

**К ВОПРОСУ О ПРИРОДЕ И МЕХАНИЗМЕ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ
НА ШЕЛЬФЕ ВЬЕТНАМА**

М.Г. Леонов¹, В.Ю. Керимов², Р.Н. Мустаев², Ву Нам Хай³

¹ФГБУН Геологический институт РАН, Пыжевский пер. 7, г. Москва, 119017

²ФГБОУВО Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе, ул. Миклухо-Маклая 23, г. Москва, 117997; e-mail: r.mustaev@mail.ru

³СП «Вьетсовпетро», г. Вунгтау, провинция Бария-Вунгтау, Вьетнам

Поступила в редакцию 11 октября 2018 г.

В статье представлены результаты исследований главных факторов, определяющих условия формирования и размещения залежей нефти и газа в пределах кайнозойского осадочного чехла и докайнозойского гранитного фундамента шельфа Вьетнама. Построенная авторами структурно-тектоническая модель Кыулонгского бассейна позволяет выявить условия формирования региональных и локальных структур, содержащих залежи углеводородов; механизмы возникновения ловушек углеводородов и пустотного пространства (коллекторов); генезис углеводородов, в т.ч. углеводородов, находящихся в породах фундамента; возможный механизм миграции и аккумуляции углеводородов в породах фундамента. Широким развитием пользуются ловушки, являющиеся реальными или потенциальными вместилищами углеводородов в теле кристаллического цоколя. В результате структурно-тектонических процессов в теле фундамента зарождались и развивались положительные морфоструктуры (купола, протрузии), ядра которых выполнены дезинтегрированными (гранулированными) породами кристаллического цоколя. В целях реконструкции хронотермобарических условий возникновения и эволюции очагов генерации углеводородов, восстановления условий формирования и закономерностей распространения скоплений нефти и газа на шельфе Вьетнама было проведено трехмерное моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем с использованием технологии бассейнового моделирования и программного обеспечения PetroMod (Schlumberger, Ltd, USA). Исследования углеводородов-биомаркеров нефтей месторождений Кыулонгского бассейна, в том числе залегающих в кристаллическом фундаменте, показали сходство биомаркерных параметров нефтей и органического вещества, что демонстрирует органическую природу нефтей месторождений фундамента на шельфе Вьетнама.

Ключевые слова: биомаркеры, газ, генерационно-аккумуляционные углеводородные системы, нефть, происхождение нефти, углеводороды, фундамент, шельф, месторождение Белый Тигр, Вьетнам.

ВВЕДЕНИЕ

Территория современного Зондского шельфа претерпела длительную геологическую эволюцию и имеет сложное внутреннее строение [1, 3, 20, 24, 25, 30, 32]. Фундамент Зондского шельфа сложен гранитами юрско-мелового возраста и их кислыми дериватами, принадлежащими Восточноазиатскому краевому вулcano-плутоническому поясу, а также редкими фрагментами осадочно-метаморфических комплексов, образование и гранитизация которых проходили в различное время. Оформление консолидированного гранитно-метаморфического слоя в этом регионе

происходило в течение позднего палеозоя–мезозоя, а окончательная стабилизация и формирование плиты произошли к концу мела–началу палеоцена. В строении Зондского шельфа, являющегося частью Индосинийско-Зондской межматериковой переходной области (или Индосинийского срединного массива), выделяется Кыулонгский (Меконгский) прогиб, параллельно которому, отделяясь от него подводным Коншонским поднятием, протягивается другой аналогичный бассейн – Южно-Коншонский.

В кайнозойской истории Кыулонгского бассейна с некоторой долей условности можно выделить три

этапа тектонической эволюции: дорифтовый (поздний палеоцен–ранний эоцен), синрифтовый (поздний эоцен–олигоцен) и пострифтовый (миоцен–квартер).

В Кыулонгском бассейне по состоянию на 2017 г. открыты 18 нефтяных и газовых месторождений. Из них 15 месторождений, включая наиболее значимое – крупное нефтяное месторождение Белый Тигр, находятся в разработке с общим объемом накопленной добычи порядка 410 млн т нефти. Основные запасы месторождения Белый Тигр сосредоточены в кристаллическом фундаменте, в горстообразном массиве трещинно-кавернозных гранитоидов мезозойского возраста (поздняя юра–поздний мел) на глубине свыше 3000 м.

МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Основными методами исследований являются палеотектонические реконструкции и численное пространственно-временное бассейновое моделирование, позволившие создать структурно-тектоническую модель Кыулонгского бассейна и выявить условия формирования залежей углеводородов на шельфе Вьетнама. Для реставрации геодинамической эволюции Кыулонгского бассейна с использованием технологии компьютерного бассейнового моделирования была проведена реконструкция истории прогибания и осадконакопления, а также определена последовательность образования разломов в осадочном чехле и фундаменте рассматриваемого региона.

В целях реконструкции хронотермобарических условий возникновения и эволюции очагов генерации углеводородов, восстановления условий их формирования и закономерностей распространения скоплений нефти и газа на шельфе Вьетнама было осуществлено трехмерное моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем с использованием технологии бассейнового моделирования и программного обеспечения PetroMod (Schlumberger, Ltd, USA).

При моделировании углеводородных систем использованы исходные данные, которые включают: геометрические характеристики бассейна (структурно-тектонический каркас); литолого-фациальную характеристику осадочных комплексов; геохимические характеристики нефтегазоматеринских толщ; сведения об основных геологических событиях (периоды осадконакопления, перерывы, размывы); граничные условия (тепловой поток, палеобатиметрия, температура на поверхности дна палеобассейна) [26, 27, 29, 31].

С целью исследования геохимических характеристик нефтегазоматеринских толщ были проведены пиролитические исследования образцов пород методом Rock-Eval на анализаторе Rock-Eval 6 версии

Standard фирмы VINCI Technologies при программированном профиле температур нагрева и инфракрасного детектора (IR) по методу Bulk Rock, что позволило определить спектр параметров, отражающих качественные и количественные характеристики органического вещества (ОВ) пород, в том числе: общего органического углерода (ТОС), реализованного (S_1) и остаточного (S_2) генерационного потенциала породы, кислородного и водородного индексов (OI и HI), индекса продуктивности (PI) и других параметров. С целью выявления дополнительных критериев (до сих пор не изученных) происхождения нефти месторождения Белый Тигр проведены исследования по распределению углеводородов-биомаркеров нефтей месторождений Кыулонгского бассейна, в том числе залегающих в кристаллическом фундаменте. В этой связи были изучены относительные распределения насыщенных углеводородов-биомаркеров (н-алканов, изопренанов, стеранов и терпанов) на молекулярном уровне, а также групповой состав углеводородов (насыщенные углеводороды, моно-, би- и полиароматические углеводороды, смолы и асфальтены). Анализ углеводородов был проведен методами капиллярной газожидкостной хроматографии и хроматомасс-спектрометрии.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

Анализ результатов проведенных исследований в совокупности с опубликованными данными [1, 2, 5, 8, 10, 12, 15, 35] позволяет сделать следующие выводы относительно общей структуры и тектонической эволюции северо-восточной части Зондского шельфа, в том числе и бассейна Кыулонг.

– Заложение бассейна произошло на консолидированной коре Зондского шельфа, сформированной к концу мела, относительно выровненной и перекрытой на отдельных участках корой выветривания.

– Развитие бассейна происходило в течение всего кайнозоя. Наиболее активный период тектогенеза и формирования инфраструктуры бассейна соответствует позднему олигоцену. Именно в этот период произошла морфоструктурная дифференциация Меконгского бассейна и расчленение его на серию впадин, заполняемых континентальными отложениями, и конседиментационных поднятий, сложенных гранитами фундамента.

– В миоцене и квартере интенсивность тектонических движений снижается, рельеф морского дна выравнивается, и территория шельфа превращается в единый бассейн, разделенный на плоские седиментационные ванны, разделенные пологими поднятиями. Влияние фундамента на структуру шельфа, начиная с конца раннего миоцена, становится минимальным.

– Массивы гранитов прорывают толщи осадочных пород и тектонически внедрены в них. Воздымание гранитных массивов началось в раннем олигоцене и продолжалось до миоцена. Затем, видимо, наступила непродолжительная пауза, закончившаяся в середине миоцена оживлением тектонических движений, приведших к нарушению изостатического равновесия на границе фундамент-чехол, в результате чего произошли морфоструктурная дифференциация фундамента и тектоническое внедрение гранитов в обрамляющие и перекрывающие их отложения кайнозоя.

– Граниты, слагающие фундамент бассейна Кыулонг, подвержены интенсивной структурной переработке, связанной с действием прототектонических (автометасоматоз, гидротермально-пневматолитовые процессы, контракционная усадка, тектоно-кессонный эффект) факторов, но главным образом фактора тектонического.

Ниже представлены результаты исследований главных факторов, определяющих условия формирования и размещения залежей нефти и газа в пределах кайнозойского осадочного чехла и докайнозойского гранитного фундамента шельфа Вьетнама.

Структурно-тектоническая модель Кыулонгского бассейна

Результаты палеотектонических реконструкций с выделением основных этапов развития региона исследований показаны на рис. 1. Начиная с эоцена (?)-раннего олигоцене и до наших дней данная территория представляет собой область «подвижного шельфа» со сложной морфоструктурой фундамента. На границе мела-палеогена тектонические движения в данном районе привели к деформации поверхности фундамента и усложнению его морфоструктурного облика. Сформировалась система грабенов и разделяющих их приподнятых блоков, ограниченных разрывными нарушениями, в том числе и Кыулонгский прогиб, который является типичным внутрикоровым рифтовым бассейном, возникшим, наряду с другими подобными бассейнами, на восточном склоне Индосинийского срединного массива, сложенного разновозрастными кристаллическими и складчато-метаморфическими докайнозойскими породными комплексами.

Позднемезозойские и кайнозойские тектонические события в пределах Зондского шельфа и, в частности, Кыулонгского рифта проявлялись в ослабленном виде, хотя на его северном плече и проявились магматические процессы позднемезозойского и кайнозойского времени. В районе Зондского шельфа время с момента вхождения гранитных массивов в состав консолидированного слоя земной коры до новейшего

этапа является временем активной внутриплитной геодинамики, которая связана с мобильностью породных масс фундамента, прежде всего, гранитов, с их объемной подвижностью и перераспределением в пространстве, что приводит к формированию гранитных протрузивных тел. Для последующего трехмерного моделирования углеводородных систем изучаемой акватории была создана структурно-тектоническая модель бассейна (рис. 2). Важными исходными параметрами являлись геологическое время активизации разрывных нарушений и величина эрозии отложений. Для построения структурной модели и для изучения типов, геологической истории развития и времени активизации основных разрывных нарушений были восстановлены геологические разрезы и смоделирована эволюция бассейна. Общая мощность осадочного чехла Кыулонгского бассейна в наиболее прогнутых его участках достигает 9000 м. Распределение мощностей кайнозойских осадочных отложений и, следовательно, расположение прогибов и поднятий контролировались морфоструктурным планом поверхности фундамента. Поднятиям фундамента соответствуют антиклинальные перегибы в отложениях чехла. Прогибы и поднятия развивались унаследованно, с общей тенденцией уменьшения с течением времени амплитуд движения отрицательных и положительных структур. Тем не менее, развитие бассейна происходило в непрерывно-прерывистом режиме, о чем свидетельствуют перерывы в осадконакоплении и угловые несогласия внутри нижнего олигоцене, между отложениями олигоцене и нижнего миоцене, миоцене и плиоцене. Мощности осадочных отложений уменьшаются при приближении к поднятиям, частично горизонты чехла выклиниваются, и на поверхность морского дна выходят породы фундамента. В миоцене и квартере интенсивность тектонических движений снижается и наступает морская трансгрессия. Рельеф морского дна выравнивается и территория шельфа превращается в единый бассейн, разделенный на две плоские седиментационные ванны – Кыулонгскую (Меконгскую) и Южно-Коншонскую. Современная морфоструктура морского дна Зондского шельфа достаточно проста и несет в себе черты субаэрального рельефа. Но в то же время современная ванна Вьетнамского шельфа отражает морфоструктуру фундамента, которая очень сложна и представляет собой систему прогибов и поднятий первого порядка.

Прогибы Кыулонг и Южный Коншон, в свою очередь, также осложнены выступами гранитного фундамента. На основе геологических особенностей, геофизических данных, различий в мощностях осадочного чехла и распределения систем разрывных нарушений, Кыулонгский бассейн можно разделить

на несколько морфоструктурных элементов: поднятия Фу Куи и Кыулонг, дифференцированные прогибы Ка-Кой и Бак-Лиену, а также центральная впадина Кыулонг.

Как показали структурно-тектонические реконструкции, в пределах Кыулонгского бассейна при-

сутствуют структурные сводовые, неструктурные (литологические и стратиграфические) и комбинированные ловушки. Структурные сводовые ловушки в Кыулонгском бассейне распространены достаточно широко и формировались в результате деформации складок под действием тектонической деятельности.

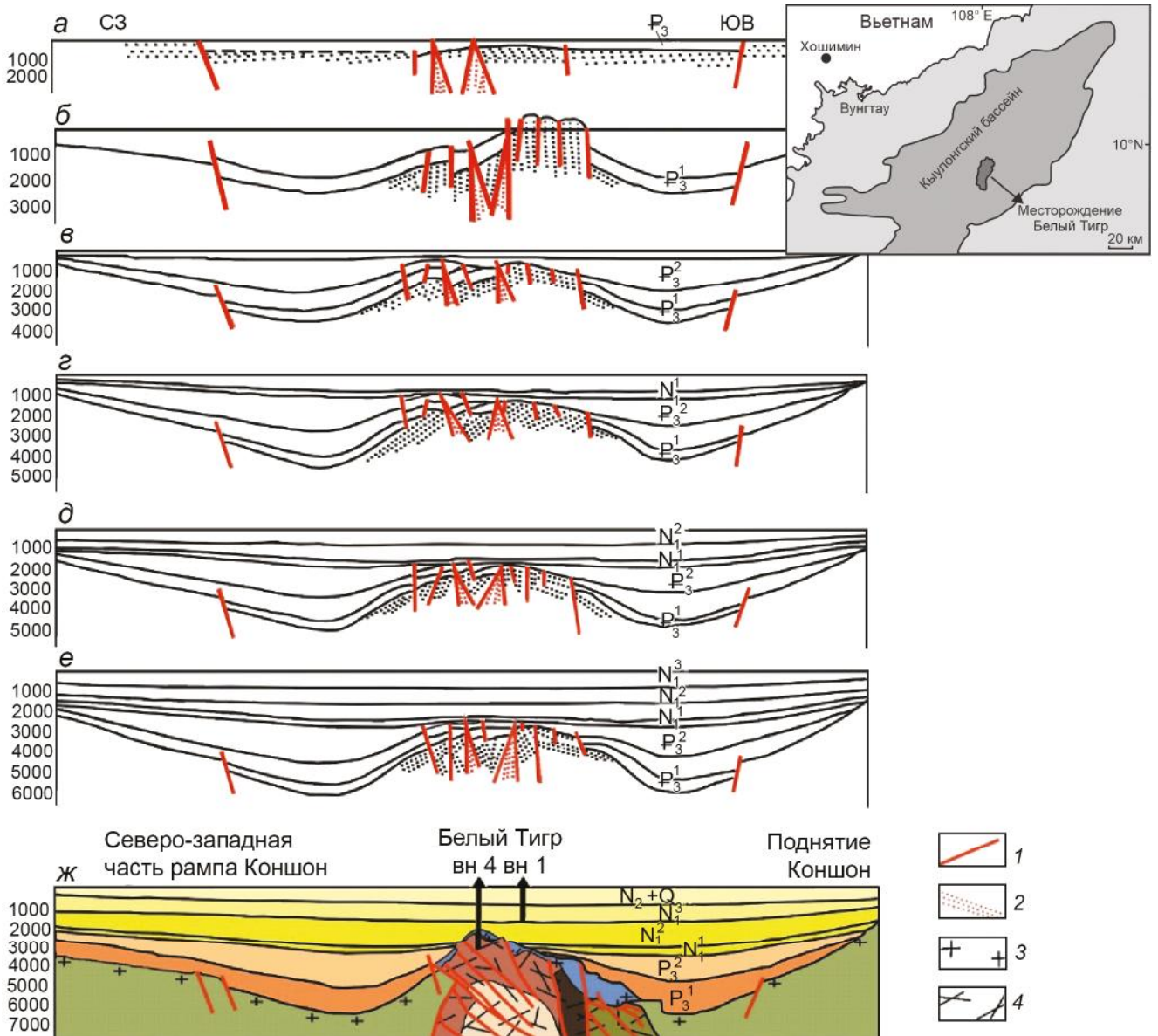


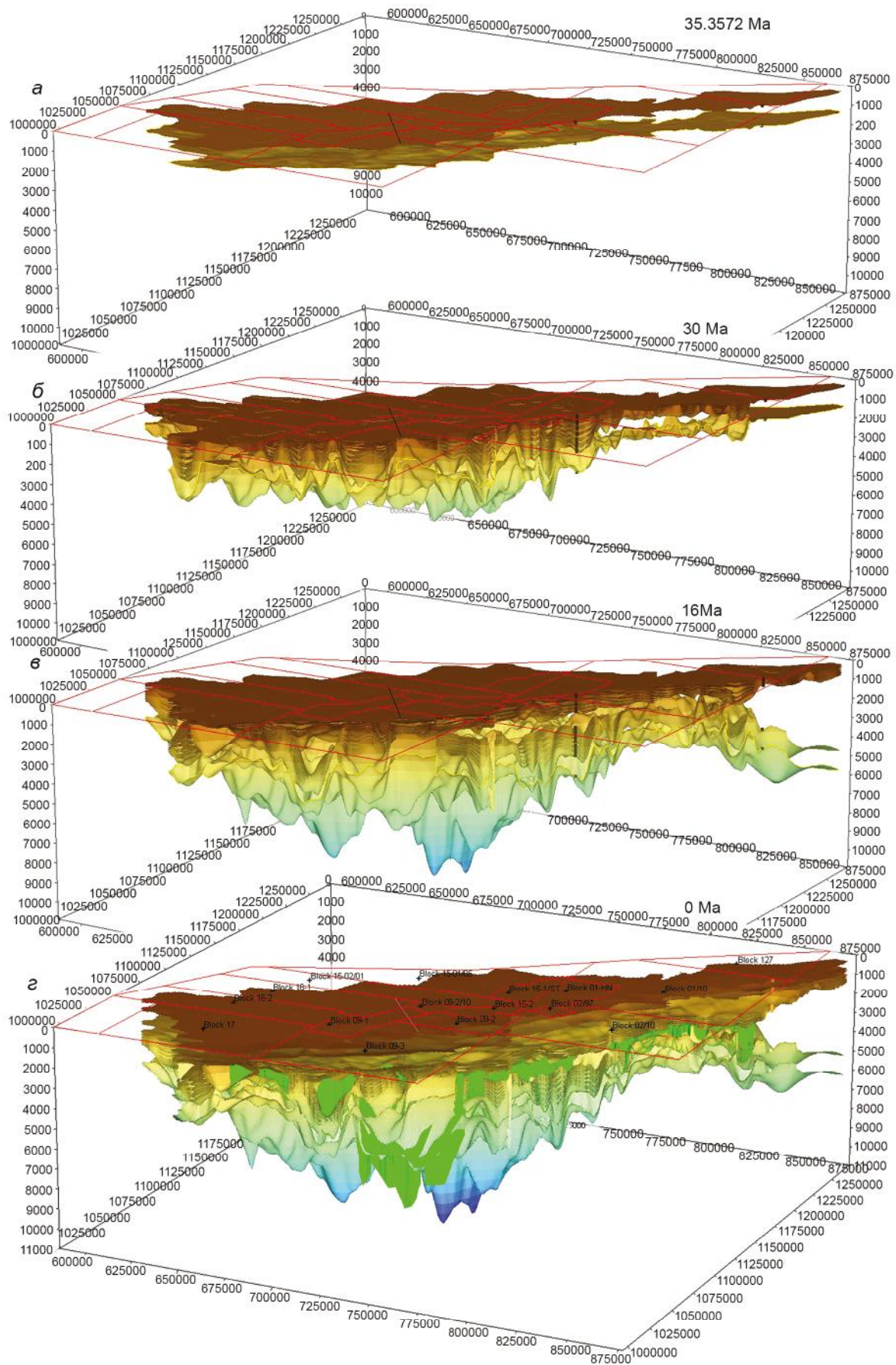
Рис. 1. Схема эволюции Кыулонгского бассейна.

Палеопродели: *a* – к началу раннего олигоцена, *б* – к началу позднего олигоцена, *в* – к началу раннего миоцена, *г* – к концу раннего миоцена, *д* – к концу среднего миоцена, *е* – к концу позднего миоцена, *ж* – на современном этапе развития.

1 – разрывные нарушения; 2 – магматическое тело; 3 – гранитно-метаморфический фундамент; 4 – зоны трещиноватости.

Рис. 2. 3D структурно-тектонические модели Кыулонгского бассейна.

a – 35 миллионов лет назад; *б* – 30 миллионов лет назад (ранний олигоцен); *в* – 10 миллионов лет назад (средний миоцен); *г* – современное время.



Структурные ловушки были выявлены в большинстве блоков бассейна: 09-1, 09-3/12, 01 и 02/10. Образование неструктурных ловушек связано с литологической изменчивостью, с обстановками осадконакопления (выклинивание, линзы), с палеогеографией (палеореки, стратиграфическое несогласие). Ловушки комбинированного типа формировались в сочетании структурных и стратиграфических ловушек. В пределах Кылулонгского бассейна комбинированные ловушки встречаются в основном в отложениях олигоценового возраста. Широким развитием пользуются ловушки, являющиеся реальными или потенциальными вместилищами углеводородов в теле кристаллического цоколя (рис. 3). В результате структурно-тектонических процессов в теле фундамента Кылулонгский бассейн зарождались и развивались положительные морфоструктуры (купола, протрузии), ядра которых выполнены дезинтегрированными (гранулированными) породами кристаллического цоколя, а крылья и покрывка – осадочными отложениями плитного чехла.

Наиболее распространены среди структур этого типа «тела протыкания», представленные гранитами, которые обладают повышенной, а с ростом поднятия – все возрастающей проницаемостью и пористостью. Эти объемы являются областями относительной декомпрессии. Осадочные породы чехла, облекающие свод, напротив, находятся в условиях сжатия и повышенного давления (в том числе флюидного), обусловленного действием веса вышележащих чехольных комплексов и напором растущего купола. В случае, когда породы нижних горизонтов чехла содержат углеводороды, то может начаться процесс их перетока, перекачки из осадочных толщ в разуплотненные кристаллические породы фундамента, где они и образуют скопления-залежи. Для проявления такого механизма особенно благоприятны гранитные массивы, которые легко подвергаются структурно-вещественной переработке в процессе формирования кристаллических диапиров и протрузий.

Основным типом движения породных масс является катакластическое течение. Как видно из исследований структуры и тектонической эволюции гранитных массивов Кылулонгского бассейна, после своего становления в качестве магматических тел и вхождения в состав консолидированного слоя они остаются важным компонентом тектонической жизни региона. В пределах гранитных массивов и окружающих их горных масс возникает своеобразный структурно-тектонический ансамбль, который свидетельствует о масштабной структурной перестройке породных комплексов, связанной с их объемной дезинтеграцией и катакластическим течением. Тектоническая активность гранитных тел на постумной стадии находит

отражение в особенностях строения осадочного чехла и его соотношениях с породами фундамента, во внутренней структуре гранитов, в наличии особой разновидности кластитов на контакте гранитных тел и их осадочного обрамления. В результате формируются гранитные тела протыкания, которые по своим параметрам уверенно могут быть отнесены к категории кристаллических протрузий. По-видимому, именно к этому типу структур принадлежат положительные морфоструктуры фундамента: Белый Тигр, Восточный, Юго-Восточный Дракон и Южный Дракон, Морская Черепаха, Золотой Тунец, Заря (Кылулонг). Серия таких выступов, включающих гранитные массивы Белый Тигр, Дракон и Волк, образует Центральное поднятие, в недрах которого заключены огромные залежи углеводородов.

Модели генерации УВ в Кылулонгском бассейне – олигоценовой и миоценовой генерационной - аккумуляционной углеводородной системы (ГАУС)

Оценка генерационного потенциала олигоценовой и миоценовой ГАУС была проведена на основе анализа результатов геохимических исследований и моделирования зрелости нефтематеринских пород (maturity) с учетом результатов геохимических исследований. В пределах Кылулонгского бассейна выделяются два нефтематеринских комплекса: комплекс отложений олигоценового возраста и комплекс отложений нижнемиоценового возраста.

Нефтематеринские породы олигоценового возраста, в целом, имеют относительно высокое содержание ОВ (ТОС от 0.15 до 11 %), высокий потенциал генерации УВ (средние значения S_2 от 0.61 до 26.35 мг/г). Наблюдается повышение содержания ОВ при приближении к центральной впадине бассейна, особенно на глубинах свыше 3 000 м, где потенциалы генерации УВ достигают от 5 до 25 мг/г. Согласно результатам пиролитических исследований, около 85 % глинистых образцов олигоценового возраста имеют значительное содержание ОВ, ТОС > 1 % (0.5–15.08 %), значение S_2 > 2 мг/г (2.05–100.7 мг/г) (в западной и южно-западной частях бассейна). В образцах из скважин, пробуренных в районах западной и восточной впадины Белый Тигр, значения ТОС достигают порядка 18.7 %, а S_2 – до 95.9 мг/г. В районе блоков 09-1 и 09-3 глинистые толщи пачки Е (нижний олигоцен) обладают относительно высоким содержанием ОВ от 1.0 до 5.3 %, являются нефтематеринскими породами для генерации нефти и газа. Так, в образцах пород из скважин DM-2X и DM-3X показатель ТОС достигает 1.2–8.86 %, высокие значения S_2 от 2.4 до 60.3 мг/г, водородный индекс HI > 500 мг/г,

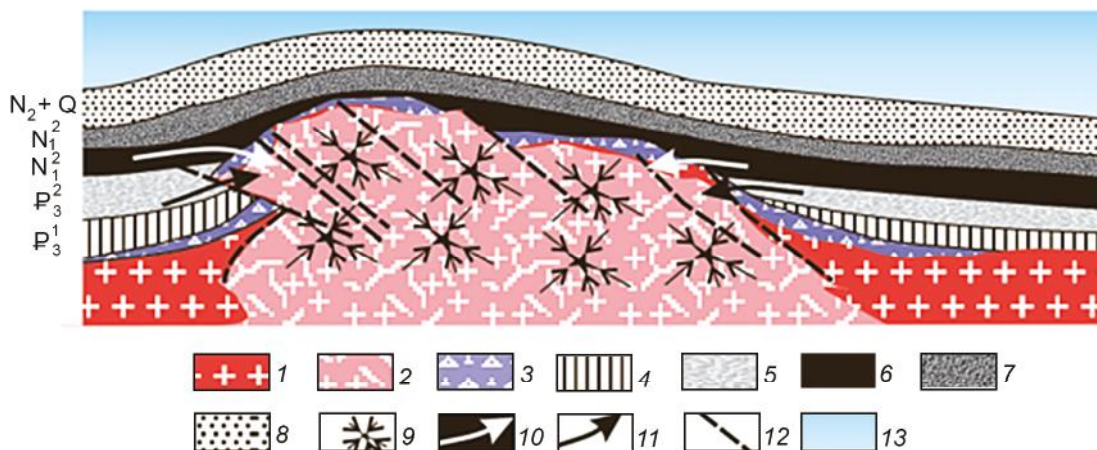


Рис. 3. Модель залежей нефти в гранитных массивах Кыулунгского бассейна (по данным [17–19], с изменениями и дополнениями).

1 – фундамент; 2 – область дезинтегрированных гранитов (протрузия); 3 – зона выветривания; 4–8 – отложения чехла: 4 – нижний олигоцен, 5 – верхний олигоцен, 6 – нижний миоцен, 7 – верхний миоцен, 8 – плиоцен–квартер; 9 – условные области скопления углеводородов; 10–11 – направление движения углеводородов: 10 – газовой фазы, 11 – жидкой фазы; 12 – разрывы; 13 – водный слой.

что говорит о высоком потенциале генерации УВ из керогена I типа. По результатам кросс-плот анализа (рис. 4, а, б), 87 % точек значений попадают в зону генерации нефти. Таким образом, в материнских породах олигоценного возраста Кыулунгского бассейна доминируют ОВ озерно-болотного происхождения с высоким потенциалом генерации нефти. Результаты геохимического анализа образцов скважин по показателям T_{\max} и коэффициенту отражательной способности витринита (% Ro) показывают, что материнские породы Кыулунгского бассейна достигли зрелости на глубинах свыше 2800 м (% Ro = 0.55) и входят в окно генерации нефти на глубинах свыше 3 300 м (% Ro = 0.72).

Нефтематеринские породы нижнего миоцена не достигли достаточной степени зрелости для генерации УВ. Образцы пород характеризуются бедным содержанием ОВ (значения ТОС от 0.1 до 1 %), низким потенциалом генерации УВ (значения S_2 от 0.5 до 1.5 мг/г), недостаточной зрелостью ОВ ($T_{\max} < 435$ °С) (рис. 4, в, г). Степень катагенеза ОВ изменяется в очень широком диапазоне – от ПК до АК включительно, что связано с большим перепадом глубин кровли фундамента (2000–5700 м), соответственно, подошвы осадочных отложений, перекрывающих блоки 15-1 и 16-1. При этом Ro на наиболее поднятых участках изменяется от 0.35 до 0.60 (ПК-МК1), а в наиболее опущенных превышает 1.5–2.0 (МК₃-АК). Главная зона нефтеобразования (нефтяное окно), соответствующая грациям катагенеза МК₁-МК₃ (Ro составляет 0.50–1.15), в рассматриваемом регионе находится в среднем диапазоне глубин 3.8–4.5 км от дна, при глу-

бине моря 50–70 м. Осадочные породы олигоцена в сводовой части блока 15 находятся в стадии катагенеза МК₁-МК₃. Однако глубокозалегающие нефтегазоматеринские толщи центральной части этих блоков находятся в окнах МК₃-АК, т.е. выработали свой нефтегенерационный потенциал и могут продуцировать только катагенетический газ.

С целью выявления дополнительных аргументов (до сих пор не изученных), определяющих происхождение нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр, были исследованы также распределения насыщенных углеводородов-биомаркеров (н-алканов, изопренанов, стеранов и терпанов) на молекулярном уровне и групповой состав (насыщенные углеводороды, моно-, би- и полиароматические углеводороды, смолы и асфальтены). Анализ результатов проведенных биомаркерных исследований показал, что сравнительная корреляция стеранов C_{27} - C_{28} - C_{29} позволила установить связь между нефтью из фундамента и материнскими породами олигоцен-миоценового возраста (рис. 5, а, б). По результатам анализа, нефть Кыулунгского бассейна представлена нормальной, еще не измененной (рис. 5, в, г).

Таким образом, проведенные исследования показали сходство биомаркерных параметров нефтей и органического вещества осадочных отложений, что демонстрирует органическую природу нефти месторождений фундамента на шельфе Вьетнама. Нефти месторождения Белый Тигр, залегающие в фундаменте, по распределению углеводородов ничем не отличаются от нефти многочисленных залежей в осадочных толщах олигоцена и миоцена. Анало-

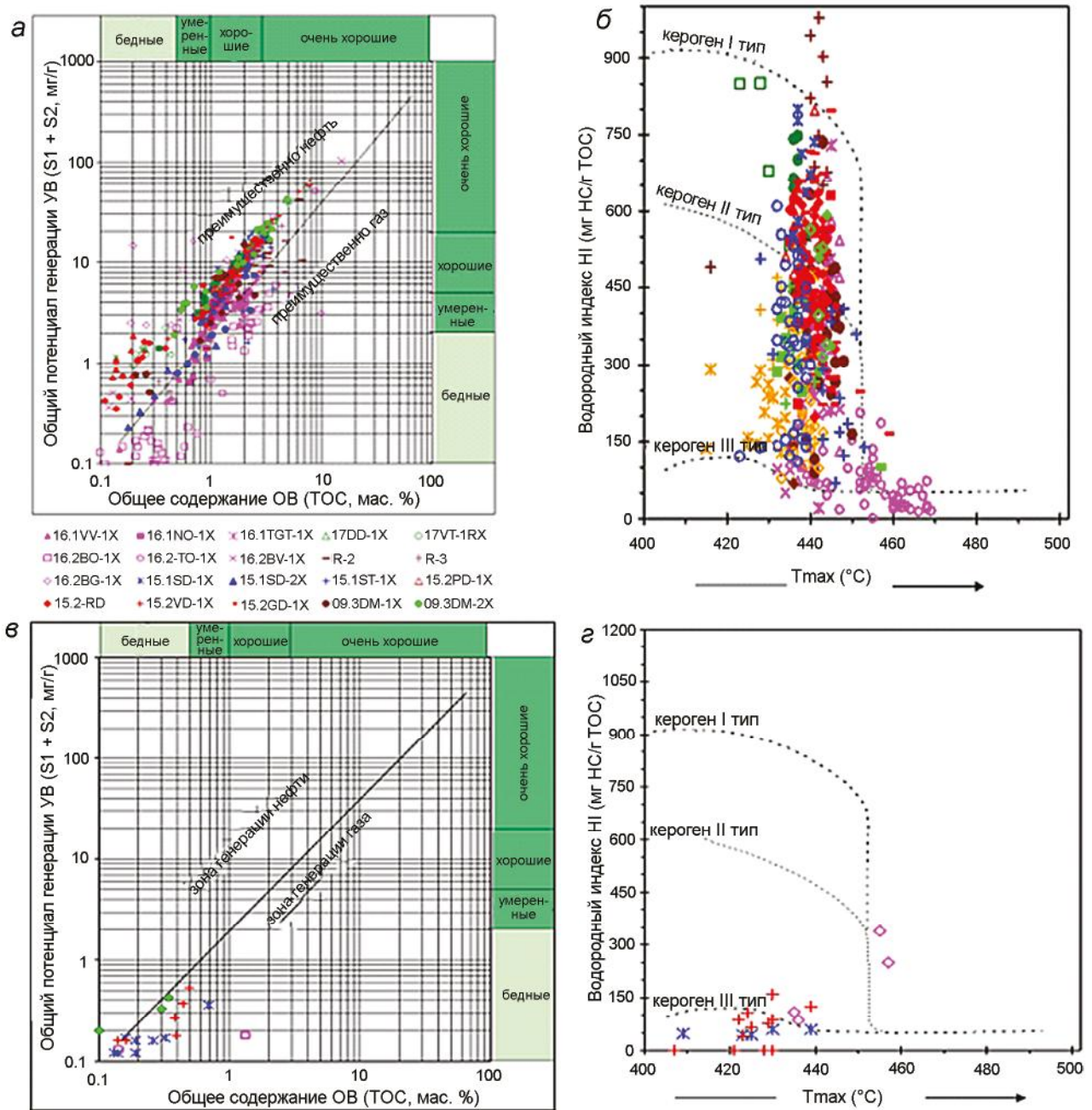


Рис. 4. Кросс-плот параметров образцов пород Кыулунгского бассейна.

Олигоцен: *а* – ТОС и ($S_1 + S_2$); *б* – Tmax и HI. Нижнего миоцена: *в* – ТОС и ($S_1 + S_2$), *г* – Tmax и HI.

гично всем нефтям органического происхождения мира в нефти месторождения Белый Тигр отсутствуют регулярные изопрены C_{12} и C_{17} и хейлантаны (трициклические терпаны) C_{22} и C_{27} . Все показатели свидетельствуют о том, что скопления нефтегазовых УВ находятся в фундаменте Кыулунгского бассейна во вторичном залегании и источником их образования служит ОБ осадочных продуктивных комплексов олигоценового и миоценового возрастов. Как по-

казывают результаты моделирования, материнские породы нижнего олигодена почти достигли максимального значения коэффициента превращения (TR) керогена (выше 95 %). Превращение керогена материнских пород нижнеолигоценового возраста (толща Е) в УВ началось 30 млн лет назад. Этот процесс протекал в незначительной мере и на небольшой площади более глубокой впадины на севере месторождения Белый Тигр.

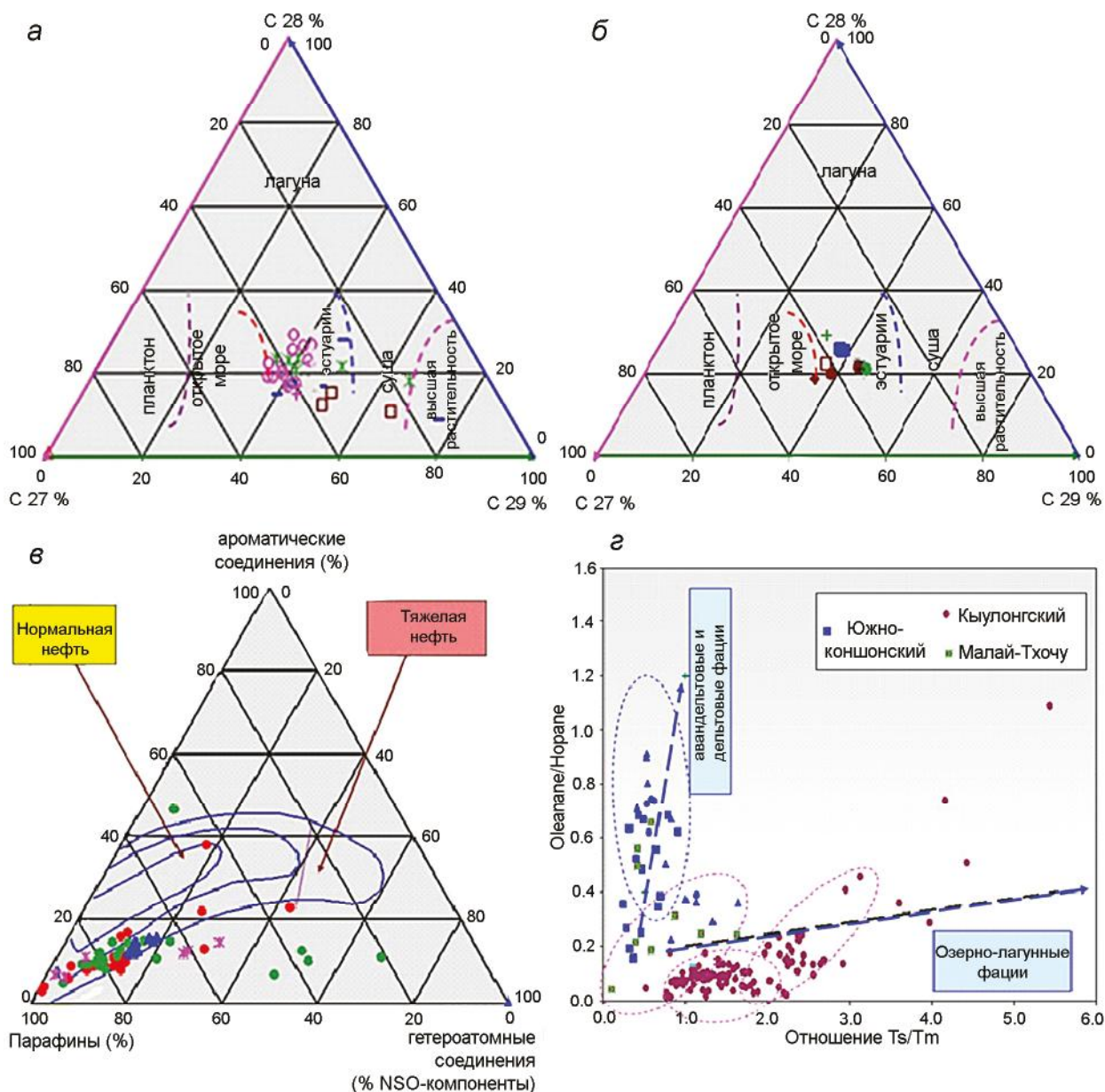


Рис. 5. Диаграммы-соотношения C₂₇-C₂₈-C₂₉ Steran.

a – образцов пород; б – проб нефти; в – химического состава C₁₅₊ образцов нефти Кыулонгского бассейна; г – происхождения нефти в бассейнах: Кыулонг, Южно-Коншон и Малай-Тхочу. Условные знаки см. на рис. 4.

Широкомасштабное превращение керогена в УВ в материнских породах нижнего олигоцена происходило 27 млн лет назад и достигло почти максимального значения 24–16 млн лет назад, в период раннего–среднего миоцена. Таким образом, остались незначительные перспективные участки генерации нефти и газа нижнего олигоцена, которые находятся на краевых западной, юго-западной и северо-восточной частях материнских толщ этих отложений. Как показывают результаты моделирования, в Кыулонгском бассейне генерация углеводородов происходила

не априори по всему объему нефтегазоматеринских пород в зонах «углеводородных окон», а в определенных очагах генерации.

Модели миграции и аккумуляции УВ

Как показали результаты моделирования, процесс генерации углеводородов в материнских породах олигоценного возраста Кыулонгского бассейна начался примерно 29 млн лет назад (~R^o > 0.55). При достижении высокого уровня генерации (R^o > 0.72) углеводороды начинают мигрировать в больших мас-

штабах. В более погруженных частях Кылулонгского бассейна широкомасштабная миграция УВ из материнских пород олигоцена началась в раннем миоцене (27–17 млн лет назад) и продолжается до настоящего времени (рис. 6).

Наличие тектонических нарушений оказывало значительное влияние на интенсивность миграции УВ. Многочисленные разломы служили в роли вертикальных каналов для перемещения нефти и газа в зону вышележащих ловушек. В истории развития Кылулонгского бассейна ловушки различных типов были сформированы в основном в период рифтового и начала пострифтового образования в раннем миоцене – раньше периода интенсивной генерации и миграции УВ. Как следствие, сформированы благоприятные условия для локализации УВ, мигрирующих из материнских пород олигоцена, в ловушках.

Модель миграции, созданная с помощью программы PetroMod, имитирует миграцию УВ по закону Дарси и потока течения. В результате проведенных работ были построены трехмерные модели распределения интенсивности миграции УВ. По результатам моделирования можно сделать вывод, что интенсивная и широкомасштабная миграция углеводородов в Кылулонгском бассейне происходила в период с 24 млн лет до 11 млн лет назад.

Наиболее высокая плотность эмигрировавших из материнских пород верхнего олигоцена УВ отмечается 24 млн лет назад, в основном, в северной, западной впадинах месторождения Белый Тигр, во впадине блока 15-2, 15-1. В период с 11 млн лет назад УВ эмигрируют из материнских пород по всей площади центральной впадины бассейна, включающей площади северной, западной, восточной впадин ме-

сторождения Белый Тигр, площади глубокой впадины блока 15-2, юго-восточной впадины блока 15-1, 16-2 и 01. Суммарный объем углеводородов, эмигрировавших из материнских пород верхнего олигоцена, в настоящее время незначительно отличается от объемов эмиграции, происходившей 11 млн лет назад.

Недра Кылулонгского бассейна характеризуются преимущественно пластово-блоковым строением, в связи с чем миграционные процессы и формирование залежей углеводородов наряду с латеральной миграцией связаны с межформационной (межэтажной) субвертикальной миграцией по плоскостям проводящих дизъюнктивов, зонам повышенной трещиноватости и разуплотнения, литофациальным несогласиям и другим нарушениям сплошности пород, осуществляющейся синхронно с активизацией палео- и неотектонических процессов. В периоды спокойных, неинтенсивных тектонических процессов превалировала рассредоточенная разгрузка через слабопроницаемые породы. В периоды активизации тектонических процессов газо-жидкостная смесь под большим давлением разрывала нижнюю часть осадочного чехла, образуя меж- и внутрислоевые флюидные интрузии. Формирование залежей УВ в кристаллическом фундаменте может быть связано с нисходящей миграцией углеводородов из нефтегазоматеринских толщ. Механизм проявления такой формы миграции связан со снижением гидродинамического потенциала с глубиной, что, в свою очередь, обусловлено рядом геологических факторов. Одной из характерных геологических границ, на которых можно предполагать развитие процессов нисходящей миграции, является зона сочленения осадочного чехла с породами фундамента (за счет разницы в литологическом строении,

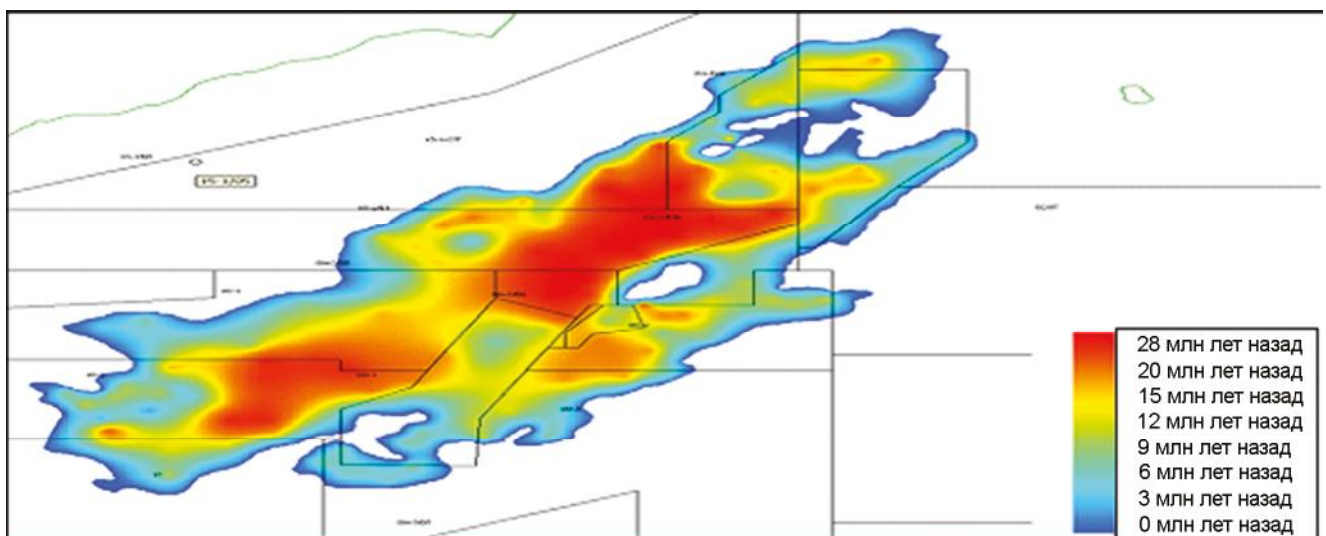


Рис. 6. Карта-схема распределения времени процесса миграции УВ из материнских пород олигоцена.

фильтрационно-емкостных свойств и др.). Возникновение нисходящей миграции УВ является одним из этапов общей геофлюидодинамической истории того или иного региона.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

В настоящее время общепринято, что для гранитных массивов, содержащих залежи углеводородов, характерны две основные черты: формирование купольных структур и интенсивная структурная переработка пород [1, 2, 8, 10, 14, 19]. Однако можно полагать, что картина формирования морфо- и инфраструктуры гранитных массивов, в том числе и гранитов Зондского шельфа, основанная только на буровых и геофизических данных, является недостаточно полной.

В связи с этим коллективом сотрудников Лаборатории консолидированной коры Геологического института РАН было проведено изучение постмагматической тектоники гранитов в разных регионах Евразии (Кавказ, Тянь-Шань, Монголия, Балтийский щит и др.), что позволило выявить ряд важных для рассматриваемой проблемы особенностей постумной тектоники гранитов [7–9, 15]. Данные этих исследований и обобщение литературного материала позволяют сделать следующие заключения.

Гранитные массивы (как погребенные, так и выведенные на дневную поверхность) после становления в качестве магматических тел и вхождения в состав консолидированного слоя остаются важным компонентом тектонической жизни фундамента и процесса формирования структуры корового слоя и осадочного чехла. В частности, из приведенного выше материала понятно, что внедрение гранитных массивов в осадочные отложения чехла Зондского шельфа и их структурно-вещественная переработка имели место на постмагматической, относительно холодной стадии существования гранитов, после их вхождения в состав консолидированного слоя, что характерно и для многих других гранитных массивов фундамента [10, 15].

Граниты после остывания и вхождения в состав фундамента подвержены интенсивной 3D структурной дезинтеграции на макро-, мезо-, микро- и наноуровнях. Дезинтеграция выражена в оформлении крупных, чаще всего ромбоэдровидных и линзовидных фрагментов, брекчировании, катаклазе минеральных зерен и их частей, возникновении своеобразных структурных парагенезов: веерных и слайс-структур, гранитно-мраморных меланжей, структур динамической рекристаллизации и пр. В конечном итоге значительная часть объема гранитных тел преобразуется в катаклазированную массу. При всем многообразии

масштабов и форм структурной переработки пород, особенностью гранитов является дезинтеграция на уровне минеральных зерен и их сообществ, которая связана с их составом и первичной структурой и которая отражает реологическую исключительность гранитов относительно других пород фундамента [7, 8, 15, 21].

Каковы же механизмы постмагматического выдвигания «холодных» гранитных масс в верхние горизонты коры? Рассматривались различные способы, обзор которых приведен в [10, 21]: действие изостазии и архимедовой силы; постмагматическая гранитизация; плотностная инверсия; клиновидная форма тел, за счет которой они выдавливаются вверх; замещение мантийной литосферы астеносферой и пр. Перечисленные механизмы в той или иной степени, вероятно, задействованы в процессе эксгумации, но они не учитывают необходимость объемной (3D) подвижности гранитных масс, без которой их перемещение в пространстве или невозможно, или затруднено из-за сил трения, возникающих на контакте гранитного тела и пород рамы [9].

Все механизмы структурной переработки гранитов приводят к дезинтеграции (грануляции) горных пород и их разрыхлению, т.е. к тому эффекту, который был назван Г. Штилле тектоникой разрыхления [22]. Среды с дискретным строением (гранулированные субстанции) обладают рядом специфических механических свойств, которые объясняют многие аспекты поведения гранитов на постмагматической стадии их эволюции.

Данные механики блочных и гранулированных сред и мезомеханики [4, 13, 17, 18, 23, 34] показывают, что переход горных пород в дискретное состояние приводит к понижению их эффективной вязкости, уменьшает сопротивление сдвигу и вызывает эффект дилатансии, что, в свою очередь, способствует объемной подвижности горных масс и их реидному течению. При этом дискретно возникают особые пластические состояния, что объясняет появление множественных поверхностей скольжения (кливаж, сланцеватость, слайс-структуры) и субслоистую неоднородность тектонического течения. Объемная подвижность – фундаментальное свойство блочной среды [6], а основным механизмом ее реализации является катакластическое течение.

Дезинтеграция начинается на глубине в несколько километров. Граниты превращаются в рассыпчатую (гранулированную) породу – какериты, брекчии, катаклазиты. Они могут быть дезинтегрированы до размерности песка и алевролита. При этом кардинально меняется реология пород. Эта новая по своим физическим свойствам порода под влиянием внешних

тектонических сил и (или) реализации внутренней (латентной) энергии начинает перемещаться (течь) в пространстве и изменять свою первоначальную форму. Происходит пространственное перемещение гранитных масс, образование купольных морфоструктур, вертикальных и горизонтальных кристаллических протрузий. Кристаллические тела протыкают перекрывающий осадочный чехол, выходят на поверхность и создают горный рельеф. Наиболее приподнятые участки рельефа сложены самыми податливыми к выветриванию породами – раздробленными и катаклазированными, – которые прорывают более молодые отложения.

Возникновение холодных кристаллических протрузий фундамента обусловлено, прежде всего, неоднородностью вязкостных свойств различных слоев земной коры, т.е. ее тектонической и вещественной расслоенностью. Происходит также и крупномасштабное латеральное перераспределение вещества, отток его из зон повышенной компрессии и нагнетания в зоны геодинамических убежищ. Реальность таких процессов подтверждена многочисленными тектонофизическими экспериментами и расчетными моделями [11, 16, 33]. Современные данные позволяют считать, что главными факторами, ответственными за эксгумацию гранитов, являются объемная подвижность пород и действие механизма вязкостной инверсии [7, 10].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Заложение осадочных бассейнов северо-восточной части Зондского шельфа произошли на консолидированной коре, сформированной к концу мела, относительно выровненной и перекрытой на отдельных участках корой выветривания. Развитие их шло непрерывно-прерывисто в течение всего кайнозоя. Наиболее активный период тектогенеза и формирования инфраструктуры бассейна соответствует позднему олигоцену. В миоцене и квартере интенсивность тектонических движений снижается, рельеф морского дна выравнивается, и территория шельфа превращается в единый бассейн, разделенный на плоские седиментационные ванны, разделенные пологими поднятиями.

Тектоническая активность гранитных тел на постумной стадии находит отражение в особенностях строения осадочного чехла и его соотношениях с породами фундамента, во внутренней структуре гранитов, в наличии особой разновидности кластитов на контакте гранитных тел и их осадочного обрамления. Массивы гранитов прорывают толщи осадочных пород и тектонически внедрены в них. Граниты, слагающие фундамент бассейна Кылулонг, подвержены

интенсивной структурной переработке, связанной с действием прототектонических (автометасоматоз, гидротермально-пневматолитовые процессы, контракционная усадка, тектоно-кессонный эффект) факторов, но главным образом фактора тектонического. Основным типом движения породных масс является катакластическое течение. В результате структурно-тектонических процессов в теле фундамента Кылулонгского бассейна зарождались и развивались положительные морфоструктуры (купола, протрузии), ядра которых выполнены дезинтегрированными (гранулированными) породами кристаллического цоколя. В результате формируются гранитные тела протыкания, которые по своим параметрам уверенно могут быть отнесены к категории кристаллических протрузий. Серия таких выступов, включающих гранитные массивы Белый Тигр, Дракон и Волк, образует Центральное поднятие, в недрах которого заключены огромные залежи углеводородов.

Геолого-геохимические исследования и моделирование УВ систем в пределах Кылулонгского бассейна позволили выделить две генерационно-аккумуляционные углеводородные системы: олигоценовую и миоценовую, в составе которых выделяются нефтематеринские толщи, где доминируют ОВ озерно-болотного происхождения с высоким потенциалом генерации нефти. Генерация УВ происходила не априори по всему объему нефтегазоматеринских пород, а в определенных очагах генерации. Проведенные исследования показали сходство биомаркерных параметров нефтей и органического вещества осадочных отложений, что демонстрирует органическую природу нефтей месторождений фундамента на шельфе Вьетнама. Нефти месторождения Белый Тигр, залегающие в фундаменте, по распределению углеводородов не отличаются от нефтей многочисленных залежей в осадочных толщах олигоцена и миоцена. Аналогично всем нефтям органического происхождения мира, в нефти месторождения Белый Тигр отсутствуют регулярные изопренаны C_{12} и C_{17} и хейлантаны (трициклические терпаны) C_{22} и C_{27} . Отличительной чертой являются большое количество хейлантанов C_{19} - C_{29} , большие величины отношения неоадиантана к адиантану и гопанов к стеранам. Все эти показатели свидетельствуют о большом бактериальном вкладе в генерацию этой нефти. Сравнительная корреляция стеранов C_{27} - C_{28} - C_{29} позволила установить связь между нефтью и материнскими породами. Вышеизложенное дает основание считать, что скопления УВ в кайнозойском фундаменте Кылулонгского бассейна находятся во вторичном залегании и источником их образования служит ОВ осадочных продуктивных комплексов олигоценового и миоценового возрастов.

Тем не менее, нужно отметить, что нельзя исключить притока вещества (углеводородных газов, водорода, гелия) и из мантийных источников, однако их объемы и значение для синтеза углеводородов масштаба залежей в пределах месторождений Вьетнамского шельфа остаются до конца не исследованными. Отметим, что предложенная структурно-тектоническая модель формирования гранитных протрузий и концентрации в их пределах скоплений углеводородов инвариантна по отношению к источнику углеводородного вещества [10]. Но приведенные в статье данные – подчеркнем это особо – свидетельствуют в пользу биогенного генезиса углеводородов

Миграционные процессы и формирование залежей углеводородов, наряду с латеральной миграцией, связаны с межформационной (межэтажной) субвертикальной миграцией по плоскостям проводящих дизъюнктивов, зонам повышенной трещиноватости и разуплотнения, литофациальным несогласиям и другим нарушениям сплошности пород, осуществляющейся синхронно с активизацией палео- и неотектонических процессов. Проявление нисходящей миграции углеводородов может быть связано со снижением гидродинамического потенциала с глубиной в зонах сочленения осадочного чехла с породами фундамента за счет разницы в литологическом строении, емкостно-фильтрационных свойств и др. Наряду с этим в период возникновения глубинных разломов, осложняющих фундамент, из нефтематеринских толщ в осадочном чехле происходит активная нисходящая миграция (струйная фильтрация) УВ в пустоты кристаллического фундамента по зонам деформаций разломов.

БЛАГОДАРНОСТИ

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №20-35-70062, а также при финансовой поддержке Российского научного фонда (Проект 16-17-10059), осуществленной через ФГБУН ИС РАН в г. Бишкеке) в соответствии с Госзаданием ФГБУН ГИН РАН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Аршев Е.Г., Гаврилов В.П., Донг Ч.Л. и др. Геология и нефтегазоносность фундамента Зондского шельфа. М.: Нефть и газ, 1997. 285 с.
- Гаврилов В.П. Нефтегазоносность гранитов // Геология нефти и газа. 2000. № 6. С. 44–49.
- Гатинский Ю.Г. Кайнозой юго-востока азиатского континента и некоторые вопросы процесса рифтогенеза // Изв. вузов. Сер. геол. и разведка. 1980. № 7. С. 28–36.
- Гольдин С.В. Деструкция литосферы и физическая мезомеханика // Физическая мезомеханика. 2002. Т. 5, № 5. С. 5–22.
- Книппер А.Л. Методы картирования и изображения офиолитов на средне- и крупномасштабных тектонических картах // Тектонические исследования в связи с среднекрупномасштабным геокартированием. М.: Наука, 1989. С. 15–23.
- Кочарян Г.Г., Спивак А.А. Динамика деформирования блочных массивов горных пород / Под ред. В.В. Адушкина. М.: ИКЦ Академкнига, 2003. 424 с.
- Лаврушина Е.В. Тектонические структуры гранитов в активизированной бортовой зоне Кочкорской впадины, Тянь-Шань // Тектоника и геодинамика континентальной и океанической литосферы: общие и региональные аспекты: Материалы XLVII Тектонического совещания. Т. II. М.: ГЕОС, 2015. С. 32–35.
- Леонов М.Г. Тектоника консолидированной коры. М.: Наука, 2008. 454 с.
- Леонов М.Г., Пржиялговский Е.С., Лаврушина Е.В., Никитин А.В. Гранитные островные горы: морфология, тектоническая структура и генезис // Геоморфология. 2017. № 3. С. 3–15. DOI:10.15356/0435-4281-2017-3-3-15.
- Леонов М.Г., Пржиялговский Е.С., Лаврушина Е.В. Граниты. Постмагматическая тектоника и углеводородный потенциал / Ред. К.Е. Дегтярев. М.: ГЕОС, 2018. 332 с.
- Летников Ф.А., Бальшев С.О., Лашкевич В.В. Взаимосвязь процессов гранитизации, метаморфизма и тектоники // Геотектоника. 2000. № 1. С. 3–22.
- Лукиянов А.В. Пластические деформации и тектоническое течение в литосфере. М.: Наука, 1991. 144 с.
- Макаров В.Н. Инъективные дислокации среди палеозойских образований Горной Осетии (Центральный Кавказ) // Геотектоника. 1975. № 3. С. 60–67.
- Поляков А.С. Гранулированные среды и седиментогенез. М.: Геоинформмарк, 2001. 60 с.
- Поспелов В.В., Шнип О.А. Геологическое строение и нефтегазоносность Зондского шельфа // Геология нефти и газа. 1997. № 8. С. 32–37.
- Пржиялговский Е. С., Леонов М.Г., Лаврушина Е.В. Гранитные протрузии в структуре зон внутриплитной активизации (Южная Монголия) // Геотектоника. 2014. № 3. С. 50–77. DOI: 10.7868/S0016853X14030059.
- Рамберг Х. Сила тяжести и деформации в земной коре. М.: Недра, 1986. 400 с.
- Ревуженко А.Ф., Бобряков А.П., Косых В.П. О течении сыпучей среды с возможным неограниченным скольжением по поверхностям локализации // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 1997. № 3. С. 37–42.
- Садовский М.А., Кочарян Г.Г., Родионов В.Н. О механике блочного горного массива // Докл. АН СССР. 1988. Т. 302, № 2. С. 306–307.
- Ситдикова Л.М., Изотов В.Г. Геодинамические условия формирования деструктивных резервуаров углеводородов глубоких горизонтов земной коры // Георесурсы. 2002. № 4 [12]. С. 17–22.
- Соболев Р.Н., Чунг Х., Туан Д.Ч., Раховский В.Л., Старостин Г.М. Эволюция химического состава гранитоидных комплексов юго-восточной части Индосинийского массива (Южный Вьетнам) // Тихоокеан. геология. 1991. № 1. С. 50–58.
- Турутанов Е.Х. Становление гранитных интрузий и рельефообразование // Литосфера. 2014. № 1. С. 117–122.

23. Штилле Г. Избранные труды. М.: Мир, 1964. 888 с.
24. Campbell C.S. Rapid granular flow // *Annu. Rev. Fluid Mech.* 1990. V. 22. P. 57–92.
25. Fyhn M. B.W., Boldreel L.O., Nielsen L.H. Geological development of the Central and South Vietnamese margin: Implications for the establishment of the South China Sea, Indochinese escape tectonics and Cenozoic volcanism // *Tectonophysics.* 2009. N 478. P. 184–214. DOI: 10.1016/j.tecto.2009.08.002
26. Huchon P., Nguyen T.N.H., Chamot-Rooke N. Finite extension across the South Vietnam basins from 2D gravimetric modelling: relation to South China Sea kinematics // *Marine Petrol. Geol.* 1998. N 15. P. 619–634. DOI: 10.1016/S0264-8172(98)00031-2
27. Guliev I.S., Kerimov V.Yu., Mustaev R.N. Fundamental challenges of the location of oil and gas in the South Caspian Basin // *Dokl. Earth Sci.* 2016. V. 471. P. 1. P. 1109–1112. DOI: 10.1134/S1028334X1611009X
28. Kerimov V.Yu., Mustaev R.N., Serikova U.S., Lavrenova E.A., Kruglyakova M.V. Hydrocarbon generation-accumulative system on the territory of Crimea Peninsula and adjacent Azov and Black Seas // *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry.* 2015. N 3. P. 56–60.
29. Kerimov V.Y., Bondarev A.V., Osipov A.V., Serov S.G. Evolution of petroleum systems in the territory of Baikit anticline and Kureiskaya syncline (Eastern Siberia) // *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry.* 2015. N 5. P. 39–42.
30. Kerimov V.Y., Rachinsky M.Z. Geofluid dynamic concept of hydrocarbon accumulation in natural reservoirs // *Dokl. Earth Sci.* 2016. V. 471, N 1. P. 1123–1125. DOI: 10.1134/S1028334X16110155
31. Kerimov V.Yu., Lapidus A.L., Yandarbiev N.Sh., Movsumzade E.M., Mustaev R.N. Physicochemical properties of shale strata in the Maikop series of Ciscaucasia // *Solid Fuel Chemistry.* 2017. V51, N 2. P. 122–130. DOI: 10.3103/S0361521917020057
32. Mustaev R.N., Hai W.N., Kerimov V.Y., Leonova E.A. Generation and conditions formation of hydrocarbon deposits in Kyulong basin by simulation results hydrocarbon systems // *Geomodel 2015 – 17th Scientific-Practical Conf. on oil and gas geological exploration and development.* 2015. DOI: 10.3997/2214-4609.201413931
33. Trinh Xuan Cuong, Warren J.K. Bach ho field, a fractured granitic basement reservoir, CUU Long Basin, offshore SE Vietnam: a “buried-hill” play // *J. Petrol. Geol.* 2009. V. 32, N 2. P. 129–155. DOI: 10.1111/j.1747-5457.2009.00440.x
34. Vita-Finzi C. Pie de Palo, Argentina: A clastic diapir // *Geomorphology.* 2009. V. 104. P. 317–322.
35. Yaeger H.M., Nagel S.R. The physics of granular materials // *Physics Today.* 1996. V. 49, N 4. P. 32–38. DOI: 10.1063/1.881494

Рекомендована к печати Г.Л. Кирилловой

после доработки 11.03.2020 г.

принята к печати 19.05.2020 г.

M.G. Leonov, V.Yu. Kerimov, R.N. Mustaev, Vu Nam Hai

On the nature and mechanism of formation of hydrocarbon deposits on the shelf of Vietnam

The paper presents the results of the study of main factors determining conditions of formation and distribution of oil and gas deposits within the Cenozoic sedimentary cover and Precenozoic granite basement of the Vietnam shelf. The structural and tectonic model of the Kyulong basin constructed by the authors allows to reveal the conditions of formation of regional and local structures in the sedimentary cover containing hydrocarbon deposits; mechanisms of hydrocarbon traps emergence and hollow space (collectors); genesis of hydrocarbons, including the hydrocarbons existed in the basement rocks; the possible mechanism of migration and accumulation of hydrocarbons in the basement rocks. The traps which are real or potential reservoirs of hydrocarbons in the body of a crystal socle are widely developed. The structural and tectonic processes in the basement itself resulted in the development of positive morfostructures (domes, protrusions) the cores of which are made of disintegrated (granulated) rocks of a crystalline cap. In order to reconstruct the chronothermobaric conditions of occurrence and evolution of hydrocarbon generation centers and to restore the conditions of formation and distribution patterns of oil and gas accumulations on the shelf of Vietnam, three-dimensional modeling of generation and accumulation hydrocarbon systems was performed using the basin modeling technology and PetroMod software (Schlumberger, Ltd, USA). Studies of hydrocarbon biomarkers of oil fields in the Kyulong basin, including those located in the crystalline basement have shown the similarity of biomarker parameters of oil and organic matter, which demonstrates the organic nature of the oil fields of the basement on the shelf of Vietnam.

Key words: biomarkers, gas, generation and accumulation hydrocarbon systems, oil, origin of oil, hydrocarbons, basement, shelf, White Tiger deposit, Vietnam.