

Об участии суперглубинных флюидов в нефтидогенезе (по данным изучения уникального нефтяного месторождения Белый Тигр)

© В. И. Старостенко¹, А. Е. Лукин², Т. А. Цветкова¹, Л. Н. Заец¹,
В. В. Донцов³, Ю. В. Савиных³, 2011

¹Институт геофизики НАН Украины, Киев, Украина

²Институт геологических наук НАН Украины, Киев, Украина

³Институт химии нефти, Томск, Россия

Поступила 25 февраля 2011 г.

Представлено членом редколлегии О. Б. Гинтовым

Нафтове родовище Білий Тигр (в'єтнамський шельф Південнокитайського моря) з великим масивним нафтовим покладом у розуцільнених породах кристалічного фундаменту та самими потужними дебітами з колекторів-метасоматитів є єдиним вуглеводневим гігантом, у формуванні якого за незалежними мінералогічно-геохімічними та сейсмотомографічними критеріями доведено участь трансмантіїних (від поверхні ядра до верхніх шарів літосфери) тепломасопотоків — плюмів. Ці високоенергетичні флюїди, що є полікомпонентними газовими сумішами у надстиислому стані, відіграють різноманітну нефтидогенеруючу роль, включаючи лавиноподібне утворення різних вуглеводнів за їх взаємодії з різноманітними субстратами (доманікити та інші гідрокарбонеліти, нафтиди давніших генерацій, кристалічні та осадові породи з підвищеним вмістом дисперсних вуглеводнів у різних формах). Це дає змогу використовувати родовище Білий Тигр та інші родовища зон інтенсивного нафтогазонакопичення у Південнокитайському морі та суміжних регіонах Південно-Східної Азії як полігони з вивчення фундаментальних закономірностей нефтидогенезу. Отримані дані, що мають попередній характер, підтверджують геосинергетичну концепцію вуглеводнево-генерувальних систем як парадигму нафтогазової геології XXI ст., яка за належного рівня обґрунтування має замінити осадово-міграційну доктрину.

White Tiger oil field (Vietnamese shelf of the South-China sea) with its tremendous massive pool in crystalline basement and stable powerful inflows from reservoirs-metasomatites is still unique in that among hydrocarbon giants with proved (according independent mineral-geochemical and seismic-tomography criteria) participation of transmantle (from the surface of outer or liquid core to the upper strata of lithosphere) heat-mass transfer flows-plumes. Those high-energy fluids (polycomponent gaseous mixes in super-compressed state) play various petroleum-genetic role including the avalanche-like generation of hydrocarbons while these fluids interaction with different substrata (domanikites and other hydrocarbopelites, oils and bitumens of more ancient generations, crystalline and sedimentary rocks with high content of dispersed hydrocarbons in different forms). So White Tiger and other fields within the zone of intensive oil-gas-accumulation begin to acquire in the South-China sea (and adjacent regions of East-Southern Asia) the role of proving-ground for investigation of fundamental regularities of petroleum genesis. Obtained preliminary data confirm the validity of geosynergetic conception of hydrocarbons-generating system. Under proper validity it will be able to substitute the sedimentary-migration doctrine as the paradigm of petroleum geology in XXI century.

Введение. Для разработки современной теории нефтидогенеза, которая стала бы парадигмой нефтидологии в XXI в. (осадочно-миграционная концепция на эту роль уже явно не годится), особое значение имеет объяснение феномена гигантских углеводородных скоплений в земной коре. Они представляют собой резко выраженные геотермодинамические, геохимические и геофизические анома-

лии, возникновение которых невозможно без участия эндогенных факторов. Их индикаторами являются: адиабатическая трещиноватость (включая зоны дробления, вторичнопоровые метасоматиты и другие формы разуплотнения пород) со специфической пригожинитовой минерализацией; некоторые геохимические особенности нафтидов и изотопные показатели ($\delta^{13}\text{C}$, δD , $\delta^{34}\text{S}$, содержание ^3He и др.); заражен-

ность коллекторов частицами самородных металлов (интерметаллидов, природных сплавов), а также карбидов и силицидов [Лукин, 1999, 2006, 2009]. Наряду с этим установлены и геофизические признаки наличия у гигантских месторождений глубинных корней. На основании анализа материалов глубинного сейсмического зондирования и обменных волн землетрясений выявлены «сейсмические метки литосферы районов размещения крупных углеводородных скоплений» [Булин и др., 1999, с. 792]. Показано морфологическое и глубинное (в диапазоне от коры до верхней мантии включительно) разнообразие этих аномалий («меток») и их несомненная, хотя и не вполне однозначная связь с такими месторождениями, как Астраханское, Оренбургское, Газли, Уренгойское, Медвежье, Ямбургское, Заполярное, Шебелинское и др. [Булин, Егоркин, 2000]. Вместе с тем анализ таких «меток» показывает, что это — в различной мере искаженные сигналы более глубоких аномалий. Если коровые сейсмические метки представлены разнообразными по размерам, форме и строению доменами и волноводами, то в верхней мантии их характер конкретизируется в виде «астенолинз» (с пониженной скоростью распространения как продольных V_p , так и поперечных волн V_s), в кровле которых наблюдается антиклинальный или флексуорообразный перегиб (Егоркин, 2006). Более определенной становится и связь с ними зон (ареалов) интенсивного нефте- и газонакопления. Указанная тенденция, наряду с независимыми минерально-геохимическими показателями [Лукин, 2006, 2009], позволяет предполагать участие в формировании гигантских углеводородных (равно как и магматогенно-рудных) месторождений энергии и вещества более глубоких геосфер (нижняя мантия — слой D — внешнее жидкое ядро). Общим недостатком сложившихся во второй половине XX в. представлений геотектоники, сейсмологии, петрологии, нефтегазовой геологии и металлогении является недооценка роли суперглубинных (т. е. связанных с нижней мантией и ядром) флюидов. Ограничивая тектоносферу, рудо- и нефтидогенерирующую геофлюидосферу земной корой — верхней мантией, трудно объяснить наблюдаемые глобальные закономерности нефтегазоносности и рудоносности (включая феномен месторождений-гигантов).

Комплексные (геология, геофизика, геохимия) исследования в этом направлении являются наиболее актуальными для современных

наук о Земле. Они необходимы для решения широкого круга важнейших теоретических и практических задач — от глобальной оценки углеводородного и рудного потенциала земных недр до повышения надежности прогноза землетрясений. В данной работе сделана попытка выяснения роли суперглубинных флюидов в формировании зоны интенсивного нефтенакпления на южновьетнамском шельфе Южно-Китайского моря, к которой приурочено уникальное нефтяное месторождение Белый Тигр.

Выбор рассматриваемого объекта определяется следующими обстоятельствами. Во-первых, в феномене месторождения Белый Тигр с прежде неизвестной мощностью проявился углеводородный потенциал кристаллического фундамента (КФ). Во-вторых, здесь на основе различных минерально-геохимических показателей установлено участие суперглубинных флюидов в нефтидогенезе, а благодаря проведенным в этом регионе сейсмотомографическим исследованиям впервые появилась возможность подтверждения реальности существования восходящих потоков флюидов по независимым друг от друга критериям.

Основные черты тектоники и геодинамики Юго-Восточной Азии. Согласно В. Е. Хаину [Хаин, 2001], северная часть впадины Южно-Китайского моря отделяет Филиппинскую дугу от побережья Юго-Восточного Китая, южная часть ограничена полуостровом Малакка, островами Суматра и Калимантан. Со стороны континента глубоководный бассейн Южно-Китайского моря обрамляется обширным шельфом Сунда, на юго-западе объединяющем Индокитайский и Малаккский полуострова с Суматрой, Явой и Калимантаном. На севере шельф Сунда примыкает к побережью Юго-Восточного Китая. Как часть Юго-Восточной Азии рассматриваемая область относится к области тройного сочленения Индо-Австралийской, Южно-Китайской (Евразийской) и Филиппинской (Тихоокеанской) плит и характеризуется разнообразием геодинамических режимов и тектонических структур [Заец и др., 2009; Коболев, Оровецкий, 2010]. Вдоль побережья Юго-Восточного Вьетнама простирается Меконгский прогиб. К нему относится бассейн Куулонг, который входит в систему нефтегазоносных бассейнов (НГБ) Южно-Китайского моря (рис. 1). К нему приурочены нефтяные месторождения Белый Тигр, а также Дракон, Черный Лев, Волк, Топаз и др. Наряду с доминирующей ролью островодужных систем (Бирмано-Зондская, Зондско-

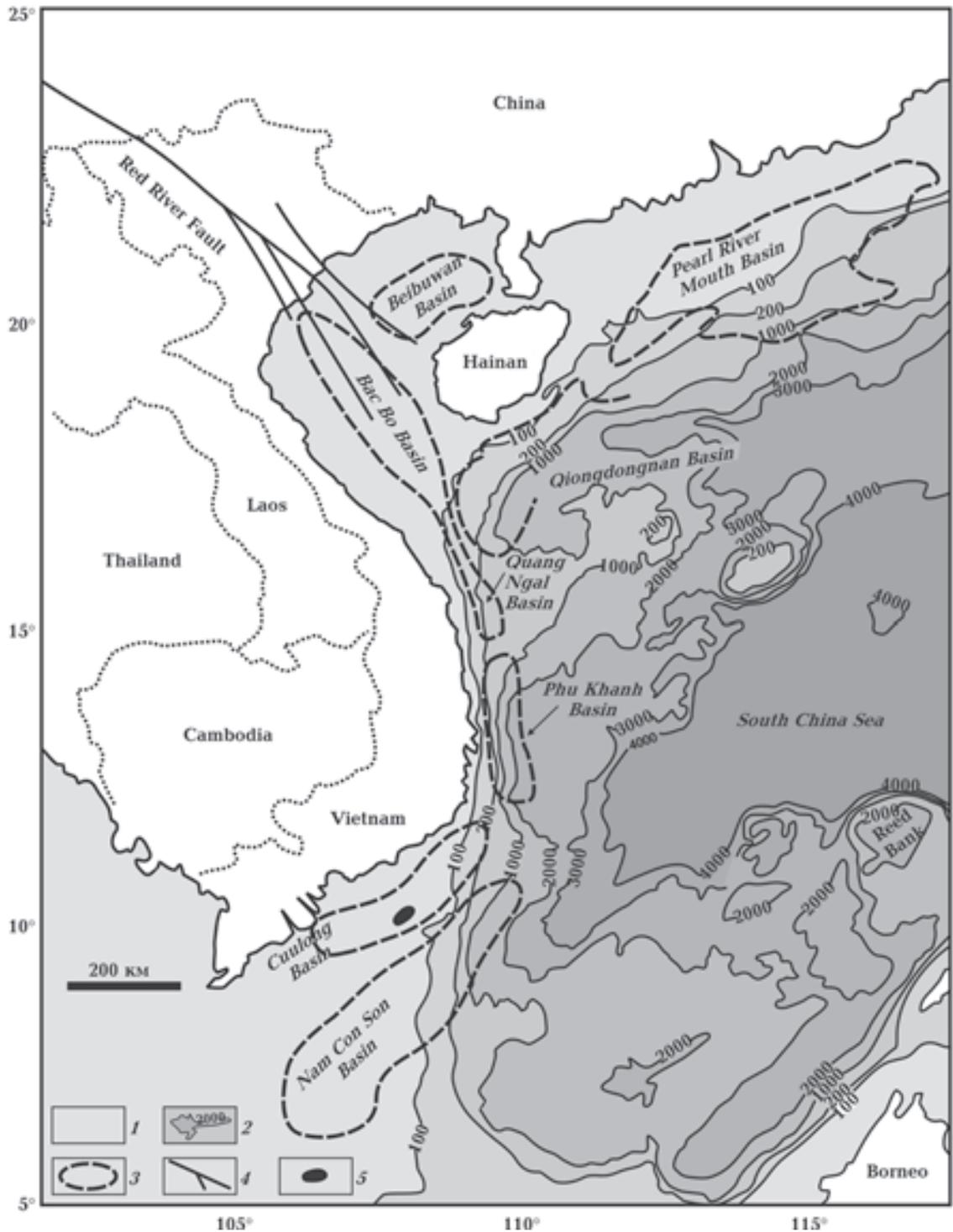


Рис. 1. Батиметрическая карта Южно-Китайского моря с расположением в его пределах основных нефтегазоносных бассейнов (по G. Lee, I. Watkins, 1998, с изменениями): 1 — суша; 2 — море с изобатами, м; 3 — границы нефтегазоносных бассейнов; 4 — разломы; 5 — месторождение Белый Тигр.

Бандская, Филиппинская) здесь четко проявились мегаблоковое строение [Красный, 1993; Гатинский и др., 1984; Планета Земля, 2004] и

линеamentная тектоника [Буш, 1983; Кулинич и др., 1989]. Геодинамика региона, весьма активная на разных, включая нео- и актуотек-

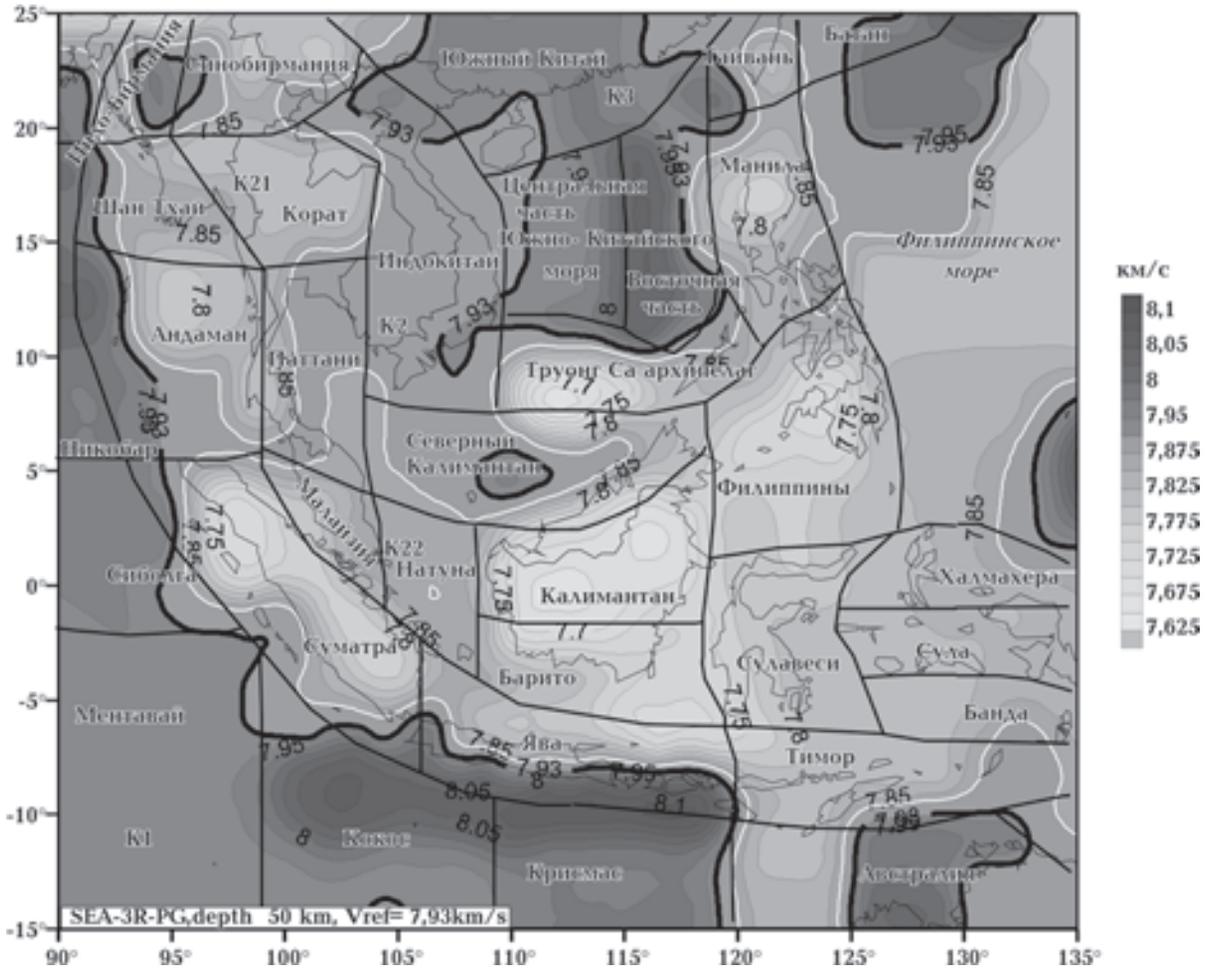


Рис. 2. Горизонтальное сечение (50 км) 3D P -скоростной модели мантии Юго-Восточной Азии.

тонический, этапах его развития, определяется системой юговосточно-азиатских (ЮВ-азиатских) суперплюмов (Малазийский и др.) и их сателлитов, что, помимо указанных типов тектогенеза, проявляется в тектонотермальной активизации с длительно функционирующими в широком петрохимическом диапазоне тектономагматическими структурами — «мультимагматогенами» [Коболев, Оровецкий, 2010] различного порядка. До глубин 75—100 км в мантии по данным сейсмической томографии под Юго-Восточной Азией выделяется кольцевая мегаструктура К. Детально структура представлена дальше. Эта мегаструктура (рис. 2) представляет собой иерархическую систему «мультимагматогенов» различного порядка и, в то же время, характеризуется четким блоковым строением, что нашло свое отражение в тектонической схеме региона, составленной Cao Dinh Trien [Cao Dinh Trien, 2010] (рис. 3). Бассейн Куулонг (южновьетнамский шельф)

и отдельные его месторождения (Белый Тигр, Дракон и др.) входят в эту иерархическую систему, характеризуюсь признаками многократной тектономагматической активизации в мезозое — кайнозое.

Блоковое строение региона сочетается с центрально-кольцевой тектоногеодинамической зональностью структуры К. Ее западный, юго-западный, южный и восточный островодужные сегменты, к которым приурочены основные сейсмоактивные зоны (поояса), характеризуются ведущей ролью субдукционного режима, в то время как во внутренней области проявляются разнообразные формы рифто- и тафрогенеза. Для окраинных частей Юго-Восточной Азии, включая о-в Хайнань, Филиппинский архипелаг, Новую Гвинею, доминирующим геодинамическим процессом в кайнозое является коллизионное взаимодействие вулканических дуг с окраиной континента (arc-continental collision), осложненного

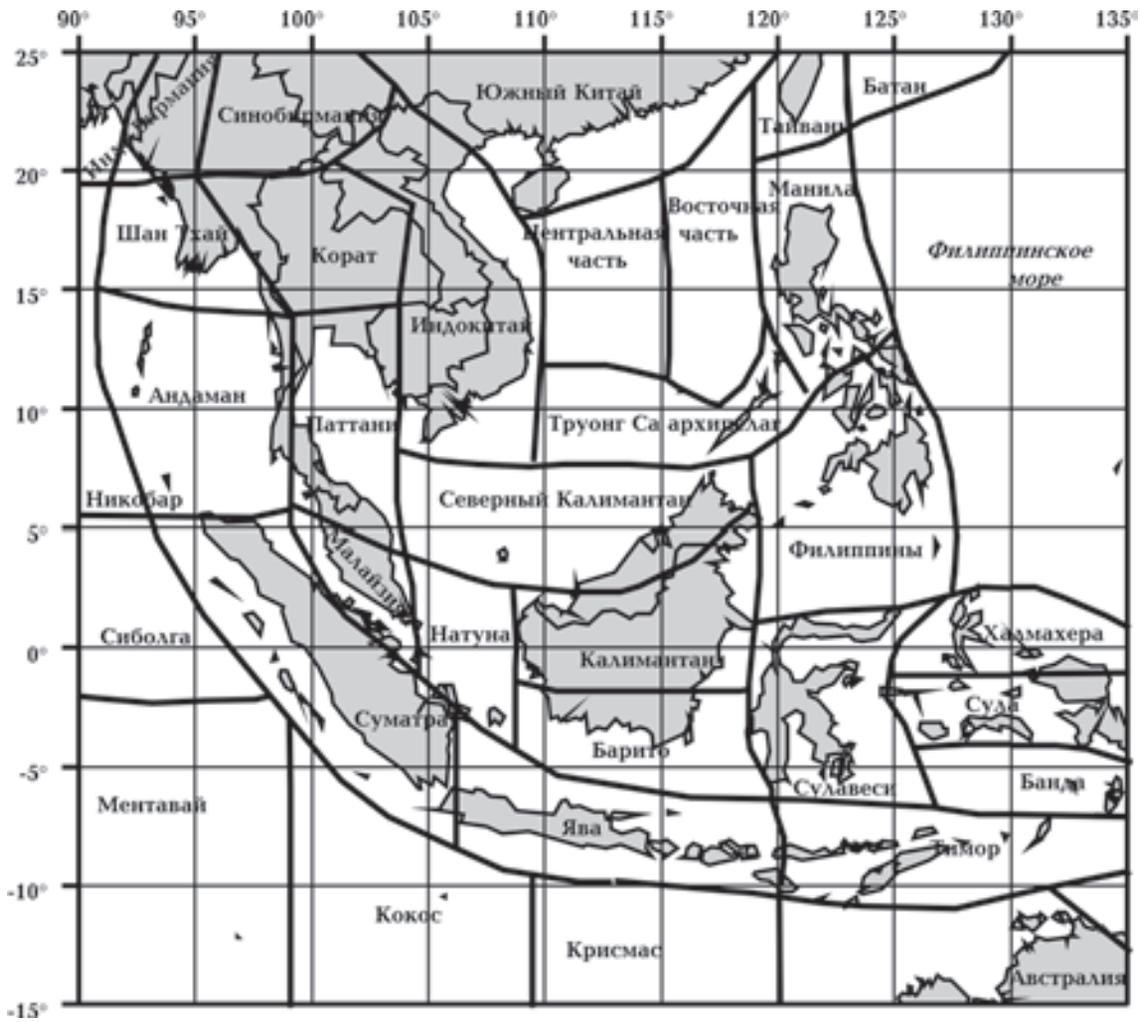


Рис. 3. Блоковая тектоническая схема Юго-Восточной Азии, по Cao Dinh Trieu (Institute of Geophysics, VAST, Cau Giay-Hanoi-Vietnam).

тафрогенезом (трещино-, разломообразование и формирование грабенов с компенсированной угленосно-молассоидной и некомпенсированной турбидито-гидрокарбопелитовой седиментацией).

Характерная особенность бассейнов Юго-Восточной Азии — недавнее и современное интенсивное нефтегазонакопление как в межплитных (коллизийных, субдукционных), так и внутриплитных НГБ. С позднекайнозойскими нелитифицированными терригенными и рифогенно-карбонатными отложениями связан целый ряд крупных нефтяных и газовых месторождений Центрально-Суматранского, Ирианского (одноименный прогиб и его продолжение в виде Новогвинейского глубоководного желоба) и других НГБ, включая бассейны Южно-Китайского моря. Показательно в этом отношении гигантское нефтяное месторож-

дение Минас (тыловая область Ментавайской островодужной области Бирмано-Зондской системы), основные запасы которого (около 1 млрд т) сосредоточены в миоценовых песчаных толщах на глубинах 324—800 м. Несмотря на длительный (свыше 50 лет) интенсивный отбор нефти (до 20 млн т/год), здесь сохраняются большие дебиты и поддерживается высокий (17—18 млн т/год) уровень добычи. В этом контексте процессы интенсивного нефтенакопления в бассейне Куулунг приобретают особый интерес, поскольку наряду с молодым осадочным чехлом в них вовлечены породы КФ.

Феномен месторождения Белый Тигр как показатель роли эндогенных факторов нефтидогенеза. В 1988 г. в южновьетнамском секторе шельфа Южно-Китайского моря (рис. 4) был получен мощный промышленный приток нефти из мезозойского КФ, что привело к от-

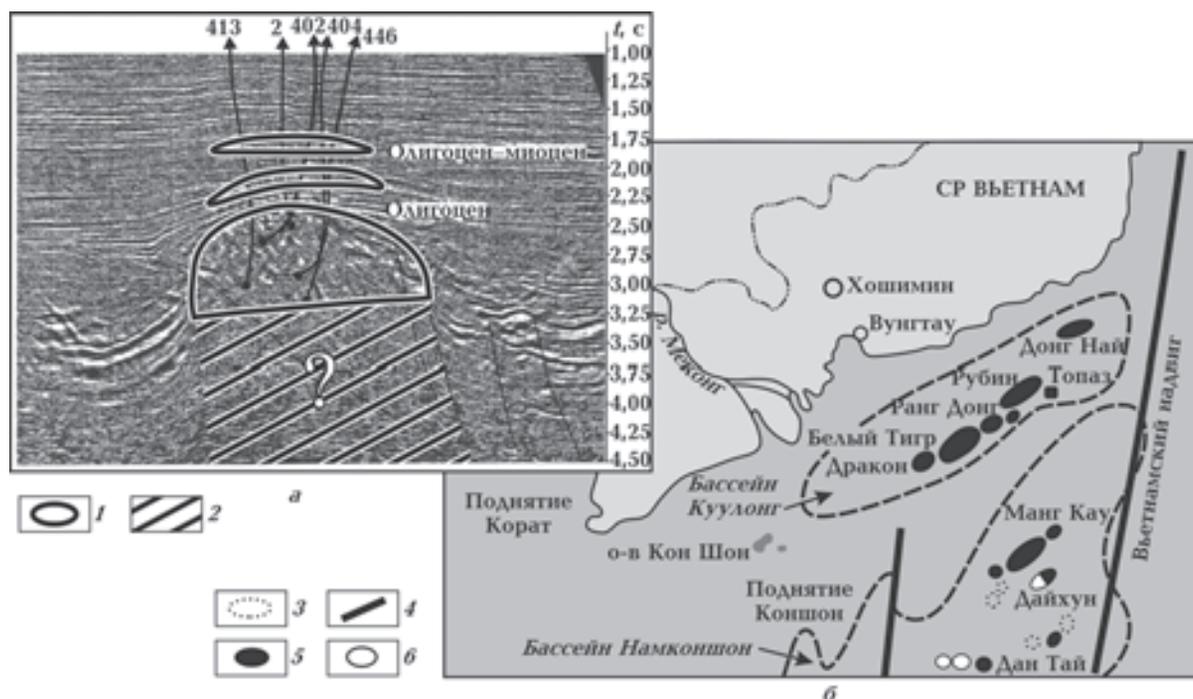


Рис. 4. Зоны интенсивного нефтегазонакопления (бассейны Куулонг и Намконшон) во вьетнамском секторе Южно-Китайского моря: а — временной разрез по сейсмическому профилю через Центральный свод (нефтяное месторождение Белый Тигр) по Е. Г. Арешеву и др., [1997а], В. В. Донцову, А. Е. Лукину, [2006], с изменениями; б — схема размещения нефтяных и газовых месторождений на южно-вьетнамском шельфе (по Арешеву и др.); 1 — нефтяные залежи; 2 — предполагаемая нефтеносность; 3 — локальные структуры; 4 — сдвиги; 5 — нефтяные месторождения; 6 — газовые месторождения.

крытию уникального месторождения Белый Тигр, а затем и других месторождений (Дракон, Ранг Донг, Черный Лев и др.). Огромные запасы углеводородов (УВ) этих месторождений сосредоточены в кавернозно-трещинных резервуарах, образованных на гранитоидном субстрате. Эти залежи нефти приурочены к тектонически активным (взбросы, пологие надвиги, структуры «кручения») выступам КФ рифтового этажа¹ (рис. 5), осложненным 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) [Лукин и др., 2005].

Меконгская (Куулонгская) впадина, к которой приурочены указанные месторождения, представляет собой сложный по тектоно-геодинамической природе субдукционно-

рифтогенный НГБ [Арешев и др., 1997а]. Открытие месторождений Белый Тигр, Дракон и других послужило основанием рассматривать «гранитный» слой земной коры в качестве нового нефтегазоносного этажа литосферы [Арешев и др., 1997б]. 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 5,5–6,0 км. В олигоценовых и миоценовых терригенных полифациальных отложениях в прослоях песчаников расположены пластовые залежи. Наблюдается закономерное снижение вверх по разрезу коэффициента заполнения резервуаров нефтью (рис. 6). Пластовое давление нефтенасыщенных зон КФ повсеместно на 0,5–0,7 МПа превышает

¹ 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-геодинамические факторы.

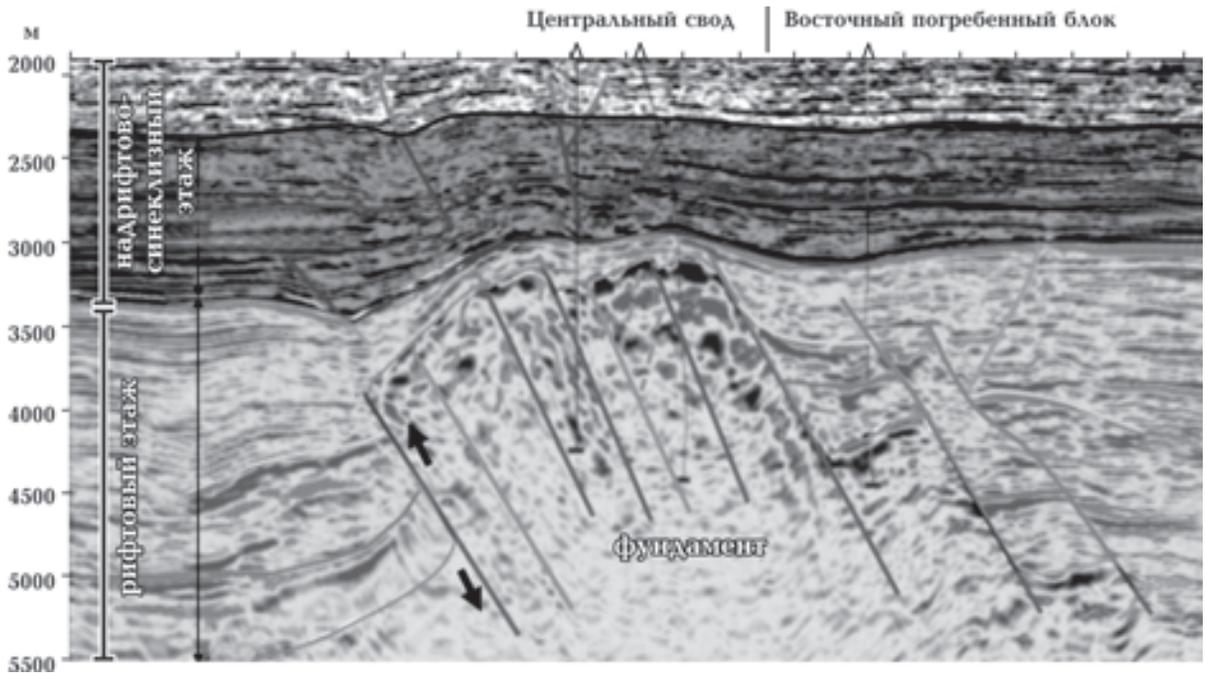


Рис. 5. Тектоника месторождения Белый Тигр (разрез по сейсмопрофилю СЗ—ЮВ), по В. В. Донцову, А. Е. Лукину, 2006.

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. 6. Степень заполнения ловушек на месторождении Белый Тигр.

соответствующую величину прилегающих к его выступам горизонтов нижнего олигоцена. Все это свидетельствует о доминирующей роли вертикальной миграции УВ при формировании залежей нефти в КФ данного месторождения.

В то же время следует отметить близость состава нефти в выступах КФ и в облекающих его нижнеолигоценых отложениях [Савиных и др., 2010]. Помимо стандартных физико-химических характеристик это относится к таким показателям, как отношение пристан/фи-

тан (в нефти из КФ — 2,31, в 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, $CP1 = (C_{15} + C_{16} + C_{17} + C_{18}) / (C_{23} + C_{24} + C_{25} + C_{26})$ — 1,065 и 1,082 и $Kn = (n - C_{27} + n - C_{29}) / 2n - C_{28}$, отвечающим значениям 1,14 и 1,13. Отмечаются идентичные порфирины и некоторые другие хемофоссилии в нефти залежей КФ, нижнего олигоцена и в экстрактах органического вещества (ОВ) аргиллитов свиты чаку. Нефти залежей фундамента и нижнеолигоцене-

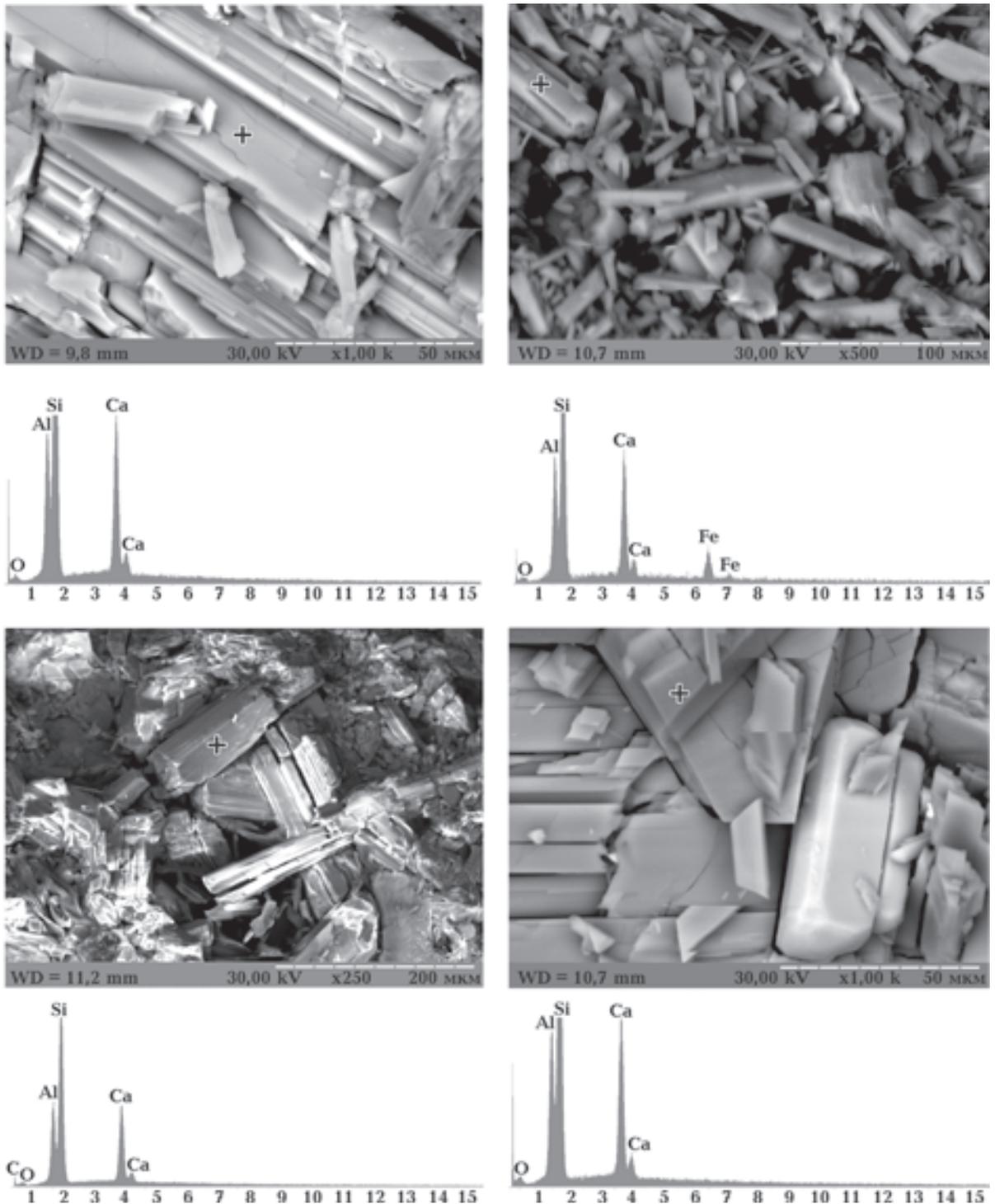


Рис. 7. Са-цеолиты (ломонтит, шабазит) в нефтеносных коллекторах на гранитоидном (граниты, диориты и др.) субстрате (месторождение Белый Тигр, скв. 110, 402 и др., общий интервал глубин 3100—4400 м).

нового комплекса характеризуются практически одинаковой (но аномально утяжеленной!) изотопией углерода ($\delta^{13}\text{C} - 25 \div -26 \text{‰}$).

На основании тектонических особенностей месторождения (глубокое погружение отло-

жений депрессионных олигоценовых отложений с турбидитами и доманикитами, дизъюнктивное сочленение глубоких мульд-грабен и выступа-горста) и указанных органо-геохимических индексов — показателей ге-

нетического единства нефтей фундамента и осадочного чехла возникло представление о том, что формирование гигантской массивной нефтяной залежи в выступе КФ — результат длительной (свыше 10 млн лет) непрерывной миграции УВ из прилегающих олигоценых 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 — главными факторами формирования зон дилатансионного разуплотнения [Лукин, 2002]. Интенсивность химического преобразования при этом варьировала от слабого водородного до сильного натрового метасоматоза с активной цеолитизацией полевых шпатов (рис. 7). Гипогенные метасоматические процессы носили многоэтапный характер, предшествуя нафтидогенезу и сопровождая его основные фазы. Совокупность процессов гипогенного разуплотнения обусловила формирование массивного трещинного резервуара колоннообразной формы, чрезвычайно высокие (до 2000 т/с) дебиты нефти и отсутствие данных о вскрытии водо-нефтяных контактов, несмотря на значительные (до 5,3 км) глубины скважин [Лукин и др., 2005].

Геотермобарический режим интенсивно эксплуатируемой массивной нефтяной залежи в КФ является индикатором постоянного подтока высокоэнталийных высоконапорных флюидов в пределах Центрального свода и Восточного погребенного блока (рис. 7). Об этом, в частности, свидетельствует стойкая величина давления насыщения газом и тенденции роста газового фактора нефти. При этом наблюдается цикличность восстановления содержания метана в сопутствующем газе на Центральном и Северном сводах (рис. 8). В 1994 г. вследствие 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 проявление глубинной метаново-водородной дегазации Земли [Донцов, Лукин, 2006].

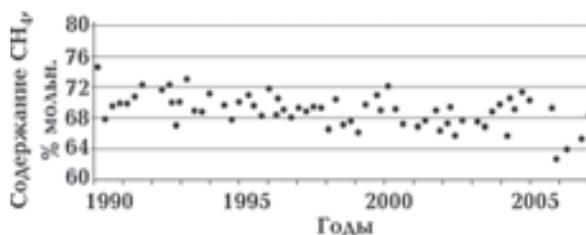


Рис. 8. Вариации содержания метана в попутном газе в период разработки (1990—2007) массивной нефтяной залежи в КФ месторождения Белый Тигр, по В. В. Донцову, А. Е. Лукину, 2006.

Прямым подтверждением подтока эндогенных флюидов служит характерное в целом для месторождения Белый Тигр (а также Дракон и, по-видимому, других бассейна Куулонг) явление глубинной гидрогеологической инверсии [Лукин, 2005]. Выражается это в снижении с глубиной общей минерализации (от 20—25 до 1,5—1,0 г/л)² подземных вод миоценовых и олигоценых отложений. Последнее сопровождается сменой их типа с хлоркальциевого на гидрокарбонатно-натриевый, снижением содержания брома и повышением — бора [Лукин и др., 2005; Киреева, 2010]. 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, водонепроницаемой контактной которой не вскрыт. Однако отрывочные данные (скв. 110 на Северном своде и др.) свидетельствуют о наличии здесь маломинерализованных вод содового типа [Киреева, 2010]. 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 месторождения Белый Тигр образовалась в результате вытеснения и разбавления минерализованных элизионных вод практически пресными (но с большим количеством примесей, включая В, Fe, Ni, Hg, Zn, Ba 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 (десять миллионов лет) заполнения огромных,

² Минимальная минерализация (1,2 г/л) зафиксирована на глубине 4300 м [Киреева, 2010, с. 37].

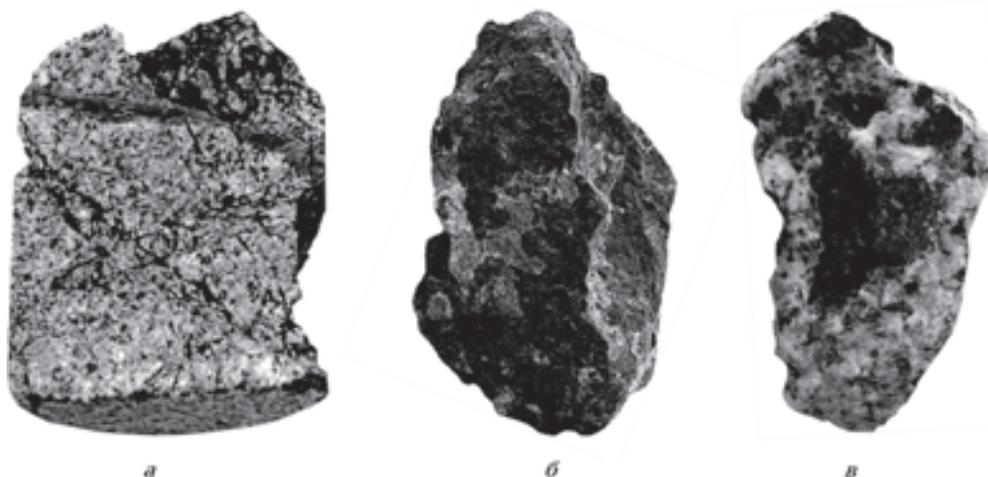


Рис. 9. Примазки ТППВ по трещинам флюидоразрыва и дробления в породах разуплотненного гранитоидного массива (месторождение Белый Тигр): а — трещиноватый и кавернозный гранит; б — пропилигитизированный гранодиорит; в — пропилигитизированный лейкодиорит. Коллекция В. В. Донцова.

сложных по своей морфологии резервуаров глобулями нефти, выносимыми элизионными водами, изначально обречена на неудачу. Согласно подсчетам объемно-генетическим методом (с оценкой нефтегенерационного потенциала рассеянного ОВ олигоценых отложений по данным пиролиза на приборе Rock-Eval), общего количества УВ, генерированных возможными нефтематеринскими толщами олигоцена, явно недостаточно для обеспечения имеющихся запасов в залежах КФ и нижнего олигоцена месторождения Белый Тигр. Расчетная величина исходного УВ потенциала материнских свит чаку и чатан ($P_{исх} = 21,69$ 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 газово-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 [Лукин, 2002] и медленных (десятки миллионов лет) осадочно-миграционных процессов нефтегазонакопления. Вместе с тем результаты стадийного анализа вторичных изме-

нений в нефтеносных породах подтверждают сложный многофазный характер нафтидогенеза. Наиболее древние его генерации представлены черными сажистыми примазками по трещинам (рис. 9), количество которых возрастает с глубиной. При более детальном изучении они оказались подобными инъекциям темноцветного пелитоморфного полиминерального вещества (ТППВ), развитого по трещинам естественного флюидоразрыва. Их широкое распространение отмечается [Лукин, 1997, 1999а] на глубинах свыше $4\text{--}5$ 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 инъекции ТППВ генетически связаны с внедрением суперглубинных флюидов [Лукин, 1999а]. 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

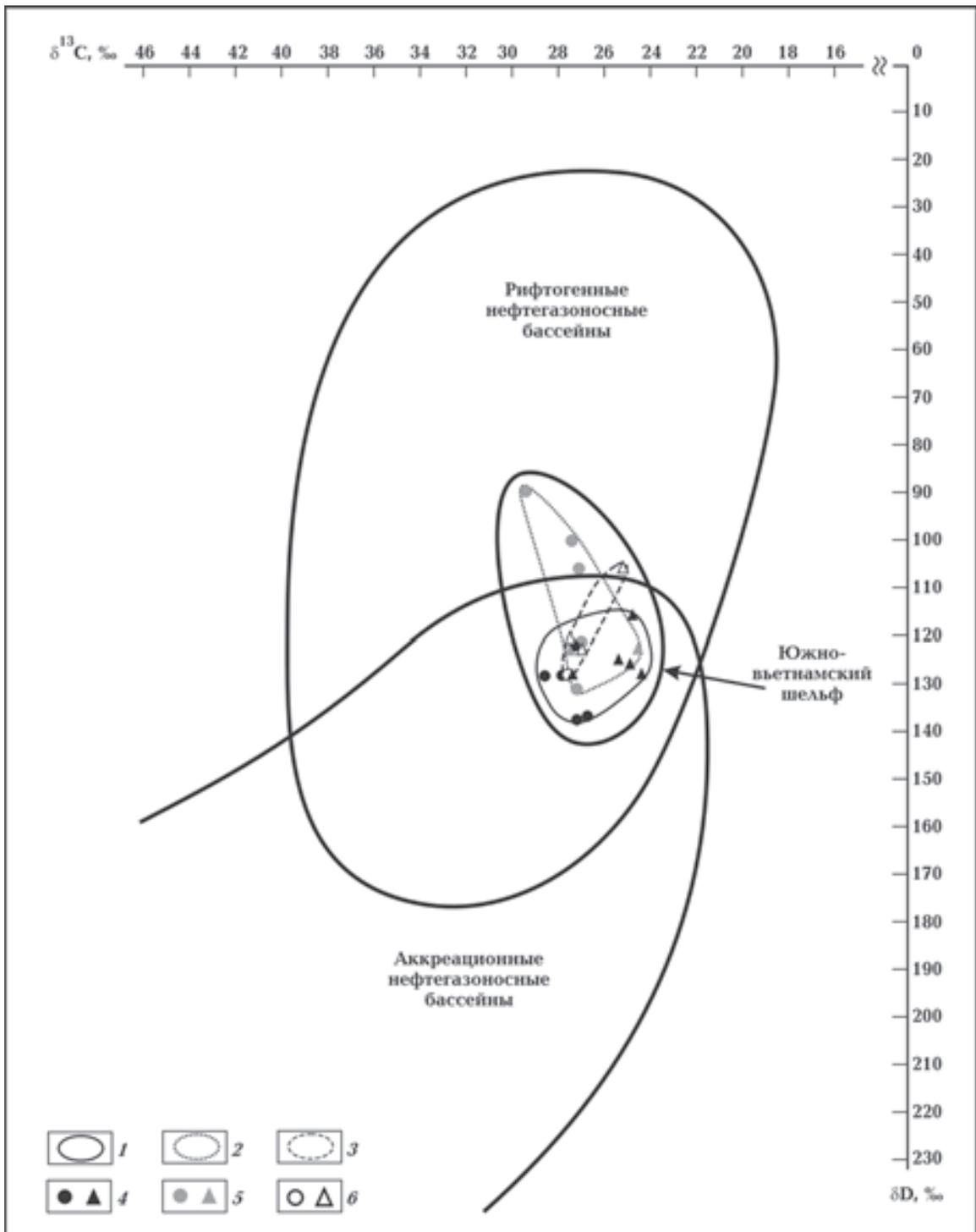


Рис. 10. Поле нефтей месторождений южновьетнамского шельфа на изотопно-геодинамической диаграмме А. Е. Лукина [1999б]: 1 — породы кристаллического фундамента; 2 — олигоценные отложения; 3 — миоценовые отложения; фигуративные точки, соответствующие залежам Белый Тигр (кружок) и Дракон (треугольник); 4 — КФ, 5 — олигодена, 6 — миоцена.

конденсатам глубокозалегающих (4—6 км) комплексов Днепровско-Донецкой впадины [Лукин, 1999б].

Более поздние по сравнению с инъекциями ТППВ — генерации нафтидов, представлен-

ные примазками асфальтов и мальт по трещинам, кавернам и брекчиям дробления. По изотопно-геохимическим особенностям они близки к обычной нефти. Наиболее примечательная изотопно-геохимическая особен-

ность последней — широкий диапазон значений δD ($-120 \div -145$ ‰). Знаменательно, что на диаграмме $\delta^{13}C - \delta D$ фигуративные точки группируются в поля, соответствующие различным тектоногеодинамическим типам бассейнов [Лукин, 1999б]. Изученные пробы нефти залежи КФ Белый Тигр тяготеют к границе полей рифтогенных и субдукционных НГБ (рис. 10).

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 (рис. 11). 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 cm^3/kg , а на глубине свыше 4000 м — 12,5 и 24,55 cm^3/kg породы.

Наряду с метаном и его гомологами установлено наличие примесей непредельных УВ — 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 Белый Тигр (субвертикальная зона потери корреляции на временных разрезах), неотличима от такой характеристики соляных и глиняных диапиров (рис. 12). Признаками диапиризма характеризуется и его взаимоотношение с перекрывающими олигоценowymi 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 допозднемиоловой возраст фундамента Меконгской впадины. В частности, в монографии [Арешев и др., 1997а] 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 — ран-

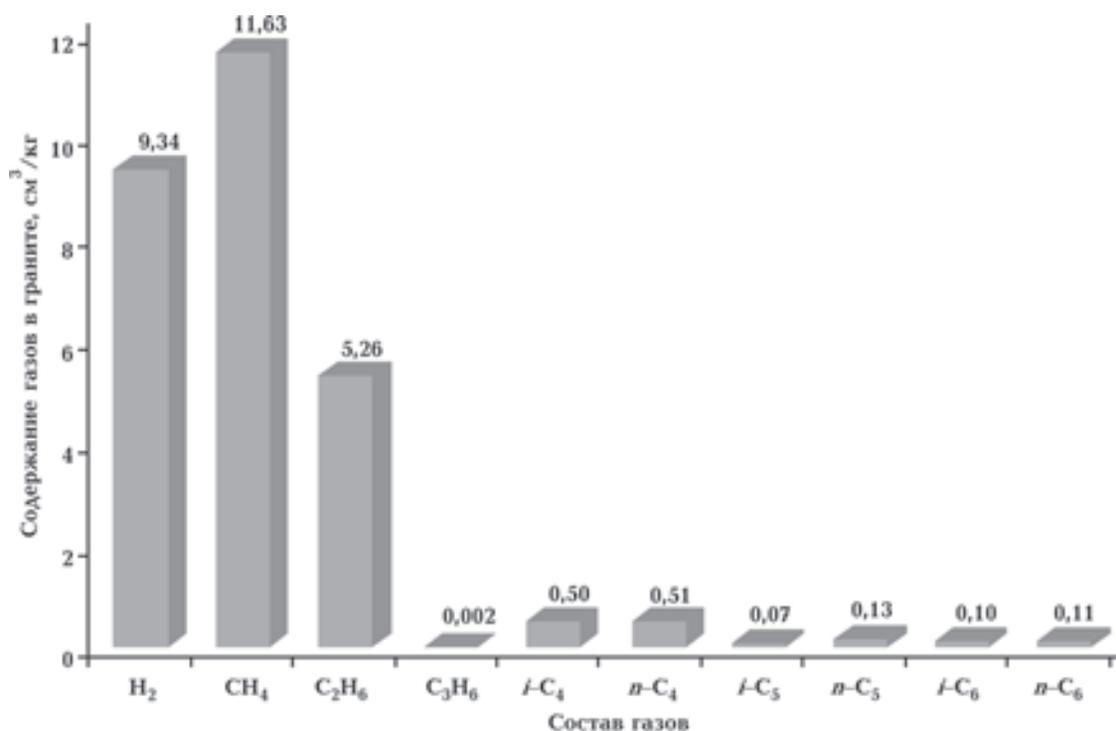


Рис. 11. Результаты анализа газов, извлеченных из метасоматитов, образованных по гранитам фундамента, методом помолы в вакуумной ступке.

нему мелу (195—90 млн лет назад). Отмечены также единичные более древние датировки, соответствующие позднему — среднему триасу (216 ± 10 и 238 ± 7 млн лет назад) и даже раннему карбону (326 ± 10 млн лет). Наряду со сложной блоковой тектоникой южновьетнамского шельфа в целом, Меконгской впадины (бассейна Куулонг) и отдельных месторождений (в частности, Северный, Центральный и Южный блоки месторождения Белый Тигр), а также ярко выраженным аккреционным характером строения [Арешев и др., 1997а] это свидетельствует о длительной многоэтапной истории формирования КФ. Наиболее поздние датировки лейкогранитов и лейкодиоритов 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 про-

являются и в песчаных коллекторах олигоцена и миоцена. В них, в частности, также отмечены 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 месторождении Белый Тигр. 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 пород является одновременно резервуаром УВ. По поводу его природы, равно как и происхождения приуроченной к нему уникальной нефтяной залежи, нет единого мнения.

Согласно [Арешев и др., 1997а], к факторам, определяющим коллекторские свойства пород КФ на месторождении Белый Тигр и других

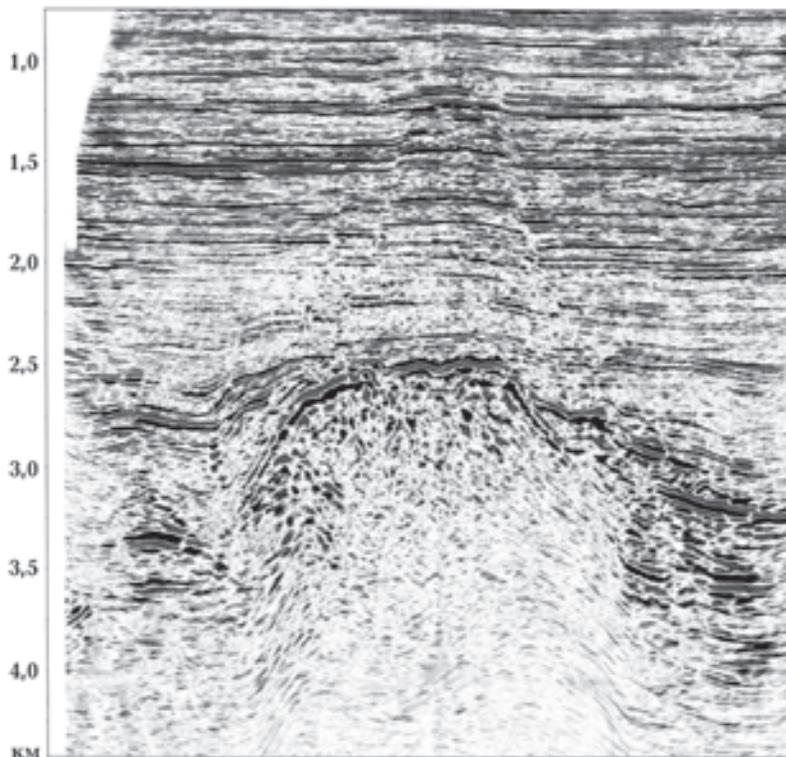


Рис. 12. Дезинтегрированный метасоматически замещенный гранитный массив с признаками диапиризма (месторождение Белый Тигр).

Зондского шельфа, относятся аутометасоматоз, контракционная усадка, тектоническая трещиноватость, постмагматические процессы, тектонокессонный эффект и гипергенные процессы. Совокупность указанных факторов, перечисленных во временной последовательности, отвечает длительному этапу. Его начало связано с застыванием гранитных интрузий (аутометасоматоз, контракционная усадка), а завершение (тектонокессонный эффект, образование коры выветривания) — с «выходом гранитоидов на дневную поверхность на границе мезозоя и кайнозоя» [Арешев и др., 1997а, с. 211]. В соответствии с такими представлениями, 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 свидетельствуют независимые данные: 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 недавнего формирования и современного пополнения массивной залежи в КФ.

Возникновение столь интенсивно разуплотненного и обладающего признаками диапира нефтеносного столбообразного резервуара в

гранитном батолите (Белый Тигр) возможно лишь при сочетании сейсмогенного адиабатического трещинообразования 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. 5). 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 южно-вьетнамского 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 флюидов. С такой точки зрения особый ин-

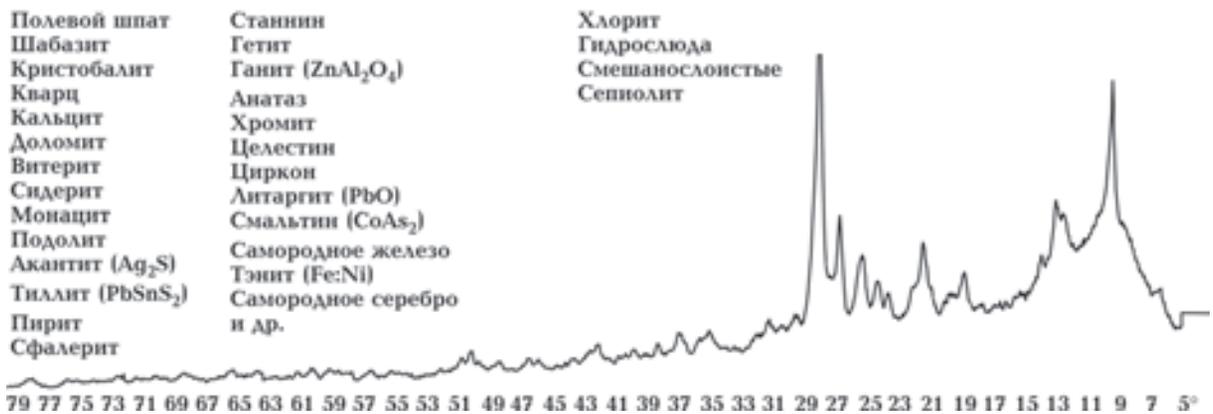


Рис. 13. Наличие самороднометаллических фаз в полиминеральном составе коллектора-метасоматита, сформированного на гранодиоритовом субстрате (месторождение Белый Тигр, скв. 110, гл. 4340,3 м) (дифрактограмма ДРОН-3).

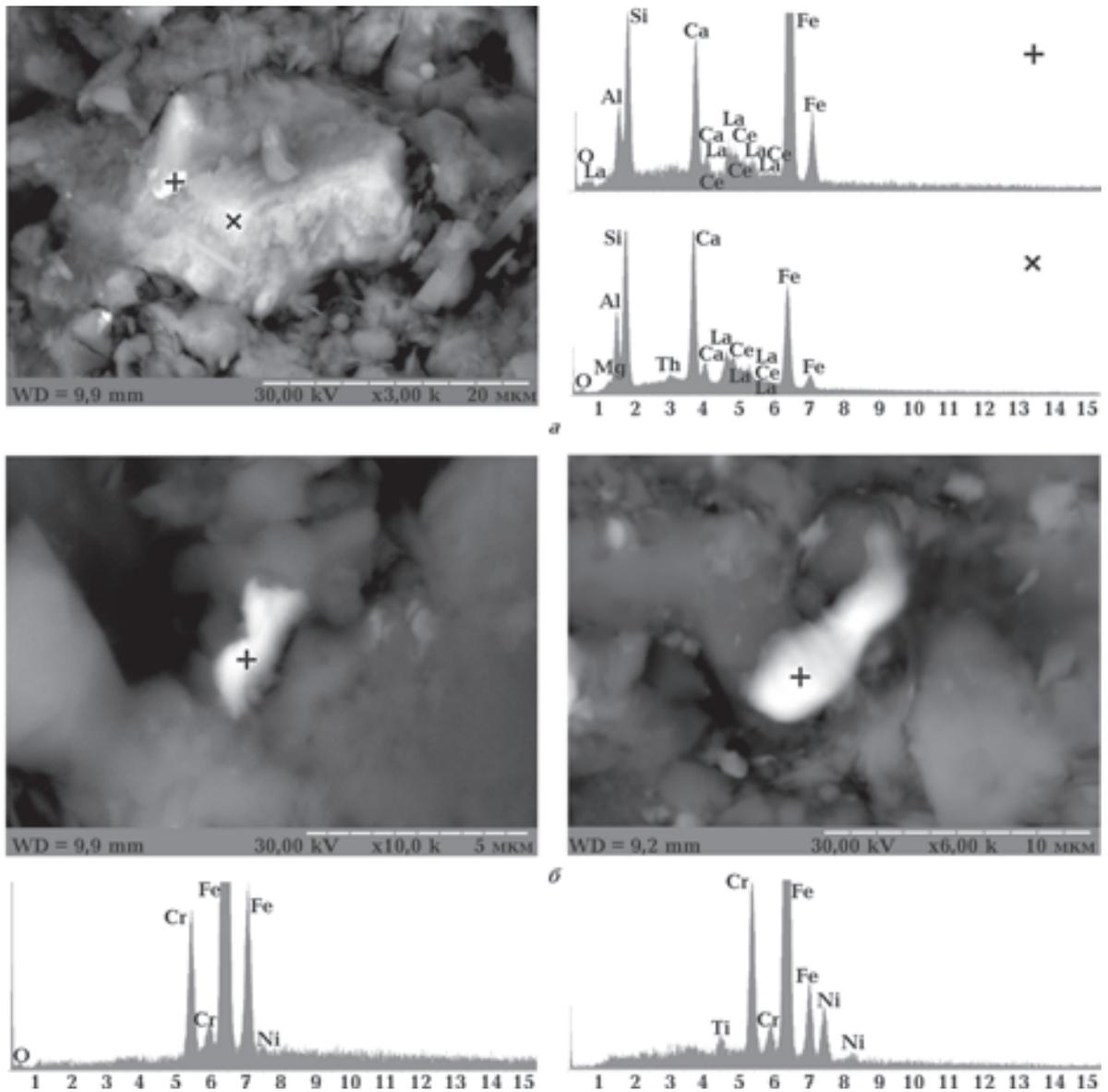


Рис. 14. Самородное железо (месторождение Белый Тигр, скв. 110, гл. 4340,3 м): а — с высоким содержанием La и Ce; б — Cr, Ni-содержащее (возможно, никелевый хромферрид $Fe_3Cr_1N_{0,1}$) с примесью Ti.

терес представляют данные о зараженности пород-коллекторов частицами самородных металлов (интерметаллидов, природных сплавов), а также карбидов и силицидов, установленной на различных месторождениях [Лукин, 2006, 2009]. Однако наиболее интенсивно это проявилось в разуплотненных кристаллических породах — коллекторах массивной нефтяной залежи Белого Тигра [Лукин и др., 2007]. Содержание некоторых самородных металлов (Fe, Cu, Zn, Pb, Sn и др.) в отдельных пробах столь велико (0,5—3%), что их наличие фиксируется по данным рентгеноструктурного ана-

лиза (рис. 13). 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 эксплозивным 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-

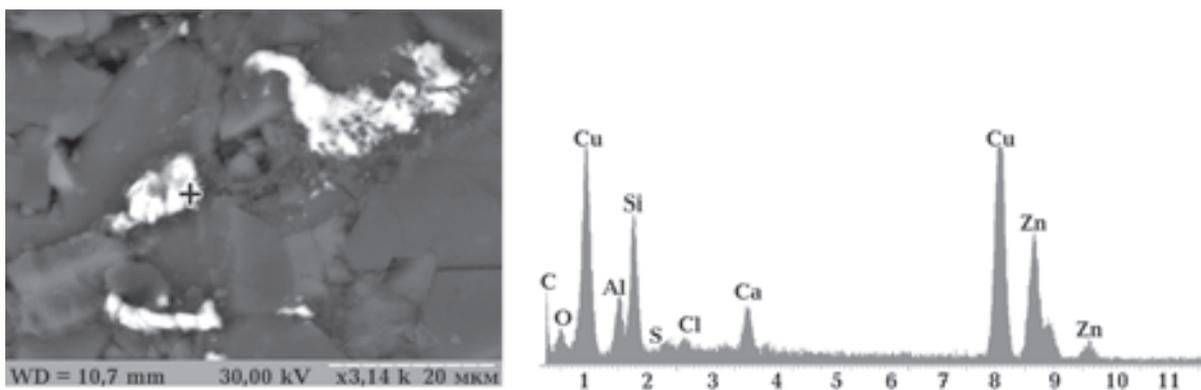


Рис. 15. Цинкистая медь (природная латунь) (месторождение Белый Тигр, скв. 402, гл. 1500 м).

примесей; наличие разнообразных интерметаллидов и природных сплавов со структурами распада твердых растворов [Лукин, 2006, 2009].

Повсеместно распространены самородное железо с различными примесями (Ni, Cr, PЗЭ, С и др.) и цинкистая медь (природная латунь), часто встречаются никель, хром, серебро, свинец, цинк, олово (рис. 14—16). Отмечены самородный алюминий, титан, вольфрам, а также единичные находки таких минералогических раритетов, как самородный индий, природный сплав серебра и кадмия [Лукин и др., 2007]. Широко распространены твердые растворы различных металлов (Fe, Ni, Ti, Cr, Cu, Zn и др.) в цеолитах (рис. 17).

Таким образом, в самороднометаллической 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 самороднометаллической ассоциации в нефтеносных коллекторах-метасоматитах, обилие этих частиц в «сажистых» примазках по трещинам флюидоразрыва свидетельствуют о более глубокой генетической связи самородных металлов с нефтидами, 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 нефтях зафиксировано свыше 40 элементов, включая повышенные, а в некоторых пробах аномально высокие содержания никеля, хрома, железа, титана, меди, цинка, молибдена, индия, серебра, свинца, лантана, цезия. Перечислены все те элементы, которые отмечены в составе самороднометаллических частиц. Показательно,

что в составе последних не установлен ванадий, тогда как выявлены твердые растворы железа — никеля, железа — хрома и никеля и частиц самородного никеля. Это хорошо коррелируется с резким преобладанием в нефтях месторождения Белый Тигр 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 принимаются как однозначное свидетельство миграции вещества из земного ядра [Рябчиков, 2003]. Применительно к рассматриваемой нами проблеме наличие самородного никеля и его твердых растворов с железом и хромом, повышенные его концентрации в нефтях также могут указывать на участие в нафтидогенезе суперглубинных флюидов. В целом же наиболее вероятным источником приведенных парадоксальных геохимических ассоциаций является слой D [Лукин, 2009]. 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 также пленок на разных минералах). Более крупные частицы, нередко

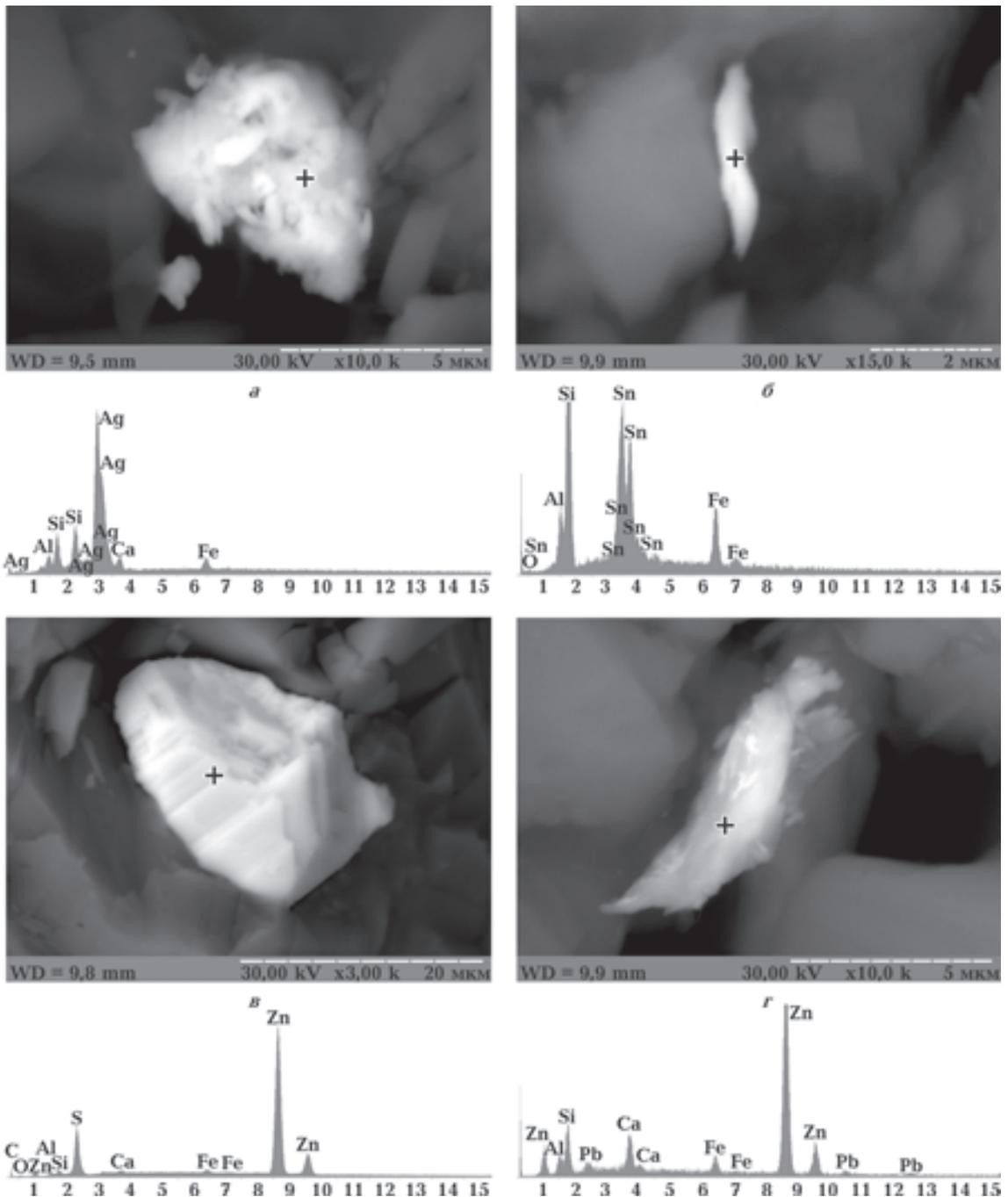


Рис. 16. Самородные металлы (месторождение Белый Тигр, скв. 110, гл. 4340,3 м): *а* — самородное серебро (в виде изолированного агрегатного сростка); *б* — самородное олово (с повышенным содержанием Fe); *самородный цинк* (с примесью Fe): *в* — пластинчато-«гребенчатого» строения, *г* — пластинчато-волоконистого строения.

с признаками твердофазного и эвтектического распада [Лукин, 2006, 2009в], представляют собой «брызги» расплава, возникающие при взрыве «газовых пузырей» на границе «мантия — ядро» 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» [Комаров, Томсон, 2007, с. 779] и осуществляющих трансмиссию энергии и вещества ядра — нижней мантии во внешние геосферы Земли (вплоть до выхода

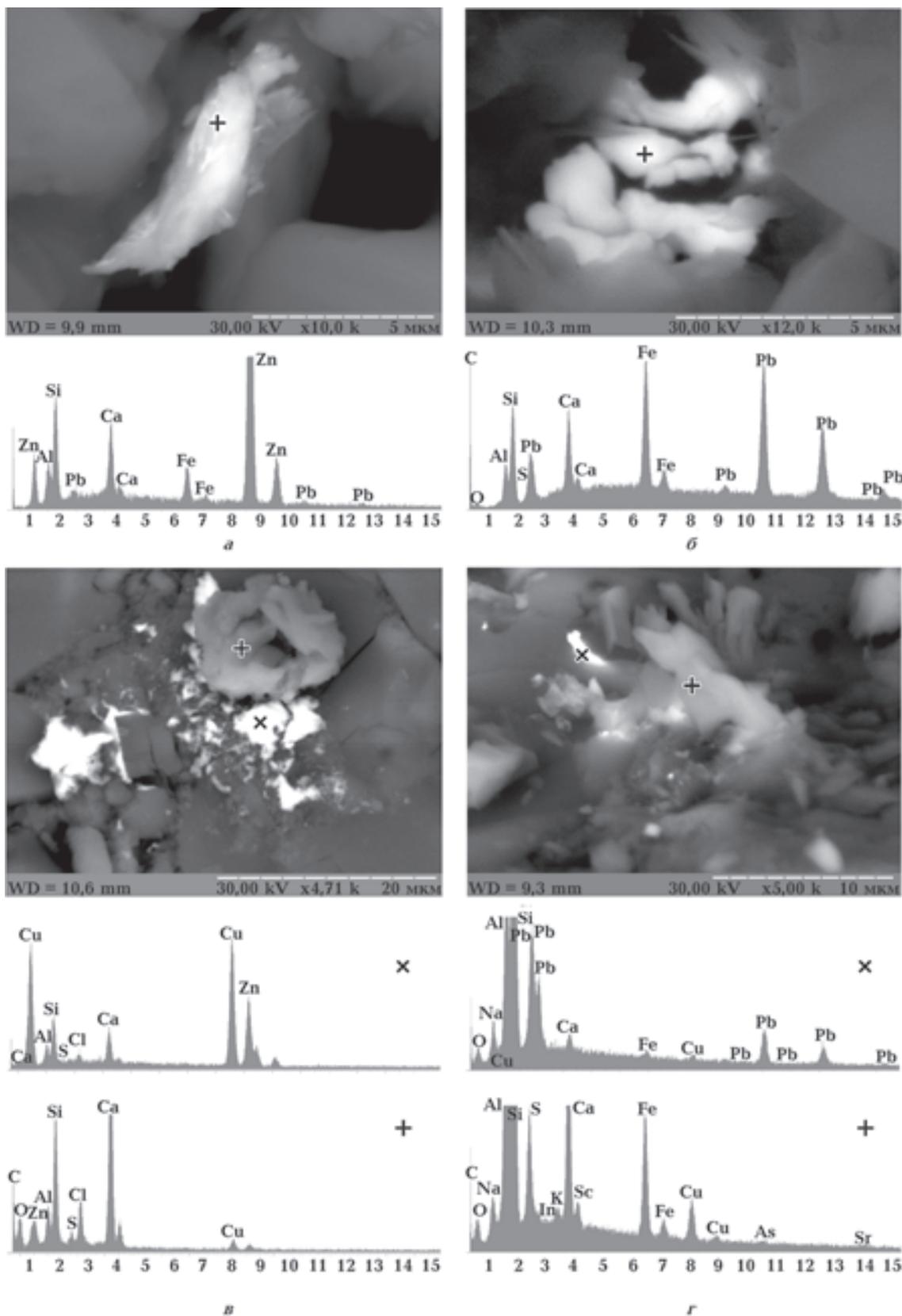


Рис. 17. Твердые растворы различных металлов в цеолитах (месторождение Белый Тигр, скв. 110, гл. 4340,3 м): а — Zn, Fe, Pb; б — Fe, Pb; в — Cu, Zn; г — Pb, Fe и др.

в гидросферу и атмосферу в областях активного вулканизма и рифтогенеза). Становится понятной и природа энергетических, а также 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 месторождения Белый Тигр, в котором интенсивное нефтенакopление сочетается с мощным разуплотнением КФ (с формированием нефтенасыщенного штоко-диапира). Это имеет особое значение для понимания основных закономерностей нафтидогенеза — нефтегазонакопления.

Независимое подтверждение реальности существования трансмантийно-литосферных флюидных струй данными сейсмической томографии. Упомянувшиеся инъекции пригожинитов по трещинам флюидоразрыва в кристаллических породах и наличие частиц природных сплавов со структурами распада твердых растворов указывают на чрезвычайно кратковременные колоссальные (порядка 2000—3000 °С) сбросы температур. Это возможно лишь при достаточно быстром (свыше 1 км/с) подъеме флюида (сверхсжатого поликомпонентного, на C–H–S основе, газа, нагруженного самороднометаллическими частицами и кластерами) от поверхности ядра — подошвы мантии к верхним слоям литосферы [Лукин, 2006, 2009]. Таким образом, находит подтверждение предложенная В. В. Кузнецовым [2008] глубокая аналогия между плюмом (мантийной струей, пронизывающей мантию от границы ядра до поверхности Земли) и тороидальным вихрем. Соответствующие расчеты свидетельствуют об очень больших скоростях движения плюма, «ограниченных сверху величиной скорости звука (~10 км/с)» [Кузнецов, 2008, с. 82]. Тороидально-вихревая природа и высокие скорости восходящего движения обеспечены «огромным энергетическим потенциалом отделяющегося газового плюма ($P_{\text{фл}} > 1300$ кбар), $T > 4000$ °С), «прожигающего» мантию и достигающего верхних горизонтов литосферы» [Летников, 2001, с. 291]. Следует напомнить, что хотя само понятие мантийной струи (mantle plume), или плюма, появилось в 1960—1970-х годах (работы Дж. Вильсона и В. Моргана), реальность существования плюма как флюидодинамического явления и геодинамического фактора подтверждается лишь благодаря новейшим сейсмотомографическим исследованиям. Однако и сейчас,

наряду с широким признанием идей плюм-тектоники [Хаин, 2003; Планета Земля, 2004], полагают, что это — артефакт, обусловленный сейсмическими шумами [Kerr, 2006]. Поэтому столь важно подтверждение реальности существования плюмов 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. 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 отражения в скоростном строении мантии. Эксплозивная природа возникновения газового плюма позволяет ожидать, что его прохождение сквозь мантию сопровождается 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.

Наличие нестационарных флюидных процессов ранее было установлено по уже упомянувшимся данным ГСЗ коры и верхней мантии [Булин, Егоркин, 2000; Кузин, 2004; Егоркин, 2006; Павленкова, 2002, 2006]. В этих работах было показано, что флюидному процессу соответствуют субвертикальные скоростные колонки, характеризующиеся послойной инверсией высоких и низких скоростей (соответственно — повышенной и пониженной плотности). С позиций тектоники литосферных плит, при рассмотрении тыловых частей островодужных областей в случае флюидного потока выделяются низкоскоростные слои на глубинах 120—180, 650—700, 1000—1200 км [Родкин, 2002], приуроченные, согласно

химико-минералогической модели Земли Ю. М. Пушаровского [1998], к верхней мантии, зоне раздела 1 и средней мантии. Глубины залегания кровли и подошвы указанных слоев могут изменяться, но их наличие обязательно, как и низкоскоростного слоя (астеносферы) в верхней мантии под древними платформами [Егоркин, 2006; Павленкова, 2006].

Одно из основных свойств скоростного строения мантии Земли, вытекающее из решения задачи сейсмической томографии [Inoue et al., 1990], состоит в инверсности скоростных слоев, что проявляется в следующих общих характеристиках. Под стабильными областями для верхней мантии свойственны высокие скорости, для переходной зоны — низкие, зоны раздела 1 — высокие, средней мантии — низкие, зоны раздела 2 — высокие, нижней мантии — низкие. Для мантии под активизированными областями скоростная характеристика инверсна, т. е. в верхней мантии сейсмические скорости низкие, в переходной зоне — высокие, зоне раздела 1 — низкие, средней мантии — высокие, зоне раздела 2 — низкие и т. д. Следует отметить, что средняя и нижняя части мантии квазиоднородны и, несмотря на это, могут содержать значительные аномальные области. Поэтому условия существования низкоскоростных слоев на глубинах 120—180 (верхняя мантия) и 650—700 км (зона раздела 1) могут соответствовать переходу от мантии под стабильными областями к мантии под активизированными областями.

В работе использованы данные сейсмической томографии P -волн. Современная мировая сеть сейсмологических станций, результаты наблюдения которых представлены в бюллетенях ISC (<http://www.isc.ac.uk>), позволяет получить данные, необходимые для решения задач сейсмической томографии — линеаризированной обратной многомерной кинематической задачи сейсмики. В рассматриваемом случае задача поставлена следующим образом: для заданной системы наблюдений по временам прихода первых вступлений P -волн требуется построить трехмерную скоростную модель среды с последующим выделением мантийных скоростных колонок — сейсмических маркеров восходящего движения сверхглубинных флюидов.

Модель мантии под Юго-Восточной Азией получена в контексте модели мантии под Евразией методом Тейлорового приближения, предложенным В. С. Гейко [Geuko, 2004]. Метод не зависит от начального приближения (ре-

ферентной модели), решение представимо как в сферических, так и в декартовых координатах. Модель создана в декартовых координатах в виде горизонтальных, широтных и долготных сечений. Шаг горизонтальных сечений от 25 до 2700 км. Шаг широтных и долготных сечений 1° до тех же глубин. Для графического изображения результатов в качестве референтной модели была построена модель обобщенной средней скорости для мантии под Евразией и ее окружением [Гейко, Цветкова, 1998]. Относительно этой модели рассматриваются высокие и низкие скорости для горизонтальных сечений и невязки скоростей для широтных и долготных сечений:

$$r = V - V_{av} > 0 \text{ — высокие скорости,}$$

$$r = V - V_{av} < 0 \text{ — низкие скорости.}$$

Разрешающая способность метода: до глубины 1000 км — $0,5^\circ \times 0,5^\circ \times 25$ км; в интервале глубин 1000—2900 км — $1^\circ \times 1^\circ \times 25$ км. Следует отметить, что результатом решения задачи сейсмической томографии является модель, оптимальная в пределах принятых физико-математических представлений. Последние включают: аксиоматику, теорию метода, принятую параметризацию среды, численные методы решения задачи, аппроксимирующие методы, графические методы и т. д.

В результате анализа скоростного строения мантии под Юго-Восточной Азией выделены соответствующие сверхглубинному флюидному процессу мантийные скоростные колонки, которые прослеживаются на всю глубину мантии и характеризуются чередующимися высоко- и низкоскоростными аномалиями. Схема расположения субвертикальных мантийных колонок в мантии под Юго-Восточной Азией и Южным Китаем показана на рис. 18, а их положение на вертикальных сечениях мантии — рис. 19, 20.

Анализ полученной 3D P -скоростной модели мантии под Юго-Восточной Азией [Заец и др., 2009] позволяет сделать следующие выводы.

1. Скоростные структуры мантии под Юго-Восточной Азией испытывают непосредственное влияние скоростных структур мантии под Индо-Австралийской плитой; на ее северо-восточный и восточный сегменты оказывают влияние скоростные структуры мантии, расположенные, соответственно, под Южно-Китайской платформой и Филиппинской плитой; северо-западный сегмент находится под влиянием мантийных структур, соответствующих Индостанской плите и Гималаям.

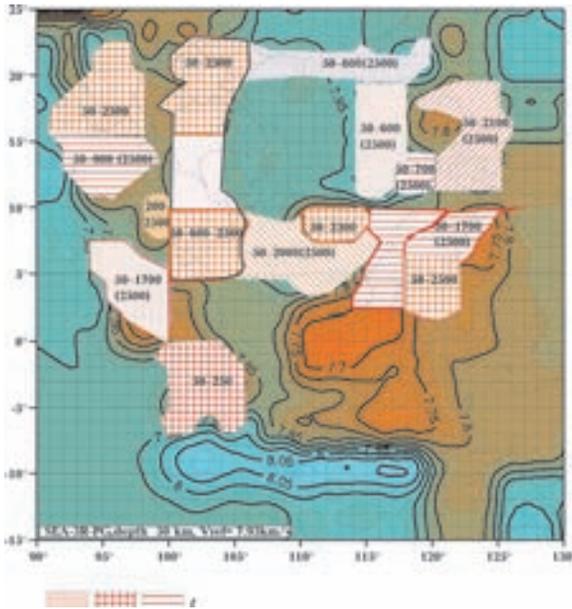


Рис. 18. Расположение мантийных колонок под Юго-Восточной Азией: 1 — 50—2500 км — глубины, на которых выделяются мантийные скоростные колонки.

2. В мантии под Юго-Восточной Азией выделяется область, для которой характерно двух-слойное строение верхней мантии (тонкая высокоскоростная сейсмическая литосфера и низкоскоростной слой), что определяет ее как неустановившуюся (молодую) структуру.

3. До глубины 75—100 км в мантии выделяется (см. рис. 2) кольцевая мегаструктура (мантийная скоростная область К). Ее высокоскоростное (относительно референтной модели) обрамление проходит по юго-западной границе блока Индо-Бирмания, западной части блоков Шан Тхай и Андаман, далее по границе блока Суматра. На юге высокоскоростная область занимает центральную часть блока Ява и по восточной границе блока острова Крисмас уходит на юг. На востоке область ограничена блоками Манила и Тайвань.

4. Высокоскоростная центральная часть охватывает блок Южный Китай, северо-восточную часть блока Индокитай, блоки централь-

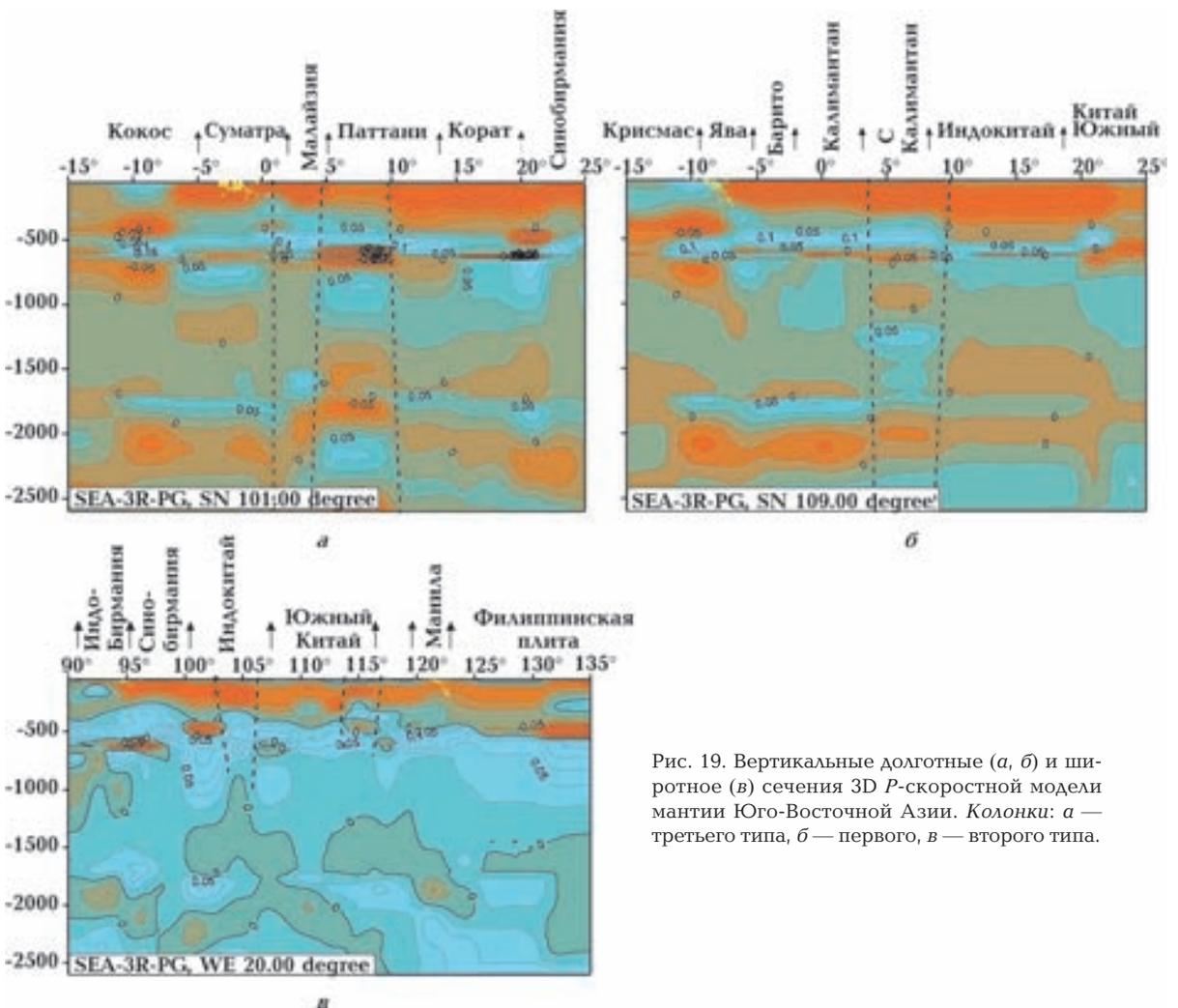


Рис. 19. Вертикальные долготные (а, б) и широтное (в) сечения 3D *P*-скоростной модели мантии Юго-Восточной Азии. Колонки: а — третьего типа, б — первого, в — второго типа.

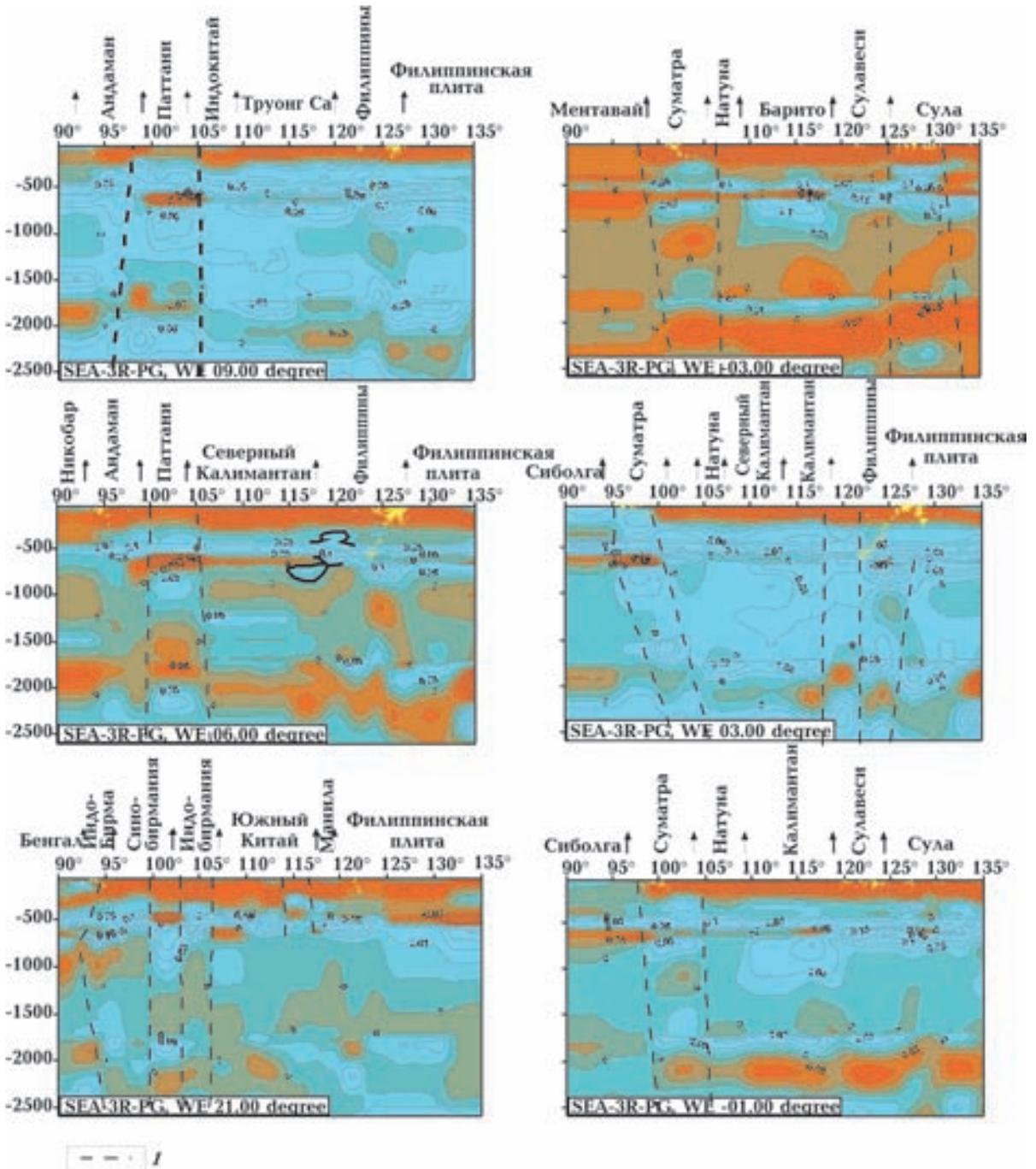


Рис. 20. Вертикальные широтные сечения 3D *P*-скоростной модели мантии Юго-Восточной Азии: 1 — условная граница мантийной скоростной колонки.

ной и восточной частей Южно-Китайского моря, Северный Калимантан.

5. Между двумя высокоскоростными областями заключена низкоскоростная область, которую, в свою очередь, можно разделить на две части.

На глубине 50 км при значении референтной скорости 7,93 км/с низкоскоростная под-

область 1 характеризуется скоростями 7,8—7,85 км/с и объединяет блоки Синобирмания, Корат, а также северо-восточную и восточную части блока Андаман. Низкоскоростная под-область 2 выделяется изолинией 7,875 км/с и включает блок Суматра, юго-восточную часть блока Паттани, блоки Малайзия, Натуна, Калимантан, архипелаг Труонг Са.

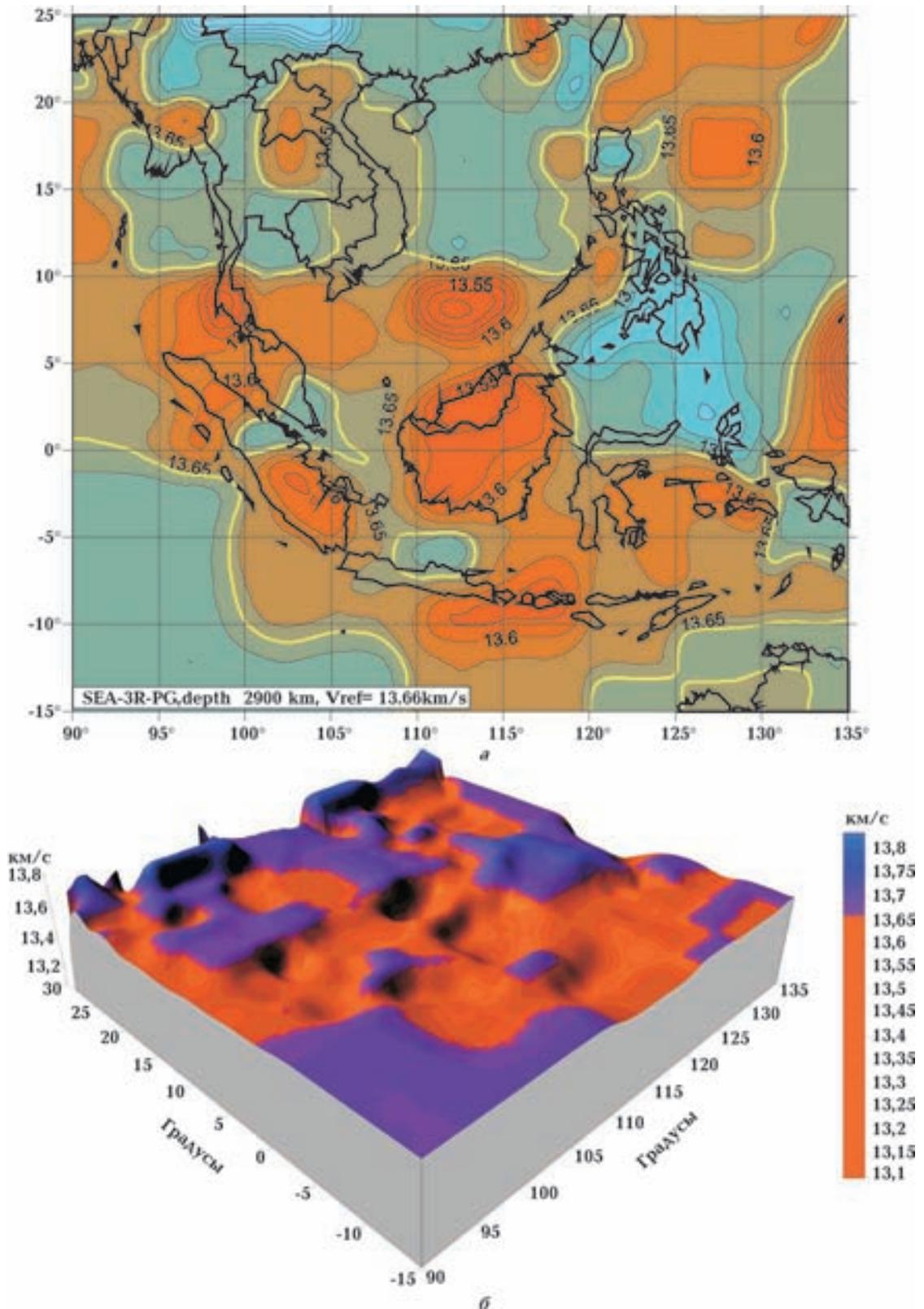


Рис. 21. Горизонтальное сечение 3D P -скоростной модели мантии Юго-Восточной Азии на глубине 2900 км (а) и изоповерхность скоростей на этой глубине (б).

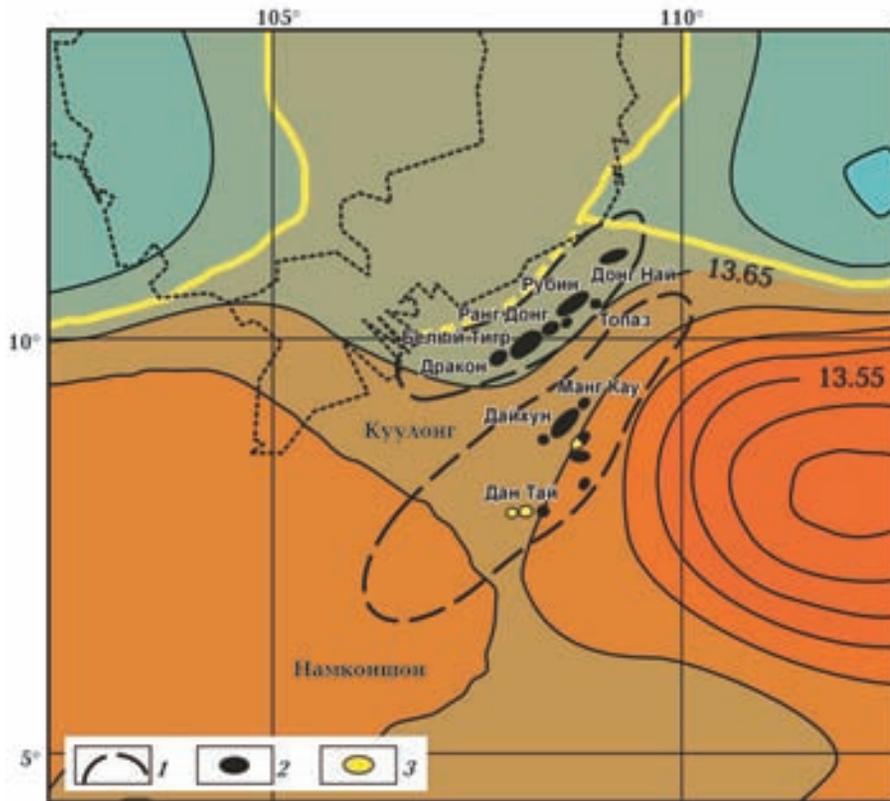


Рис. 22. Положение проекций бассейнов Куулунг и Намконшон на глубине 2900 км (граница ядро—мантия): 1 — границы НГБ; месторождения: 2 — нефтяные, 3 — газовые.

Использование мантийных колонок в качестве индикаторов флюидных процессов базируется на анализе скоростных структур как верхней мантии и ее переходной зоны, так и зоны раздела 1, средней мантии, зоны раздела 2 и нижней мантии.

Как известно, далеко не всегда используемые системы наблюдений позволяют получить скоростную структуру мантии в целом. Юго-Восточная Азия в этом отношении — один из наиболее благоприятных регионов. Объектом исследований определена мантийная область под выделенной в верхней мантии кольцевой структурой К.

Общая скоростная характеристика мантии, под ней, в особенности зоны раздела 1, средней мантии, зоны раздела 2 и нижней мантии свидетельствует о неустойчивом активизированном состоянии всей мантии. Это проявляется в следующих признаках (рис. 19, 20):

- 1) отсутствии зоны раздела 1 либо она представлена очень тонким (≤ 50 км) слоем;
- 2) достаточном количестве неоднородно-

стей, среди которых выделяются слэбы в квазиоднородной средней мантии;

3) нечетких скоростных характеристиках зоны раздела 2 либо ее отсутствии.

В неустойчивой мантии под кольцевой структурой К выделяются мантийные скоростные колонки (см. рис. 18).

В северной части определяются скоростные колонки, относящиеся к мантийной области под окончанием Южно-Китайской платформы. Мантийные скоростные колонки приурочены к интервалу (19° – 21° – 23° с. ш.) \times (100° – 120° в. д.).

К западному сегменту кольцевой структуры относятся мантийные колонки, соответствующие блокам Суматра, Индо-Бирманья и Корат, а к восточному — соответствующие блоку восточной части Южно-Китайского моря.

Сравнительная характеристика скоростных особенностей выделенных мантийных колонок позволяет разделить их на три типа.

Первый тип. К нему относятся мантийные колонки в области (5° – 10° с. ш.) \times (98° – 116° в. д.), которая принадлежит зоне тройно-

го сочленения мантийных структур под Индо-Австралийской плитой, Южно-Китайской платформой и Филиппинской плитой. Колонки этого типа характеризуются наличием скоростных аномалий и их инверсностью по мере продвижения вверх, начиная от нижней мантии. Наиболее ярко проявляются аномалии в средней и нижней мантии.

Район южновьетнамского шельфа с уникальным нефтяным месторождением Белый Тигр соответствует области (8° с. ш.)×(106°—108° в. д.)×(10° с. ш.×(108°—110° в. д.)). Рассмотрим сечение 109° в. д. (см. рис. 19). Здесь на фоне инверсных скоростных слоев мантии выделяется мантийная колонка первого типа, скоростные характеристики которой представлены в таблице. Наличие аномалий высоких скоростей в нижней мантии может соответствовать фазе отделения газового плюма от поверхности ядра (скорость на границе ядро — мантия для мантийных скоростных колонок первого типа изменяется от 13,656 до 13,685 км/с при референтном значении 13,66 км/с) и началу его восходящего движения. Судя по мантийным колонкам других сегментов шельфа Южно-Китайского моря и других районов Юго-Восточной Азии, здесь можно прогнозировать ряд зон интенсивного нефтегазонакопления и приуроченных к ним гигантских месторождений с залежами как в осадочном чехле (включая нелигифицированные миоценовые и плиоцен-четвертичные терригенные отложения и первично-поровые коралловые рифы), так и в разновозрастном КФ.

Второй тип. Мантийные колонки этого типа относятся к интервалу (19°—23° с. ш.)×(100°—120° в. д.) (см. рис. 20) — северной части кольцевой структуры К. По скоростным характе-

ристикам мантия под этой областью является переходной между активизированной мантией под окраиной Южно-Китайской платформы и неустановившейся активизированной мантией под Южно-Китайским морем. В средней мантии выделяется высокоскоростной слэб, распространяющийся от мантии под Филиппинской плитой. В качестве примера рассмотрим мантийную колонку (20° с. ш.)×(114°—117° в. д.). Особенности области: резкая расслоенность верхней мантии (проявление неустановившихся процессов в мантии); отсутствие зоны раздела 1 и более слабая выраженность скоростных аномалий средней мантии, зоны раздела 2 и нижней мантии.

Отсюда следует, что для рассматриваемой мантийной скоростной колонки в средней и нижней мантии отмечаются не столь ярко выраженные аномалии по сравнению с мантийной колонкой первого типа. При этом аномалии мантийной скоростной колонки второго типа, соответствующие верхней мантии и ее переходной зоне, более резко выражены по сравнению с соответствующими аномалиями колонки первого типа. Граница ядро — мантия для данной мантийной колонки определяется скоростью 13,678 км/с по отношению к референтной скорости 13,66 км/с. В целом для мантии под южной окраиной блока Южный Китай скорость на границе ядро — мантия изменяется от 13,576 до 13,688 км/с.

Третий тип. Выделен в пределах Бирмано-Зондской системы. Его главная особенность — наличие в верхней мантии ярко выраженных высокоскоростных наклонных слоев, распространяющихся от низкоскоростной верхней мантии в переходную зону. Это обусловлено

Скоростная характеристика мантийных колонок

Первый тип		Второй тип		Третий тип	
Глубина, км	Значение невязки, км/с	Глубина, км	Значение невязки, км/с	Глубина, км	Значение невязки, км/с
50—75	+0,025	50—75	+0,05	50—250	-0,015
75—300	-0,125	75—250	-0,125	250—550	+0,1
300—600	+0,1	250—350	+0,05	550—650	-0,05
600—700	-0,05	350—500	-0,025	650—900	+0,075
700—825	+0,025	500—1300	+0,025	900—1400	-0,025
825—1125	-0,025	1300—1700	-0,025	1400—1700	+0,05
1125—1275	+0,025	1700—2300	-0,025	1700—2350	-0,05
1275—1825	+0,05	2300—2600	+0,050	2350—2600	+0,025
1825—2170	-0,025	2900	+0,012	2900	+0,016
2170—2600	+0,05				
2900	+0,0				

распространением соответствующих Индо-Австралийской плите высокоскоростных мантийных структур в мантию под Юго-Восточной Азией (Ментавайская дуга). Можно предположить, что таким колонкам соответствуют как тектонические, так и флюидные землетрясения. В качестве примера приведем колонку (см. рис. 19), которая находится в интервале (0° — 5°) ю. ш. × (98° — 105°) в. д. Граница ядро — мантия здесь характеризуется значением скорости 13,682 км/с при референтной скорости 13,66 км/с.

Сравнительная характеристика скоростных особенностей мантийных колонок позволяет выделить три их типа (см. таблицу).

Контрастные изменения распределения полей повышенных и пониженных скоростей на различных уровнях (в интервале 50—2900 км) литосферы и мантии отражают слоистый характер их распределения в мантии и литосфере. По приведенным в таблице скоростным характеристикам отмечается большая скоростная расслоенность мантийной колонки первого типа, соответствующей вьетнамскому сектору южновьетнамского шельфа по отношению к колонкам второго и третьего типов. Это относится и к другому углеводородному гиганту региона — упоминавшемуся нефтяному месторождению Минас (Индонезия).

Характерной особенностью, связанной со скоростным строением изучаемого региона, является приуроченность скоростных мантийных колонок к контактной границе между высокими и низкими скоростями (см. рис. 18). Эта тенденция достаточно четко проявляется в горизонтальных сечениях рассматриваемой скоростной модели на всех глубинах, испытывающей определенные трансформации [Заец и др., 2009], вплоть до глубинного уровня 2900 км, условно сопоставляемого с поверхностью жидкого ядра — слоя D (рис. 21). В расположении проекций зон интенсивного нефтегазоаккумуляции (бассейнов Куулонг и Намконшон, рис. 22) относительно области аномально низких скоростей (предположительно отождествлены с очагами эксплозивного выделения и восходящего движения флюидов — в виде «газовых пузырей») проявляются элементы уже отмечавшейся ранее зональности [Лукин, 1997, 1999в]. Над центральной частью (супер)плюмов расположены ареалы интенсивного газонакопления (с газовыми и газоконденсатными гигантскими месторождениями), которые по мере удаления от апикальной части плюма последовательно сменяются зонами нефтегазо-

нефте- и битумонакопления. Признаки указанной тектоногеодинамической зональности нефтидогенеза наблюдаются в различных нефтегазоносных провинциях и подтверждаются распределением ареалов (зон) интенсивного газо-, нефте- и битумонакопления с гигантскими и уникальными месторождениями соответствующего фазово-геохимического типа. Поскольку нефтегазоносность региона изучена лишь фрагментарно, можно говорить лишь об элементах возможной плюмтектонической зональности, которая, по-видимому, отражает весьма сложный, пока совершенно не изученный характер флюидодинамических процессов, инициированных плюмами. Есть лишь некоторые основания предполагать, что фазово-геохимическая зональность нефтидогенеза зависит от флюидодинамического (и термодинамического) режима плюмов, что косвенно отражено на различных сечениях 3D P -скоростной модели мантии, вплоть до ее нижней границы. Более того, на глубине 2900 км наблюдается контрастность скоростной неоднородности, поэтому рассмотренные соотношения проекций зон интенсивного нефтидогенеза различного фазово-геохимического типа и очагов возникновения плюмов должны проявляться более четко, чем на внутримантийных сечениях. В связи с отмеченными минерально-геохимическими показателями участия плюмов (мантийных струй) в формировании ареалов (зон) интенсивного нефтидогенеза это свидетельствует о возможности выявления суперглубинных «корней» не только НГБ, но и отдельных гигантских месторождений.

Месторождение Белый Тигр как модель нефтидогенеза. Уникальность данного объекта исследований заключается, с одной стороны, в экстремальном характере нефтеносности (огромная залежь в метасоматически переработанном выступе КФ, аномально высокие дебиты нефти, явные признаки участия эндогенной энергии и вещества в формировании коллекторов и флюидов), а с другой — в наличии данных сейсмотомографии. Последние свидетельствуют о связи месторождения Белый Тигр и всей зоны интенсивного накопления УВ на южновьетнамском шельфе с суперглубинными флюидами (трансмантийной струей или плюмом), восходящими от поверхности ядра и достигающими верхних слоев литосферы (КФ, осадочный чехол — вплоть до выходов на морском дне в виде сипов и курильщиков). Таким образом, Белый Тигр является, насколько нам

известно, единственным месторождением, участие суперглубинных флюидов в формировании которого можно считать доказанным. Разумеется, нефтяных и газовых месторождений с геохимическими признаками участия глубинных флюидов достаточно много. На ряде из них в коллекторах отмечаются дисперсные самороднометаллические частицы разного состава [Лукин, 2009]. Известны месторождения нефти (Цимрик в Калифорнии, Битково в Карпатах и др.) и газа (Шебелинское в ДДВ, месторождения Северного моря и др.) с аномально высокими содержаниями ртути. Высокие содержания никеля и хрома в нефтях логичнее объяснить участием глубинных источников. Однако все геохимические, а также геотермодинамические (сверхгидростатические — пластовые давления, геотермодинамические аномалии и др.) показатели возможного участия эндогенных факторов можно трактовать также с позиций биоорганической природы УВ и осадочно-миграционных механизмов нефтегазонакопления. В случае же месторождения Белый Тигр (это относится также к Дракону и, по-видимому, бассейну Куулонг в целом) они находят независимое сейсмотомографическое, а в перспективе — гравиметрическое, геомагнитное и геоэлектрическое подтверждение.

Все это позволяет рассматривать месторождение Белый Тигр как пока наиболее адекватную среди известных месторождений модель интенсивного нефтенакпления. Участие в его формировании суперглубинных флюидов является принципиально новым и наиболее важным элементом этой модели. Данный фактор позволяет решить вопрос об источнике энергии и механизмах формирования огромной массивной нефтяной залежи в разуплотненных кристаллических породах, а значит, и любого углеводородного макроскопления в КФ и осадочном чехле, включая наиболее крупные в мире нефтяные и газовые месторождения во вторичных карбонатных коллекторах (Гавар, Канган, Тенгиз и др.), объяснение образования которых осадочно-миграционным путем (заполнение «готовых» резервуаров капельной или пузырьковой миграцией на протяжении миллионов лет) несостоятельно прежде всего с энергетической точки зрения.

Более сложен вопрос об источнике УВ, на который пока нет однозначного ответа. Здесь возможны два варианта. Согласно первому из них, источником УВ является сам суперглубинный флюид — поликомпонентный сверхсжатый газ на углеродно-водородной основе,

а формирование нефтяных, газоконденсатных и газовых месторождений связано с его фазовой дифференциацией в верхней мантии — астеносфере и струйной миграцией жидких и газообразных УВ. Это хорошо согласуется с тектоногеодинамическими закономерностями формирования НГБ (связь с мантийными диапирами — плюмами, особая роль рифтогенеза в их формировании), зон интенсивного нефте- и газонакопления и приуроченных к ним гигантских месторождений. При этом легко снимаются традиционные возражения «неоргаников» против учения о «нефтематеринских свитах» и осадочно-миграционной концепции (проблема источников водорода как фактора гидрогенизации осадочного органического вещества, энергетические и петрофизические трудности механизмов первичной миграции и т. п.).

Существенное возражение против абиогенной природы нефти — наличие (нередко в значительных концентрациях) в нефтях биомаркеров — хемофоссилий (разнообразных углеводородных биомолекулярных структур), которые находятся в генетически информативных соотношениях с вмещающими, обогащенными биогенной органикой отложениями месторождения Белый Тигр, нефти которого в КФ и осадочном чехле близки между собой по таким органо-геохимическим индексам, как пристан/фитан, олеопан/гопан As и т. п., а также характеризуются значительным сходством с органическим веществом олигоценовых гидрокарбонатитов. Поэтому более перспективным представляется второй вариант нафтидогенеза в условиях трансмантийного термомассопереноса, обоснованный в геосинергетической концепции природных УВ-генерирующих систем [Лукин, 1999в]. Согласно этой концепции высокоэнталийные суперглубинные флюиды при взаимодействии с определенным типом корового субстрата (доманикиты, горючие сланцы, битуминозные угли, скопления более древних нафтидов, кристаллические породы с сорбированными и капсулированными УВ) инициируют нафтидогенез как спонтанный лавинообразный процесс. При этом наиболее важную роль играет водород, который в силу высокой теплоемкости и диффузной подвижности проникает в породы КФ и осадочного чехла, стимулируя их разогрев, гидротермолиз, а также деструкцию керогена и битумоидов с интенсивным образованием нефтяных УВ [Савиных и др., 2010]. Током метана (и его гидрообразных гомологов) они вытесняются по

системе тектонических нарушений и трещиноватым зонам в области пьезоминимумов. При заполнении массивного резервуара в выступе КФ, по-видимому, велика роль тектонокессонного эффекта [Горяинов, 1983; Лукин, 1997]. Дальнейшие геохимические исследования позволяют установить соотношения ювенильных (генерированных в самом плюме) и мобилизованных из различных вмещающих пород УВ. Однако «потенциалозадающая» роль суперглубинных флюидов в иницировании лавинообразного нефтидогенеза, судя по данной модели, не вызывает сомнений. Дальнейшие геофизические исследования, включая более детальные сейсмотомографические, гравиметрические, геомагнитные, геотермические исследования, а также изучение изотопного состава гелия, водорода УВ позволят разработать новые эффективные критерии выделения зон интенсивного нефтегазоаккумуляции и прогноза месторождений-гигантов.

Заключение. Данные нефтегазоносности КФ на шельфе Южно-Китайского моря (Южный Вьетнам) свидетельствуют об иницирующем участии эндогенных факторов в формировании зон интенсивного нефте(газо)накопления в литосфере.

Промыслово-геологическими, геохимическими, петрофизическими особенностями уникального нефтяного месторождения Белый Тигр и других месторождений бассейна Куулонг подтверждаются современные представления геодинамики, петрологии, геохимии и физики Земли о генерации суперглубинных флюидов в системе внешнее (жидкое) ядро — слой D и их импульсном отделении в виде всплывающих (стационарный режим) или эксплозивных выбросов (нарушение устойчивости указанной системы при больших энергетических флуктуациях).

Высокоэнергетические флюиды представляют собой поликомпонентные (С–Н–S–железо и другие металлы) газовые смеси в сверхсжатом состоянии. Их дериваты характеризуются высоким содержанием водорода и метана. Они

играют различную нефтидогенерирующую роль, включая лавиноподобное образование различных УВ при их взаимодействии с разнообразными субстратами (доманикиты, доманикоиды и другие гидрокарбонаты, нефтиды более древних генераций, кристаллические и осадочные породы с повышенным содержанием дисперсных УВ и т. п.). Белый Тигр и другие месторождения южновьетнамского шельфа и других регионов Юго-Восточной Азии относятся к объектам, наиболее благоприятным для комплексного изучения этих процессов. Необходимо дальнейшее комплексное (геофизика, геохимия, геодинамика) изучение суперглубинных мантийных процессов под Юго-Восточной Азией. Особое внимание следует уделить анализу волновой картины землетрясений, связанных с восходящими флюидными потоками.

Данные сейсмотомографии являются независимым подтверждением реальности суперглубинных флюидных процессов и их участия в формировании зон интенсивного нефте(газо)накопления. Выделенные на их основе мантийные скоростные колонки с определенной последовательностью чередующихся снизу вверх инверсных по скорости аномалий соответствуют восходящим потокам суперглубинных флюидов разного режима (в частности, знаменательно соответствие месторождения Белый Тигр мантийной колонке первого типа). Это позволит в дальнейшем использовать данные сейсмотомографии как критерий прогнозирования зон интенсивного нефте(газо)накопления в стратиферии и гранитном слое литосферы. Южновьетнамский шельф — уникальный полигон для изучения трансмантийных тепломассопотоков (мантийных струй — плюмов) как фактора нефтидогенеза, а феномен месторождения Белый Тигр свидетельствует о несостоятельности осадочно-миграционной теории как парадигмы нефтидологии XXI в. При надлежащем уровне разработки ее в этом качестве должна сменить геосинергетическая концепция.

Список литературы

Арешев Е. Г., Гаврилов В. П., Донг Ч. Л., Шнип О. А. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. — Москва: Нефть и газ, 1997а. — 250 с.

Арешев Е. Г., Гаврилов В. П., Поспелов В. П. и др. Гранитный слой земной коры как новый нефте-

газоносный этаж литосферы // Геология, геофизика и разработка нефт. м-ний. — 1997б. — № 1. — С. 11—13.

Булун Н. К., Егоркин А. В. Региональный прогноз нефтегазоносности недр по глубинным сейсмическим критериям. — Москва: Центр ГЕОН, 2000. — 192 с.

- Булин Н. К., Щеглов А. Д., Егоркин А. В. и др. Новые сейсмические метки литосферы районов размещения крупных углеводородных скоплений // Докл. РАН. — 1999. — **364**, № 6. — С. 792—795.
- Буш В. А. Системы трансконтинентальных линейментов Евразии // Геотектоника. — 1983. — № 3. — С. 15—31.
- Буш В. А., Гатинский Ю. Г., Елизарьев Ю. З. и др. Новые данные по тектонике Индосинийского массива и его обрамления // Геотектоника. — 1996. — № 1. — С. 83—96.
- Гатинский Ю. Г., Зорина Ю. Г., Чистякова А. А. Особенности разломной тектоники Индокитайского региона // Геотектоника. — 1984. — № 5. — С. 73—82.
- Гейко В. С. Тейлорово приближение волнового уравнения и уравнения эйконала в обратных сейсмических задачах // Геофиз. журн. — 1997. — **19**, № 3. — С. 48—68.
- Гейко В. С., Цветкова Т. А. О единственности решения одномерной обратной кинематической задачи сейсмики // Геофиз. журн. — 1989. — **11**, № 6. — С. 61—67.
- Горяинов П. М. О геодинамически необычных обстановках осадочного породо- и рудообразования в связи с проявлением тектоно-кессонного эффекта // Литология и полезн. ископаемые. — 1983. — № 5. — С. 47—60.
- Донцов В. В., Лукин А. Е. Об эндогенных факторах формирования нефтяных залежей в кристаллическом фундаменте Кылулонгской впадины на шельфе Южного Вьетнама // Докл. РАН. — 2006. — **407**, № 1. — С. 64—67.
- Егоркин А. В. Строение коры и верхней мантии нефтегазоносных провинций по сейсмическим данным // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. — Москва: ГЕОС, 2006. — С. 239—251.
- Заец Л. Н., Цветкова Т. А., Бугаенко И. В., Шумлянская Л. А. 3D P-скоростное строение верхней мантии Индокитая и его окружения // Геофиз. журн. — 2009. — **31**, № 2. — С. 47—60.
- Киреева Т. А. Генезис подземных вод месторождения Белый Тигр (шельф Южного Вьетнама) в связи с нефтегазоносностью // Вестн. Моск. ун-та. Геология. — 2010. — № 4. — С. 35—40.
- Коболев В. П., Оровецкий Ю. П. Палеоэкваториальные рифтогенные узлы и абиогенные углеводороды Малайского архипелага // Геология и полезн. ископаемые. — 2010. — № 4. — С. 5—14.
- Комаров П. В., Томсон И. Н. О плюмах и их влиянии на формирование благороднометалльного оруденения в углеродсодержащих породах // Докл. РАН. — 2007. — **415**, № 6. — С. 779—781.
- Красный Л. И. Основы учения о геоблоковой делимости литосферы // Геол. журн. — 1993. — № 3. — С. 4—13.
- Кузин А. М. Условия сохранения как поисковый критерий для крупных месторождений флюидального генезиса. Приоритетные направления поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа. — Москва: Геоинформмарк, 2004. — 224 с.
- Кузнецов В. В. К вопросу о физике плюма // Геофиз. журн. — 2008. — **30**, № 6. — С. 76—92.
- Кулинич Р. Г., Заболотников А. А., Марков Ю. З. и др. Кайнозойская эволюция земной коры и тектогенез Юго-Восточной Азии. — Москва: Наука, 1989. — 256 с.
- Летников Ф. А. Сверхглубинные флюидные системы Земли и проблемы рудогенеза // Геология руд. — 2001. — № 4. — С. 291—307.
- Лукин А. Е. Гипогенно-аллогенетическое разуплотнение — ведущий фактор формирования вторичных коллекторов нефти и газа // Геол. журн. — 2002. — № 4. — С. 15—32.
- Лукин А. Е. Глубинная гидрогеологическая инверсия как глобальное синергетическое явление. Ст. 3. Глубинная гидрогеологическая инверсия и нефтегазоносность // Геол. журн. — 2005. — № 2. — С. 44—61.
- Лукин А. Е. Инъекции глубинного углеводородно-полиминерального вещества в глубокозалегающих породах нефтегазоносных бассейнов: природа, прикладное и гносеологическое значение // Геол. журн. — 1999а. — № 4. — С. 7—22.
- Лукин А. Е. Литогеодинамические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах. — Киев: Наук. думка, 1997. — 225 с.
- Лукин А. Е. О геодинамически обусловленных различиях в изотопном составе водорода нефтей и конденсатов // Докл. РАН. — 1999б. — **369**, № 3. — С. 351—353.
- Лукин А. Е. О происхождении нефти и газа (геосинергетическая концепция природных углеводородно-генерирующих систем) // Геол. журн. — 1999в. — № 1. — С. 30—42.
- Лукин А. Е. Самородно-металлические микро- и нановключения в формациях нефтегазоносных бассейнов — трассеры суперглубинных флюидов // Геофиз. журн. — 2009. — **31**, № 2. — С. 61—92.
- Лукин А. Е. Самородные металлы и карбиды — пока-

- затели состава глубинных геосфер // Геол. журн. — 2006. — № 4. — С. 17—46.
- Лукин А. Е., Савиных Ю., Донцов В. О самородных металлах в нефтегазоносных кристаллических породах месторождения Белый Тигр (Вьетнам) // Геолог Украины. — 2007. — № 2. — С. 30—42.
- Лукин О. Ю., Донцов В. В., Бурлин Ю. К. Про деякі закономірності нафтогазоносності кристалічного фундаменту // Геол. журн. — 2005. — № 3. — С. 7—22.
- Озол А. А. Актуальные проблемы нефтегазо- и рудообразования на платформах. — Казань: Изд-во Казан. гос. ун-та, 2006.
- Павленкова Н. И. Флюидный режим верхних оболочек Земли по геофизическим данным // Генезис углеводородных флюидов и месторождений. — Москва: ГЕОС, 2006. — С. 46—57.
- Павленкова Н. И. Флюидная концепция глобальной геотектоники. Материалы Всерос. конф. с междунар. участниками, посвящен. 100-летию со дня рождения акад. П. Н. Кропоткина, г. Москва, 20—24 мая 2002 г. — Москва: ГЕОС, 2002. — С. 58—60.
- Планета Земля. Тектоника и геодинамика. — Санкт-Петербург: ВСЕГЕИ, 2004. — 648 с.
- Пушаровский Ю. М. Сейсмо томография, тектоника и глубинная геодинамика // Докл. РАН. — 1998. — **360**, № 4. — С. 518—522.
- Рогкин М. В. Мантийный рециклинг летучих в зонах субдукции и процессы формирования месторождений УВ в тыловых бассейнах. Материалы Всерос. конф. с междунар. участниками, посвящен. 100-летию со дня рождения акад. П. Н. Кропоткина, г. Москва, 20—24 мая 2002 г. — Москва: ГЕОС, 2002. — С. 420—426.
- Рябчиков И. Д. Высокие содержания никеля в мантйных магмах как свидетельство миграции вещества из земного ядра // Докл. РАН. — 2003. — **389**, № 5. — С. 677—680.
- 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 междунар. участниками, посвящ. 100-летию со дня рождения акад. П. Н. Кропоткина, г. Москва, 18—22 окт. 2010 г. — Москва: ГЕОС, 2010. — С. 476—478.
- Тьен Х. Д. Условия нефтегазообразования и формирования углеводородных скоплений в кайнозойских осадочных бассейнах континентального сектора СРВ: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. — Москва, 1999.
- Хаун В. Е. Основные проблемы современной геологии. — Москва: Науч. мир, 2003. — 346 с.
- Lee H. Gwang, Watkins J. S. Seismic sequens stratigraphy and hydrocarbon potential of the Phu Khan Basin, Jffshore Central Vietnam, South China Sea // Bull. AAPG. — 1998. — **84**, № 9. — P. 1711—1735.
- Geyko V. S. A general theory of the seismic travel-time tomography // Геофиз. журн. — 2004. — **26**, № 1. — С. 3—32.
- Inoue H., Fukao Y., Tanabe K. et al. Whole mantle P-wave travel-time tomography // Phys. Earth Planet Interiors. — 1990. — **59**. — P. 294—328.
- Kerr R. A. Rising plumes in Earth`s mantle: phantom or real? // Science. — 2006. — **313**. — P. 1726.
- Cao Dinh Trieu. Seismic hazards in Vietnany. — Hanoi, 2010. — 1182 p.