



Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2023. Т. 23, вып. 1. С. 61–71
Izvestiya of Saratov University. Earth Sciences, 2023, vol. 23, iss. 1, pp. 61–71
<https://geo.sgu.ru>

<https://doi.org/10.18500/1819-7663-2023-23-1-61-71>, EDN: JBUFSN

Научная статья
УДК 550.8

Результаты вероятностно-корреляционного анализа геолого-геофизических данных на территории Скифской и Прикаспийской морфоструктур для оценки перспектив нефтегазоносных областей



А. Л. Харитонов

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

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

Аннотация. В статье рассмотрены результаты применения метода корреляционного анализа данных гравитационного и магнитного полей, значений теплового потока, данных дешифрирования космических снимков, измеренных в регионах Прикаспийской и Скифской крупных концентрических морфоструктур центрального типа. В результате с помощью корреляционного метода в этих регионах был проанализирован комплекс различных геофизических полей и выявлены локальные концентрические морфоструктуры с высокими значениями гравитационного поля и теплового потока, перспективные для поисков новых месторождений нефти и газа.

Ключевые слова: вероятностно-корреляционный метод, Прикаспийская и Скифская концентрические морфоструктуры, геолого-геофизические данные, месторождения углеводородов

Благодарности. Автор искренне благодарит докторов геолого-минералогических наук Тимурзиева Ахмета Иссаковича, Сейфуль-Мулюкова Рустама, Сывороткина Владимира Леонидовича – организаторов ежегодных конференций «Кудрявцевские чтения» за их огромную работу по развитию этого учения.

Для цитирования: Харитонов А. Л. Результаты вероятностно-корреляционного анализа геолого-геофизических данных на территории Скифской и Прикаспийской морфоструктур для оценки перспектив нефтегазоносных областей // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2023. Т. 23, вып. 1. С. 61–71. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2023-23-1-61-71>, EDN: JBUFSN

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

Article

The results of the probabilistic correlation analysis of geological and geophysical data on the territory of the Scythian and Pre-Caspian morphological structures to assess the prospects of oil and gas-bearing areas

A. L. Kharitonov

Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism, Ionosphere and Radio Wave Propagation of Russian Academy of Sciences, 4 Kaluzhskoe Hwy, Troitsk, Moscow 108840, Russia

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

Abstract. The article considers method application results of correlation analysis of gravitational and magnetic field data, heat flux values, data of decoding satellite images measured in the regions of the Pre-Caspian and Scythian large concentric morphological structures of the central type. As a result, using the correlation method, a complex of various geophysical fields in these regions was analyzed. Local concentric morphological structures with high values of the gravitational field and heat flow promising for the search of new oil and gas fields were identified.

Keywords: probabilistic correlation method, Pre-Caspian and Scythian concentric morphological structures, geological and geophysical data, hydrocarbon deposits

Acknowledgments: The author is very grateful to doctors of geological and mineralogical sciences Akhmet Timurziev, Rustem Seiful-Mulyukov, Vladimir Syvorotkin – organizers of the annual conferences “Kudryavtsev Readings” for their great work on the development of this doctrine.

For citation: Kharitonov A. L. The results of the probabilistic correlation analysis of geological and geophysical data on the territory of the Scythian and Pre-Caspian morphological structures to assess the prospects of oil and gas-bearing areas. *Izvestiya of Saratov University. Earth Sciences*, 2023, vol. 23, iss. 1, pp. 61–71 (in Russian). <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2023-23-1-61-71>, EDN: JBUFSN

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



Введение

Известно, что на территории Русской платформы имеется два крупных активно эксплуатирующихся нефтегазоносных бассейна (Прикаспийский НГБ и Донецко-Запорожский НГБ). При этом большая часть месторождений нефти и газа на территории Прикаспийского НГБ (9) и Донецко-Запорожского НГБ (7) расположена в основном в их бортовых зонах (рис. 1).

Необходимо понять, почему месторождения углеводородов располагаются либо в бортовых зонах нефтегазоносных бассейнов (Прикаспийский (9), Донецко-Запорожский (7)) (см. рис. 1), либо они почти равномерно распределены по всей территории, как, например, в регионе Западно-Сибирской впадины (Ноябрьская морфоструктура (10)) [2]. От этого зависит эффективность поисков новых месторождений нефти и газа в других нефтегазоносных бассей-

нах Российской Федерации. Автор предлагает рассмотреть вероятностно-корреляционную методику для оценки нефтегазовой перспективности территорий по данным комплекса различных геолого-геофизических параметров, которые могут определять, имеют ли нефтегазоносные бассейны (НГБ) бортовой тип или тип НГБ с равномерным распределением месторождений углеводородов, что может иметь принципиальное значение для поиска новых месторождений нефти и газа.

Исходные материалы и методы исследования

Предлагается в качестве методики оценки нефтегазовой перспективности территорий использовать элементы теории вероятности и корреляционной теории [3]. В качестве основного параметра нефтегазовой перспективности территорий будем использовать значение суммарной

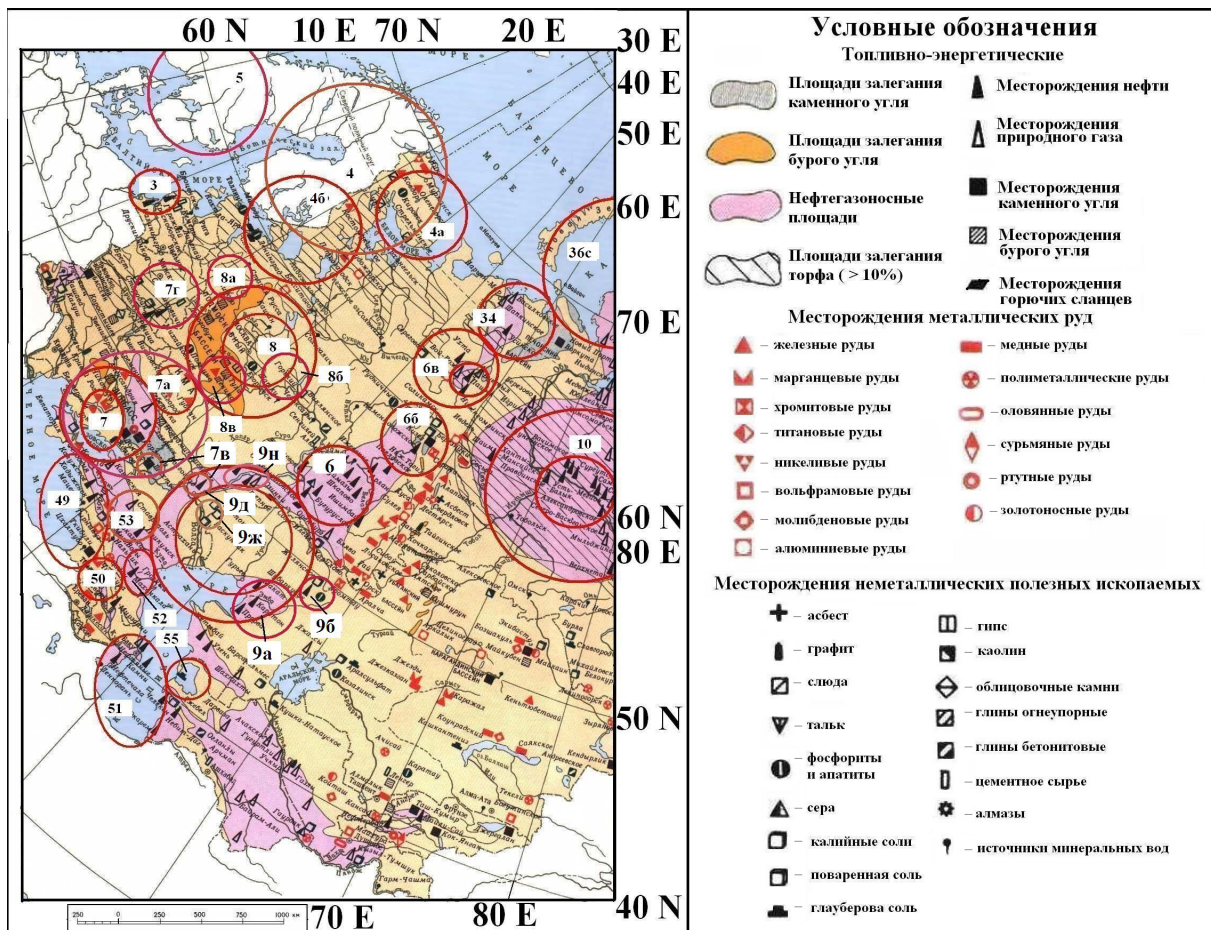


Рис. 1. Фрагмент карты месторождений полезных ископаемых для территории Русской и Западно-Сибирской платформ [1]. Окружностями выделены зоны расположения наиболее известных в настоящее время, концентрических морфоструктур, с выделенными бортовыми зонами этих морфоструктур: 3 – Прибалтийская, 4а – Кольская, 4б – Ладожская, 6 – Волго-Уральская, 6б – Кизеловская, 6в – Вой-Вожская, 7 – Скифская, 7а – Курская, 7в – Шахтинская, 7г – Белорусская, 8 – Московская, 8а – Тверская, 8б – Нижегородская, 8в – Тульская, 9 – Прикаспийская, 9а – Эмбенская, 9б – Уралтауская, 9д – Пугачевская, 9ж – Малоузенская, 9н – Жигулевская, 10 – Ноябрьская, 34 – Тимано-Печорская, 36с – Южно-Карская, 50 – Дзиркульская, 51 – Южно-Каспийская, 52 – Грозненская, 53 – Ставропольские, 54 – Валок-Карпинские, 55 – Кара-Богаз-Гольские (цвет онлайн)



вероятности (P_c), состоящей из отдельных вероятностей нефтегазовой перспективности ($P_1 - P_4$), рассчитанных по данным различных геофизических методов (гравиразведка, магниторазведка, геотермия, дешифрирование космических снимков):

$$P_c = P_1 + P_2 + P_3, \quad (1)$$

где P_1 – значение вероятности нефтегазовой перспективности территории, определяемое по данным магнитного и гравитационного поля; P_2 – значение вероятности нефтегазовой перспективности территории, определяемое по данным магнитного поля и теплового потока; P_3 – значение вероятности нефтегазовой перспективности территории, определяемое по данным гравитационного поля и теплового потока.

Почему были выбраны именно эти геофизические данные для оценки нефтегазовой перспективности тех или иных районов? Хорошо известно, что многие месторождения полезных ископаемых (например, углеводороды) расположены в зонах формирования концентрических морфоструктур центрального типа [4], которые могут быть использованы при расчетах вероятности нефтегазовой перспективности той или иной территории.

В частности, по данным дешифрирования космических снимков, многие месторождения

полезных ископаемых, в том числе и месторождения нефти и газа, расположены в пределах концентрических морфоструктур центрального типа [4] (рис. 2).

Как видно из рис. 2, самыми крупными на территории Русской платформы являются Прикаспийская (9) и Скифская (7) концентрические морфологические структуры. Прикаспийская (9) концентрическая морфологическая структура имеет диаметр почти 550 км в направлении с юга на север и 900 км с запада на восток. На юго-западной бортовой зоне (Донбасско-Астраханский тектонический разлом) проходит граница Прикаспийской (9) концентрической морфоструктуры с герцинидами вала Карпинского, отделяющего ее от цепочек Ростовско-Элистинских (54), Ставропольских (53) и других (49, 50, 52) небольших концентрических морфоструктур. Западная бортовая зона Прикаспийской концентрической морфоструктуры (9), отделяющей ее от Скифской концентрической морфоструктуры (7), проходит вдоль Волгоградско-Саратовского участка (9г–9д) шовной зоны Приволжской моноклинали, проходящей по Заповольскому тектоническому разлому.

Кроме того, некоторые геофизические поля выбраны для анализа нефтегазовой перспективности потому, что многие месторождения нефти

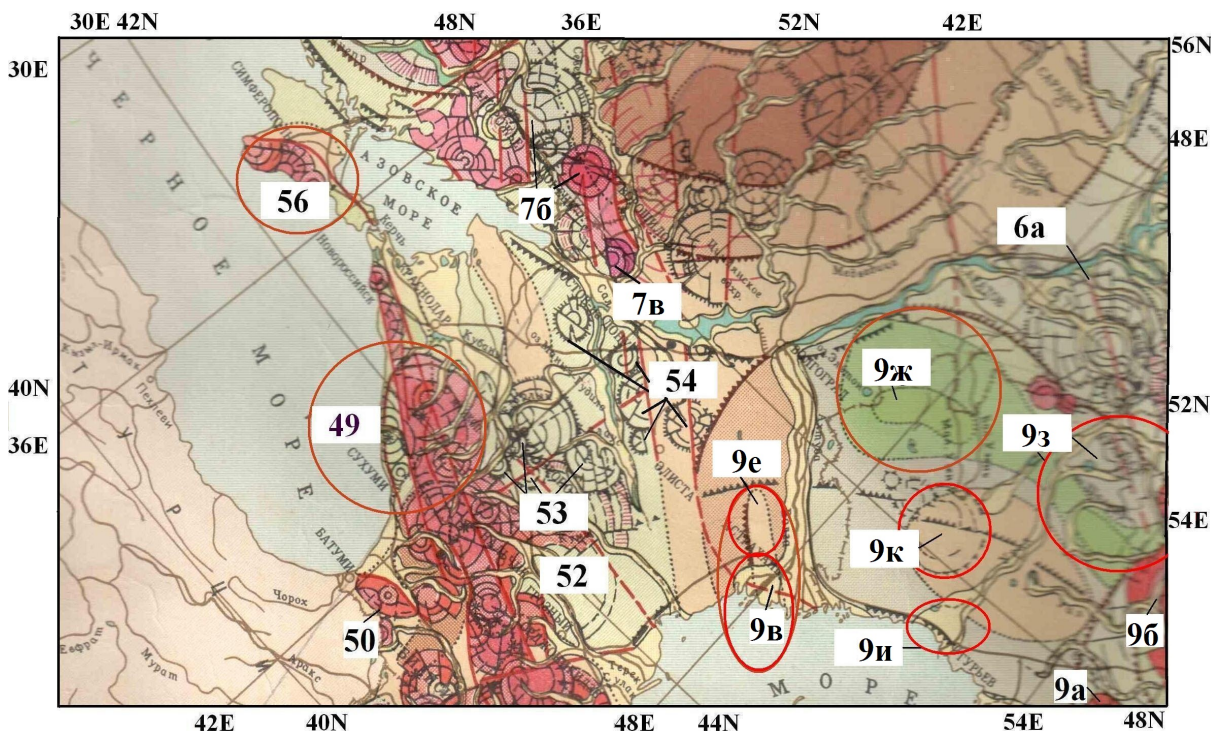


Рис. 2. Фрагмент карты морфоструктур центрального типа [4], выделенных на территории юга-востока европейской части Российской Федерации: 6а – Южно-Бузулукская, 7 – Скифская, 7б – Запорожская, 7в – Шахтинская, 9а – Эмбенская, 9б – Уралтауская, 9в – Астраханская, 9е – Нижневолжская, 9ж – Малоузенская, 9з – Хобдинская, 9и – Северо-Каспийская, 9к – Индерские, 50 – Дзирульская, 52 – Грозненская, 53 – Ставропольские, 54 – Вало-Карпинские, 56 – Крымские (цвет онлайн)



и газа расположены в зонах, где имеется большая мощность пород осадочного слоя земной коры и литосферы в целом, которая отражается в повышенных значениях различных составляющих гравитационного поля [5], которые могут быть использованы при расчетах вероятности (P) нефтегазовой перспективности исследуемой территории по значениям корреляционных функций. Для изучения нефтегазовой перспективности на территории Прикаспийской (9) и Скифской (7) концентрических морфологических структур (Прикаспийский НГБ и Донецко-Запорожский НГБ) были использованы различные геолого-геофизические материалы (данные о гравитационном поле, тепловом потоке, аэромагнитные данные, сейсмологические). В качестве методов исследования были использованы вероятностно-корреляционные методы анализа различных геолого-геофизических данных. В частности, сначала были проанализированы спутниковые данные гравитационного поля в редукции Буге для юго-востока европейской части территории Российской Федерации и их корреляции с концентрическими морфоструктурами, выявленными по данным дешифрирования космических снимков. Как известно, одной из крупнейших морфоструктур центрального типа на территории юга европейской части России являются Прикаспийская (9) и Скифская (7) концентрические морфоструктуры и связанные с ними «дочерние» (локальные) почти концентрические (эллипсоидные) морфо-

структуры (Астраханская – 9в, Уралтауская – 9б, Эмбенская – 9а, Волго-Донская – 9г, Пугачевская – 9д, Малоузенская – 9ж, Северо-Каспийская – 9и, Индерские – 9к, Запорожская – 7б, Шахтинская – 7в) меньшего размера, выявленные по совокупным данным гравитационного поля, измеренного на различных искусственных спутниках Земли [6] (рис. 3).

Этой западной бортовой зоне Прикаспийской концентрической морфоструктуры, проходящей примерно по 43°E – 44°E градусам восточной долготы, соответствует квазилинейная почти меридионального направления зона гравитационной ступени с перепадом значений ускорения силы тяжести в редукции Буге от 0 до –30 мГал (см. рис. 3). Северная бортовая зона Прикаспийской концентрической морфоструктуры (9) проходит по Жадовскому, Илекскому, Маргукскому тектоническим разломам, вдоль гравитационной ступени примерно по 52°N градусу северной широты, с перепадом значений ускорения силы тяжести в редукции Буге от 0 до –40 мГал. Северная бортовая зона Прикаспийской концентрической морфоструктуры (9) отделяет ее от Волго-Уральской концентрической морфоструктуры (6). Краевой шов Предуральского краевого прогиба ограничивает Прикаспийскую концентрическую морфоструктуру (9) в ее восточной части. При этом в восточной бортовой зоне Прикаспийской концентрической морфоструктуры (9), проходящей по тектоническим разломам (Хобдинский,

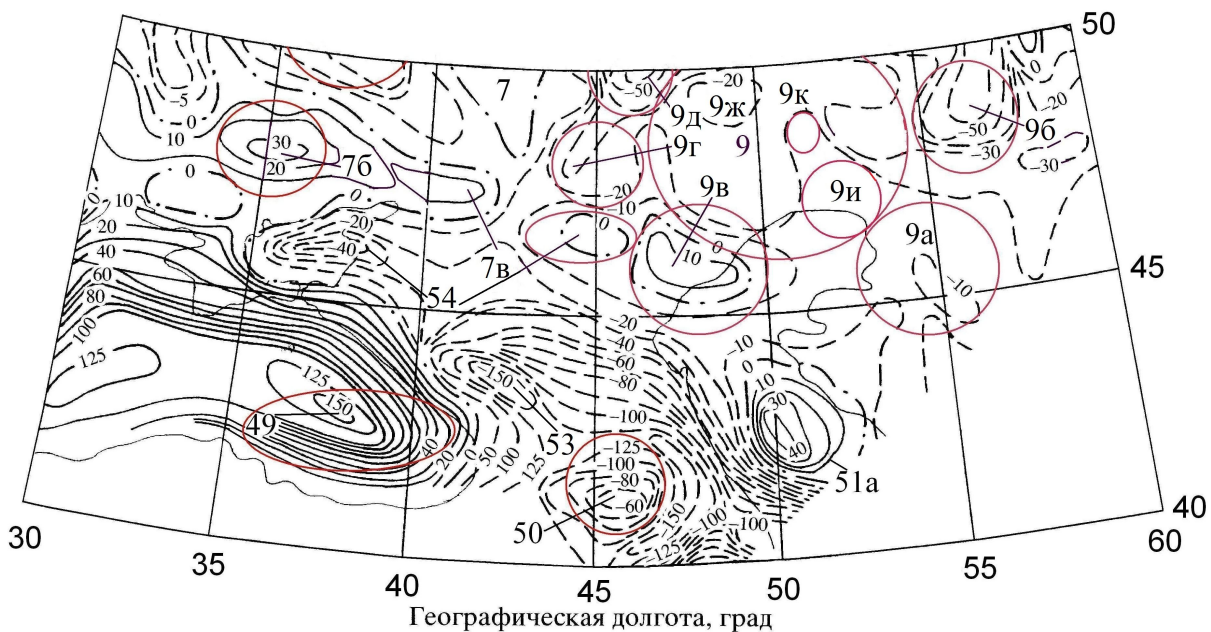


Рис. 3. Фрагмент карты гравитационного поля, построенной по данным различных искусственных спутников Земли [6]. Квази-концентрические (эллипсоидные) аномалии гравитационного поля, выделенные на территории юга европейской части Российской Федерации: 7 – Скифская, 7б – Запорожская, 7в – Шахтинская, 9 – Прикаспийская, 9а – Эмбенская, 9б – Уралтауская, 9в – Астраханская, 9г – Волго-Донская, 9д – Пугачевская, 9ж – Малоузенская, 9и – Северо-Каспийская, 9к – Индерские, 49 – Восточно-Черноморская, 50 – Дзирульская, 51а – Дербентская, 53 – Ставропольские, 54 – Вало-Карпинские



Остансуцкий, Ащисайский) и ближе к 54°E восточной долготы, наблюдается перепад значений ускорения силы тяжести в редукции Буге от -60 до -30 мГал (см. рис. 3).

При этом хорошо известно, что значительная часть месторождений нефти и газа расположена в зонах дробления горных пород в пределах глубинных тектонических разломов земной коры (рис. 4) [7], которые отлично проявляются в значениях магнитного поля [8] (рис. 5), которое может быть использовано при расчетах вероятности (P_3) нефтегазовой перспективности исследуемой территории.

Известно [2, 9, 10, 11], что в результате постоянной дегазации мантии Земли вдоль этих глубинных тектонических разломов должны поступать газотермальные и гидротермальные потоки геофлюидов различного химического состава (и в том числе природных углеводородов CH_4), которые, проникая через сеть мелких приповерхностных разломов и трещин, могут постепенно формировать месторождения углеводородов на территории Прикаспийской и Скифской концентрических морфоструктур.

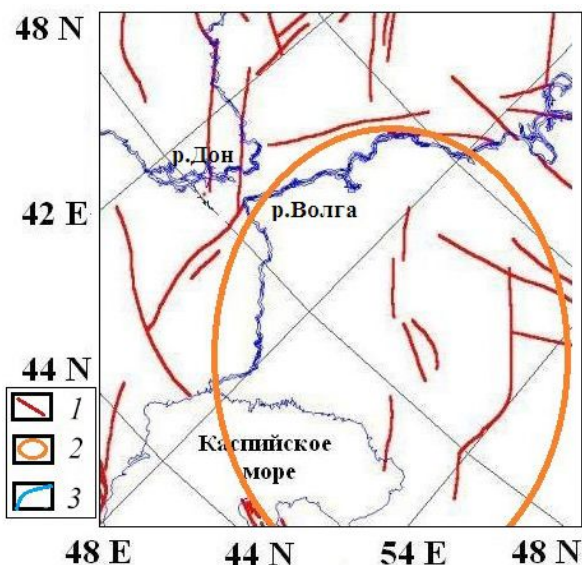


Рис. 4. Фрагмент карты активных тектонических разломов Северной Евразии для территории Прикаспийской концентрической морфоструктуры [7]. Условные обозначения: 1 – тектонические разломы, 2 – условная граница Прикаспийской концентрической морфоструктуры, 3 – русло рек Волга и Дон и береговая линия Каспийского моря (цвет онлайн)

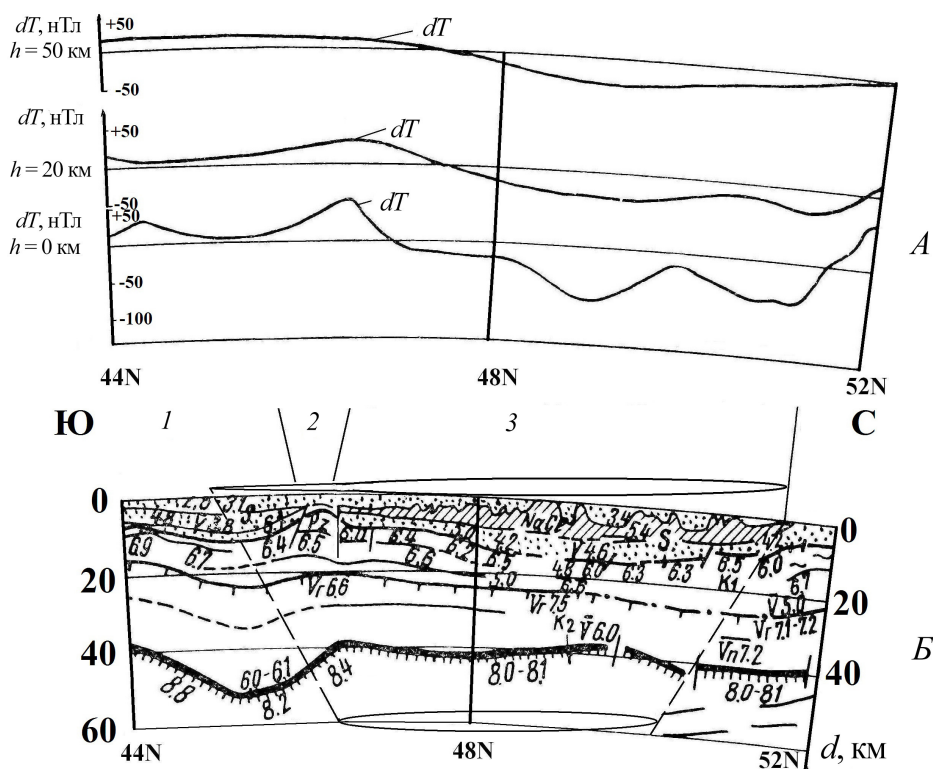


Рис. 5. Фрагмент глубинного геолого-геофизического разреза земной коры через территорию Прикаспийской концентрической морфоструктуры по субмеридиональному профилю глубинного сейсмического зондирования вдоль 54°E CA 64–20 [12]: А – профили аэромагнитных и наземных измерений модуля (dT) аномального магнитного поля на трех разных высотных уровнях ($h = 0$ км, 20 км, 50 км) над территорией восточного борта Прикаспийской концентрической морфоструктуры; Б – сейсмический разрез земной коры и верхней мантии до глубины $d = 60$ км: 1 – Северо-Устьуртская впадина, 2 – Эмбенское поднятие – бортовая зона морфоструктуры, 3 – Южно-Каспийская концентрическая морфоструктура



Известно также, что часто месторождения нефти и газа расположены в зонах повышенного теплового потока [13], который может быть использован при расчетах вероятности нефтегазовой перспективности исследуемой территории. В связи с этим были проанализированы данные теплового потока для выявления корреляционной связи между его значениями и место-

расположением концентрических морфоструктур центрального типа (см. рис. 2). Информация о наличии определенной корреляционной связи в расположении максимумов теплового потока и локальных концентрических морфоструктур на территории Скифской (7) и Прикаспийской (9) крупных концентрических морфоструктур представлена на карте теплового потока [13] (рис. 6).

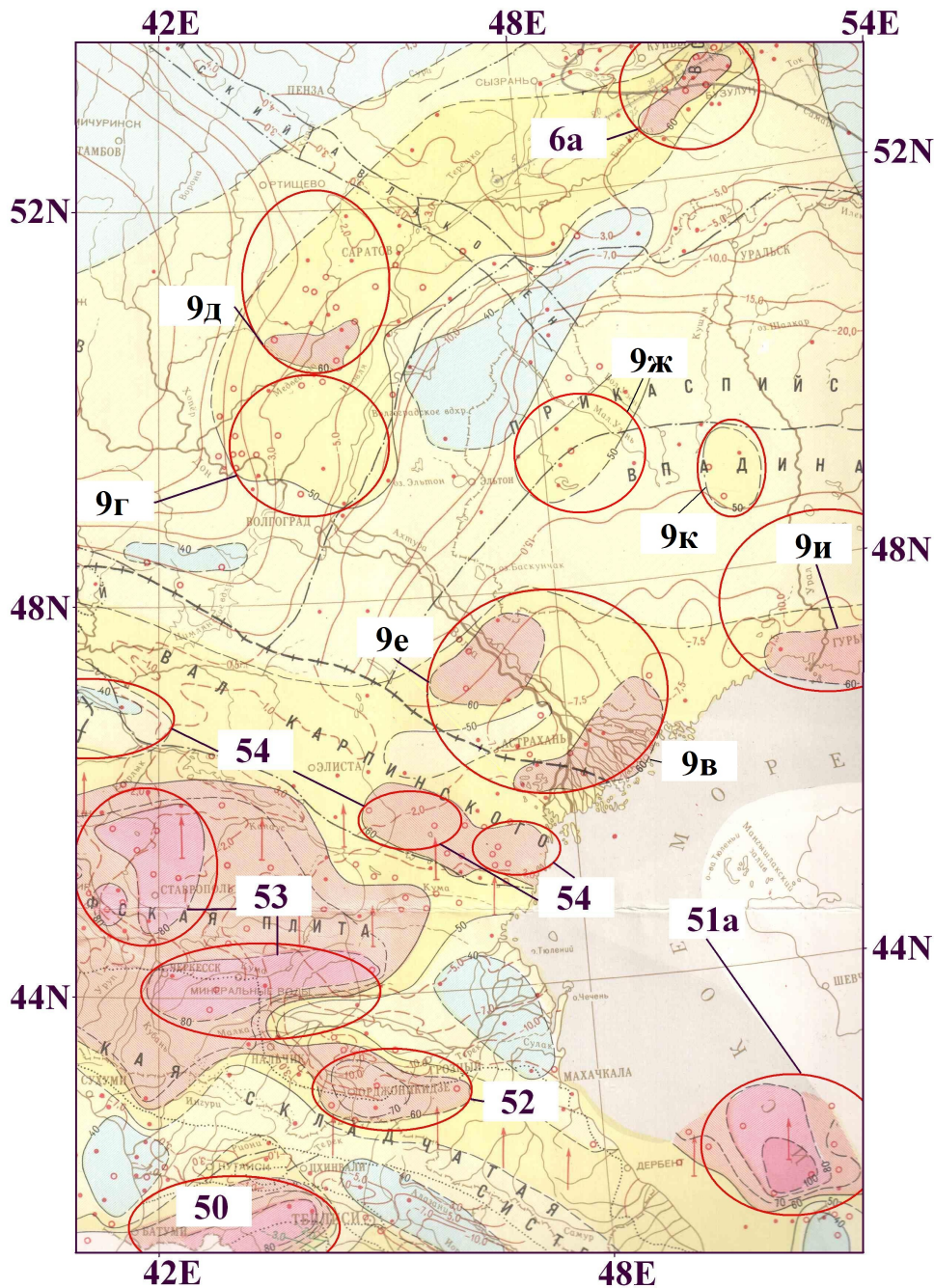


Рис. 6. Фрагмент карты аномалий теплового потока Q ($\text{мВт}/\text{м}^2$) [13]. Почти концентрические (эллипсовидные) аномалии теплового потока, выделенные на территории юго-востока европейской части Российской Федерации, коррелирующие с морфоструктурами центрального типа: 6а – Южно-Бузулукская, 9в – Астраханская, 9г – Волго-Донская, 9д – Пугачевская, 9е – Нижневолжская, 9ж – Малоузенская, 9и – Северо-Каспийская, 9к – Индерская, 50 – Дзирульская, 51а – Дербентская, 52 – Грозненская, 53 – Ставропольские, 54 – Вало-Карпинские (цвет онлайн)



Иными словами, гравитационные [6], аэромагнитные [8], теплового потока [13] аномалии подтверждаются данными дистанционного зондирования Земли из космоса [4], которые позволяют выделить перспективные зоны для поисков месторождений углеводородов в пределах концентрических морфоструктур разных диаметральных размеров.

Проанализированные выше достаточно крупные концентрические морфоструктуры, по данным [4], связаны с мантийными плюмами [14], сформировавшимися в докембрийские периоды тектонической эволюции Земли [15], когда преобладали субвертикальные тектонические процессы. В результате на поверхности докембрийского фундамента земной коры произошло образование нуклеаров – крупных концентрических морфоструктур [4] и связанных с ними концентрических неоднородностей, наблюдаемых в рельефе различных слоев земной коры.

Суммарную вероятность (P_c) нефтегазовой перспективности исследуемых регионов будем определять на основании значений взаимной корреляционной связи различных полей (гравитационного, магнитного, теплового потока) между собой и с расположением зон месторождений полезных ископаемых.

По имеющимся измеренным данным можно наблюдать достаточно хорошую корреляцию (ρ) региональных магнитных (dT) аномалий и региональных гравитационных (dg) аномалий (рис. 7) [6], особенно в районе (восточная долгота $36^\circ E$) расположения центральной части Скифской концентрической морфоструктуры (7), отличающейся достаточно высокими значениями аномального магнитного поля ($dT > 2200$ нТл), полученными при наземных измерениях и высокими отрицательными значениями ($dg > 40$ от. ед.) гравитационного поля.

Кривая отрицательных значений взаимной корреляционной функции магнитного и гравитационного полей $\rho(dT, dg)$ позволяет хорошо выделить зоны (3 и 5), связанные со Скифской (7) и Прикаспийской (9) концентрическими морфоструктурами (см. рис. 7). В первом приближении на этом широтном профиле можно опробовать методику выделения регионов, перспективных для поисков новых месторождений углеводородов. Для этого необходимо рассчитать вероятность (P_1) определения месторасположения зон концентрических морфоструктур путем сравнения координат расчетных отрицательных значений взаимной корреляционной функции магнитного и гравитационного полей $\rho(dT, dg)$

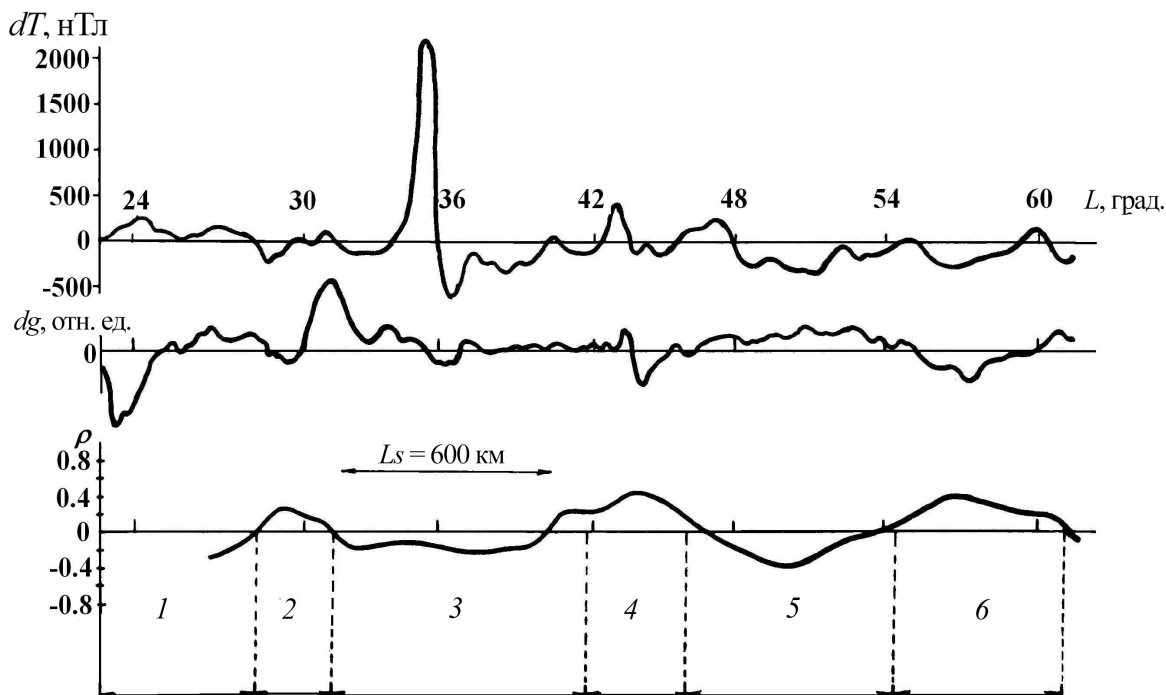


Рис. 7. Графики измеренного аномального магнитного поля (dT) и гравитационного поля (dg), их функции взаимной корреляционной зависимости (ρ), полученные вдоль регионального широтного профиля по $52^\circ N$, пересекающего территорию центральной части Скифской (7) и Прикаспийской (9) концентрических морфоструктур. $L_s = 600$ км – интервал скольжения, в пределах которого производился расчет функции взаимной корреляционной зависимости магнитного и гравитационного полей. Пересекаемые профилем регионы: 1 – Украинский щит; 2 – Днепрово-Донецкая впадина; 3 – территория центральной части Скифской (7) концентрической морфологической структуры (8в); 4 – Рязано-Саратовский прогиб; 5 – территория Прикаспийской (9) концентрической морфологической структуры; 6 – Уральская геосинклиналь



и координат реального расположения всех встречаемых вдоль этого профиля концентрических морфоструктур:

$$P_1 = (m/n) \cdot 100\% = [\rho(dT, dg)/n] \cdot 100\%, \quad (2)$$

где m – количество случаев совпадения координат аномальных (отрицательных) значений взаимной корреляционной функции магнитного и гравитационного полей $\rho(dT, dg)$, с координатами расположения концентрических морфоструктур; n – общее количество крупных концентрических морфоструктур на этом профиле по данным дешифрирования космических снимков. В результате произведенных расчетов вероятность определения концентрических морфоструктур по данным магнитного и гравитационного полей составила 89%, если не принимать во внимание небольшие ($\pi \cdot dx$) концентрические структуры, которые могли быть пропущены при интервале дискретизации (dx) региональных аномалий магнитного и гравитационного полей равного одному градусу ($dx = 70$ км).

Можно видеть (рис. 2, 3, 6) и другие спутниковые магнитные, гравитационные, теплового потока региональные аномалии, по результатам измерения которых также можно опробовать методику вычисления суммарной вероятности (P_c) определения координат месторасположения перспективных нефтегазоносных зон в пределах крупных концентрических морфоструктур (рис. 8).

Наблюдается корреляция аномалий гравитационного поля (3) и аномалий теплового потока (1) над целым рядом концентрических морфоструктур (8, 8в, 7а, 7б, 56, 49), расположенных на территории Русской платформы (см. рис. 8). Прямая корреляция локальных аномалий гравитационного поля с аномалиями теплового потока достаточно очевидна. Это может быть связано с тем, что меньшая плотность горных пород увеличивает природную дегазацию углеводородов из мантии в приповерхностные слои осадочного слоя земной коры [9, 10]. Наблюдается обратная корреляция (см. рис. 8) региональных магнитных аномалий (2) с полем теплового потока (1), особенно на участке профиля от 40 до 50°N. Это, по-видимому, связано с тем, что повышенный тепловой поток (и дегазация) ослабляет магнитные свойства горных пород.

При использовании трех независимых массивов региональных аномалий магнитного, гравитационного и теплового потоков полей была использована более сложная методика, чем при расчете по формуле (2). На первом этапе использования этой более усложненной методики все приведенные на графиках (см. рис. 8) значения геофизических полей (dT , dg , Q) были нормированы на средние по всей длине профиля значения

этих полей:

$$dT_n = (dT_i/dT_s); \quad dg_n = (dg_i/dg_s); \quad Q_n = (Q_i/Q_s). \quad (3)$$

Затем все значения нормированных геофизических полей (dT_n , dg_n , Q_n) были приведены

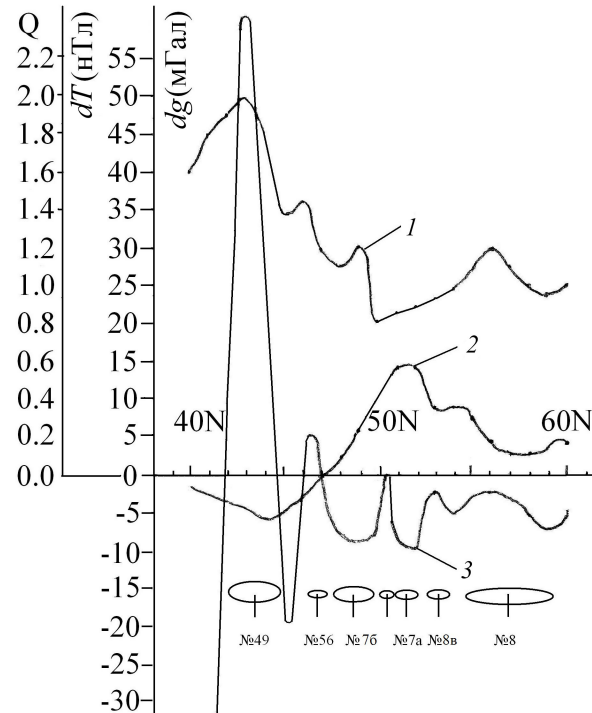


Рис. 8. Графики измеренных значений Q – теплового потока (1), dT – магнитных (2), dg – гравитационных (3) аномалий, построенных вдоль регионального меридионального профиля по долготе 38°E. Для удобства сравнения кривых значения теплового потока Q представлены на графике в относительных единицах измерения. Чтобы соответствовать абсолютным значениям теплового потока в системе СИ (mW/m^2) они должны быть умножены на коэффициент 41.8. Эллипсами показано расположение на поверхности Земли концентрических морфоструктур, связанных с мантийными плюмами: 49 – Восточно-Черноморская; 56 – Крымо-Азовские; 76 – Днепровско-Донецкая; 7а – Курская; 8в – Орловская; 8 – Московская

к единому уровню отсчета. На следующем этапе по значениям нормированных геофизических полей (dT_n , dg_n , Q_n) были вычислены взаимные корреляционные функции этих полей $\rho(dT, dg)$, $\rho(dT, Q)$, $\rho(dg, Q)$ (рис. 9).

Графики вычисленных значений взаимных корреляционных функций магнитного и гравитационного полей $\rho(dT, dg)$, магнитного поля и теплового потока $\rho(dT, Q)$, гравитационного поля и теплового потока $\rho(dg, Q)$ представлены на рис. 9. Из приведенных на рис. 9 значений графиков взаимных корреляционных функций магнитного и гравитационного полей $\rho(dT, dg)$, магнитного поля и теплового потока



$\rho(dT, Q)$, гравитационного поля и теплового потока $\rho(dg, Q)$ можно рассчитать суммарную (P_c) и отдельные вероятности (P_1, P_2, P_3) определения месторасположения нефте- и газоперспективных зон в пределах концентрических морфоструктур путем математического анализа расчетных значений взаимных корреляционных функций:

$$P_1 = [\rho(dT, dg)/n] = 89\%, \quad (4)$$

$$P_2 = [\rho(dT, Q)/n] = 76\%, \quad (5)$$

$$P_3 = [\rho(dg, Q)/n] = 84\%, \quad (6)$$

где n – общее количество крупных концентрических морфоструктур на этом профиле, в пределах которых идут процессы дегазации мантии и накопления углеводородов.

Тогда суммарная вероятность (P_c) определения месторасположения концентрических морфоструктур может быть рассчитана по формуле

$$P_c = [P_1 + P_2 + P_3]/3 = 83\%. \quad (7)$$

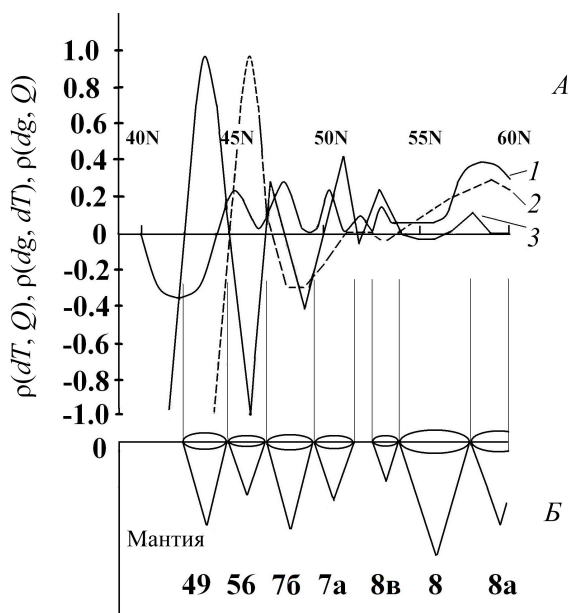


Рис. 9. Графики вычисленных значений взаимных корреляционных функций (А): 1 – магнитного и гравитационного полей $\rho(dT, dg)$; 2 – магнитного поля и теплового потока $\rho(dT, Q)$; 3 – гравитационного поля и теплового потока $\rho(dg, Q)$. Схематический разрез мантии с изображением расположения древних мантийных плюмов (Б), формирующих концентрические морфоструктуры, в зонах расположения которых происходят дегазация мантии и накопление углеводородов в литологических и структурных ловушках осадочного слоя: 49 – Восточно-Черноморская; 56 – Крымо-Азовские; 76 – Днепровско-Донецкая; 7а – Курская; 8в – Орловская; 8 – Московская, 8а – Тверская

Кроме корреляционных зависимостей магнитных, гравитационных аномалий, связанных со Скифской (7) концентрической морфологической структурой (см. рис. 8, 9) и ее «дочерними» Московской (8), Тверской (8а), Нижегородской

(8б), Орловской (8в) концентрическими структурами, представленными на рис. 2, 3, 6, наблюдаются также корреляционные зависимости магнитных, гравитационных, теплового потока аномалий, связанных с Прикаспийской (9) (см. рис. 7) концентрической структурой, наблюдаются и другие концентрические структуры меньших размеров (9а – Эмбенская, 9б – Уралтауская, 9в – Астраханская, 9г – Волго-Донская, 9д – Пугачевская, 9е – Нижневолжская, 9ж – Малоузенская, 9и – Северо-Каспийская, 9к – Индерская, 50 – Дзирульская; 54 – Ростовско-Элистинские, 56 – Крымо-Азовские). Корреляция концентрических географических неоднородностей рельефа земной поверхности и магнитных и гравитационных аномалий свидетельствует о том, что эти концентрические географические неоднородности имеют глубокие корни в литосфере.

Полученные результаты

Из данных, приведенных на рис. 6, видно, что повышенные значения теплового потока ($Q > 50$ мВт/м²) наблюдаются в окраинных (бортовых) зонах территории, занимаемой Прикаспийской концентрической морфоструктурой (9). В северо-западной части Прикаспийской концентрической морфоструктуры (9) выделяется полукольцевая бортовая зона повышенных значений теплового потока Приволжской моноклинали (9д – 9е – 6а). Высокими значениями ($Q > 60$ мВт/м²) выделены локальные эллипсоидные зоны аномалий теплового потока (Астраханской-9в, Пугачевской-9д, Нижневолжской-9е, Южно-Бузулукской-6а, Северо-Каспийской-9и), расположенных в пределах Прикаспийской концентрической структуры (9). В центральной части Прикаспийской концентрической морфоструктуры расположены локальные аномалии теплового потока (9ж – Малоузенская, 9к – Индерская), связанные с так называемыми «трубами» дегазации мантии этого региона, подобно Уренгойскому месторождению, описанному в [2].

Так, например, на схеме изолиний глубины поверхности Мохоровичича Прикаспийской концентрической морфоструктуры (9) и ее обрамления [16] (рис. 10) по наземным геолого-геофизическим данным подтверждено расположение большей части «дочерних» концентрических морфоструктур меньшего размера, выделенных по спутниковым данным (данные дешифрирования космических снимков поверхности Земли, данные гравитационного поля, данные теплового потока).

На основании проведенных расчетов можно сказать, что новые месторождения на территории Прикаспийской и Скифской концентрических морфоструктур, по-видимому, могут быть связаны с «дочерними» локальными концентрическими структурами (см. рис. 2) с высоким тепловым

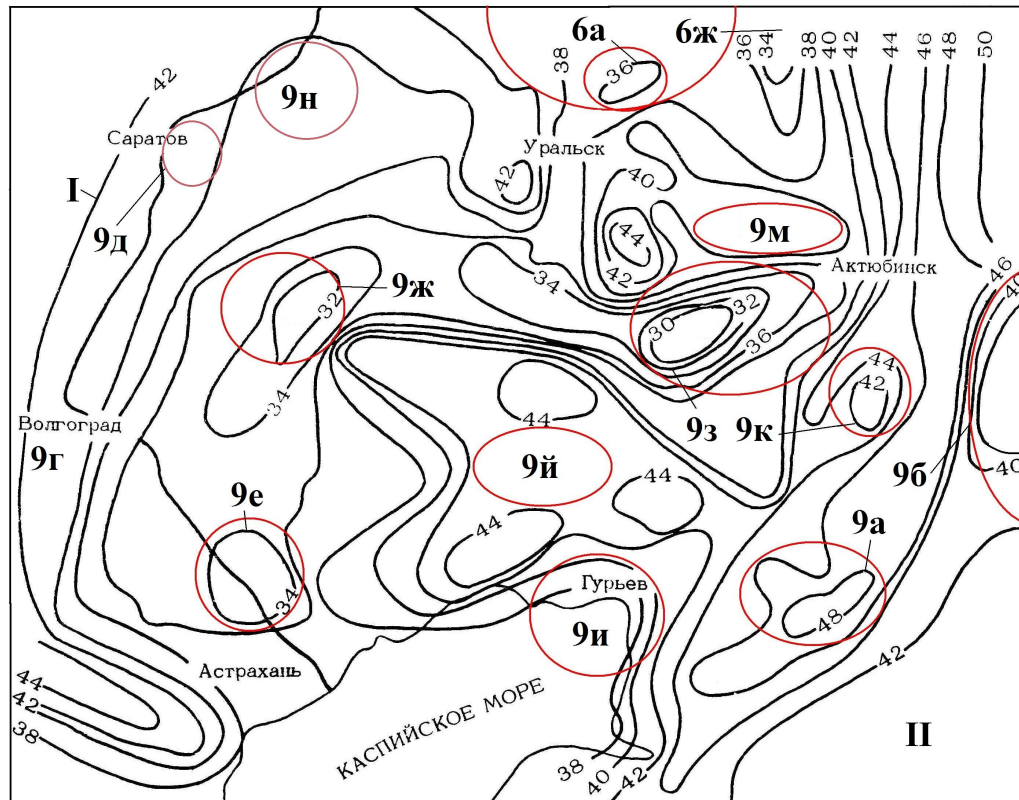


Рис. 10. Схема изолиний глубины (км) поверхности Мохоровичича на территории Прикаспийской впадины и прилегающих районов [17]. Пограничные районы Прикаспийской концентрической впадины: I – северо-западная граница Прикаспийской впадины, II – Северный Уступ – юго-восточная граница Прикаспийской концентрической впадины; пограничные полукольцевые прогибы и локальные прогибы Прикаспийской концентрической впадины: 9г–9д – зона Приволжской моноклинали, 9б – Уралтауский; выступы на поверхности Мохоровичича: 6а – Южно-Бузулукский, 6б – Бельский, 9а – Эмбенский, 9г – Волго-Донская, 9д – Пугачевская, 9е – Нижневолжский, 9ж – Малоузенский, 9з – Хобдинский, 9и – Северо-Каспийский, 9й – Индерский, 9к – Шубаркудукский, 9м – Илекский, 9н – Жигулевская

потоком (см. рис. 6) над ними, сформированных концентрическими мантийными выступами на поверхности Мохоровичича, из которых к земной поверхности по тектоническим разломам поступают газотермальные и гидротермальные потоки (см. рис. 10).

Выводы

1. По данным нескольких геофизических полей, на территории Прикаспийской и Скифской крупных концентрических морфоструктур выделены локальные концентрические нефтегазоперспективные морфоструктуры, связанные с бортовыми зонами этих впадин.

2. Предложена вероятностная методика для оценки нефтегазовой перспективности территорий на основе оценки корреляционных зависимостей гравитационного и магнитного полей и теплового потока.

3. Основным геофизическим параметром, определяющим бортовой тип нефтегазоносного бассейна (НГБ) или тип НГБ с равномерным распределением месторождений углеводородов является распределение теплового потока, изме-

ренного на земной поверхности или по данным аэросъемки.

Библиографический список

1. Колосова Л. Н. Карта месторождений полезных ископаемых территории СССР. Масштаб 1 : 10000000. Москва : ГУГК, 1982. 1 л.
2. Валаев Б. М. Углеводородная дегазация Земли, геотектоника и происхождение нефти и газа (признание и развитие идей П. Н. Кропоткина) // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений: материалы Всероссийской конференции, посвященной 100-летию со дня рождения П. Н. Кропоткина. Москва : ГЕОС, 2011. С. 10–32.
3. Бронштейн И. Н., Семендяев К. А. Справочник по математике для инженеров. Москва : Государственное издательство технико-теоретической литературы, 1954. 608 с.
4. Карта морфоструктур центрального типа территории СССР. Масштаб 1 : 10000000: объяснительная записка / редактор В. В. Соловьев. Москва : Аэрогеология, 1981. 44 с.
5. Серкерев С. А. Гравиразведка и магниторазведка. Москва : Недра, 1985. 200 с.



6. Gravity anomaly map of Asia. Scale 1 : 9000000. Published by the Aeronautical Chart and Information Center. US Air Force, 1971. 4 p.
7. Карта активных тектонических разломов Северной Евразии. Москва : Издательство ГИН, 2002. 1 л. URL: <http://www.scgis.ru/Russian/cp1251/rfbr/data.html> (дата обращения: 20.07.2022).
8. Крутиховская З. А., Пашкевич И. К., Силина И. М. Магнитная модель и структура земной коры Украинского щита. Киев : Наукова Думка, 1982. 215 с.
9. Сейфуль-Мулюков Р. Б. Нефть и газ. Глубинная природа и ее прикладное значение. Москва : Торус Пресс, 2012. 216 с.
10. Сывороткин В. Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. Москва : Геоинформцентр, 2002. 250 с.
11. Тимурзиев А. И. Современное состояние методологии и практики поисков нефти // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений: материалы Всероссийской конференции, посвященной 100-летию со дня рождения П. Н. Кропоткина. Москва : ГЕОС, 2011. С. 456–477.
12. Вольвовский И. С., Вольвовский Б. С. Разрезы земной коры территории СССР по данным глубинного сейсмического зондирования. Москва : Советское радио, 1975. 267 с.
13. Смирнов Я. Б. Карта теплового потока территории СССР и сопредельных территорий. Масштаб 1 : 10000000. Москва : ГУГК, 1980. 4 л.
14. Гаврилов С. В. Проникновение теплового диапира в континентальную литосферную плиту из неьютоновской верхней мантии // Физика Земли. 1994. № 7–8. С. 18–26.
15. Кац Я. Г., Полетаев А. И., Сулиди-Кондратьев Е. Д. Кольцевые структуры лика планеты. Москва : Знание, 1989. 48 с.
16. Чакабаев С. Е., Кирюхин Л. Г., Капустин И. Н. Тектоника и нефтегазоносность Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 1978. № 7. С. 30–36.
17. Кунин Н. Я. Геологическое строение и нефтегазоносность Прикаспийской впадины: строение земной коры // Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности солянокупольных бассейнов материков по геофизическим данным. Москва : Недра, 1977. С. 90–95.

Поступила в редакцию 11.09.2022; одобрена после рецензирования 20.10.2022; принята к публикации 16.12.2022
The article was submitted 11.09.2022; approved after reviewing 20.10.2022; accepted for publication 16.12.2022