

А. Е. Лукин, д-р геол.-минерал. наук, академик, заведующий отделом
(Украинский государственный геологоразведочный институт),
lukin_alexander@ukr.net, ORCID-0000-0003-4844-1617

ДЕГАЗАЦИЯ ЗЕМЛИ, НАФТИДОГЕНЕЗ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ

Статья 3

Концепция глубинной дегазации Земли как глобального (но неравномерного в пространстве и времени) процесса саморазвития нашей планеты, являющегося главным фактором формирования минеральных ресурсов, должна стать основой современной парадигмы нефтидологии.

Ключевые слова: дегазация Земли, труба дегазации, нефтегазоносный бассейн, углеводородный потенциал.

Феномен месторождения Белый Тигр как проявление процессов глубинной дегазации Земли

В 1988 г. в южновьетнамском секторе шельфа Южно-Китайского моря (рис. 1) был получен мощный промышленный приток нефти из мезозойского кристаллического фундамента (КФ), что привело к открытию уникального месторождения Белый Тигр, а затем и других месторождений (Дракон, Ранг Донг, Черный Лев и др.), огромные запасы углеводородов которых сосредоточены в кавернозно-трещинных резервуарах, образованных на гранитоидном субстрате. Эти залежи нефти приурочены к тектонически активным (взбросы, пологие надвиги, структуры “кручения”) выступам КФ рифтового этажа (рис. 2), осложненных четко выраженной системой сбросо-сдвигов, часть которых прослеживается в надрифтово-синеклизных отложениях (вплоть до активного проявления в геоморфологии морского дна, включая контроль газогидратных скоплений и современных органогенных карбонатных построек) [19]. Следует подчеркнуть морфогенетическое разнообразие этих выступов

от горстов и аккреционных ансамблей до апикальных частей гранитных батолитов и т. п. В формировании нефтеносного выступа КФ на месторождении Белый Тигр доминирующую роль играли тектоно- и флюидодинамические факторы.

Меконгская (Кьулунгская) впадина, к которой приурочены эти месторождения, представляет собой сложный по своей тектоно-геодинамической природе субдукционно-рифтогенный нефтегазоносный бассейн (НГБ). Открытие месторождений Белый Тигр, Дракон и других послужило основанием рассматривать “гранитный слой” земной коры в качестве нового нефтегазоносного этажа литосферы [1]. Впрочем, гораздо раньше глобальная нефтегазоносность КФ была обоснована в работах Н. А. Кудрявцева, П. Н. Кропоткина, В. Б. Порфирьева, С. И. Субботина, И. И. Чебаненко, В. А. Краюшкина, Н. С. Бескровного, Г. И. Войтова, Р. Х. Муслимова и др.

На месторождении Белый Тигр в уникальной залежи безводной нефти, приуроченной к массивному резервуару в КФ, сосредоточено свыше 90 % его разведанных запасов. Доказанная бурением

толщина этой залежи составляет более 1600 м, объем нефтенасыщенных пород 88,2 млрд м³, что не исключает значительного увеличения этих цифр при бурении скважин глубиной свыше 5,5–6 км. В олигоценых и миоценовых терригенных полифациальных отложениях присутствуют пластовые залежи в прослоях песчаников. Наблюдается закономерное снижение вверх по разрезу коэффициента заполнения резервуаров нефтью (рис. 3). Величина пластового давления нефтенасыщенных зон КФ повсеместно на 0,5–0,7 МПа превышает соответствующую величину прилегающих к его выступам горизонтов нижнего олигоцена. Все это свидетельствует о доминирующей

роли вертикальной миграции углеводородов при формировании залежей нефти в КФ данного месторождения.

В то же время следует отметить близость состава нефти в выступлениях КФ и в облегающих его нижнеолигоценых отложениях [25]. Помимо стандартных физико-химических характеристик, это относится к таким показателям, как отношение пристан/фитан (в нефти из КФ – 2,31, нефти из нижнего олигоцена – 2,33), коэффициентам $Ki = (i-C_{19} + i-C_{20}) / (n-C_{17} + n-C_{18})$, равным соответственно 0,307 и 0,308, $CPI = (C_{15} + C_{16} + C_{17} + C_{18}) / (C_{23} + C_{24} + C_{25} + C_{26}) - 1,065$ и 1,082 и $Kn = (n-C_{27} + n-C_{29}) / 2n-C_{28}$, отвечающим величинам 1,14 и 1,13. Кроме того, отмечается присутствие идентичных порфири-

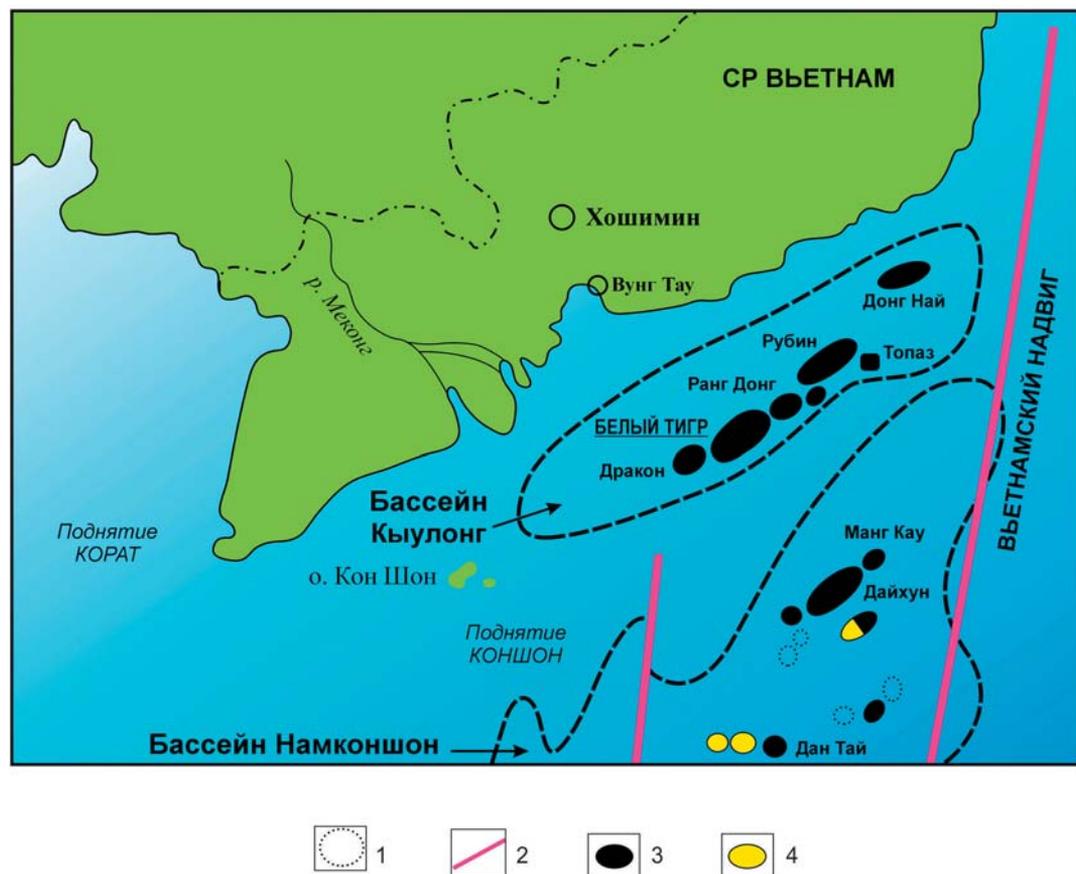


Рис. 1. Схема размещения нефтяных и газовых месторождений в Южно-Китайском море (Вьетнам) (по Е. Г. Арешеву, Ч. Л. Донгу, В. В. Донцову)

1 – локальные структуры; 2 – сдвиги; 3 – нефтяные месторождения; 4 – газовые месторождения

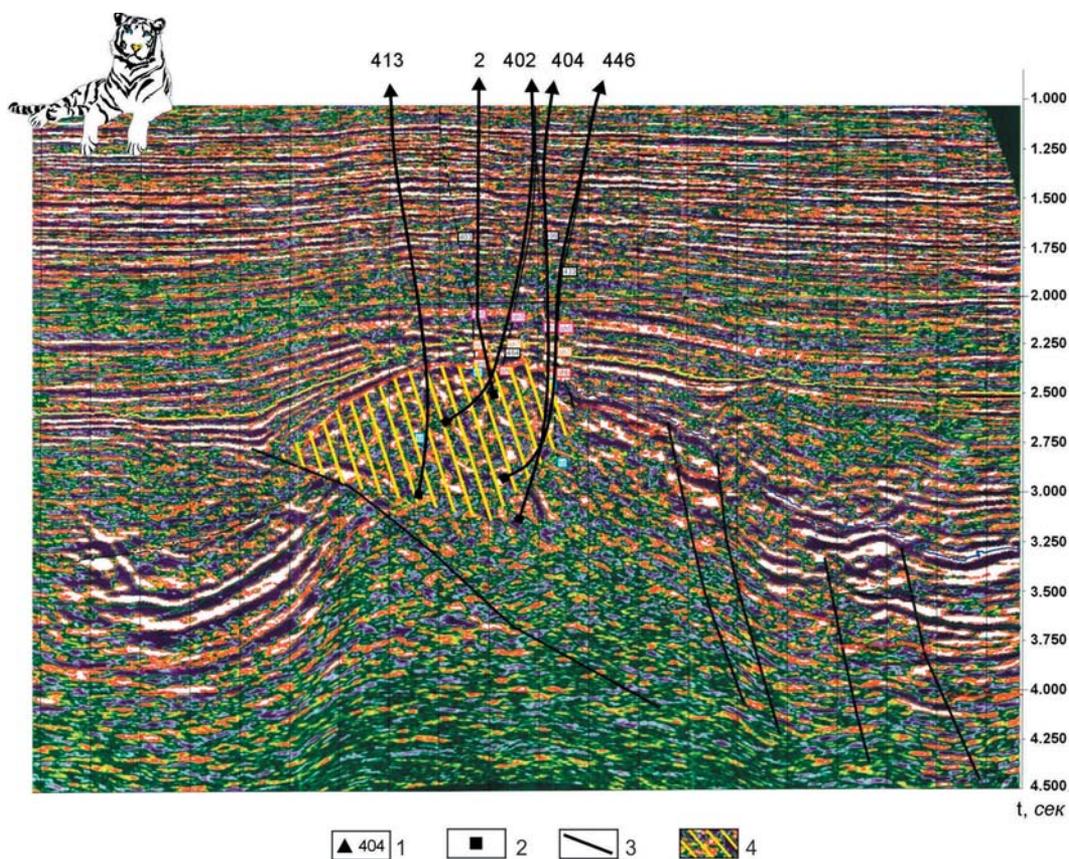


Рис. 2. Нефтяное месторождение Белый Тигр (Вьетнамский шельф Южно-Китайского моря). Временной разрез по сейсмическому профилю через Центральный свод
 1 – номер скважины; 2 – забой скважины; 3 – разломы; 4 – раскрытая бурением нефтенасыщенная зона разуплотнения пород кристаллического фундамента (по Е. Г. Арешеву, В. П. Гаврилову, Ч. Донгу и др. с изменениями)

Продуктивный комплекс	Коэффициент заполнения ловушек
Верхний олигоцен – нижний миоцен (песчаные пласты, складки облекания)	0,4–0,5
Нижний олигоцен (песчаные пласты, складки облекания)	0,6–0,7
(Pz-Mz) кристаллический фундамент (массивный резервуар)	1,0

Рис. 3. Нефтяное месторождение Белый Тигр. Степень заполнения ловушек (по В. В. Донцову, А. Е. Лукину)

нов и некоторых других хемофоссилий в нефти залежей КФ, нижнего олигоцена и в экстрактах органического вещества аргиллитов свиты Чаку. Нефти залежей фундамента и нижнеолигоценового комплекса характеризуются практически одинаковой (но аномально утяжеленной!) изотопией углерода ($\delta^{13}\text{C} - 25 \div -26 \text{‰}$).

На основании тектонических особенностей месторождения (глубокое погружение отложений депрессионных олигоценовых отложений с турбидитами и до-маникитами, дизъюнктивное сочленение глубоких мульд-грабенов и выступа-горста) и указанных органо-геохимических индексов – показателей генетического единства нефтей фундамента и осадочно-чехла возникло представление о том, что формирование гигантской массивной нефтяной залежи в выступе КФ – результат длительной (свыше 10 млн лет) непрерывной миграции углеводородов из прилегающих олигоценовых отложений (в частности, свит Чаку и Чатан с большой ролью гидрокарбонатов).

Ведущую роль в формировании массивных резервуаров в КФ играют тесно взаимосвязанные процессы безводного углеводородного и гидротермального метасоматоза и адиабатическая трещиноватость, представленная трещинами природного гидроразрыва и сейсмогенного дробления (рис. 4) – главными факторами формирования зон дилатансионного разуплотнения [11]. Интенсивность химического преобразования при этом варьировала от слабого водородного до сильного натрового метасоматоза с интенсивной цеолитизацией. Гипогенные метасоматические процессы носили многоэтапный характер, предшествуя нафтидогенезу и сопровождая его основные фазы, что проявляется в сложном полигенерационном составе вторичной минерализации (рис. 5). Совокупность процессов гипогенного разуплотнения обусловила формирование массивного трещинного резервуара колоннообразной формы, чрезвычайно высокие (до 2000 т/с) дебиты нефти и отсутствие данных о вскрытии водонептя-

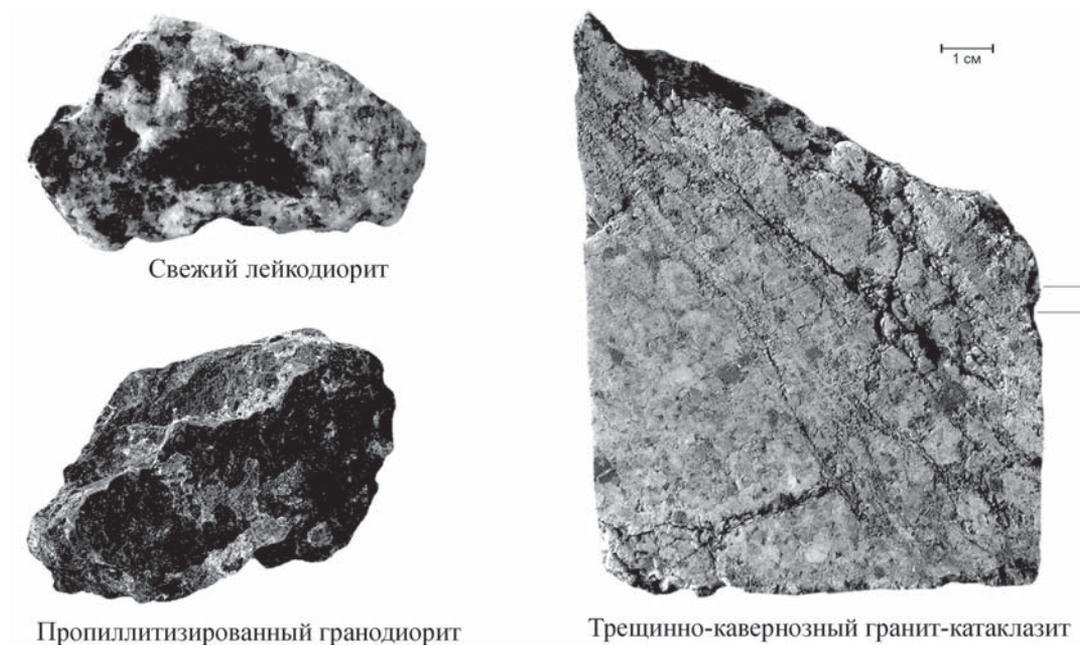


Рис. 4. Месторождение Белый Тигр. Инъекция ТППВ по трещинам флюидоразрыва в породах разуплотненного гранитоидного массива (по В. В. Донцову, А. Е. Лукину)

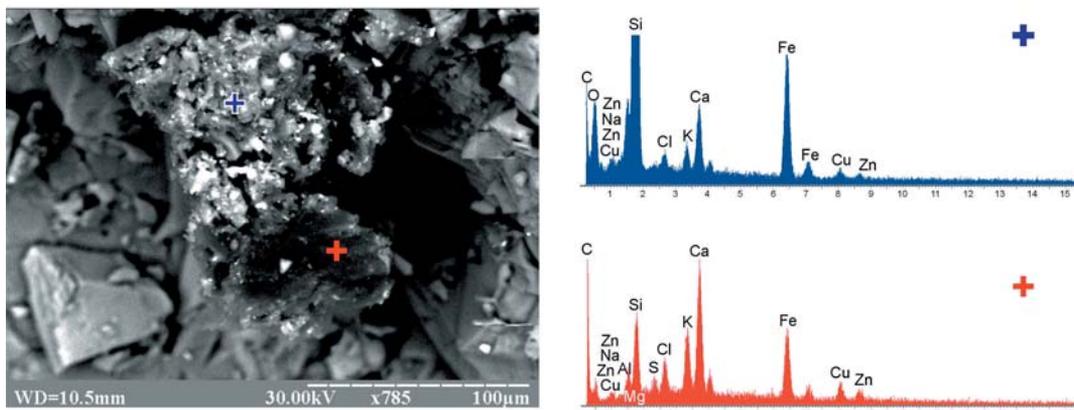


Рис. 5. Ассоциация самородного железа, цинкистой меди и твердых углеродистых фаз с цеолитами, дикситом и сильвином во внутрипоровых поликристаллических агрегатах. Белый Тигр, скв. 402, гл. 1500 м. РЭМ-106, лаборатория литологии ЧО УкрГГРИ, операторы И. М. Райский, И. И. Самойленко (по А. Е. Лукину)

ных контактов, несмотря на значительные (до 5,3 км) глубины скважин [19].

Геотермобарический режим интенсивно эксплуатируемой массивной нефтяной залежи в КФ является индикатором постоянного подтока высокоэнtimerпийных высоконапорных флюидов в пределах Центрального свода и Восточного погребенного блока. Об этом, в частности, свидетельствует стойкая величина давления насыщения газом и тенденции роста газового фактора нефти. При этом наблюдается цикличность восстановления содер-

жания метана в сопутствующем газе на Центральном и Северном сводах (рис. 6). В 1994 г. из-за некомпенсированного (нагнетанием воды) шестилетнего интенсивного отбора нефти уровень текущего пластового давления упал ниже давления насыщения. Тем не менее, обособления газовой фазы (в виде газовой “шапки”) не произошло. Эксплуатационные скважины продолжали работать в обычном упругом режиме, что можно объяснить только активным подтоком эндогенных флюидов, который следует рассматривать как про-

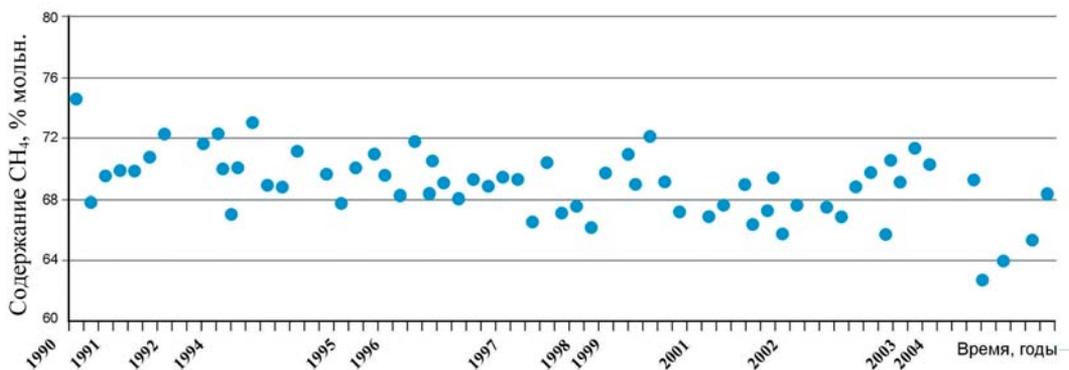


Рис. 6. Месторождение Белый Тигр. Вариации содержания метана в попутном газе во время разработки массивной нефтяной залежи в разуплотненном гранитном массиве (по В. В. Донцову)

явление глубинной метаново-водородной дегазации Земли [4].

Прямым подтверждением подтока эндогенных флюидов является характерное в целом для месторождения Белый Тигр (а также Дракона и, по-видимому, других бассейнов Кылулонг) явление глубинной гидрогеологической инверсии [12]. Выражается это в снижении с глубиной общей минерализации (с 20–25 до 1,5–1,0 г/л; минимальная минерализация (1,2 г/л) зафиксирована на глубине 4300 м) подземных вод миоценовых и олигоценых отложений, что сопровождается сменой их типа с хлоркальциевого на гидрокарбонатно-натриевый, снижением содержания брома и появлением повышенных концентраций бора [5, 19]. По-видимому, наиболее ярко эта инверсионная аномалия проявляется в кристаллических породах. К сожалению, их гидрогеология и гидрохимия мало изучены, поскольку основной объем разуплотненного гранитоидного массива занят массивной нефтяной залежью, водонефтяной контакт которой не вскрыт. Однако отрывочные данные (скв. 110 на Северном своде и др.) свидетельствуют о присутствии здесь маломинерализованных вод содового типа [5]. Изотопные показатели ($\delta^{18}\text{O}$, δD) по данным изучения трех проб воды и состав микроэлементов позволяют предположить, что глубинная инверсионная гидрогеохимическая аномалия в осадочном чехле – КФ Белого Тигра образовалась в результате вытеснения и разбавления минерализованных элизионных вод практически пресными (но с большим количеством примесей, включая В, Fe, Ni, Hg, Zn, Ва и др.) конденсатами водяного пара, образовавшегося в результате окисления водорода безводных суперглубинных флюидов в верхней мантии – литосфере.

Попытка объяснить формирование этого месторождения с позиции осадочно-миграционной теории, т. е. путем длительного (десяtkи миллионов лет) заполнения огромных сложных по своей морфологии резервуаров глобулями нефти, выносимыми элизионными водами, изначально обречена на неудачу. Согласно подсчетам

объемно-генетическим методом (с оценкой нефтегенерационного потенциала рассеянного органического вещества олигоценых отложений по данным пиролиза на приборе Rock-Eval), общее количество углеводородов (УВ), генерированных возможными нефтематеринскими толщами олигоцена, явно недостаточно для обеспечения имеющихся запасов в залежах КФ и нижнего олигоцена месторождения Белый Тигр. Расчетная величина исходного углеводородного потенциала материнских свит Чаку и Чатан ($P_{\text{исх.}} = 21,69$ и $33,27$ кг/т породы соответственно) и общий объем возможных нефтематеринских толщ олигоцена, равный 100 км^3 , практически исключают возможность аккумуляции свыше 0,5 млрд т нефти и не соответствуют потенциалу этого уникального месторождения.

Данные о составе газовой-жидких включений в породах КФ и результаты геохимического изучения различных генераций нафтидов, сопутствующих многофазному трещинообразованию в КФ, свидетельствуют о пространственно-временном совпадении процессов формирования коллекторов и заполнения их нефтью. При этом следует подчеркнуть временную несовместимость высоких темпов гипогенно-аллогенетического разуплотнения [11] и медленных (десяtkи миллионов лет) осадочно-миграционных процессов нефтегазонакопления. Вместе с тем, результаты стадийного анализа вторичных изменений в нефтеносных породах подтверждают сложный многофазный характер нафтидогенеза. Наиболее древние его генерации представлены черными сажистыми примазками по трещинам (рис. 4), количество которых возрастает с глубиной. При более детальном их изучении они оказались подобными инъекциям темноцветного полиморфного полиминерального вещества (ТППВ), развитого по трещинам естественного флюидоразрыва. Их широкое распространение отмечается [15] на глубинах свыше 4–5 км в окварцованных песчаниках, известняках и других прочных породах осадочного чехла и КФ в Днепровско-Донецкой, Прикаспийской впадинах и

других рифтогенных НГБ. Особенности минералогии и геохимии свидетельствуют о том, что они генетически связаны с внедрением суперглубинных флюидов [14]. Примазки ТППВ по трещинам флюидоразрыва в кристаллических породах месторождения Белый Тигр обладают полным соответствием изотопного состава серы ($\delta^{34}\text{S}=\pm 0,5\text{‰}$) метеоритно-троилитовому стандарту, изотопно тяжелым карбонатным углеродом ($\delta^{13}\text{C}_{\text{карб}} 12\div 14\text{‰}$). Водород “сажистого вещества” этой генерации ($\delta\text{D}=-40\div -45\text{‰}$) резко утяжелен по сравнению с нефтью ($\delta\text{D}=-120\div -145\text{‰}$). Для $\text{C}_{\text{орг}}$ ($-19\div -25\text{‰}$) эта разница проявилась не столь сильно, поскольку нефти КФ месторождения Белый Тигр отличаются от большинства месторождений обычных НГБ более тяжелым изотопным составом углерода ($\delta^{13}\text{C}=-24\div -26\text{‰}$) и близки в этом

отношении конденсатам глубокозалегающих (4–6 км) комплексов ДДВ [15].

Более поздние по сравнению с инъекциями ТППВ генерации нафтидов, представленные примазками асфальтов и мальт по трещинам, кавернам и брекчиям дробления. По изотопно-геохимическим особенностям они близки к обычной нефти. Наиболее примечательной изотопно-геохимической особенностью последней является широкий диапазон значений δD ($-120\div -145\text{‰}$). Знаменательно, что на диаграмме $\delta^{13}\text{C}-\delta\text{D}$ фигуративные точки группируются в поля, соответствующие различным тектоно-геодинамическим типам бассейнов [15]. Изученные пробы нефти залежи КФ Белого Тигра тяготеют к границе полей рифтогенных и субдукционных НГБ (рис. 7).

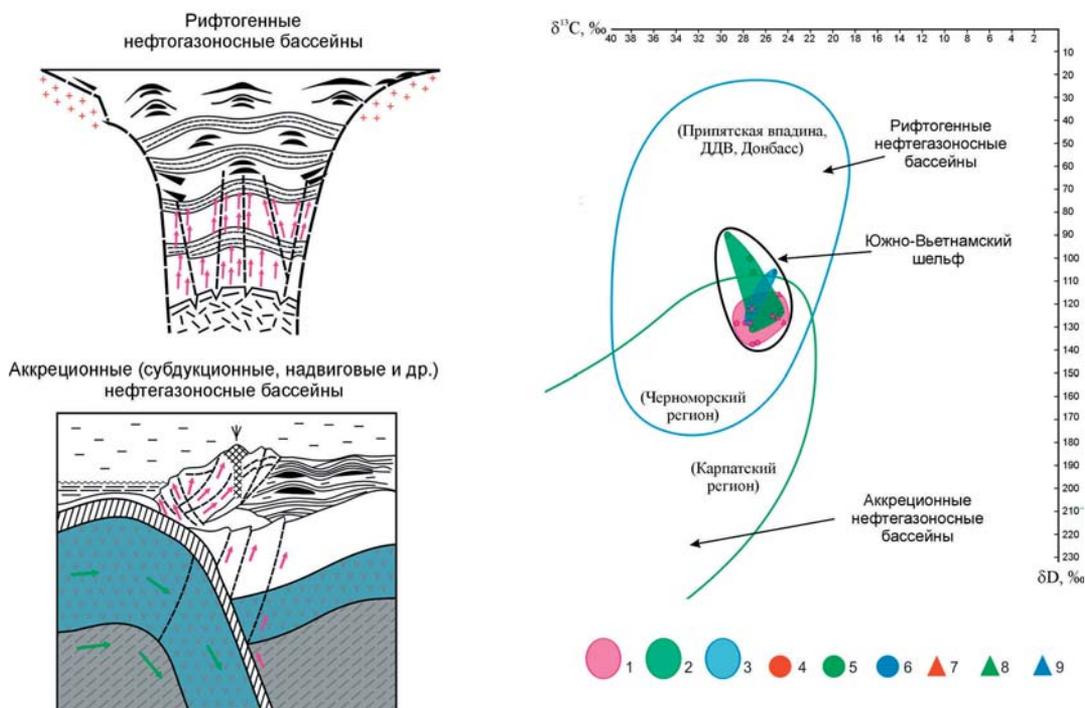


Рис. 7. Поле нефтей месторождений Южно-Вьетнамского шельфа на диаграмме “ $\delta^{13}\text{C} - \delta\text{D}$ ” двух основных групп нефтегазовых бассейнов Мира (по А. Е. Лукину)

Поля нефтей: 1 – в породах кристаллического фундамента (Южно-Вьетнамский шельф, ДДВ); 2 – олигоценовых отложениях Южно-Вьетнамского шельфа; 3 – миоценовых отложениях Южно-Вьетнамского шельфа. Фигуративные точки: Белый Тигр: 4 – фундамент, 5 – олигоцен, 6 – миоцен; Дракон: 7 – фундамент, 8 – олигоцен, 9 – миоцен

Кроме нефти, породы КФ содержат большое количество сорбированных легких УВ, а также УВ, содержащихся в составе “капсулированных” газовой-жидких включений, в составе которых установлены повышенные содержания свободного водорода. Усредненные содержания H_2 и CH_4 в газовой-жидких включениях в метасоматически преобразованных гранитах Центрального свода месторождения Белый Тигр в интервале глубин 3050–4000 м соответственно составляют 10,24 и 24,10, а на глубине свыше 4000 м – 12,5 и 24,55 $см^3/кг$ породы.

Наряду с метаном и его гомологами, установлено присутствие примесей непредельных углеводородов – этилена и пропилена. В целом указанный состав свидетельствует о неравновесном характере газовой фазы включений, захваченной в процессе взаимодействия глубинных флюидов с гранитоидным субстратом.

Сейсмическая характеристика штокообразного массива – резервуара возможно “бездонной” массивной нефтяной залежи Белого Тигра (субвертикальная зона потери корреляции на временных разрезах) неотличима от соляных и глиняных диапиров (рис. 8). Признаками диапиризма характеризуется и его взаимоотношение с перекрывающими олигоценовыми и миоценовыми отложениями (не просто пассивное облекание, а частичное протыкание и характерные деформации прифундаментных слоев). Разумеется, тектоническую активность этого штокообразного массива ни в коей мере нельзя рассматривать как интрузивный гранитоидный диапиризм, учитывая допозднемиоценовый возраст фундамента Меконгской впадины. В частности, в монографии [1] приведено 15 изотопных датировок (К-Аг метод по монофракциям биотита) различных пород (биотитовые и лейкократовые граниты, гранодиориты, а также диориты) гранитоидного массива-батолита, находящегося в основании месторождения Белый Тигр. Основная часть этих датировок соответствует юре – раннему мелу (195±90 млн лет). Отмечены так-

же единичные более древние датировки, соответствующие позднему – среднему триасу (216±10 и 238±7 млн лет) и даже раннему карбону (326±10 млн лет). Наряду со сложной блоковой тектоникой южновьетнамского шельфа в целом, Меконгской впадины (бассейна Кыулонг) и отдельных месторождений (в частности, наличие Северного, Центрального и Южного блоков на Белом Тигре) и ярко выраженным аккреционным характером строения [1], это свидетельствует о длительной многоэтапной истории формирования КФ. Наиболее поздние датировки лейкогранитов и лейкодiorитов с признаками интенсивного калиевого метасоматоза соответствуют рубежу раннего и позднего мела. Однако нефтеносным коллекторам месторождения Белый Тигр, а также Дракон и др., субстратом которых являются мезозойские (возможно частично и верхнепалеозойские) кристаллические породы, присущи признаки гораздо более молодого углеводородного (сажистые примазки по трещинам и зонам дробления) и гидротермального (пропилиты, аргиллизиты) метасоматоза. Необходимо отметить, что в более “стертой” форме они проявляются и в песчаных коллекторах олигоцена и миоцена. В них, в частности, также отмечены и признаки внедрения как суперглубинных безводных флюидов (самородно-металлические частицы, примазки ТППВ), так и гидротермальных метасоматических изменений (цеолитизация и т. п.).

Таким образом, формирование коллекторов в КФ здесь связано с молодыми постмиоценовыми процессами. Это согласуется и с признаками деформации и даже протыкания олигоценовых отложений “гранитоидным диапиром” на Белом Тигре. Для инициирования такого диапира в КФ необходимы гораздо более интенсивные процессы активизации, чем при соляном и глиняном диапиризме. Впрочем, речь идет о существенно ином характере процессов, поскольку в данном случае штокообразный массив интенсивно разуплотненных кристаллических по-

род является одновременно резервуаром углеводородов. По поводу его природы, равно как и происхождения приуроченной к нему уникальной нефтяной залежи, нет единого мнения.

Согласно работе [1] к факторам, определяющим коллекторские свойства пород КФ на месторождении Белый Тигр и других Зондского шельфа, относятся: автometасоматоз, контракционная усадка, тектоническая трещиноватость, постагматические процессы, тектоно-кессонный эффект и гипергенные процессы. Совокупность указанных факторов, перечисленных во временной последовательности, отвечает длительному этапу. Его начало связано с застыванием гранитных интрузий (автometасоматоз, контракционная усадка), а завершение (тектоно-кессонный эффект, образование коры выветривания) – с “выходом гранитоидов на дневную поверхность на границе мезозоя и кайнозоя” [1, с. 211]. Таким образом, согласно этим представлениям, формирование коллекторов в КФ и, в частности, массивного резервуара основной залежи месторождения Белый Тигр – это многофакторный, весьма длительный (50–100 млн лет) преимущественно древний процесс, который завершился на рубеже мела и палеогена. Однако невозможно оценить вклад древних факторов в формирование современных продуктивных коллекторов, о недавнем (постмиоценовом) формировании которых свидетельствует ряд независимых данных: а) общность минеральных индикаторов вторичных коллекторов в фундаменте и осадочном чехле (цеолиты, триклинный каолинит и диккит, гидрослюда и др.); б) изотопные датировки (Ag-Ag метод по монофракциям гидрослюда, Pb-U метод по твердым битумам); в) разнообразные промыслово-геологические показатели

зозоя и кайнозоя” [1, с. 211]. Таким образом, согласно этим представлениям, формирование коллекторов в КФ и, в частности, массивного резервуара основной залежи месторождения Белый Тигр – это многофакторный, весьма длительный (50–100 млн лет) преимущественно древний процесс, который завершился на рубеже мела и палеогена. Однако невозможно оценить вклад древних факторов в формирование современных продуктивных коллекторов, о недавнем (постмиоценовом) формировании которых свидетельствует ряд независимых данных: а) общность минеральных индикаторов вторичных коллекторов в фундаменте и осадочном чехле (цеолиты, триклинный каолинит и диккит, гидрослюда и др.); б) изотопные датировки (Ag-Ag метод по монофракциям гидрослюда, Pb-U метод по твердым битумам); в) разнообразные промыслово-геологические показатели

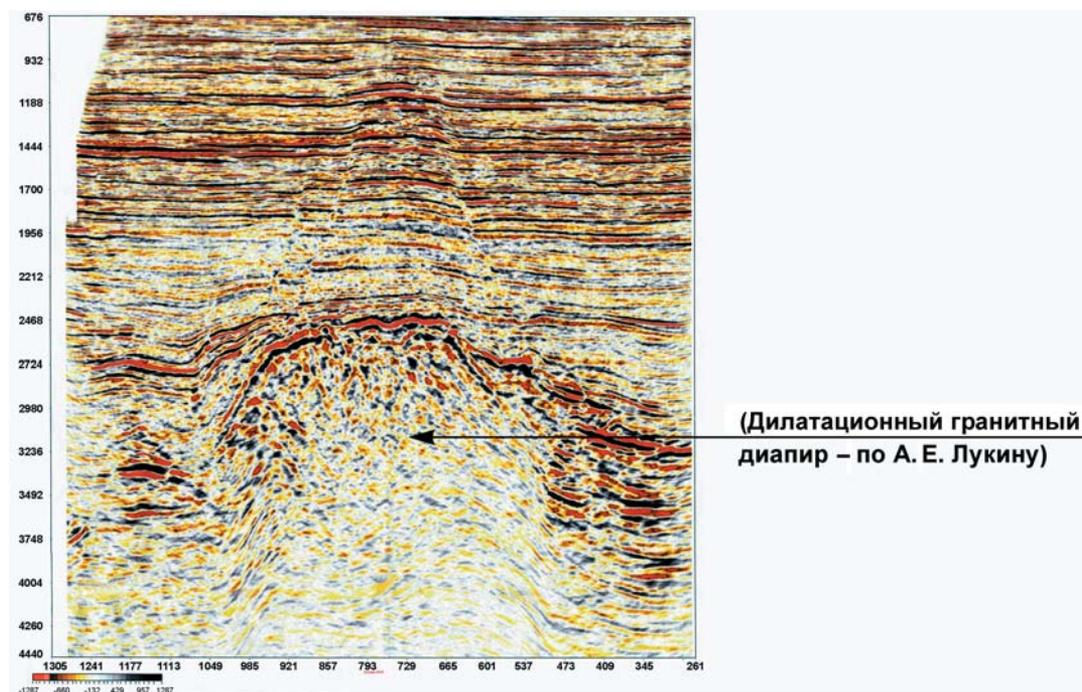


Рис. 8. Нефтяное месторождение Белый Тигр (Вьетнамский шельф Южно-Китайского моря). Характер разуплотнения пород кристаллического фундамента Центрального свода и его соотношения с другими сейсмofациями кристаллического фундамента и осадочного чехла

недавнего формирования и современного пополнения массивной залежи в КФ.

Возникновение столь интенсивно разуплотненного и обладающего признаками диапира (протрузии) нефтеносного столбообразного резервуара в гранитном батолите (Белый Тигр) возможно лишь при сочетании сейсмогенного адиабатического трещинообразования [20] и глубокой метасоматической переработки кристаллических пород как безводными глубинными флюидами (углеводородный метасоматоз), так и их дериватами (пневматолитовый и гидротермальный метасоматоз). Этот поток канализировался зонами интенсивной трещиноватости, связанной с системой разломов, которые четко проявляются в КФ и частично прослеживаются в осадочном чехле вплоть до голоцена (см. рис. 2). Они “стягивают” на себя восходящие флюидные потоки, определяя интенсивность метасоматической переработки исходного разнообразного по петрохимии (в диапазоне от лейкократовых гранитов до диоритов и габбро, а также монзонитов) и петрографии кристаллического субстрата, контролируя, таким образом, как трещинную проницаемость и анизотропию массивного резервуара в КФ (распределение скважин с различными дебитами нефти), так и емкостно-фильтрационные свойства кавернозно-вторичнопоровых коллекторов-метасоматитов.

Изложенное позволяет связывать месторождения Белый Тигр, Дракон и другие месторождения южновьетнамского шельфа с каналами поступления глубинной энергии и вещества. С разных точек зрения их можно рассматривать и как трубы глубинной дегазации Земли, и как каналы-проводники сейсмической энергии и восходящих флюидов.

Естественно, возникает вопрос о том, где находятся корни этих труб (каналов), на каких глубинах и каким образом возникают очаги этих флюидов. С такой точки зрения особый интерес представляют данные о зараженности пород-коллекторов частицами самородных металлов

(интерметаллидов, природных сплавов), а также карбидов и силицидов. Это явление установлено на различных месторождениях [17, 18]. Однако наиболее интенсивно оно проявилось в разуплотненных кристаллических породах – коллекторах массивной нефтяной залежи Белого Тигра [21]. Содержание некоторых самородных металлов (Fe, Cu, Zn, Pb, Sn и др.) в отдельных пробах столь велико (0,5–3 %), что их присутствие фиксируется по данным рентгеноструктурного анализа. Их нано- и микро-, реже мезочастицы отмечены практически во всех изученных (сканирующая электронная микроскопия с рентгеноспектральным зондированием) образцах. К характерным особенностям этих частиц относится размерное, морфологическое и геохимическое разнообразие в сочетании с взрывным характером распыления в породах, о чем свидетельствуют: повсеместность их распространения, особенности морфологии и широкий диапазон размеров частиц, сочетание химически относительно чистых самородных металлов с широкими вариациями элементов-примесей, присутствие разнообразных интерметаллидов и природных сплавов со структурами распада твердых растворов [17, 18].

Повсеместным распространением пользуется самородное железо с различными примесями (Ni, Cr, PЗЭ, С и др.) и цинкистая медь (природная латунь), часто встречаются никель, хром, серебро, свинец, цинк, олово. Отмечено присутствие самородного алюминия, вольфрама, а также единичные находки таких минералогических раритетов, как самородный титан (рис. 9), индий, природный сплав серебра и кадмия [21]. Широко распространены твердые растворы различных металлов (Fe, Ni, Ti, Cr, Cu, Zn и др.) в цеолитах (рис. 10).

Таким образом, в самородно-металлической ассоциации парадоксально сочетаются сидерофильные (Fe, Cr, Ni, Ti), халькофильные (Cu, Zn, Pb, Ag, Cd и др.) и литофильные (PЗЭ, W, Al и др.) элементы. Терминальный характер самородно-

металлической ассоциации в нефтеносных коллекторах-метасоматитах, обилие этих частиц в “сажистых” примазках по трещинам флюидоразрыва свидетельствуют о более глубокой генетической связи самородных металлов с нафтидами, что подтверждается данными изучения микроэлементного состава нефтей. По данным нейтронно-активационного анализа (на ядерном реакторе Института ядерных исследований в г. Ханой проанализировано 26 проб нефтей, отобранных из 26 эксплуатационных скважин, пробуренных в пределах месторождения Белый Тигр) в них установлено присутствие свыше 40 элементов, включая повышенные, а в некоторых пробах аномально высокие содержания никеля, хрома, железа, титана, меди, цинка, молибдена, индия, серебра, свинца, лантана, цезия. В этом перечне присутствуют все те элементы, которые отмечены в составе самородно-металлических частиц. Показательно, что в составе последних не установлено ванадия, тогда как выявлены твердые растворы железа – никеля, железа – хрома, никеля и частиц самородного никеля. Это хорошо коррелируется с резким преобладанием в нефтях Белого Тигра никеля над ванадием (значения отношения V/Ni варьируют от 0 до 0,24) и его хотя и изменчивым, но в целом повышенным (до 0,58 г/т) содержанием.

Следует учесть, что по данным современных исследований металлоносность нефтей связана не только с различными элементоорганическими соединениями, но и с другими формами, включая наночастицы и кластеры. Как известно, высокие содержания никеля в мантийных магмах обоснованно рассматриваются как однозначное свидетельство миграции вещества из земного ядра [24]. Применительно к рассматриваемой нами проблеме присутствие самородного никеля и его твердых растворов с железом и хромом, повышенные его концентрации в нефтях также могут рассматриваться как участие в нафтидогенезе суперглубинных флюидов. В целом же наиболее вероятным источником указанных парадоксальных геохимических ассоциаций является слой D'' [17]. Основная часть металлических наночастиц и кластеров в породах и нефтях образовалась непосредственно из безводных сверхсжатых высокоэнтальпийных поликомпонентных (H, C, S, N, а также Fe и другие металлы) флюидов в результате процессов кавитации (во время вскипания флюида – в частности, именно так образуются частицы химически чистого железа и других металлов) и сублимации (из газа непосредственно в коллекторе – возникновение волокнистых, лучистых, игольчатых, дендритоподобных агрегатов, а так-

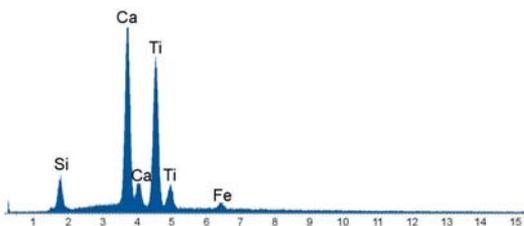
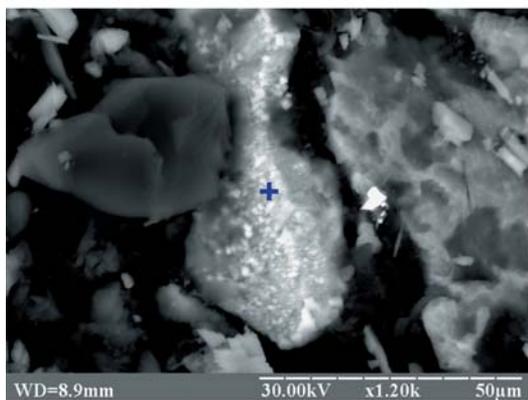


Рис. 9. Вкрапленность кубических кристаллов самородного титана в Са-цеолитовой матрице. Белый Тигр, скв. 110, гл. 4340,3 м

же пленок на разных минералах). Более крупные частицы, нередко с признаками твердофазного и эвтектического распа-

да [17, 18], представляют собой “брызги” расплава, возникающие при взрыве “газовых пузырей” на границе “мантия – ядро”

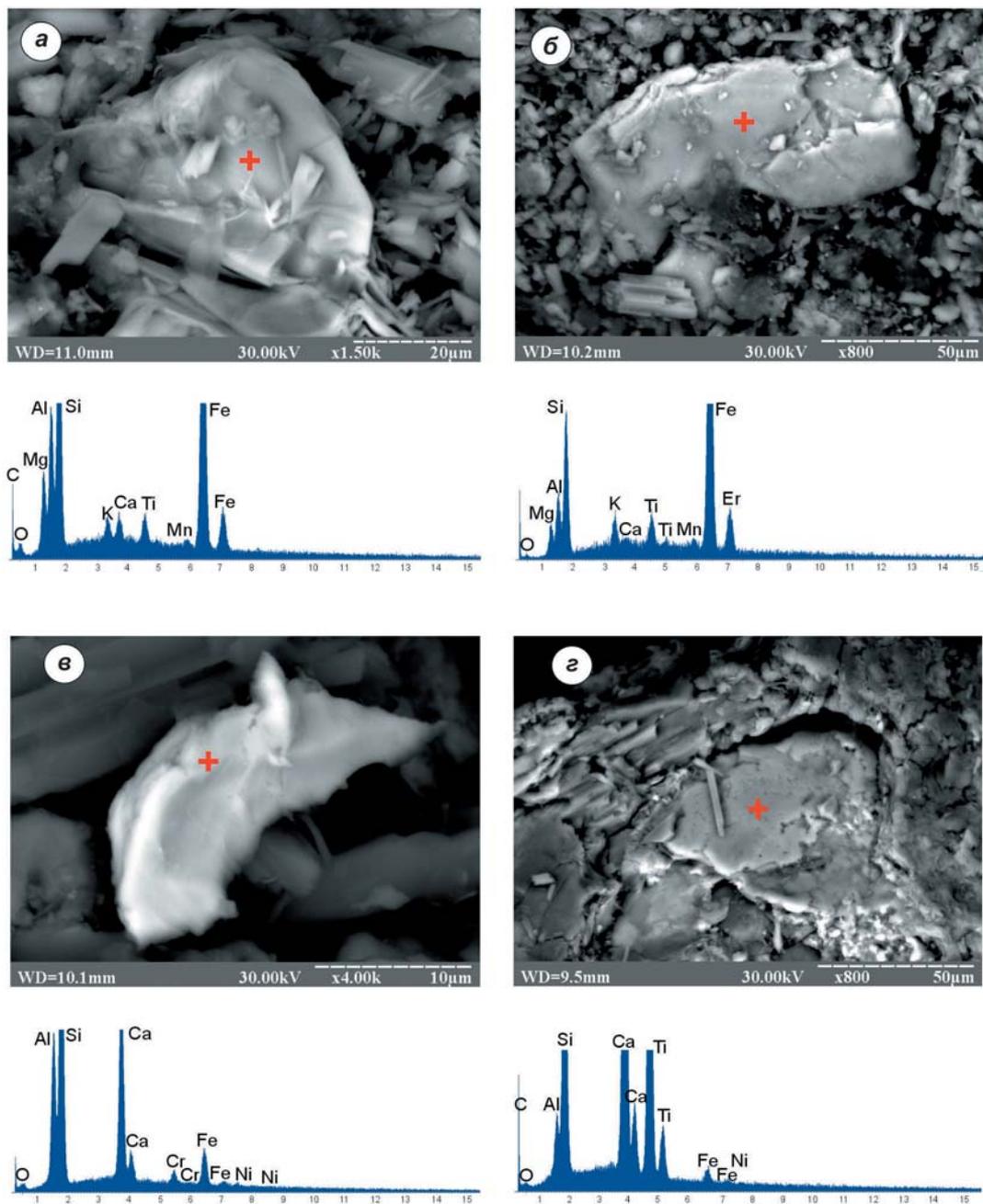


Рис. 10. Твердые растворы различных металлов в цеолитах. Белый Тигр, скв. 110, гл. 4340,3 м
a – железо с примесями Ti и Mn; *б* – железо с примесями Ti, Mn и Er; *в* – железо с примесями Ni и Cr; *з* – титан с примесями Fe и Ni

и захваченные восходящими флюидными потоками. Таким образом, на основании сугубо эмпирических данных подтверждается правомерность представлений о (супер)плюмах как “гигантских отщеплениях вещества от внешнего (жидкого) ядра Земли, достигающих земной поверхности” [6, с. 779], осуществляющих трансмиссию энергии и вещества ядра – нижней мантии во внешние геосферы Земли (вплоть до выхода в гидросферу и атмосферу в областях активного вулканизма и рифтогенеза). Таким образом, становится понятной природа энергетических и геохимических аномалий, представленных уникальными рудными (Бушвельд, Норильское – Талнах, Сэдбери, Сухой Лог, Мурунтау, Альмадел, Удокан и др.) и углеводородными месторождениями. В частности, получает приемлемое объяснение феномен Белого Тигра, в котором интенсивное нефтенакпление сочетается с мощным разуплотнением КФ (с формированием нефтенасыщенного штоко-диапира). Это имеет особое значение для понимания основных закономерностей эндогенного рудообразования и нефтегазонакопления.

Упомянувшиеся инъекции пригожинитов по трещинам флюидоразрыва в кристаллических породах и присутствие частиц природных сплавов со структурами распада твердых растворов свидетельствуют о чрезвычайно кратковременных колоссальных (порядка 2000–3000 °С) сбросах температур. Это возможно лишь при достаточно быстром (свыше 1 км/с) подъеме флюида (сверхсжатого поликомпонентного, на С-Н-S основе, газа, нагруженного самородно-металлическими частицами и кластерами) от поверхности ядра – подошвы мантии к верхним слоям литосферы [17, 18]. Таким образом, еще раз следует подчеркнуть, что находит подтверждение предложенная В. В. Кузнецовым [7] глубокая аналогия между плюмом (мантийной струей, пронизывающей мантию от границы ядра до поверхности Земли) и тороидальным вихрем. Приведенные им соответствующие расчеты свидетельствуют об очень больших скоростях

движения плюма, “ограниченных сверху величиной скорости звука (~10 км/с)” [7, с. 82]. Тороидально-вихревая природа и высокие скорости восходящего движения обеспечены “огромным энергетическим потенциалом отделяющегося газового плюма ($P_{\text{пл}} > 1300$ кбар, $T > 4000$ °С), “прожигающего” мантию и достигающего верхних горизонтов литосферы” [9, с. 291]. Такие нестационарные сверхглубинно-флюидные процессы должны многообразно проявляться в скоростной структуре мантии. Здесь следует напомнить, что, хотя само понятие мантийной струи (mantle plume) или плюма появилось в 60–70-х годах прошлого века (работы Дж. Вильсона и В. Моргана), реальность существования плюма как флюидодинамического явления и геодинамического фактора получила подтверждение лишь благодаря новейшим сейсмотомографическим исследованиям. Однако и сейчас, наряду с широким признанием идей плюм-тектоники [22, 28], существует мнение о том, что это – артефакт, обусловленный сейсмическими шумами [29]. Поэтому столь важно подтверждение реальности существования плюмов и связанных с ними труб дегазации (ТД) первого порядка независимыми друг от друга эмпирическими данными. Возможность такого независимого подтверждения участия мантийной струи в формировании уникального нефтяного месторождения Белый Тигр появилась благодаря изображениям скоростного строения мантии Юго-Восточной Азии, включая нефтегазоносный южновьетнамский шельф Южно-Китайского моря, полученным методом сейсмической томографии [26]. Такие нестационарные сверхглубинно-флюидные процессы должны многообразно проявляться в скоростной структуре мантии. Связанная с высокой скоростью восходящего движения плюма адиабатичность флюидного процесса (доказательство – формирование пригожинитов и возникновение гигантской нефтяной залежи в разуплотненных кристаллических породах) свидетельствует о теоретической возможности его отраже-

ния на мантийных скоростных колонках. Эксплозивная природа возникновения газового плюма позволяет ожидать, что его прохождение сквозь мантию будет сопровождаться зонами сжатия и растяжения. В скоростной характеристике мантии эти зоны должны проявляться как субвертикальные области последовательностей высоко- и низкоскоростных аномалий – последствия флюидного процесса в неоднородной скоростной среде (так называемые мантийные скоростные колонки). Следовательно, по данным сейсмотомографии можно рассматривать последствия прошедшего флюидного процесса в скоростной среде, что показано в работе [26]. В сочетании с явлением зараженности пород в пределах ТД частицами самородных металлов, сплавов, а также карбидов и силицидов, с учетом современных данных петрологии и геохимии (включая изотопно-геохимические показатели) это убедительно свидетельствует об участии в процессах глубинной дегазации Земли (ГДЗ) суперглубинных флюидов и подтверждает связь плюмов с “нижней астеносферой” (в понимании В. Е. Хаина), включающей слой D” и внешнее ядро.

Нефтегазоносность Воронежского массива и Украинского щита

На северном плече ДДА в 1986–1998 гг. впервые для Восточно-Европейской платформы была открыта группа нефтяных и газоконденсатных месторождений (Хухринское, Юльевское, Гашиновское, Евгеньевское и др.) с залежами в петрографически разнообразных кристаллических породах. Фактически речь идет о крупной зоне нефтегазонакопления, приуроченной к сочленению Воронежского массива с ДДВ и Донбассом (восточный сегмент северного борта ДДВ – северные окраины Донбасса). Вопреки широко распространенным представлениям о связи коллекторов с корой выветривания, результаты их комплексного изучения и несомненная общность природы коллекторов этих месторождений с гигантской массивной нефтяной залежью Белого Ти-

гра свидетельствуют об их гипогенно-метасоматической природе, обусловленной неравномерной переработкой глубинными флюидами разнообразных магматических и метаморфических пород (граниты, гнейсы, амфиболиты, гнейсы, кварциты и др.). Закономерная связь коллекторов-метасоматитов с зонами разновозрастных геодинамических напряжений и повышенной степени тектонической дезинтеграции выражена здесь гораздо ярче, чем в осадочном чехле. Особенно наглядно их тектонофизические различия проявляются при сравнительном изучении коллекторов-метасоматитов в верхней части фундамента и базальных слоях, залегающих непосредственно на нем нижекаменноугольных песчаников (Васищево, Безлюдовка и др.). Однако при существенных различиях в интенсивности “стягивания” тектонических напряжений кристаллическими и осадочными породами, а также в строении фильтрационно-емкостного пространства, несомненно, единство метасоматической природы коллекторов. Исходный состав гранитов и других кристаллических пород, подобно тому, как это происходит и при метасоматозе осадочных пород, существенно трансформируется и усложняется, приобретая черты пригожинитов (обилие минералов, термодинамическая и генетическая несовместимость многих из них) [16]. Здесь установлены те же минеральные индикаторы кислой (каолининовые агрегаты во вторичных порах-кавернах и другие признаки кислотного выщелачивания) и щелочной (альбитизация, Na-, Са-цеолитизация и др.) стадий гидротермального метасоматоза, неоднократное чередование которых приводит к интенсивному, хотя и весьма неравномерному разуплотнению. Наряду с гидротермальной метасоматической минерализацией, здесь установлена практически та же, но еще более морфологически и химически разнообразная ассоциация самородно-металлических частиц [17, 21].

В свете современных данных о строении литосферы Украинского щита и, в частно-

сти, о наличии здесь мощных зон разуплотнения в широком диапазоне глубин (рис. 11) особый интерес приобретают установленные газопроявления на недавно открытом крупном урановом месторождении в пределах Новокозантиновского рудного поля. По данным А. Т. Юзленко и др. (2009 г.), это поле, приуроченное к одноименной зоне разломов, простирается на 25 км в субмеридиональном направлении в осевой части Новоукраинского гранитоидного массива и подчиняется его внутреннему неоднородному квазислоистому строению. Последнее обусловлено чередованием трахитоидных и гнейсовидных гранитов, диоритов, граносиенитов, ориентировка плоскопараллельных текстур которых совпадает с таковыми в ксенолитах гнейсов. Указанное строение осложняется и подчеркивается бластомилитовыми и катаклазитовыми зонами. Это зоны регрессивного метаморфизма (фашия зеленых сланцев), с которыми связаны тела

ураноносных натриевых метасоматитов сложного полиминерального состава (альбит, эгирин, сфен, хлорапатит, подолит, монацит и другие редкоземельные фосфаты, циркон, барит, ильменит, ортит, магнетит, гематит и др., а также хлорит, каолинит и аморфные дисперсные фазы) (рис. 12). Главные минералы неравномерно распределенной первичной урановой минерализации – браннерит, настуран, коффинит. Для рудных метасоматитов-альбититов Новокозантиновской зоны, субстратом которых являются новоукраинские граниты (изотопная датировка калий-аргоновым методом 2000 ± 50 млн лет, а на основе урансвинцовых изотопных исследований урановых минералов – 2014 млн лет), установлен изохронный возраст 1835 ± 25 млн лет (по ураниниту, сфену, малакону и циртолиту) [3]. Таким образом, наложенные гипогенные процессы формирования рудоносных метасоматитов, хотя и моложе по крайней

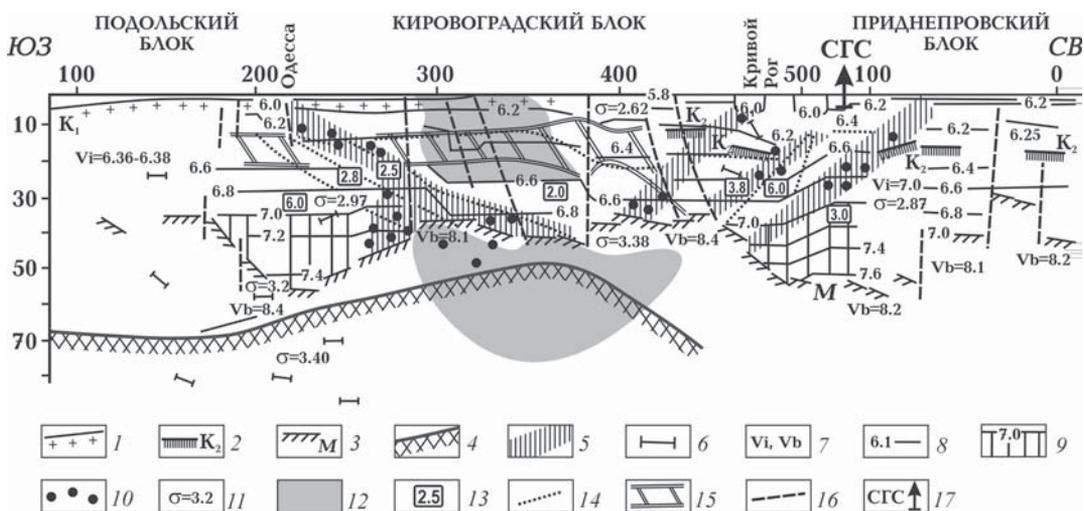


Рис. 11. Строение литосферы центральной части Украинского щита (геотраверс VIII, комплексная геофизическая модель) (по работе [2], с изменениями):

1 – поверхность кристаллического субстрата; 2 – поверхность древнего протофундамента (?); 3 – граница М; 4 – протоастеносфера (?); 5 – сейсмические неоднородности, пологие нарушенные зоны в земной коре; в – отражающие площадки в земной коре; 7 – пластовые и граничные скорости сейсмических волн, км/с; 8 – изоскорости, км/с; 9 – комплекс в низах коры со скоростью волн 7 км/с и более (“базальт”); 10 – точки дифракции; 11 – плотность, г/см³; 12 – разуплотненные зоны; 13 – эффективная намагниченность, А/м; 14 – границы блоков с разной намагниченностью; 15 – зона повышенной электрической проводимости; 16 – разломы; 17 – Криворожская сверхглубокая скважина

мере на 200 млн лет, чем субстрат, представляют собой дорифейские образования. Наряду с этим, в пределах Новокопстантиновского рудного поля установлены проявления недавних (и современных) гипогенно-аллогенетических процессов.

В процессе проведения горных работ здесь неоднократно фиксировались газопроявления, визуально (в виде “тумана”) наблюдался газоконденсат с характерным запахом. Газопроявления сопровождалось самовозгоранием метана. В частности, при проходке опережающей технической горизонтальной скважины, бурившейся с целью оценки водоносности разломной зоны тектонического дробления, был зафиксирован приток минерализованной воды (дебитом 1,8 м³/час).

При этом, наряду с водой, наблюдалось струйное выделение горючего газа. Отобранные пробы, хотя и были сильно контаминированы воздухом вследствие технических сложностей отбора, содержали до 10 % метана. Разумеется, для того, чтобы судить о составе газа и источнике УВ, необходимы дальнейшие более достоверные и представительные исследования. Однако уже сейчас можно предположить его глубинный генезис. Косвенным подтверждением этого является присутствие в рудоносных метасоматитах частиц самородных металлов (Pb, Sn, Zn, Cu, Fe, Ni), их природных сплавов и интерметаллидов (рис. 13). Особого внимания заслуживает присутствие латуни, которая является типоморфным минералом вторичных кол-

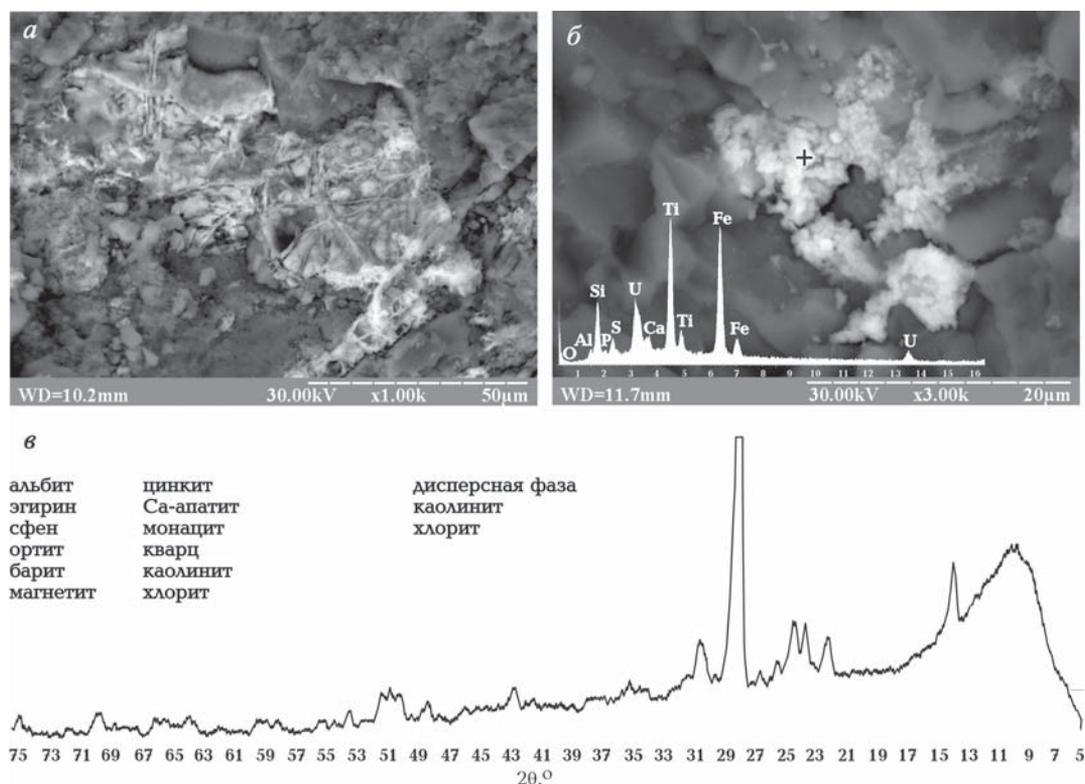


Рис. 12. Структура (а), характер урановой минерализации (б) и типичная дифрактограмма (в) ураноносных Na-метасоматитов Новокопстантиновской рудной зоны (а, б – электронный микроскоп РЭМ-106 с рентгеноспектральным анализатором, ЧО УкрГГРИ; в – ДРОН-3. Cu-антикатод, Ni-фильтр, ЧО УкрГГРИ) (по А. Е. Лукину)

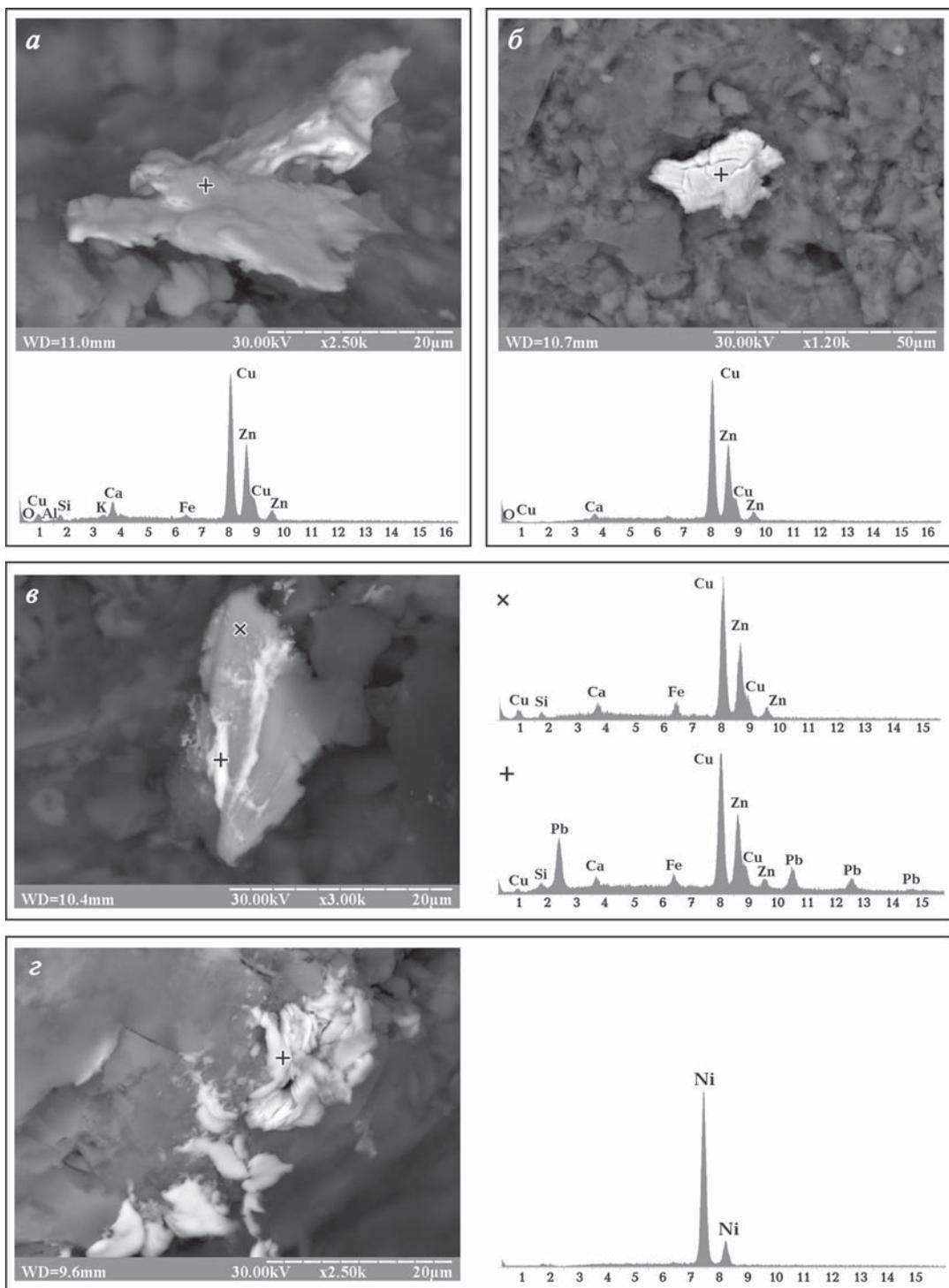


Рис. 13. Самородные металлы в докембрийских ураноносных Na-метасоматитах Ново-константиновского рудного поля: *а* – агрегат частиц латуни; *б* – латунь с микротрещинками охлаждения; *в* – агрегат латуни и самородного цинка; *з* – самородный никель (по А. Е. Лукину)

лекторов-метасоматитов на Белом Тигре, Юльевке и других месторождениях [17]. Наличие в рудоносных метасоматитах Новоконстантиновского рудного поля самородно-металлических частиц, включая оксифильные металлы, свидетельствует о восходящих потоках суперглубинных высокоэнтальпийных сухих водородно-метановых флюидов.

Работы по дистанционному оконтуриванию рудных тел на основе географического комплекса “Поиск” (Севастопольский национальный университет ядерной энергии, Севастополь, 2008) позволили установить под рудными телами на глубинах 2300–2550 м аномалии, предположительно связанные с крупными газовыми и газоконденсатными скоплениями. Хотя сущность самой методики севастопольских исследователей (специалистов по ядерной физике и приборостроению) автору неизвестна, заслуживают внимания их данные о значительных объемах подрудных газоконденсатных скоплений (площадь ~1,56 км²; продуктивный интервал ~250 м). Особый же интерес представляет их заключение о высоких (около 500 атм) пластовых давлениях. По рекомендации автора в сентябре 2009 г. на соответствующем участке Новоконстантиновской рудной зоны были проведены наземные геоэлектрические исследования, методика и результаты которых изложены в статье [8]. Они подтвердили наличие аномалий типа “залежь УВ”. Что касается моделей залежей в разрезе геоэлектрической аномалийной зоны, то они относятся, по-видимому, к ореолу вторжения высоконапорных флюидов по зонам катаклаза и повышенной трещиноватости. Здесь следует отметить, что сами рудоносные метасоматиты обладают неравномерно распределенной матричной вторичной пористостью, кавернозностью и трещиноватостью (рис. 14). Поэтому, наряду с тонкими пластовыми залежами, здесь могут быть совсем другие формы скоплений (штокверковые, неравномерно-гнездообразные и т. п.). Основные же скопления УВ, по-видимому, находятся

глубже. Более того, учитывая данные глубинного сейсмического (ГСЗ) [27] и магнитотеллурического [10] зондирования (МТЗ), а также зараженность метасоматитов самородно-металлическими частицами и другие показатели восходящей миграции (супер)глубинных флюидов, можно предположить, что и результаты дистанционных исследований (севастопольские специалисты), хотя они и оказались гораздо интереснее и перспективнее, чем данные геоэлектрических методов (С. П. Левашов и др.), тоже относятся к ореолу вторжения расположенных над более глубокими (3–5 км и глубже) и гораздо более крупными УВ скоплениями, формирующимися вследствие недавних и современных процессов взаимодействия восходящих (супер)глубинных флюидов и пород.

По-видимому, в пределах других кратонов, молодых платформ и орогенов каждый из приуроченных к ним НКМ характеризуется специфическими особенностями разломно-блокового строения и своим особым квазислоисто-зональным стилем. В частности, НКМ системы Вичита (Пэнхендл и др.), судя по интенсивному дроблению КФ с образованием мощных толщ аркозов, дисперсных “аркозовых глин”, проявлениям риолитового вулканизма, характеризуется ведущей ролью взбросов и надвигов в формировании блоков, зачастую имеющих характер пластин. Велика роль таких же нарушений в Южном Мангышлаке (Оймаша) [23].

По интенсивности дезинтеграции КФ резко выделяется зона нефтегазонакопления в палеозойско-мезозойском НКМ Зондской плиты в пределах южновьетнамского сектора шельфа Южно-Китайского моря. Взаимодействие рифтогенеза и субдукции обусловило не только [2] специфически аккреционное строение КФ в виде ромбовидных блоков, но и, что еще более важно, необычайно интенсивное дробление гранитов с формированием интенсивно разуплотненных субвертикальных столбовообразных тел – дилатансионных штоков с некоторыми проявлениями диапиризма.

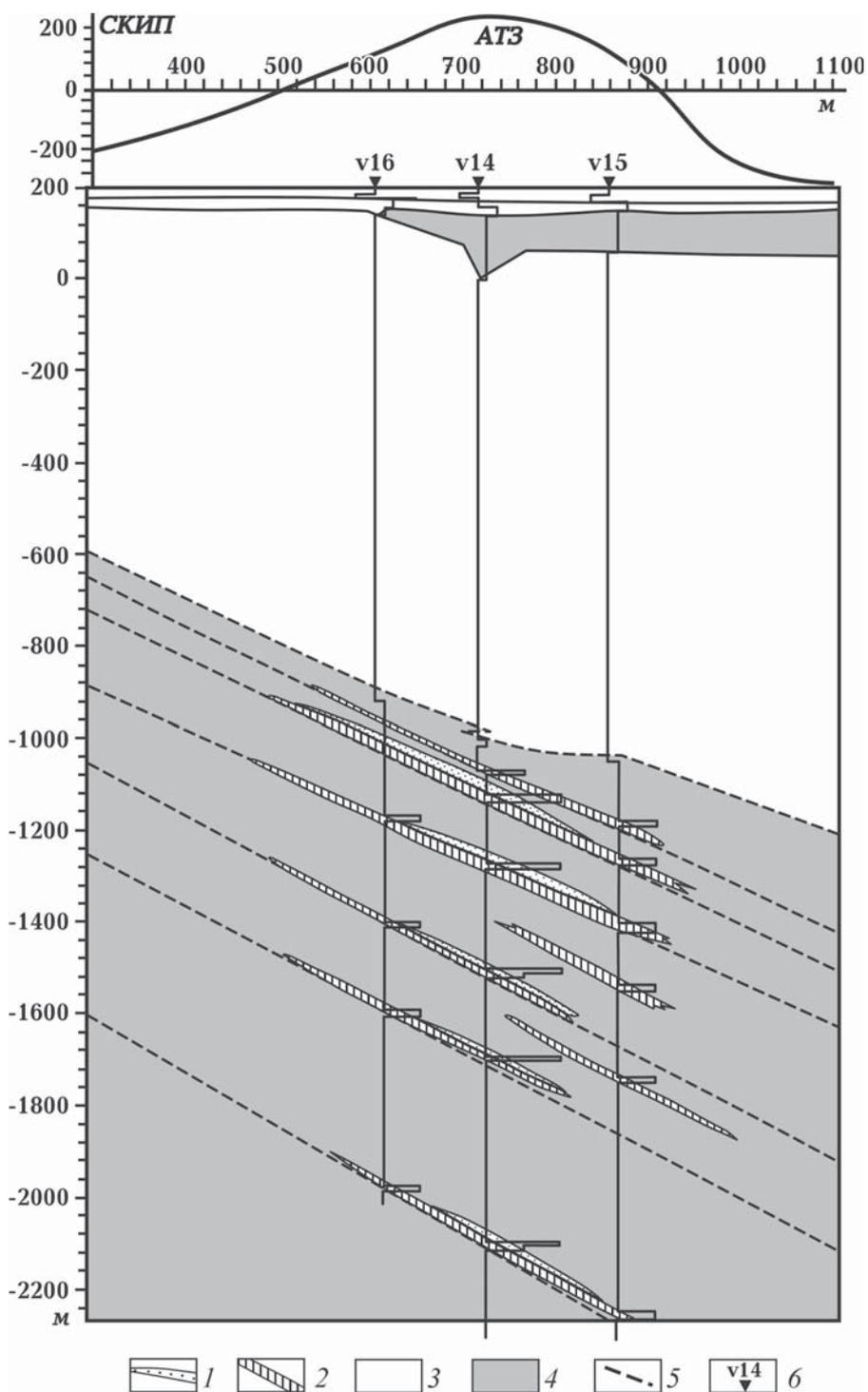


Рис. 14. Вертикальный разрез геоэлектрической аномальной зоны типа “залежь”:

1 – аномально поляризованный пласт типа “газ”; 2 – аномально поляризованный пласт типа “конденсат”; 3 – граниты; 4 – Na-метасоматиты; 5 – зоны дробления; 6 – пункты вертикального электрорезонансного зондирования

Тектоно-геодинамические предпосылки формирования таких интенсивно разуплотненных зон в КФ возникают в краевых частях кратонов в условиях интенсивного взаимодействия рифтогенеза и субдукции. Есть основания прогнозировать связанные с ними месторождения на западе и особенно юге Украины, в частности – в пределах акватории Черного моря [13].

Таким образом, сформированная в неогее разломно-блоковая решетка (framework) КФ контролирует пространственно-временное проявление процессов ГДЗ, с одной стороны, определяя локализацию вадозно-гипергенных (площадные коры выветривания на блоках различной морфологии под осадочным чехлом), гипогенно-гипергенные (гидротермально-вадозные коры площадного и, особенно, линейного типа), а с другой – гипогенные наложенные процессы, с которыми связано возникновение сложных пространственно-временных парагенетических ассоциаций разнообразных метасоматитов с вторичной пористостью, кавернозностью и трещиноватостью. Залегая среди плотных кристаллических пород, а также в кровле КФ, они образуют разнообразные ловушки (резервуары) УВ. Сам по себе характер разломно-блокового строения КФ свидетельствует о том, что среди этих метасоматитов должны преобладать разнообразные тектониты, обусловленные взаимодействием тектонофизических факторов и восходящих флюидов.

Сказанное позволяет уже сейчас наметить основные геодинамически обусловленные предпосылки нефтегазоносности КФ. Главную роль в разуплотнении кристаллических пород играют наложенные изменения, обусловленные эндогенными тектонофизическими и флюидными факторами. Соответственно этому, не древнее тектоно-формационное, а наложенное разломно-блоковое строение контролирует пространственно-временные вариации процессов ГДЗ, играющих главную роль в формировании НКМ. Здесь необходимо подчеркнуть, что и тектонофизические, и флюидодинамические

преобразования кристаллических массивов в НКФ (по аналогии с трансформацией осадочных бассейнов в НГБ) обусловлены плюмтектоникой, формирующей как рифтогенные, так и субдукционные нефтегазоносные провинции. Зоны (ареалы) интенсивного нефтидогенеза в их пределах контролируются базовыми ТД.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Арешев Е. Г., Гаврилов В. П., Поштелов В. П. и др. Гранитный слой земной коры как новый нефтегазоносный этаж литосферы//Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1997. – № 1. – С. 11–13.*
2. *Гаврилов В. П. Нефтегазоносность гранитов//Геология нефти и газа. – 2000. – № 6. – С. 44–49.*
3. *Генетические типы и закономерности размещения урановых месторождений Украины/Отв. редактор Я. Н. Белевцев, В. Б. Коваль. – К.: Наук. думка, 1995. – 396 с.*
4. *Донцов В. В., Лукин А. Е. Об эндогенных факторах формирования нефтяных залежей в кристаллическом фундаменте Кылуонгской впадины на шельфе Южного Вьетнама//Докл. РАН. – 2006. – Т. 407. – № 1. – С. 64–67.*
5. *Киреева Т. А. Генезис подземных вод месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама) в связи с нефтегазоносностью//Вестник Моск. ун-та. Геология. – 2010. – № 4. – С. 35–40.*
6. *Комаров П. В., Томсон И. Н. О плюмах и их влиянии на формирование благороднометалльного оруденения в углеродсодержащих породах//Докл. РАН. – 2007. – Т. 415. – № 6. – С. 779–781.*
7. *Кузнецов В. В. К вопросу о физике плюма//Геофиз. журнал. – 2008. – Т. 30. – № 6. – С. 76–92.*
8. *Левашов С. П., Якимчук Н. А., Корчагин И. Н. и др. О возможности картирования геоэлектрическими методами скоплений углеводородов в кристаллических породах//Геоинформатика. – 2010. – № 1. – С. 22–32.*
9. *Летников Ф. А. Сверхглубинные флюидные системы Земли и проблемы рудогенеза//Геология руд. месторождений. – 2001. – № 4. – С. 291–307.*

10. Логвинов И. М., Гордиенко И. В., Тарасов В. Н. Новые результаты геоэлектрических исследований Кировоградской аномалии электропроводности//Докл. НАН Украины. – 2009. – № 6. – С. 135–141.
11. Лукин А. Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение – ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа//Геол. журнал. – 2002. – № 4. – С. 15–32.
12. Лукин А. Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление: теоретические и прикладные аспекты. Статья 2. Тектоно-геодинамические аспекты глубинной гидрогеологической инверсии//Геол. журнал. – 2005. – № 1. – С. 50–67.
13. Лукин А. Е. Изотопно-геохимические индикаторы углекислой и углеводородной дегазации в Азово-Черноморском регионе//Геол. журнал. – 2003. – № 1. – С. 59–73.
14. Лукин А. Е. Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубоководные породы нефтегазовых бассейнов: природа, прикладное и гносеологическое значение//Геол. журнал. – 2000. – № 2. – С. 7–21.
15. Лукин А. Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем)//Геол. журнал. – 1999. – № 1. – С. 30–42.
16. Лукин А. Е. О происхождении шунгитов//Геол. журнал. – 2005. – № 4. – С. 28–47.
17. Лукин А. Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазовых бассейнов – трассеры суперглубинных флюидов//Геофиз. журнал. – 2009. – Т. 31. – № 2. – С. 61–92.
18. Лукин А. Е. Самородные металлы и карбиды – показатели состава глубинных геосфер//Геол. журнал. – 2006. – № 4. – С. 17–46.
19. Лукин А. Е., Донцов В. В., Бурлин Ю. К., Гладун В. В. О некоторых закономерностях нефтегазовости кристаллического фундамента//Геол. журнал. – 2005. – № 3. – С. 7–22.
20. Лукин А. Е., Ларин С. Б. Генетические типы трещиноватости пород глубоководных нефтегазовых комплексов//Геол. журнал. – 2003. – № 3. – С. 9–25.
21. Лукин А. Е., Савиных Ю. В., Донцов В. В. О самородных металлах в нефтегазовых кристаллических породах месторождения Белый Тигр (Вьетнам)//Геолог Украины. – 2007. – № 2. – С. 30–42.
22. Планета Земля. Тектоника и геодинамика. – Санкт-Петербург: Изд-во ВСЕГЕИ, 2004. – 648 с.
23. Попков В. И., Япаскурт О. В., Демидов А. Л. Особенности строения фундамента Мангышлака//Изв. АН СССР. Сер. геол. – 1986. – № 5. – С. 31–42.
24. Рябчиков И. Д. Высокие содержания никеля в мантийных магмах как свидетельство миграции вещества из земного ядра//Докл. РАН. – 2003. – Т. 389. – № 5. – С. 677–680.
25. Савиных Ю. В., Лукин А. Е., Донцов В. В. Роль глубинных флюидов в образовании месторождений нефти в коллекторах фундамента//Дегазация земли: геотектоника, геодинамика, геофлюиды; нефть и газ; углеводороды и жизнь. Материалы Всерос. конф. с межд. участием, посвященной 100-летию со дня рождения академика П. Н. Кропоткина, 18–22 октября 2010 г. – М.: ГЕОС, 2010. – С. 476–478.
26. Старостенко В. И., Лукин А. Е., Цветкова Т. А. и др. Об участии суперглубинных флюидов в нафтидогенезе (по данным изучения уникального нефтяного месторождения Белый Тигр)//Геофиз. журнал. – 2011. – Т. 33. – № 4. – С. 3–32.
27. Трипольский А. А., Шаров И. В. Литосфера докембрийских щитов северного полушария земли по сейсмическим данным. – Петрозаводск: Изд-во Карельского научного центра АН, 2004. – 157 с.
28. Хаин В. Е. Земля – уникальная планета Солнечной системы//Вестник РАН. – 2003. – № 9. – С. 822–829.
29. Kerr R. A. Rising plumes in Earth's mantle: phantom or real?//Science. – 2006. – 313. – P. 1726.

REFERENCES

1. Areshiev E. G., Gavrilov V. P., Pospelov V. P. and others. The granite layer of the crust as a new oil and gas floor lithosphere// *Geologija, geofisika i razrabotka nefitjanyh mestorozhdenij*. – 1997. – № 1. – P. 11–13. (In Russian).
2. Gavrilov V. P. Oil and gas granites// *Geologija nefiti i gaza*. – 2000. – № 6. – P. 44–49. (In Russian).

3. Genetic types and patterns of distribution of uranium deposits in Ukraine/ Ed. Ja. N. Belevcev, V. B. Koval. – Kyiv: Naukova Dumka, 1995. – 396 p. (In Russian).
4. *Doncov V. V., Lukin A. E.* On the endogenous factors of formation of oil deposits in the crystalline basement of Kyulongskoy depression offshore South Vietnam//*Doklady RAN.* – 2006. – Vol. 407. – № 1. – P. 64–67. (In Russian).
5. *Kireeva T. A.* Genesis of underground water White Tiger field (offshore South Vietnam) in connection with petroleum potential// *Vestnik Mosk. univ. Ser. geol.* – 2010. – № 4. – P. 35–40. (In Russian).
6. *Komarov P. V., Tomson I. N.* On the plumes and their influence on the formation of noble metal mineralization in carbonaceous rocks//*Doklady RAN.* – 2007. – Vol. 415. – № 6. – P. 779–781. (In Russian).
7. *Kuznecov V. V.* To the question about the physics of the plume//*Geofizicheskij zhurnal.* – 2008. – Vol. 30. – № 6. – P. 76–92. (In Russian).
8. *Levashov S. P., Yakimchuk N. A., Korchagin I. N.* and others. On the possibility of mapping by geoelectric methods of hydrocarbon accumulations in crystalline rocks//*Geoinformatika.* – 2010. – № 1. – P. 22–32. (In Russian).
9. *Letnikov F. A.* Ultradeep fluid of the Earth system and the problems of ore formation//*Geologija rudnyh mestorozhdenij.* – 2001. – № 4. – P. 291–307. (In Russian).
10. *Logvinov I. M., Gordienko I. V., Tarasov V. N.* New results of geoelectric studies of Kirovograd conductivity anomaly//*Doklady NANU.* – 2009. – № 6. – P. 135–141. (In Russian).
11. *Lukin A. E.* Hypogenic-allogenic deconsolidation – a leading factor in the formation of secondary reservoirs of oil and gas//*Geologicheskij zhurnal.* – 2002. – № 4. – P. 15–32. (In Russian).
12. *Lukin A. E.* Deep hydrogeological inversion as global synergetic phenomenon: theoretical and applied aspects. Article 2. Tectonic and Geodynamic Aspects of deep hydrogeologic inversion//*Geologicheskij zhurnal.* – 2005. – № 1. – P. 50–67. (In Russian).
13. *Lukin A. E.* Isotope-geochemical indicators of carbon dioxide and hydrocarbon degassing in the Azov-Black Sea region//*Geologicheskij zhurnal.* – 2003. – № 1. – P. 59–73. (In Russian).
14. *Lukin A. E.* Injections of deep hydrocarbon-polymineral substances in rocks of deep oil and gas basins: nature, crafts and epistemological value//*Geologicheskij zhurnal.* – 2000. – № 2. – P. 7–21. (In Russian).
15. *Lukin A. E.* On origin of oil and gas (geosynergetic conception of nature hydrocarbon-generating systems)//*Geologicheskij zhurnal.* – 1999. – № 1. – P. 30–42. (In Russian).
16. *Lukin A. E.* On the origin of shungites// *Geologicheskij zhurnal.* – 2005. – № 4. – P. 28–47. (In Russian).
17. *Lukin A. E.* Native-metallic micro- and nanoinclusions formations in oil and gas basins – tracers superdeep fluids//*Geofizicheskij zhurnal.* – 2009. – Vol. 31. – № 2. – P. 61–92. (In Russian).
18. *Lukin A. E.* Native metals and carbides – signs of the deep geospheres composition// *Geologicheskij zhurnal.* – 2006. – № 4. – P. 17–46. (In Russian).
19. *Lukin A. E., Doncov V. V., Burlin Ju. K., Gladun V. V.* On some regularities of petroleum potential of the crystalline basement//*Geologicheskij zhurnal.* – 2005. – № 3. – P. 7–22. (In Russian).
20. *Lukin A. E., Larin S. B.* Genetic types of rock fracturing of deep oil and gas complexes//*Geologicheskij zhurnal.* – 2003. – № 3. – P. 9–25. (In Russian).
21. *Lukin A. E., Savinyh Ju. V., Doncov V. V.* On native metals in the oil and gas deposits of crystalline rocks White Tiger (Vietnam)//*Geolog Ukrainy.* – 2007. – № 2. – P. 30–42. (In Russian).
22. Earth. Tectonics and geodynamics. – Sankt-Peterburg: VSEGEI, 2004. – 648 p. (In Russian).
23. *Popkov V. I., Japaskurt O. V., Demidov A. L.* Features of the structure of the foundation Mangishlak//*Izv. AN SSSR. Ser. geol.* – 1986. – № 5. – P. 31–42. (In Russian).
24. *Rjabchikov I. D.* High nickel content in the mantle magmas as evidence of migration of substances from the earths core//*Doklady RAN.* – 2003. – Vol. 389. – № 5. – P. 677–680. (In Russian).
25. *Savinyh Ju. V., Lukin A. E., Doncov V. V.* Role of deep fluids in the formation of oil in reservoirs//*Degassing of the earth:*

geotectonics, geodynamics, geofluids, oil and gas, hydrocarbons, and the life. Materials All-Russia Conf. with int. participation, dedicated to the 100th anniversary of the birth of Academician PN Kropotkin, 18–22 October 2010. – Moskva: GEOS, 2010. – P. 476–478. (In Russian).

26. Starostenko V. I., Lukin A. E., Cvetkova T. A. and others. The participation of superglubinnnyh fluids in naftidogenesis (according to the study of the unique oil deposit White Tiger)//*Geofizicheskij zhurnal*. – 2011. – Vol. 33, № 4. – P. 3–32. (In Russian).

27. Tripolskij A. A., Sharov I. V. The lithosphere of Precambrian shields the northern hemisphere of the earth from seismic data. – Petrozavodsk: Izd-vo Karelskogo nauchnogo centra AN, 2004. – 157 p. (In Russian).

28. Hain V. E. The Earth – a unique planet in the solar system//*Vestnik RAN*. – 2003. – № 9. – P. 822–829. (In Russian).

29. Kerr R. A. Rising plumes in Earths mantle: phantom or real?//*Science*. – 2006. – 313. – P. 1726.

Рукопис отримано 16.01.2017.

О. Ю. Лукін, Український державний геологорозвідувальний інститут, lukin_alexander@ukr.net, ORCID-0000-0003-4844-1617

ДЕГАЗАЦІЯ ЗЕМЛІ, НАФТИДОГЕНЕЗ ТА НАФТОГАЗОНОСІСТЬ

Стаття 3

Концепція глибинної дегазациї Землі як глобального (проте нерівномірного в просторі і часі) процесу саморозвитку нашої планети, що є головним чинником формування мінеральних ресурсів, має стати основою сучасної парадигми нафтидології.

Ключові слова: дегазация Землі, труба дегазациї, нафтогазоносний басейн, вуглеводневий потенціал.

A. E. Lukin, Ukrainian State Geological Research Institute, lukin_alexander@ukr.net, ORCID-0000-0003-4844-1617

THE EARTH OUTGASING, NAPHTIDOGENESIS AND PETROLEUM POTENTIAL

Article 3

The processes of deep outgassing of the Earth are the leading factor of the phase (fluid-rock) differentiation of the lithosphere, including the formation of fluid-rock basins. Moreover, bitumen, oil and gas are the direct products of “cold” (according to P. N. Kropotkin) outgassing of the Earth. However, the main problems of Petroleum Geology is not interpreted in the light of the general regularities of outgassing of the Earth, not to mention the deep outgassing. Moreover, the paradigm of modern naftidology – sedimentary-migration concept is in contrary with these regularities. It considers the primary oil and gas migration as a very slow linear (“drop by drop”, “bubble by bubble”), a process that involves a geologically prolonged formation of catagenetic zonation, while deep outgassing of the Earth is a superposition of various fluid dynamic regime rather irregular in time and space processes, the main manifestations of which are related to the short-lived phases of tectonic and thermal activation. Creating of truly modern naftidological paradigm is impossible without the radical revision of some of its basic concepts and principles in the light of the basic laws of deep outgassing of the Earth. The formation and evolution of oil and gas basins are caused by the system of active and passive (decompression) of mantle plumes. They correspond to a hierarchical system of outgassing pipes of different orders, controlling both oil and gas basins in the whole and its individual segments (zones, areas) up to the local areas – oil and gas fields (fields). Therefore, mapping of the outgassing pipes of various orders within prospective oil and gas bearing regions should improve the efficiency of geological exploration. Outgassing pipes combine the functions of the hydrocarbons sources and the channels of their migration. Their geographical locations play increasingly important geopolitics part.

Keywords: degassing of the Earth, degassing pipe, oil and gas basin, petroleum potential.