указывать на относительно перспективные нефтегазоносные области на территории Дальнего Востока РФ, которые могут быть связаны с четырьмя следующими ТКС: Среднеленской, Нижнеянской, Буреинской, Северо-Чукотской. Согласно проведенным расчетам бесперспективными для поисков нефти и газа являются следующие ТКС: Индибирская, Вилуйская, Дежневская, Северо-Камчатская, Западно-Камчатская, Олойская,

Алазейская, Олюторская. Как слабо изученные, но требующие дальнейшего исследования для поисков месторождений горючих полезных ископаемых (природный газ, угольный метан, нефть) можно считать Западно-Чукотскую, Анадырскую ТКС.

Одним из наиболее перспективных видов геолого-геофизических данных, используемых для прогноза нефтеперспективных ТКС на территории Дальнего Востока РФ могут быть данные измерения геотермических параметров земной коры.

Автор искренне благодарит рецензентов и ответственного секретаря журнала В.А. Рашидова, чьи ценные советы способствовали улучшению качества настоящей статьи.

Список литературы [References]

Агафонов А.И. Теоретическое и практическое обоснование возобновляемости запасов нефти и природного газа (Анализ современного состояния проблем происхождения нефти и газа) // Бурение и нефть. 2019. № 1. С. 22—29 [Agafonov A.I. Theoretical and practical rationale for the renewability of the oil and natural gas reserves. (Analysis of the current state of the problems of the origin of the oil and gas) // Drilling and Oil. 2019. № 1. P. 22—29 (in Russian)].

- Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др.* Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М.: Изд-во Нефть и газ, 1997. 250 с. [*Areshv E.G., Gavrilov V.P., Dong Ch.L. et al.* Geology and oil and gas potential of the basement of the Sunda shelf. Moscow: Oil and Gas Publishing House, 1997. 250 p. (in Russian)].
- Бендат Дж., Пирсол А.* Измерение и анализ случайных процессов. М.: Мир, 1974. 464 с. [*Bendat J., Piersol A.* Random data: analysis and measurement procedures. Moscow: Mir, 1974. 464 p. (in Russian)].
- Булычев А.А., Гилод Д.А.* Трехмерное плотностное моделирование строения тектоносферы юго-западной части Индийского океана // Геофизика. 2013. № 3. С. 15–27 [*Bulychev A.A., Gilod D.A.* Three-dimensional density modeling of the structure of the tectonosphere of the southwestern part of the Indian Ocean // Geophysics. 2013. № 3. P. 15–27 (in Russian)].
- Валяев Б.М.* Углеродородная дегазация Земли, геотектоника и происхождение нефти и газа (признание и развитие идей П.Н. Кропоткина) / Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений: Материалы Всероссийской конференции, посвященной 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина. М.: ГЕОС, 2011. С. 10–32 [*Valyayev 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: Materialy Vserosskoy konferencii, dedicated to the 100th anniversary of the birth of P.N. Kropotkin. Moscow: GEOS, 2011. P. 10–32 (in Russian)].
- Вашилов Ю.А., Кабак И.Б., Максимов А.Е. и др.* Проблемы геотомографии. Под ред. чл.-корр. А.В. Николаева. М.: Наука, 1997. 336 с. [*Vashchilov Yu.A., Kabak I.B., Maksimov A.E. et al.* Problems of geotomography / Ed. A.V. Nikolaev. Moscow: Nauka, 1997. 336 p. (in Russian)].
- Вентцель Е.С.* Теория вероятностей. М.: Наука, 1969. 300 с. [*Wentzel E.S.* Probability theory. Moscow: Nauka, 1969. 300 p. (in Russian)].
- Вольвовский И.С., Вольвовский Б.С.* Разрезы земной коры территории СССР по данным глубинного сейсмического зондирования. М.: Советское радио, 1975. 267 с. [*Volvovskiy I.S., Volvovskiy B.S.* Sections of the Earth's crust of the USSR territory according to deep seismic sounding data. Moscow: Soviet Radio, 1975. 267 p. (in Russian)].
- Вычислительная математика и техника в разведочной геофизике. Справочник геофизика / Ред. В.И. Дмитриев. М.: Недра, 1982. 222 с. [*Computational mathematics and engineering in exploration geophysics / V.I. Dmitriev (ed.)*. Handbook of geophysics. Moscow: Nedra, 1982. 222 p. (in Russian)].
- Гаврилов С.В.* Проникновение теплового диапира в континентальную литосферную плиту из ньютоновской верхней мантии // Физика Земли. 1994. № 7–8. С. 18–26 [*Gavrilov S.V.* The penetration of the thermal diapir into the continental lithospheric plate from the non-Newtonian upper mantle // Physics of the Earth. 1994. № 7–8. P. 18–26 (in Russian)].
- Долгаль А.С., Новикова П.Н., Осипова Е.Н. и др.* «Томографическое преобразование» аномального магнитного поля с использованием сеточного распределения эквивалентных источников // Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. 2021. № 1. Вып. 49. С. 10–23. <https://doi.org/10.31431/1816-5524-2021-1-49-10-23> [*Dolgal A.S., Novikova P.N., Osipova E.N. et al.* «Tomographic transformation» of an anomalous magnetic field using a grid distribution of equivalent sources // Vestnik KRAUNTs. Nauki o Zemle. 2021. № 1(49). P. 10–23 (in Russian)].
- Долгаль А.С., Новикова П.Н., Пугин А.В., Рашидов В.А.* Трансформация аномалий силы тяжести в пределах больших территорий (на примере Курильской островной дуги) // Вестник КРАУНЦ. Науки о Земле. 2022. № 2. Вып. № 54. С. 20–31. <https://doi.org/10.31431/1816-5524-2022-2-54-20-31> [*Dolgal A.S., Novikova P.N., Pugin A.V., Rashidov V.A.* Transformation of gravity anomalies in large territories (the case of the Kuril island arc) // Russian Journal of Pacific Geology. 2023. V. 17. Suppl. 2. P. S46–S55. <https://doi.org/10.1134/s1819714023080055>].
- Закиров А.Ш., Харитонов А.Л.* Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности Северного Устья // Электронный журнал «Глубинная нефть». 2014. Т.2. № 11. С. 1759–1771 [*Zakirov A.Sh., Kharitonov A.L.* Deep structure and prospects of oil and gas potential of the Northern Ustyurt // The electronic journal «Deep oil». 2014. V. 2. № 11. P. 1759–1771 (in Russian)].
- Карта геотермальных ресурсов России. Масштаб 1:30000000 / Ред. А.А. Смыслов. Л.: ВСЕГЕИ, 1995. 1 л. [Map of geothermal resources of Russia. Scale 1:30000000 / A.A. Smyslov (ed.). Leningrad: VSEGEI, 1995. 1 p. (in Russian)].
- Карта месторождений полезных ископаемых СССР. Масштаб 1:15000000 / Ред. А.А. Смыслов Л.: ВСЕГЕИ, 1982. 1 л. [Map of mineral deposits of the territory of the USSR, scale 1:15000000 / A.A. Smyslov (ed.). Leningrad: VSEGEI, 1982. 1 p. (in Russian)].
- Карта морфоструктур центрального типа территории СССР. Масштаб 1:10 000 000 (Объяснительная записка) / Ред. В.В. Соловьев. М.: Аэрогеология, 1981. 44 с. [Map of morphological structures of the central type of the territory of the USSR. Scale 1:10 000 000, (Explanatory note) / V.V. Solovyov (ed.). Moscow: Aerogeology, 1981. 44 p. (in Russian)].
- Карта теплового потока территории СССР и сопредельных территорий. Масштаб 1:10 000 000 / Ред. Я.Б. Смирнов. М.: Изд-во ГУГК, 1980. 4 л. [Map of the heat flow of the territory of the USSR and adjacent territories. Scale 1:10 000 000 / Ya.B. Smirnov (ed.). Moscow: GUGK Publishing House, 1980. 4 p. (in Russian)].
- Кац Я.Г., Поletaев А.И., Сулиди-Кондратьев Е.Д.* Кольцевые структуры лика планеты. М.: Знание, 1989. 48 с. [*Kats Ya.G., Poletaev A.I., Sulidi-Kondratiev E.D.* Ring structures of the surface of the planet. Moscow: Znanie, 1989. 48 p. (in Russian)].
- Конторович А.Э.* Глобальные проблемы нефти и газа и новые парадигмы развития нефтегазового комплекса России (Электронный ресурс). URL: <http://www.sib-science.info/ru/institutes/globalnye-problemy-nefti-i-gaza-11032016> (дата обращения 02.08.2024) [*Kontorovich A.E.* Global oil and gas problems and a new paradigm for the development of the oil and gas complex of the Russia (Electronic resource) (in Russian)].
- Кропоткин П.Н.* Дегазация Земли и происхождение углеводородов // Бюллетень Московского общества

- испытателей природы. 1985. Т. 60. № 6. С. 3–18 [Kropotkin P.N. Degassing of the Earth and the origin of hydrocarbons // Bulletin of the Moscow Society of Nature Testers. 1985. V. 60. № 6. P. 3–18 (in Russian)].
- Кудрявцев Н.А. Генезис нефти. Л.: Недра, 1973. 216 с. [Kudryavtsev N.A. Genesis of oil. Leningrad: Nedra, 1973. 216 p. (in Russian)].
- Никитин А.А. Статистические методы выделения геофизических аномалий. М.: Недра, 1979. 280 с. [Nikitin A.A. Statistical methods of the separation of geophysical anomalies / Moscow: Nedra, 1979. 280 p. (in Russian)].
- Порфирьев В.Б. Особенности глубинного строения земной коры и теоретические обоснования неорганического генезиса нефти. Киев: Наукова Думка, 1982. 328 с. [Porfiriev V.B. Features of the deep structure of the Earth's crust and theoretical substantiation of the inorganic genesis of oil. Kiev: Naukova Dumka, 1982. 328 p. (in Russian)].
- Рокитянский И.И. Исследование аномалий электропроводности методом магнитовариационного зондирования. Киев: Наукова Думка, 1975. 280 с. [Rokityansky I.I. Investigation of electrical conductivity anomalies by magnetovariation sounding. Kiev: Naukova Dumka, 1975. 280 p. (in Russian)].
- Сборник задач по теории вероятностей, математической статистике и теории случайных функций / Ред. А.А. Свешников. М.: Наука, 1970. 656 с. [Collection of problems in probability theory, mathematical statistics and the theory of random functions / Ed. A.A. Sveshnikov. Moscow: Nauka, 1970. 656 p. (in Russian)].
- Сейфуль-Мулюков Р.Б. Нефть и газ. Глубинная природа и ее прикладное значение. М.: Торус Пресс, 2012. 216 с. [Seiful-Mulyukov R.B. Petroleum and gas. Inorganic abiotic nature and its applicability. Moscow: Torus Press, 2012. 216 p. (in Russian)].
- Серкеров С.А. Гравиразведка и магниторазведка. М.: Недра, 1999. 437 с. [Serkerov S.A. Gravity exploration and magnetic exploration. Moscow: Nedra, 1999. 437 p. (in Russian)].
- Смирнова М.Н. Нефтегазоносные кольцевые структуры и научно-методические аспекты их изучения // Геология нефти и газа. 1997. № 9. С. 35–40 [Smirnova M.N. Oil and gas ring structures and scientific and methodological aspects of their study // Geology of oil and gas. 1997. № 9. P. 35–40 (in Russian)].
- Сывороткин В.Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. М.: Геоинформцентр, 2002. 250 с. [Syvoroikin V.L. Deep degassing of the Earth and global catastrophes. Moscow: Geoinformcenter, 2002. 250 p. (in Russian)].
- 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 [Timurziev A.I. Myth of power hunger from Habbert and ways of the decision of the global power problem on base of «Deep Oil» project realization // Drilling and Oil. 2019. № 1. P. 12–20 (in Russian)].
- Чермак В. Геофизические поля, их природа и геологическая интерпретация // Геодинамика. 1986. Т. 5. № 2. С. 111–256 [Chermak V. Geophysical fields, their nature and geological interpretation // Geodynamics. 1986. V. 5. № 2. P. 111–256 (in Russian)].

THE RESULTS OF THE APPLICATION OF THE STATISTICAL METHOD FOR FORECASTING THE OIL AND GAS POTENTIAL OF TECTONIC-CONCENTRIC STRUCTURES OF THE FAR EAST OF RUSSIA USING REFERENCE TERRITORIES

A.L. Kharitonov

Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation of Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, 108840

Received March 24, 2023; revised August 05, 2024; accepted September 25, 2024

The paper presents the results of using the statistical method to analyze geological and geophysical data measured within several tectonic-concentric structures in oil and gas-bearing regions in the Far East of the Russian Federation (depth of the Mohorovich surface, depth of the lithosphere bottom, values of geothermal energy). The distribution and values of some statistical parameters (histograms, distribution densities, probabilities, median and mean values) used for forecasting zones of hydrocarbon deposits location have been calculated. It was found that the most informative initial data used for statistical prediction of areas of location of oil and gas deposits are the presence of concentric zones at the depth of the Mohorovich surface, and concentric inhomogeneities at the lower boundary of the lithosphere associated with the «root» structures of paleo-mantle plumes. Based on the calculated statistical parameters, four local tectonic-concentric structures promising for prospecting new oil and gas fields were identified.

Keywords: statistical method, tectonic-concentric structures, oil and gas potential forecast, Chukotka, Kamchatka.