

УДК 551.242.2:551

КОНТИНЕНТАЛЬНЫЕ СКЛОНЫ ЗАПАДНО-АФРИКАНСКОГО РЕГИОНА – УНИКАЛЬНАЯ КЛАДОВАЯ УГЛЕВОДОРОДОВ

© 2018 г. А. Забанбарк¹, *, Л. И. Лобковский¹, **

¹Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, Москва, Россия

*e-mail: azaban@ocean.ru

**e-mail: llobkovsky@ocean.ru

Поступила в редакцию 02.11.2016 г.

После доработки 06.03.2017 г.

Западно-Африканский регион охватывает целый ряд прибрежных осадочных бассейнов, которые продолжают в глубоководных областях Атлантического океана. В его пределах находятся следующие нефтегазоносные бассейны: Гвинейского залива, Кванза-Камерунский и Намибийский. Осадочный чехол бассейнов этой пассивной окраины представлен мезозойско-кайнозойскими отложениями. Состав накапливавшихся в них осадков был весьма специфическим и удивительно однотипным на огромных пространствах. Тектоническое строение большей части континентальных окраин Западной Африки позволяет отнести их к окраинам эпиплатформенных орогенных поясов. Существование на пассивных окраинах двух систем линейных прогибов на ранних этапах переходных зон от континента к океану внешних и внутренних, относит глубоководные углеводородные месторождения к внешним прогибам, с более молодым заполнением осадков, представляющие подводные конуса выноса рек и оползневые фронты с проградационными образованиями (турбидиты, дебрис-флоу и т.д.). Роль нефтематеринских пород в регионе играли глинистые толщи поздне-мелового и средне-палеогенового возраста, так называемые “черные глины”. Анализ более 200 месторождений углеводородов, преимущественно нефтяных, открытых за последние 10–15 лет в регионе, выявил четкую тенденцию залегания этих месторождений в продуктивной полосе нефтетазелей, протягивающейся в интервале глубин моря от 400 до 3000 м на континентальном склоне и, возможно, до 4000 м на континентальном подножии. Более того все открытые месторождения оцениваются по запасам от крупного до гигантского. Примечательно также, что в пределах материковой отмели этого региона, включающей шельф и прибрежную равнину, было обнаружено лишь множество мелких и незначительных по запасам залежей нефти и газа. Основные перспективы нефтегазоносности связаны с отложениями средней и нижней части континентального склона и, возможно, прилегающих районов подножия. В перспективе объектами бурения являются как надсолевые, так и подсолевые образования глубоководных месторождений.

DOI: 10.1134/S0030157418050179

Глубоководные акватории Мирового океана принадлежат к тем немногим регионам на нашей планете, с которыми в XXI веке связаны перспективы на открытия крупных скоплений углеводородов. Континентальные склоны и подножия являются одними из главных морфоструктурных элементов Мирового океана, залегающих в его глубоководье. Поэтому оценка потенциальных ресурсов углеводородов континентальных склонов с имеющимися структурами и геологической историей их образования является одной из первоочередных задач при изучении окраин Западной Африки.

В пределах Приатлантической системы впадин Западной Африки выделяется с севера на юг ряд осадочных бассейнов: Гвинейского залива,

Кванза-Камерунский и Намибийский (рис. 1). Эти бассейны демонстрируют идеальный пример высокой перспективности открытия крупных запасов углеводородов на континентальных склонах региона.

Основными процессами, определяющими на протяжении длительной истории склонов их развитие, были прогибание и накопление осадков. Благодаря неравномерному погружению отдельных блоков коры на этапе распада древних материков сложилась ступенчатая структура континентальных склонов. Своеобразные депрессии – карманы, возникшие на границах между неравномерно опускавшимися блоками, со временем трансформировались в полуграбены и грабены, игравшие роль ловушек для осадочного материала, который

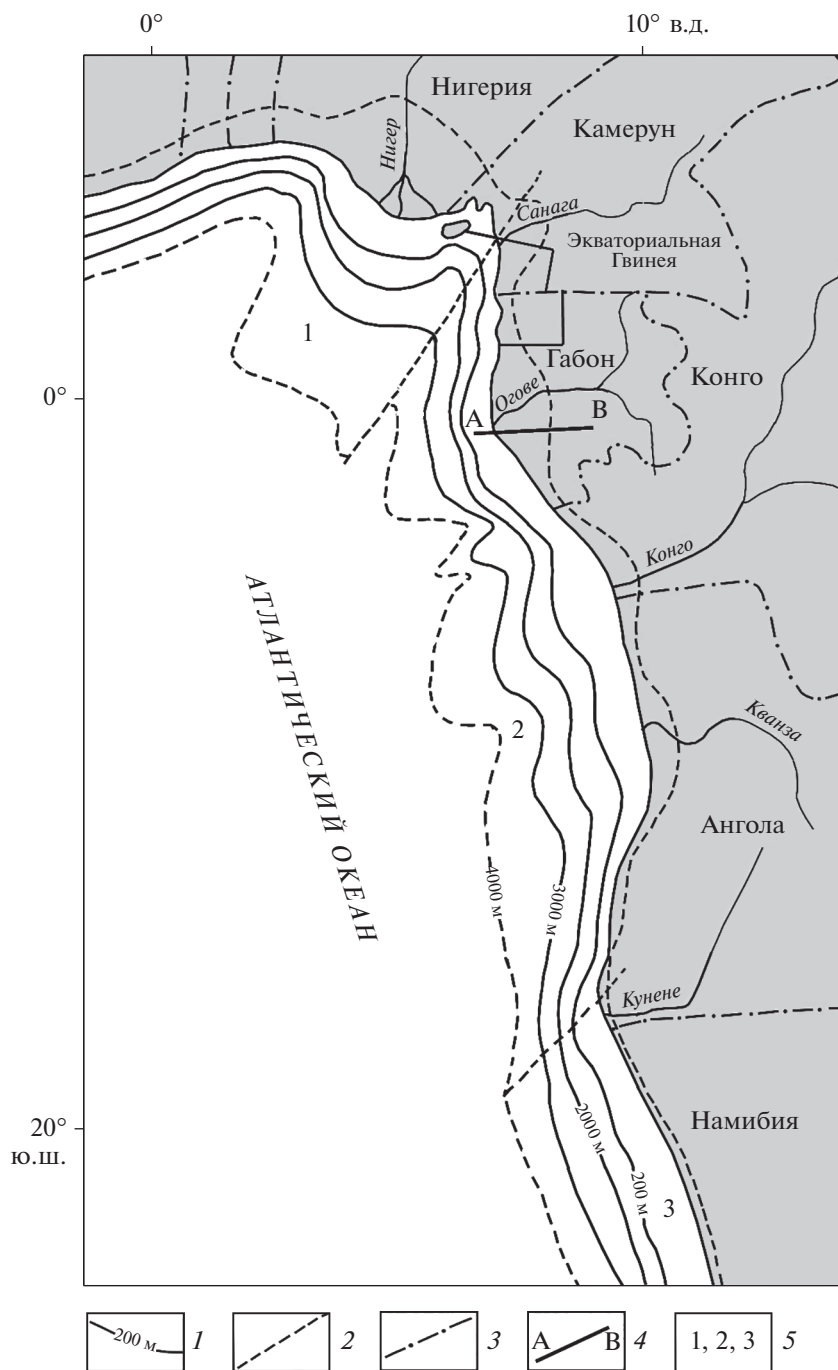


Рис. 1. Схематическая карта размещения осадочных бассейнов на Западно-Африканской континентальной окраине. Составили А. Забанбарк, Л.И. Лобковский.

1 – Изобаты глубин вод, в м; 2 – границы осадочных бассейнов (установленные и предполагаемые); 3 – государственные границы; 4 – линия профиля А–В рис. 3; 5 – цифры на карте – нефтегазоносные бассейны: 1 – Гвинейского залива; 2 – Кванза-Камерунского; 3 – Намибийский.

выносился с шельфа или опускался из водной толщи. Реликты этих структур фиксируются геофизикой, как прогибы, погребенные под молодым чехлом осадков.

Осадочный чехол бассейнов Западно-Африканской пассивной окраины представлен мезо-

зойско-кайнозойскими отложениями. На докембрийском фундаменте, в основании осадочного чехла залегают породы рифтового комплекса, сформировавшиеся на этапе раскола древней континентальной коры. Континентальные рифты, по которым произошел раскол древних супер-

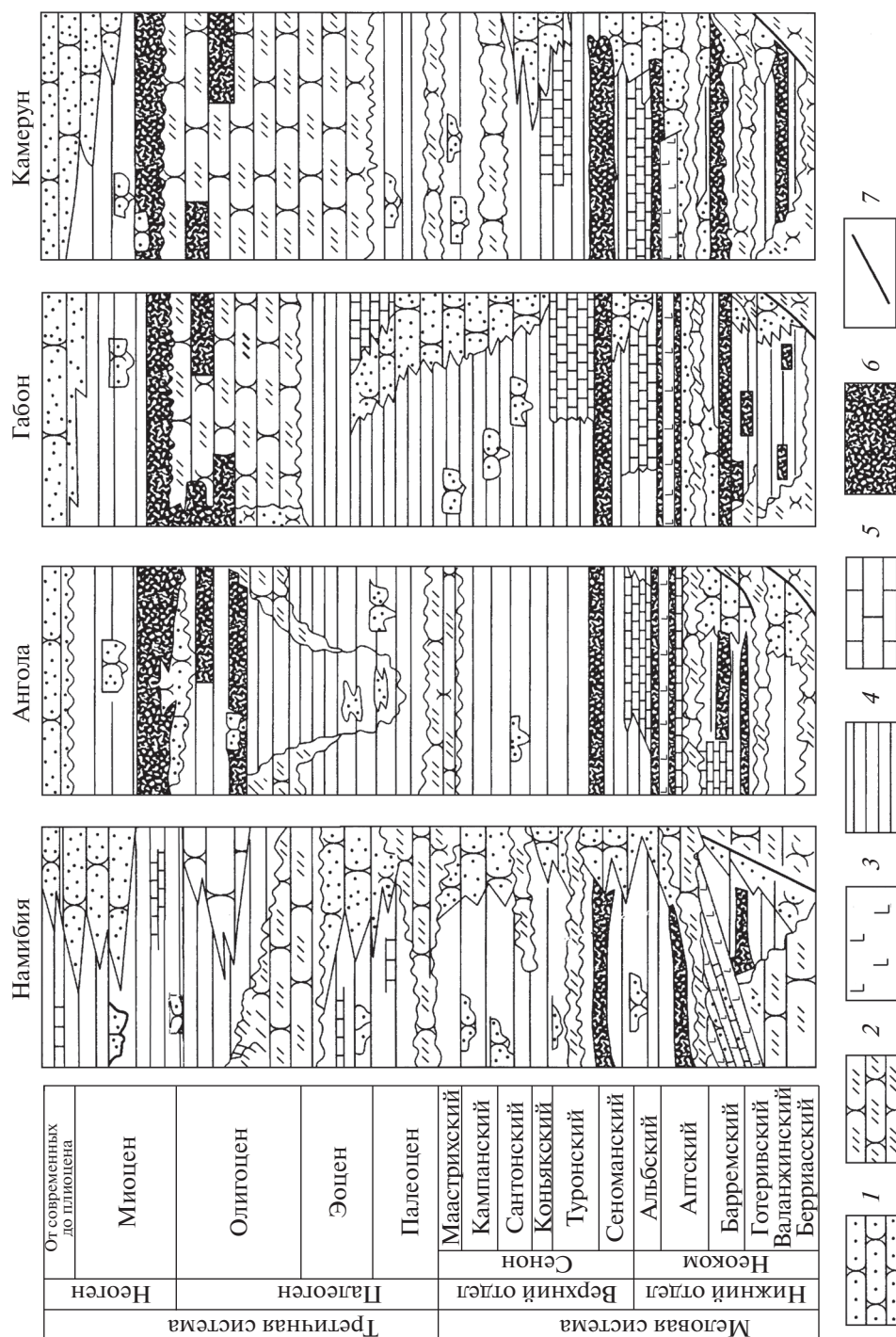


Рис. 2. Схема корреляции стратиграфических разрезов Западно-Африканской континентальной окраины. Составили А. Забанбарк, Л.И. Лобковский по материалам [1, 2, 15, 14].

1 – Песчаники; 2 – алевролиты; 3 – соли; 4 – глинистые сланцы; 5 – известняки; 6 – нефтегазоносные пласты; 7 – разломы.

континентов – Пангеи и Гондваны, пересекали на большем своем протяжении глубинные внутренние области древних материков.

Составленная корреляционная схема стратиграфических разрезов этого региона наглядно по-

казывает, что состав накапливавшихся в них осадков был весьма специфическим и удивительно однотипным на огромных пространствах (рис. 2).

Тектоническое строение и история развития большей части континентальных окраин Африки

в Атлантическом океане позволяет отнести их к окраинам эпиплатформенных орогенных поясов, особенностями которых являются эрозионный тип побережья, неширокий шельф и довольно пологий континентальный склон, заваленный оползневыми отложениями и нередко осложненный соляными диапарами, солей формации Лоеме и Эзанга (Кванза-Камерунский бассейн) (рис. 3). Основным механизмом для образования структурных ловушек в регионе является галокинез. Движение соли, которое началось здесь еще в юре, продолжается и по сей день [14, 23]. Установлено, что рост соляных куполов начался в связи с течением соли в южном направлении под воздействием нагрузки вышележащих отложений. Динамическое воздействие мобильных солей на глубоководные турбидитовые осадки привело к образованию куполовидных структур с высококачественными коллекторами. В результате на флангах соляных штоков образовались антиклинальные ловушки. Подобные ловушки обнаружены при сейсморазведочных работах и их насчитывается огромное количество вдоль Западно-Африканской окраины. Большинство из них обладают крупными площадями от 100 до 150 км².

Еще на ранних этапах изучения зон, переходных от континента к океану, было установлено существование на пассивных окраинах двух систем линейных прогибов [3]: системы внутренних прогибов, прослеживаемых в полосе прибрежной равнины и мелководного шельфа, и системы прогибов внешних, которые протягиваются вдоль нижней половины континентального склона и прилегающих районов подножия. Прогибы первого типа – это грабены и полуграбены рифтового заложения, заполненные наиболее древними осадочными комплексами (по крайней мере, нижняя и средняя часть разреза). Напротив, внешние прогибы имеют более молодое заполнение и отвечают этапу развития собственной окраины материка. Основную массу осадочных образований здесь составляют молодые осадки, представляющие подводные конуса выноса рек Нигера, Огове, Конго, Кванза и Кунене и оползневые фронты с проградационными образованиями (турбидиты, дебрис-флоу и т.д.). Исходя из выше сказанного, поисково-разведочные работы в последнее время сконцентрированы именно на глубоководных участках акватории, поскольку коллектора, залегающие в третичных и верхнемеловых породах, по своим качествам значительно лучше, чем коллектора нижнемеловых отложений, находящихся у побережья и в мелководье. Так в глубоководной полосе от Камеруна, Габона и Конго до Анголы и Намибии за 10–15 лет было открыто более 200 крупных, преимущественно нефтяных месторождений, что позволило значительно (почти вдвое) увеличить разведанные запасы углеводородов в большинстве из перечис-

ленных стран. Указанные скопления приурочены преимущественно к турбидитам и близким к ним по генезису терригенным отложениям подводных конусов выноса (глубоководных фэнов), имеющих апт-сеноманский и олигоцен-миоценовый возраст.

В глубоководных бассейнах атлантической окраины Западной Африки коллекторские горизонты (олигоцен–миоцен), сложенные песчаниками и алевролитами, характеризуются высокими показателями пористости (28–30%) и проницаемости (3–4 дарси). В нефтегазоносном комплексе мощностью от 223 до 300 м обычно выделяются несколько продуктивных горизонтов, причем высота залежи углеводородов может достигать 94 и даже 100 м. Большинство скоплений приурочено к ловушкам стратиграфического и комбинированного типа. Полагают, что роль нефтематеринских пород в этом огромном регионе играли глинистые толщи раннемелового, позднемелового и средне-палеогенового возраста, так называемые “черные глины”, которые накапливались в глубоководных обстановках в условиях ограниченного доступа кислорода. Это довольно разнообразная группа отложений, объединенных по одному единственному признаку – обогащенности органическим веществом, что обусловило их черную окраску. Проведенные в последние годы исследования показали, что не только минеральный состав “черных глин”, но и состав их органической части резко различен в этих на первый взгляд однотипных, осадках [4, 5]. Широчайшего распространения “черные глины” достигли в конце раннемеловой и начале позднемеловой эпох (аптальб и сеноман-турон). Содержание органического углерода меняется послойно в разрезах “черных глин” от 1–2 до 32%. Многие из тех разностей, которые были разбурены в дистальных частях материковых подножий, оказались при их тщательном изучении турбидитами. Так, нижнемеловые материнские породы формации Букомази содержат кероген I типа и 5–20% органического углерода (ТОС) [8].

Особо нужно отметить районы выхода к океану континентальных рифтов или авлакогенов. Континентальные склоны на таких окраинах образованы мощнейшими комплексами терригенных отложений. Они приурочены к устьям крупных речных артерий, сбрасывавших в течение многих миллионов лет в океан обломочный материал, мобилизованный на суше. Подводные, речные дельты, находящиеся на шельфе, переходят на континентальном слоне в подводный конус выноса, который, выдвигаясь в океан, постепенно наращивает окраину континента. Образованный подобным образом склон является проградационным [1]. Нередко в пределах таких склонов формируются самые крупные на Земле осадочные комплексы, мощность которых может пре-

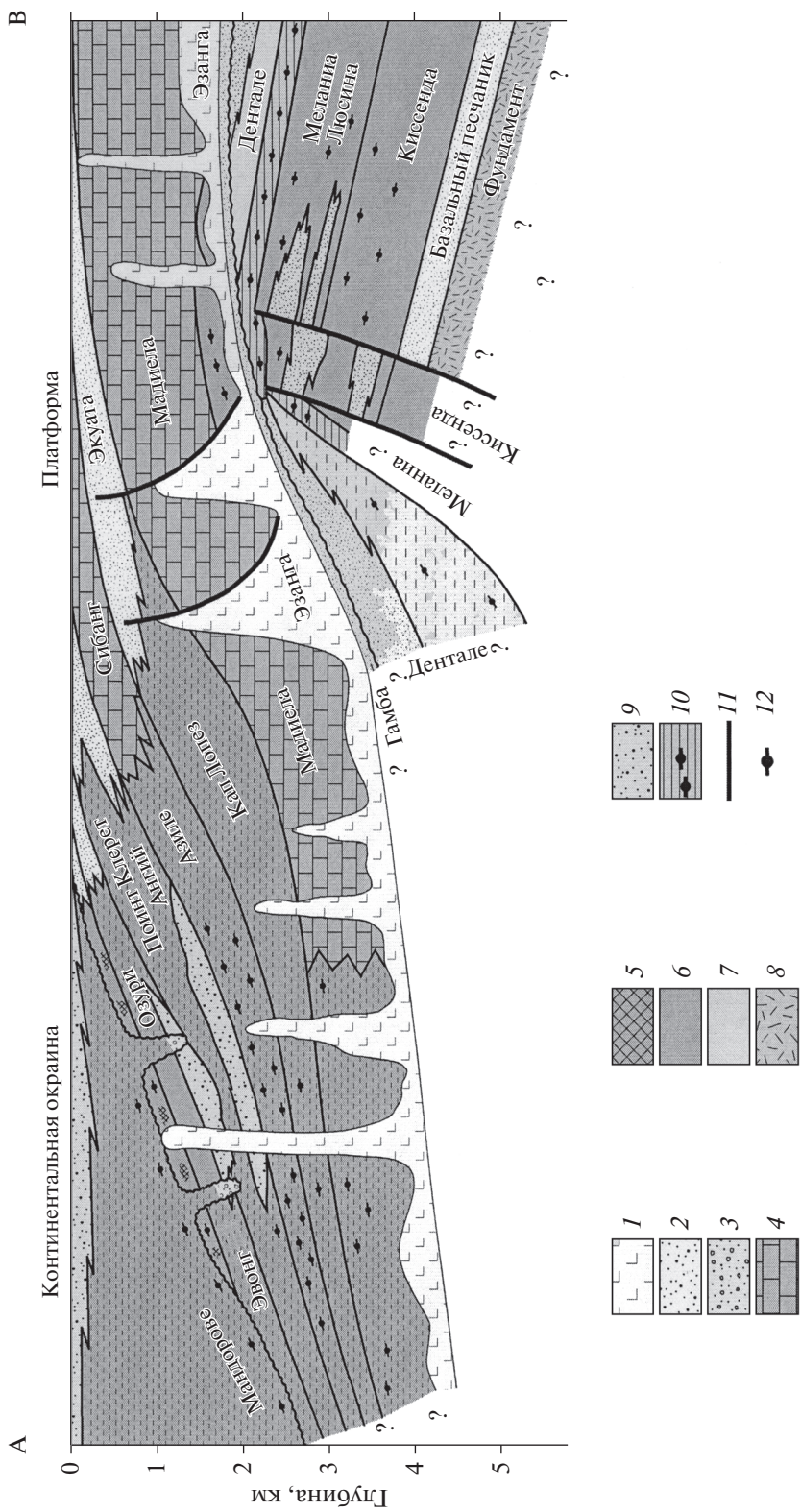


Рис. 3. Схематический геологический профиль по Габону [8]. Линия профиля на рис. 1. 1 – Соль; 2 – песчанник; 3 – конгломерат; 4 – известняк; 5 – известняк; 6 – глинистый сланец; 7 – алеврит; 8 – породы фундамента; 9 – Возможные коллекторские породы; 10 – разломы; 11 – разломы; 12 – материнские породы.

вышать 15 и 20 км, таковым являются осалочные бассейны Гвинейского и Бенгальского заливов. Наиболее ярким примером является окраина Африки в Гвинейском заливе и к югу от него, куда сбрасывают воды такие крупные реки, как Нигер, Огове, Конго, Кванза и Кунене. Падения уровня океана в раннем и позднем (мессиний) миоцене, которые были весьма значительными, хотя и уступали средне-олигоценовому, сопровождались выдвиганием на шельф дельт крупных и малых рек [1]. К тому же этот процесс происходил на фоне тектонической активизации, захвативший многие районы Африки. Все это привело к выносу на шельф и континентальный склон и подножие значительного количества терригенного кластического и глинистого материала. Эти терригенные дельтовые и прибрежно-морские формации являются природными резервуарами для залежей углеводородов, и их наличие подтверждает перспективность рассматриваемого региона. Анализ известных в настоящее время месторождений нефти и газа показывает, что древние дельтовые комплексы континентальных окраин Западной Африки регионально нефтегазоносны не только благодаря тому, что с ними связаны хорошие коллекторские горизонты, но, главным образом, вследствие оптимального соотношения природных резервуаров, материнских пород и горизонтов экранов (покрышек). Дело в том, что отсутствие надлежащих флюидоупоров — регионально развитых горизонтов и пачек глин — нередко является фактором, лимитирующим возможности формирования крупных скоплений нефти и газа на некоторых участках современных окраин, например, на атлантической периферии США.

Анализ более 200 месторождений углеводородов, преимущественно нефтяных, открытых за отмеченный период в глубоководной части Западно-Африканской окраины, выявил четкую тенденцию залегания этих месторождений в продуктивной полосе нефtezалежей, протягивающихся в интервале глубин моря от 400 до 3000 м на континентальном склоне и возможно до 4000 м на континентальном подножии (табл. 1). Однако эта полоса продуктивности, вероятнее всего, не обрывается после бассейна Гвинейского залива, а продолжается далее на север в районы континентального склона и подножия Сенегала, Мавритании и Марокко. Подтверждением является ряд новых крупных открытий месторождений нефти и газа, сделанных здесь в последние 3–5 лет. Более того, все месторождения в пределах этой продуктивной полосы по категории запасов оцениваются от крупного до гигантского. Примечательно также, что в пределах материковой отмели этого региона, включающей шельф и прибрежную равнину, где поисково-разведочные работы ведутся в течение многих десятилетий, было обнаружено

лишь множество мелких и незначительных по запасам залежей нефти и газа. Нужно также отметить, почти все месторождения находятся в надсолевых отложениях, и только в последние 2–3 года бурением в подсолевых образованиях, по аналогии с Бразильской окраиной, где в подсолевых, аптских отложениях обнаружен ряд гигантских месторождений как, например, Лула при глубине воды 2000 м с запасами 1.2 млрд т нефти, в пределах Ангольской окраины открыты на склоне также крупные нефтяные месторождения как Камейя, Лонтра и Орка с запасами 55–100 млн т в аптских породах при глубине воды 1680–1800 м (табл. 1).

В качестве примера следует упомянуть континентальный склон Анголы, где в диапазоне глубин от 400 до 2500 м в последние 10–15 лет были открыты более 115 крупных месторождений (табл. 1, рис. 4). 3/4 добываемой нефти в Анголе сосредоточено в отложениях двух продуктивных комплексов, имеющих апт-сеноманский и олигоцен-миоценовый возраст, состоящих из глубоководных месторождений, представленных коллекторами формации Молебмо (олигоцен—миоцен) преимущественно в турбидитовых или близких по генезису терригенных образованиях подводных конусов выноса, а также в коллекторах формаций Пинда и Катумбела (апт—сеноман) в карбонатных осадках. Общие запасы нефти и газа в Анголе на начало 2017 г. оценены соответственно в 1.2 млрд т и 304.6 млрд м³, добыча нефти на это же время составила 90 млн т.

Не менее интересны континентальные склоны Нигерийской окраины, находящиеся в глубине Гвинейского залива и приуроченные к древней устойчивой зоне прогибания. Это классический образец окраины континентального рифта, в котором продуктивны преимущественно терригенные, дельтовые и прибрежно-морские отложения гравитационных потоков веществ, в том числе турбидиты, оползневые массы осадков. Он приурочен к проградационному участку пассивной окраины, где сформировалось мощное аккумулятивное тело, сложенное терригенным материалом, который доставлялся сюда крупной речной артерией Нигер. В районе дельты выделяется три комплекса отложений, различающихся не столько по возрасту, сколько по фациальному составу. Это формации Аката, Бенин и Агдаба. Основным продуктивным комплексом является формация Агдаба, представленная песчаниками, чередующимися с глинами. Возраст отложений в большинстве районов эоцен-плейстоценовый (для серии Бенин — олигоцен-плейстоценовый). Однако он меняется в направлении с севера на юг: в наземных, северо-восточных частях дельты песчаники и глины Агдаба имеют палеогеновый возраст, тогда как в подводной части дельты и в пределах конуса выноса они сформировались в

Таблица 1. Характеристика некоторых месторождений углеводородов в глубоководной части Анголы

Названия месторождений	Год открытия месторожден.	Глубина моря, в м	Характер флюида	Возраст залежи	Запасы нефти, млн т
Миранда	2006	2436	Нефть		—
Роза	1998	1350	Нефть	Миоц./Олиго.	137
Жирассол	1996	1350–1500	Нефть	Миоц./Олиго.	126–137
Бикуар 1А	2012	1680	Нефть		21–42
Колорау-1	2006	1700	Нефть	Олигоцен	
Мирамба Сев.	2007	1170–1300	Нефть/Газ	Миоц/Олиго.	11.7
Ксикомба	1999	1200–2000	Нефть	Миоц/Олиго.	13.7
Кизомба А	1998	1350	Нефть	Миоц/Олиго.	56.6
Кизомба В	1998	1350	Нефть	Миоц/Олиго.	
Лира	2011	1000–15000	Газ/Конд.	Миоцен	
Сакси	2001	800	Нефть	Миоц/Олиго.	
Батюк	2001	800	Нефть	Миоц/Олиго.	
Азурит	2005	1400	Нефть	Миоцен	
Мрунди	2010	1000–1500	Нефть	Миоцен	370
Мрунди Сев.	2013	1000–1500	Нефть	Миоцен	
Вандумбу	2013	1000–1500	Нефть	Миоцен	
Сингуну	2010	1000–1500	Нефть	Миоцен	
Сангос	2008	1000–1500	Нефть	Миоцен	
Плутонио	2000	1200–1500	Нефть	Миоц/Олиго.	103
Галио	2000	1200–1500	Нефть	Миоц/Олиго.	
Кромиио	2000	1200–1500	Нефть	Миоц/Олиго.	
Паладиио	2000	1200–1500	Нефть	Миоц/Олиго.	
Кобальто	2001	1200–1500	Нефть	Миоц/Олиго.	
Каомбо	2014	1400–2000	Нефть/Газ	Миоц./Олиго.	137
Оршигуфу	2014	1337–1421	Нефть	Миоц./Олиго.	41.4
Нианзи	2004	820–1070	Нефть/Газ	Миоц/Олиго.	10
Далиа	1997	1200–1500	Нефть	Миоцен	137–170
Камилиа	1999	1200–1500	Нефть	Миоцен	
Краво	1999	1400	Нефть/Газ	Миоц./Олиго.	23.4
Лирио	1998	1400	Нефть/Газ	Миоц./Олиго.	21–75.4
Оршидеа	1999	1400	Нефть/Газ	Миоц./Олиго.	25.1
Оршидеа	1999	1400	Нефть/Газ	Миоц./Олиго.	
Виолета	2001	1400	Нефть/Газ	Миоц./Олиго.	
Куито	1997	350–400	Нефть	Мел/Третич.	137
Какоша	2001	750–1350	Нефть	Миоцен	26.1
Бавука	2001	800–1350	Нефть	Миоцен	
Мондо Соус	2001	800–1350	Нефть/Газ	Миоц/Олиго.	
Диканза	1998	1000	Нефть	Миоц/Олиго.	137
Кассиопее Вос.	2007	2000	Нефть	Миоцен	
Орка	2014	1800	Нефть	Мел, апт	100
Лонтра	2013	1750	Газ/конд.	Мел	60–110
Азул-1	2012	923	Нефть	Мел, апт	
Камейя	2012	1680	Нефть/газ	Мел, апт	55
Киссандже	1998	1000–1370	Нефть/газ	Миоц./Олиго.	137
Диканза	1998	1000	Нефть/газ	Миоц./Олиго.	
Сесио	2003	1500	Нефть	Миоц.Олиго.	41.1
Шумбо	2003	1620	Нефть	Миоц./олигоц.	

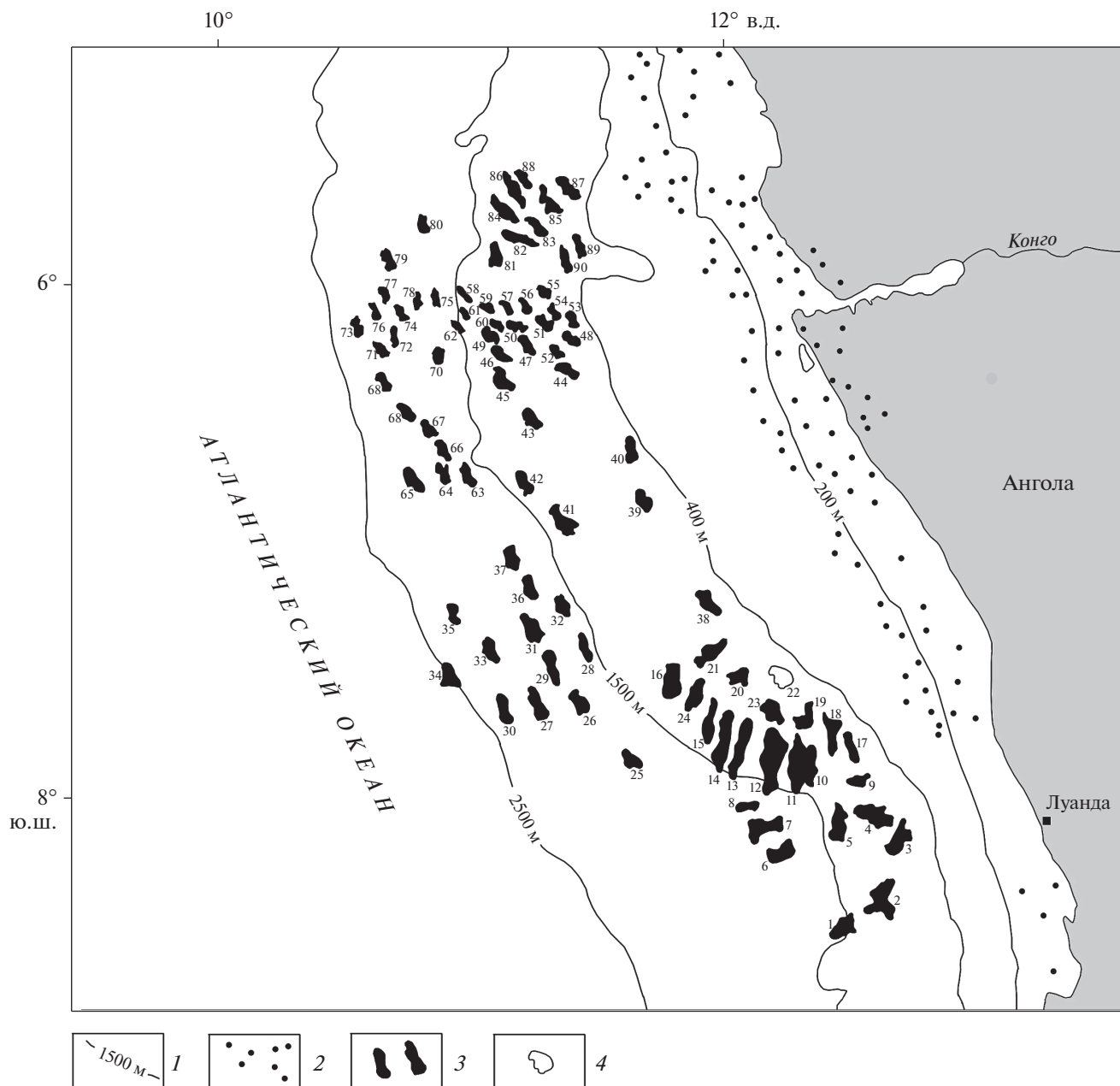


Рис. 4. Схематическая карта нефтегазоносности континентальной окраины Анголы. Составили А. Забанбарк, Л.И. Лобковский по материалам [7, 9, 10, 13, 16, 17, 22].

1 – изобаты глубин вод, в м; 2 – месторождения углеводородов на суше и в мелководии; 3 – нефтяные месторождения на континентальном склоне; 4 – газовое месторождение на континентальном склоне. Цифры на карте – названия месторождений: 1 – Сесио, 2 – Плутонио, 3 – Паладио, 4 – Кромио, 5 – Платина, 6 – Шумбо, 7 – Галио, 8 – Кобальто, 9 – Акасиа, 10 – Камелиа, 11 – Далиа, 12 – Жирассол, 13 – Роза 1, 14 – Роза 2, 15 – Орхидеа, 16 – Лирио, 17 – Зина, 18 – Перпетуа, 19 – Тулипа, 20 – Антурио, 21 – Виолета, 22 – Магадира газовое, 23 – Жасмин, 24 – Краво, 25 – Калулу, 26 – Салса, 27 – Мостарда, 28 – Канела, 29 – Генжибре, 30 – Лоуро, 31 – Гиндунго, 32 – Кола, 33 – Карил, 34 – Манджерикао, 35 – Колорау, 36 – Коминхос, 37 – Алхо, 39 – Бенго, 40 – Лонга, 41 – Шиссонга, 42 – М’Бридж, 43 – Тчичумба, 44 – Блумбумба, 45 – Кизомба D, 46 – Маримба, 47 – Киссандже, 48 – Сакси, 49 – Кизомба А, 50 – Диканза, 51 – Кизомба С, 52 – Кизомба В, 53 – Мондо, 54 – Бавука, 55 – М’Пунджи, 56 – Хунго, 57 – Шокалхо, 58 – Ксикомба, 59 – Сингуву, 60 – Сангос, 61 – Гингуву, 62 – Н’Гом, 63 – Астраеа, 64 – Палас, 65 – Дионе, 66 – Оберон, 67 – Джуно, 68 – Тебе, 69 – Мирандо, 70 – Серес, 71 – Титаниа, 72 – Портия, 73 – Терра, 74 – Плутао, 75 – Сатурно, 76 – Леда, 77 – Марте, 78 – Венус, 79 – Пегасе, 80 – Андромеде, 81 – Негаге, 82 – Ландана, 83 – Томбако, 84 – Лобито, 85 – Белизе, 86 – Бенгуэла, 87 – Куито, 88 – Нианзи, 89 – Томбуа, 90 – Дукапа.

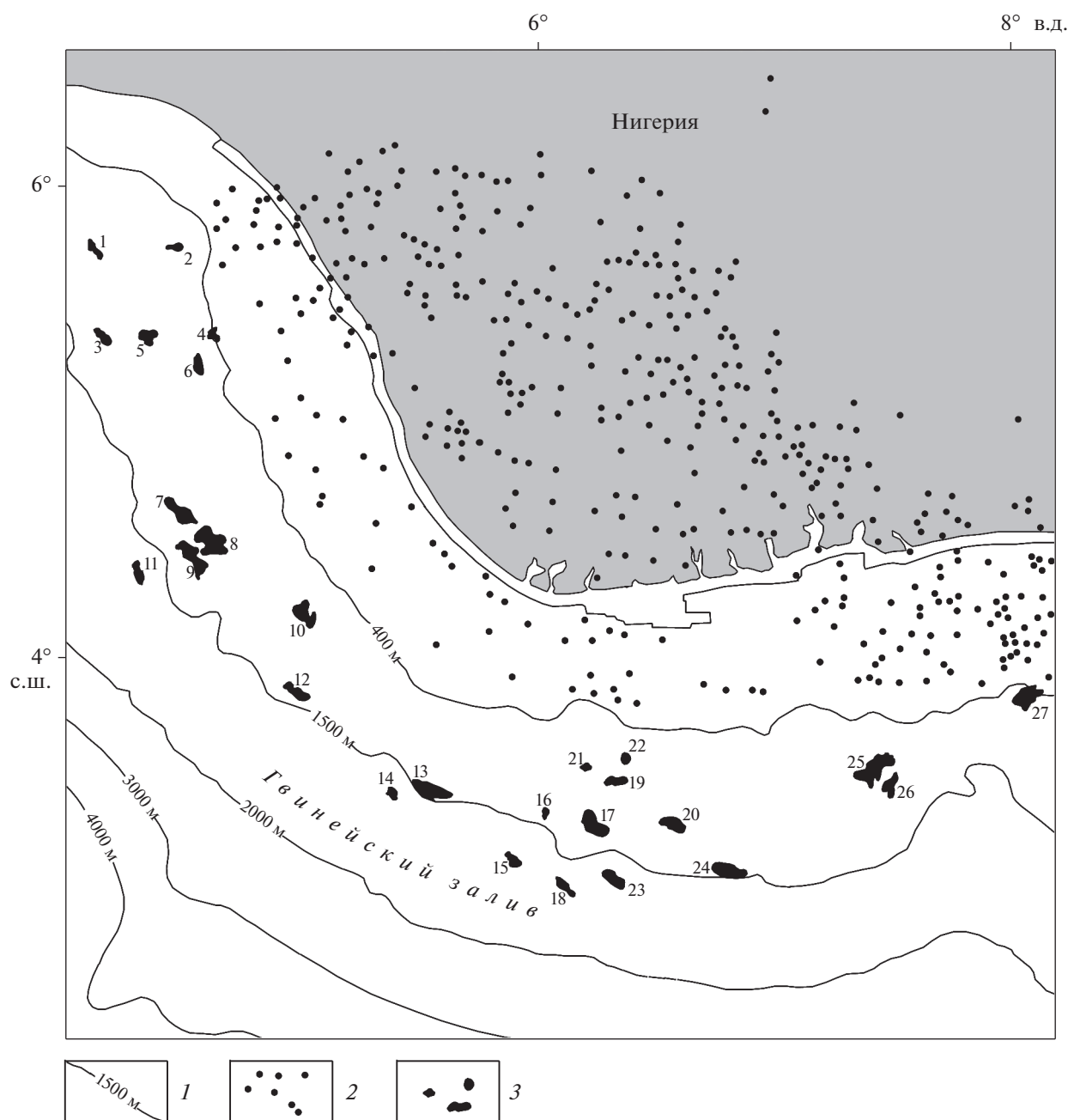


Рис. 5. Схематическая карта нефтегазоносности континентальной окраины Нигерии. Составили А. Забанбарк, Л.И. Лобковский по материалам [6, 11, 12, 18–21].

1 – Изобаты глубин вод, в м; 2 – месторождения углеводородов на суше и в мелководии; 3 – нефтегазовые месторождения на континентальном склоне. Цифры на карте – названия месторождений: 1 – Аджэ, 2 – Або, 3 – Боси, 4 – Эрха Сев., 5 – Эрха, 6 – Ойо, 7 – Бонга СЗ, 8 – Бонга, 9 – Бонга ЮЗ, 10 – Апаро, 11 – Нсико, 12 – Уге, 13 – Агбами, 14 – Икиджа, 15 – Этан, 16 – Билах, 17 – NNWA – Доро, 18 – Лура, 19 – Болиа, 20 – Хота, 21 – Сехки, 22 – Н’Голо, 23 – Эгина, 24 – Акпо, 25 – Усан, 26 – Укот, 27 – Окпок.

плиоцен-плейстоценовое время. В полосе глубин океана от 400 до 2000 м, на континентальном склоне Нигерии, в последние 10–15 лет, открыто более 30 крупных месторождений углеводородов (табл. 2, рис. 5). Перспективны также меловые образования, встречающиеся в залежах, находя-

щихся в северном направлении. Поскольку техника разведки и освоения месторождений нефти и газа в глубоководных регионах еще дороги, то темпы освоения более глубоких акваторий здесь несколько ослаблены, хотя вновь открытые месторождения по своим запасам значительно пре-

Таблица 2. Характеристика некоторых месторождений нефти и газа в глубоководных частях Нигерии

Название месторождений	Год открытия месторож.	Глубина моря, в м	Характер флюида	Возраст залежи	Извлекаемые запасы углеводородов	
					нефть, в млн т	газ, в млрд м ³
Боси	1996	1400	Нефть/газ	Миоцен, мел	21.5	
Або	1997	500–780	Нефть/газ	Миоцен, мел	12–14	
Эрха	1999	1000–1900	Нефть	Миоцен, мел	68.5	
Эрха Сев.	2002	900	Нефть	Миоцен	24.3	
Бонга	1996	1000–1400	Нефть/газ	Миоцен	82–94.4	
Бонга ю-з	2001	1245–1344	Нефть/газ	Миоцен	82.2	
Апаро	2001	1344	Нефть/газ	Миоцен		
Агбами	1998	1450–1500	Нефть/газ		109.6	
Эгина	2003	1600–1750	Нефть	Миоцен	75.35	
Акпо	2000	1360–1500	Нефть/газ	Миоцен	85	29
Усан	2002	750–900	Нефть	Миоцен	82.2	
Нсико	2003	1750–1812	Нефть	Миоцен		
Болиа	2001	1100–1380	Газ/нефть			21.8
Икия	1999	1400	Нефть/газ	Миоцен–олигоцен		
Уге	2006	1263	Нефть/газ			
Доро	1999	1280	Нефть	Миоцен–олигоцен		
NNWA-Doro	1999	1200	Газ	Плиоцен, миоцен		235.2
Хота	2001	1000	Нефть/газ	Плиоцен, миоцен		
Бонга с-з	2007	1250	Нефть/газ	Миоцен		
Окпок	2006	500	Нефть	Миоцен–олигоцен		
Адже	1999	900–1000	Нефть/газ	Турон–сеном.–альб	37.4	
Ойо	2006	310–500	Нефть/газ	Плиоцен–миоцен		

вышают запасы месторождений в мелководье и на суше (табл. 2). Общие запасы нефти и газа на начало 2017 г. в Нигерии оценены соответственно в 3.1 млрд т и 3.5 трлн м³, добыча нефти за указанный период составила 120 млн т, газа – 7.2 млрд м³.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Геодекян А.А., Забанбарк А., Конюхов А.И.* Тектонические и литологические проблемы нефтегазоносности континентальных окраин. М.: Недра, 1988. 176 с.
2. *Забанбарк А.* Перспективы нефтегазоносности турбидитового тренда в глубоководной части Западной Африки // Тезисы докладов на V Международной конференции "Новые идеи в науке о земле". М.: Наука, 2001. С. 3.
3. *Конюхов А.И.* Литология мезо-кайнозойских отложений на современных окраинах материков // Вестник МГУ. Сер. 4. Геология. 1977. № 3. С. 69–79.
4. *Конюхов А.И.* Нефтегазоматеринские отложения в осадочных бассейнах материков в среднем и позднем палеозое // Литология и полезные ископаемые. 2014. № 4. С. 354–378.
5. *Тимофеев П.П., Боголюбова Л.И.* Черные глины Бискайского залива и условия его образования // Типы осадочных бассейнов. М.: Наука, 1980. С. 118–144.
6. *Aje field offshore Nigeria ready to begin production // Oil and Gas J. 2015. V. 113. November, 23. P. 12.*
7. *BP makes 13th oil find on Angola's block 31// Oil and Gas J. 2007. V. 105. № 17. P. 1.*
8. *Brownfield M.E., Charpentier R.R.* Geology and total petroleum systems of the West-Central coastal province. West Africa. U.S. Department of the Interior. U.S. Geological Survey, Reston, Virginia. 2006. 61 p.
9. *Cobalt makes deep water discovery offshore Angola // Oil and Gas J. 2014. V. 112. February, 3. P. 8.*
10. *Eni gets extension for block 15/06 offshore Angola// Oil and Gas J. 2015. V. 113. Jan. 26. P. 9.*
11. *Erin Energy starts production from Oyo-7 // Oil and Gas J. 2015. V. 113. June 29, P. 9.*
12. *Esso starts oil production from Erha North phase 2 // Oil and Gas J. 2015. V. 113 Sept.21, P. 11.*
13. *Kizomba satellites phase 2 off Angola starts oil production // Oil and Gas J. 2015. V. 113. May 11, P. 29.*
14. *Koning T., Geol P.* Angola West Africa: Oil and gas Production from pre-salt carbonate to post-salt clastic,

- from onshore to deep offshore. *Geo Convention – Focus*. Luanda, Angola, 2014. 4 p.
15. *Koning T.* Angola's oil industry – a century of progress in exploration and production // AAPG International Conference and exhibition, Istanbul, Turkey. Sept. 14–17. 2011. P. 1–81.
 16. Lianzi oil, gas flow begins offshore Central Africa // *Oil and Gas J.* 2015. Nov. 9. P. 10–11.
 17. Oil flow starts from Greater Plutonio area // *Oil and Gas J.* 2007. V. 105. № 38. P. 8–9.
 18. Producing begins from Bonga phase 3 off Nigeria // *Oil and Gas J.* 2015. V. 113. October 12. P. 12–14.
 19. Shell starts oil production from Bonga North West // *Oil and Gas J.* 2014. V. 112. August 11. P. 10.
 20. Total moves to develop Egina oil field // *Oil and Gas J.* 2013. V. 111. Jul. 1. P. 12.
 21. Total updates assay for Nigerian Akpo Blend // *Oil and Gas J.* 2016. V. 114. April 4. P. 65–67.
 22. Subcontract let for Kaombo oil development off Angola // *Oil and Gas J.* 2016. V. 114. February. 29. P. 10.
 23. *Tari G.C., Ashton P.R., Coterill K.L. et al.* Are West Africa deep water salt tectonics analogous to the Gulf of Mexico? // *Oil and Gas J.* 2002. V. 100. № 9. P. 73–81.

Continental Slopes of the West African Region – Unique Treasure of Hydrocarbons

A. Zabanbark, L. I. Lobkovsky

West African region includes a number of littoral sedimentary basins, which continued in the deep water domains of the Atlantic ocean. The following oil and gas basins: Guinea Bay, Kwanza-Cameroon and Namibian are in it boundary. The sedimentation of the basins of this passive margin is presented by Mesozoic and Cenozoic deposits. The composition of the sediment accumulation have been highly specific and surprisingly of the same type at the enormous areas. The tectonic structure of the greater part of continental margins of the West Africa permits to attribute their to epiplatform orogenic belt margins. Existence of the passive margins two systems long depressions inside and external on the early stages of passage zones from continent to ocean attributes the deep water hydrocarbon fields to the external depressions with more younger filling sediments, representing submarine fan of rives and rock-slide fronts with progradation deposits (turbidites, debris flow and etc.). Role of the source-rocks in the region played clayey series of late Cretaceous and middle Paleocene so-called “black clayey”. Analysis of the 200 hydrocarbon fields mainly petroleum, discovered at the last 10–15 years in this region, revealing a clear tendency of the layering of these fields in producing belt of the oil-pays, extending in the limit of the sea depth from 400 to 3000 m at the continental slope and probably 4000 m at the continental rise. Moreover all discovered fields are evaluated by reserves as big to giant. Remarkable also that the boundary of the inland including shelf and coastal plain there were discovered only numerous small and insignificant by reserves pays of oil and gas. Principal prospects of oil and gas bearing are connected with sediments of middle and lower parties of continental slope and probably adjoined areas of rise. In perspective the objects of drilling will be both post- salt and pre-salt sediments of the deep water fields.