

А. Е. Лукин, В. В. Донцов

ГЕОХИМИЯ ГАЗОВ КУЮМБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ) И ОБЩИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗОН ИНТЕНСИВНОГО ГАЗОНАКОПЛЕНИЯ

Вуглеводневий потенціал Куюмбінсько-Юрубчено-Тохомської (захід Сибірської платформи) зони зосередження велетенських нафтогазоконденсатних родовищ значною мірою визначається інтенсивним газонакопиченням, що пов'язане з різнорівневою глибинною дегазацією Землі. Про це свідчать такі особливості її геології, як зв'язок резервуарів величезних покладів з метасоматично доломітизованими древнішими осадовими хемобіогенними карбонатними відкладами, вичерпаність нафтоутворюючих властивостей парагенетичних їм чорних сланців у пізньому протерозої – ранньому палеозої при явних ознаках геологічно молодих (неоген – кватер) процесів формування нафтогазоконденсатних систем, широке розповсюдження у вторинних карбонатних колекторах дисперсних самородно-металічних частинок (включаючи такі оксифільні метали, як залізо, хром, цинк, алюміній та ін.), відсутність радіогенних ізотопів свинцю радіоактивних бітумів (тобто молодість процесів деасфальтизації нафт при надходженні газу в резервуар) тощо. Прямими доказами провідної ролі глибинних флюїдів у нафтогазонакопиченні в межах цієї зони, поряд з нерівноважністю процесів фазово-геохімічної диференціації і метастабільністю нафтогазоконденсатних систем, є особливості газової геохімії, зокрема характер кореляційних залежностей вуглеводневих (метан і його гомологи, включаючи їх різні ізомери) і неуглеводневих (вуглекислий газ, азот, гелій) компонентів, різко обважнений ізотопний склад вуглецю і водню CH_4 і CO_2 . Наведені дані свідчать про залучення різних джерел на різних глибинних (термодинамічних) рівнях в єдиний потік однофазного надкритичного флюїду.

Hydrocarbon potential of Kuyumbo-Yurubchen-Tokhomska Zone (western part of Siberian platform) with concentration of tremendous oil-gascondensate fields are characterized by intensive gas-accumulation connected with different-level deep Earth outgasing. This is testified by such peculiarities as: connection of hydrocarbons (mega)reservoirs with metasomatic dolomitized the most ancient sedimentary chemobio-genetic carbonate deposits, depletion of oil-producing properties of black shales paragenetically connected with dolomites still in Late Proterozoic – Early Paleozoic in contradistinction to apparently recent (Neogene – Quaternary) processes of oil-gascondensate systems formation and deep gas flow from bowels of the Earth, wide distribution of dispersed native-metallic particles (including such oxyphile metals as ferrum, chromium, zinc, aluminum, ect.), absence of radiogenic isotopes of lead in highly radioactive bitumens (to put it differently, recent age of the processes of oil deasphaltization during enter of gas into reservoir), etc. The direct proofs of leading role of deep fluids in oil-gas accumulations within this zone with disequilibrium of phase-geo-chemical differentiation processes and metastability of oil-gascondensate systems are peculiarities of gas geochemistry, specifically the character of correlations between hydrocarbons (methan and its homologues, among them different isomers) and nonhydrocarbon (CO_2 , N_2 , He) components, abruptly increased content of heavy isotopes (^{13}C , D) of carbon and hydrogen in CH_4 and CO_2 . These data testify the involvation of sources at different deep (geothermodynamic) levels into the common monophasic supercritical fluid flow.

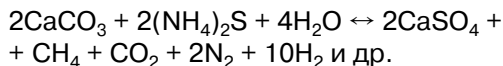
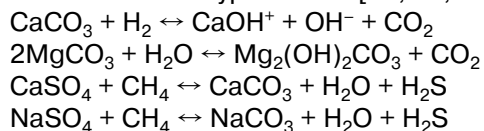
Изучение глубинной дегазации Земли является одной из наиболее важных задач естествознания, поскольку этот глобальный процесс саморазвития нашей планеты, как отмечено еще В. И. Вернадским, связан практически со всеми основными геологическими и биологическими проблемами. Газоносность земных недр, являясь общепланетарным явлением, в то же время характеризует региональные, зональные и локальные особенности геодинамического и флюидодинамического режима. При этом

следует учитывать приуроченность источников газа к различным геосферным уровням (от ядра и слоя D" до осадочной оболочки включительно), характер источников газов. Их выявление на основе геохимических исследований необходимо для решения теоретических и прикладных проблем нефтидологии и металлогении. В этом отношении наибольший интерес представляют зоны (ареалы) интенсивного газонакопления в недрах [5]. Именно к ним приурочены уникальные и гигантские месторождения, с которыми связаны основные ресурсы газа земных недр.

© А. Е. Лукин., В. В. Донцов, 2009

Уникальная по масштабам и интенсивности нафтидогенеза **Куюмбинско-Юрубчено-Тохомская зона** (КЮТЗ) нефтегазонакопления в западной части Сибирской платформы [1, 6, 7, 12, 17] относится к таким объектам, изучение которых имеет ключевое значение для решения общих вопросов нафтидологии. Как уже отмечалось [9], подобно Пэнхендл-Хьюготон на южной окраине Северо-Американской платформы, она фактически представляет собой единое супергигантское месторождение в верхнепротерозойских карбонатных формациях, открытие которого кардинально меняет существующие представления о стратиграфическом диапазоне, возрасте, времени и темпах нафтидогенеза и нефтегазонакопления. В фазово-геохимическом отношении это весьма сложная неравновесная битумно-нефтегазоконденсатная система, в формировании которой особую роль играют процессы недавней и современной восходящей миграции газа. Субстратом данного карбонатного мегарезервуара являются древнейшие (рифей) осадочные биохемогенно-карбонатные формации, вовлеченные совместно с архейско-нижнепротерозойским кристаллическим (преимущественно гранитоидным) фундаментом в разнообразные деструктивно-тектонические структуры (в понимании В. В. Харахинова, С. И. Шленкина и др.). Благодаря таким особенностям генезиса Куюмбинское месторождение и КЮТЗ в целом имеют большое значение для изучения закономерностей дегазации земных недр.

На существенно карбонатном составе субстрата необходимо сделать особый акцент, поскольку метасоматически преобразованные карбонатные породы играют не только роль естественных резервуаров природных газов, но и являются активными их генераторами. При взаимодействии глубинных восстановленных флюидов, продуктов их трансформации (окисления и т. п.) и термальных подземных вод с породами карбонатных и сульфатно-карбонатных формаций происходят процессы газообразования по системе известных уравнений [10, 16, 17]:



В зависимости от конкретных флюидо-геодинамических и геотермодинамических условий на фоне восходящего газового потока "запускаются" те или иные из этих реакций, что приводит к формированию определенного геохимического типа газа, определяет характер его взаимодействия с нафтидами предшествующих генераций и, в конечном счете, – фазово-геохимический тип месторождения.

Объяснение закономерностей формирования этого углеводородного супергиганта на основе осадочно-миграционной теории (учение о главных фазах нефте- и газообразования, концепции "нефтяного окна" и "газового окна") сталкивается с большими затруднениями. Известный специалист по геологии и нефтегазоносности Восточной Сибири В. В. Самсонов, оценивая перспективы древних комплексов именно с этих позиций, отмечает, что *"эти отложения сильно катагенезированы и их нефтематеринские свойства исчерпаны на большинстве территорий в геологическом прошлом"* [14, с. 5]. Отсюда логически следует вывод о чрезвычайной древности месторождений, поскольку завершение катагенетической зональности крупных тектоно-седиментационных комплексов (этажей) приурочено к концу их формирования [10]. Разумеется, представления о чрезвычайной древности (венд – поздний протерозой – ранний палеозой) таких месторождений, как Верхнечонское, Юрубченское, Куюмбинское и др., учитывая особенности истории развития Сибирской платформы в фанерозое, наличие многократных перерывов, палеокарст и денудацию древних карбонатных формаций, не выдерживают критики. Поэтому ведущий исследователь закономерностей нефтегазоносности Сибири акад. А. Э. Конторович на основании комплексного изучения условий формирования *"гигантской Юрубчено-Тохомской* зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы"* [7, с. 166] пришел к выводу об "относительной "молодости" нефти (генерация в нижнем – среднем палеозое) и газа (последняя фаза генерации в

* Включая Куюмбинское месторождение.

мезозое) при древности нефтепроизводящей толщи (нижний – средний рифей)” [7, с. 193]. Однако и такая “относительная молодость” не позволяет объяснить, каким образом гигантские нефтяные залежи уцелели во время интенсивного траппового магматизма в триасе, а также интерпретировать ряд гидрогеохимических и углеводородно-геохимических признаков неравновесности нефтегазоконденсатных систем, присутствие действительно молодых (без радиогенных изотопов свинца) битумов, образовавшихся в результате деасфальтизации нефтей при их трансформации в газоконденсатные системы [3, 9]. Вместе с тем чрезвычайно важен вывод о существенном различии возрастов нефти и газа [7]. В данной статье, не останавливаясь на вопросе об источниках нефтяных углеводородов и возрасте нефтяных залежей, мы рассмотрим основные особенности геохимии попутных газов Куюмбинского месторождения (включая, наряду с собственно Куюмбинским, Терско-Камовский участок)*.

Диапазон изученных геохимических показателей (от содержания всех газовых главных, второстепенных и аксессуарных компонентов до изотопных параметров основных из них – CH_4 и CO_2) позволяет сделать некоторые предварительные выводы об условиях нефтегазоаккумуляции в КЮТЗ.

К специфическим особенностям изученных проб газа относятся:

- резкие колебания содержания метана, углекислого газа, азота, а также этана, гелия и других компонентов;

- сочетание повышенных величин содержания, с одной стороны, гомологов метана, а с другой – неуглеводородных компонентов.

Поэтому в геохимической классификации природных газов они занимают особое место. По содержанию этана, пропана, бу-

тана, пентана и вышекипящих углеводородов их следует отнести к жирным газам. В то же время некоторые пробы с повышенными содержаниями углекислого газа (до 48,21% мас.) и азота (до 35,57% мас.) относятся к смешанным углекисло-углеводородным, азот-углеводородным и азот-углекисло-углеводородным газам. Характерна также их повышенная гелиеиность.

Метан является основным компонентом изученных газовых проб, содержание которого колеблется от 32,92% до 72,99% мас. (среднее – 61,124% мас., медиана 64,998% мас.). По изотопному составу углерода (разброс значений $\delta^{13}\text{C}$ от $-40,65$ до $-32,89\text{‰}$, среднее $-36,997\text{‰}$, медиана $-37,16\text{‰}$) и водорода (разброс значений δD от -157 до -132‰ , среднее $-139,89\text{‰}$, медиана -135‰) он относится к изотопно тяжелому метану, связанному с относительно высокотемпературными условиями газообразования (см. ниже). Корреляционные зависимости между содержаниями метана и его гомологов, метана и неуглеводородных газов кардинально различаются между собой (рис. 1, А, Б).

В первом случае (метан – гомологи метана) имеет место положительная линейная зависимость (рис. 1, А). При этом величина коэффициента корреляции уменьшается от этана ($K_k = 0,604$) к октану ($K_k = 0,353$ для n-октана и $0,282$ для i-октана). Это обусловлено тем, что по мере увеличения молекулярной массы гомолога нелинейность данной зависимости возрастает, что при ограниченной выборке (всего 19 изученных проб) приводит к ослаблению корреляции.

Во втором случае (метан – неуглеводородные газы) однотипные корреляционные зависимости отсутствуют (рис. 1, Б). Здесь наибольший интерес представляет четкая обратная нелинейная (гиперболическая) зависимость между содержаниями в газе метана и углекислого газа с коэффициентом корреляции $-0,917$. Как известно [16], в более жестких, по сравнению с указанными реакциями, термодинамических условиях, при температурах свыше $200\text{--}400^\circ\text{C}$ возможны процессы конверсии метана по уравнению: $\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \leftrightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2$. При дальнейшем повышении температур и давлений эта реакция сдвигается вправо и начинается процесс конверсии CO_2 с образо-

* Пробы газа из Куюмбинских и Терско-Камовских скважин были отобраны в 2008 г. В. В. Донцовым при любезном содействии администрации, геологов и промышленников “Славнефть–Красноярскнефтегаз”, газовая хроматография выполнена в лаборатории газоконденсатных систем ЧО УкрГГРИ (В. И. Гончаренко, В. П. Третьякова), масс-спектрометрия стабильных изотопов ^{12}C , ^{13}C углерода метана и углекислого газа, водорода метана – в лаборатории стабильных изотопов Института геохимии окружающей среды (Ю. Н. Демидов, Л. И. Проскурко).

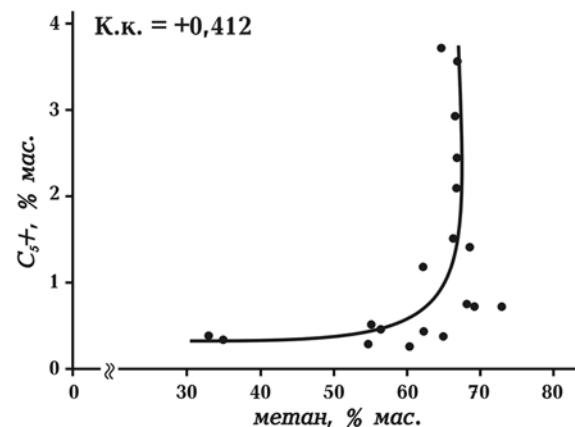
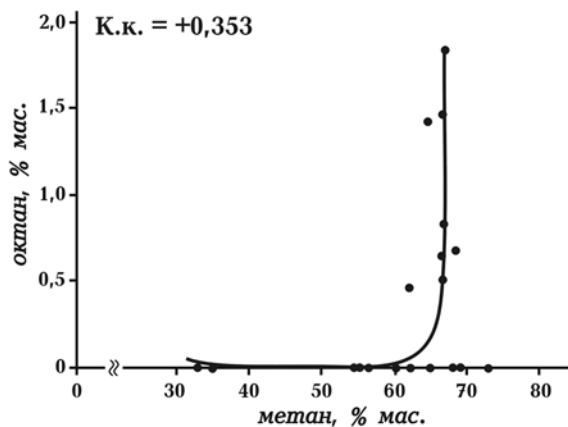
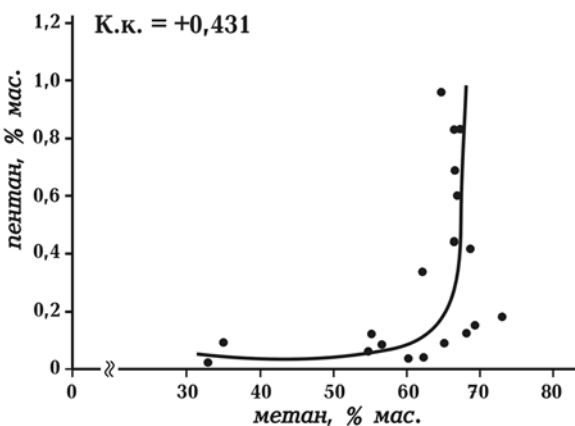
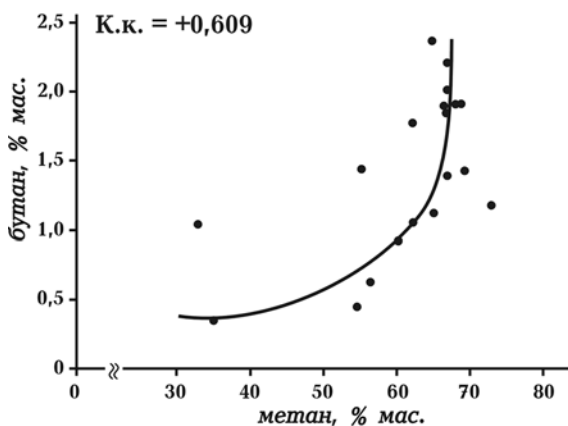
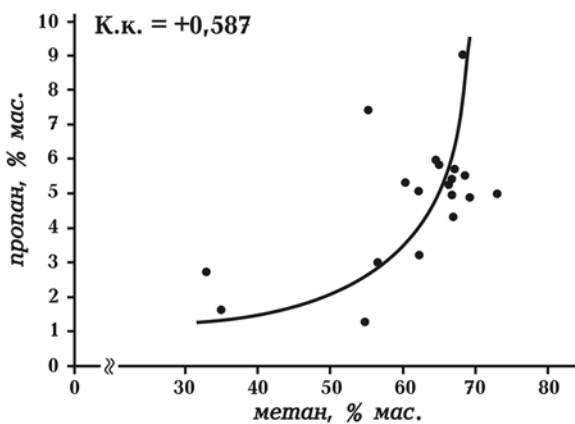
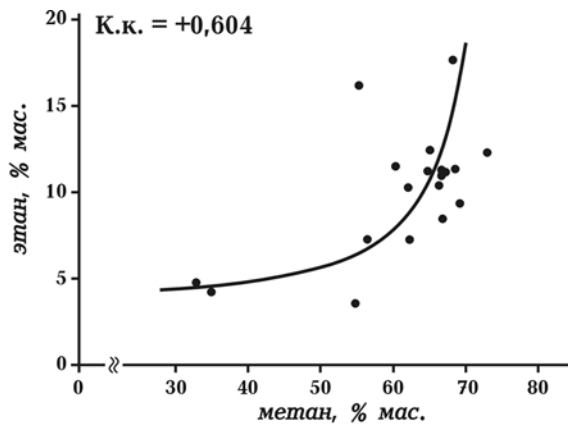


Рис. 1, А. Корреляционные зависимости между содержаниями метана и других газовых компонентов Куюмбинского месторождения (по А. Е. Лукину) (К. к. – коэффициент корреляции)

ванием метана. Сильная (близкая к функциональной) отрицательная корреляционная связь между содержаниями CO_2 и CH_4 в газе Куюмбинского месторождения свидетельствует о реальности этих конверсионных процессов в системе CH_4 (и его гомологи) – CO_2 . Это подтверждается изотопным

составом углерода и водорода метана, углерода и кислорода углекислого газа, свидетельствующих об относительно высокотемпературном их источнике. В частности, показательна сильная положительная корреляционная зависимость между $\delta^{13}\text{C}_{\text{CO}_2}$ и $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ (см. ниже), что можно рас-

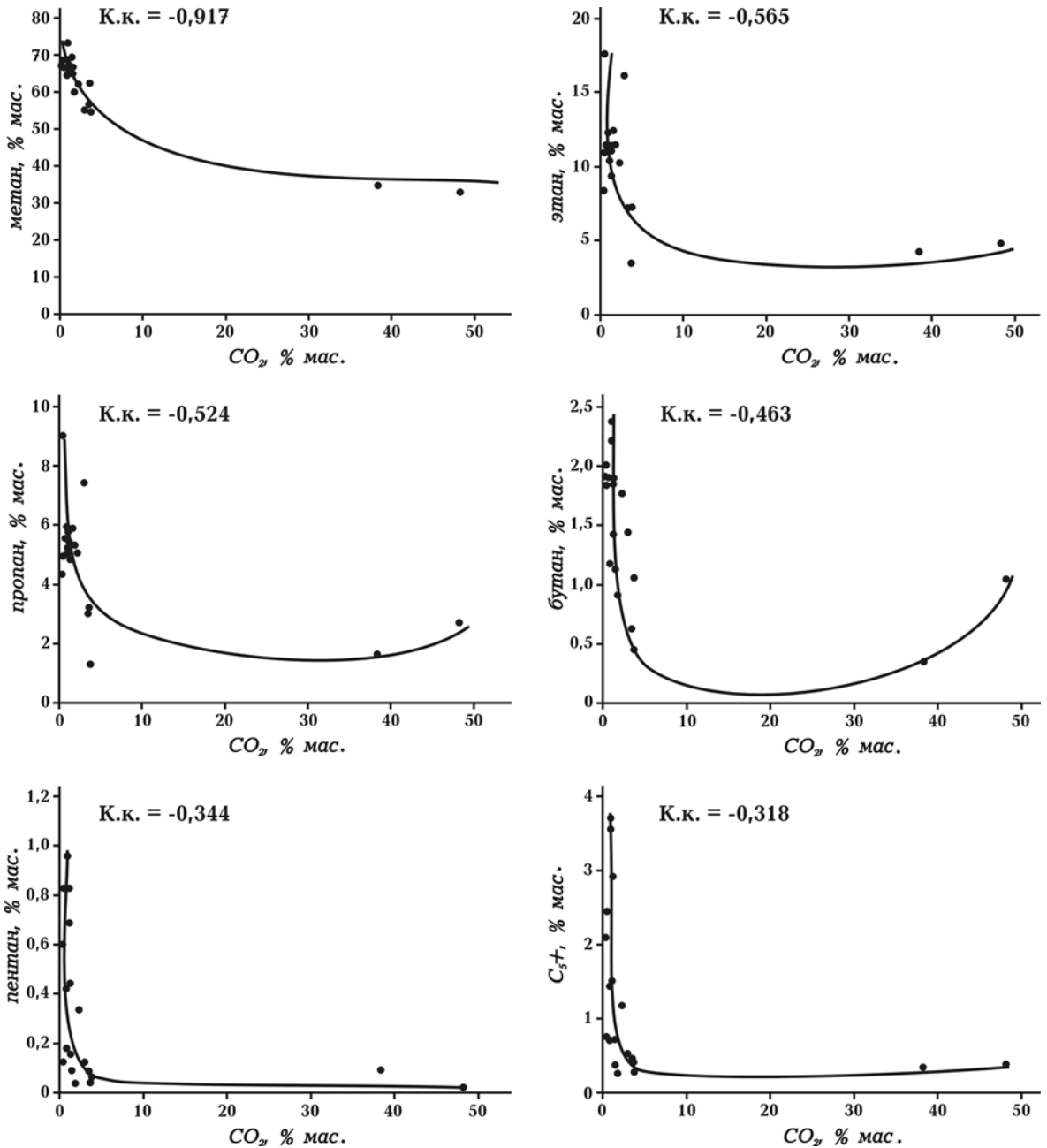


Рис. 1, Б. Корреляционные зависимости между содержаниями углекислого газа и других газовых компонентов Куюмбинского месторождения (по А. Е. Лукину)

смаивать как независимое подтверждение конверсионных процессов в системе $CO_2 - CH_4$ и глубинного высокотемпературного источника газа.

Сходный, но гораздо более слабый ($K_k = -0,361$) характер отрицательной корреляционной зависимости наблюдается между содержаниями **метана** и **азота**. Азот в газах и нефтях, как известно, имеет смешанное

биогенное и глубинно-абиогенное происхождение. Свойственная газам и нефтям КЮТЗ заметная (при значительных колебаниях) роль азота вполне обычна для нефтегазоносных карбонатных формаций, для которых в ряде бассейнов повышенные концентрации азота и присутствие аммиачных вод является поисковым признаком. Однако абиогенная метасоматическая доломи-

тизация рифейских строматолитово-карбонатных формаций на рубеже рифея – венда (распад Родинии) и, возможно, палеозоя – мезозоя (трапповый магматизм и другие эндогенные процессы) [9] исключает сохранение биогенных азотсодержащих соединений в породах резервуаров (в отличие от депрессионных черносланцевых толщ). В данном случае повышенная роль азота прежде всего подтверждает установленную около 40 лет назад *"тенденцию увеличения содержания азота в свободных и попутных нефтяных газах с увеличением возраста вмещающих пород и глубиной"* [13, с. 200]. Показательны корреляционные зависимости между содержаниями азота и других газовых компонентов. В частности, отсутствует корреляция между N_2 и CO_2 ($K_k = 0,052$), N_2 и He ($-0,048$). Азот и метан связаны отрицательной корреляционной зависимостью ($-0,361$), которая существенно возрастает для гомологов метана (азот – этан, $-0,657$; азот – пропан, $-0,721$; азот – бутан, $-0,694$; азот – изобутан, $-0,760$). Однако начиная с пентана эта корреляционная зависимость резко ослабляется ($N_2 - n-C_5$, $-0,381$; $N_2 - i-C_5$, $-0,281$; $N_2 - neo-C_5$, $-0,281$; N_2 и $n-C_6$, $-0,349$; $N_2 - n-C_7$, $-0,333$; $N_2 - n-C_7$, $-0,301$; $N_2 - n-C_8$, $-0,344$; $N_2 - i-C_8$, $-0,344$). Отрицательная зависимость между содержанием азота и показателем C^{5+} (суммарное содержание в газе пентана и вышекипящих гомологов) усиливается ($-0,412$). Неоднозначными являются количественные соотношения содержания азота с изотопными показателями ($\delta^{13}C$, δD) метана и углекислого газа. В целом с их изотопным утяжелением содержание азота уменьшается, причем наиболее сильно ($K_k = -0,436$) эта связь проявляется между N_2 и $\delta^{13}C_{CH_4}$, в то время как между $\delta^{13}C_{CO_2}$ и δD_{CH_4} она выражена гораздо слабее (соответственно $-0,284$ и $-0,176$). При интерпретации этих данных следует учитывать известные данные по геохимии азота. В частности, полученные в 60–70-е годы прошлого века данные Р. Шепарда, В. А. Соколова, Дж. Джекобса, А. И. Кравцова и др. свидетельствуют о существенном повышении содержания азота в ряду: осадочные – кислые – средние – основные изверженные породы [4, 8, 15]. Его содержание в базальтах достигает 25% (в андезитах – до 9%, гранитах – до 7%). Повы-

шенные содержания азота отмечены в газах медноколчеданного Урупского месторождения (до 48%), основных изверженных пород Норильской группы месторождений (до 46% в порфиридах). Азот явно типохимичен кимберлитообразованию. В газах трубок "Удачная" и "Зарница" содержание азота достигало 85%. Аномально высокие содержания аммония установлены и в их подземных водах, например, в трубке "Удачная" до 43,5% Σmg -экв. [13]. Это относится и к вулканизму, особенно андезитовому и базальтовому. Так, в газах Гавайского вулкана Килауэа содержание азота, по данным К. Крейчи-Графа, достигало 94% [13]. Все это позволяет связывать источник азота с верхнемантийными магматическими очагами, игравшими огромную роль в геодинамике, флюидодинамике и исторической геохимии флюидов (в частности, газов) Сибирской платформы. В то же время приведенные данные свидетельствуют о широком глубинном диапазоне источников основных газовых компонентов.

Важным показателем в этом отношении является **гелий**. Его содержание в изученных пробах газа варьирует от 0,009 до 0,222%. В целом газы КЮТЗ отличаются повышенной гелиеиенностью, обусловленной тесным тектоно-геодинамическим взаимодействием метасоматически доломитизированных рифейских карбонатных формаций и архейско-нижнепротерозойского фундамента, и совместным участием гранитных и доломитовых блоков, олистолистов, брекчий дробления и "доломитовых аркозов" в деструктивно-тектонических структурах, подобно тому, как это имеет место на тектоно-геодинамическом аналоге КЮТЗ месторождении (зоне) Пэнхендл-Хьюгтон (США) с ураганскими содержаниями гелия в газе.

В 6 пробах газа из различных скважин КЮТЗ в пределах Юрубченской, Тохомской, Куюмбинской (включая Терско-Камовский участок) площадей в интервале глубин 2282–2608 м было измерено отношение изотопов 3He и 4He (ВСЕГЕИ, Э. М. Прасолов, В. В. Нелюбин). Доля мантийного гелия, вычисленная Э. М. Прасоловым для значения $^3He/^4He \cdot 10^{-8}$ в верхней мантии 1200, варьирует в этих пробах от 0,8 до 1,1%. Однако эти цифры нельзя считать отражением истинной роли мантийных флюидов при формировании Куюмбинского и

Юрубченского месторождений. Во-первых, следует учитывать существенные диффузионные потери изотопа ^3He при длительном хранении проб. Во-вторых, еще более важным фактором относительного снижения мантийного гелия является интенсивное поступление радиогенного ^4He из гранитов и других пород AR-PR₁ фундамента с повышенной радиоактивностью. Данные изучения гелиеносности газов Днепровско-Донецкого авлакогена позволили в свое время выделить в его разрезе 3 зоны, существенно различающиеся по общему содержанию гелия и его изотопному составу (рис. 2). Положение газовых проб КЮТЗ соответствует нижнему интервалу этого графика, который характеризуется преимущественно высокими содержаниями гелия в газе за счет интенсивного поступления радиогенного гелия.

Наиболее же высокие содержания ^3He в гелии попутных и свободных газов здесь были установлены на тех месторождениях (Яблунское, Речицкое и др.), где поступление радиогенного ^4He из пород фундамента в силу геологических условий было относительно ослабленным. Необходимы дальнейшие исследования в этом направлении с отбором представительных проб и незамедлительным их изотопным анализом. Более того, учитывая, с одной стороны, несовершенство отбора проб, а с другой – интенсивное поступление в газовые резервуары радиогенного гелия из гранитоидов фундамента, можно рассматривать приведенные значения отношения He_m/He (%) как качественные (но не количественные) показатели несомненного участия мантийных флюидов в газонакоплении.

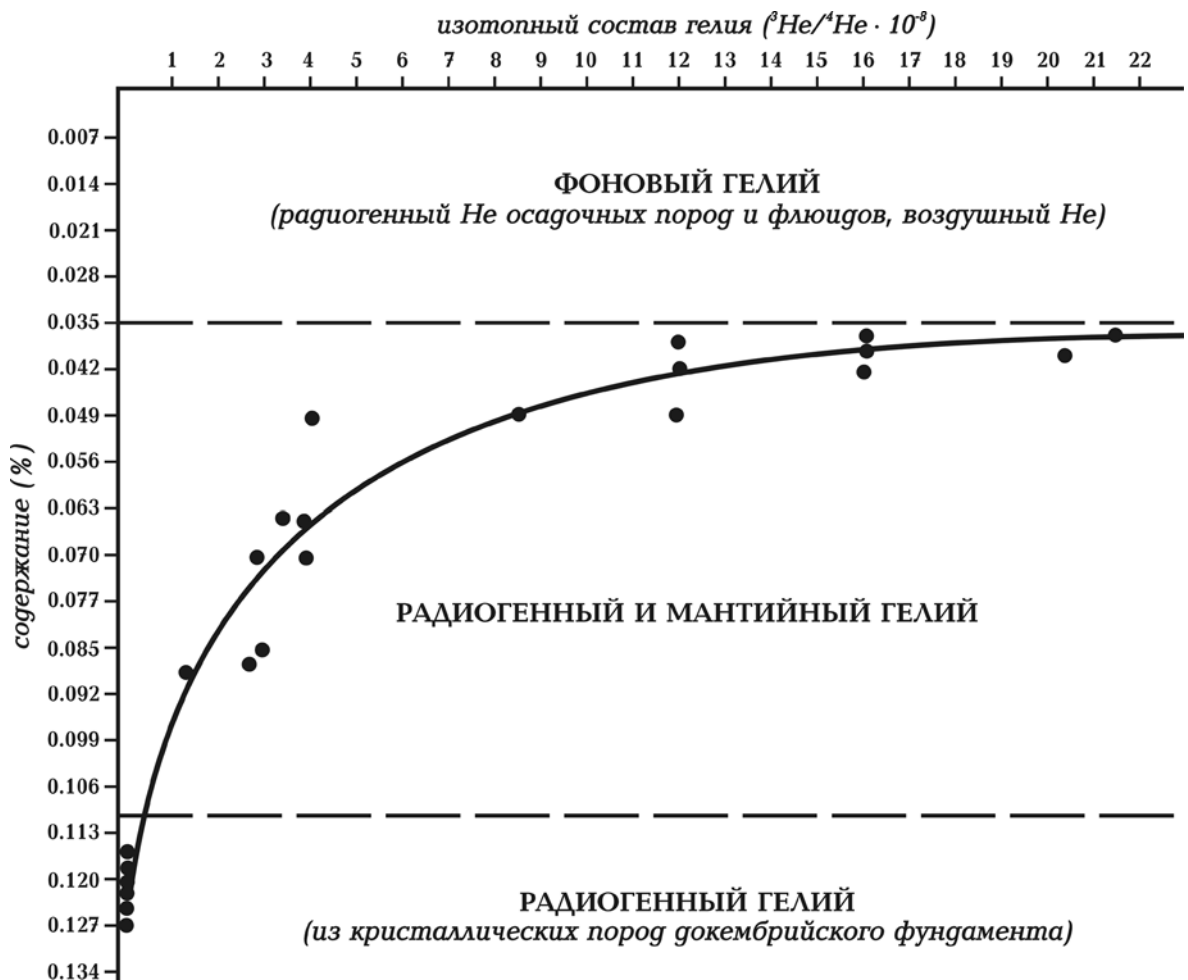


Рис. 2. Генетическая интерпретация зависимости между изотопным составом гелия и его содержанием в газах нефтегазоносных комплексов Днепровско-Донецкой впадины (по А. Е. Лукину)

Что же касается **метана** и **гелия**, то между ними корреляционная зависимость практически отсутствует ($K_k = 0,014$). При этом следует учесть также отсутствие корреляционных зависимостей между содержаниями неуглеводородных газов (значения K_k для CO_2 и $N_2 = 0,052$, для CO_2 и $He = 0,093$, для N_2 и $He = -0,048$). Это свидетельствует о поступлении в единый флюидный поток углеислого газа, азота и гелия из глубинных (в диапазоне от слоя D" до "гранитного слоя") автономных источников.

Явно утяжеленный **изотопный состав углерода** и **водорода метана** изученных проб газа по сравнению с большинством изученных в этом отношении нефтегазоносных бассейнов прямо свидетельствует о глубинном, относительно высокотемпературном очаге газообразования (рис. 3, А, Б). Сходные температуры (200 ÷ 320°C и выше) определены и по изотопному геотермометру $\delta^{13}C_{CO_2} - \delta^{13}C_{CH_4}$, предложенному для гидротермальных парогазовых систем Дж. О'Нейлом и др. При этом следует иметь в виду, что фактические температуры и, со-

ответственно, глубины отделения струй свободного газа от очага газообразования фактически могут быть гораздо больше. Это обусловлено тем, что, судя по предварительным результатам изотопных исследований системы "карбонатные породы – CO_2 и CH_4 – пластовые воды" КЮТЗ, она далека от изотопного равновесия. В этом отношении показательна отмеченная выше сильная положительная связь значений $\delta^{13}C_{CH_4}$ и $\delta^{13}C_{CO_2}$ при величине коэффициента корреляции 0,791. Поскольку, как установлено экспериментально (О'Нейл, Л.К. Гуцало и др.), при температурах до 400°C прямого изотопного обмена углеродом между CO_2 и CH_4 не происходит, можно обоснованно утверждать, что источник газа в данном случае был приурочен к значительно более высоким температурам.

Независимым подтверждением вывода о глубинном источнике газа являются данные по изотопному составу водорода метана. По величине показателя δD_{CH_4} исследованная зона (КЮТЗ) существенно превышает соответствующие значения этого

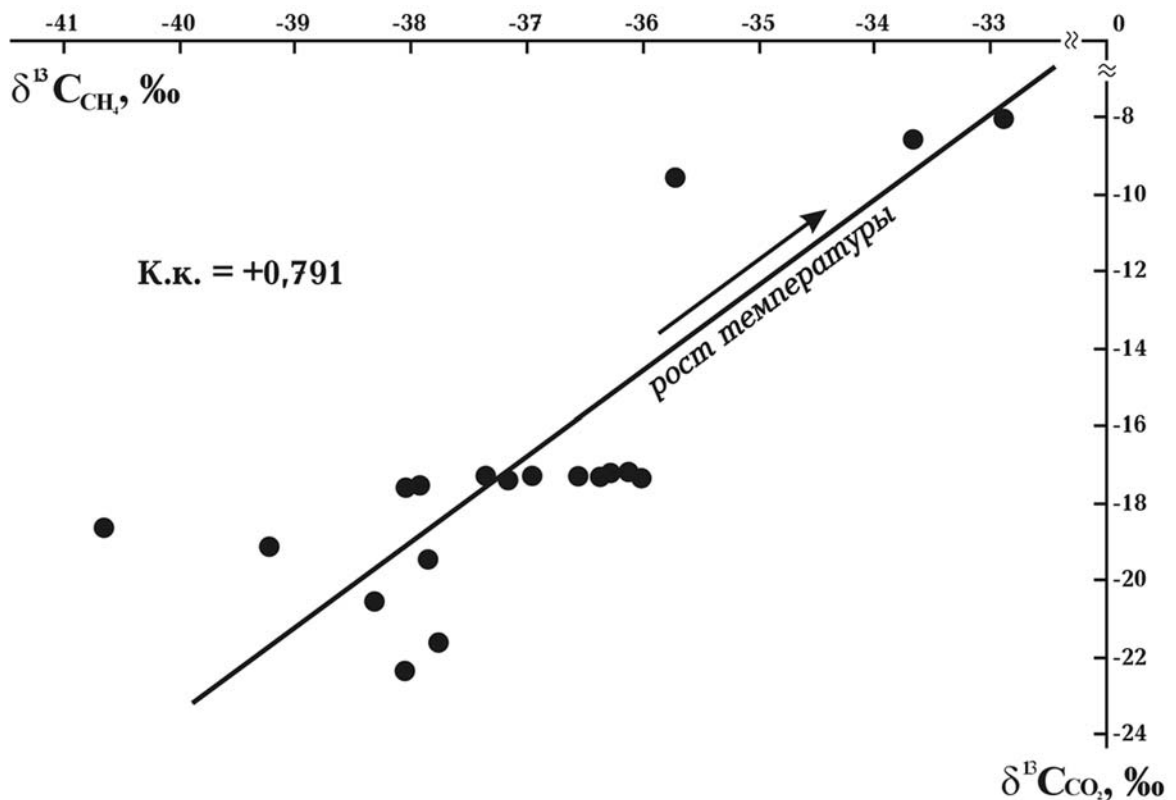


Рис. 3, А. Характер зависимости между изотопными составами углерода углекислого газа и метана (по А. Е. Лукину)

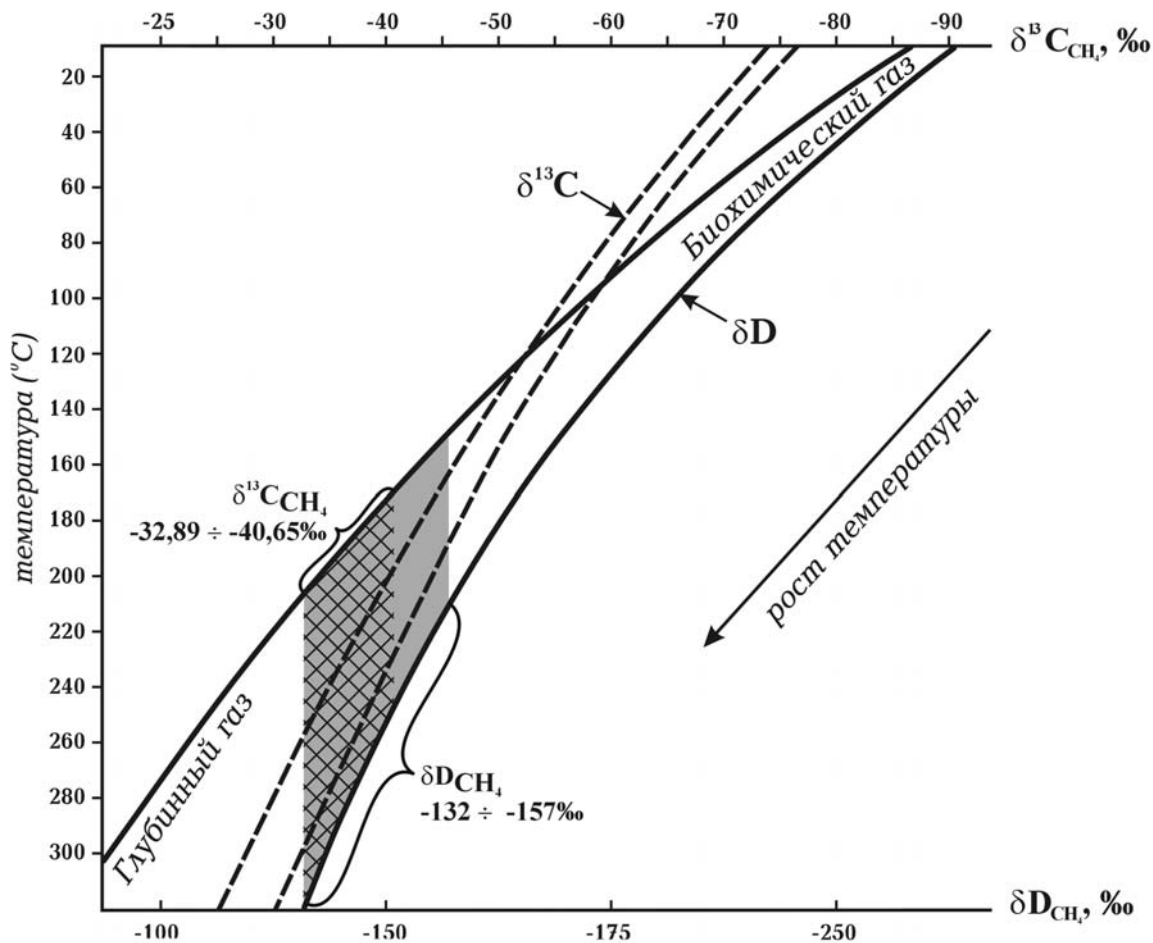


Рис. 3, Б. Положение интервалов значений $\delta^{13}\text{C}_{\text{CH}_4}$ и $\delta\text{D}_{\text{CH}_4}$ газов Куюмбинского месторождения на изотопно-температурной диаграмме А.Е. Лукина

показателя в нефтегазоносных регионах Западной Сибири, Поволжья и др. Знаменательно, что в этом отношении она находится на идентичном уровне с нефтегазоносными бассейнами, характеризующимися максимальной эндогенной активностью по геотермобарическим (повышенные температуры, сверхгидростатические давления) и геохимическим (высокие концентрации ртути в газах и нефтях, повышенные содержания бора в пластовых водах, аномальные содержания изотопа ^3He и т.п.) показателям. Это Калифорния (с известным нефтяным месторождением Цимрик, нефть которого характеризуется наибольшим в мире максимальным содержанием ртути), Северо-Германская впадина (месторождение Альтмарк и другие ртутьносные газовые месторождения с высоким содержанием глубинного азота и гелия), нефтегазоносные бассейны Венский, Паданский и др. (рис. 3, В).

Заключение

Таким образом, формирование КЮТЗ как зоны интенсивного нефтегазоаккумуляции в значительной мере связано с разноуровневой глубинной дегазацией Земли.

Косвенными аргументами в пользу этого заключения являются особенности геологии КЮТЗ: связь резервуаров огромных месторождений с метасоматически доломитизированными древнейшими осадочными биохемогенными карбонатными отложениями, истощенность нефтепроизводящих свойств парагенетичных им черных сланцев в позднем протерозое – раннем палеозое при явных признаках геологической молодости (неоген – четверть) процессов формирования нефтегазоконденсатных систем, широкое распространение во вторичных карбонатных коллекторах дисперсных самородно-металлических частиц (включая



Рис. 3, В. Диапазоны значений δD_{CH_4} газов различных нефтегазоносных регионов (по А. Е. Лукину)

такие оксифильные металлы, как железо, хром, цинк, алюминий) [9, 11], отсутствие радиогенных изотопов свинца радиоактивных битумов (т. е. молодость процессов деасфальтизации нефтей при поступлении газа в резервуар) [9] и т. п.

Прямыми "уликами" ведущей роли глубинных флюидов в нефтегазонакоплении в пределах КЮТЗ, наряду с неравновесностью процессов фазово-геохимической дифференциации и метастабильностью нефтегазоконденсатных систем, являются особенности газовой геохимии, в частности характер корреляционных зависимостей углеводородных (метан и его гомологи, включая их различные изомеры) и неуглеводородных (углекислый газ, азот, гелий) компонентов, резко утяжеленный изотопный состав углерода и водорода CH_4 и CO_2 .

Говоря о различных глубинных источниках газа на разных гипсометрических и геотермодинамических уровнях, следует иметь в виду их вовлеченность в единый восходящий однофазный сверхкритический флюид. По мере подъема он претерпевает неоднократные фазово-геохимические трансформации, включая сепарацию на жидкую и газовую фазы [2], обусловленные не только соответствующими геотермодинамическими скачками, но и взаимодействием с очагами в субстратах различных геосфер (от слоя D" до гранитного слоя и осадочной оболочки). Являясь порождением длительно существующих мантийных плюмов, такие потоки представляют собой длительно существующие сложные системы. По мере восходящей миграции они подпитываются из транзитных очагов, претерпевая существ-

венные фазово-геохимические превращения и формируя зоны интенсивного газонакопления.

1. Арчegov В. Б., Степанов В. А. История нефтегазогеологических работ на территории Сибирской платформы и сопредельных структур // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – № 4. – С. 10–25.
2. Баталин О. Ю., Васина Н. Г. Конденсационная модель образования нефти и газа. – М.: Наука, 2008. – 248 с.
3. Готтих Р. П., Писоцкий Б. И., Сворень И. М. Некоторые аспекты металлогении битумов Сибирской платформы // Геохимия и термобарометрия эндогенных флюидов. – Киев: Наук. думка, 1988. – С. 112–121.
4. Джекобс Дж., Рассел Р., Уилсон Дж. Физика и геология. – М.: Мир, 1964.
5. Зоны интенсивного газонакопления в недрах. – Л.: Недра, 1987. – 120 с.
6. Конторович А. А., Конторович А. Э., Кринин В. А. и др. Юрубчено-Тохомская зона газонефтегазонакопления – важный объект концентрации региональных и поисково-разведочных работ в верхнем протерозое Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 1988. – № 11. – С. 45–55.
7. Конторович А. Э., Изосимова А. Н., Конторович А. А. и др. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено-Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы // Там же. – 1996. – Т. 37. – № 8. – С. 166–195.
8. Кравцов А. И. Геологические условия газоносности угольных, рудных и нерудных месторождений полезных ископаемых. – М.: Недра, 1968.
9. Лукин А. Е., Зощенко Н. А., Харахинов В. В. и др. Литогеохимические факторы формирования нефтидоносных метасоматических доломитов рифея Восточной Сибири // Геол. журн. – 2009. – № 1. – С. 7–24.
10. Лукин А. Е. Литогеохимические факторы нефтегазонакопления в авлакогенных бассейнах. – Киев: Наук. думка, 1997. – 220 с.
11. Лукин А. Е. Самородные металлы и карбиды – показатели состава глубинных геосфер // Геол. журн. – 2006. – № 4. – С. 17–46.
12. Лукин А. Е., Шпак П. Ф. Проблема нефтегазонаосности верхнедокембрийских осадочных комплексов древних платформ // Там же. – 2002. – № 1. – С. 25–36.
13. Рудаков Г. В. Азот и азотсодержащие соединения в подземных водах, нефтях, нефтяных и природных газах, их природа и закономерности распространения // Проблема неорганического происхождения нефти. – 1971. – С. 192–202.
14. Самсонов В. В., Ларичев А. И. Перспективные нефтегазоносные комплексы и зоны южной части Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2008. – № 3.
15. Соколов В. А. Геохимия газов земной коры и атмосферы. – М.: Недра, 1966.
16. Справочник по геохимии нефти и газа / Под ред. С. Г. Неручева. – СПб.: Недра, 1998. – 576 с.
17. Трофимук А. А., Молчанов В. И., Параев В. В. Модель формирования нефтегазоносных карбонатов (на примере Куюмбо-Юрубчено-Тайгинского супергиганта) // Докл. РАН. – 1999. – Т. 364, № 3. – С. 366–368.

Ин-т геол. наук НАН Украины,
Киев
E-mail: ukrnigri@mail.cn.ua

Статья поступила
27.04.09

Моск. гос. ун-т им. М. В. Ломоносова,
Москва