

УДК 550.81, 550.83

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОВОЙ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ЮЖНЫХ РЕГИОНОВ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ

Харитонов А. Л.

*Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н. В. Пушкова
Российской академии наук, Москва, Российская Федерация
E-mail: ahariton@izmiran.ru*

Актуальность статьи заключается в использовании вероятностного подхода к анализу различных геолого-геофизических данных, измеренных в пределах нескольких кольцевых тектонических структур на территории Скифской плиты Российской Федерации (Крым, Предкавказье, Северный Кавказ). В результате с помощью вероятностного подхода был проведен анализ различных геолого-геофизических данных (глубина до сейсмической поверхности Мохоровичича, глубина до нижней кромки литосферы, значения геотермальной энергии территорий) и в этих регионах были рассчитаны значения некоторых статистических параметров (гистограмма, плотность распределения, математическое ожидание), используемые для прогноза зон расположения месторождений углеводородов. По рассчитанным статистическим параметрам были выявлены четыре локальные кольцевые тектонические структуры, перспективные для поисков новых месторождений нефти и газа на территории южных регионов европейской части Российской Федерации.

Ключевые слова: вероятностный подход, кольцевые тектонические структуры, прогноз нефтегазоносности, Скифская плита, Крым, Предкавказье.

ВВЕДЕНИЕ

В последнее время широкое развитие получила теория глобальной дегазации мантии Земли [1, 2, 3, 4, 5, 6], происходившей в процессе ее эволюционного тектономагматического преобразования и о связи с ней процессов нефтегазонакопления [1, 4, 6]. В ряде научных публикаций показано, что значительная часть месторождений нефти и газа и некоторых других горючих полезных ископаемых (угольный метан) найдена: в зонах расположения кольцевых тектонических структур (КТС) [7, 8], сформированных древними мантийными плюмами [1, 9], выделенных на территории южных регионов европейской части Российской Федерации (Скифская плита: Крым, Предкавказье, Северный Кавказ), но и на акватории Черного моря [10], где до сих пор наблюдаются достаточно высокие значения дегазации мантии Земли, постепенно пополняющих запасы газа (и результатов их термо-динамического преобразования) на старых «законсервированных» скважинах некоторых нефтегазовых месторождений [11]. Поскольку в соответствии с геохронологией тектономагматических процессов, протекавших в ходе геологической эволюции Земли, докембрийские и частично протерозойские тектономагматические процессы имели в основном эндогенный (т.н. плюм-тектонический) субвертикальный характер [9], приведший к формированию достаточно крупных мантийных плюмов (нуклеаров) [7] и их «дочерних», меньшего диаметра кольцевых тектонических структур на поверхности кристаллического докембрийского фундамента и проявляющихся в вышележащих слоях земной коры [8] (рис.1).

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОВОЙ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ЮЖНЫХ РЕГИОНОВ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ

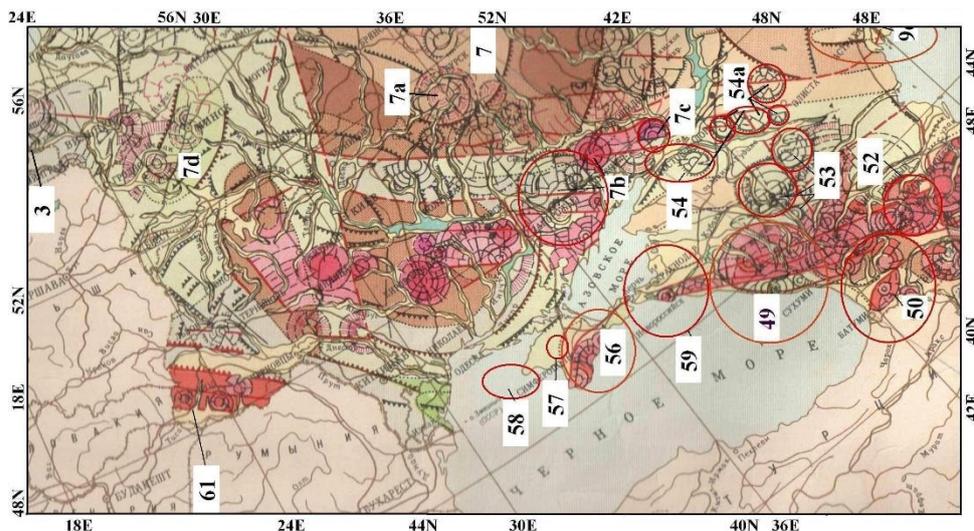


Рис. 1. Фрагмент карты кольцевых тектонических структур центрального типа, сформированных мантийными плюмами на территории южных регионов европейской части Российской Федерации [8 с дополнениями автора].

Названия кольцевых тектонических структур центрального типа, связанных с мантийными плюмами: 3 — Прибалтийская, 7 — Скифская, 7а — Курская, 7б — Запорожская, 7с — Шахтинская, 7д — Минская, 49 — Восточно-Черноморские, 50 — Зангезурские, 52 — Сунженская, 53 — Ставропольские, 54 — Ростовская, 54а — Элистинские, 56 — Южно-Крымская, 57 — Новоселовская, 58 — Тарханкутская, 59 — Керчь-Кубанские, 61 — Мизийская.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

На территории Российской Федерации имеется несколько крупных, хорошо изученных и уже давно эксплуатирующихся, нефтегазоносных бассейнов (НГБ) (Западно-Сибирский НГБ, Волго-Уральский НГБ, Тимано-Печорский НГБ, Прикаспийский НГБ), которые, как предполагают некоторые эксперты, упомянутые в [6], должны постепенно истощиться (особенно по месторождениям нефти) к 2030 году. На территориях этих нефтегазоносных бассейнов с 60-х по 90-е годы были успешно проведены региональные геолого-геофизические исследования по поиску и разведке месторождений горючих полезных ископаемых (газ, нефть) с помощью различных геофизических методов (сейсморазведка [12; 13], геотермия [14]), магниторазведка [15] и данные эти обычно представлены в виде карт различных геолого-геофизических параметров.

По данным [16] значительная часть месторождений углеводородов расположена в пределах территорий с определенной глубиной до поверхности Мохоровичича, что характерно и для южных регионов европейской части России [12] (рис. 2).

Проведенный автором анализ картографических данных показал, что некоторая часть месторождений углеводородов может быть расположена в зонах коры выветривания на поверхности кристаллического фундамента подобно [17],

расположенных в пределах территорий с определенной глубиной ($H_k = 15+5$ км) до сейсмической поверхности Конрада (H_k) как на карте вертикальной мощности «гранитного» слоя [12] (рис. 3).

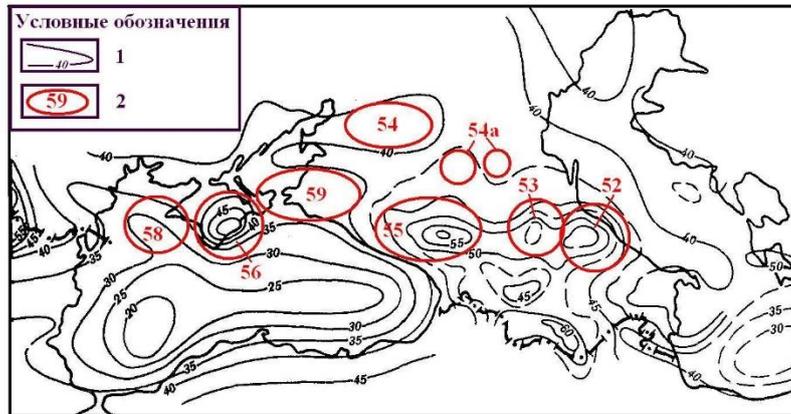


Рис. 2. Карта глубины до поверхности Мохоровичича территории южных регионов европейской части Российской Федерации и сопредельных стран, построенная по данным глубинного сейсмического зондирования [12 с дополнениями автора].

Условные обозначения: 1 — изолинии глубины до поверхности Мохоровичича; 2 — месторасположение кольцевых тектонических структур: 52 — Сунженская, 53 — Ставропольские, 54 — Ростовская, 54а — Элистинские, 55 — Центрально-Кавказская, 56 — Южно-Крымская, 58 — Тарханкутская, 59 — Керчь-Кубанские.

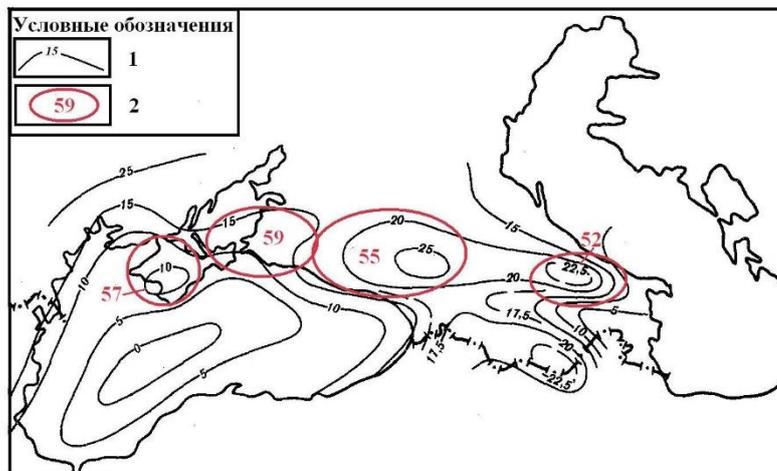


Рис. 3. Карта регионального распределения вертикальной мощности «гранитного» слоя земной коры (H_k) на территории южных регионов европейской части Российской Федерации и сопредельных стран, построенная по данным глубинного сейсмического зондирования [12 с дополнениями автора]. Условные

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОВОЙ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ЮЖНЫХ РЕГИОНОВ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ

обозначения: 1 — изолинии вертикальной мощности «гранитного» слоя земной коры (H_K), определенные по сейсмическим данным; 2 — окружностями выделены зоны концентрических аномалий вертикальной мощности «гранитного» слоя земной коры, выделенные в зонах расположения, известных в настоящее время, крупных кольцевых тектонических структур: 52 — Сунженская, 55 — Центрально-Кавказская, 57 — Новоселовская, 59 — Керчь-Кубанские.

В работе [16], были высказаны предположения о связи значений вертикальной мощности осадочного слоя земной коры (H_0) (рис. 4) [12] с зонами пространственного месторасположения нефтегазоносных бассейнов, расположенных в пределах кольцевых тектонических структур, сформированных мантийными плюмами.

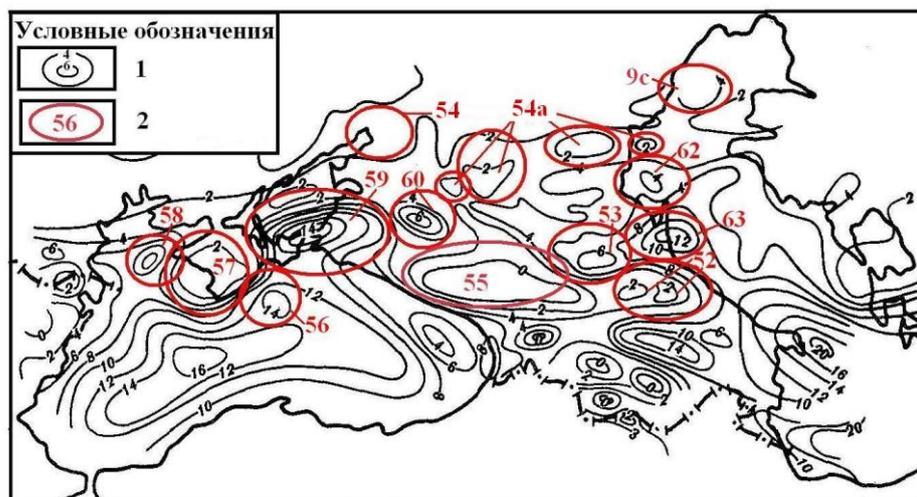


Рис. 4. Схематическая карта регионального распределения вертикальной мощности осадочного слоя земной коры (H_0) на территории южных регионов европейской части Российской Федерации, построенная по данным глубинного сейсмического зондирования [12 с дополнениями автора].

Условные обозначения: 1 — изолинии глубины до нижней границы осадочного слоя земной коры; 2 — месторасположение кольцевых тектонических структур: 9с — Астраханская, 52 — Сунженская, 53 — Ставропольские, 54 — Ростовская, 54а — Элистинские, 55 — Центрально-Кавказская, 56 — Южно-Крымская, 57 — Новоселовская, 58 — Тарханкутская, 59 — Керчь-Кубанские, 60 — Ейская, 62 — Кизлярская, 63 — Махачкалинская.

Согласно представлений многих ученых о миграции углеводородных флюидов в земную кору из дегазирующейся мантии [1, 2, 3, 4, 5, 6, 11] необходимо рассмотреть и проверить гипотезу о мантийных плюмах [1, 10], как основных геологических структурах — источниках более интенсивной дегазации мантии и формирования месторождений углеводородов на территории южных регионов европейской части Российской Федерации (рис. 5).

Известно [1], что через зоны мантийных плюмов и сформированных ими кольцевых тектонических структур идет интенсивный тепломассоперенос и миграция углеводородных флюидов из мантии. Поэтому, при подготовке этой статьи были проанализированы также значения геотермальной энергии (Q) (рис. 5) [14], расположенных в нефтегазоносных районах Российской Федерации, по данным представленным на соответствующей карте.

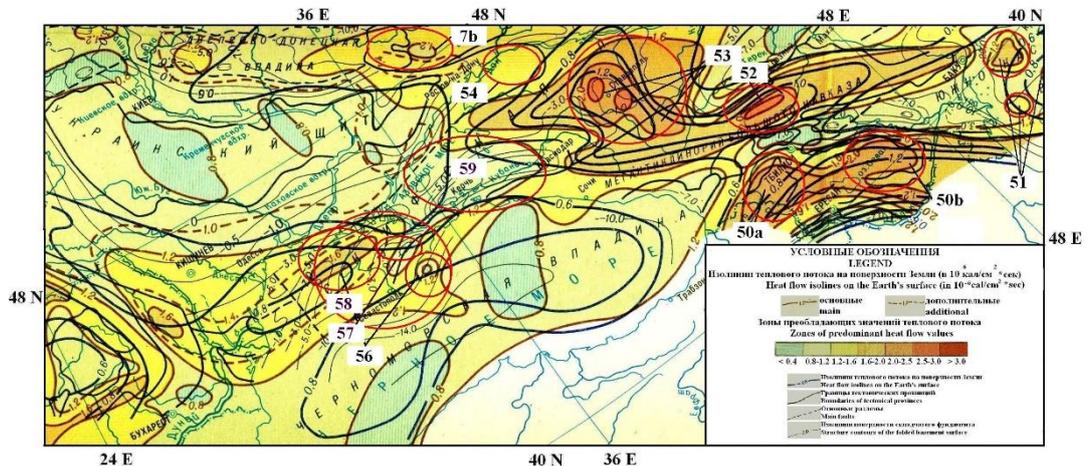


Рис. 5. Фрагмент карты теплового потока $Q = (q \times 41.8 \text{ мВт/кв.м})$ [14].

Условные обозначения: концентрические аномалии теплового потока, связанные с термальными мантийными плюмами: 7b — Шахтинским; 50a — Зангезурским; 50b — Севанским; 51 — Южно-Каспийскими; 52 — Сунженским; 53 — Ставропольскими; 54 — Ростовским; 56 — Южно-Крымским; 57 — Новоселовским; 58 — Тарханкутским; 59 — Керчь-Кубанскими.

В данной статье предлагается рассмотреть несколько различных видов геолого-геофизических данных, результаты математической обработки которых могут служить вероятностными величинами, используемыми для оценки перспективности новых нефтегазоносных областей на территории южных регионов европейской части Российской Федерации. Опираясь на различные случайно распределенные на профилях реализации геолого-геофизических данных, используемых как параметры для проверки статистических гипотез будут: 1) значения глубины залегания поверхности Мохоровичича земной коры (H_M) (рис. 2) [12], которые характеризуют наличие глубоких «корней» мантийных плюмов. Значения глубины залегания поверхности Мохоровичича земной коры (H_M) были предварительно проанализированы в пределах известных нефтегазоносных областей (НГО) территории Российской Федерации по данным [13]; 2) значения глубины залегания нижней сейсмической границы «гранитного» слоя (H_K) (рис. 3) [12], предварительно проанализированные в пределах известных нефтегазоносных областей (НГО) территории Российской Федерации по данным [13]; 3) значения глубины залегания нижней сейсмической границы «осадочного» слоя (H_O) (рис. 4) [12], предварительно

проанализированные в пределах известных нефтегазоносных областей (НГО) на территории Российской Федерации; 4) значения геотермальной энергии (Q) по данным (рис. 5) [14], предварительно проанализированные в пределах основных нефтегазоносных областей (НГО) территории Российской Федерации. Для прогноза новых нефтегазоносных областей на территории южных регионов европейской части Российской Федерации предлагается детально рассмотреть в данной статье вероятностный подход [18, 19], используемый для оценки нефтегазовой перспективности южных регионов европейской части Российской Федерации по данным сравнения вышеприведенных геолого-геофизических параметров.

В качестве методики прогноза углеводородной перспективности на территории южных регионов европейской части Российской Федерации предлагается использовать элементы теории вероятности [18, 19]. В этой статье, на основании разрабатываемой методики вероятностного анализа [18, 19] с использованием различных геолого-геофизических данных (H_m , $p_{раз}$, H_l , Q , H_o), автор пытался проанализировать, почему несколько примерно одинаковых по диаметру кольцевых тектонических структур с примерно одинаковыми средними значениями вертикальной мощности земной коры (H_m) [12-13], вертикальной мощности «гранитного» слоя земной коры (H_k) [12], с примерно одинаковой плотностью тектонических разломов ($p_{раз}$) [15], значениями геотермальной энергии (Q) [14, 10], значениями вертикальной мощности осадочного слоя земной коры (H_o) [12] имеют в своих пределах существенно разное количество и структуру размещения месторождений горючих полезных ископаемых?

Все критерии принятия решений о наличии (или отсутствии) определенных значений геолого-геофизических параметров (H_m , $p_{раз}$, H_l , Q , H_o), характерных для нефтегазоносных областей, в этой статье базируются на теории проверки статистических гипотез (I-го и II-го рода) [18, 19]. При этом необходима информация о гистограммах $N(\Phi)$ и плотностях распределения $p(\Phi)$ анализируемых геолого-геофизических параметров.

На основе ранее проведенных исследований [16] с использованием многочисленных данных [16, 17, 18] в статье был произведен расчет и построение гистограмм значений нескольких геолого-геофизических параметров (H_m , $p_{раз}$, H_k , H_o , Q). Гистограмма (также как и понятие классической вероятности — формула (1)) [19] описывает распределение частот $N(\Phi) = p(\Phi) = (m / n)$, определяемых для каждого из n — общего количества значений Φ ряда случайных величин (вдоль профиля измеренных случайно распределенных геолого-геофизических данных- Φ). На рис. 6 представлены гистограммы распределения значений мощности земной коры ($N(H_m)$ — глубины до поверхности Мохоровичича) [12, 13], $N(p_{раз})$ — плотности распределения тектонических разломов [15], $N(Q)$ — значений геотермальной энергии [14], $N(H_o)$ — значений вертикальной мощности литосферы [20] на территории основных нефтегазоносных бассейнов Российской Федерации.

Из данных [16], представленных на графике гистограммы (рис. 6А) видно, что многие месторождения углеводородов на территории Российской Федерации расположены в областях, где значения вертикальной мощности земной коры $N(H_m)$ входят в доверительный интервал глубины Мохоровичича от 35 до 45 км. А по

данным [1, 11, 14] значительная часть месторождений горючих полезных ископаемых (например, углеводороды) расположена в зонах формирования кольцевых тектонических структур с повышенной мощностью земной коры (40 ± 5 км).

Эти данные гистограмм (рис. 6) были использованы при расчетах значений условных плотностей распределения $p(\Phi)$ и связанных с этим оценок нефтегазовой перспективности исследуемых территорий в пределах КТС на территории южных регионов европейской части Российской Федерации. Одномерная условная плотность распределения $p(\Phi_i)$ случайного процесса определяет вероятность того, что значения этого процесса (например, значения (Φ_i) реализации случайно распределенных данных по профилю) 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 плотности распределения $p(\Phi_i)$ случайного процесса (например, ряда случайных геолого-геофизических величин), в первом приближении, будут связаны следующим соотношением [19]:

$$P(\Phi_i < \Phi_i(x) < \Phi_i + \Delta\Phi_i) \approx p(\Phi_i) * \Delta\Phi_i \quad (1)$$

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

С использованием гистограмм (рис. 6) производился расчет по ним кривых условных плотностей распределения $p(\Phi_i/S_1)$ для гипотезы наличия аномалии и $p(\Phi_i/S_0)$ гипотезы ее отсутствия (функций правдоподобия) [18] этих геолого-геофизических данных ($H_m, p_{раз}, H_l, Q$), где Φ_i — определенный вид используемых геолого-геофизических данных. В данной статье были рассчитаны значения условной плотности распределения $p(H_m/S_1)$ наличия аномалии [14] вертикальной мощности земной коры, измеренной в различных нефтегазоносных бассейнах на территории Российской Федерации. Тогда либо в соответствии с формулой из [14] (односторонний критерий), по значениям графика условной плотности распределения $p(\Phi_i/S_1)$ мощности земной коры (которую для простоты записи обозначим как $p(\Phi)$) можно было определить значение вероятности $(P(H_m - \Delta H_m < H_m < H_m + \Delta H_m) = p(\Phi)d\Phi)$ значений мощности земной коры (H_m) по территории всех основных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) Российской Федерации и сопредельных стран (Западно-Сибирский, Ямало-Ненецкий, Волго-Уральский, Тимано-Печорский, Приаральский, Прикаспийский, Северо-Кавказский) (рис. 6).

Согласно расчетам по критерию Пирсона [18, 19] значения условной плотности распределения $p(\Phi)$ мощности земной коры (рис. 6А) оказались близкими к нормальному (Гауссовому) закону распределения. Для выработки критерия о проверке гипотезы [18, 19] о наличии определенного значения (аномалии) вертикальной мощности земной коры ($H_m = 40 \pm 5$ км) в данных условной плотности распределения (рис. 6А) необходимо было провести определенные расчеты. В конечном счете, все сводилось к нахождению значения h -порога принятия решения, разделяющего области пространства S_0 и S_1 на графике условной плотности распределения (рис. 6). В результате, при расчетах был определен доверительный интервал, в пределах которого возможные значения изучаемого параметра

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОВОЙ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ЮЖНЫХ РЕГИОНОВ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ

(вертикальной мощности земной коры — H_M) встречаются с наибольшей вероятностью. На основании [18, 19] можно сказать, что вероятность $P(H_M)$ определения соответствующего наиболее вероятного значения мощности земной коры ($H_M = 40 \pm 5$ км), характерного для нефтегазоносных областей Российской Федерации, с точностью до величины интервала ($d = \Delta\Phi_i = \Delta H_M = \pm 5$ км) (двусторонний критерий проверки гипотез) будет соответствовать максимальному значению на графике условной плотности распределения $p(H_M)$ (рис. 6А) этой реализации ряда случайных значений этого геолого-геофизического параметра.

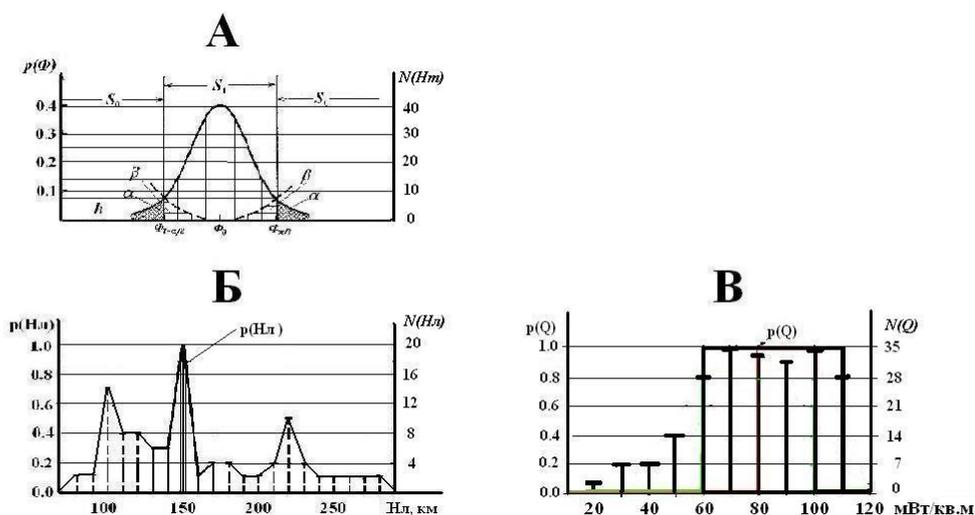


Рис. 6. А — кривая условной плотности распределения $p(\Phi)$ соответствующая нормальному (Гауссовому) закону распределению значений вертикальной мощности земной коры (H_M), характерных для нефтегазоносных бассейнов Российской Федерации; Б — кривая условной плотности распределения $p(H_{л})$ значений вертикальной мощности литосферы, аппроксимированная с помощью нормального (Гауссового) закона распределения, характеризующая вероятностную связь аномалий глубины залегания нижней кромки литосферного слоя ($H_{л}$) в зонах расположения основных нефтегазоносных бассейнов Российской Федерации; В — кривая рассчитанной условной плотности распределения $p(Q)$ значений геотермальной энергии, аппроксимированная с помощью равномерного закона распределения, построенные по данным измерения на территориях расположения нефтегазоносных бассейнов Российской Федерации.

Условные обозначения: S_0 — область отклонения гипотезы о наличии аномалии ($\Phi_0 = H_M = 40$ км); S_1 — область принятия гипотезы о наличии аномалии ($\Phi_0 = H_M = 40$ км); α — вероятность ошибки I рода; β — вероятность ошибки II рода; h — величина порога принятия решения.

Предлагается в качестве методики для оценки перспективности территорий, занимаемых КС, на наличие в них месторождений углеводородов, использовать элементы теории анализа случайных процессов и вероятностно-статистические

методы интерпретации результатов геофизических наблюдений [18, 19]. В качестве основного вероятностного параметра, который может определять объективную возможность возникновения какого-либо события Φ_0 (например, наличия месторождений углеводородов) является вероятность этого события $P(\Phi_0)$ [18, 19]. Классическое определение вероятности события можно определить согласно [18, 19] отношением благоприятствующих событию (Φ_0) исходов (m) к общему числу всех равновероятных исходов (n) эксперимента [18, 19]:

$$P(\Phi_0) = m / n \quad (2)$$

В качестве оценки величины вероятности $P_i(\Phi_0)$ по каждому отдельному виду (Φ_0) геолого-геофизических данных, в пределах каждой из ($k = 9$) анализируемых концентрических структур (Сунженской (52) КТС, Ставропольской (53) КТС, Ростово-Элистинских (54) КТС, Центрально-Кавказской (55) КТС, Южно-Крымской (56) КТС, Новоселовской (57) КТС, Тарханкутской (58) КТС, Керчь-Кубанской (59) КТС), были использованы радиальные направления внутри этих КТС (север-юг, запад-восток) вдоль которых оценивались значения пяти видов различных геолого-геофизических параметров (H_m, H_k, Q, H_o).

В результате был произведен расчет по значениям вертикальной мощности земной коры — H_m в пределах нескольких концентрических структур на территории южных регионов европейской части Российской Федерации. В пределах каждой из 9-и исследуемых концентрических структур на территории южных регионов европейской части Российской Федерации было выполнено определение количества точек со значениями вертикальной мощности коры по радиальным направлениям этих КТС. На основании проведенного вероятностного анализа данных о значениях вертикальной мощности земной коры [12, 13] (при доверительном интервале $\Delta H_m = \pm 5$ км), зафиксированных на территории концентрических структур южных регионов европейской части Российской Федерации были рассчитаны значения вероятностей, которые составили для: Сунженской (52) КТС — 0.12, Ставропольской (53) КТС — 0.12, Ростовской (54) КТС — 0.90, Элистинских (54а) КТС — 0.30, Центрально-Кавказской (55) КТС — 0.12, Южно-Крымской (56) КТС — 0.50, Новоселовской (57) КТС — 0.40, Тарханкутской (58) КТС — 0.12, Керчь-Кубанской (59) КТС — 0.90.

Для расчета гистограммы $N(Q)$ и плотности распределения $p(Q)$ была проанализирована связь месторасположения нефтегазоносных областей (НГО) с месторасположением зон повышенных значений геотермальной энергии (Q) [14]. По данным, полученным с карты геотермальной энергии (теплового потока) Российской Федерации [14] была построена гистограмма $N(Q)$ и рассчитана кривая условной плотности распределения $p(Q)$ значений геотермальной энергии, измеренных на территории основных нефтегазоносных районов Российской Федерации (рис. 6В).

По проведенным расчетам проверки гипотез по критерию Пирсона [18-19] оказалось, что данные гистограммы $N(Q)$, приведенные на рис. 6Г и данные теоретического (равномерного) закона распределения значений геотермальной энергии наиболее соответствует друг другу при значении моды (значения теплового потока), начинающейся от $Q_1 = 50$ и до $Q_2 = 110$ (мВт / м²). Таким образом, из рис. 6В можно видеть, что рассчитанная кривая условной плотности распределения $p(Q)$ геотермальной энергии соответствует равномерному закону распределения

проанализированного ряда данных геотермальной энергии, измеренных на территории расположения НГБ Российской Федерации. Согласно [18, 19] закон равномерного распределения можно описать следующей формулой:

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

Используя данные гистограммы $N(Q)$ и кривой статистической плотности распределения $p(Q)$ (рис. 6В) значений геотермальной энергии (Q), с учетом [18, 1974, с. 32, формула 1.18] было определено значение вероятности $P_4(Q)$ по данным значений геотермальной энергии (Q), измеренным на территории основных НГБ Российской Федерации [14]. Затем, на основании проведенного вероятностного анализа данных о значениях геотермальной энергии [14] (рис. 5), зафиксированных на территории кольцевых тектонических структур южных регионов европейской части Российской Федерации (рис. 1) были рассчитаны по статистическим плотностям распределения [18, с. 32, формула 1.18] значения вероятностей $P_4(\Phi/Q)$, которые составили для ТКС значение равное 1.00.

И уже по ним оценивались вероятности определенного вида геолого-геофизических данных $P_i(\Phi)$, где i — номер определенного из 4-х видов используемых геолого-геофизических данных. По вероятностям отдельных видов геолого-геофизических данных $P_i(\Phi)$ производилась оценка значения вероятности $P_c(\Phi)$ в пределах каждой из $k=9$ кольцевых тектонических структур.

$$P_c(\Phi) = [P_1(\Phi) + P_2(\Phi) + P_3(\Phi) + P_4(\Phi)] / 4, \quad (4)$$

где $P_1(\Phi)$ — значения вероятности, определяемое по данным (H_M) вертикальной мощности земной коры [12, 13] в пределах месторасположения КТС [8]; $P_2(\Phi)$ — значения вероятности, определяемое по данным (H_K) вертикальной мощности «гранитного» слоя земной коры [12] в пределах месторасположения КТС [8]; $P_3(\Phi)$ — значения вероятности, определяемое по данным (H_O) вертикальной мощности осадочного слоя земной коры [12] в пределах месторасположения КТС [8]; $P_4(\Phi)$ — значения вероятности, определяемое по данным значений геотермальной энергии (Q) [14] в пределах месторасположения КТС [8]. Значения вероятности $P(\Phi)$, определяемые по данным о вертикальной мощности литосферы (H_L) были исключены из конечных расчетов, поскольку во всех кольцевых тектонических структурах на территории южных регионов европейской части Российской Федерации составляют по данным [20] одинаковые значения, равные 150 км. Значения вероятности $P(\Phi)$, определяемое по данным ($p_{\text{раз}}$) плотности тектонических разломов [15] в пределах месторасположения КС [8] предлагается исключить из расчетов из-за малости значений этого параметра, а также из-за нескольких различных видов тектонических разломов, представленных на разных геолого-геофизических картах.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Результаты применения вероятностного подхода, выполненного в соответствии с формулой (3) для анализа случайных геолого-геофизических данных (проверки гипотез) (H_M , H_K , H_O , Q), измеренных в пределах нескольких кольцевых тектонических структур на территории южных регионов европейской части

Российской Федерации, были систематизированы в виде следующей таблицы. Данные этой таблицы могут служить некоторыми статистическими критериями для прогноза новых нефтегазоносных областей на территории южных регионов европейской части Российской Федерации.

Таблица 1.

Результаты использования вероятностного подхода для прогноза нефтегазоносных территорий, занимаемых различными кольцевыми тектоническими структурами южных регионов европейской части Российской Федерации.

№ ТКС	Название КТС	$P_1(H_M)$	$P_2(H_K)$	$P_3(H_o)$	$P_4(Q)$	$P_c(\Phi)$
52	Сунженская	0.12	0.20	0.31	1.00	0.41
53	Ставропольская	0.12	0.68	0.31	1.00	0.53
54	Ростовская	0.90	0,16	0.19	1.00	0.56
54a	Элистинские	0.30	0.60	0.19	1.00	0.52
55	Центрально-Кавказская	0.12	0.20	0.06	1.00	0.35
56	Южно-Крымская	0.50	0.80	0.81	1.00	0.78
57	Новоселовская	0.40	0.80	0.19	1.00	0.59
58	Тарханкутская	0.12	0.80	0.38	1.00	0.58
59	Керчь-Кубанские	0.90	0.80	0.50	1.00	0.80
	Среднее	0.39	0.56	0.33	1.00	0.57

Обсуждение результатов

Результаты вероятностного подхода к анализу региональных геолого-геофизических данных, полученные на территории южных регионов европейской части Российской Федерации (Крымский, Ростовской, Предкавказский регионы) показывают, что конечным информационным статистическим параметром, используемым для оценки нефтегазоносности является значение полной вероятности, определенное для каждой из 9-и кольцевых тектоническими структур (таблицы).

Поскольку исследуемая территория южных регионов европейской части Российской Федерации находится в зоне повышенных значений теплового потока, по сравнению с остальной частью Российской Федерации, то наиболее информативными (контрастными) исходными данными, используемыми для вероятностного подхода для выявления нефтеперспективных областей может быть наличие кольцевых зон на глубине расположения поверхности Мохоровичича и (рис. 2), часто связанных со структурами мантийных плюмов (рис. 5) проникающих через нее. А также при вероятностном подходе к прогнозу новых НГО использовались кольцевые неоднородности нижней границы «гранитного» и осадочного слоев

земной коры (H_k) (рис. 3). Кроме того, на основании проведенных расчетов можно сказать, что новые нефтегазоносные области особенно на территории крупных кольцевых тектонических структур, по-видимому, могут быть связаны с более локальными кольцевыми тектоническими структурами на их территории: Южно-Крымской (56), Новоселовской (57), Тарханкутской (58), Керчь-Кубанских (59) с относительно повышенными значениями полной вероятности. Из новых регионов, которые, по результатам расчетов, можно рассматривать пока как недостаточно изученные по глубинному строению территории южных регионов европейской части РФ, но требующие дальнейшего исследования для поисков месторождений горючих полезных ископаемых (природный газ, угольный метан, нефть) можно считать Ростовскую (54), Элистинские (54а), Ставропольскую (53) кольцевые тектонические структуры.

ВЫВОДЫ

1. Рассмотрены результаты применения вероятностного подхода, разработанного для проведения прогноза углеводородной перспективности территорий в пределах кольцевых тектонических структур.

2. По данным нескольких геолого-геофизических параметров на территории 9-и кольцевых тектонических структур в южных регионах европейской части Российской Федерации были выделены четыре наиболее перспективных на наличие в них месторождений углеводородов: Южно-Крымская, Новоселовская, Тарханкутская, Керчь-Кубанские.

БЛАГОДАРНОСТИ

Автор искренне благодарит докторов геолого-минералогических наук Тимурзиева А. И., Сейфуль-Мулюкова Р. Б., Сывороткина В. Л., организаторов ежегодных Всероссийских научных конференций «Кудрявцевские чтения» за их огромную работу и возможность изложить результаты работы.

Список литературы

1. 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: Матер. Всерос. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина. М.: ГЕОС, 2011. С. 10–32.
2. Кропоткин П.Н. Дегазация Земли и происхождение углеводородов // Бюллетень Московского общества испытателей природы. 1985. Т. 60. № 6. С. 3–18.
3. Кудрявцев Н.А. Генезис нефти. Ленинград: Недра, 1973. 216 с.
4. Сейфуль-Мулюков Р.Б. Нефть и газ. Глубинная природа и ее прикладное значение. М.: Торус Пресс, 2012. 216 с.
5. Сывороткин В.Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. Москва: Геоинформцентр, 2002. 250 с.
6. 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.
7. Кац Я.Г., Полетаев А.И., Сулиди-Кондратьев Е.Д. Кольцевые структуры лика планеты. М.: Знание, 1989. 48 с.

8. Соловьев В.В. (ред.) Карта морфоструктур центрального типа территории СССР. Масштаб 1:10 000 000, (Объяснительная записка). М.: Аэрогеология, 1981. 44 с.
9. Гаврилов С.В. Проникновение теплового диапира в континентальную литосферную плиту из неньютоновской верхней мантии // Физика Земли. 1994. № 7-8. С. 18–26.
10. Кутас Р.И., Цвященко В.А. Геотермический режим и сейсмичность Крымского региона // В кн.: Геотермия сейсмичных и асейсмичных зон. М.: Наука, 1993. С. 15–27.
11. Смирнова М.Н. Нефтегазоносные кольцевые структуры и научно-методические аспекты их изучения // Геология нефти и газа. 1997. № 9. С. 35–40.
12. Белоусов В.В., Балавадзе Б.К. (ред.). Геофизические поля и строение земной коры Закавказья. М.: Наука, 1985. 174 с.
13. Вольвовский И.С., Вольвовский Б.С. Разрезы земной коры территории СССР по данным глубинного сейсмического зондирования. М.: Советское радио, 1975. 267 с.
14. Смирнов Я.Б. (ред.) Карта теплового потока территории СССР и сопредельных территорий. Масштаб 1:10 000 000. М.: Изд-во ГУГК, 1980. 4 л.
15. Ананьева Е.М., Беляев И.В., Головин И.В. Схема зон глубинных разломов территории СССР, масштаб 1:10 000 000. Ленинград: ВСЕГЕИ, 1977.
16. Закиров А.Ш., Харитонов А.Л. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности Северного Устьурта // Электронный журнал «Глубинная нефть». 2014. Т.2. № 11. С. 1759–1771.
17. Арешев Е.Г., Гаврилов В.П., Попов О.К., Поспелов В.В. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М.: Изд-во «Нефть и газ», 1997. 288 с.
18. Бендат Дж., Пирсол А. Измерение и анализ случайных процессов. М.: Мир, 1974. 464 с.
19. Дмитриев В.И. (ред.) Вычислительная математика и техника в разведочной геофизике. Справочник геофизика. М.: Недра, 1982. 222 с.
20. Чермак В. (ред.) Геофизические поля, их природа и геологическая интерпретация // Геодинамика. 1986. Т. 5. № 2. С. 111–256.

METHODOLOGY FOR FORECASTING THE OIL AND GAS PROSPECTS OF THE SOUTHERN REGIONS OF THE EUROPEAN PART OF RUSSIA

Kharitonov A. L.

*Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
E-mail: ahariton@izmiran.ru*

The relevance of the article lies in the use of a probabilistic approach to the analysis of various geological and geophysical data measured within several ring tectonic structures on the territory of the Scythian Plate of the Russian Federation (Crimea, the Caucasus, the North Caucasus). As a result, a probabilistic approach was used to analyze various geological and geophysical data (depth to the seismic surface of Mohorovichich, depth to the lower edge of the lithosphere, values of geothermal energy of territories) and in these regions the values of some statistical parameters (histogram, distribution density, mathematical expectation) used to predict the zones of location of hydrocarbon deposits were calculated. According to the calculated statistical parameters, four local ring tectonic structures were identified that are promising for the search for new oil and gas fields in the southern regions of the European part of the Russian Federation.

Keywords: probabilistic approach, ring tectonic structures, forecast of oil and gas potential, Scythian plate, Crimea, Caucasus.

References

1. 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 Russian).

МЕТОДОЛОГИЯ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОВОЙ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ЮЖНЫХ РЕГИОНОВ ЕВРОПЕЙСКОЙ ЧАСТИ РОССИИ

2. Kropotkin P.N. Degassing of the Earth and the origin of hydrocarbons // Bulletin of the Moscow Society of Nature Testers. 1985. V. 60. No. 6. P. 3-18. (in Russian).
3. Kudryavtsev N.A. Genesis of oil. Leningrad: Nedra, 1973. 216 p. (in Russian).
4. Seiful-Mulyukov R.B. Petroleum and gas: Inorganic abiogenic nature and its applicability. Moscow: Torus Press, 2012. 216 p. (in Russian).
5. Syvorotkin V.L. Deep degassing of the Earth and global catastrophes. Moscow: Geoinformcenter, 2002. 250 p. (in Russian)].
6. 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]. *Burennye i nef't'* [Drilling and Oil]. 2019. No. 1. P. 12-20. (in Russian).
7. Kats Ya.G., Poletaev A.I., Sulidi-Kondratiev E.D. Ring structures of the surface of the planet. Moscow: Znanie, K 62. 1989. 48 p. (in Russian).
8. Solovyov V.V. (ed.) Map of morphological structures of the central type of the territory of the USSR. Scale 1:10 000 000. (Explanatory note). Moscow: Aerogeology, 1981. 44 p. (in Russian).
9. 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. No. 7-8. pp. 18-26. (in Russian).
10. Kutas R.I., Tsvyashchenko V.A. Geothermal regime and seismicity of the Crimean region // In: Geothermy of seismic and aseismic zones. Moscow.: Nauka, 1993. pp. 15-27.
11. Smirnova M.N. Oil and gas ring structures and scientific and methodological aspects of their study // Geology of oil and gas. 1997. No. 9. P. 35-40. (in Russian)].
12. Belousov V.V., Balavadze B.K. (ed.). Geophysical fields and the structure of the Earth's crust of Transcaucasia. M.: Nauka, 1985. 174 p.
13. Volvovsky I.S., Volvovsky 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).
14. Smirnov Ya.B. (ed.) Map of the heat flow of the territory of the USSR and adjacent territories. Scale 1:10 000 000. Moscow: GUGK Publishing House, 1980. 4 p. (in Russian).
15. Ananyeva E.M., Belyaev I.V., Golovin I.V. *Schema zon glubinnykh razlomov territorii SSSR, mashtab 1:10 000 000* (Scheme of deep fault zones of the USSR territory, scale 1:10 000 000). Leningrad: VSEGEI, 1977. 1p.
16. 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. No. 11. P. 1759-1771. (in Russian).
17. Areshv E.G., Gavrilov V.P., Popov O.K., Pospelov V.V., et al. Geology and oil and gas potential of the foundation of the Sunda shelf. M.: Publishing house "Oil and Gas", 1997. 288 p.
18. Bendat J., Piersol A. Random data: analysis and measurement procedures. Moscow: Mir, 1974. 464 p. (translated in English).
19. Dmitriev V.I. (ed.) Computational mathematics and engineering in exploration geophysics. Handbook of geophysics. M.: Nedra, 1982. 222 p. (in Russian).
20. Chermak V. (ed.) Geophysical fields, their nature and geological interpretation // Geodynamics. 1986. V. 5. No. 2. P. 111-256. (in Russian).

Поступила в редакцию 15.08.2023 г.