

СИСТЕМА «СУПЕРПЛУМ – ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИЕ СЕГМЕНТЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАСЕЙНОВ» – НЕИЩЕРПАЕМЫЙ ИСТОЧНИК УГЛЕВОДОРОДОВ

А.Е. Лукин

*Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина, E-mail: lukin_alexander@ukr.net
Доктор геолого-минералогических наук, профессор, академик НАН Украины, главный научный сотрудник.*

Нелинейный характер основных закономерностей нефтегазонакопления (дискретность распределения всех характеристик нефтегазонакопления, новейшие оценки мировых прогнозных ресурсов и т.д.) требует разработки адекватной теории нафтидогенеза, которая бы имела соответствующую тектоно-геодинамическую основу. Таковой является плюмтектоника, которая на наших глазах становится парадигмой не только тектоники и геодинамики, но и физики Земли, петрологии, геохимии и металлогении. Плюмы являются главными трубами глубинной дегазации Земли, определяют основные особенности флюидодинамического и термодинамического режимов нефтегазонакопления, а следовательно, соотношение основных генетических типов эпигенеза и природу глубокозалегающих резервуаров нефти и газа. Современные данные о природе глубокозалегающих нефтегазонакопительных коллекторов позволяют рассматривать глубокие и сверхглубокие (5-10 км) сегменты нефтегазонакопительных бассейнов, соответствующие апикальным частям плюмов, как единые нефтегазонакопительные мегарезервуары (совокупность углеводородных систем в неравномерно разуплотненных породах) – неисчерпаемые источники углеводородов.

Ключевые слова: плюм, нафтидогенез, нефтегазонакопительный бассейн, глубокозалегающие сегменты.

THE SYSTEM «SUPERPLUME – DEEP-LYING SEGMENTS OF PETROLIFEROUS BASINS» – AN INEXHAUSTIBLE SOURCE OF HYDROCARBONS

A.E. Lukin

*Institute of Geological Sciences of NAS of Ukraine, Kiev, Ukraine, E-mail: lukin_alexander@ukr.net
Doctor of geological and mineralogical sciences, professor, member of NAS of Ukraine, academician of NAS of Ukraine, main research worker.*

Non-linear character of the main regularities of oil-gas accumulation (discrete distribution of all characteristics of petroleum potential, up-to-day estimations of the world prospecting resources etc.) require the advent of the adequate theory of naphtidogenesis with appropriate tectonic and geodynamic foundation. Plume-tectonics is such conception (it becomes the paradigm of present-day not only tectonics geodynamics and geophysics but also petrology, geochemistry and metallogene). Plumes are the main (mega)pipes of deep Earth degasation. They determine the key peculiarities of fluid-dynamic and thermodynamic regime of petroliferous basins and thus the nature of deep-lying reservoirs of oil and gas. Up-to-date data allow to consider the deep and superdeep (5-10 km) segments of petroliferous basins corresponding to the apical parts of plumes as the unified pools association (the totality of hydrocarbons system within unevenly decompacted rocks) – inexhaustible source of hydrocarbons.

Key works: plume, naphtidogenesis, petroliferous basin, deep-lying segments.

© А.Ю. Лукин, 2015

СИСТЕМА «СУПЕРПЛЮМИ – ГЛИБОКОЗАЛЯГАЮЧІ СЕГМЕНТИ НАФТОГАЗОНОСНИХ БАСЕЙНІВ» – НЕВИЧЕРПНЕ ДЖЕРЕЛО ВУГЛЕВОДНІВ

О.Ю. Лукін

*Інститут геологічних наук НАН України, Київ, Україна, E-mail: lukin_alexander@ukr.net
Доктор геолого-мінералогічних наук, професор, академік НАН України, головний науковий співробітник.*

Нелінійний характер основних закономірностей нафтогазонакопичення (дискретність розподілу всіх характеристик нафтогазонаосності, новітні оцінки світових прогнозних ресурсів тощо) потребує розробки адекватної теорії нафтидогенезу, яка б мала відповідну тектоно-геодинамічну основу. Такою є плюмтектоніка, яка на наших очах стає парадигмою не тільки тектоніки і геодинаміки, але й фізики Землі, петрології, геохімії і металогенії. Плюми є головними трубами глибинної дегазації Землі, визначають основні особливості флюїдинамічного і термодинамічного режимів нафтогазонаосних басейнів, а отже, співвідношення основних генетичних типів епігенезу і природу глибокозалегаючих резервуарів нафти і газу. Сучасні дані про природу глибокозалегаючих нафтогазонаосних колекторів дозволяють розглядати глибокі та надглибокі (5-10 км) сегменти нафтогазонаосних басейнів, що відповідають апікальним частинам плюмів, як єдині нафтогазонаосні мегарезервуари (сукупність вуглеводневих систем в нерівномірно розуцільнених породах) – невичерпні джерела вуглеводнів.

Ключові слова: плюм, нафтидогенез, нафтогазонаосний басейн, глибокозалегаючі сегменти.

Введение

В начале XXI ст., как уже отмечалось [Летников, 1992; Лукин, 2014], стремительно (круче, чем по экспоненте) возросли оценки прогнозных мировых ресурсов природного углеводородного сырья, что может пролонгировать на неопределенный срок углеводородную эру глобальной энергетики. С точки зрения стратегии развития человеческой цивилизации и ее отдаленных перспектив, это, безусловно, должно иметь негативное значение, поскольку: а) не будет способствовать кардинальному решению проблемы «термомаяда» или других неисчерпаемых экологически чистых источников энергии (в частности, эндогенного тепла и глубинного водорода); б) увеличит экономическую нерентабельность ряда альтернативных источников энергетики; в) интенсифицирует накопление CO₂, а также метана (потери при разработке, транспортировке и утилизации природного газа) в атмосфере (впрочем, экологический вред от применения биогаза, жидкого биотоплива, угля, как известно, гораздо больше, чем от природного газа); г) увеличит и без того недопустимые

объемы сжигания ценнейшего химического сырья. В то же время столь кардинальная переоценка углеводородного потенциала земных недр, во-первых, отсрочивает эсхатологические прогнозы, связанные с глобальным развалом топливно-энергетического комплекса, а во-вторых, должна способствовать развитию наук о Земле и новых технологий, что необходимо для эффективного освоения ресурсов нефти и газа глибокозалегающих комплексов на континентах и в Мировом океане, а также разнообразных нетрадиционных и альтернативных источников углеводородов. Так или иначе, это реальность, с которой необходимо считаться даже странам-аутсайдерам в сфере добычи нефти и газа, среди которых по известным причинам сугубо субъективного характера неожиданно для специалистов оказалась и Украина. Она ставит ряд первоочередных задач перед нефтегазовой геологией, а также геофизикой и геохимией. Первоначальной из них является разработка современной теории нафтидогенеза – нефтегазонакопления.

Развитие геологии в системе естественных наук шло, как известно, своим особым путем. Лишь в конце XX ст. новейшие естественнонаучные концепции (неравновесная термодинамика, синергетика, теория катастроф) стали напрямую влиять на общегеологические представления в целом и геотектонику в частности, что проявилось прежде всего в появлении таких понятий, как нелинейная геофизика (О.Л. Кузнецов, А.В. Николаев, М.А. Садовский и др.), нелинейная металлогения (А.Д. Щеглов, Д.В. Рундквист, И.Н. Томсон и др.), нелинейная геодинамика и геотектоника (Ю.М. Пушаровский, В.Е. Фадеев и др.), а также нефтегазовая геология, гидрогеология, геохимия, петрология, седиментология [Лукин, 2004].

Свойственная всем сложным системам нелинейность, которая проявляется в таких их фундаментальных свойствах, как эмерджентность, структурность и иерархичность, в полной мере присуща разнообразным геологическим системам и, в частности, нефтегазоносным бассейнам (НГБ). Причем, чем глубже конкретный НГБ, тем указанные признаки нелинейности выражены сильнее. Результаты выполненной в свое время статистической обработки различных количественных характеристик 134 НГБ Мира позволили установить дискретность их распределения [Лукин, 2004]. Это относится к кардинальным показателям нефтегазоносности (хроностратиграфическое и глубинное распределение продуктивных горизонтов, доказанных запасов по комплексам и т.п.) вплоть до дискретности коллекторских свойств и различных фазово-геохимических характеристик. Данный феномен свидетельствует о том, что НГБ, как и большинство сложных геологических объектов, возникают и эволюционируют в результате синергетических процессов в открытых системах, далеких от равновесия, что сопровождается скачкообразными изменениями их состояния (различных характеристик и параметров), разнообразными флуктуа-

циями, резонансными явлениями и кооперативными эффектами, сложными взаимоотношениями хаоса и порядка* [Лукин, 1991, 2004].

Дискретность присуща всем уровням нефтегазонакопления: от коллекторских свойств и геохимических характеристик пород и фазово-геохимических параметров нафтидов до НГБ в целом и далее – до трансрегиональных и глобальных закономерностей нефтегазоносности (пояса и полюсы интенсивного нефтегазонакопления, фазы нафтидогенеза). Так, синергетическая природа пустотности породных тел выражается прежде всего в существовании определенных скачков («квантов») при изменении пористости и проницаемости коллекторов нефти и газа [Лукин, 1969], в разнообразных проявлениях самоподобия (автомодельность, фрактальность) различных функциональных зависимостей между параметрами фильтрационно-емкостных свойств [Лукин и др., 2011]. Дискретный характер наблюдается и в распределении различных параметров залежей (месторождений), включая термобарические и геохимические характеристики, газовый фактор и др. В то же время он присущ распределению месторождений, запасов и ресурсов по комплексам и глубинам. Таким образом, речь идет о фундаментальной закономерности нафтидогенеза – нефтегазонакопления, без учета которой невозможно создание современной парадигмы нафтидологии. Пока эту роль все еще играет осадочно-миграционная теория с ее учениями о главных фазах нефте- и газообразования и представлениями о ведущей роли катагенеза в формировании НГБ, геологически постепенной «пузырьково-капельной» первичной миграции. Эта теория, как уже отмечалось [Лукин, 1999, 2004], имеет типично «линейный» характер. На основе указанных представлений о нафтидогенезе и нефтегазонакоплении, как о чрезвычайно медленном (характерные времена $n \cdot 10^6$ лет) непрерывном процессе, нельзя объяснить формирование уникаль-

* Применительно к нефтегазоносности и рудоносности хаосом можно считать рассеянное или латентное состояние соответствующих компонентов, а порядком – их скопления в виде залежей и месторождений.

ных и гигантских месторождений, феномен зон интенсивного нефтегазонакопления, наличие нефтяных и газовых «полюсов» нашей планеты, присутствие метастабильных гетерофазовых систем, природу прямопоисковых геофизических и геохимических аномалий, промышленную нефтегазоносность глубокозалегающих (5-10 км и более) комплексов и, в конечном счете, наблюдающийся стремительный взлет оценок углеводородного потенциала земных недр на современном уровне их геолого-геофизической изученности. Здесь ярко проявляется отмеченная ранее закономерность, согласно которой «никакой линейный процесс, характеризующийся непрерывностью, постепенностью, количественным соответствием параметров на входе и выходе, не может привести к возникновению геологического объекта, характеризующегося свойствами эмерджентности, иерархичности и структурности» [Лукин, 2004, с. 24].

Без ответов на указанные вопросы, без выяснения природы флуктуаций, проявляющихся в дискретности распределения основных характеристик НГБ создание современной теории нафтидогенеза – нефтегазонакопления невозможно, и проблема здесь заключается не только (и не столько) в биогенном или абиогенном генезисе нефти и газа, сколько в характере процессов формирования их макроскопических. Первый шаг в решении этой проблемы состоит в определении возраста залежей и длительности их формирования [Лукин, 1999]. При этом было установлено наличие ряда сравнительно кратковременных фаз, близких по своей природе фазам эндогенного рудообразования. Их синхронность в ряде различных по своим структурно-тектоническим и формационным характеристикам НГБ не находит своего объяснения с точки зрения современных геотектонических теорий. Структурно-тектонические классификации НГБ недостаточны для изучения основных закономерностей нафтидогенеза и нефтегазонакопления. Необходима такая синтетическая концепция, на основе которой можно было бы адекватно характеризовать эволюцию геодинамического и флюидоди-

намического режимов. Попытки создания таких концепций на основе традиционных представлений осадочно-миграционной теории нельзя признать удачными, поскольку эволюция осадочного бассейна и его трансформация в НГБ в таких работах рассматриваются в отрыве от глубоких недр (мантия – ядро), что не позволяет объяснить неисчерпаемость природных углеводородных ресурсов, геосинергетику нафтидогенеза и природу диссипативного характера НГБ.

Согласно современным гносеологическим представлениям, «искусственное может быть детерминированным и обратимым», тогда как «естественное непременно содержит элементы случайности и необратимости», а «материя – более не пассивная субстанция (описываемая в рамках механистической картины Мира), а ей также свойственна спонтанная активность» [Пригожин, 1986, с. 50]. Большинство сложных природных систем, в соответствии с идеями и разработками Брюссельской школы (И.Р. Пригожин, П. Гленсдорф, Н. Николис, И. Стенгерс), открыты, т.е. обмениваются энергией, веществом и информацией с окружающей средой, вследствие чего они «непрестанно флуктуируют» и «любые попытки понять их в рамках механистической («линейной». – А.Л.) модели заранее обречены на провал» [Пригожин, 1986, с. 17].

Это в полной мере относится к природным углеводородогенерирующим системам. Бесперспективно рассматривать эволюцию НГБ как закрытой системы в отрыве от энергетики и вещества глубоких земных недр, и никакие умозрительные флюидодинамические схемы на основе моделей элизионного водообмена и катагенеза не позволят объяснить в терминах осадочно-миграционной теории основные закономерности нафтидогенеза и обосновать истинные масштабы углеводородного потенциала.

Все известные нам геотектонические концепции, включая тектонику плит, принадлежат к той системе научных знаний, которую И.Р. Пригожин и И. Стенгерс условно именуют «ньютоновской наукой» [Пригожин, 1986, с. 72], где не находят

своего места такие фундаментальные для наук о Земле понятия, как случайность, сложность и необратимость. Исключение составляет плюмтекtonика, которая на наших глазах становится парадигмой не только тектоники и геодинамики, но также физики Земли, глобальной петрологии и геохимии.

Концепция плюмов: современное состояние и перспективы развития

Эта ключевая не только для геонимии, но и естествознания в целом концепция возникла в 1972 г., когда Дж. Вильсон предложил для объяснения открытого первоначально на Гавайях феномена горячих точек, или пятен (*hot spots*), гипотезу мантийных струй (*mantle plumes*). Суть ее заключается в том, что «поднимающиеся из глубин мантии разогретые струи – плюмы – с фиксированными в ней корнями прожигают движущиеся литосферные плиты, оставляя на их поверхности след в виде горячих точек, выраженных вулканами или плутонами» [Планета..., 2004, с. 37]. Широкое признание этой гипотезы связано с тем, что лишь она давала рациональное объяснение внутриплитному магматизму в пределах как континентов, так и океанов. Таким образом, первоначально плюм-тектоническая концепция носила преимущественно петрологический характер. Фундаментальное значение имели данные, свидетельствующие о петрохимической идентичности континентального и океанского плюмового магматизма при существенных отличиях его от базальтов срединно-океанических хребтов. Геохимические данные (включая геохимию РЗЭ, изотопию гелия и др.) подтвердили связь плюмового магматизма с недеплетированной мантией. Таким образом, корни плюмов должны располагаться гораздо глубже по сравнению со спрединговым вулканизмом (поступление магмы с глубин менее 200 км). Независимым подтверждением реальности существования мантийных плюмов стали данные сейсмомографии [Пушаровский, 1998; Геуко, 2004]. Они свидетельствуют о различных масштабах плюмов как по размерам грибообразной головной части, так и по диапазону глубин

локализации их корней. Наряду с небольшими плюмами, поднимающимися непосредственно из астеносферы по каналам, обусловленным зонами повышенной проницаемости в литосфере, установлено существование и суперплюмов, площадь внедрения которых в литосферу составляет тысячи км², а корни локализуются вблизи границы ядра и мантии (слой D" – внешнее жидкое ядро) [Добрецов и др., 2003; Комаров, Томсон, 2007; Летников, 1992; Планета..., 2004]. Суперплюмы иницируют магматизм на обширных территориях (трапповый магматизм, системы кольцевых тектоно-магматических структур и др.) и в то же время определяют границы обширных областей седиментации с разнообразными литогеодинамическими индикаторами участия в осадконакоплении и литогенезе различных эндогенных факторов [Лукин, 1997].

Согласно современным представлениям, суперплюмы – это «гигантские отщепления вещества (и энергии. – А.Л.) от внешнего ядра Земли, достигающие земной поверхности» [Комаров, Томсон, 2007, с. 779]. Они определяют размещение крупнейших металлогенических и нефтегазоносных провинций. Их эволюция сопровождается структурной дифференциацией на разнообразные по размерам, термобарическому режиму, геодинамической и флюидодинамической активности плюмы и соответствующие им зоны (ареалы). Плюмам соответствуют различные по размерам и возрасту бассейны с характерными литогеодинамическими показателями (интенсивный галогенез, накопление черносланцевых толщ эвксинского типа и т.п.).

В качестве примера можно привести суперплюм, который возник в позднем протерозое под обширным Сарматским (палео)щитом, с распадом которого вследствие рифтогенеза связано возникновение системы НГБ и кристаллических массивов [Лукин, 1997; Лукин и др., 1992].

Особенно четко связь закономерностей нефтегазоносности с указанными глубинными факторами проявилась при формировании Припятско-Днепровско-Донецкой системы НГБ [Лукин, 1997; Лукин, Шпак,

1991]. Основной по запасам углеводородов и максимальный по глубинному диапазону нефтегазоносности Днепровский НГБ (центральная и юго-восточная части Днепровско-Донецкой впадины – ДДВ) расположен над апикальной частью Днепровско-Донецкого плюма – наиболее активного среди дериватов Сарматского суперплюма. Он известен прежде всего как одноименный мантийный диапир, который структурно выражается в виде «антиклинального перегиба раздела М (в пределах указанного сегмента он «воздымается до отметок 32–35 км») ... со сводом в виде узкого эллипса неправильной формы» [Чекунов и др., 1989]. Этот свод и его склоны контролируют основную часть разведанных запасов газа Восточного региона Украины. Здесь сосредоточены все 43 месторождения, свыше 100 преимущественно газоконденсатных залежей которых находится на глубинах свыше 5 км. Соответствующая часть ДДВ характеризуется наиболее широкими стратиграфическим, формационным, глубинным и фазово-геохимическим диапазонами нефтегазоносности [Лукин, Шпак, 1991]. К его характерным геологическим особенностям относятся: максимальные значения мощностей осадочного чехла и его доминирующих комплексов, максимальная стратиграфическая полнота и аномально большие толщины переходных интервалов ($D_2 - D_3$, $D_3 - C_1$, $C_1 - C_2$, $C_3 - P_1$), наличие мощных черносланцево-эвксинских отложений (D_3 , C_1), интенсивный галогенез (D_3 , P_1) и галокинез (именно здесь находятся практически все гигантские соляные диапиры). Наиболее важными с точки зрения закономерностей нафтидогенеза и нефтегазонакопления являются признаки нео- и актуотектонической активности плюма (появление на глубинах 4–5 км пресных ювенильных вод под рассолами, активное отражение глубинных структур в современном ландшафте и рельефе, повышенная ртутоносность нефтяных и газовых месторождений и т.д.) [Лукин, 1997]. Именно длительной и многоэтапной активизацией плюма вплоть до плиоцен-четвертичного времени объясняется широкий стратиграфический диапазон и уникальное

фазово-геохимическое разнообразие нафтидов, широкое распространение АВПД, глубинная гидрогеологическая инверсия, с которой связаны признаки недавнего (современного) формирования залежей и признаки их восполнения, темпы которого возрастают с глубиной [Лукин, 2012, 2014].

Плюм как труба дегазации

Наиболее важным с точки зрения эндогенного рудообразования, нафтидогенеза, геоэкологии аспектом функциональной характеристики плюмов является рассмотрение их как труб дегазации (это плодотворное понятие введено в науку П.Н. Кропоткиным). Такая трактовка позволяет объединить практически все основные аспекты плюмтектоники. При этом на разных этапах эволюции плюма он может контролировать как «горячую» (включая разнообразный магматизм и гидротермальный рудогенез), так и «холодную» (включая нафтидогенез) дегазацию.

Тесное переплетение водно-углекислой и углеводородной ветвей дегазации, большой геотермобарический диапазон флюидов обуславливают ведущую роль указанных процессов в формировании как ловушек (природных резервуаров), так и заполняющих их углеводородных залежей. Благодаря этому приуроченные к сквозь-формационным флюидопроводящим системам трубы дегазации представляют собой парагенетические пространственно-временные системы ловушек (залежей). Последние, наряду с пластовыми, включают в себя крупные массивные залежи, приуроченные к разуплотненным массивам пород кристаллического фундамента и промежуточного комплекса, черносланцевых и рифогенно-карбонатных формаций. Именно на опосредованное обнаружение таких систем должны быть направлены поиски нефтяных и газовых месторождений в глубоких и сверхглубоких НГБ. При этом картирование труб дегазации по комплексу геофизических и геохимических аномалий приобретает особое значение.

Важнейшим индикатором флюидодинамической активности плюма является «зараженность» коллекторов нефти и газа

дисперсными самородно-металлическими частицами разнообразного химического состава (включая природные сплавы и интерметаллиды) – трассерами суперглубинных флюидов [Лукин, 2006, 2009]. Присутствие, наряду с ними, микро-, нановключений различных карбидов и силицидов подтверждает приуроченность плюмтектонических корней к нижней мантии – слою D'' – внешнему жидкому ядру Земли. Это подтверждает выводы Н.Л. Добрецова, Ф.А. Летникова, И.Д. Рябчикова и других ведущих современных петрологов о том, что в геологической истории от жидкого ядра Земли неоднократно отделялись мощные газовые потоки, которые со временем достигали верхних горизонтов литосферы, включая и земную кору, иницируя и непосредственно участвуя в процессах магматизма, метаморфизма, рудообразования и нефтидогенеза. Именно «эти восходящие потоки флюидов, в которых преобладают газы и летучие компоненты широкого круга элементов, получили название плюмов» [Летников, 1992, с. 6].

Эти фундаментальные выводы, сделанные, как отмечалось, преимущественно на основании петрологических данных, находят независимое подтверждение не только в упомянутой интенсивной зараженности пород глубокозалегающих сегментов НГБ, расположенных над апикальными частями плюмов, дисперсными самородно-металлическими частицами, но и в различных термодинамических, гидрогеохимических и изотопно-геохимических показателях по данным глубокого и сверхглубокого (более 6 км) бурения. Это, независимо от петрологических данных, свидетельствует о том, что основу плюма составляет (супер)глубинный флюид, гелиево-водородно-метановый поликомпонентный сверхсжатый газ, насыщенный разнообразными по химическому составу кластерами, металлическими (а также углеродистыми, карбидными, силицидными) микро- и наночастицами. Более того, присутствие в ассоциации с указанными частицами тугоплавких металлических, силикатных, а также карбидных и силицидных сферул говорит о том, что, как уже отмечалось

[Лукин, 2013], этот флюид по своим термодинамическим и физико-химическим свойствам близок к так называемой неидеальной плазме [Фортов и др., 2011].

Изначально безводный, этот флюид должен трансформироваться по мере восходящего движения прежде всего за счет окисления водорода, а также ассимиляции воды из нижней мантии, в которой, согласно современным данным петрологического моделирования, сосредоточены ее значительные запасы [Motohiko Murakami et al., 2002]. Важным фактором этой ассимиляции могут быть очаги обводненности, связанные с диффузией водорода [Гуфельд и др., 1998]. Указанная трансформация еще более усложняет состав и свойства флюидов. Их диффузионно-фильтрационная перколяция по флюидопроводящим сквозьформационным системам [Лукин, 2004] обуславливает разнообразные метасоматические преобразования пород, характер и интенсивность которых, с одной стороны, определяются свойствами (в зависимости от степени окисления) флюида, а с другой – вещественным составом, структурно-текстурными особенностями и петрофизикой породного субстрата [Лукин, 2002]. Как уже отмечалось, наиболее благоприятными для формирования вторичных коллекторов являются кварцито-песчаники и органогенные известняки. Именно с ними связаны основные продуктивные горизонты глубокозалегающих комплексов нижнего карбона центральной и юго-восточной частей ДДВ. В то же время полимиктовые и аркозовые песчаники среднего карбона неблагоприятны для формирования эффективно-поровых вторичных коллекторов, с чем связаны отрицательные результаты глубокого бурения в зоне сочленения ДДВ и Донбасса [Лукин, 2012, 2014].

Таким образом, плюмы характеризуются многообразием форм их проявления в геологических и геофизических полях. Их энергетической и вещественной основой являются суперглубинные флюиды, обусловленные спонтанными выбросами сверхсжатого поликомпонентного газа, формирующего восходящие трансмагматические (в понимании Д.С. Коржинского)

потоки. Данные термодинамического моделирования [Кирдяшкин и др., 2008; Летников, 1992; Трубицын, Харьбин, 2010] свидетельствуют о том, что отделившийся от жидкого ядра плюм обладает огромным энергетическим потенциалом (давление свыше 1300 кбар, температура более 4000 °С, а энтальпия водорода 1000-1200 кДж/г). Дериватами восходящего потока исходного флюида являются восстановленные газы (H₂, CH₄, H₂S), взаимодействие которых с кислородом силикатов мантии и горных пород земной коры сопровождается выделением тепла, инициированием магматических и гидротермальных процессов. Благодаря указанным экзотермическим процессам плюм «прожигает» (по выражению Ф.А. Летникова) мантию и земную кору. В то же время часть исходного флюида, судя по инъекциям темноцветного пелитоморфного полиминерального вещества по стилолитизированным трещинам естественного флюидоразрыва и брекчиям дробления [Лукин, 2000], прорывается до верхних горизонтов земной коры (включая стратисферу), а его дериваты в виде струй водорода, гелия, метана (и других углеводородов), сероводорода достигают земной поверхности.

Плюмтектоника и генетические типы эпигенетической зональности НГБ

По мере восходящего движения флюидного потока, формирующего плюмы, многообразие их проявлений возрастает. Прежде всего это мантийные диапиры с характерными сейсмическими, геоэлектрическими, геомагнитными, гравиметрическими, геотермическими метками литосферы (в их изучение большой вклад внесли исследователи Института геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины). Именно над ними располагаются самые глубокие НГБ с наиболее крупными месторождениями. Их сегменты, соответствующие апикальным частям плюмов, характеризуются, с одной стороны, катагенезом и метагенезом (фазы интенсивного прогибания бассейна), а с другой – гипогенно-аллогенетическим метасоматозом (s. l.) [Лукин, 1989, 2002].

С первым связаны структурные преобразования и окварцевание, интенсивность которых в целом контролируется катагенетической зональностью, в результате чего исходные олигомиктовые обломочные породы с разнообразными структурно-текстурными особенностями преобразовались в мономинерально-кварцевые прочные (вследствие окварцевания и бесцементного сочленения зерен) низкопористые (менее 3%) малопроницаемые (менее 0,1 фм²) породы с выраженными в той или иной мере первичными седиментационно-фациальными особенностями. Именно они являются субстратом формирования вторичных коллекторов, чему способствуют их физико-механические свойства и минеральный состав. Благодаря высокой прочности и плотности они «стягивают на себя тектонические напряжения» [Поспелов, 1973, с. 5], превращаясь в тектониты-катаклазиты (I стадия эндогенного метасоматоза) с характерными кристаллооптическими признаками (волнистое, облачное, мозаичное погасание под поляризационным микроскопом кварцевых зерен и ориентировка их оптических осей).

Последующие стадии метасоматоза непосредственно связаны с восходящими потоками глубинных флюидов, их физико-химической эволюцией и неравномерной перколяцией. Здесь отмечены характерные минеральные индикаторы эндогенного метасоматоза, установленные в коллекторах нефти и газа различных формаций осадочного чехла и кристаллического фундамента [Лукин, 1989, 2002]. Это сульфидная, карбонатная, баритовая, фосфатная (Са-апатит, монацит и другие редкоземельные фосфаты), титановая (рутил, анатаз и др.) минерализации. Трассерами восходящих потоков (супер)глубинных флюидов, как уже отмечалось, являются разнообразные по составу частицы самородных металлов, природных сплавов и интерметаллидов [Лукин, 2006, 2009].

Универсальными индикаторами нафтидометасоматоза по самым различным породам (включая карбонатные, вулканогенные и др.) являются агрегаты совершенного триклинного каолинита и диккита.

Здесь они получают наиболее полное развитие. Более того, само их присутствие относится к одному из наиболее надежных показателей продуктивного коллектора [Коробов, Коробова, 2011; Лукин, 2002; Лукин, Гарипов, 1994; Лукин, Поляк, 1976]. В некоторых случаях во вторичных породах наблюдается более сложное взаимоотношение минеральных чешуйчатых агрегатов, обусловленное суперпозицией кислотной и щелочной волн метасоматоза [Коржинский, 1969] с образованием гидрослюды по каолиниту. Следует учитывать неоднократность чередования этих волн. При этом собственно нефтидометасоматоз (формирование нефтеносного коллектора с достаточно высокой эффективной и динамической пористостью) связан преимущественно с кислотными волнами метасоматоза, в то время как газоносные коллекторы характеризуются более широким физико-химическим диапазоном гипогенно-метасоматических процессов [Лукин, 1997, 2002; Лукин и др., 2011].

Особенности петрофизики глубокозалегающих нефтегазоносных комплексов

Роль аномальных явлений, присущих нефтидогенезу и нефтегазонакоплению (само по себе присутствие углеводородных скоплений – это уже термодинамическая и геохимическая аномалия), интенсивность их проявления и разнообразие с глубиной возрастают нелинейно. Глубже 5 км это нарастание степени аномальности (по сравнению с малыми и средними глубинами) происходит буквально лавинообразно. В связи с этим представляют особый интерес результаты недавнего бурения на одном из наиболее глубокозалегающих газоконденсатных месторождений центральной части ДДВ сверхглубокой (забой 6830 м) скв. С-17. Они подтверждают целесообразность проведения границы между большими и супер-большими глубинами нефтегазоносности на глубине около 6 км [Лукин, 2012, 2014]. Этот глубинный уровень здесь не совпадает с границей какой-либо определенной зоны катагенеза (в различных конкретных разрезах ему соответствует диапазон градации МК₂ – МК₅ по цветовому индексу спор, а

также по отражательной способности включений витринита). Вместе с тем он характеризуется признаками усиления дислокационного эпигенеза [Лукин, 1989], в частности, усилением сланцеватости и кливажа, а также степени перекристаллизации органогенных известняков.

Основной петрофизической и геотермодинамической тенденцией прогрессирующих катагенетических преобразований является «вырождение» первичных коллекторских и экранирующих свойств пород, сближение плотностей и физико-механических параметров (модуль Юнга, коэффициент Пуассона, прочность породы на одноосное сжатие и др.) различных литотипов. Эта «петрофизическая гомогенизация» разреза проявляется и в его сейсмических характеристиках. Вопреки этому, разрез скв. С-17 в интервале 6000-6830 м, наоборот, характеризуется усилением петрофизической дифференциации разреза. Помимо промыслово-геофизических данных, об этом свидетельствуют результаты непосредственного определения некоторых физико-механических параметров по керну. При этом следует учитывать, что при отборе керна, тем более с больших глубин, как известно, выносятся в основном более прочные, с более плотной матрицей, преимущественно массивные породы, в то время как рыхлые высокопористые или интенсивно трещиноватые разности (включая суперколлекторы) разрушаются, вследствие чего процент их выноса гораздо меньше (впрочем, даже при наличии таковых в керне возможности их петрофизического изучения весьма ограничены по сугубо техническим причинам).

Однако даже для массивных образцов одних и тех же литотипов здесь наблюдается более широкий, чем на меньших глубинах, диапазон различных петрофизических показателей. Так, для массивных песчаников указанного интервала объемный модуль упругости варьирует от 15,6 до 20·10³ МПа; прочность на одноосное сжатие – от 0,9 до 1,6·10² МПа; модуль Юнга – от 2,86 до 8,12·10³ МПа; коэффициент Пуассона – от 0,42 до 0,50. Для массивных интенсивно перекристаллизованных органогенных известняков указанные параметры колеб-

лются в диапазоне: $(5,66-18,37) \cdot 10^3$ МПа; $(0,85-1,65) \cdot 10^2$ МПа; $(3,81-7,05) \cdot 10^3$ МПа; $0,36-0,44$, а для глинистых известняков (карбонатных аргиллитов): $(10,38-33,27) \cdot 10^3$ МПа; $(0,74-1,65) \cdot 10^2$ МПа; $(3,41-9,12) \cdot 10^3$ МПа; $0,39-0,47$. Истинные вариации этих и других параметров в силу указанных причин намного больше, о чем свидетельствуют и соответствующие каротажные показатели.

Показательны данные электронномикроскопического сканирования, которые в широком диапазоне увеличений характеризуют структурно-текстурные особенности матрицы пород и различные формы ее разуплотнения (пористость, кавернозность, микротрещиноватость). Наряду с промыслово-геофизическими и петрофизическими данными, они свидетельствуют о том, что свойственная любому геологическому разрезу (литологической колонке) плотностная и прочностная дифференциация в этом вскрытом бурением наиболее глубоком в ДДВ (и большинстве НГБ Мира) интервале резко усиливается, что обусловлено эпигенетическими литогеодинамическими факторами. Здесь наблюдается сочетание типичных милонитов и катаклазитов. Именно катаклазиты являются субстратом метасоматических процессов, с которыми связано формирование наиболее эффективных вторичных коллекторов глубокозалегающих комплексов [Лукин, 2002].

Наряду с метасоматической вторичной пористостью в породах продуктивных комплексов на больших (глубже 4,5-5 км) и сверхбольших (глубже 6 км) глубинах, широко распространены вторичные пустоты (поры, каверны) в интенсивно уплотненных породах (кварцито-песчаники, кристаллически-зернистые массивные карбонатные породы, гранитоиды, диабазы и т.д.). Разнообразные по конфигурации поры связаны с открытыми (микро)трещинами, к которым приурочены сингенетические агрегаты кристаллов (кварц, карбонаты и др.) с разнообразной сингенетической минерализацией, что свидетельствует об импульсном снятии колоссальных геостатических давлений. Присутствие в сингенетической вторичной минерализации (кварц, кальцит и др.) газовых включений с водородом и гелием поз-

воляет отнести эти пустоты к выделенному И.Л. Гуфельдом новому генетическому типу вторичной пустотности глубокозалегающих пород – «газовой пористости и трещиноватости» [Гуфельд и др., 1998], связанной с современной водородно-гелиевой дегазацией (по нашим данным, в формировании газовых пор и трещин участвуют также метан и его гомологи).

Совокупность указанных факторов обуславливает формирование парадоксальных с точки зрения термодинамики углеводородных систем на глубинах свыше 5-6 км, что, наряду с присутствием здесь интенсивно разуплотненных пород, является термодинамическим парадоксом. Более того, их кооперативное дилатационное воздействие на породы в переуплотненно (кварцито-песчаники, милониты) – разуплотненном разрезе способствует формированию пластовых и массивных углеводородных (прежде всего газоконденсатных) залежей, формирующихся в процессе современной дегазации, о чем свидетельствуют сопутствующие им геотермобарические и геохимические аномалии. Это позволяет рассматривать сегменты НГБ, расположенные над апикальными частями плюмов, как неисчерпаемые источники природных углеводородов и гелия (возможно, и мантийного ^3He).

Чередование милонитов и катаклазитов свидетельствует о чередовании импульсов сжатия и растяжения, обусловленного осцилляциями плюма. Вследствие этого наиболее глубокие сегменты стратисферы и кристаллического фундамента НГБ представляют собой гетерогенный неравномерно разуплотненный породный массив, который может рассматриваться как единый массивно-слоистый природный мегарезервуар.

Подтверждением высокой гелиеносности глубокозалегающих нижнекаменноугольных терригенных, черносланцевых и карбонатных отложений в центральной части ДДВ является получение притока жидкого углеводородного газа с аномально высоким (1,78 мас. %) содержанием гелия [Лукин и др., 2012]. При этом есть основания предполагать высокую концентрацию

изотопа ^3He . Помимо косвенных соображений (плюмтектоническая активность), это непосредственно подтверждается данными по изотопному составу гелия Яблунковского, Скоробогатьковского и других газоконденсатных месторождений центральной части ДДВ.

Заключение

Современные геолого-геофизические и геохимические данные по различным НГБ Мира свидетельствуют о том, что главным фактором формирования нефтяных и газовых месторождений являются не древние геологически длительные катагенетические процессы «капельной» первичной миграции при тектоническом погружении обогащенных биогенной органикой осадочных толщ, а глубинная дегазация Земли. Это многоуровневое по источникам (от ядерного – нижнемантийного водорода, гелия, метана до разнообразных газов верхней мантии, земной коры и осадочной оболочки), слож-

ное по характеру, различное по характерным временам и темпам процессов глобальное явление, максимальное проявление которого связано с плюмтектоникой.

Центральные части НГБ с аномальными толщинами осадочного чехла, расположенные над апикальными участками плюмов, характеризуются глубинной петрофизической, геотермодинамической и флюидодинамической зональностью. На глубинах свыше 5–6 км крупные сегменты НГБ приобретают признаки единых нефтегазоносных мегарезервуаров, контролирующей совокупности углеводородных (преимущественно газоконденсатных) скоплений в неравномерно разуплотненных породах. Эти углеводородные системы находятся в состоянии современного формирования и могут рассматриваться как неисчерпаемый источник природного углеводородного сырья.

Список литературы / References

1. Гленсдорф П., Пригожин И. Термодинамическая теория структуры, устойчивости и флуктуаций. Москва: Прогресс, 1973. 280 с.

Glensdorf P., Prigogine I., 1973. Thermodynamic theory of structure, stability and fluctuations. Moscow: Progress, 280 p. (in Russian).

2. Гуфельд И.Л., Гусев Г.А., Матвеева М.И. Метастабильность литосферы как проявление восходящей диффузии легких газов. Докл. РАН. 1998. Т. 362, № 5. С. 677–680.

Gufel'd I.L., Gusev G.A., Matveeva M.I., 1998. Metastability of lithosphere as the manifestation of ascending diffusion of light gases. Dokl. RAN, vol. 362, № 5, p. 677–680 (in Russian).

3. Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г., Кирдяшкин А.А. Глубинная геодинамика. Новосибирск: Изд-во СО РАН. Филиал ГЕО, 2003. 420 с.

Dobretsov N.L., Kirdjashkin A.G., Kurdjashkin A.A., 2003. Deep geodynamics. Novosibirsk: Izdatelstvo SO RAN. Filial GEO, 420 p. (in Russian).

4. Кирдяшкин А.А., Добрецов Н.Л., Кирдяшкин А.Г. Тепло- и массообмен в термохимическом плюме, расположенном под океанической плитой вдали от оси срединно-океанического хребта. Физика Земли. 2008. № 6. С. 17–30.

Kirdjashkin A.A., Dobretsov N.L., Kirdjashkin A.G., 2008. Heat- and mass-exchange in thermo-

chemic plume situated under oceanic plate away from the axis of mid-oceanic ridge. Fizika Zemli, № 6, p. 17–30 (in Russian).

5. Комаров П.В., Томсон И.Н. О плюмах и их влиянии на формирование благороднометаллового оруденения в углеродсодержащих породах. Докл. РАН. 2007. Т. 415, № 6. С. 779–781.

Komarov P.V., Tomson I.N., 2007. On plumes and their influence upon formation of noble metal orification in carbon-contain rocks. Dokl. RAN, vol. 415, № 6, p. 779–781 (in Russian).

6. Коржинский Д.С. Теория метасоматической зональности. Москва: Наука, 1969. 57 с.

Korzhinskij D.S., 1969. The theory of metasomatic zonality. Moscow: Nauka, 57 p. (in Russian).

7. Коробов А.Д., Коробова Л.А. Пульсирующий стресс как отражение тектоногидротермальной активизации и его роль в формировании продуктивных коллекторов чехла (на примере Западной Сибири). Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2011. № 6. С. 4–12.

Korobov A.D., Korobova L.A., 2011. Pulsing stress as the reflection of tectonic-hydrothermal activation and its role in formation of producing reservoirs of sedimentary cover (by the example of West Siberia). Geologija, geofizika i razrabotka neftjanyh

i gazovyh mestorozhdenij, № 6, p. 4–12 (in Russian).

8. Летников Ф.А. Сверхглубинные флюидные системы Земли. Новосибирск: Наука, 1992. 150 с.

Letnikov F.A., 1992. Superdeep fluid systems of the Earth. Novosibirsk: Nauka, 150 p. (in Russian).

9. Лукин А.Е. Влияние нефтегазоносности на распределение классов коллекторов. *Нефтегазовая геология и геофизика*. 1969. № 14. С. 8–12.

Lukin A.E., 1969. Influence of oil-gas-bearing upon the distribution of reservoir classes. *Neftgazovaya geologija i geofizika*, № 14, p. 8–12 (in Russian).

10. Лукин А.Е. Генетические типы вторичных преобразований и нефтегазоаккумуляция в авлакогенных бассейнах. Киев, 1989. 51 с. (*Препр. АН УССР. Ин-т геол. наук*).

Lukin A.E. Genetic types of secondary transformation and oil-gas-accumulation in aulacogene basins. Kiev, 1989, 51 p. (*Prepr. AN USSR. Institut Geol. Nauk*) (in Russian).

11. Лукин А.Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение – ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа. *Геол. журн.* 2002. № 4 (302). С. 15–32.

Lukin A.E., 2002. Hypogene-allogenic decompaction – the key factor of secondary reservoirs of oil and gas formation. *Geologichnyy zhurnal*, № 4 (302), p. 15–32 (in Russian).

12. Лукин А.Е. Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубокозалегающих породах нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и гносеологическое значение. *Геол. журн.* 2000. № 2 (292). С. 7–19.

Lukin A.E., 2000. The injection of deep hydrocarbon-polymineral matter in deep-lying rocks of petroliferous basins: nature, applied and gnosiological significance. *Geologicheskij zhurnal*, № 2 (292), p. 7–19 (in Russian).

13. Лукин А.Е. Литогеодинамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. Киев: Наук. думка, 1997. 225 с.

Lukin A.E., 1997. Lithogeodynamic factors of oil-gas-accumulation in aulacogenic basins. Kiev: Naukova Dumka, 225 p. (in Russian).

14. Лукин А.Е. Минеральные сферулы – индикаторы специфического флюидного режима рудообразования и нафтидогенеза. *Геофиз. журн.* 2013. Т. 35, № 6. С. 10–53.

Lukin A.E., 2013. Mineral spherules – indicators of specific fluid regime of ore formation and naphti-

dogenesis. *Geofizicheskij zhurnal*, vol. 35, № 6, p. 10–53 (in Russian).

15. Лукин А.Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем). *Геол. журн.* 1999. № 1 (256). С. 30–42.

Lukin A.E., 1999. On origin of oil and gas (geosynergetic conception of nature hydrocarbon-generating systems). *Geologichnyy zhurnal*, № 1 (256), p. 30–42 (in Russian).

16. Лукин А.Е. О сквозьформационных флюидопроводящих системах в нефтегазоносных бассейнах. *Геол. журн.* 2004. № 3 (309). С. 34–45.

Lukin A.E., 2004. On through-formation fluid-conducting systems in petroliferous basins. *Geologichnyy zhurnal*, № 3 (309), p. 34–45 (in Russian).

17. Лукин А.Е. О фазах нафтидогенеза – нефтегазоаккумуляции. *Докл. РАН.* 1999. Т. 369, № 2. С. 238–240.

Lukin A.E., 1999. On phases of naphtidogenesis – oil-gas-accumulation. *Dokl. RAN*, vol. 369, № 2, p. 238–240 (in Russian).

18. Лукин А.Е. Природа глубокозалегающих нефтегазоносных резервуаров. *Углеводородный потенциал больших глубин: энергетические ресурсы будущего – реальность и прогноз: Тез. междунар. конф.* Баку, 2012. С. 26–28.

Lukin A.E. The nature of deep-lying petroliferous reservoirs. *Hydrocarbon potential of great depths: energetic resources of the Future – reality and prediction: Abstracts of the International conference*, Баку, 2012, p. 26–28 (in Russian).

19. Лукин А.Е. Проблемы нафтидосинергетики – нелинейной геологии нефти и газа. *Геол. журн.* 2004. № 1 (307). С. 21–39.

Lukin A.E., 2004. The problems of naphtidosynergetics – non-linear geology of oil and gas. *Geologichnyy zhurnal*, № 1 (307), p. 21–39 (in Russian).

20. Лукин А.Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов – трассеры суперглубинных флюидов. *Геофиз. журн.* 2009. Т. 31, № 2. С. 61–92.

Lukin A.E., 2009. Native-metal micro- and nano-inclusions in formations of petroliferous basins – trassers of superdeep fluids. *Geofizicheskij zhurnal*, vol. 31, № 2, p. 61–92 (in Russian).

21. Лукин А.Е. Самородные металлы и карбиды – показатели состава глубинных геосфер. *Геол. журн.* 2006. № 4 (317). С. 17–46.

Lukin A.E., 2006. Native metals and carbides – indicators of deep geospheres composition. *Geologichnyy zhurnal*, № 4 (317), p. 17–46 (in Russian).

22. Лукин А.Е. Синергетика нафтидогенеза. Синергетика геологических систем. Иркутск, 1991. С. 51–53.

Lukin A.E., 1991. Synergetics of naphtidogenesis. Synergetics of geological systems. Irkutsk, p. 51–53 (in Russian).

23. Лукин А.Е. Углеводородный потенциал больших глубин и перспективы его освоения в Украине. *Геофиз. журн.* 2014. Т. 36, № 4. С. 3–23.

Lukin A.E., 1991. Hydrocarbon potential of great depths and prospects of its development in Ukraine. *Geofizicheskij zhurnal*, vol. 36, № 4, p. 3–23 (in Russian).

24. Лукин А.Е., Гарипов О.М. Литогенез и нефтегазоносность юрских отложений Среднеширотного Приобья. *Литология и полез. ископаемые.* 1994. № 4. С. 32–42.

Lukin A.E., Garipov O.M., 1994. Lithogenesis and petroleum potential of Jurassic deposits of Middle-Latitudinal Pre-Oblands. *Litologija i poleznye iskopaemye*, № 4, p. 32–42 (in Russian).

25. Лукин А.Е., Довжок Е.И., Книшман А.Ш., Гончаренко В.И., Дзюбенко А.И. Гелиевая аномалия в нефтегазоносных визейских карбонатных коллекторах Днепровско-Донецкой впадины. *Доп. НАН України.* 2012. № 7. С. 97–104.

Lukin A.E., Dovzhok E.I., Knishman A.Sh., Goncharenko V.I., Dzijubenko A.I., 2012. Helium anomaly in petroliferous carbonate reservoirs of Dnieper-Donets depression. *Dopovidi NAN Ukrainy*, № 7, p. 97–104 (in Russian).

26. Лукин А.Е., Владимиров А.С., Ермаков И.М., Турчаненко Н.Т. Проблема додевонского рифтогенеза в Днепровско-Донецком авлакогене. *Геотектоника.* 1992. № 2. С. 30–46.

Lukin A.E., Vladimirov A.S., Ermakov I.M., Turchanenko N.T., 1992. The problem of pre-Devonian riftingogenesis in Dnieper-Donets aulacogene. *Geotektonika*, № 2, p. 30–46 (in Russian).

27. Лукин А.Е., Поляк Р.Я. Формирование коллекторских свойств пород в зависимости от их минералогического состава. В кн.: *Роль минералогических исследований в поисках и разведке нефтяных и газовых месторождений.* Киев, 1976. С. 112–116.

Lukin A.E., Poljak R.Ja., 1976. Formation of reservoir properties of rocks depending on their mineral composition. In: *The role of mineralogical investigations in prospecting and exploration of oil and gas fields.* Kiev, p. 112–116 (in Russian).

28. Лукин А.Е., Шпак П.Ф. Глубинные факторы формирования Припятско-Днепровско-Донецкой системы нефтегазоносных бассейнов. *Геол. журн.* 1991. № 5 (260). С. 27–38.

Lukin A.E., Shpak P.F., 1991. Deep factors of formation of Pripjat-Dnieper-Donets system of petroliferous basins. *Geologicheskij zhurnal*, № 5 (260), p. 27–38 (in Russian).

29. Лукин А.Е., Шумлянский В.А. Синергетика процессов нефтегазоаккумуляции и формирования руднобитумных месторождений. Киев, 1993. 55 с. (Препр. ИГН АН Украины).

Lukin A.E., Shumljanskij V.A., 1993. Synergetics of processes of oil-gas-accumulation and formation of ore-bitumen fields. Kyiv, 55 p. (Prepr. IGN AN Ukrainy) (in Russian).

30. Лукин А.Е., Щукин Н.В., Лукина О.И., Пригарина Т.М. Нефтегазоносные коллекторы глубоководных нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины. *Геофиз. журн.* 2011. Т. 33, № 1. С. 3–27.

Lukin A.E., Shchukin N.V., Lukina O.I., Prigarina T.M., 2011. Petroliferous reservoirs of deep-lying Lower-Carboniferous complexes of the central part of Dnieper-Donets depression. *Geofizicheskij zhurnal*, vol. 33, № 1, p. 3–27 (in Russian).

31. Планета Земля. Энциклопедический справочник. Тектоника и геодинамика. Санкт-Петербург: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. 648 с.

The planet Earth. The encyclopaedic reference book. Tectonics and geodynamics. St. Petersburg: Izdatelstvo VSEGEI, 2004, 648 p. (in Russian).

32. Поспелов Г.Л. Парадоксы, геолого-геофизическая сущность и механизмы метасоматоза. Новосибирск: Наука, 1973. 355 с.

Pospelov G.L., 1973. Paradoxes, geologic-geophysical essence and mechanisms of metasomatism. Novosibirsk: Nauka, 355 p. (in Russian).

33. Пригожин И., Стенгерс И. Порядок из хаоса. Москва: Прогресс, 1986. 432 с.

Prigogine I., Stengers I., 1986. Order out of chaos. Moscow: Progress, 432 p.

34. Пуцаровский Ю.М. Сейсмотомография, тектоника и глубинная геодинамика. *Докл. РАН.* 1998. Т. 360, № 4. С. 518–522.

Pushharovskij Ju.M., 1998. Seismotomography, tectonics and deep geodynamics. *Dokl. RAN*, vol. 360, № 4, p. 518–522 (in Russian).

35. Словарь геологии нефти и газа / ред. В.Д. Наливкин. Ленинград: Недра, 1988. 680 с.

Glossary of oil and gas geology, 1988. (Ed. V.D. Nalivkin). Leningrad: Nedra, 680 p. (in Russian).

36. Трубицын В.П., Харьбин Е.В. Термохимические мантийные плюмы. Докл. РАН. 2010. Т. 435, № 5. С. 683–685.

Trubitsyn V.P., Harybin E.V., 2010. Thermochemical mantle plumes. *Dokl. RAN*, vol. 435, № 5, p. 683–685 (in Russian).

37. Фортвов В.Г., Храпак А.Г., Якубов И.Г. Физика неидеальной плазмы. Москва: Физматлит, 2011. 416 с.

Fortov V.G., Hrapak A.G., Ykubov I.G., 2011. The physics of non-ideal plasm. Moscow: Fizmatlit, 416 p. (in Russian).

38. Чекунов А.В., Калюжная Л.Т., Рябчун Л.И. Раздел М и нефтегазоносность Днепровского грабена. Докл. АН УССР. 1989. № 12. С. 19–21.

Chekunov A.V., Kaljuzhnaja L.T., Rjabchun L.I., 1989. Surface M and oil-gas-bearing of Dnieper graben. *Dokl. AN USSR*, № 12, p. 19–21 (in Russian).

39. Geyko V.S. A general theory of the seismic travel-time tomography. *Геофиз. журн.* 2004. Т. 26, № 2. С. 3–32.

Geyko V.S., 2004. A general theory of the seismic travel-time tomography. *Geofizicheskij zhurnal*, vol. 26, № 2, p. 3–32 (in English).

40. Motohiko Murakami, Kei Hirose, Hisayashi Yurimoto. Water in Earth's Lower Mantle. *Science*. 2002. Vol. 295, № 5561. P. 1885–1887.

Motohiko Murakami, Kei Hirose, Hisayashi Yurimoto., 2002. Water in Earth's Lower Mantle. *Science*, vol. 295, № 5561, p. 1885–1887 (in English).

Статья поступила
17.03. 2015