

УДК 551.242.2:553.98

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ГЛУБОКОВОДНЫХ И УЛЬТРАГЛУБОКОВОДНЫХ ЗОН КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

© 2004 г. В. Е. Хаин, И. Д. Полякова

Геологический институт РАН

119017 Москва, Пыжевский пер., 7; E-mail: khain@ilran.ru; inna@ilran.ru

Поступила в редакцию 03.03.2004 г.

Рассмотрены нефтегазоносные бассейны Мирового океана, распространяющиеся на континентальный шельф и его подножие. В глубоководных бассейнах открыты крупные углеводородные ресурсы, среди которых большое значение имеют нефтяные. Бассейны приурочены к пассивным континентальным окраинам и характеризуются общим механизмом формирования. Нефтегазообразование и нефтегазонакопление обусловлены оптимальной спецификой нефтематеринских и коллектирующих толщ, накопившихся в благоприятных условиях рифтов и глубоководных фенев. Важную роль в образовании ловушек и углеводородной миграции играл галокинез. Исходя из мирового опыта, с северными, восточными и южными шельфами морей России, с их континентальными склонами и подножиями связываются серьезные перспективы нефтегазоносности.

Энергетические потребности многих стран обусловили интенсивное развитие поисково-разведочных работ на углеводородное сырье в акваториях морей и океанов. Исследования и следующие за ними открытия месторождений нефти и газа все дальше продвигаются в океан. В последние два десятилетия выявлены более 20 нефтегазоносных бассейнов, местоположение которых не ограничивается шельфом, а распространяется также на континентальный склон и его подножие. Бассейны содержат огромные углеводородные ресурсы, среди которых важную роль играют нефтяные. По данным на 2001–2003 гг., опубликованным в AAPG Bull, AAPG Explorer, Mag. and Petrol. Geol., First Break, в настоящее время осваиваются крупные глубоководные месторождения. Они сосредоточены в бассейнах на пассивных окраинах Атлантики: Южно-Американской (Ронкадор, Марлин, Албакора, Барракуда), Мексиканской (Крейзи Хорс, Марс, Мэд Дог, Трайдент), Северо-Американской (Шелбурн, Шубенакади, Ньюбурн, Тэнтэйлон), Западно-Африканской (Агбами, Бонга, Ерка, Босл, Далия, Гирассол) и Северо-Европейской (Ормен Ланге). В Индийском океане известны в основном газовые месторождения, расположенные у берегов северной и западной Австралии (Калирго, Герин, Ио, Скарборо, Брекнок, Санрайз), в Бенгальском заливе у берегов юго-восточной Индии (Годавари) и в Мозамбикском проливе. В Тихом океане пока встречены редкие скопления углеводородов, преимущественно у берегов юго-восточной Азии. Большинство из названных месторождений и их конкретные запасы отражены на схеме Г.С. Петтингла и П. Веймера (рис. 1) [Shirley, 2002].

С каждым годом открываются новые месторождения. Среди них увеличивается количество глубоководных и ультраглубоководных гигантов, которые соответственно начинаются с глубин 500, 2000 м и более. Представляется целесообразным использовать информацию по нефтегазоносности глубоководных бассейнов мира для выявления новых перспективных областей на шельфе и континентальном склоне морей России.

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ СКЛОН МИРОВОГО ОКЕАНА – НОВАЯ КРУПНАЯ БАЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

По данным на сентябрь 2001 г. с глубоководными и ультраглубоководными нефтегазоносными бассейнами Г.С. Петтингл и П. Веймер связывали 9.2 млрд т нефтяного эквивалента. Судя по тем новым открытиям, которые сделаны в 2002–2003 гг. на континентальном склоне и у его подножия у берегов Анголы, Габона, Нигерии, юго-восточной Индии, западной Ирландии и в Мозамбикском проливе, углеводородные ресурсы за прошедшие два года существенно возросли. Распределение нефтяных и газовых скоплений на примере ряда известных бассейнов выглядит следующим образом.

На атлантической окраине юго-восточной Бразилии располагаются два крупных нефтегазоносных бассейна – Кампуш и Сантуш. По материалам [Meisling et al., 2001], бассейн Кампуш отличается более значительной промышленной нефтегазоносностью. Его доказанные и возможные ресурсы в сумме исчисляются 1.9 млрд т нефти и 266 млрд м³ газа, что составляет соответственно 78 и 43% от общих доказанных и возможных ре-

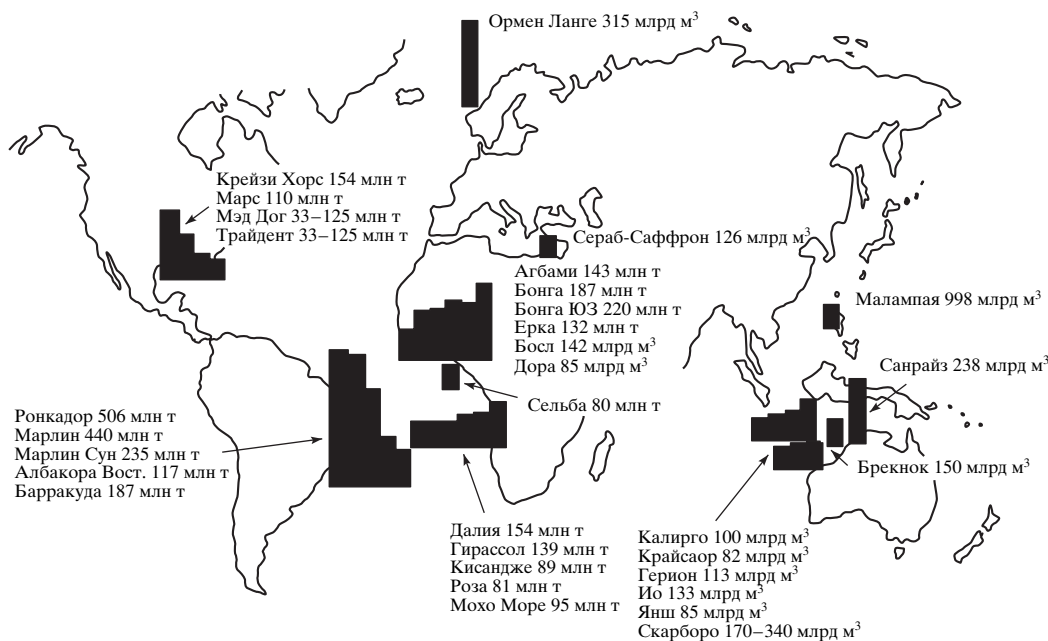


Рис. 1. Крупные открытия нефти (млн т) и газа (млрд м³) на континентальных склонах глубоководных котловин, по данным на сентябрь 2001 г. [Shirley, 2002].

сурсов Бразилии. Промышленная нефтегазоносность бассейна Кампуш первоначально была выявлена в 1974 г. на суше, где к 1989 г. было открыто более 30 месторождений. Спустя 10 лет добыча велась уже на глубинах 500–2500 м в месторождениях-супергигантах Марлин, Албокора и Ронкадор. Менее существенная нефтегазоносность характеризует бассейн Сантуш. Долгие годы поисковое бурение велось на шельфе, где было открыто несколько непромышленных скоплений газа и конденсата. В юго-западной части бассейна выявлено месторождение Тубару, продолжающееся за пределами шельфа.

На противоположной, африканской стороне Атлантики, на континентальном склоне пассивной окраины, прилежащей к Гане, Нигерии, Камеруну, Экваториальной Гвинее, Демократической Республике Конго, Габону и Анголе, на глубинах от 500 до 3000 м также открыты крупные углеводородные скопления. Многие эксперты считают, что Западная Африка в ближайшие годы выйдет в мировые лидеры по эксплуатационной активности в глубоководных районах Мирового океана. Здесь открыто 17 месторождений с запасами в 1.43 млрд т и средним количеством в каждом месторождении 85 млн т нефтяного эквивалента. В докладе английских геологов Роджера Найта, Доминика Харбинсона и Дугласа Вествуда [Shirley, 2001] подробно освещается нефтегазоносность этого региона. Ими отмечается, что к 2005 г. добыча в западно-африканских месторождениях превысит в среднем в пять раз ожидаемую продукцию в Мексиканском заливе. Крупнейшие

месторождения Западной Африки будут давать вместе ежегодно 250 млн т нефтяного эквивалента, или около 40% мировой продукции углеводородных флюидов, добываемых на глубоководных месторождениях.

Особенно большие возможности связываются с бассейном Нижнего Конго (Ангола) с 14 глубоководными месторождениями, содержащими около 2.2 млрд т нефтяного эквивалента. Бассейн расположен на суше и в пределах акватории. Глубина вод на его площади достигает 3500 м.

Южнее, у берегов Намибии, в глубоководной части дельты р. Оранжевой, на континентальном склоне, открыты новые крупные скопления газа, которые пока исчисляются в 1.360 трлн м³. В двух блоках бассейна общей площадью около 32000 км² углеводородные системы могут увеличиться многократно [Shirley, 2003 b].

На континентальном склоне Северо-Американской впадины на глубине от 200 до 4000 м располагается нефтегазоносный бассейн Новая Шотландия. Он охватывает площадь в 80000 км². Общий газовый потенциал бассейна определяется в интервале 4.2–11.6 трлн м³, а нефтяной – 0.44–0.99 млрд т [Kidston et al., 2002]. Нефтяной потенциал значителен и соответствует тому высокому соотношению нефть/газ, которое характерно для других глубоководных районов циркуматлантического региона. Открытия месторождений нефти и газа в бассейне Новая Шотландия заставили геологов-нефтяников по-новому оценить канадский склон бассейна Бофорт-Маккензи, бассейн Жанны Д'Арк на ньюфаундлендском

шельфе, лабрадорский шельф и бассейн Свердруп на арктических островах. В бассейне Жанны Д'Арк уже ведутся литолого-стратиграфические исследования отложений каньонов и глубоководных каналов [Deptuck et al., 2003].

Открытия нефти и газа в Индийском океане имеют большое будущее. Сейчас пока известны углеводородные скопления у берегов Индии и в Мозамбикском проливе. В Бенгальском заливе на глубине 900 м выявлено газовое месторождение Годавари, которое имеет общие запасы 198 млрд м³, извлекаемые – 142 млрд м³, в дальнейшем запасы могут быть увеличены [Shirley, 2003 a].

В последние годы открыты новые нефтегазонасыщенные бассейны в глубоководных участках внутренних морей. В Средиземном море в глубоководной части дельты р. Нила [Samuel et al., 2003] и алжирской окраины [Core, 2003] выявлены бассейны с большим газовым потенциалом. Здесь поиск продолжается на глубинах более 1000 м.

Из приведенных примеров очевидно, что освоение углеводородных богатств шельфово-склоновых бассейнов ведет к созданию новой сырьевой базы ближайшего будущего, а в некоторых регионах и сегодняшнего дня.

ЭВОЛЮЦИЯ ШЕЛЬФОВО-СКЛОНОВЫХ БАСЕЙНОВ ПАССИВНЫХ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ОКРАИН

Подобные бассейны начинали свою эволюцию в составе континентальных рифтовых систем, превращавшихся после раскола суперконтинента Пангея и раздвижения морского дна в пассивные материковые окраины. Механизм и схема формирования бассейнов были общими. В истории их развития выделяются три этапа: синрифтовый, раннеспрединговый и зрелоспрединговый. На первом этапе процессы континентального рифтинга сопровождалась мощными вспышками базальтового вулканизма и образованием относительно небольших водоемов озерного типа. На этом этапе в бассейнах Кампуш и Сантуш, расположенных на юго-восточной окраине Бразилии, бассейнах Нигера и Нижнего Конго, принадлежащих противоположной окраине Западной Африки, в неокме накапливались обогащенные органическим веществом глины (сланцы) с линзами песчаников, прослоями карбонатов, солей и вулканитами. Значительно раньше, в позднем триасе–ранней юре, рифтинг охватил Северную Атлантику. Здесь в бассейне Новая Шотландия грабеновые и полуграбеновые структуры заполнялись континентальными терригенными отложениями, базальтами и в самой верхней части солями. В Центральной Атлантике на территории глубоководной впадины Мексиканского залива рассредоточенный континентальный рифтинг происхо-

дил в позднем триасе–ранней и начале средней юры.

Второй этап, раннеспрединговый, характеризуется начальным раскрытием бассейна, в котором накапливалась мощная толща солей, что обусловлено затрудненным поступлением морских вод и аридным климатом. В бассейнах Южной Атлантики соли получили региональное распространение в апте, тогда как в Северной и Центральной Атлантике они активно отлагались в ранней и средней юре. Соли временно полностью изолировали нижний рифтовый комплекс, но в дальнейшем с ними было связано широкое проявление галокинеза, приведшего к сообщению через соляные окна нижнего комплекса с верхними горизонтами разреза.

На третьем этапе наступает полное раскрытие океана, во время которого развивались системы глубоких, до 10–12 км, рифтовых прогибов, продолжавшихся на шельф. Одновременно формировались поперечные к будущей окраине рифты, образовывавшие тройное сочленение с продольными. Вдоль них закладывались речные артерии, заканчивающиеся дельтами вытянутой в виде мыса окраины. Примерами могут служить рифт Бенуэ в вершине Гвинейского залива и рифт Годавари на юго-западной окраине Бенгальского залива. На базе тройных сочленений рифтов возникали глубоководные впадины, такие как Бразильская, Аргентинская, Гвинейская, Ангольская и Капская, в пределах уже единого Атлантического океана. На склонах впадин появлялись пассивные континентальные окраины, ограниченные со стороны океана континентальным склоном. Окраины претерпевали значительную тектоническую реактивацию. Она очевидна во многих регионах Атлантики, для которых проводились палеорекострукции эволюции отдельных нефтегазонасыщенных бассейнов.

На третьем этапе, в позднем мелу и кайнозое, атлантическая рифтовая окраина юго-восточной Бразилии испытала перестройку более древних структур, вулканизм и складчатость [Cobbold et al., 2001]. На прибрежной суше возникли горные хребты и произошли изменения дренажной системы, вследствие чего в акватории увеличились площади распространения терригенных фенев, достигавших континентального склона и его подножия. Аптские соли претерпели поверхностные деформации, появились солевые диапиры и окна между ними, через которые шла миграция углеводородов в верхнюю часть разреза. Росло количество антиклинальных ловушек, часто связанных с диапирами и разломами, которые быстро заполнялись углеводородами.

В пострифтовой эволюции бассейна Нижнего Конго реактивировались разломы [Lavie et al., 2000]. Особенно активно вели себя сдвиги, кото-

рые периодически оживлялись вследствие интенсивной седиментации. В кайнозой бассейн развивался на наклонной пассивной окраине с континентальным склоном высотой в 600 м. В эоцен-олигоцене глубоководные океанские течения подмывали склон и шельф, и массы терригенного материала вместе с заключенными в них соляными телами сбрасывались с шельфа вниз по склону. Это приводило к образованию на месте соляных вздутий подводных ям и каналов, заполнявшихся турбидитами. Между олигоценом и средним миоценом окраина Конго поднялась на 330 м, и перемещение турбидитов в глубоководные зоны увеличилось. Современный фен Конго распространился на глубины более 5000 м, где он перекрыл океанскую кору.

Существенную роль в формировании структур нефтегазоносных бассейнов играли литрические разломы, что особенно ярко проявилось в Нигерийском бассейне.

В бассейне Новая Шотландия на этапе зрелого спрединга накапливались преимущественно терригенные осадки дельтового комплекса, залегающие на подвижном солевом субстрате. В мелу и кайнозой дно бассейна было приподнято настолько, что подводные каньоны вышли на дневную поверхность не только на шельфе, но и на континентальном склоне. Тогда создались условия для образования мощных конусов выноса турбидитных осадков, из которых формировались нефтематеринские толщи и горизонты-коллектора.

Из приведенных примеров очевидно, что тектоническая реактивация на третьем этапе развития шельфово-склоновых бассейнов улучшила условия нефтегазонакопления. Различия в эволюции бассейнов состояли в разновременности проявления в отдельных частях Пангеи рифтинга и спрединга, от которых зависели стратиграфический диапазон, строение и состав осадочного заполнения. Сравнение геодинамических обстановок в различных частях окраин Атлантики показало, что в ее северной и центральной частях рифтинг начался в позднем триасе–ранней юре, а в Южной Атлантике – в поздней юре–раннем мелу, т. е. на 100 млн лет позже.

НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ТОЛЩИ

Шельфово-склоновые нефтегазоносные бассейны пассивных окраин обладают некоторыми специфическими чертами, влияющими на нефтегазообразование и нефтегазонакопление. Прежде всего в них распространены качественные и высококачественные нефтематеринские толщи двух основных типов. Первый – это черносланцевые образования, с которыми связаны крупные ресурсы жидких УВ в бассейнах атлантических окраин. Второй – это толщи, содержащие боль-

шие массы детритного материала наземной растительности и продуцировавшие углеводородные газы, часто жирные. Они встречены на пассивных окраинах Атлантического и Индийского океанов.

Чтобы показать генерационные возможности нефтематеринских толщ первого типа, входящих в состав под- и надсолевого комплексов, кратко коснемся их геохимической характеристики. Подсолевые нефтематеринские толщи накапливались на рифтовом этапе формирования бассейнов в условиях озер, часто соленых. Высокими нефтематеринскими качествами характеризуется нижнемеловая толща Лагоа Фея бассейна Кампуш (рис. 2) [Mello et al., 1988, 1989]. Она представлена кремнисто-карбонатными аргиллитами с высокими содержаниями $C_{орг}$ (до 5%), большими значениями генерационного потенциала (до 38 кг УВ/т породы) и водородного индекса (HI – до 850 мг УВ/г ОВ). В составе органического вещества этой толщи преобладает аморфный сапропелевый материал (80–90%), достаточно зрелый и способный к интенсивной генерации жидких углеводородов. Сравнение по биомаркерам и изотопии углерода нефтей с битумоидами всего разреза показало, что формация Лагоа Фея является главным генератором жидких углеводородов бассейна. Не исключено, что накопление этой обогащенной органическим веществом толщи сопровождалось поступлением в рифтовый бассейн глубинных газофлюидов с сопутствующими азотом, серой и фосфором, усиливающими биопродуктивность бассейна. В бассейне Кампуш месторождения Марлин, Албакора, Ронкадор и Барракуда заполнялись углеводородной продукцией формации Лагоа Фея.

В бассейне Сантуш в неокомском разрезе присутствует аналогичная нефтематеринская формация Гуаратиба, которая, по [Meisling et al., 2001], более существенно катагенетически преобразована и является “перезревшей”. Однако недавно на севере бассейна открыты скопления УВ, обязанные своим происхождением этой формации. Очевидно, по причине высокой липидности органического вещества она полностью не утратила свой генерационный потенциал. В бассейне Сантуш с верхнемеловыми нефтематеринскими отложениями Итайя и Тубару связываются вышележащие углеводородные залежи месторождения Тубару.

Не менее продуктивные нефтематеринские толщи распространены на противоположной Западно-Африканской окраине Атлантики, в дельтах Нигера и Конго. Здесь верхнемеловые аргиллиты Аката в Нигерии и палеогеновые глины Ландана в Анголе по геохимическим характеристикам не уступают формации Лагоа Фея и относятся к нефтематеринским толщам мирового

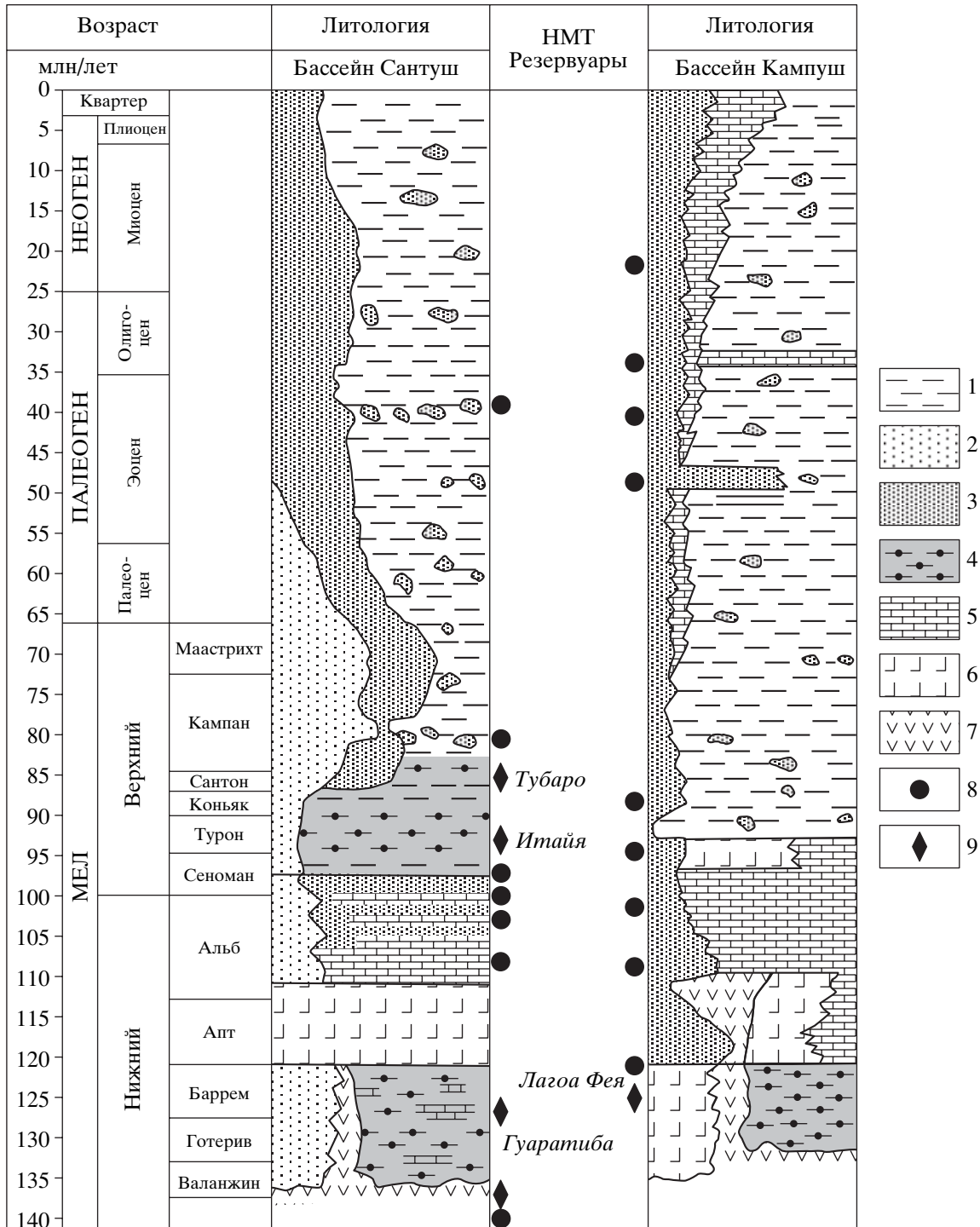


Рис. 2. Сводные литолого-стратиграфические колонки бассейнов Сантуш и Кампуш с нефтематеринскими толщами (НМТ) и резервуарами, по [Meisling et al., 2001] с упрощением.

1 – глины, сланцы; 2 – песчаники мелкозернистые; 3 – песчаники крупнозернистые; 4 – битуминозные глины и сланцы; 5 – карбонаты; 6 – соль; 7 – вулканиты; 8 – резервуары; 9 – НМТ.

класса. С ними связаны крупные нефтяные месторождения Бонга, юго-западный Бонга, Эрха, Агбами. В бассейне Нижнего Конго выделяются четыре нефтематеринские формации: верхнеме-

ловые Бикомазы и Лейб и третичные Ландана и Малембо (рис. 3).

Надсолевые нефтематеринские формации накопились в глубоководных фенах крупных рек

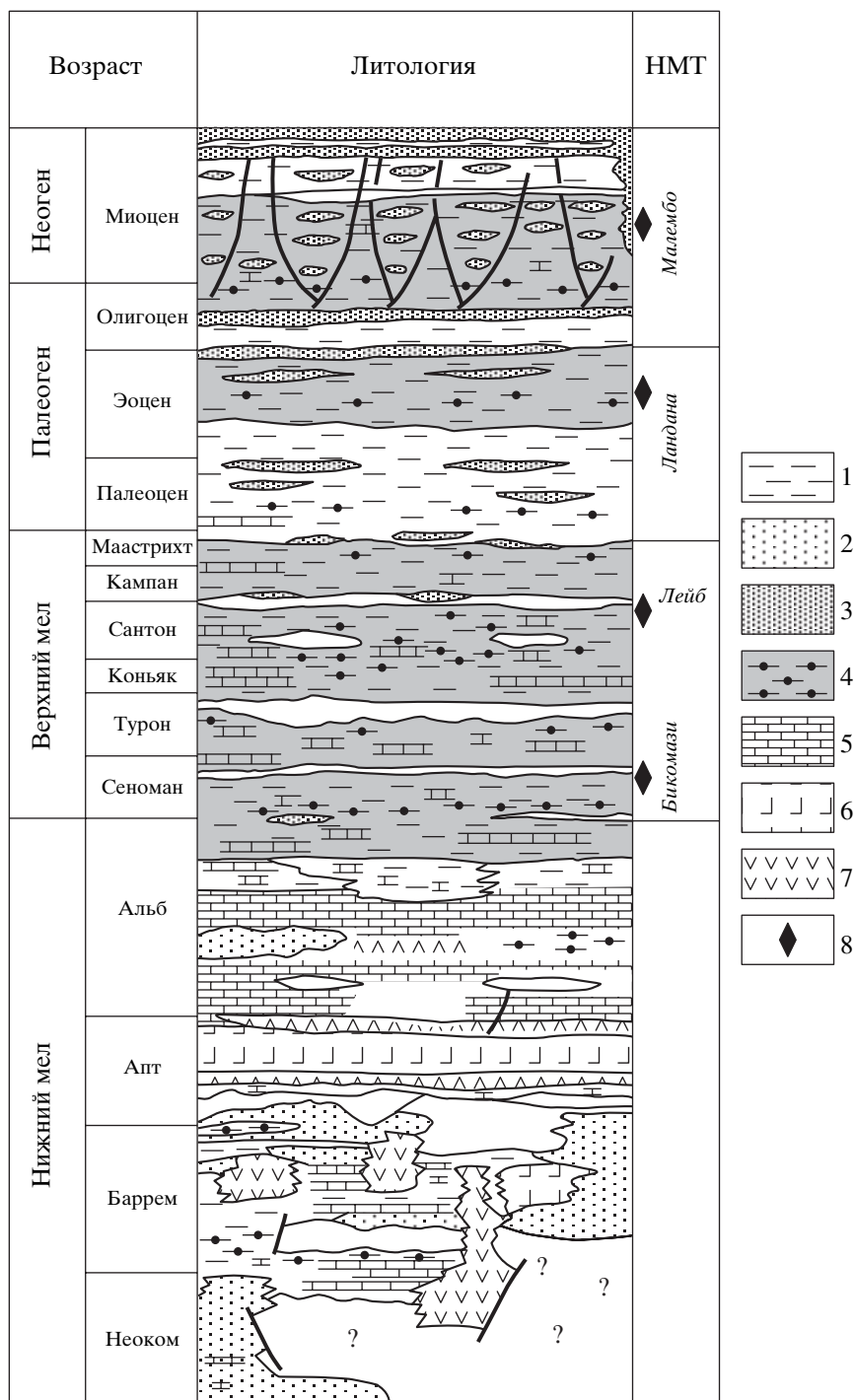


Рис. 3. Сводная литолого-стратиграфическая колонка бассейна Нижнего Конго с нефтематеринскими толщами (НМТ), по [Valle et al., 2001] с упрощением.

1 – глины, сланцы; 2 – песчаники мелкозернистые; 3 – песчаники крупнозернистые; 4 – битуминозные глины и сланцы; 5 – карбонаты; 6 – соль; 7 – вулканиты; 8 – НМТ.

под действием маргинальных фильтров, описанных А.П. Лисицыным [2004]. При смешивании речных вод с морскими происходит не только осаждение в среднем 93% осадочного материала, но также лавинное накопление органического уг-

лерода, возникающего за счет увеличения мощности фотического слоя, доступного для развития планктона. Его биопродуктивности способствуют апвеллинги, возникающие у континентального склона и поставляющие из глубин необходи-

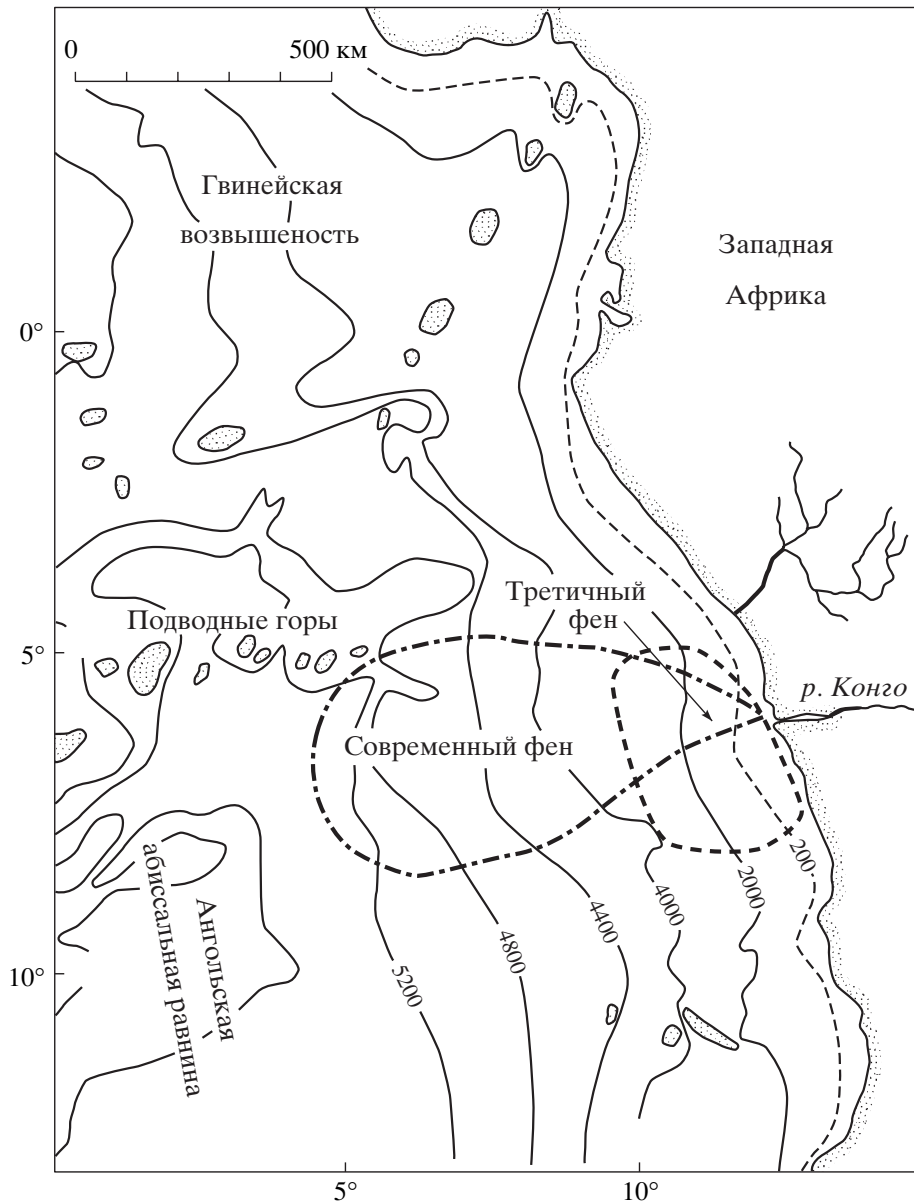


Рис. 4. Батиметрическая карта Гвинейского залива (Зап. Африка). Конфигурации современного и третичного фенор. Конго [Piper, Normark, 2001].

мые питательные вещества. В результате здесь накапливаются высококачественные нефтематеринские толщи, продуцирующие большие массы жидких углеводородов.

Второй тип нефтематеринских формаций, характеризующийся повышенными содержаниями детритного материала наземной растительности, первоначально отлагался в прибрежных и мелководных зонах. В дальнейшем, вследствие продвижения проградационных комплексов в сторону океана на маргинальных фильтрах осаждалось терригенное органическое вещество суши и планктоногенное океана в фенах, выходящих не

только на шельф, но и на континентальный склон и его подножие, где окончательно формировались нефтегазоматеринские толщи. Этот тип отложений известен в Нигерии, Брунее, юго-восточном Борнео, юго-восточной Индии. В Нигерии с такими толщами связан жирный газ месторождений Бонга, Эрха и Агбами, в Индии в Бенгальском заливе – газ месторождения Годавари.

НЕФТЕГАЗОВЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

Не менее специфичны во внешней зоне пассивных окраин нефтегазовые резервуары. Они возникали во время реактивации территории,

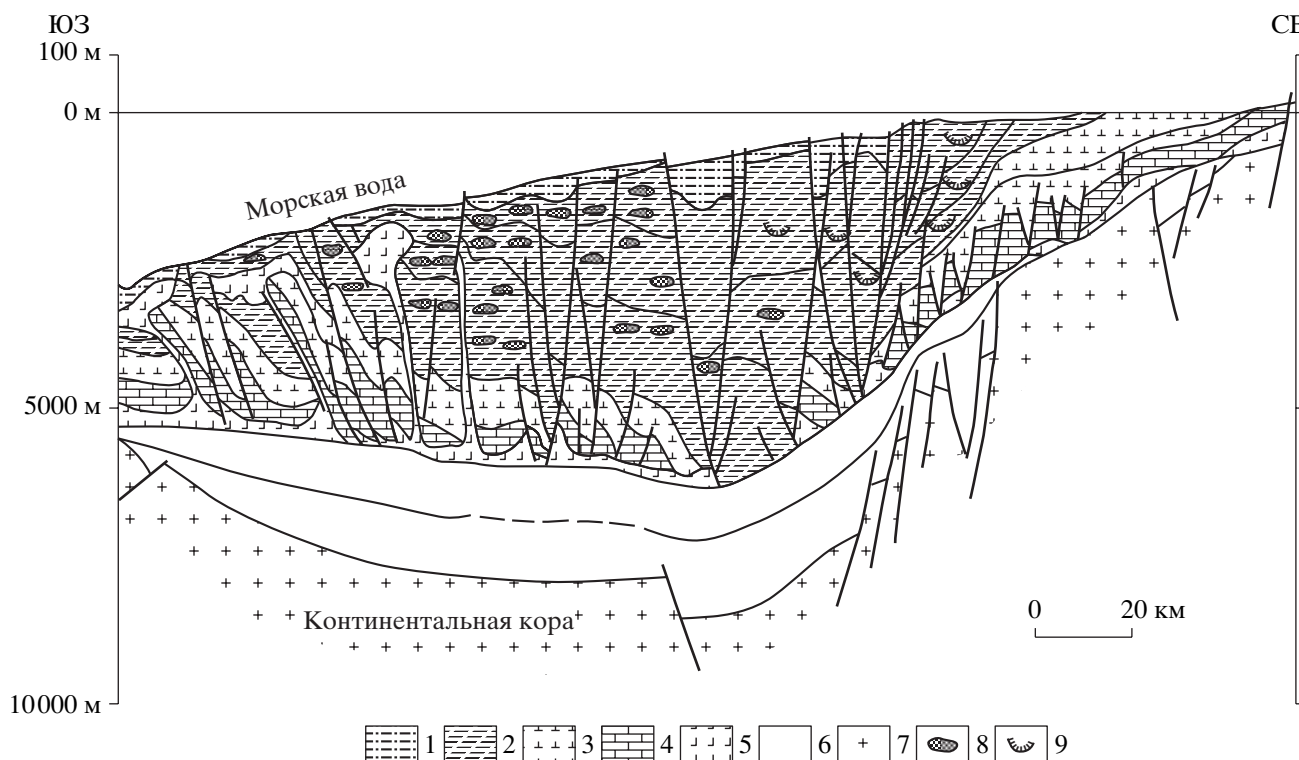


Рис. 5. Разрез третичного фена р. Конго [Piper, Normark, 2001].

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

когда оживали древние разломы. Вследствие поступления с суши в акваторию больших масс осадков значительно оживились сдвиги. Над разломами и структурами предшествовавших тектонических этапов, отразившихся в рельефе океанского дна, по [Kolla et al., 2001], образовывались каньоны и/или разветвленные каналы. Многие периокеанические прогибы завершали свое развитие формированием крупных морских фенев, охватывающих пассивные материковые окраины, порой распространяясь на континентальный склон и его подножие. Это видно на примере современного фена р. Конго (рис. 4).

Каньоны и разветвленные каналы становились транзитными зонами, через которые проносились турбидитные осадки и в которых осаждались, многократно перемываясь, в основном грубозернистые пески и гравелиты. Р. Винном с коллегами [Wynn et al., 2002] в этих зонах выявлены разнообразные эрозионные формы. Они распространены и на современной европейской окраине. Это ложкообразный каньон Агадир, по которому транспортируются осадки через Марокканский шельф на склон бассейна Агадир и абиссальное плато Мадейра, и V-образный каньон Лиссабон на западе Португальской окраины. Изолированные ложкообразные и V-образные промоины в районах с широко развитой эрозией

объединяются в многокилометровые разветвленные каналы. Заполнившие их осадочные слои похожи на волны протяженностью до 1–2 км и высотой до 4 м.

Каналы пронизывают глинистые толщи и вместе с ними образуют морские глубоководные фены. Порой они представляют собой палеодельты, подобные тем, которые сформировали Нигер, Конго, Амазонка, Миссисипи, Инд, Ганг, Нил и прочие крупные реки. В разрезе третичного фена р. Конго на фоне глинистых отложений часто фиксируются песчаные линзы, которые ассоциируются с глубоководными каналами, образующими плотную сеть (рис. 5). В южной части Бразильской континентальной окраины они образуют глубоководную турбидитную систему Сан Томе (рис. 6). Некоторые каналы формировались весьма сложно. Например, в дельте р. Нила по мере ее углубления над первичными протоками надстраивались (как бы гнездились) вторичные, образуя удвоенный тальвег и специфические уступы на стенах каналов. В результате в глубоководных зонах возникали разветвленные проточные системы, с которыми связаны резервуары со значительным углеводородным потенциалом. По объемному соотношению осадков выделяются преимущественно глинистые или преимущественно

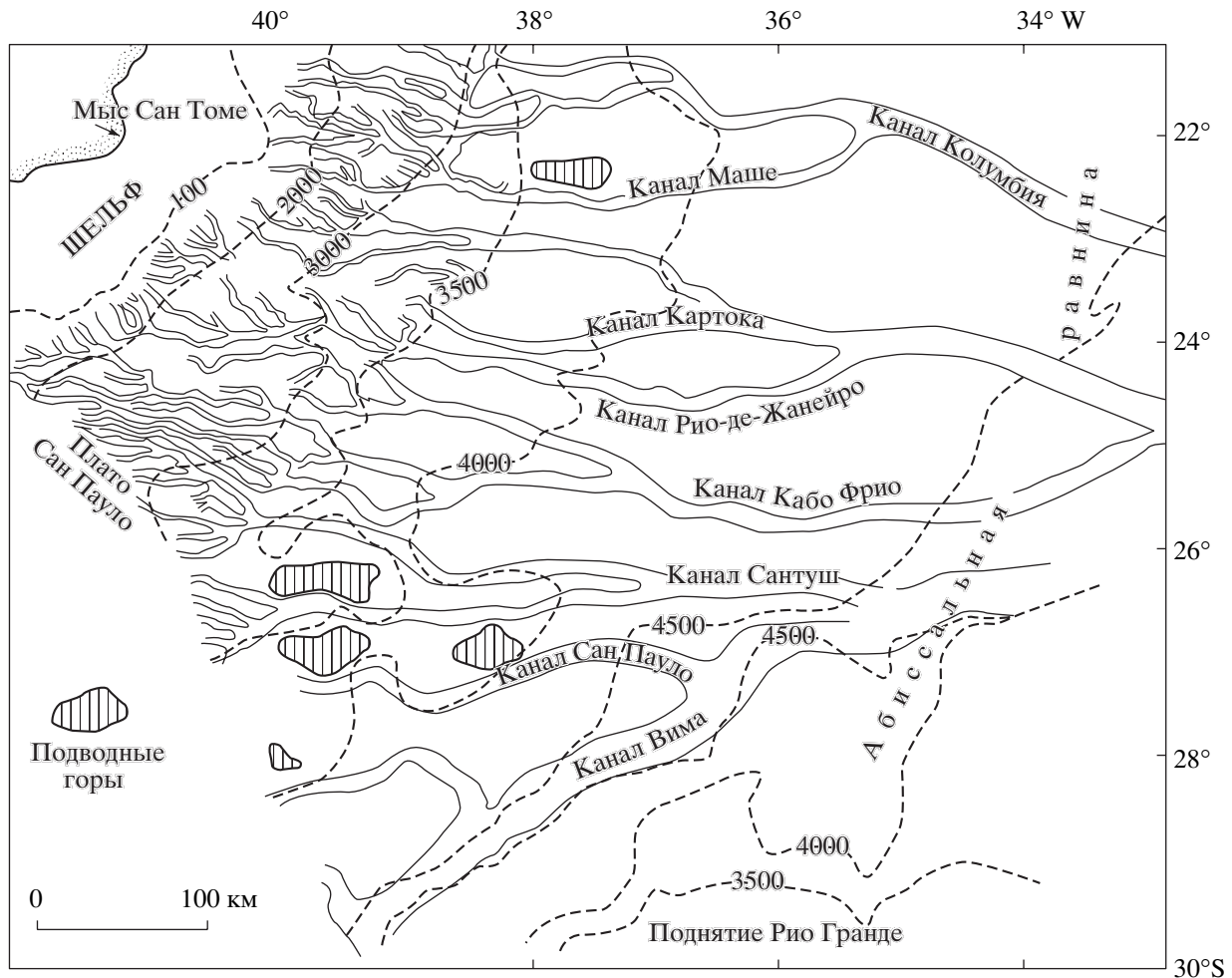


Рис. 6. Физическая карта континентальной окраины Южной Бразилии [Viana et al., 2003].

песчаные фены с соответственным преобладанием нефтематеринских толщ или пород-коллекторов.

Однако такая общая характеристика фенев представляется недостаточной для выявления конкретных перспектив их нефтегазоносности. Д. Пайпер и В. Нормарк [Piper, Normark, 2001], изучавшие многочисленные фены Америки с привлечением сейсмических материалов и данных глубоководного бурения, пришли к заключению, что архитектура фенев и ее отдельные элементы играют большую роль в нефтегазовой геологии. Особенно это касается песчаных осадков на днищах и стенах каналов. Здесь фильтрационно-емкостные свойства отложений значительно варьируют, более устойчиво сохраняя свои показатели по латерали и разнообразно меняя их по вертикали на контактах с глинистыми отложениями. Весьма трудную процедуру представляет собой картирование собственно песчаных каналов, поскольку многим из них свойственна преимущественно извилистая форма. Глубоководные каналы и фены выявлялись в результате

сонарного сканирования морского дна и применения сейсмических технологий (3-D), позволивших определить комплекс морфологических деталей.

Большинство бассейнов с развитыми транзитными системами являются нефтегазоносными, содержащими крупнейшие углеводородные скопления. К каналам приурочены не только литологические ловушки, но и структурные, связанные с поднятиями и соляными куполами, а также с разломами. Начиная изучение таких ловушек, нефтяники всего мира стремятся установить, как велико влияние глубоководных условий седиментации на продуктивность резервуаров. Dave Lague [Shirley, 2003 c], проводивший детальные исследования 450 резервуаров Техаса в ряду: аллювиальные-прибрежные-дельтовые субморские фены, пришел к исключительно важному выводу. Несмотря на связь продуктивности резервуаров с особенностями условий седиментации и механизмом транспортировки осадочного материала, эффективность добычи в глубоководных зонах фундаментально не отличается от других седимента-

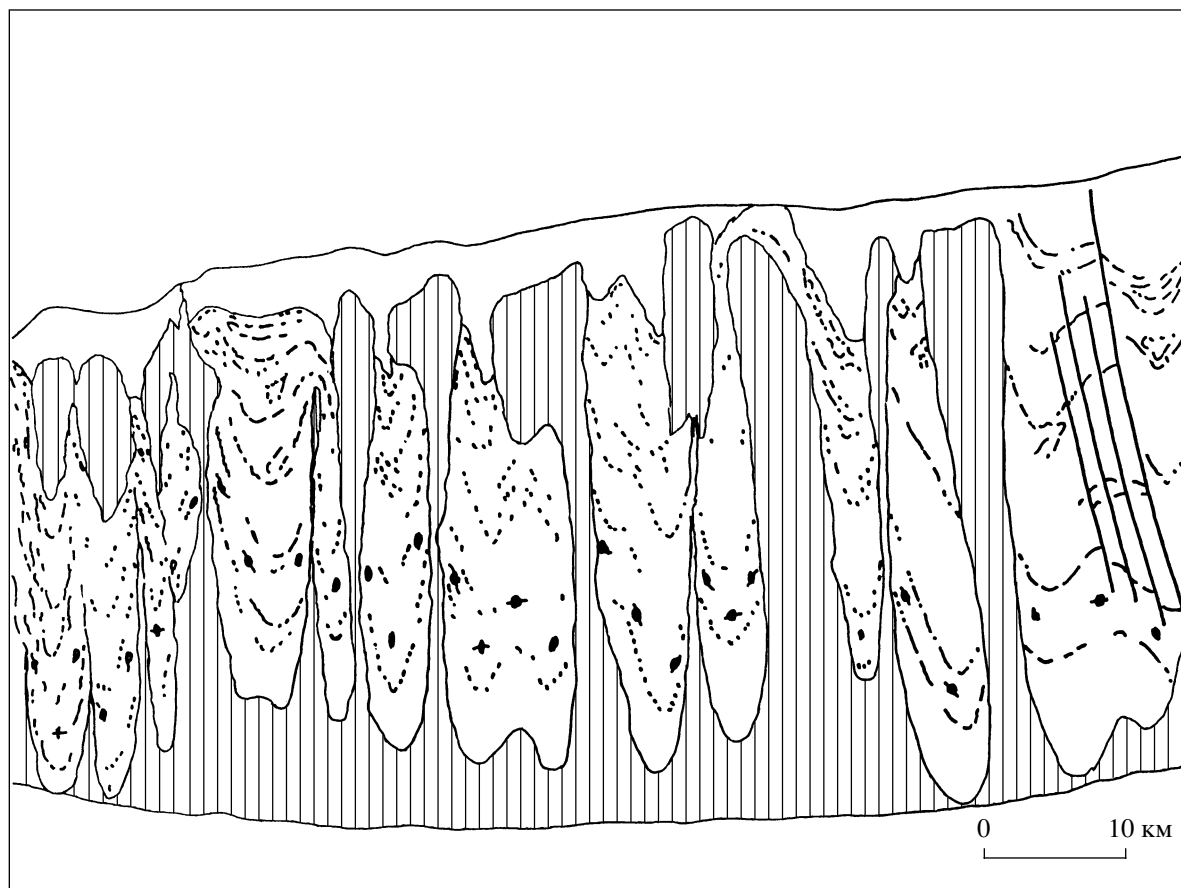


Рис. 7. Соляные структуры в разрезе глубоководной зоны Гвинейского залива [Lafond et al., 2003].

ционных систем. Позитивный аспект этого вывода состоит в том, что риск нефтяных компаний при проведении работ на больших глубинах не многим более того, который установлен в других хорошо изученных условиях.

РОЛЬ СОЛЕЙ В НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИИ И НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИИ

Немалую роль в процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления играют соли, региональное накопление которых происходит в конце рифтинга и раннем спрединге. Соляные толщи первоначально изолировали отложения рифтового комплекса и становились его флюидоупором. В дальнейшем во время тектонической реактивации соли претерпели поверхностные деформации. Галокинез приводил к образованию диапиров и окон между ними. Диапиры способствовали образованию ловушек, а через окна осуществлялась углеводородная миграция в верхние горизонты разреза. Кроме того, соли из-за высокой теплопроводности снижали прогрев подсолевого комплекса, нейтрализуя в некоторой степе-

ни воздействие базальтового вулканизма и сохраняя тем самым способности к углеводородной генерации глубокозалегающих отложений.

Соляные тела, как видно на примере разреза Гвинейского залива (рис. 7), разделили осадочное заполнение на мини-бассейны, в ряде случаев перекрытых соляным козырьком. Это приводило к автономности нефтегазообразования и нефтегазонакопления в пределах мини-бассейнов.

РОССИЙСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Какие практические выводы следует извлечь из всего изложенного для России? Хотя еще далеко не полностью выявлены углеводородные ресурсы наших шельфов, мы должны задуматься в свете зарубежного опыта и о потенциальных запасах глубоководных частей наших континентальных окраин. Причем это относится и к арктической, и тихоокеанской, и южной окраинам.

В отношении арктической периферии это касается конкретно континентального склона и подножия морей Баренцева, Карского и Лаптевых, обращенного к котловине Нансена Евразийского бассейна Северного Ледовитого океана.

Этот бассейн начал формироваться в самом начале эоцена, и на его склоне и подножии накопилась мощная толща терригенных осадков, образованная за счет их сноса с материка крупнейшими речными артериями Оби, Енисея и Лены. Каналами для переноса осадков в глубоководные зоны могли служить, в первую очередь, поперечные к краю шельфа грабен-рифты Св. Анны, Воронины, Усть-Ленского. Именно на участках склона и подножия, прилежащих к этим рифтовым структурам, следует ожидать присутствия турбидитовых фенев, наиболее благоприятных для концентрации углеводородов.

В области тихоокеанской окраины условия более разнообразны. Здесь речь может идти о нескольких регионах. Одним из них является склон и подножие Центрально-Охотского поднятия, обращенного к Южно-Охотской глубоководной впадине, где в последнее время обнаружен полный разрез палеогена, перекрытого столь же мощной неогеновой толщей. Восточная окраина Сахалина, обращенная к впадине Дерюгина, уже служит объектом активного изучения нефтяников. Заслуживает определенного внимания и западная окраина Камчатки, обращенная к впадине ТИНРО. В российской части Берингова моря представляют несомненный интерес склон и подножие северо-западной окраины Алеутской впадины, прилежащей к Корьякскому нагорью, особенно участок в районе дельты р. Хатырки. И, наконец, перспективы следует связывать с весьма протяженной полосой вдоль Камчатки и Курильской гряды, примыкающей к Командорской впадине Берингова моря и Северо-Западной котловине Тихого океана.

В пределах южной окраины России к перспективным объектам относится Кавказская окраина Черного моря, ее склон и подножие, представляющие одновременно борт Туапсинского прогиба. В их строении участвуют майкопская серия олигоцена–нижнего миоцена и более молодые миоценовые отложения. Как известно, эти образования регионально нефтеносны в пределах всего Кавказа. Майкопская серия содержит, помимо глинистых, мощные пачки песчаников, и можно ожидать развития турбидитовых фенев на склоне Туапсинского прогиба. Но, как и в случае Курило-Камчатской области, на Кавказской окраине отложения склона и подножия принадлежат так называемой аккреционной призматической системе складок и чешуи.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разведка и разработка углеводородных ресурсов континентального склона и подножия несомненно представляют новый и важный этап в освоении общих запасов этого энергетического сырья в глобальном масштабе. Соответствующие

усилия уже увенчались значительными успехами, приведя к открытию ряда месторождений-гигантов и супергигантов, особенно на окраинах Атлантического океана. И хотя для нашей страны это относительно отдаленная перспектива, а возможные результаты работ могут оказаться скромными, серьезный учет открывающихся в данном направлении возможностей является совершенно обязательным.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 02-05-64392) и гранта президента РФ (НШ-1980.2003.5).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Лисицын А.П.* Потоки осадочного вещества, природные фильтры и осадочные системы "живого океана" // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 1. С. 15–48.
- 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.
- Cope M.J.* Algerian licensing round may offer opportunity for exploration plays in deep offshore frontier // First Break. 2003. V. 21. P. 37–42.
- Deptuck M.E., MacRae R.A., Shimeld J.W.* Revised Upper Cretaceous and lower Paleogene lithostratigraphy and depositional history of the Jeanne d'Arc Basin, offshore Newfoundland, Canada // AAPG Bull. 2003. V. 87. № 9. P. 1459–1483.
- Kidston A.G., Broun D.E., Smith B.M., Geoph P.* Optimistic assessment for hydrocarbon potential of deep water Scotian Slope, offshore Nova Scotia // First Break. 2002. V. 20. P. 662–665.
- 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. V. 85. № 8. P. 1373–1405.
- Lavier L.L., Steckler M.S., Brigaud F.* An improved method for reconstructing the stratigraphy and bathymetry of continental margins: application to Cenozoic tectonic and sedimentary history of the Congo Margin // AAPG Bull. 2000. V. 84. № 7. P. 923–939.
- Lafond C., Jones I.F., Bridson M., Houllévigie H., Kerdran Y.* Imaging deepwater salt bodies in West Africa // The Leading Edge. Sept. 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., Koutsoukos E.A.M., Hart M.B. et al.* Late Cretaceous anoxic events in Brazilian continental margin // Org. Geochem. 1989. V. 14. № 5. P. 529–442.
- Mello M.R., Telnaes P.C., Gaglianone M.I. et al.* Organic geochemical characterisation of depositional palaeoenvironments of source rocks and oil in Brazilian marginal basins // Org. Geochem. 1988. V. 13. № 1. P. 31–45.
- Piper D.J.W., Normark W.R.* Sandy fans from Amazon to Hueneme and beyond // AAPG Bull. 2001. V. 85. № 8. P. 1407–1438.

- Samuel A., Kneller B., Raslan S., Sharp A., Parsons C.* Prolific deep-marine slope channels of Nile Delta, Egypt // AAPG Bull. 2003. V. 87. № 4. P. 541–560.
- Shirley K.* Angola hottest of the hot offshore // AAPG Explorer. 2001. P. 1–5.
- Shirley K.* Global depths have great potential // AAPG Explorer. 2002. P. 16–17.
- Shirley K.* India gas find has major impact // AAPG Explorer. 2003 a. P. 8.
- Shirley K.* Different data gave new insights // AAPG Explorer. 2003 b. P. 14–15.
- Shirley K.* Deepwater pools share attributes // AAPG Explorer. 2003 c. P. 22–23, 25.
- Valle P.J., Gjelberg J.G., Helland-Hansen W.* Tectonostratigraphic development in the eastern Lower Congo basin, offshore Angola, West Africa // Marine and Petroleum Geology. 2001. V. 18. № 8. P. 909–927.
- Viana A., Figueiredo A., Faugeres J-C. et al.* The Sao Tome deep-sea turbidite system (southern Brazil Basin): Cenozoic seismic stratigraphy and sedimentary processes // AAPG Bull. 2003. V. 87. № 5. P. 873–894.
- Wynn R.B., Kenyon N.H., Masson D.G.* Characterization and recognition of deep-water channel-lobe transition zones // AAPG Bull. 2002. V. 86. № 8. P. 1441–1462.