

ИЗОТОПНО-ГЕЛИЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ ОБСТАНОВОК ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Б.М. Валяев, И.С. Дрёмин
ИПНГ РАН, e-mail: valyb@mail.ru

Прошедшие годы текущего столетия ознаменовались значительным продвижением в разработке парадигмы (идей) глубинного генезиса нефти и газа. Итоги работ этого направления регулярно подводились сначала на конференциях по проблеме «Дегазация Земли» (2002, 2006, 2008, 2010), а затем – на конференциях «Кудрявцевские чтения» (2012–2015). Более чем полувековая разработка этих идей в России и на Украине привела к признанию на западе российско-украинской абиогенной теории генезиса нефти и газа. После дискуссии по генезису нефти, организованной Американской ассоциацией геологов-нефтяников (AAPG) в 2005 г. в Калгари (Канада), с 2007 г. в США глубинному (абиогенному) генезису нефти отводится важное место в исследованиях крупномасштабного проекта «Deep carbon cycle». В 2013 г. в рамках данного проекта издана первая крупная итоговая монография [1].

Новые результаты глубинных сейсмических исследований подтвердили роль структур земной коры и верхов мантии в контроле пространственного размещения нефтегазовых месторождений (Н.К. Булин, 2000 г.), детализирована связь распространения нефтегазовых месторождений с глубинными разломами [2] и др. По данным томографических исследований корни геодинамических процессов, управляющих зарождением и развитием осадочных нефтегазоносных бассейнов, располагаются в верхней мантии или прослеживаются глубже вплоть до ядра Земли. Аномальная энергетика и глубинные корни флюидно-нефтяных систем с особой отчетливостью проявились в гигантских масштабах и неравномерностях традиционного и нетрадиционного нефтегазонакопления [3–4] и др. в сверхвысоких аномалиях пластовых флюидных давлений и температур [2, 5]. Получила разработку концепция полигенеза нефти и газа, разрабатываются представления, объединяющие идеи абиогенного и биогенного происхождения углеводородов [6] и др.

В последние годы бассейновое моделирование производится уже с учетом их глубинной структуры. Однако значимость (роль) мантийных процессов – глубинной энергетике и глубинных флюидов – в процессах нефтегазобразования и нефтегазонакопления все еще недооценивается. Дальнейшие исследования по проблеме

генезиса нефти и газа должны находиться в согласии с современными геодинамическими концепциями, в соответствии с которыми выявляются механизмы и особенности рециклинга корового вещества в мантию Земли, мантийно-корового взаимодействия (Н.Л. Добрецов, Л.И. Лобковский и др.). В основе энергетики этих процессов в построениях Ф.А. Летникова и А.А. Маракушева задействован водород ядра Земли.

На западе в последние пятнадцать лет расширились исследования по проблематике abiогенного генезиса углеводородов, связанного с магматическими, вулканическими и гидротермальными процессами, продолжалось изучение грязевулканической деятельности. В изотопных исследованиях, в основном, была задействована углерод-водородная ($\delta^{13}\text{C}_1/\delta^2\text{H}$) система [7–10] и др. Исследования по изотопии гелия ($^3\text{He}/^4\text{He}$) использовались также, но в большей степени для выяснения генезиса углекислоты, а не метана.

В традиционных нефтегеологических построениях генерация нефти и газа по-прежнему рассматривается в связи с процессами преобразования органического вещества осадочных пород на стадиях диагенеза и катагенеза. В согласии с ней находится и традиционная интерпретация данных по изотопии гелия. Принято считать, что для нефтегазовых месторождений (в отличие от вулканов, фумарол и гидротерм) высокие значения (более $1R_a$) изотопно-гелиевого отношения (ИГО) $^3\text{He}/^4\text{He}$ не характерны. Высокие значения ИГО и сверхглубинного легкого изотопа гелия ^3He связаны с проявлениями магматических процессов (Б.Г. Поляк, 1988, 2005 гг.), газовая фаза флюидов которых обычно представлена углекислотой. В традиционных интерпретациях для выявления различия условий образования водно-углекислых и углеводородных флюидов используются показатели, связанные с углерод-гелиевой изотопно-геохимической системой. В этой системе в дополнение к ИГО $^3\text{He}/^4\text{He}$ привлекается отношение числа атомов углерода углекислоты или метана к числу атомов легкого изотопа гелия, т.е. показатели $C_{\text{CH}_4}/^3\text{He}$ или $C_{\text{CO}_2}/^3\text{He}$.

Использование двухкомпонентной модели смешения конечных корового и мантийного членов на двойной диаграмме $C_{\text{CH}_4}/^3\text{He} - ^3\text{He}/^4\text{He}$ привело к заключениям о незначительном участии мантийных углеводородов (метана) в формировании нефтегазовых месторождений [11] и др. В последних работах [12–13] диапазон значений изотопного состава углерода для abiогенного метана был расширен (по $\delta^{13}\text{C}_1$) от -7‰ до -30‰, а по изотопному составу гелия – снижен от $6,2R_a$ до $0,5R_a$. Однако и с такими

поправками значительное участие abiогенного мантийного метана в формировании нефтегазовых месторождений этими исследователями исключается.

В связи со сформировавшимся расхождением результатов интерпретации изотопно-геохимических данных с геологическими и геофизическими материалами, а также с современными геодинамическими построениями, необходимость альтернативных изотопно-геохимических исследований очевидна. На рис. 1 представлено обобщение данных, относящихся к изотопно-гелиевой системе для метана из месторождений нефтегазоносных регионов России, Украины, Польши, США, Бразилии, Китая, Японии, Новой Зеландии и других стран. По сравнению с прошлым обобщением 2014 г. [14] добавлены материалы по месторождениям Предкарпатского прогиба Украины [15] и Польши [16], а также по бассейну Sichuan, Китай [17]. В подписях к диаграмме приведены ссылки на опубликованные работы с первоисточниками материалов. Для построения диаграммы использовались значения ^4He и ^3He . В тех случаях, когда в табличном материале этих работ не содержались графы со значениями ^3He , эти величины были рассчитаны нами с использованием значений изотопно-гелиевого отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$. Поправки не вносились, так как они не были бы значимы в рамках выполненного обобщения. Построенная диаграмма, помимо содержаний изотопов гелия (^3He и ^4He) по осям диаграммы, отражает также показатель гелиевого отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$ (по диагоналям диаграммы), что увеличивает возможности их интерпретации.

Следует отметить, что интервал содержаний гелия (^4He) в газах месторождений превышает четыре порядка величин. Широкий интервал значений изотопного гелиевого отношения от $0,01R_a$ до $6,5R_a$ свидетельствует о большом разнообразии эндогенных геодинамических обстановок и режимов, характеризующих нефтегазоносные регионы. Различные нефтегазоносные регионы на этой диаграмме могут быть обособлены отдельными изотопными полями (рис. 2–3).

Выявляются два типа региональных изотопных полей. При низких значениях ИГО (менее $0,1R_a$) изотопные поля первого типа (см. рис. 2) характеризуются линейностью очертаний вдоль близких к постоянным для данного региона значений ИГО (Западная Сибирь, Предкарпатский прогиб, Tarim, Sichuan). В эту совокупность изотопных полей попадают нефтегазоносные регионы разного строения. Все эти регионы являются внутриконтинентальными и характеризуются высокой неотектонической активностью. В пределах региональных полей отмечаются отдельные сгущения точек (данных),

отражающих разнообразие геологического строения в пределах региона и групп месторождений.

Второй тип региональных изотопных полей характеризуется криволинейными очертаниями (рис. 3) и более высокими значениями показателя ИГО (от $0,1R_a$ до $6,5R_a$). При этом при низких значениях показателя ^4He региональных (Япония, Bohai Bay & North Jiangsu – Китай, Новая Зеландия, Калифорния) изотопных полей отмечается и резкое снижение показателей ^3He и отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$. В этой совокупности изотопных полей оказались регионы с близкой тектонической позицией – это регионы островных дуг и активных континентальных окраин (Калифорния, Bohai Bay & North Jiangsu). Несомненна и их высокая неотектоническая активность. Как и в первом типе, во втором типе региональных изотопных полей отмечаются отдельные сгущения точек (данных), отражающих разнообразие геологического строения региона.

Второй тип нефтегазоносных регионов с высокими показателями (более $1R_a$) ИГО обособился, в сущности, более двадцати лет назад. Преобладание таких значения выявилось при обобщении опубликованных материалов по нефтегазовым месторождениям Японии (H. Wakita et al., 1990 г.) и Восточного Китая (Xu Yongchang et al., 1996 г.). Значения ИГО менее $0,1R_a$ для месторождений этих регионов оказались не характерными. Новые данные изотопно-гелиевых исследований, особенно полученные по нефтегазоносным провинциям Китая, позволили теперь существенно продвинуться в типизации таких регионов и расшифровке природы нефтегазовых месторождений. Как оказывается, две совокупности региональных изотопных полей образуют две самостоятельные группы, соприкасающиеся друг с другом вдоль диагональной линии А–А со значениями отношения $^3\text{He}/^4\text{He} \approx 0,1R_a$ (рис. 4).

В ряде опубликованных статей и докладов [14, 18–23] нами были изложены результаты мультирегионального обобщения и альтернативной интерпретации углерод-гелиевых изотопно-геохимических материалов для нефтегазовых месторождений и грязевых вулканов (в сопоставлении с результатами исследований по вулканам, фумаролам и гидротермам). Было выявлено [14], что при совмещении двух суммарных диаграмм $C_{\text{CH}_4}/^3\text{He} - ^3\text{He}/^4\text{He}$ и $C_{\text{CO}_2}/^3\text{He} - ^3\text{He}/^4\text{He}$ их изотопные поля в значительной мере перекрываются (рис. 5). Сходство диаграмм свидетельствует о том, что, подобно углекислоте вулканов и гидротерм, генезис метана нефтегазовых месторождений оказывается также связан с глубинными, мантийно-коровыми процессами. Разные

механизмы и процессы рециклинга корового материала были задействованы не только при генерации водно-углекислых, но и углеводородных флюидов. Смена окисленного состояния углерода (CO_2) восстановленным (CH_4 и более высокомолекулярные углеводороды) свидетельствует о снижении интенсивности магматической деятельности (степени частичного плавления вещества) и о прекращении выноса его продуктов в приповерхностные оболочки. Таким образом, на диаграмме (см. рис. 5) проявляются две глобальные разновидности, два типа дегазации Земли, связанные с окислительными и восстановительными обстановками.

Субвертикальная линия Б1–Б1 на рис. 5 со значением ИГО вблизи $0,2R_a$ ограничивает даже минимальные проявления водно-углекислой («горячей» по П.Н. Кропоткину) дегазации Земли при значениях ИГО менее $0,2R_a$. Линия Б1–Б1 на этой диаграмме почти полностью совпадает с разделительной линией А–А со значением ИГО вблизи $0,1R_a$ на другой диаграмме (см. рис. 4). Это совпадение еще раз подтверждает различия геодинамических обстановок (режимов) двух групп нефтегазовых месторождений, выделенных на рис. 4, обстановок генерации их углеводородных флюидов и процессов нефтегазонакопления. На рис. 4 обособились, в сущности, два типа нефтегазоносных регионов, отличающихся характером процессов формирования скоплений углеводородов, генетически связанных с двумя типами углеводородной ветви дегазации Земли.

Выводы

1. Выполнено мультирегиональное обобщение изотопно-гелиевых данных для нефтегазовых месторождений, выявившее разнообразие геодинамических обстановок их формирования и распространения.
2. На суммарной диаграмме $^3\text{He} - ^4\text{He}$ обособились две совокупности (два типа) нефтегазоносных регионов с умеренными (менее $0,1R_a$) и высокими ($0,1R_a - 6,5R_a$) значениями изотопно-гелиевых отношений.
3. Для нефтегазовых месторождений регионов второго типа, с более высокой геодинамической активностью, при росте значений отношения $^3\text{He}/^4\text{He}$ отмечаются более высокие значения изотопа ^3He (рост геодинамической активности), приводящие в конечном итоге к смене главного компонента газовой фазы месторождений (переход от CH_4 к CO_2).

4. В изотопно-гелиевых отношениях отражаются различия региональных и внутрирегиональных геодинамических обстановок и процессов мантийно-корового взаимодействия и рециклической переработки корового материала. Эти отношения характеризуют также два типа углеводородной ветви дегазации Земли и процессов формирования углеводородных скоплений в нефтегазоносных регионах.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (проект 14-05-00869) и Программы фундаментальных исследований Президиума РАН №1.4П, 2015–2017 гг.

ЛИТЕРАТУРА

1. Carbon in Earth. Reviews in Mineralogy and Geochemistry / Mineralogical Society of America, Geochemical Society. 2013. Vol. 75. 698 p.

2. *Валяев Б.М.* Углеводородная дегазация Земли, геотектоника и происхождение нефти и газа (развитие идей П.Н. Кропоткина) // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина) / Отв. ред. акад. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М.: ГЕОС, 2011. С. 10–32.

3. *Дмитриевский А.Н.* Теоретические основы и механизмы формирования энергоактивных и флюидонасыщенных зон Земли // Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения П.Н. Кропоткина) / Отв. ред. акад. А.Н. Дмитриевский, Б.М. Валяев. М.: ГЕОС, 2011. С. 33–41.

4. Нетрадиционные ресурсы углеводородов: распространение, генезис, прогнозы, перспективы развития: Материалы Всерос. конф. с междунар. уч. 12–14 ноября 2013 г. М.: ГЕОС, 2013. 314 с.

5. *Валяев Б.М.* От генезиса традиционных к генезису традиционных и нетрадиционных скоплений и ресурсов углеводородов // Электрон. журн. «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». 2013. Вып. 1(7). 15 с. – Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru>

6. *Дмитриевский А.Н.* Полигенез нефти и газа // Генезис нефти и газа. М.: ГЕОС, 2003. С. 104–105.

7. *Etioppe G., Sherwood Lollar B.* Abiotic Methane on Earth // Reviews of Geophysics. 2013. Vol. 51. P. 276–299.

8. *Etioppe G.* Natural gas seepage // The Earth's Hydrocarbon Degassing. Springer, 2015. 199 p.

9. Kelley D.S., Früh-Green G.L. Abiogenic methane in deep-seated mid-ocean ridge environments; insights from stable isotope analyses // J. Geophys. Res. B. 1999. Vol. 104. P. 10439–10460.
10. Sherwood Lollar B., Lacrampe-Couloume G., Voglesonger K., Onstott T.C., Pratt L.M., Slater G.F. Isotopic signatures of CH₄ and higher hydrocarbon gases from Precambrian Shield sites: a model for abiogenic polymerization of hydrocarbons // Geochim. Cosmochim. Acta. 2008. Vol. 72, P. 4778–4795.
11. Jenden P.D., Hilton D.R., Kaplan J.R., Craig H. Abiogenic hydrocarbons and mantle helium in oil and gas fields. The future of energy gases // U.S. Geological survey professional paper. 1993. № 1570. P. 31–56.
12. Dai JinXing, Zou CaiNeng, Zhang ShuiChang et. al. Discrimination of abiogenic and biogenic alkane gases // Sci. China, Ser. D-Earth Sci. 2008. Vol. 51, № 12. P. 1737–1749.
13. Etioppe G., Schoell M. Abiotic Gas: Atypical, But Not Rare // Elements. 2014. Vol. 10. P. 291–296.
14. Валяев Б.М., Дрёмин И.С. Природа процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции: углеводородные флюиды и первичный гелий // Электрон. журн. «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». 2014. Вып. 2(10). 12 с. – Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru>
15. Гордиенко В.В., Тарасов В.Н. Современная активизация и изотопия гелия территории Украины. Киев: Знання. 2001. 101 с.
16. Kotarba M.J., Nagaо K. Composition and origin of natural gases accumulated in the Polish and Ukrainian parts of the Carpathian region: Gaseous hydrocarbons, noble gases, carbon dioxide and nitrogen // Chemical Geology. 2008. Vol. 255. P. 426–438.
17. Yunyan Ni, Jinxing Dai, Shizhen Tao et al. Helium signatures of gases from the Sichuan Basin, China // Organic Geochemistry. 2014. Vol. 74. P. e1–e36.
18. Валяев Б.М., Дрёмин И.С. Углерод-гелиевая изотопно-геохимическая система: тренды разнообразия и единства генезиса углеводородных флюидов и месторождений // Электрон. журн. «Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика». 2015. Вып. 1(11). 24 с. – Режим доступа: <http://oilgasjournal.ru>
19. Валяев Б.М., Дрёмин И.С. Дегазация Земли и природа процессов нефтегазоаккумуляции (изотопно-геохимические и геодинамические аспекты) // Геология и полезные ископаемые мирового океана. 2015. № 2. С. 33–49.

20. *Valyaev B., Dremmin I.* Recycling of crustal matter and the processes of mantle-crust interaction in the genesis of hydrocarbon fluids // Book of abstracts of Intern. Conf. on Gas Geochemistry 2013. Patras, Greece, 2013. P. 32.

21. *Valyaev B.M., Dremmin I.S.* Deep Roots of the Fluid Systems and Oil-Gas Fields (Isotope Geochemical and Geodynamic Aspects) // Abstracts of Intern. Conf. Goldschmidt 2015. Prague, Czech Republic, 2015. P. 3221.

22. *Valyaev B.M., Dremmin I.S.* Origin of Mud Volcano Gases and Gas Fields (Isotope-geochemical and Geodynamic Aspects) // Abstracts of Intern. Conf. on Gas Geochemistry 2015 (ICGG-13). Chengdu, China, 2015. P. 29–30.

23. *Valyaev B.M., Dremmin I.S.* Hydrocarbon degassing of the earth and origin of oil-gas fields (isotope-geochemical and geodynamic aspects) // Abstracts of Intern. Conf. EGU General Assembly 2016. Vienna, Austria, 2016. P. 921.

REFERENCES

1. Carbon in Earth. Reviews in Mineralogy and Geochemistry / Mineralogical Society of America, Geochemical Society. 2013. Vol. 75. 698 p.

2. *Valyaev B.M.* Uglevodorodnaya degazatsiya Zemli, geotektonika i proiskhozhdenie nefiti i gaza (razvitie idey P.N. Kropotkina) // Degazatsiya Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdeniy (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya P.N. Kropotkina) / Otv. red. akad. A.N. Dmitrievskiy, B.M. Valyaev. M.: GEOS, 2011. S. 10–32.

3. *Dmitrievskiy A.N.* Teoreticheskie osnovy i mekhanizmy formirovaniya energoaktivnykh i flyuidonasyschennykh zon Zemli // Degazatsiya Zemli i genezis neftegazovykh mestorozhdeniy (k 100-letiyu so dnya rozhdeniya P.N. Kropotkina) / Otv. red. akad. A.N. Dmitrievskiy, B.M. Valyaev. M.: GEOS, 2011. S. 33–41.

4. Netraditsionnye resursy uglevodorodov: rasprostranenie, genezis, prognozy, perspektivy razvitiya: Materialy Vseros. konf. s mezhdunar. uch. 12–14 noyabrya 2013 g. M.: GEOS, 2013. 314 s.

5. *Valyaev B.M.* Ot genezisa traditsionnykh k genezisu traditsionnykh i netraditsionnykh skopleniy i resursov uglevodorodov // Elektron. zhurn. «Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika». 2013. Vyp. 1(7). 15 s. – Rezhim dostupa: <http://oilgasjournal.ru>

6. *Dmitrievskiy A.N.* Poligenez nefiti i gaza // Genezis nefiti i gaza. M.: GEOS, 2003. S. 104–105.

7. *Etiopie G., Sherwood Lollar B.* Abiotic Methane on Earth // *Reviews of Geophysics*. 2013. Vol. 51. P. 276–299.
8. *Etiopie G.* Natural gas seepage // *The Earth's Hydrocarbon Degassing*. Springer, 2015. 199 p.
9. *Kelley D.S., Früh-Green G.L.* Abiogenic methane in deep-seated mid-ocean ridge environments; insights from stable isotope analyses // *J. Geophys. Res. B*. 1999. Vol. 104. P. 10439–10460.
10. *Sherwood Lollar B., Lacrampe-Couloume G., Voglesonger K., Onstott T.C., Pratt L.M., Slater G.F.* Isotopic signatures of CH₄ and higher hydrocarbon gases from Precambrian Shield sites: a model for abiogenic polymerization of hydrocarbons // *Geochim. Cosmochim. Acta*. 2008. Vol. 72, P. 4778–4795.
11. *Jenden P.D., Hilton D.R., Kaplan J.R., Craig H.* Abiogenic hydrocarbons and mantle helium in oil and gas fields. The future of energy gases // *U.S. Geological survey professional paper*. 1993. № 1570. P. 31–56.
12. *Dai JinXing, Zou CaiNeng, Zhang ShuiChang et. al.* Discrimination of abiogenic and biogenic alkane gases // *Sci. China, Ser. D-Earth Sci*. 2008. Vol. 51, № 12. P. 1737–1749.
13. *Etiopie G., Schoell M.* Abiotic Gas: Atypical, But Not Rare // *Elements*. 2014. Vol. 10. P. 291–296.
14. *Valyaev B.M., Dryomin I.S.* Priroda protsessov neftegazooobrazovaniya i neftegazonakopleniya: uglevodorodnye flyuidy i pervichnyy geliy // *Elektron. zhurn. «Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika»*. 2014. Vyp. 2(10). 12 s. – Rezhim dostupa: <http://oilgasjournal.ru>
15. *Gordienko V.V., Tarasov V.N.* Sovremennaya aktivizatsiya i izotopiya geliya territorii Ukrainy. Kiev: Znannya. 2001. 101 s.
16. *Kotarba M.J., Nagao K.* Composition and origin of natural gases accumulated in the Polish and Ukrainian parts of the Carpathian region: Gaseous hydrocarbons, noble gases, carbon dioxide and nitrogen // *Chemical Geology*. 2008. Vol. 255. P. 426–438.
17. *Yunyan Ni, Jinxing Dai, Shizhen Tao et al.* Helium signatures of gases from the Sichuan Basin, China // *Organic Geochemistry*. 2014. Vol. 74. P. e1–e36.
18. *Valyaev B.M., Dryomin I.S.* Uglerod-gelievaya izotopno-geokhimicheskaya sistema: trendy raznoobraziya i edinstva genezisa uglevodorodnykh flyuidov i mestorozhdeniy //

Elektron. zhurn. «Georesursy. Geoenergetika. Geopolitika». 2015. Vyp. 1(11). 24 s. – Rezhim dostupa: <http://oilgasjournal.ru>

19. *Valyaev B.M., Dryomin I.S.* Degazatsiya Zemli i priroda protsessov neftegazonakopleniya (izotopno-geokhimicheskie i geodinamicheskie aspekty) // *Geologiya i poleznye iskopaemye mirovogo okeana*. 2015. № 2. S. 33–49.

20. *Valyaev B., Dremmin I.* Recycling of crustal matter and the processes of mantle-crust interaction in the genesis of hydrocarbon fluids // *Book of abstracts of Intern. Conf. on Gas Geochemistry 2013*. Patras, Greece, 2013. P. 32.

21. *Valyaev B.M., Dremmin I.S.* Deep Roots of the Fluid Systems and Oil-Gas Fields (Isotope Geochemical and Geodynamic Aspects) // *Abstracts of Intern. Conf. Goldschmidt 2015*. Prague, Czech Republic, 2015. P. 3221.

22. *Valyaev B.M., Dremmin I.S.* Origin of Mud Volcano Gases and Gas Fields (Isotope-geochemical and Geodynamic Aspects) // *Abstracts of Intern. Conf. on Gas Geochemistry 2015 (ICGG-13)*. Chengdu, China, 2015. P. 29–30.

23. *Valyaev B.M., Dremmin I.S.* Hydrocarbon degassing of the earth and origin of oil-gas fields (isotope-geochemical and geodynamic aspects) // *Abstracts of Intern. Conf. EGU General Assembly 2016*. Vienna, Austria, 2016. P. 921.

ПРИЛОЖЕНИЕ

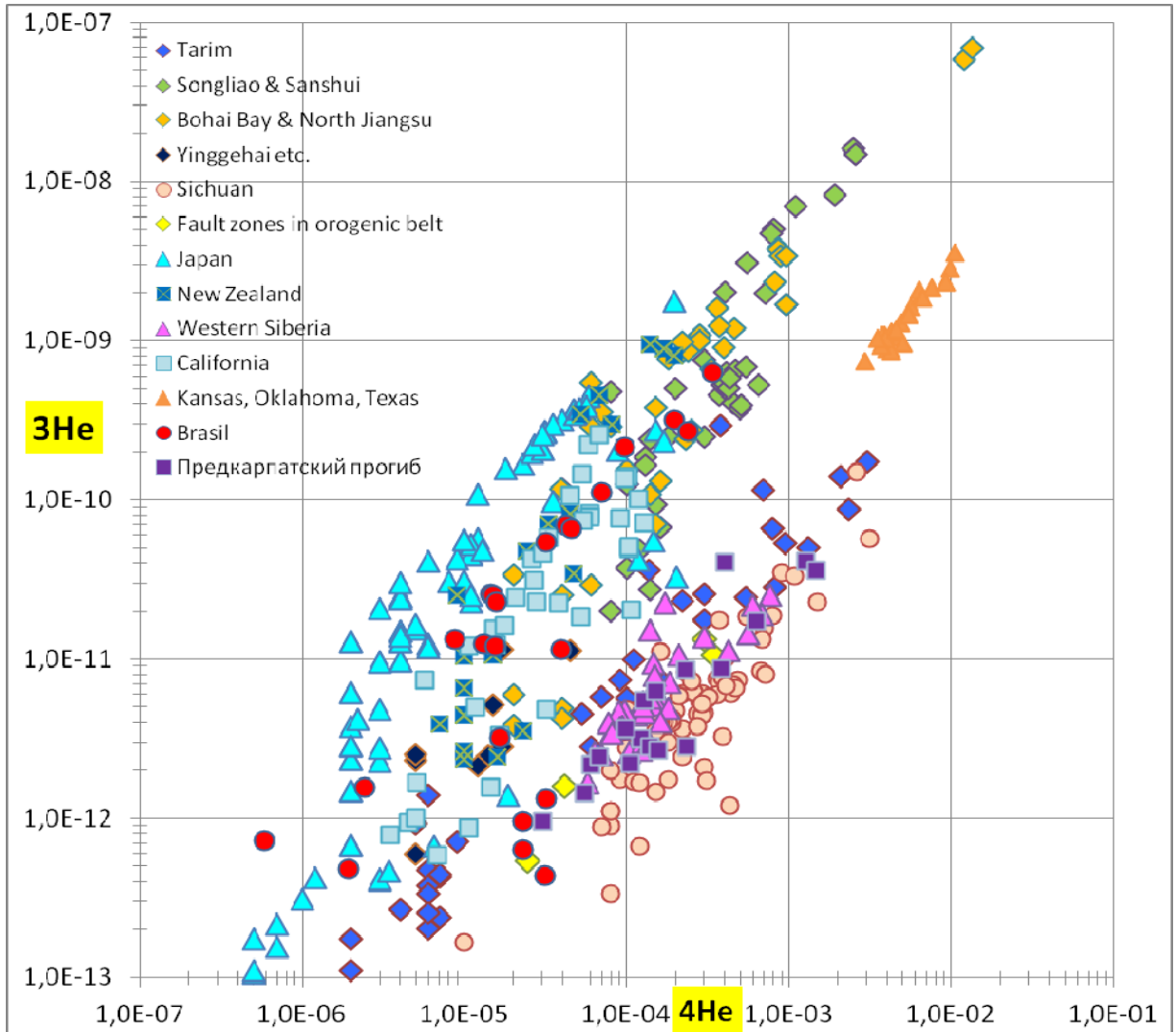


Рис. 1. Мультирегиональная изотопно-гелиевая диаграмма для метана нефтегазовых месторождений (по данным [14], с дополнениями, отмеченными в тексте статьи)

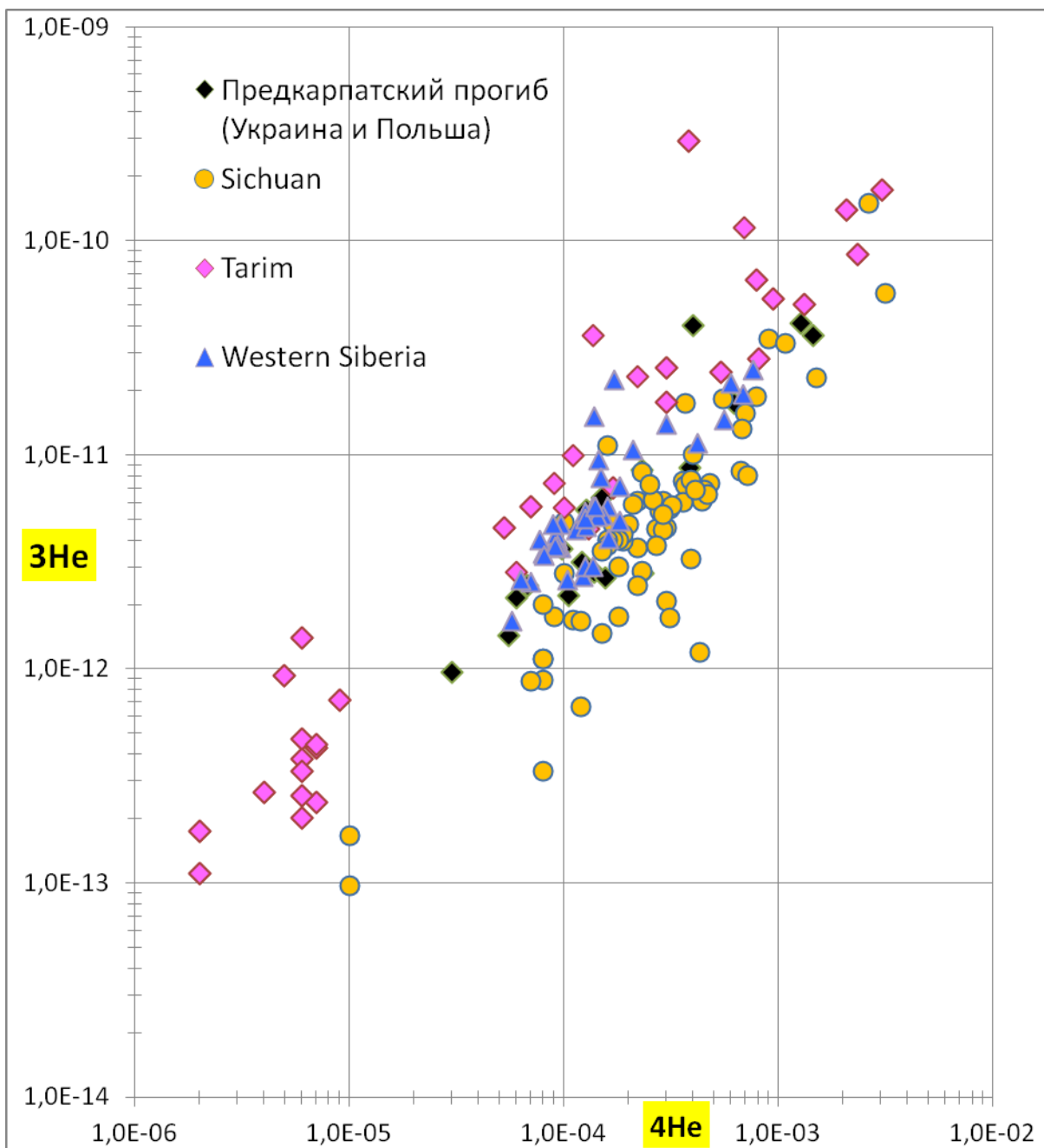


Рис. 2. Мультирегиональная изотопно-гелиевая диаграмма для метана месторождений нефтегазоносных регионов с умеренными значениями изотопно-гелиевых отношений $^3\text{He}/^4\text{He}$ (менее $0,1R_a$) (по данным [15–16, 23]; Liu Quanyou et al., 2008, 2012 гг.; Liu Wenhui et al., 2011 г.; Э.М. Прасолов, 1990 г.)

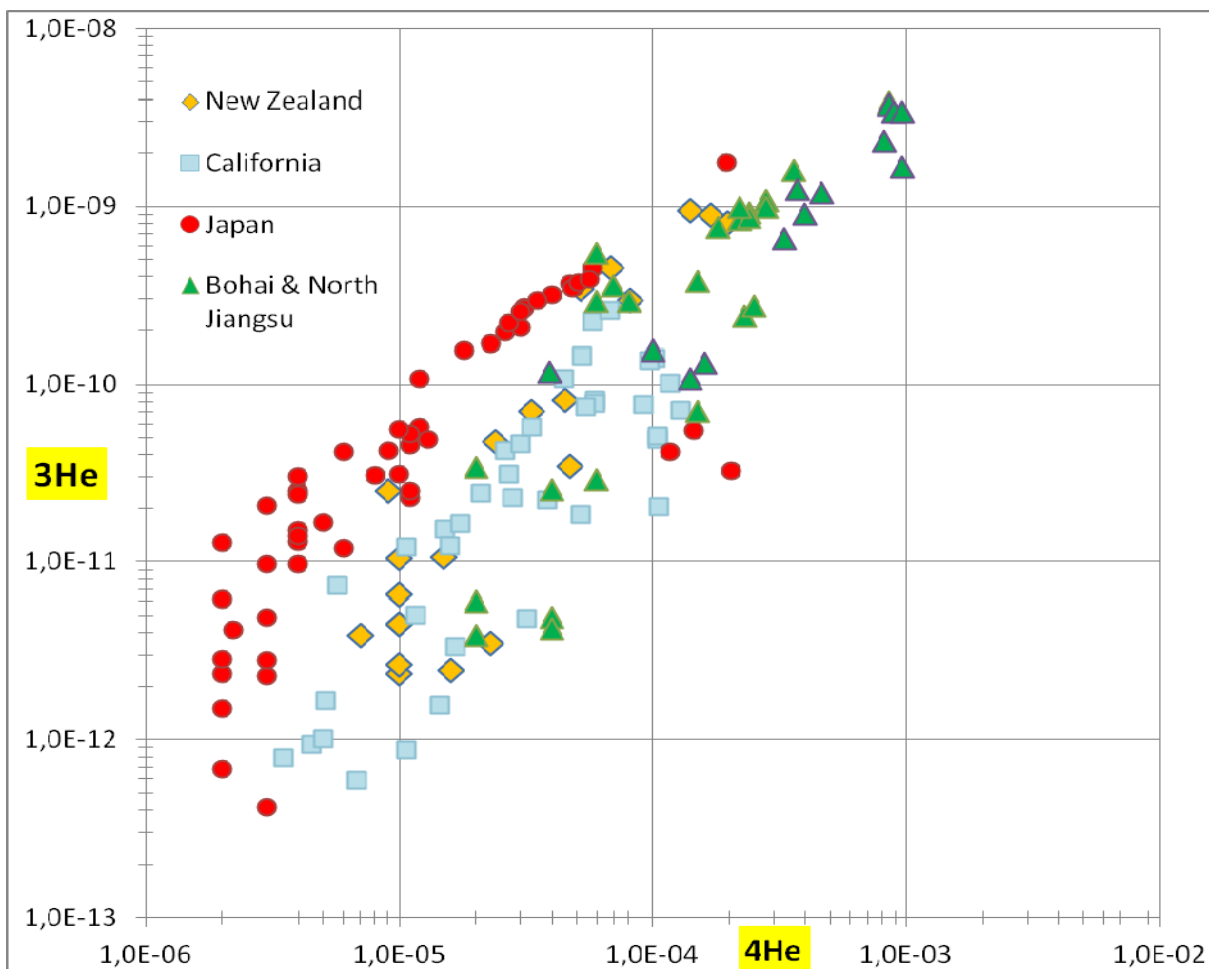


Рис. 3. Мультирегиональная изотопно-гелиевая диаграмма для метана месторождений нефтегазоносных регионов с высокими значениями изотопно-гелиевых отношений $^3\text{He}/^4\text{He}$ ($0,1R_a - 6,5R_a$) (по данным G.L. Lyon et al., 1996 г.; P.D. Jenden et al., 1988 г.; R.J. Poreda et al., 1986 г.; H. Wakita et al., 1990 г.; Zhijun Jin et al., 2009 г., Xu Yongchang et al., 1996 г.)

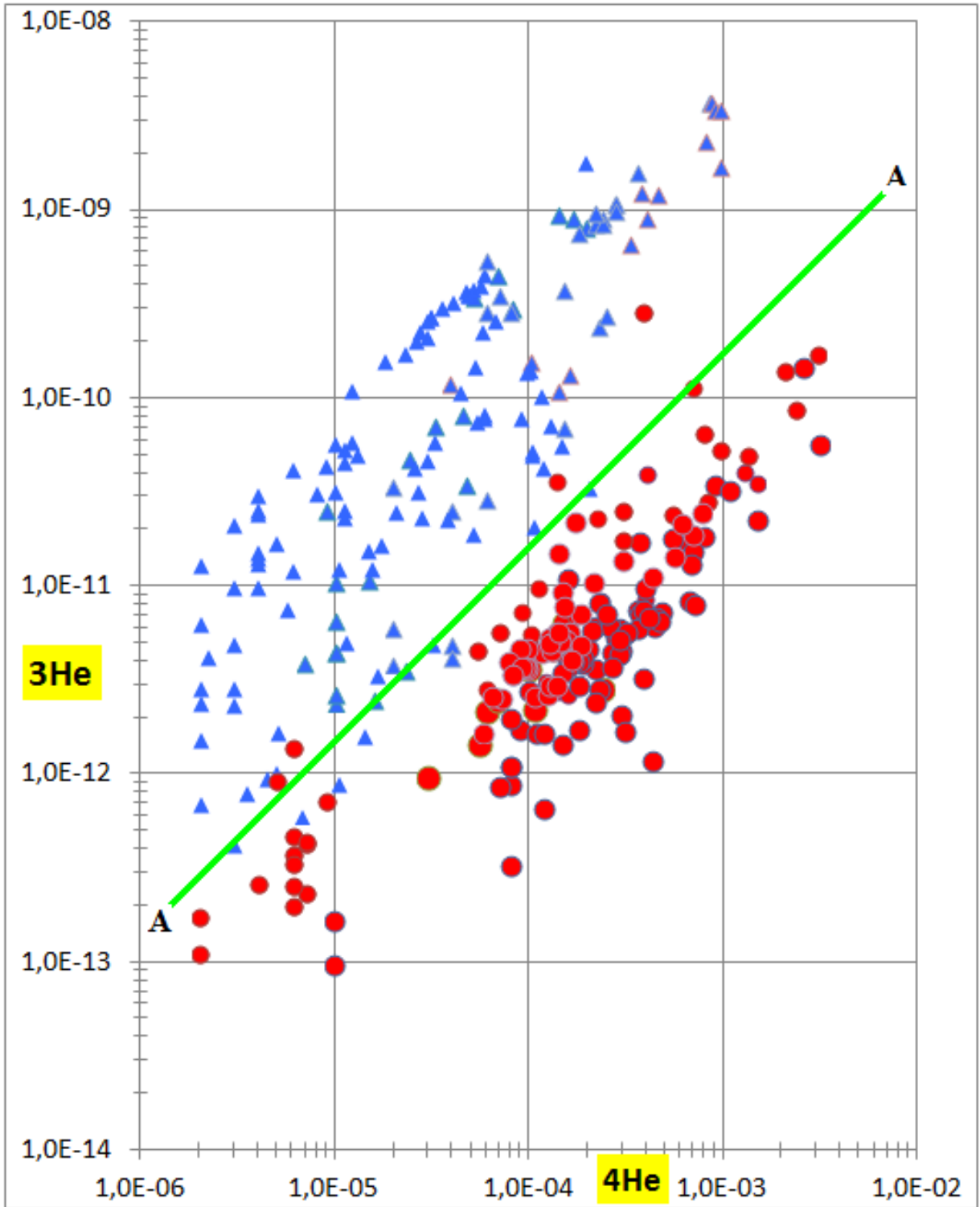


Рис. 4. Изотопно-гелиевая диаграмма для метана месторождений: сопоставление нефтегазоносных регионов с умеренными (менее $0,1R_a$, – красные кружочки; перечень регионов см. на рис. 2) и с высокими (от $0,1R_a$ до $6,5R_a$ – синие треугольники; перечень регионов см. на рис. 3) значениями отношений $^3\text{He}/^4\text{He}$ (обобщение данных из рис. 2 и 3)

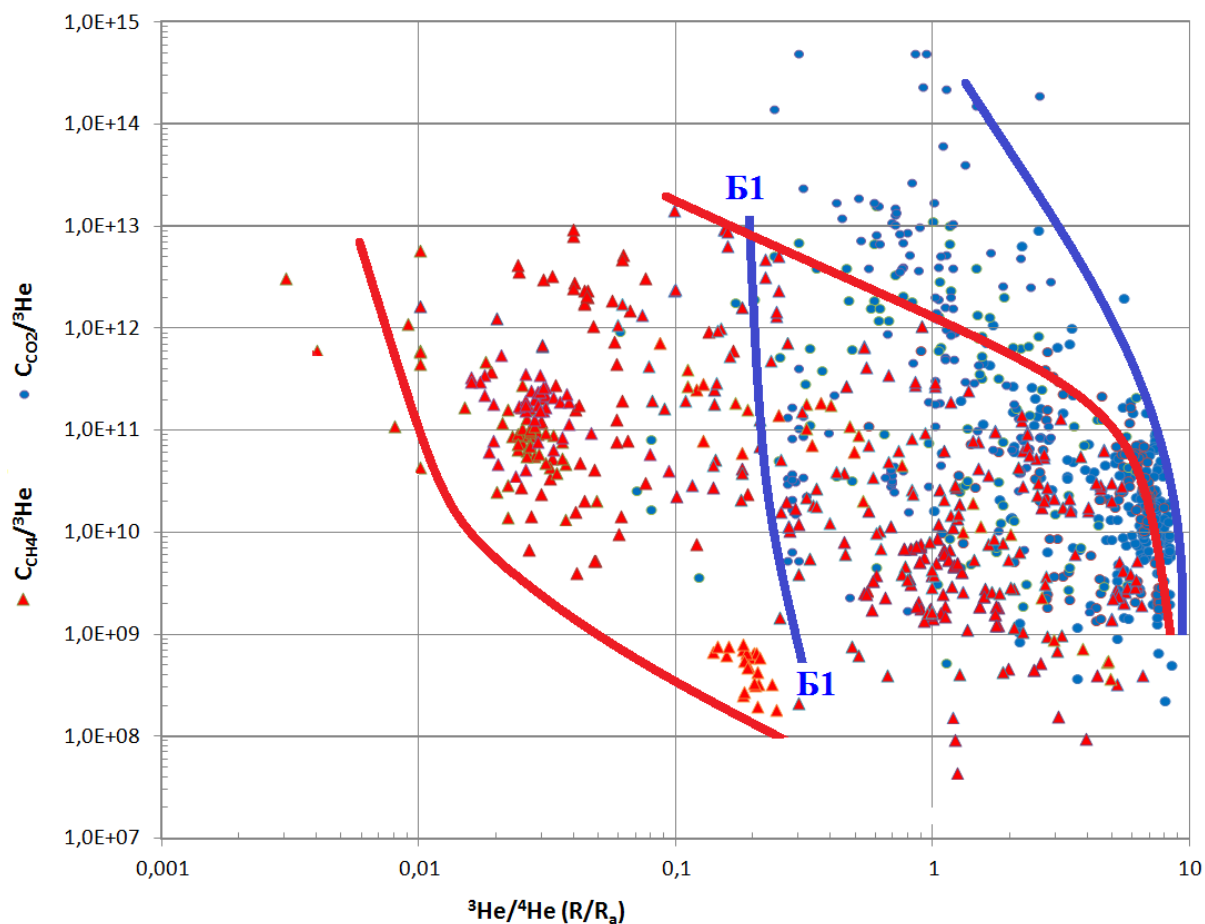


Рис. 5. Объединенная углерод-гелиевая изотопно-геохимическая диаграмма для метана ($C_{CH_4}/^3He$, красные треугольники) и углекислоты ($C_{CO_2}/^3He$, синие кружочки), по данным, приведенным в [14]. (На рис. 5 красные линии ограничивают мультирегиональное суммарное поле метана нефтегазовых месторождений, синие линии – мультирегиональное суммарное поле углекислоты для флюидов вулканов, фумарол и гидротерм. Поле совмещения красных и синих значков отражает совмещение углерод-гелиевых изотопно-геохимических полей метана и углекислоты)