

УДК 552.578.061.32(261.68+261.74)

**Полякова И.Д.**Геологический институт Российской академии наук (ГИН РАН), Москва, Россия, [borukaeva@yandex.ru](mailto:borukaeva@yandex.ru)

## **НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАСЕЙНЫ ЮЖНОЙ АТЛАНТИКИ: ЭТАПЫ РАЗВИТИЯ, СТРОЕНИЕ И УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ**

*Осадочные бассейны континентальных окраин центральной части Западной Африки и Юго-Восточной Бразилии формировались по общему сценарию на фоне раскрытия южного сегмента Атлантического океана. Сходство бассейнов проявилось в структурных стилях, составе литолого-стратиграфического заполнения, высоком качестве нефтегазоматеринских толщ, биомаркерном составе нефтей, одинаковом стратиграфическом диапазоне этажа нефтегазоносности и богатстве углеводородными ресурсами. Индивидуальные отличия связаны с местными особенностями галокинеза, разновременностью проградаций и размывов, особенно активизировавшимися на заключительном этапе развития бассейнов. Тогда же реанимировались многие мезозойские структуры и разломы, выросло количество антиклинальных ловушек, существенно улучшились условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления, которые охватили также континентальный склон.*

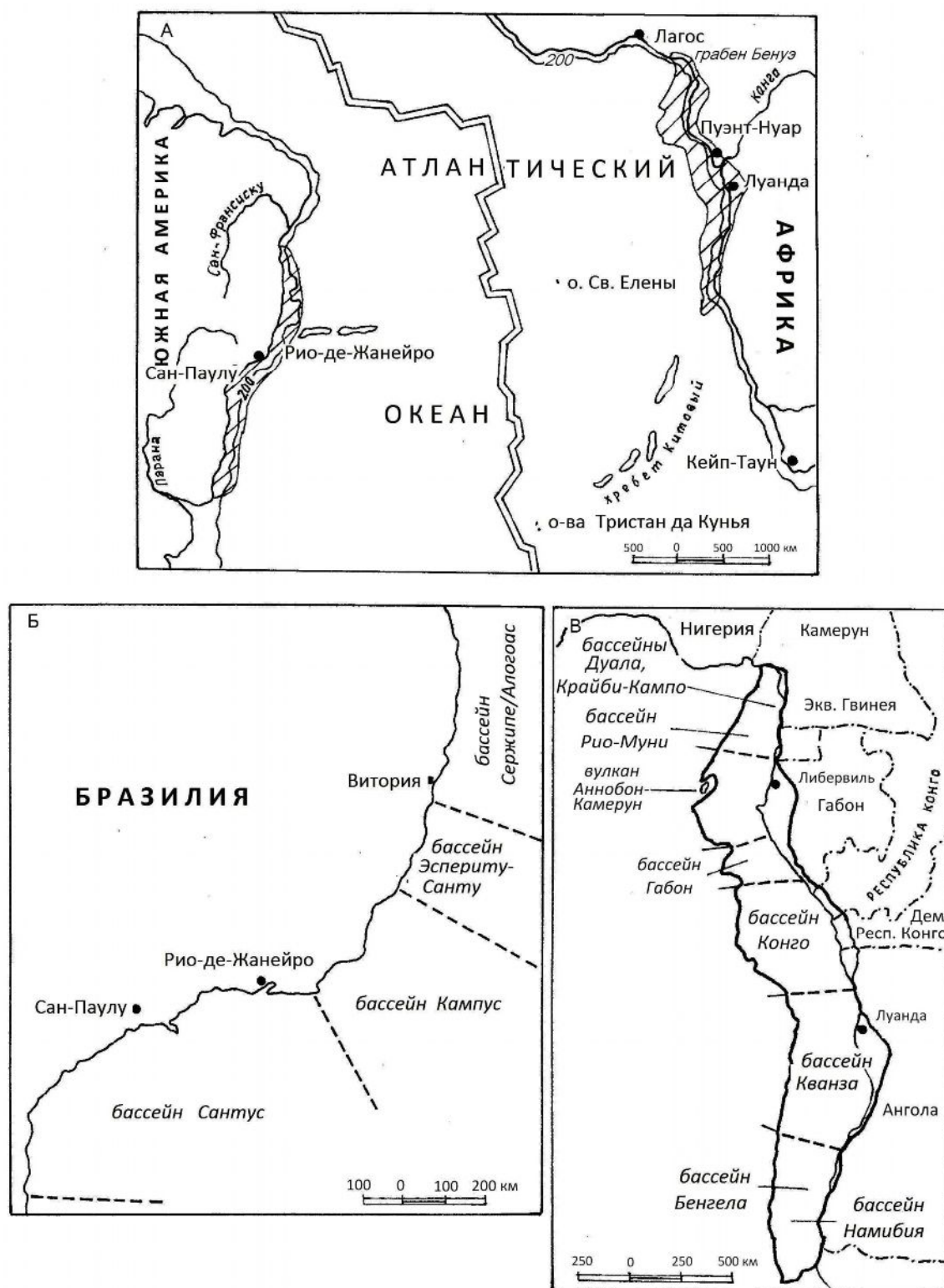
**Ключевые слова:** *структурный стиль, этап нефтегазоносности, нефтегазоматеринские толщи, биомаркерный состав нефтей, галокинез, проградация, Южная Атлантика.*

### **Введение**

Проблема нефтегазоносности континентальных окраин Мирового океана, активно разрабатываемая с середины прошлого века, получила промышленное решение во многих осадочных бассейнах шельфа. В настоящее время в ряде регионов успешные исследования ведутся также в глубоководных частях окраин, на их континентальном склоне. К числу таковых относятся Южно-Атлантические пассивные континентальные окраины, к которым приурочены шельфово-склоновые бассейны с уже открытыми крупными и гигантскими месторождениями и исключительно благоприятными перспективами дальнейшего наращивания углеводородных (УВ) ресурсов. На западной окраине Центральной Африки, ограниченном на севере дельтой Нигера и на юге Китовым хребтом, располагаются бассейны Дуала, Рио Муни, Крайби-Кампо, Габон, Конго, Кванза, Бенгела и Намибия. На восточной окраине Юго-Восточной Бразилии находятся бассейны Сержипе/Алагоас, Эспериту Санту, Кампус и Сантус (рис. 1). Бассейны разделены поднятиями фундамента, вулканов и разломными зонами.

Геологическое строение и нефтегазоносность шельфово-склоновых бассейнов Южной Атлантики отражены в капитальных трудах [Cameron et al., 1999; Mello and Katz, 2000; Brownfield and Charpenter, 2006 и др.] и многочисленных статьях зарубежных исследователей [Borsato et al., 2012; Cobbold et al., 2010; Devison, 2007; Modica and Brush, 2004; Mello et al.,

1988; Schiefelbein et al., 2000 и др.]. В России нефтегазоносность переходной зоны континент-океан, в том числе и Южной Атлантики, рассматривается в работах [Лисицын, 2003; Панаев, 2003; Хаин и Полякова, 2004, 2008; Забанбарк и Конюхов, 2005 и др].



**Рис. 1. Нефтегазогеологическое районирование Южной Атлантики (обзорные схемы)**

*A - нефтегазоносные провинции побережий (штриховка); Б - нефтегазоносные бассейны на восточном побережье Юго-Восточной Бразилии [Beasley et al., 2010]; В - нефтегазоносные бассейны на западном побережье Центральной Африки [Brownfield, Charpenter, 2006].*

В данной статье на базе новейшей информации продолжается изучение данной проблемы, прослеживается влияние геологической эволюции атлантических окраин, структурных стилей и формационного состава шельфово-склоновых бассейнов на их нефтегазоносность с целью использования приобретенного опыта применительно к другим регионам Мира.

### **Этапы развития бассейнов Южной Атлантики**

После раскола западной части суперконтинента Гондвана с последующим раздвижением морского дна континентальные рифтовые системы превратились в пассивные материковые окраины атлантического типа. В их пределах подвергаясь растяжению и утонению консолидированная кора с варьирующими мощностями от 40 до 10 км была разбита сбросами. Одни из них обусловили образование рифтогенных грабенов и полуграбенов, другие, наклоненные в сторону океана, стали листрическими разломами. Механизм и схема формирования шельфово-склоновых бассейнов на этих окраинах были общими. В их эволюции выделяются три этапа, соответствующие рифтовой, раннеспрединговой и зрелоспрединговой стадиям развития южного сегмента Атлантического океана, во время которых в бассейнах накапливались характерные осадочные комплексы [Хаин, Полякова, 2004].

На первом этапе (ранний мел) континентальный рифтинг был инициирован действием Африкано-Атлантического суперплюма с двумя приближенными к поверхности горячими точками – Св. Елены на севере и Тристан да Кунья на юге региона, что, в конечном счете, привело к отделению Южной Америки от Африки [Wilson, 1992]. В возникших грабеновых и полуграбеновых структурах в неокме образовались небольшие водоемы озерного типа, в которых накапливались базальные песчаники, глинистые отложения с линзами песчаников и прослоями карбонатов, вулканиты. Массовые поставки эндогенного вещества в бассейны активизировали биопродуктивность озерного планктона и массовое накопление органического вещества (ОВ) в обстановках аноксии [Mello et al, 1988; Tissot et al., 1980].

В апт-альбе при затрудненном поступлении морских вод на континентальные окраины и в условиях аридного климата образовались эвапоритовые бассейны ассиметричной формы, разделенные барьером спрединговых хребтов на две части, прилежащие к южноамериканскому и африканскому континентам (рис. 2). В этих бассейнах соли получили региональное распространение в апте, их возраст в разных бассейнах варьирует в пределах 10 млн. лет: Сержипе/Алагоас – 124,8; Кванза, Конго – 124,5-121; Сержипе/Алагоас, Габон и Конго – 114,5; Сантус и Кампус – 113, 2 млн. лет. Периодически также накапливались обогащенные ОВ глинистые сланцы, мергели, ангидриты и песчаники. Известняки и доломиты составили альбскую часть разреза. Соли временно изолировали нижний рифтовый

комплекс. Переход от рифтинга к спредингу привел к региональному несогласию в залегании отложений.



**Рис. 2. Карта аптских солеродных бассейнов Южной Атлантики [Devison, 2007]**

*1 – солеродные бассейны, 2 – вулканический хребет и поднятия, 3-4 – граница аптских окраинных фаций со стороны: 3 – Бразилии, 4 – Африки.*

На втором этапе (верхний мел) начинается постепенный и очень медленный спрединг, рифтовые окраины испытывают небольшие трансгрессии, во время которых накапливаются терригенные и терригенно-карбонатные осадки с последующим их продвижением в сторону зародившегося Атлантического океана. В окраинных морях еще нет мощных течений, и седиментация нередко протекала в условиях сероводородного заражения, в которых отлагались углеродистые карбонатно-глинистые и глинистые осадки, окаймленные на суше аллювиально-дельтовыми песчаниками [Хаин, Полякова, 2004].

На третьем этапе (кайнозой-квартер) происходит полное раскрытие океана, во время которого развивались глубокие, до 10–12 км, продольные и поперечные к окраинам рифтовые прогибы. Они образовывали тройные сочленения, на базе которых в пределах уже единого Атлантического океана возникали глубоководные впадины, а на их приконтинентальных бортах появлялись пассивные окраины, ограниченные со стороны океана континентальным склоном [Хаин, 2001]. Заложившиеся вдоль поперечных рифтов

речные артерии заканчивались подводными дельтами, которые создавали на окраинах мощные фэны и иногда носообразные участки (грабен Бенуэ в Гвинейском заливе). Существенную роль в формировании структур шельфово-склоновых бассейнов играли листрические разломы, возникшие на спрединговых стадиях в дистальной части континентальных окраин (например, Нигерийский и Рио Муни бассейны).

Континентальный склон менял свои очертания и местоположение вследствие колебаний уровня океана, интенсивной загрузки областей седиментации и действия глубоководных океанских течений. В результате фэны распространялись не только на склон, но также его подножие и в ряде мест перекрывали океанскую кору. Некоторые шельфово-склоновые бассейны на пассивных окраинах Южной Атлантики связаны с фэнами таких крупных рек, как Амазонка, Сан-Франсиску, Нигер, Конго.

На третьем этапе в претерпевших деформацию солях активнее проявлялись диапиры, возникали минибассейны, надвиги и окна в соляном субстрате [Lafond et al., 2003; Devison, 2007]. Реанимировались многие мезозойские структуры и разломы, росло количество антиклинальных ловушек, периодически бассейны испытывали проградацию (Конго, Нигер, Кампус, Сантус).

#### **Нефтегазоносные бассейны западной африканской континентальной окраины**

Общие структурные и стратиграфические особенности этих бассейнов стали основанием для их объединения в одну нефтегазоносную провинцию. Ее восточная граница совпадает с наземным окончанием бассейнов, западная граница проводится в акватории по изобате 4000 м. Бассейны располагаются на пассивной окраине атлантического типа, их осадочное заполнение имеет преимущественно неоком-голоценовый возраст. Генерализованные стратиграфические колонки, отражающие литологический состав формаций, их нефтематеринские и коллекторские свойства, а также присутствие гигантских и крупных месторождений нефти и газа в бассейнах западной окраины Центральной Африки, показаны на рис. 3.

Наиболее полно представлен разрез бассейна Конго, характеризующегося значительными размерами и большими мощностями отложений. В нем различаются суббассейны Нижний Конго (центральная и южная части), и Северный Конго. Бассейн расположен на территории Республики Конго, Анголы и Демократической Республики Конго. В синрифтовом комплексе Нижнего Конго на докембрийском фундаменте залегают флювиально-аллювиальные базальные песчаники Лукула и озерные отложения состоящей из трех частей формации Букомази (валанжин-нижний апт). Нижняя Букомази мощностью 1000 м состоит из слоистых сланцев, глин, мергелей и песчаников, средняя Букомази, примерно той же мощности что и нижняя, представлена обогащенными ОВ сланцами,

карбонатными глинами и мергелями. Верхнюю Букомази, в значительной степени размытую и, вероятно, по этой причине с уменьшенной до 400 м мощностью, образуют зеленые, бурые и серые глинистые отложения. Формация Букомази образовалась в обстановке сероводородного заражения придонных вод глубокого пресного озера, которые становилось менее аноксическим во время отложения верхней части формации. В Северном Конго возрастными эквивалентами трех частей Букомази являются сланцы Сиаливаку, песчаники Джино и мергели Пуэнт Нуар с прослоями и пачками битуминизные пород. Практически во всех других бассейнах в подсолевом (синрифтовом) комплексе разрез начинается базальными песчаниками и конгломератами, на которых залегают глинистые сланцы и мергели с обогащенными ОВ пачками. Это – формация Мандэк в бассейнах Дуала, Крайби-Кампо и Рио-Муни (см. рис. 3).

В валанжин-баремском разрезе наиболее высококачественной нефтематеринской формацией считается Букомази в бассейнах Нижний Конго и Кванза с общей мощностью до 1500 м. В глинистых сланцах этой формации распространено планктоногенное ОВ преимущественно сапропелевого состава (I и II типы по Ван Кревелену) с содержанием  $C_{орг}$  более 5%, а в отдельных интервалах разреза до 20%, генерационный потенциал (SPI) в оффшоре Анголы составляет 33 т УВ/м<sup>2</sup> породы. Возрастные аналоги Букомази (формации Пуэнт Нуар, Сиаливаку, Джино, Мелания, Киссенда), присутствующие в Северном Конго и других бассейнах, имеют некоторые отличия. Они отражаются в более существенных вариациях состава ОВ от сапропелевого до смешанного сапропелево-гумусового (I-II/III типы) и содержаний  $C_{орг}$  (от 1 до 6%). Наиболее ослаблены нефтематеринские свойства в формации Киссенда, в которой рассеяно ОВ II/III типа, а содержания  $C_{орг}$  составляют 1,5-2%,  $HI = 200-300$  мг УВ/г  $C_{орг}$  [Schoellkopf and Patterson, 2000; Brownfield and Charpenter, 2006].

Эвапоритовый комплекс (апт-альб) получил широкое, практически повсеместное, распространение на площади провинции. Накопившиеся в апте собственно соли, как уже упоминалось ранее, ограничены на юге мигрирующей горячей точкой Тристан да Кунья, расположенной юго-западнее Китового хребта, и на севере – разломной зоной Камерун. Мощность солей, дифференцированная по причине их деформаций, достигает 800-1000 м. Аптские соли Лом в бассейне Конго, Изанга в бассейне Габон и Массивные соли в бассейне Кванза состоят из галита, поташа, тонких слоев бишофита и ангидритов. В других бассейнах (Рио Муни, Дуала, Крайби-Кампо) в солях встречаются интервалы переслаивания обогащенных ОВ аргиллитов с эвапоритами, что свидетельствует о возникновении в глубоких солеродных бассейнах, также как и пресноводных, качественных нефтематеринских отложений, подобных широко известным сланцам Грин Ривер Северной

Америки. Альбскую часть разреза слагают ангидриты, доломиты, известняки, мергели, песчаники и конгломераты (см. рис. 3).

Нижний карбонатно-терригенный комплекс (верхний мел), сформировавшийся в начальную фазу спрединга, составляют глины, мергели, алевролиты, песчаники, значительная роль принадлежит обогащенным ОВ морским глинам и мергелям. В верхнем мелу последние представлены формациями Лейб (бассейн Нижний Конго), Логбаджек, Менго (бассейны Дуала и Крайби-Кампо), Кейп-Лопес и Эзайл (суббассейны Северный и Южный Габон). Их возникновение связано с еще недостаточно активной циркуляцией вод между Центральной и Южной Атлантикой, что сохраняло в придонных водах дефицит кислорода, часто сопровождавшийся сероводородным заражением на территории Гвинейского залива [Brownfield and Charpenter, 2006]. Региональный размыв, имевший место между поздним мелом и палеогеном, сформировал широко распространенное несогласие.

Верхнемеловые нефтематеринские толщи представлены морскими мергелями и глинами, которым в бассейне Нижнего Конго соответствует формация Лейб со II, реже I типами ОВ и содержанием  $C_{орг}$  более 2%, в отдельных прослоях достигающим 3-5%, SPI (генерационный потенциал, используемый при картировании мощностей нефтегазоматеринских отложений) -  $>15$  т УВ/м<sup>2</sup> породы. Возрастные эквиваленты Лейб в других бассейнах (формации Кейп-Лопес, Эзайл, Логбаджек и Мунго) отлагались в соленых и гиперсоленых морях и подводных дельтах [Brownfield and Charpenter, 2006].

При накоплении верхнего карбонатно-терригенного комплекса (кайнозой) получили активное развитие проградационные процессы, в значительной степени обусловившие формирование третичных дельт и подводных фэнов таких крупных рек как Нигер и Конго. С проградацией связана кайнозойская седиментация песчаников, алевролитов, турбидитов, глубоководных глин и мергелей, в том числе и обогащенных ОВ (формации Ландана, Малембо, Н'Капа, Соуэллаба) в бассейнах Конго, Рио Муни, Дуала, Габон, Бенгела и Намибия. Архитектура фэна Конго, представленная на рис. 4, показывает распространение не только нефтематеринских толщ, но и многочисленных песчаных линз, отражающих присутствие каньонов и плотной сети глубоководных каналов [Lafond et al, 2003]. В фэне Нигера на верхней крутой части континентального склона накапливались транзитные комплексы с глубокими каньонами и каналами (channel), а на нижней пологой части склона в конечных турбидитных комплексах, залегающих в форме языков (lobe), каналы практически отсутствуют. В работе [Zumberge et al., 2005] предлагается рассматривать эти комплексы в единой системе «channel-lobe», которую мы привыкли называть просто фэновой.

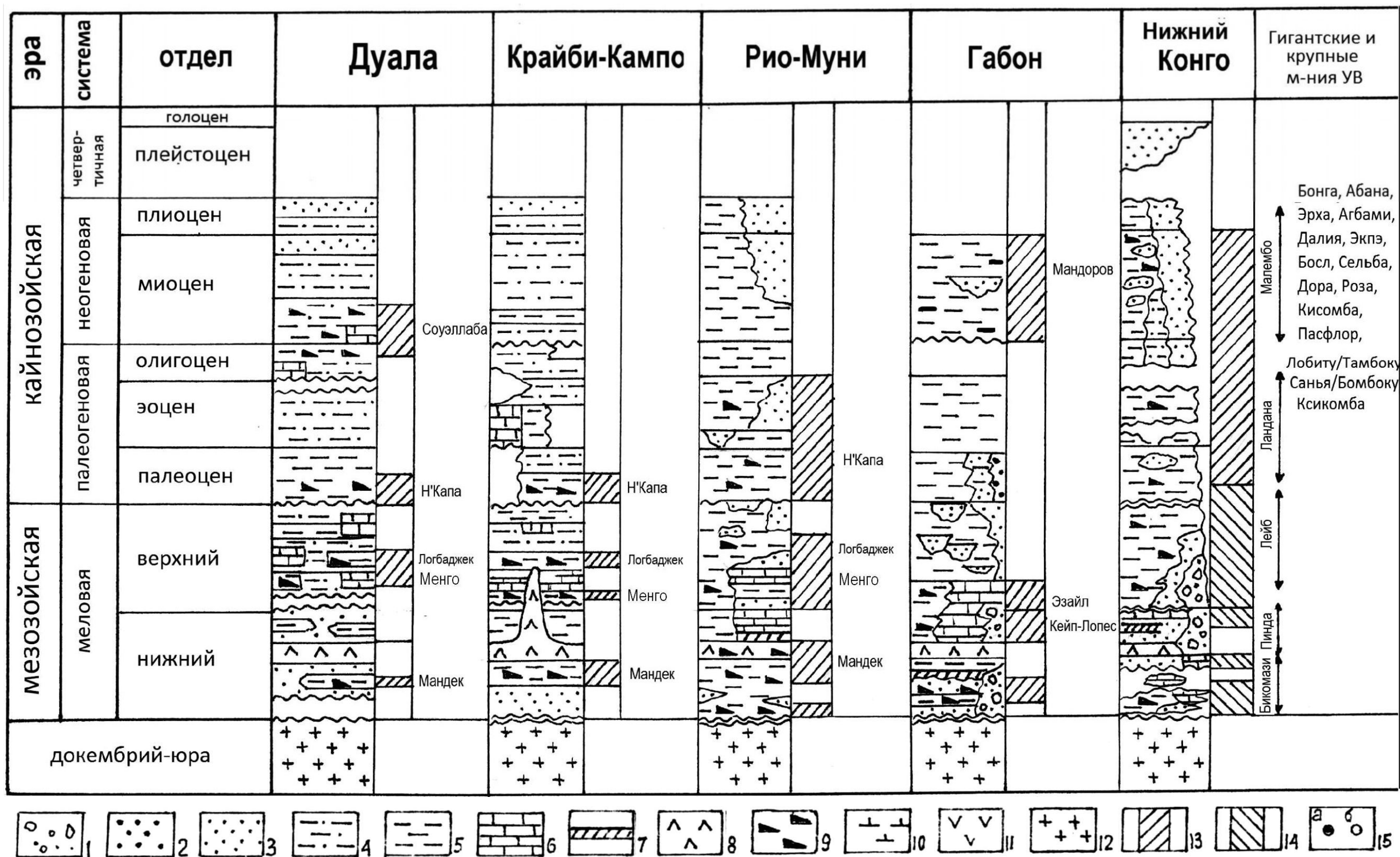


Рис. 3. Нефтегазоносные бассейны западного побережья Африки: генерализованные литолого-стратиграфические колонки, нефтегазоматеринские толщи, месторождения нефти и газа

[Cameron et al., 1999; Mello, Katz, 2000; Brownfield, Charpenter, 2006]

1 – конгломераты, 2 – грубозернистые песчаники, 3 – средне- и мелкозернистые песчаники, 4 – алевролиты, 5 – глины и аргиллиты, 6 – известняки, 7 – доломиты, 8 – соли, 9 – битуминозность, 10 – фосфатонность, 11 – магматические породы, 12 – породы фундамента, 13 – нефтегазоматеринские толщи, 14 – газонептематеринские толщи, 15 – залежи: а – нефти, б – газа.



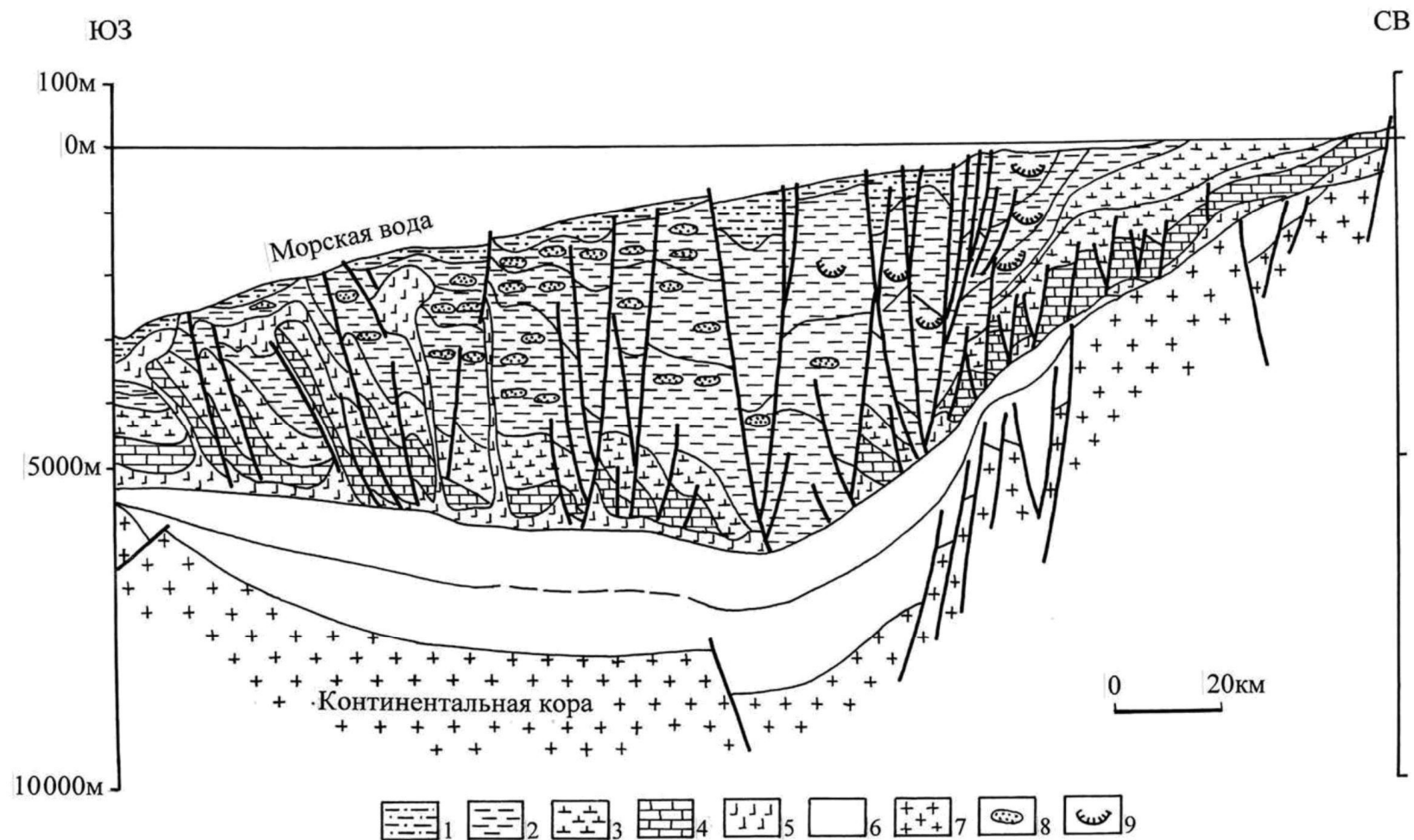


Рис. 4. Геологический профиль бассейна Нижнего Конго [Kolla et al., 2001 с упрощением]

1 – плиоцен–плейстоцен, 2 – олигоцен и миоцен, 3 – верхний мел и палецен–эоцен, 4 – альб, 5 – ломские эвапориты, 6 – до-, син- и пострифтовые отложения, 7 – фундамент; 8 – системы глубоководных каналов, 9 – каньоны.

Третичные нефтегазоматеринские толщи континентального склона содержат ОБ разнообразного состава от сапропелевого до гумусового, соответствующего II, II/III и III типам. Первоначально ОБ отлагалось в прибрежных и мелководных зонах, в дальнейшем вследствие проградации в сторону океана детритный материал наземной растительности в составе турбидитных отложений продвигался на склон и его подножие, где оседал на дне вместе с планктоногенным веществом океана. ОБ многих из этих толщ катагенетически слабо изменено. В бассейне Нижнего Конго палеоцен-эоценовая формация Ландана и среднеолигоцен-миоценовая формация Малембо содержат ОБ II и II/III типов с  $C_{орг}$  2-5%. SPI Ланданы –  $>15$  т УВ/м<sup>2</sup> породы, Малембо – 5-15 т УВ/м<sup>2</sup> породы [Schoellkopf, Patterson, 2000]. В формациях того же возраста, распространенных в бассейнах Дуала, Крайби-Кампо и Рио Муни, содержания  $C_{орг}$  еще ниже, всего 1-2%, ОБ только локально, вблизи вулканического поднятия Аннобон-Камерун, приобретает термическую зрелость. Такие нефтегазоматеринские формации известны у берегов Нигерии и Намибии. Они продуцировали жирный газ месторождений Бонга, Эрха, Агбами. Газоматеринские толщи ассоциируются с дельтами и содержат в основном ОБ III типа. Миоценовая формация Мандоров суббассейна Южный Габон образована незрелыми угленосными отложениями с содержаниями  $C_{орг}$  4-5% [Brownfield and Charpenter, 2006].

На примере морской Кабинды (Ангола) Н.Б. Шоелкоф и Б.А. Паттерсон [Schoellkopf, Patterson, 2000], используя биомаркерный анализ УВ, показали, что главным генератором нефтей была неокомская формация Букомази. Она служила источником нефтей, залегающих в песчаных резервуарах Лукулла и Ирва и озерных карбонатах Тока подсолевого комплекса. УВ Букомази также мигрировали через солевые окна в морские отложения верхнего мела, где накапливались в резервуарах Пинда, Вермелха и Лейб. Морские верхнемеловые глины формации Лейб и палеоцен-эоценовой формации Ландана, распространенные на внутреннем шельфе и континентальном склоне, также считаются превосходными нефтегазоматеринскими источниками, которые питали резервуары Пинда и Малембо. УВ, генерированные Малембо, заполняли песчаные каньоны и каналы Пинда и собственно Малембо. Начиная с позднего мела по настоящее время УВ из очагов генерации перемещались в западную часть африканской окраины, где образовали большое количество крупных скоплений.

Открыто более 300 месторождений нефти и газа, среди которых выявлены месторождения-гиганты, расположенные преимущественно в глубоководной зоне Анголы и Нигерии. Наиболее известными в Анголе являются Далия, Грейтер Плутониу, Жирасоль,

Кисомба, Лобиту Томбоку, Пасфлор, Санья/Бомбоку, Ксикомба, в Нигерии – Агбами, Абана, Бонга, Экпэ.

### **Нефтегазоносные бассейны континентальной окраины Юго-Восточной Бразилии**

На Бразильской континентальной окраине наибольшей изученностью и известностью месторождений выделяются два нефтегазоносных шельфово-склоновых бассейна – Кампус и Сантус. В настоящее время активные геофизические и буровые работы ведутся также в бассейнах Эспериту Санту и Сержипе/Алогоас. Генерализованные колонки бассейнов Бразильской окраины с выделенными нефтематеринскими, нефтегазоматеринскими, коллекторскими толщами и месторождениями УВ показаны на рис. 5.

В раннем мелу на рифтовой окраине, в строении которой принимали участие асимметричные грабены и горсты, накопились мощные толщи флювиальных, аллювиально-дельтовых и озерных отложений [Cobbald et al., 2001]. Среди них были и глубоководно-озерные черные карбонатные аргиллиты с прослоями карбонатов, обогащенные планктоногенным ОВ I и II типов (см. рис. 5). В дальнейшем они стали высококачественным нефтематеринским источником большинства промышленных скоплений жидких УВ в бассейнах Бразильской окраины. В подсолевом комплексе бассейна Кампус превосходными нефтематеринскими качествами характеризуется неокомская формация Лагу Фия, в которой содержания  $C_{орг}$  составляют до 5, а в отдельных интервалах и 20%, водородный индекс и УВ потенциал тоже высоки, соответственно достигая 550 мг УВ/г $C_{орг}$ , 38 кг УВ/т породы. Эта формация является главным генератором УВ, которые мигрировали через зоны трещиноватости в солевых окнах и заполнили ловушки, создав месторождения-гиганты Марлин, Албакора, Ронкадор и Барракуда [Mello et al., 1988]. В бассейне Сантус в неокомском разрезе присутствует аналогичная формация Гуратиба, в бассейне Эспериту Санту – формация Мукури [Alves et al., 2009]. В аптских бассейнах образовались мощные соляные толщи, в отдельных интервалах которых соли переслаивались с карбонатами и глинами. Такого рода переслаивания, характерные для бассейнов Кампус и Эспериту Санту, также обладали превосходными нефтематеринскими качествами.

Альбскую часть разреза слагают эвапориты и карбонатные формации Макайн (Кампус), Гуружа (Сантус), Реженсия (Эспериту Санту), которые, судя по характеристикам ОВ (II тип,  $C_{орг}$  до 14%, УВ потенциал до 97 кг УВ/т породы), представляли собой высококачественные нефтематеринские толщи [Mello et al., 1988]. Отдельные части карбонатного разреза, обладающие повышенными пористостью и проницаемостью, служили резервуарами. В синрифтовом комплексе роль последних также выполняли дельтовые песчаники, непосредственно контактирующие с озерными нефтематеринскими формациями.

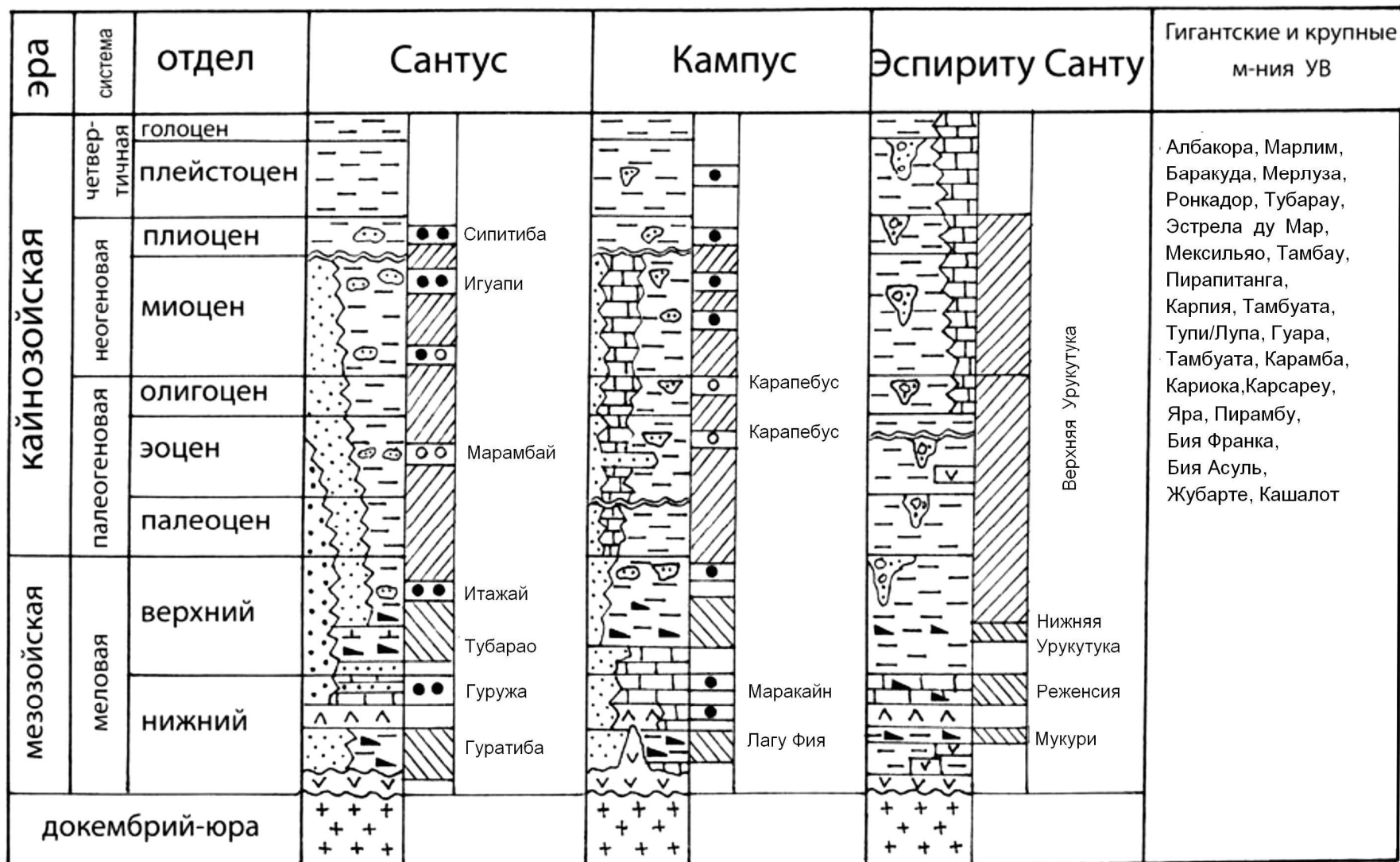


Рис. 5. Нефтегазоносные бассейны побережья Юго-Восточной Бразилии: генерализованные литолого-стратиграфические колонки, нефтегазоматеринские толщи, месторождения нефти и газа [Mello et al., 1988; Cobbold et al., 2001; Alves et al., 2009; Beasley et al., 2010]. Условные обозначения см. на рис.3.

На стадии раннего спрединга (сеноман-сантон) образовались мощные шельфово-склоновые турбидиты, в составе которых преобладают пелагические карбонатные глины с хорошими нефтематеринскими свойствами. Это формации Итажай и Тубарао (Сантус), Нижняя Иркутука (Эспериту Санту), содержащие ОВ II типа,  $C_{орг}$  до 5%, водородный индекс 550 мг УВ/г $C_{орг}$ , УВ потенциал до 20 кг УВ/т породы [Mello et al., 1988]. В прибрежной части прогрессивно углублявшихся бассейнов активные речные системы сбрасывали большие массы терригенного материала. Некоторая его часть выносилась в пелагическую зону, где формировались фэны с нефтематеринскими толщами и песчаными резервуарами.

На стадии зрелого спрединга (кайнозой-квартер) продолжали накапливаться морские карбонатные глины с ОВ смешанного состава II/III типа, содержащие  $C_{орг}$  до 7,2%, водородный индекс 370 мг УВ/г $C_{орг}$ , УВ потенциал до 26 кг УВ/т породы [Mello et al., 1988]. Тогда же получили широкое развитие мощные морские фэны с каньонами и каналами, заполненными песчаными телами, которые стали резервуарами – Марамбай, Игуапи, Сипитиба (Сантус), Карапебус (Кампус), Верхняя Уркутука (Эспириту Санту) (см. рис. 5).

Сравнение двух расположенных рядом главных бассейнов Бразильской глубоководной окраины, Сантуса и Кампуса, показало их типовое несоответствие в определенные моменты развития и связанные с ним отличия в площадном распространении отдельных частей разреза. П.Р. Кобболд и его коллеги [Cobbold et al., 2001] объясняют сей факт близостью горного сооружения Серра ду Мар, которое периодически испытывало горизонтальную компрессию, вследствие которой бассейны серьезно модифицировались. Горные хребты этого прибрежного района перемещались в акваторию, приближаясь к депоцентру бассейна Сантус, в результате чего он стал походить на краевой прогиб. Одновременно менялось местоположение дренажной системы, выполнявшей функции размыва и переноса осадочного материала в места разгрузки (в настоящее время эти функции выполняет река Параиба ду Сул). Тектонический подъем на несколько километров и позднемиоценовая, эоценовая и неогеновая эрозии затронули терригенные отложения не только суши, но и шельфа, в том числе и континентального склона. В Сантусе эти процессы активизировались в кампане и среднем эоцене, вследствие чего терригенный материал выносился к подножию склона, что приводило к формированию проградационного клиноформенного профиля шельфово-склонового бассейна. В Кампусе тектонический подъем и размыв эоценовых турбидитов происходили в неогене, в результате на континентальном склоне образовывались резервуары нефтяных месторождений-гигантов Албакора и Марлим. П.Р. Кобболд [Cobbold, 2010] считает, что пострифтовые эпизоды в этих двух бассейнах синхронны фазам орогенеза в Андах, обусловивших горизонтальную компрессию Бразильской окраины.

В шельфово-склоновых бассейнах Бразильской окраины открыты большие УВ скопления [Beasley et al., 2010]. Гигантские и супергигантские месторождения сосредоточены на глубоководье бассейна Кампус в третичных турбидитных резервуарах. Это – нефтяные месторождения Албакора, пробуренное на глубине воды 293 м, Марлим – на глубине 853 м, Баракуда – на глубине 980 м и Ронкадор – на глубине 1853 м. После таких открытий в бассейне Кампус за один 2007 г. было пробурено 1100 скважин и выявлено более 50 месторождений. В подсоловом комплексе открыты нефтяные месторождения Каксареу, Пирамбу, Баия Франка, Баия Асуль, Жубарте, Кашалот. В бассейне Сантус нефтяные месторождения были выявлены в третичных (Мерлуза, Тубарао, Эстрела ду Мар) и верхнемеловых (Карапия и Тамбуата) турбидитах, также в альбских оолитовых известняках (Корал и Каравелла). На глубине воды более 2000 м в бассейне Сантус открыты газовые месторождения, среди них – Мексильяо (самое крупное в Бразилии), Тамбау, Пирапитанга. В подсоловом комплексе этого бассейна выявлены Тупи/Лула (нефтяной гигант), Карамба, Кариока, Яра и Гуара. В бассейне Серджипе/Алогоас открытия начались на мелководье с нефтяного гиганта Кармополис и в дельте Сан Франсиску – месторождения Гуарисема. В бассейне Эспериту Санту ведутся работы в подсоловой части разреза.

### **Общие и индивидуальные особенности нефтегазоносных бассейнов**

#### **Западной и Восточной окраин Южной Атлантики**

Сформировавшиеся по единому геодинамическому сценарию осадочные бассейны Южной Атлантики характеризуются значительным сходством структурных стилей и литолого-стратиграфических разрезов. Все эти бассейны возникли на рифтовых окраинах расколовшейся Гондваны и практически одновременно прошли одни и те же этапы развития, которым соответствуют близкие по составу осадочные комплексы с высококачественными нефтематеринскими и коллекторскими толщами (см. рис. 3 и 5).

В синрифтовом комплексе нефтематеринские толщи представлены глубоководно-озерными карбонатно-глинистыми отложениями формаций Букомази и близких ей по возрасту Пуэнт Нуар, Сиаливаку, Джино, Мелания, Киссенда и Мандэк (Западная Африка), Лагу Фиа, Гуратиба, Мукури (Юго-Восточная Бразилия), приуроченных к валанжин-барремскому, иногда и нижнеаптскому интервалам разреза. Аптские соли, в которых встречаются участки переслаивания с нефтематеринскими породами, и альбские карбонаты получили развитие на обеих окраинах Южной Атлантики. В раннем мелу, когда на рифтогенной окраине особенно активизировалась магматическая деятельность, в бассейнах преобладали аноксические условия, способствовавшие консервации больших масс ОБ цианобактерий. В нефтематеринских толщах нижнего мела сконцентрировано планктоногенное ОБ I и II типов.

В турбидитах пострифтовых комплексов нефтематеринские толщи с ОВ всех типов прослежены в сеноман-туроне, сеноне, палеоцен-эоцене, олигоцен-миоцене, но без четких стратиграфических корреляций между ними в разных бассейнах. В бассейне Нижнего Конго углеродистые и высокоуглеродистые глинистые пачки встречаются практически по всему разрезу верхнего мела и кайнозоя.

Состав ОВ нефтематеринских толщ соответственно отразился и в нефтях бассейнов Африканской и Бразильской окраин. Биомаркерный анализ [Schiefelbein et al., 2000] показал, что «озерные» нефти, представленные в бассейнах Северного Конго, Нижнего Конго, Бенгела в Западной Африке, бассейне Кампус и некоторых наземных бассейнах Юго-Восточной Бразилии, относятся к одной геохимической группе. Ей свойственны следующие характерные показатели:  $S < 0,3\%$ , пристан/фитан – 1,5-3,0,  $C_{26} > C_{25}$  трициклические терпаны, пониженные значения отношений пентациклических терпанов к  $C_{30}$  гопанам и стеранов к гопанам, присутствие  $C_{29}$  триароматических диностеранов, что свидетельствует об общих генетических корнях нефтей озерной группы. «Морские» нефти (верхний мел-кайнозой) бассейнов Габон, Нижний Конго, Кванза и Бенгела в Западной Африке и бассейнов Сантус, Эспириту Санту и Сержипе/Алогоас в Юго-Восточной Бразилии соответствуют другой геохимической группе. В ней  $S > 0,5\%$ , пристан/фитан  $< 1,5$ ,  $C_{25} > C_{26}$  трициклические терпаны, повышены значения отношений пентациклических терпанов к  $C_{30}$  гопанам и стеранов к гопанам, в составе триароматических диностеранов в избытке присутствуют 3- и 4-метилированные стераны. Нефти смешанного состава, генерированные ОВ озерных и морских нефтематеринских толщ, присутствуют в бассейнах Нижнего Конго, Кванза, Габон и Сержипе/Алогоас. Выделена еще одна группа нефтей с большим содержанием олеананов, генетически связанная с исключительно аллювиально-дельтовыми и прибрежно-морскими нефтематеринскими толщами третичного возраста. Эти нефти установлены в бассейнах Нигерии, Камерун, Северной Анголы и Фос ду Амазонас. Из проведенных корреляций следует, что нефти, также как и их источники на обеих сторонах Южной Атлантики имеют близкие генетические корни.

О степени соответствия геологического строения бассейнов-визави Бразильской и Африканской окраин можно судить по результатам сейсмических реконструкций временных разрезов по линии мелководный шельф – глубоководье [Borsato et al., 2012]. Сравнение показало, что при сопоставлении бассейнов возможны как симметричные, так и асимметричные варианты. Например, и на Бразильском (бассейн Кампус) и на Ангольском (бассейн Нижний Конго) сейсмопрофилях прослеживаются мощные пакеты аптских солей, которые стали важным структурным фактором также в верхнемеловом-кайнозойском заполнении бассейнов. Галокинез определил геометрию солевых диапиров, вельдов и многих

надсолевых минибассейнов, в пределах которых располагаются нефтематеринские толщи и турбидитные песчаные резервуары, часто перекрытые глинистыми экранами. Массивные солевые комплексы также играют важную структурную роль в пострифтовом разрезе на глубоководье.

Ассиметричные картины наблюдаются при сравнении сейсмопрофилей Бразилии и Габона, Бразилии и Намибии. В первом случае мощные солевые пакеты и связанные с ними структурные особенности пострифтового комплекса отражены только в Габоне, при этом на обеих окраинах Южной Атлантики в разрезах прослеживается общая черта – среднеолигоценое несогласие, обусловленное регрессией на фоне снижения уровня океана. Во втором случае, наоборот, массивные солевые пакеты и эвапориты распространены на Бразильской окраине (бассейн Сантус), тогда как в Намибии прослежены мощные терригенные толщи с переслаиванием песчаных и глинистых пород. Такая ассиметричность временных разрезов связана с не повсеместным развитием аптских солеродных бассейнов, что согласуется с картой Яна Девисона [Devison, 2007], отражающей их размещение на Бразильской и Африканской окраинах (см. рис. 2).

Очевидно, что несмотря на общность геодинамических обстановок развития отдельные бассейны несут в себе заметные отличия, обусловленные влиянием местных факторов. Таковые проявляются не только в синрифтовом, но и пострифтовых комплексах как по обе стороны Атлантики, так и в соседних бассейнах и/или в их суббассейнах. В предшествующем разделе это было показано на примере бассейнов Сантус и Кампус, в пределах которых разновременность проградационных процессов и возникновения резервуаров была вызвана особенностями развития прибрежного горного сооружения Серра ду Мар и прилегающей к нему речной системы. На Африканской стороне в качестве подобного примера воздействия собственных структурных факторов может служить бассейн Габон, в строении которого участвуют разломная зона и вулкан Аннобон-Камерун. Они разделяют его на три суббассейна с несовпадающими по полноте и литоло-стратиграфическому составу осадочного заполнения [Brownfield and Charpenter, 2006].

Общей и наиболее важной особенностью бассейнов Южной Атлантики является их нефтегазоносность. Возникшие в раннем мелу оптимальные признаки будущей нефтегазоносности в процессе эволюции усилились и приумножились. Этому способствовали деформации солей и проградация турбидитных комплексов на континентальный склон, определившие структурный стиль бассейнов. Мощные пакеты солей играли большую роль не только в образовании разломов и ловушек, обеспечивающих миграцию и аккумуляцию УВ. По причине своей высокой теплопроводности соли также представляют собой природный холодильник, позволяющий длительное время сохранять на



больших глубинах условия главной зоны нефтеобразования, где нефтематеринские и коллекторские толщи не теряли своих превосходных качеств. Пострифтовая реактивация континентальных окраин в позднем мелу-кайнозое привела к подъему и размыву шельфа и континентального склона, перемещению в сторону океана и перемыву турбидитов, улучшению качества резервуаров, в которых сформировались крупные и гигантские месторождения. Иными словами, на заключительных этапах развития осадочных бассейнов Южной Атлантики существенно улучшились условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления, которые сделали этот регион одним из самых богатых УВ ресурсами в глубоководных частях континентальных окраин Мира.

### **Заключение**

Формирование НГБ на континентальных окраинах центральной части Западной Африки и Юго-Восточной Бразилии проходило по общему сценарию на фоне раскрытия южного сегмента Атлантического океана. В его геологической эволюции выделяются три основных этапа: рифтовый (ранний мел), раннеспринговый (поздний мел) и зрелоспринговый (кайнозой-голоцен), в которые на пассивных континентальных окраинах накопились характерные осадочные комплексы. В составе каждого комплекса присутствуют качественные и высококачественные нефтематеринские и коллекторские толщи, претерпевшие катагенетические преобразования широкого диапазона.

В возникших шельфово-склоновых бассейнах установлено значительное сходство структурных стилей, литостратиграфии и возрастного диапазона этажа нефтегазоносности. Изучение биомаркерного состава нефтей показало их принадлежность к трем геохимическим группам с биометками озерного, морского и дельтового происхождения. В четвертой группе отражено участие двух или трех смешанных материнских источников. Нефти этих групп идентифицированы в бассейнах и африканской, и бразильской окраин Атлантики.

Некоторые различия в строении бассейнов обусловлены местными особенностями проявления галокинеза и одновременностью проградаций. Оба процесса, особенно активизировавшиеся на заключительном этапе формирования бассейнов, определили их структурный стиль, значительно улучшив и продвинув в сторону океана благоприятные условия для нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Многие открытия крупных и гигантских месторождений приурочены к глубоководью и связаны с континентальным склоном.

Выявленные закономерности образования крупных скоплений УВ в бассейнах Южной Атлантики могут быть использованы для других регионов, в частности для бассейнов Арктики. Согласно представлению В.Е. Хаина и Н.И. Филатовой (2007, 2009), под влиянием Африкано-Арктического суперплюма в единой системе с Атлантикой происходило

образование Северо-Ледовитого океана, который является самым северным окончанием этой системы. Наличие относительно крутого градиента континентального склона пассивных арктических окраин по аналогии с Атлантикой дает основание для высокой оценки его перспектив, подтверждаемых развитием фэнов с хорошо выраженными на космических снимках каналами и каньонами. Последние, периодически возобновляющиеся у крутых ступеней склона, заполнены песчаными телами, которые могут служить нефтегазовыми резервуарами [Хаин, Полякова, 2006]. Особенно значительные перспективы предполагаются на близко расположенном к берегу континентальном склоне Канадского бассейна, где распространены большие массы осадочного материала.

### Литература

*Забанбарк А., Конюхов А.И.* Перспективы нефтегазоносности континентальных склонов в Мировом океане: тектонический аспект // Геотектоника. - 2005. - №1. - С. 99-106.

*Лисицын А.П.* Осадочные процессы и минеральные ресурсы материковых склонов Мирового океана // Актуальные проблемы океанологии. М.: Наука, 2003. - С. 82-152.

*Панаев В.А.* О перспективах нефтегазоносности глубоководных акваторий Мирового океана // Бюл. МОИП. Отд. геол. - 2002. - Т. 77. - Вып. 6. - С. 34-48.

*Хаин В.Е.* Тектоника континентов и океанов (год 2000). М.: Науч. Мир, 2001. - 606 с.

*Хаин В.Е., Филатова Н.И., Полякова И.Д.* Тектоника, геодинамика и перспективы нефтегазоносности Восточно-Арктических морей и их континентального обрамления. - М.: Наука, 2009. - 227 с.

*Хаин В.Е., Полякова И.Д.* Крупные и гигантские углеводородные скопления в переходной зоне континент-океан // Геотектоника. - 2008. - № 3. - С. 3-17.

*Хаин В.Е., Филатова Н.И.* Суперплюмовые эпизоды Восточно-Арктическо-Азиатского региона и их корреляция с аналогичными событиями других регионов Земли // Докл. РАН. - 2007. - Т.415. - № 4. - С. 518-523.

*Хаин В.Е., Полякова И.Д.* Глубоководная окраина Восточной Арктики – перспективный объект для поисков нефти и газа // Докл. РАН. - 2006. - Т.410. - № 2. - С. 234-238.

*Хаин В.Е., Полякова И.Д.* Нефтегазоносность глубоководных и ультраглубоководных зон континентальных окраин // Литология и полезные ископаемые. - 2004. - № 6. - С. 610-612.

*Alves T.M., Cartwright J., Davies R.J.* Faulting of salt-withdrawal basins during early halokinesis: effect on Paleogene Rio Doce Canyon system (Esperito Santo basin, Brazil) // AAPG Bull. 2009. V. 93. - № 5. - P. 617-652.

*Beasley C.J., Fiduk J.C., Bize E., Boyd A., Frydman M., Zerilli A., Dribus J.R., Moreira J.L.P., Pinto A.C.C.* Brazil's presalt play // *Oilfield Review*. - 2010. - V. 22. - № 3. - P. 28-37.

*Borsato R., Jones W., Greenhalgh J., Martin M., Roberson R., Fontes C., Markwick P., Quallington A.* South Atlantic conjugate margin: an exploration strategy // *First break*. - 2012. - V. 30. - P. 79-84.

*Brownfield M.E., Charpenter R.R.* Geology and total petroleum systems of the West-Central Coastal Province (7203). West Afrika // *U.S. Geological Survey Bull.* - 2006. - 2207-B. 52.

*Cameron, N.R., Bate, R.H., and Clure, V.S.* The oil and gas habitats of the South Atlantic // London: Geological Society. 1999. Special Publication 153. - 474 p.

*Cobbold P.R., Chiossi D., Green P.F., Japsen P., Bonow J.* Compressional reactivation, Atlantic margin of Brazil: structural styles and consequences for hydrocarbon exploration // Search and Discovery article # 30114. 2010. AAPG International Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil.

*Cobbold P.R., Meisling K.E., Mount V.S.* Reactivation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil // *AAPG Bull.* - 2001. - V. 85. - № 11. - P. 1925-1944.

*Devison I.* Geology and tectonics of the South Atlantic Brazilian salt basins // London: Geological Society. 2007. Special Publication. 272. - P. 345-359.

*Kolla V., Bourges Ph., Urruty J.-M., Safa P.* Evolution of deep-water Tertiary sinuous channels offshore Angola (west Africa) and implications for reservoir architecture // *AAPG Bull.* - 2001. - Vol. 85. - № 8. - P. 1373-1405.

*Lafond C., Jones I.F., Bridson M., Houllievigie H., and Kerdraon Y.* Imaging Deepwater Salt Bodies in West Africa // *Leading Edge*. - 2003. - V. 22. - № 9. - P. 893-896.

*Meisling K.E., Cobbold P.R., Mount V.S.* Sedimentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil // *AAPG Bull.* - 2001. - V. 85. - № 11. - P. 1903-1924.

*Mello M.R., Telnaes N., Gaglianone P.C., Chicarelli M.I., Brassell S.S., Maxwell J.R.* Organic geochemical characterization of depositional palaeoenvironments of source rocks and oils in Brazilian marginal basins // *Org. Geochem.* - 1988. - V.13. - № 1. - P. 31-45.

*Mello M.R., Katz B.J.* Petroleum systems of South Atlantic margins // *AAPG*. 2000. Memoir 73. - 451 p.

*Modica C.J., Brush E.R.* Postrift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deep-watter Santos Basin, offshore southeast Brazil // *AAPG Bull.* - 2004. - V.88. - № 7. - P. 923-945.

*Schiefelbein, C.F., Zumberge, J.E., Cameron, N.R., Brown, S.W.* Geochemical comparison of crude oil along the South Atlantic margin, *in* Mello, M.R., and Katz, B.J., eds. Petroleum systems of South Atlantic margins // AAPG. 2000. Memoir 73. - P. 15–26.

*Schoellkopf N.B. Patterson B.A.* Petroleum systems of offshore Cabinda, Angola, *in* Mello, M.R., and Katz, B.J. eds., Petroleum systems of South Atlantic margins // AAPG. 2000. Memoir 73. - P. 361–376.

*Tissot, B., Demaison G., Masson P., Delteil J.R. Combaz, A.* Paleoenvironment and petroleum potential of middle Cretaceous black shales in Atlantic basins // AAPG. 1980. Bull. - V. 64. - № 12. - P. 2051–2063.

*Wilson M.* Magmatism and continental rifting during the opening of the South Atlantic Ocean: A consequence of Lower Cretaceous super-plume activity? // London: Geological Society.1992. Special Publication. 68. - P. 241-255.

*Zumberge J.E., Russell J.A., Reid S.A.* Charging of Elk Hills reservoirs as determined by oil geochemistry // AAPG. 2005. Bull. - V. 89. - № 10. - P. 1347-1371.

**Polyakova I.D.**

Geological Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, [borukaeva@yandex.ru](mailto:borukaeva@yandex.ru)

## **PETROLEUM BASINS OF THE SOUTH ATLANTIC: DEVELOPMENT STAGES, STRUCTURE AND HYDROCARBON POTENTIAL**

*Sedimentary basins of the continental margins of the central part of West Africa and Southeast Brazil formed by the common scenario on the background of the disclosure of the southern segment of the Atlantic Ocean. The similarity of basins represented in structural styles, composition of lithologic and stratigraphic filling, high quality of petroleum source strata, biomarker composition of oils, similar stratigraphic range of petroleum potential horizon and hydrocarbon resources. The differences related to local features of halo-kinesis, different time of progradations and erosions, especially active during final stage of basins development. At the same time many Mesozoic structures and faults reactivated, the number of anticlinal traps increased, the conditions of oil and gas formation and accumulation, which also covered the continental slope, improved significantly.*

**Keywords:** structural style, petroleum potential horizon, petroleum source strata, biomarker composition of oils, halo-kinesis, progradation, South Atlantic.

### **References**

Alves T.M., Cartwright J., Davies R.J. Faulting of salt-withdrawal basins during early halokinesis: effect on Paleogene Rio Doce Canyon system (Esperito Santo basin, Brazil). AAPG Bull., 2009, vol. 93, no. 5, p. 617-652.

Beasley C.J., Fiduk J.C., Bize E., Boyd A., Frydman M., Zerilli A., Dribus J.R., Moreira J.L.P., Pinto A.C.C. Brazil's presalt play. Oilfield Review, 2010, vol. 22, no. 3, p. 28-37.

Borsato R., Jones W., Greenhalgh J., Martin M., Roberson R., Fontes C., Markwick P., Quallington A. South Atlantic conjugate margin: an exploration strategy. First break, 2012, vol. 30, p. 79-84.

Brownfield M.E., Charpenter R.R. Geology and total petroleum systems of the West-Central Coastal Province (7203). West Afrika. U.S. Geological Survey Bull., 2006, 2207-B, 52.

Cameron, N.R., Bate, R.H., and Clure, V.S. The oil and gas habitats of the South Atlantic. London: Geological Society, 1999. Special Publication 153, 474 p.

Cobbold P.R., Chiassi D., Green P.F., Japsen P., Bonow J. Compressional reactivation, Atlantic margin of Brazil: structural styles and consequences for hydrocarbon exploration. Search and Discovery article # 30114, 2010. AAPG International Conference and Exhibition, Rio de Janeiro, Brazil.

Cobbold P.R., Meisling K.E., Mount V.S. Reactivation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil. AAPG Bull., 2001, vol. 85, no. 11, p. 1925-1944.

Devison I. Geology and tectonics of the South Atlantic Brazilian salt basins. London: Geological Society, 2007. Special Publication. 272, p. 345-359.

Khain V.E. *Tektonika kontinentov i okeanov (god 2000)* [Tectonics of continents and oceans (year 2000)]. Moscow: Nauch. Mir, 2001, 606 p.

Khain V.E., Filatova N.I. *Superplyumovye epizody Vostochno-Arkticheskogo-Aziatskogo regiona i ikh korrelyatsiya s analogichnymi sobyitiyami drugikh regionov Zemli* [Super-plume episodes of East Arctic Asian region and their correlation with similar events in other regions of the Earth]. Dokl. RAN, 2007, vol. 415, no. 4, p. 518-523.

Khain V.E., Filatova N.I., Polyakova I.D. *Tektonika, geodinamika i perspektivy neftegazonosnosti Vostochno-Arkticheskikh morey i ikh kontinental'nogo obramlenii* [Tectonics, geodynamics and petroleum prospects of Eastern Arctic seas and continental setting]. Moscow: Nauka, 2009, 227 p.

Khain V.E., Polyakova I.D. *Glubokovodnaya okraina Vostochnoy Arktiki – perspektivnyy ob"ekt dlya poiskov nefti i gaza* [Deepwater outskirts in the Eastern Arctic - a promising object for oil and gas exploration]. Dokl. RAN, 2006, vol. 410, no. 2, p. 234-238.

Khain V.E., Polyakova I.D. *Krupnye i gigantskie uglevodorodnye skopleniya v perekhodnoy zone kontinent-ocean* [Large and giant hydrocarbon accumulations in the transition zone of continent- ocean]. Geotektonika, 2008, no. 3, p. 3-17.

Khain V.E., Polyakova I.D. *Neftegazonosnost' glubokovodnykh i ul'traglubokovodnykh zon kontinental'nykh okrain* [Petroleum potential of deepwater and ultra-deepwater continental margins zones]. Litologiya i poleznye iskopaemye, 2004, no. 6, p. 610-612.

Kolla V., Bourges Ph., Urruty J.-M., Safa P. Evolution of deep-water Tertiary sinuous channels offshore Angola (west Africa) and implications for reservoir architecture. AAPG Bull., 2001, vol. 85, no. 8, p. 1373-1405.

Lafond C., Jones I.F., Bridson M., Houllévigie H., and Kerdraon Y. Imaging Deepwater Salt Bodies in West Africa. Leading Edge, 2003, vol. 22, no. 9, p. 893-896.

Lisitsyn A.P. *Osadochnye protsessy i mineral'nye resursy materikovyykh sklonov Mirovogo okeana* [Sedimentary processes and mineral resources of the continental slopes of the oceans]. Aktual'nye problemy okeanologii. Moscow: Nauka, 2003, p. 82-152.

Meisling K.E., Cobbold P.R., Mount V.S. Sedimentation of an obliquely rifted margin, Campos and Santos basins, southeastern Brazil. AAPG Bull., 2001, vol. 85, no. 11, p. 1903-1924.

Mello M.R., Katz B.J. Petroleum systems of South Atlantic margins. AAPG, 2000. Memoir 73, 451 p.

Mello M.R., Telnaes N., Gaglianone P.C., Chicarelli M.I., Brassell S.S., Maxwell J.R. Organic geochemical characterization of depositional palaeoenvironments of source rocks and oils in Brazilian marginal basins. Org. Geochem., 1988, vol. 13, no. 1, p. 31-45.

Modica C.J., Brush E.R. Postrift sequence stratigraphy, paleogeography, and fill history of the deep-water Santos Basin, offshore southeast Brazil. AAPG Bull., 2004, vol. 88, no. 7, p. 923-945.

Panaev V.A. *O perspektivakh neftegazonosnosti glubokovodnykh akvatoriy Mirovogo okeana* [On the oil and gas prospects of deepwater offshore of oceans]. Byul. MOIP. Otd. geol., 2002, vol. 77, no. 6, p. 34-48.

Schiefelbein, C.F., Zumberge, J.E., Cameron, N.R., Brown, S.W. Geochemical comparison of crude oil along the South Atlantic margin, in Mello, M.R., and Katz, B.J., eds. Petroleum systems of South Atlantic margins. AAPG, 2000. Memoir 73, p. 15–26.

Schoellkopf N.B. Patterson B.A. Petroleum systems of offshore Cabinda, Angola, in Mello, M.R., and Katz, B.J. eds., Petroleum systems of South Atlantic margins. AAPG, 2000. Memoir 73, p. 361–376.

Tissot, B., Demaison G., Masson P., Delteil J.R. Combaz, A. Paleoenvironment and petroleum potential of middle Cretaceous black shales in Atlantic basins. AAPG, 1980. Bull., vol. 64, no. 12, p. 2051–2063.

Wilson M. Magmatism and continental rifting during the opening of the South Atlantic Ocean: A consequence of Lower Cretaceous super-plume activity? London: Geological Society, 1992. Special Publication. 68, p. 241-255.

Zabanbark A., Konyukhov A.I. *Perspektivy neftegazonosnosti kontinental'nykh sklonov v Mirovom okeane: tektonicheskiy aspekt* [Petroleum potential of the continental slopes in the oceans: the tectonic aspect]. Geotektonika, 2005, no. 1, p. 99-106.

Zumberge J.E., Russell J.A., Reid S.A. Charging of Elk Hills reservoirs as determined by oil geochemistry. AAPG, 2005. Bull., vol. 89, no. 10, p. 1347-1371.