

УДК 550.4:551.2:551.3
DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art2

**ИЗОТОПНО-ГЕЛИЕВЫЕ И УГЛЕРОД-ГЕЛИЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ
ГЛУБИННОСТИ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ
И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ**

Дмитриевский А.Н., Валяев Б.М., Дрёмин И.С.
Институт проблем нефти и газа РАН
E-mail: valyb@mail.ru

Аннотация. Изотопно-гелиевые и углерод-гелиевые показатели относятся к числу важнейших показателей глубинности (коровости, мантийности) генезиса источников углеводородов нефтегазовых месторождений. Выявлены новые показатели двух типов нефтегазоносных регионов и показатели разнообразия обстановок образования глубинных углеводородных флюидов и последующей их трансформации при формировании нефтегазовых месторождений.

Ключевые слова: изотопно-гелиевое отношение (ИГО), углерод-гелиевое отношение (УГО), двухкомпонентная «универсальная» кривая смешения, типы нефтегазоносных регионов, рециклинг корового материала, мантийно-коровое взаимодействие.

**ISOTOPIC-HELIUM AND CARBON-HELIUM INDICATORS
OF THE DEEPNESS OF THE PROCESSES OF OIL-GAS GENERATION
AND OIL-GAS ACCUMULATION**

Dmitrievsky A.N., Valyaev B.M., Dremmin I.S.
Oil and Gas Research Institute RAS
E-mail: valyb@mail.ru

Abstract. Isotopic-helium and carbon-helium indicators are among the most important indicators of the deepness (crust, mantle) of the genesis of hydrocarbon sources of oil and gas fields. New indicators of two types of oil and gas regions and indicators of the diversity of environments for the formation of deep hydrocarbon fluids and their subsequent transformation during the formation of oil and gas fields have been revealed.

Keywords: isotope-helium ratio (IHR), carbon-helium ratio (CHR), two-component «universal» mixing curve, types of oil and gas regions, recycling of crustal material, mantle-crust interaction.

Проблема генезиса нефти и газа приобретает все большую актуальность. Во многом это связано с исчерпанием традиционных ресурсов нефти и газа на малых и средних глубинах (до 5 км). Результаты разбуривания всего осадочного чехла нескольких десятков нефтегазоносных регионов подтверждают выводы о связи распространения нефтегазовых месторождений с глубинными разломами и корово-мантийными аномалиями (неоднородностями). Результаты интерпретации геологических и геофизических данных согласуются с представлениями о глубинном генезисе нефти и газа. Однако в нефтегазовой геологии пока еще доминируют традиционные представления об основных масштабах генерации углеводородов в катагенезе при температурах до 150–200 °С и, соответственно, в разрезах осадочных пород на глубинах до 5–8 км.

В последнее время многие исследователи уже не рассматривают данные по изотопии не только углерода, но и углерода с водородом в качестве основного важного показателя в пользу их органического генезиса. Роль такого критерия еще в конце прошлого столетия была отдана изотопно-гелиевому показателю. Легкий изотоп гелия ^3He рассматривается в качестве примордиального (первозданного), вошедшего в состав Земли при ее формировании и до сих пор сохранившегося в недеплетированной мантии Земли [1]. Его соотношение с коровым радиогенным изотопом гелия (^4He) используется в качестве ключевого индикатора для диагностики и дифференциации мантийных и мантийно-коровых тектонических и магматических процессов [2, 3 и др.]. Отношение изотопов гелия охватывает интервал, превышающий более трех порядков величин во флюидах разного генезиса, включая углеводородные (рис. 1, см. приложение), участвующие в формировании нефтегазовых месторождений [3, 4 и др.].

Высокие (мантийные) изотопно-гелиевые отношения (ИГО) $^3\text{He}/^4\text{He} \approx 8R_a$ (R_a – константа для отношения $^3\text{He}/^4\text{He} = 1,39 \times 10^{-6}$ в атмосфере Земли) и высокие концентрации примордиального изотопа гелия (^3He) оказываются характерными для магматических процессов, газовая фаза флюидов которых обычно представлена CO_2 . Принято считать, что в отличие от вулканов, фумарол и гидротерм, для нефтегазовых месторождений высокие отношения ИГО – более $1R_a$ – не характерны [4, 5].

В диагностике генезиса и дифференциации глубинных флюидно-газовых систем совместно с гелиевой изотопной системой используется также углерод-гелиевая изотопно-геохимическая система. В этой системе оцениваются отношения числа атомов углерода в

молекулах его природных газов (CO_2 , CH_4) к числу атомов легкого изотопа (первичного, мантийного) гелия – ^3He [6–8 и др.].

Уже первое обобщение накопленных к 1993 г. данных по углерод-гелиевому отношению для метана нефтегазовых месторождений [9] выявило широкий интервал значений данных по обеим осям $\text{C}_{\text{CH}_4}/^3\text{He}$ и $^3\text{He}/^4\text{He}$ диаграммы. Обширное изотопное поле по использованным данным не могло получить объяснение в рамках «универсальной» двухкомпонентной кривой смешения [9] для коровых и мантийных флюидов (метана). Аналогичного рода обобщение [10] показало, что изотопное поле по данным месторождений Китая также не могло получить объяснение с использованием «универсальной» двухкомпонентной кривой смешения.

Невозможность использования двухкомпонентной «универсальной» кривой (рис. 2, а) для выявления специфических особенностей генезиса нефтегазовых месторождений (рис. 2, б) различных регионов была связана с рядом причин. Основная из них заключается в неомогенности мантии и коры в разных регионах и их частях, отсутствии единой изотопной «метки» конечных членов (End Members) кривой смешения. Другая причина заключается в том, что при формировании нефтегазовых месторождений происходит не только (не столько) смешение флюидов, сколько трансформация мигрирующих флюидов в целом ряде процессов, достаточно подробно рассмотренная во многих публикациях для флюидов, связанных с вулканической и гидротермальной деятельностью [7, 11–17 и др.]. И, конечно, неправомерным оказалось объединение в «универсальной» кривой отрезков двух разных генетических сообществ флюидов по Камчатке и Японии [2, 8]. Одно из обязательных условий при обобщении данных – то, что следует исключать объединение в одну совокупность флюидов, связанных с восстановительными и окислительными обстановками их формирования (принципиальные различия по $f\text{O}_2$). Однако такое объединение было сделано, и универсальную двухкомпонентную кривую попытались использовать не только при интерпретации суммы изотопных полей диаграмм $\text{C}_{\text{CO}_2}/^3\text{He} - ^3\text{He}/^4\text{He}$ и $\text{C}_{\text{CH}_4}/^3\text{He} - ^3\text{He}/^4\text{He}$. Сама «универсальная» кривая была проиндексирована для выявления соотношения в нефтегазовых месторождениях доли мантийного и корового метана [9, 18, 19 и др.]. При этом конечный мантийный член с $R = 6,0 \text{ Ra}$ или $6,2 \text{ Ra}$ у разных авторов оказывался магматическим, а точнее – субдукционным. Коровый же конечный член с $R = 0,01 \text{ Ra}$, в сущности, в этих построениях ассоциировался с осадочно-чехольным. В

результате метан нефтегазовых месторождений, естественно, оказывался чехольным (катагенетическим), а доля мантийного метана интерпретировалась как незначительная. Это заключение до сих пор является доминирующим, используется для подтверждения катагенетической природы источников углеводородов для нефтегазовых месторождений и ограничивает использование изотопно-гелиевых данных в нефтегазовой геологии и геохимии. Авторы уже касались вопроса о неправомерности интерпретации углерод-гелиевых данных для выявления «неглубинности» природы метана и нефтегазовых месторождений в прежних публикациях [20, 22 и др.]. Собственно эту неправомерность заметили уже давно [22] не только для метана, но и CO_2 , и при интерпретации данных для углекислоты вулканов и гидротерм было предложено использование трехкомпонентной модели смешения с добавлением в качестве третьего конечного члена изотопного состава углерода CO_2 [23, 14 и др.]. Вопрос о неправомерности использования «универсальной» двухкомпонентной кривой ранее рассматривался также в работе [24].

За прошедшие с тех пор годы накопились результаты многих десятков публикаций по использованию изотопно-гелиевых и углерод-гелиевых данных. Эти исследования, в основном, относились к глубинным флюидно-газовым системам, связанным с вулканическими и гидротермальными процессами, в которых углекислота оказалась преобладающим компонентом в составе газовой фазы по отношению к метану. Результаты этих исследований встречали трудности при их сопоставлении с изотопно-гелиевыми и углерод-гелиевыми изотопными данными по нефтегазовым месторождениям, в которых главной газовой фазой оказывался метан. Однако, широких мультирегиональных обобщений накопившихся данных такого рода исследований ни по CO_2 , ни по CH_4 , а тем более их сопоставления, в сущности, не проводилось. Авторы попытались восполнить этот пробел, приняв в основу своих построений результаты многолетних исследований по проблеме дегазации Земли, увязанных с генезисом глубинных углеводородных флюидов и новыми геодинамическими построениями для осадочных бассейнов.

Полученные авторами результаты были опубликованы в нескольких статьях и доложены на ряде международных и российских конференций. Эти результаты базировались на мультирегиональном обобщении изотопно-гелиевых и углерод-гелиевых данных и их сопоставлении.

Выполненные авторами построения показали возможности использования изотопно-гелиевых и углерод-гелиевых данных для решения вопросов, связанных с генезисом нефти и газа, углеводородной дегазации Земли, с процессами нефтегазонакопления [20, 21, 25–33]. В рамках данной статьи проведено исследование, связанное с выяснением перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла и фундамента разбуренных нефтегазоносных регионов.

Выполненное авторами ранее мультирегиональное обобщение данных по нефтегазовых месторождениям в изотопно-гелиевой системе (рис. 3, а) позволило выявить среди нефтегазоносных регионов два типа [26]. Для одного из них характерны невысокие значения изотопно-гелиевого отношения (ИГО – $^3\text{He}/^4\text{He}$) – от 0,005 до 0,1 R_a ($R_a = 1,39 \times 10^{-6}$). Другой тип регионов характеризуется более высокими значениями этого отношения – от 0,1 R_a до 6,5 R_a . В традиционных интерпретациях и построениях лишь второй тип демонстрирует всевозрастающее воздействие эндогенных процессов с приближением ИГО к мантийному (магматическому) показателю для MORB $\approx 8 R_a$ по мере почти полного исчезновения углеводородов (метана) в составе глубинных флюидов. Выявился еще более широкий интервал (более четырех порядков) величин и для углерод-гелиевого отношения (УГО) – от 10^8 до 10^{13} [20]. Как оказалось, наиболее богатые по ресурсам углеводородов регионы по ИГО и УГО относятся к первому типу (рис. 3, б). Основные нефтегазоносные регионы России (Западная Сибирь прежде всего) и бывшего СССР также принадлежат к этому типу регионов (таблица 1). К ним можно добавить многие нефтегазоносные регионы США, Европы, центрального Китая, Австралии. Нефтегазовые месторождения восточного Китая, Японии, Индонезии, Новой Зеландии являются яркими представителями второго типа нефтегазоносных регионов с высокой геодинамической активностью и специфическим характером изотопно-гелиевых и углерод-гелиевых отношений.

В обоснованной авторами альтернативной интерпретации, в отличие от традиционного мантийно-корового двухкомпонентного смешения, снижение близмантийной величины ИГО до близкорового значения (0,02 R_a) связано с разнообразными процессами переработки (рециклинга) корового материала с участием мантийных и коровых флюидов [26]. Такого рода конвекционный рециклинг в полной мере согласуется с современными разработками в петрологии, изотопной геохимии, сейсмической томографии и геодинамике (Л.Н. Добрецов, Ф.А. Летников, В.В. Ярмолюк,

Таблица 1

Изотопно-гелиевое отношение в углеводородных флюидах
тектонических регионов бывшего СССР ([34], фрагмент таблицы 1)

Тектонические регионы	Региональные средние значения $^3\text{He}/^4\text{He}$
East European Platform (stable segment)	1.9×10^{-8}
East European Platform (activated segment)	6.8×10^{-8}
Siberian Platform (southwestern segment)	4.2×10^{-8}
Vilyuy syneclyse	1.0×10^{-7}
Baikalides	2.7×10^{-8}
West Siberian Plate	3.7×10^{-8}
Scythian Plate	1.1×10^{-7}
Stavropol arch	3.9×10^{-7}
Turanian Plate	1.1×10^{-7}
Superimposed depressions of Middle Asia	7.0×10^{-7}
Indol-Kuban foredeep	5×10^{-8}
Terek-Caspian foredeep	9.2×10^{-8}
West Turkmenian depression	1.9×10^{-7}
Kura depression	4.5×10^{-7}
Rion depression	1.1×10^{-7}
Greater Caucasus mega-anticlinorium	1.6×10^{-6}
Lesser Caucasus anticlinorium	3.4×10^{-6}
Sakhalin	2.1×10^{-6}
Western Kamchatka	1.75×10^{-6}
Central Kamchatka	7.3×10^{-6}
Eastern Kamchatka	7.3×10^{-6}
Kuril island arc	1.04×10^{-5}
Baikal Rift	2.6×10^{-6}

Ю.А. Кислицын, Л.И. Лобковский и др.). Энергетика мантийных процессов проявляется достаточно активно не только в геодинамических процессах во втором, но и в первом типе нефтегазоносных регионов. При этом широкий интервал геодинамической активности проявляется в широком региональном и внутрирегиональном разнообразии ИГО и УГО для метана нефтегазовых месторождений и источников их формирования – трансформируемых углеводородных флюидов.

Изотопно-гелиевые и углерод-гелиевые показатели (отношения) оказываются в числе самых информативных показателей не только геодинамических процессов, тепловых потоков, углеводородной ветви дегазации Земли, но и процессов формирования нефтегазовых месторождений. Их использование в комплексе с необходимыми геологическими, геофизическими и геохимическими данными дает новые критерии для оценки перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов и фундамента разбуренных нефтегазоносных регионов. Построения авторов по Западной Сибири опираются на изотопно-гелиевые данные Э.М. Прасолова, позволяющие по итогам альтернативной интерпретации сделать вывод о высокой перспективности глубоких горизонтов и фундамента этого региона на поиски нефтегазовых месторождений.

Планируемая авторами дальнейшая детализация выполненных построений с привлечением комплекса других изотопных систем не только легких, но и тяжелых элементов, позволит развить новое направление в познании генезиса нефти и газа, широкого спектра их традиционных и нетрадиционных месторождений.

Статья написана в рамках выполнения Программы Президиума РАН № 47 «Углеводороды с глубоких горизонтов в «старых» нефтегазодобывающих регионах как новый источник энергоресурсов: теоретические и прикладные аспекты».

ЛИТЕРАТУРА

1. Мамырин Б.А. Толстихин И.Н. Изотопы гелия в природе. М.: Энергоиздат, 1981. 222 с.
2. Каменский И.Л., Лобков В.В., Прасолов Э.М. и др. Компоненты верхней мантии Земли в газах Камчатки (по изотопам He, Ne, Ar, C) // Геохимия. 1976. № 5. С. 682–695.
3. Поляк Б.Г. Тепломасопоток из мантии в главных структурах земной коры. М.: Наука, 1988. 192 с.
4. Прасолов Э.М. Изотопная геохимия и происхождение проиридных газов. Л.: Недрра, 1990. 283 с.

5. *Polyak B.G.* Heat and mass transfer from the mantle: heat flow and He-isotope constraints // *Annals of Geophysics*. 2005. Vol. 48, № 1. P. 9–17.
6. *Marty B., Jambon A.* C³He in volatile fluxes from the solid Earth: implications for carbon geodynamics // *Earth and Planetary Science Letters*. 1987. Vol. 83. P. 16–26.
7. *Gigenbach W.F., Sano Y., Wakita H.* Isotopic composition of helium, and CO₂ and CH₄ contents in gases produced along the New Zealand part of a convergent plate boundary // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 1993. Vol. 52. P. 3427–3455.
8. *Wakita H., Sano Y.* ³He/⁴He ratios in CH₄-rich natural gases suggest magmatic origin // *Nature*. 1983. Vol. 305. 1983. P. 792–794.
9. *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. Vol. 1570. P. 31–56.
10. *Xu Yongchang, Shen Ping, Liu Wenhui et al.* Geochemistry of mantle-source volatiles in natural gas of China's petroliferous regions – II. Helium, argon and carbon compounds in mantle-source volatiles // *Science in China (Series D)*. 1996. Vol. 26. P. 187–192.
11. *Halldórsson S.A., Hilton D.R., Troll V.R., Fischer T.P.* Resolving volatile sources along the western Sunda arc, Indonesia // *Chemical Geology*. 2013. Vol. 239. P. 263–282.
12. *Marty B., Jambon A., Sano Y.* Helium isotopes and CO₂ in volcanic gases of Japan // *Chemical Geology*. 1989. Vol. 76, No. 1–2. P. 25–40.
13. *Mutlu H., Güleç N., Hilton D.R.* Helium-carbon relationships in geothermal fluids of western Anatolia, Turkey // *Chemical Geology*. 2008. Vol. 247. P. 305–321.
14. *Ray M.C., Hilton D.R., Munoz J. et al.* The effects of volatile recycling, degassing and crustal contamination on the helium and carbon geochemistry of hydrothermal fluids from the Southern Volcanic Zone of Chile // *Chemical Geology*. 2009. Vol. 266. P. 38–49.
15. *Snyder Gl., Poreda R., Hunt A., Fehn U.* Regional variations in volatile composition: isotopic evidence for carbonate recycling in the Central American volcanic arc // *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. 2001. Vol. 2. 25 p.
16. *Symonds R.B., Poreda R.J., Evans W.C., Janik C.J., Ritchie B.E.* Mantle and crustal sources of carbon, nitrogen, and noble gases in Cascade-Range and Aleutian-Arc volcanic gases // U.S. Department of the interior, U.S. Geological survey. Open-File Report 03-436, 2003. 26 p.

17. *Taran Y.A.* Geochemistry of volcanic and hydrothermal fluids and volatile budget of the Kamchatka-Kuril subduction zone // *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 2009. Vol. 73, P. 1067–1094.

18. *Pinti D.L., Marty B.* Noble gases in oil and gas fields: origins and processes // *Fluids and Basin Evolution* / К. Kyser (ed.). *Miner. Ass. Canada Short Course*. 2000. P.160–196.

19. *Лаврушин В.И.* Подземные флюиды большого Кавказа и его обрамления. М.: ГЕОС, 2012. 348 с.

20. *Валяев Б.М., Дрёмин И.С.* Природа процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления: углеводородные флюиды и первичный гелий // *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2014. Вып. 2(10). 25 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 23.11.2018).

21. *Валяев Б.М., Дрёмин И.С.* Дегазация земли и природа процессов нефтегазонакопления (изотопно-геохимические и геодинамические аспекты) // *Геология и полезные ископаемые мирового океана*. 2015. № 2. С. 33–49.

22. *Poreda R.J., Jeffrey A.W.A., Kaplan I.R., Craig H.* Magmatic helium in subduction-zone natural gases // *Chemical Geology*. 1988. Vol. 71. P. 199–210.

23. *De Leeuw G.A.M., Hilton D.R., Fischer T.P., Walker J.A.* The He-CO₂ isotope and relative abundance characteristics of geothermal fluids in El Salvador and Honduras: New constraints on volatile mass balance of the Central American Volcanic Arc // *Earth and Planetary Science Letters*. 2007. Vol. 258. P. 132–146.

24. *Родкин М.В.* Рециклинг углерода в зонах субдукции и роль процессов рециклинга в образовании месторождений УВ в преддуговых и задуговых бассейнах // *Дегазация Земли и генезис углеводородных флюидов и месторождений*. М.: ГЕОС, 2002. С. 221–253.

25. *Валяев Б.М., Дрёмин И.С.* Углерод-гелиевая изотопно-геохимическая система: тренды разнообразия и единства генезиса углеводородных флюидов и месторождений // *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2015. Вып. 1(11). 24 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 23.11.2018).

26. *Валяев Б.М., Дрёмин И.С.* Изотопно-гелиевые показатели геодинамических обстановок процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления // *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2016. Вып. 1(13). 15 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 23.11.2018).

27. *Валяев Б.М., Дрёмин И.С.* Глубинные источники углеводородов грязевых вулканов и нефтегазовых месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2016. Вып. 3(15). 18 с. – Режим доступа: <http://www.oilgasjournal.ru> (Дата обращения 23.11.2018).

28. *Валяев Б.М., Дрёмин И.С.* Конвекционный рециклинг и мантийно-коровое взаимодействие в процессах дегазации Земли и генезиса углеводородных флюидов и месторождений // Геология морей и океанов: Материалы XXII Международной научной конференции (Школы) по морской геологии. Т. II. М.: ИО РАН, 2017. С. 150–153.

29. *Valyaev B., Dremmin I.* Recycling of crustal matter and the processes of mantle-crust interaction in the genesis of hydrocarbon fluids // International Conference on Gas Geochemistry 2013. Patras, Greece, 1–7 September 2013, Book of abstracts. P. 32.

30. *Valyaev B.M., Dremmin I.S.* Deep roots of the fluid systems and oil-gas fields (isotope geochemical and geodynamic aspects) // Abstracts of the International Conference Goldschmidt2015. Prague, Czech Republic, 2015. P. 3221.

31. *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. 17–22 April 2016, Vienna, Austria. P. 921.

32. *Valyaev B.M., Dremmin I.S.* Origin of mud volcano gases and gas Fields (isotope-geochemical and Geodynamic Aspects) // Abstracts of the International Conference on Gas Geochemistry (ICGG-13), Chengdu, China, 2015. P. 29–30.

33. *Valyaev B.M., Dremmin I.S.* The origin of super-gigantic hydrocarbon accumulations and resources (isotope-geochemical and geodynamic aspects) // AAPG Hedberg Conference: Geology of Middle America – the Gulf of Mexico, Yucatán, Caribbean, Grenada and Tobago basins and their margins, 2–5 July 2018, Sigüenza, Spain. P. 109–110.

34. *Wang Yang.* Is there any relation between helium isotope composition of underground fluids and heat flow in continental areas? // Science in China (Series E). August 2001, Vol. 44 Supp. P. 186–192.

ПРИЛОЖЕНИЕ

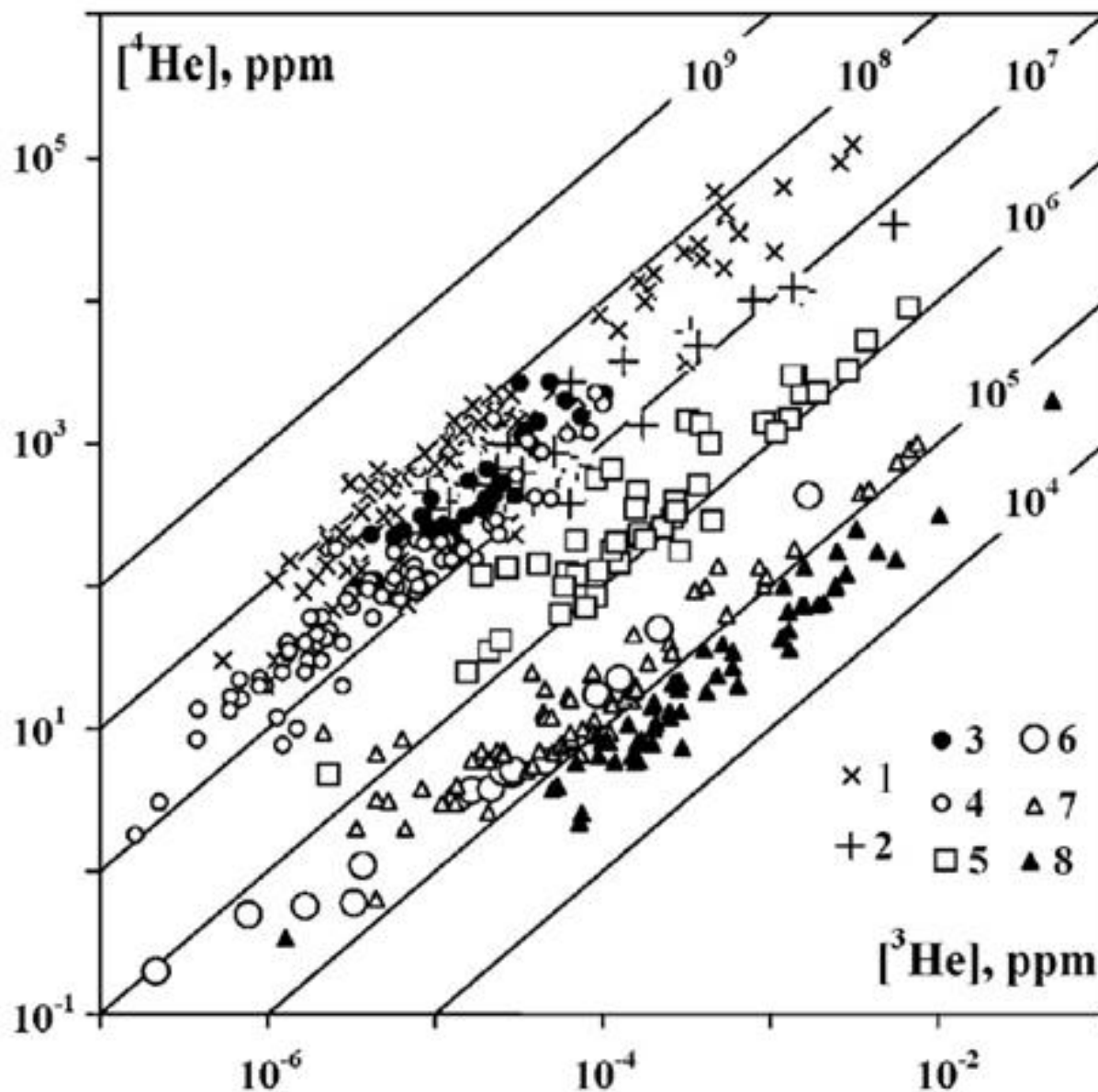
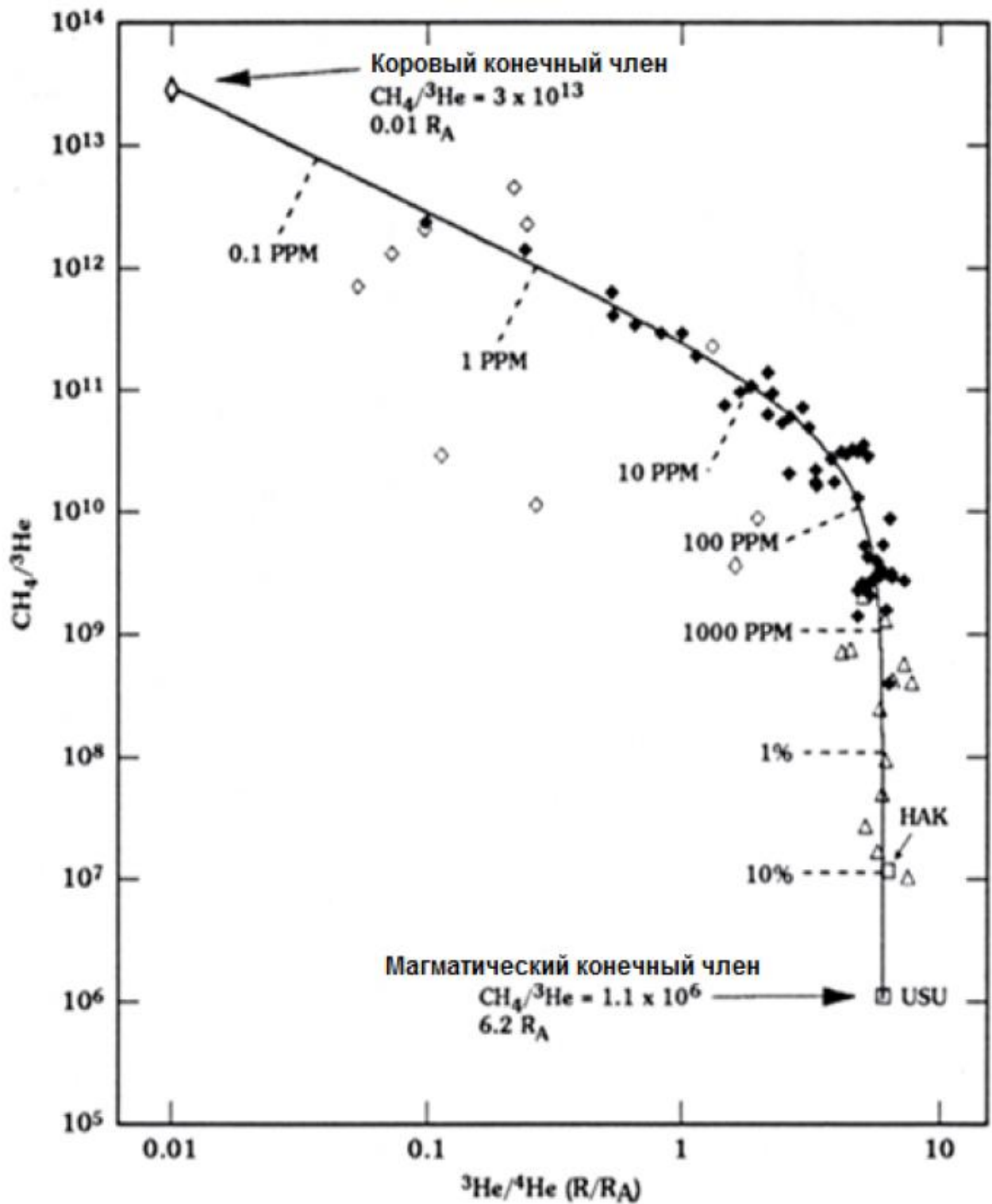


Рис. 1. Соотношение между содержанием ^3He и ^4He в поровых флюидах горных пород [5]
 Условные обозначения: 1 – Дорифейская Восточно-Европейская платформа, ВЕП; 2 – части ВЕП, повторно активизированные в рифее-палеозое; 3 – байкалиды (Тимано-Печорская провинция); 4 – герциниды (Скифская платформа, СП); 5 – части СП, повторно активизированные в кайнозое; 6 – герцинский Центрально-Французский массив, повторно активизированный в кайнозое; 7 – вулканические области Италии; 8 – горячая точка Исландии



Условные обозначения:

- ◆ – Регион Green Tuff (Япония); ◇ – другие области; △ – полуостров Камчатка

Рис. 2, а. Модель смешения для гелия и метана в природных газах Японии [9]

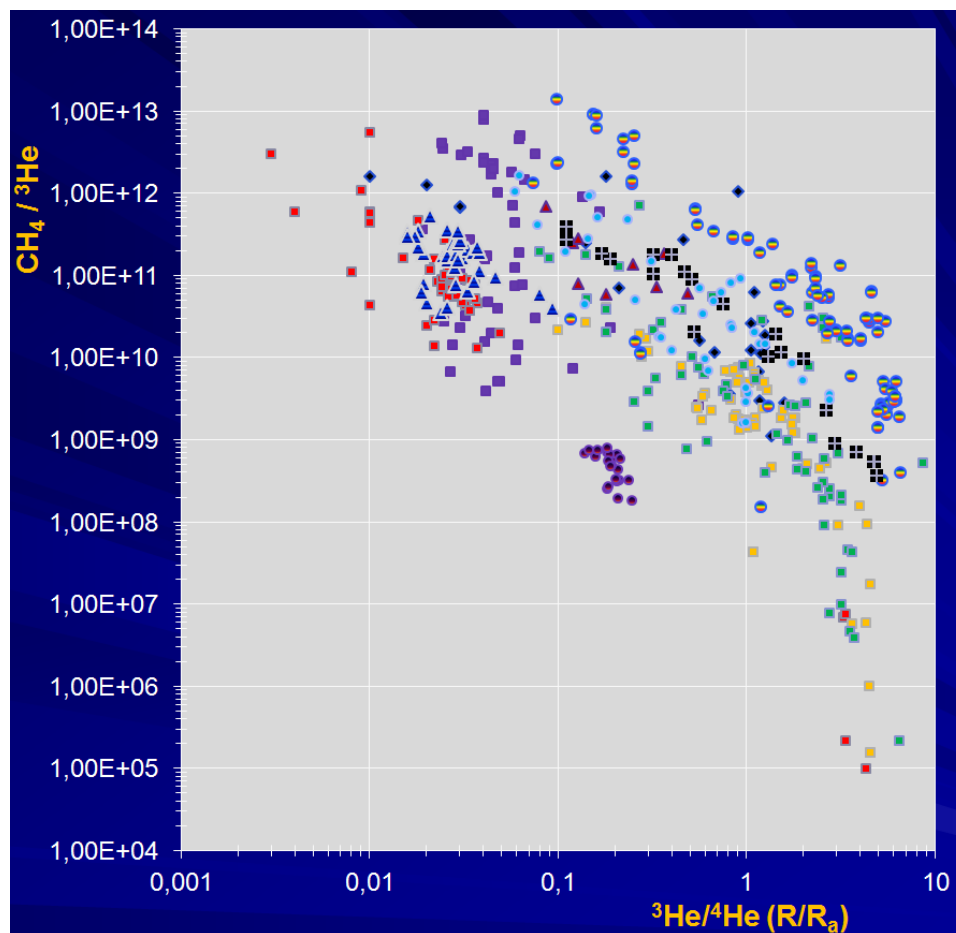


Рис. 2, б. Суммарная диаграмма соотношений в изотопно-геохимической углерод-гелиевой ($\text{CH}_4/{}^3\text{He}$) и изотопно-гелиевой (${}^3\text{He}/{}^4\text{He}$) системах для метана месторождений нефтегазоносных бассейнов различных регионов [26]

Условные обозначения:  – месторождение Portiguar (Бразилия);  – нефтегазоносный регион Tarim (Китай);  – нефтегазоносные регионы Ordos, Sichuan (Китай);  – нефтегазоносный регион Songliao (Китай);  – нефтегазоносный регион Bohai Bay (Китай);  – нефтегазоносный регион Yinggehai (Китай);  – нефтегазовые месторождения Японии;  – нефтегазовые месторождения Новой Зеландии;  – нефтегазовые месторождения Западной Сибири;  – нефтегазовые месторождения Калифорнии (США);  – нефтегазовые месторождения Канзаса, Оклахомы, Техаса (США)

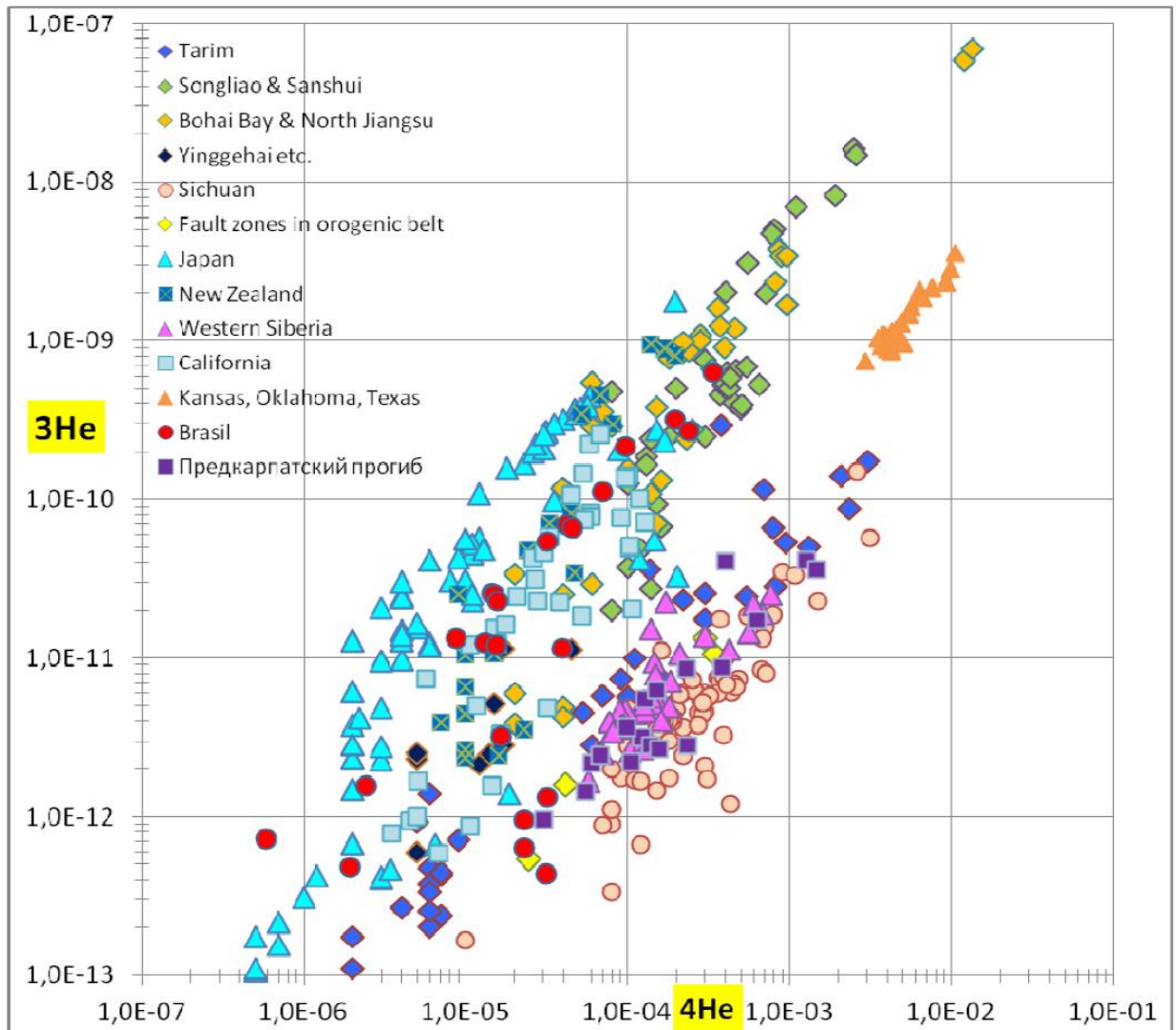


Рис. 3, а. Мультирегиональная изотопно-гелиевая диаграмма для метана нефтегазовых месторождений [26]

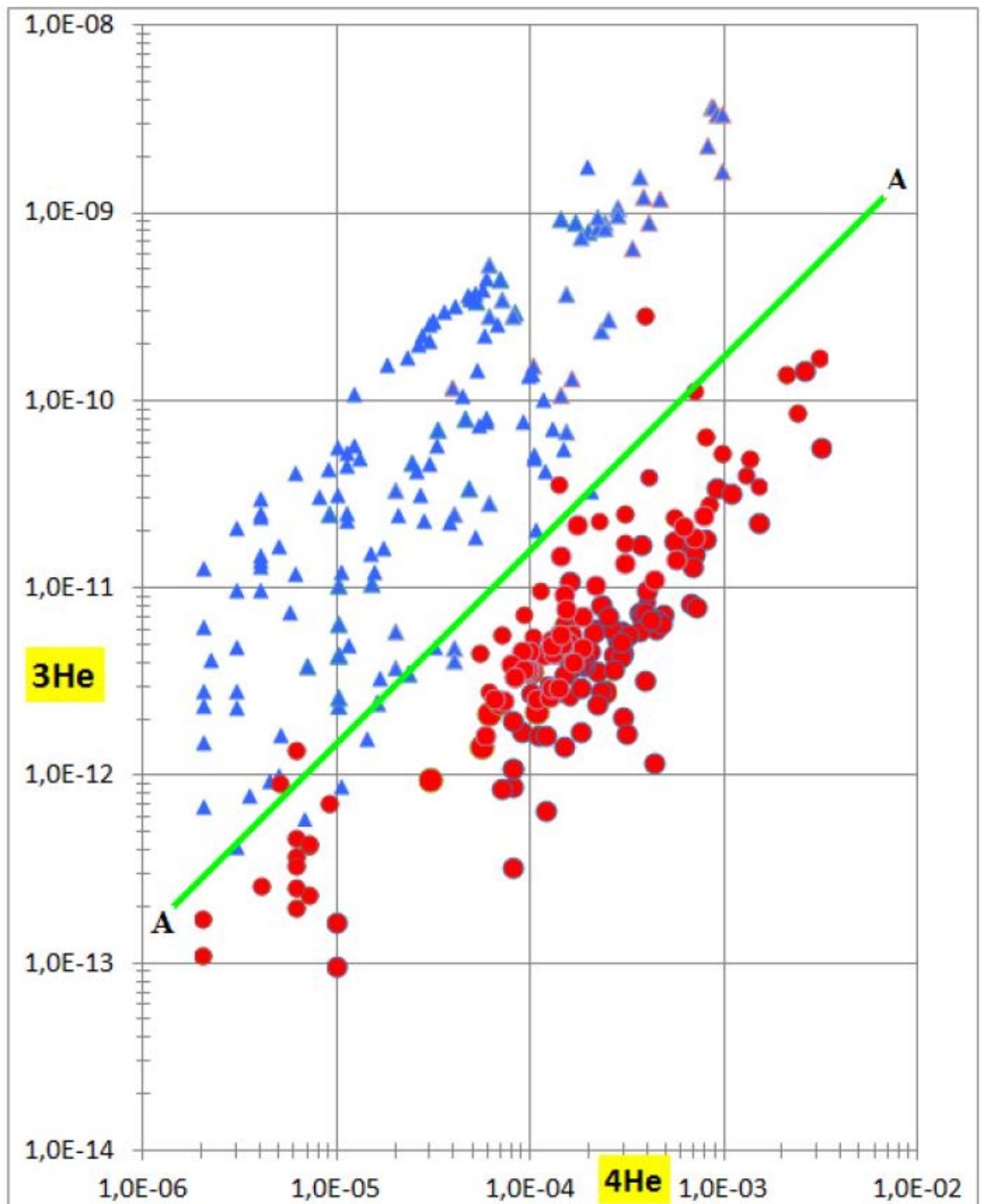


Рис. 3, б. Изотопно-гелиевая диаграмма для метана месторождений: сопоставление нефтегазовых регионов с умеренными (менее 0,1Ra – красные кружочки) и с высокими (от 0,1Ra до 6,5Ra – синие треугольники) значениями отношений $^3\text{He}/^4\text{He}$. [26]

Диаграмма 3, б является модифицированной диаграммой 3, а