

УДК 55 (1/9)

Особенности строения и нефтегазоносности осадочного бассейна Гвинейского залива

Дж.Дж. Экенма, А.З. Кабанов, Т.В. Карасева

Пермский государственный национальный исследовательский университет

614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: philipekenma@yahoo.com, vnuchka.buffonna@mail.ru,

tvkaras@psu.ru

(Статья поступила в редакцию 25 апреля 2021 г.)

Рассмотрены вопросы строения и развития нефтегазоносности в осадочном бассейне Гвинейского залива, расположенного в западных районах Африки и акватории Атлантического океана. Приведены особенности формирования бассейна, обеспечившие сложное строение и часто неоднозначность корреляции отложений. Выявлены факторы, приведшие к формированию основных залежей углеводородов в провинции Дельты реки Нигер и других регионах. Сделан вывод о необходимости продолжения геологоразведочных работ в бассейне в связи с повышенными перспективами нефтегазоносности.

Ключевые слова: *осадочный бассейн, протерозойский фундамент нефтегазоматеринские породы, коллекторы, ловушки, нефтегазоносность.*

DOI: 10.17072/psu.geol.21.2.173

Введение

Изучение осадочных бассейнов в последнее время является одной из важных задач геологии в связи с исчерпанием запасов углеводородов во многих регионах мира. В этом плане нефтяными компаниями разных стран, в том числе российскими, значительное внимание в последние десятилетия уделяется исследованию осадочного бассейна Гвинейского залива, одному из малоизученных бассейнов Африки. Бассейн относится к перикратонному типу и характеризуется сложным строением, что во многом связано с расположением его в большей степени в акватории (до 70–90%), чем в береговой части. Границы бассейна часто в акваториальной части проводятся условно. Несмотря на невысокую изученность, в бассейне уже открыт ряд месторождений углеводородов, что свидетельствует об актуальности его изучения для оценки перспектив нефтегазоносности и дальнейшего развития геологоразведочных работ.

Об истории геологического развития осадочного бассейна Гвинейского залива

В формировании и развитии осадочного бассейна Гвинейского залива большинство авторов (Brownfield, Charpenter, 2006) выделяют три основных этапа. Первый этап

определяется образованием древней докембрийско-триасовой платформы с юрско-меловыми осадочными отложениями. Второй этап характеризуется проявлением рифтогенеза в разное время: от раннемелового до позднеальбского. В пострифтовый этап, в основном в сеноманско-голоценовое время, появились значительные несогласия и выклинивания в разрезе. Фундамент бассейна Гвинейского залива сложен в основном гранитами, гнейсами, кристаллическими сланцами, разбит системами субмеридиональных и субширотных сбросов, по которым он ступенчато и часто резко погружается в сторону Атлантического океана (Fairhead, 1988). Осадочные отложения трансгрессивно залегают на базальных породах, составляя от 2–3 до 5–7 и более км. Из-за низкой изученности трассирование отложений во многих районах в значительной степени затруднено. Собственно Гвинейский залив сформировался в целом до проявления рифтогенеза в период от позднеюрского до раннемелового времени при распаде Африканского, Северо-Американского и Южно-Американского палеоконтинентов, при этом в заливе много островов вулканического происхождения, которые появились в период рифтогенеза (MacGregor, Robinson, 2003, Beglinger, Doust, 2012).

Геологические особенности и нефтегазоносность бассейна Гвинейского залива

Осадочный бассейн Гвинейского залива располагается в прибрежных районах таких стран, как Кот-д'Ивуар, Гана, Того, Бенин и Нигерия (рис. 1).

Кот-д'Ивуар находится на севере Гвинейского залива в пределах трансформной окраины с очень древним фундаментом, частью Западно-Африканского кратона. Осадочные комплексы представлены от девонских до третичных отложений и в большей степени развиты в заливе, чем на побережье.

Нефтяная промышленность Кот-д'Ивуара страны ведет историю с 1953 г. Нефтяное

месторождение Абиджан было открыто только в 1974 г. В 2008 г. было открыто еще одно Юбилейное месторождение с промышленными запасами нефти. (Morrison, Burges 2000).

Единичные попытки бурения скважин в относительно глубоководной части шельфа при глубине моря более 1600 м, в том числе и ОАО «Лукойл» (скважины Capitaine East-1X, Buffalo-1X, Dzata-2A, Independance-2A) не дали результатов, кроме отдельных нефтегазопроявлений (Карасева, 2015). В настоящее время добыча составляет не более 1,7 млн т нефти. Абиджанский бассейн считается основным нефтегазоносным бассейном в стране.

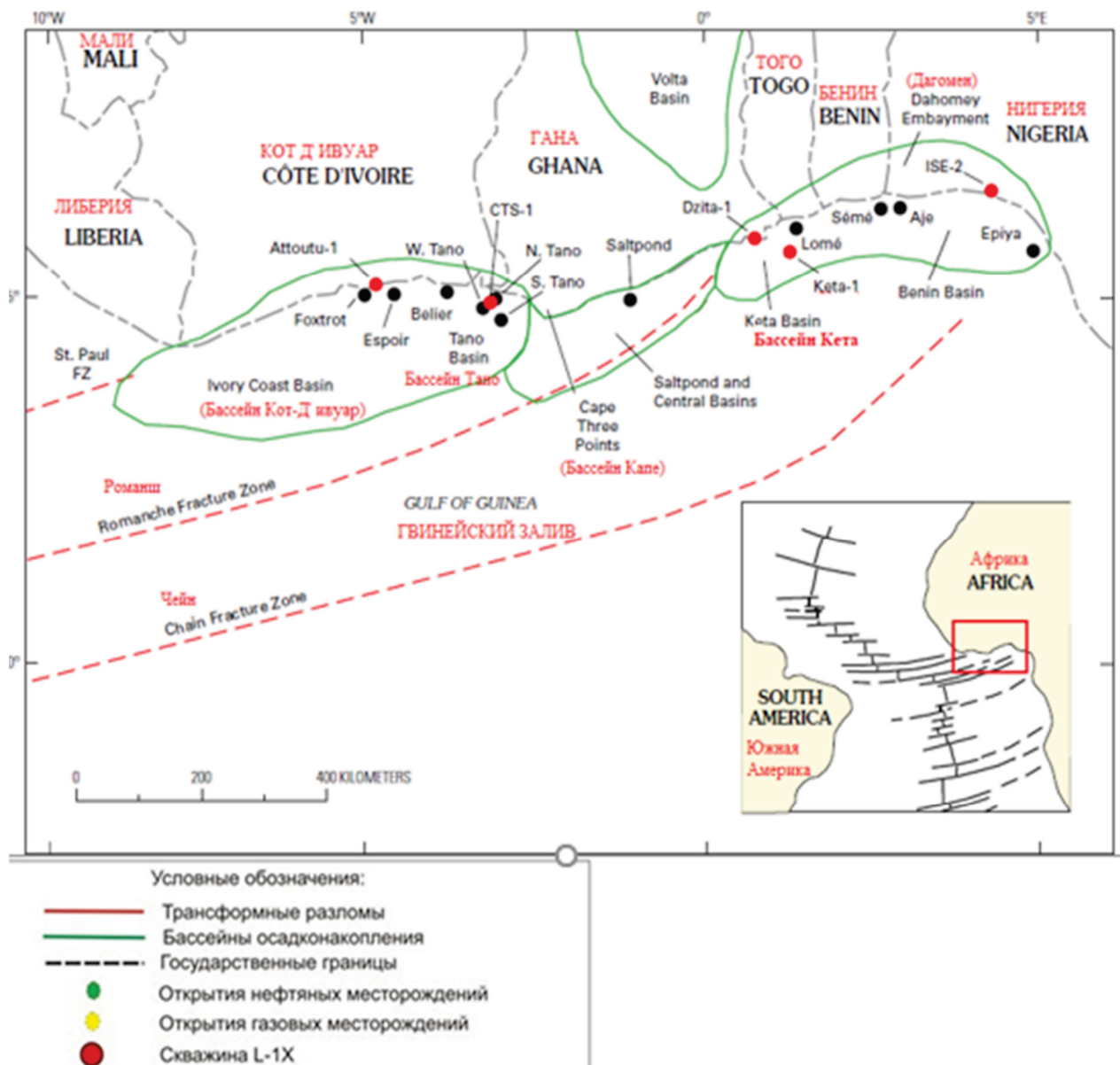


Рис. 1. Структура и нефтегазоносность бассейна Гвинейского залива, Западная Африка (Fairhead, 1988)

Нефтегазоматеринские глинистые и сланцевые породы выявлены в альбских и сеноман-туронских отложениях. Коллекторы состоят в основном из мелового песчаника с высокой средней пористостью, до 25%. Флюидоупоры представлены большей частью сланцами. Основные ловушки углеводородов связаны с грабенами и разломами (Morrison, Burgess, 2000). В конце 2021 г. появились сообщения (без подробностей от официальных лиц) об открытии крупного месторождения нефти в стране. Скорее всего, речь идет о глубоководной части шельфа.

На территории Ганы фундамент также сложен в основном докембрийскими породами, которые во многих районах выходят на поверхность (Brownfield, Charpentier, 2006). Шельф представляет собой окраинный морской бассейн, выполненный палеозой-мезозой-кайнозойскими породами.

Первоначальные работы по поиску и разведке нефти начались еще в 1896 г., в основном в юго-западном регионе. Первое нефтяное месторождение было открыто в 1970 г. В целом, нефтегазоносность установлена только в палеозойских прибрежных отложениях, где открыт ряд небольших месторождений, самое значительное из них – Бонсу. Прогнозные запасы нефти в прибрежном районе оцениваются до 100 млн т. (Morrison, Burgess, 2000). В последнее время появились работы (Ампиров, Гареева, 2019), касающиеся развития в Гане трудноизвлекаемых (ТРИЗ) залежей углеводородов в сланцевых коллекторах. По данным испытаний одной из скважин месторождения L, в условиях аномально высоких давлений из пласта ранне-среднеальбского возраста получены притоки: легкой нефти из нижней части и газоконденсата из верхней части пласта.

Следует отметить, что это была первая попытка в районе бассейна Гвинейского залива выявить сланцевую нефть. В то же время широкое развитие сланцевых пород в молодых отложениях во многих регионах бассейна, особенно в акваториальной части, указывает на возможность дальнейших открытий таких нетрадиционных залежей.

В центральной и южной частях государства Того фундамент представлен гнейсами и гранитными породами протерозойского

возраста. В северной части страны фундамент в основном сложен неопротерозойскими метаморфическими породами и палеопротерозойскими гранитами. При этом в прибрежной части выявлены меловые и кайнозойские осадочные породы, которые образуют осадочные бассейны с незначительной мощностью и площадью. Скважины, пробуренные в мелководной зоне на нефть и газ, не дали пока положительных результатов (Extractive Industries, 2017).

В районе Бенина, который неширокой полосой располагается между Нигерией и Того, при докембрийском фундаменте в осадочном чехле отложения представлены в основном карбонатно-терригенными отложениями мелового и голоценового возраста относительно небольшой мощности (Kaki, Nicaise, 2012). Проведенные в небольшом объеме геологоразведочные работы показали значительное количество нефте- и битумопроявлений в прибрежной зоне, открыто одно месторождение Селе с промышленными запасами нефти.

В пределах бассейна Гвинейского залива по мере продвижения от Ганы к Бенину и далее к Нигерии (рис. 2) наблюдается существенное увеличение мощности осадочных отложений, которые в районе Нигерии, где выделяется провинция Дельты реки Нигер, образуют крупный бассейн. Установлено, что провинция образовалась на месте рифтовой системы, связанной со вскрытием Южной Атлантики, которое началось в позднеюрское время и продолжилось в меловой период. Сама дельта начала развиваться в основном в эоценовую эпоху, накапливая отложения, которые теперь составляют значительную мощность (Brownfield, Charpentier, 2006). Общая площадь Дельты реки Нигер составляет около 75 000 км² с мощностью обломочного наносного заполнения до 10–12 тыс. м в акваториальной части (Stacher, 1995). В настоящее время это наиболее изученный по геологическому строению и нефтегазоносности регион бассейна Гвинейского залива. Важную роль в структуре провинции имеет крупный южный желоб Бенуэ, который появился в результате разделения Африки и Южной Америки в раннемеловое время (Hooper, Fitzsimmons, 2002).

В Нигерии выпоты нефти на поверхности наблюдались из меловых пород еще в начале 20 века, долгое время разведочные работы велись безуспешно. В настоящее время в Африке Нигерия находится на первом месте по добыче нефти и газа. Месторождения в расположены как на суше, так и в акватории Гвинейского залива, на расстоянии 10–20 км от берега при глубине моря от 8 до 20 м. Нефтегазоматеринские породы большинство

исследователей (Michele, Ronald, 1999) выделяют в формациях Аката и Агбада (рис. 3), кероген в которых в основном II и III типов, что означает возможность генерации как нефти, так и газа. В то же время некоторые ученые (Stacher, 1995) предполагали, что формация Агбада является единственной значительной материнской породой благодаря своему объему и присутствию морских сланцевых фаций.

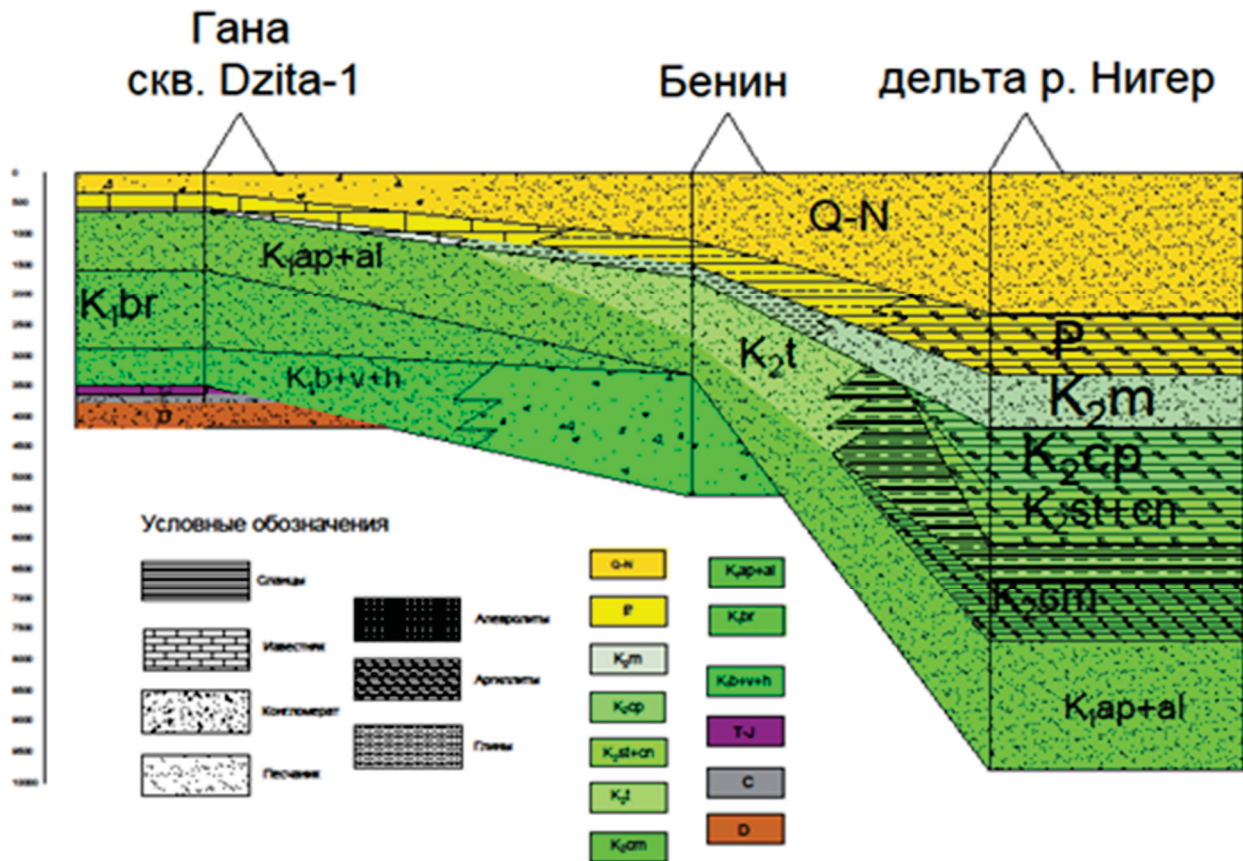


Рис. 2. Геологический профиль прибрежной части нефтегазоносного бассейна Гвинейского залива

По данным определения отражательной способности витринита (R^0 более 1,1%) (Michele, Ronald, 1999), только формация Аката могла вступать в главные зоны нефте- и газообразования и генерировать нефть, а также газ и газоконденсат, выявленные в больших количествах в залежах. В пределах формации Агбада сланцевые толщи в нижней части могли генерировать только тяжелую нефть (R^0 менее 0,6–0,7%) в небольшом количестве, также встреченную в регионе. Представляет интерес тот факт, что нефть характеризуется широким диапазоном плотности: 0,959–0,780 г/см³, при этом 56%

нефти Нигерии имеет плотность 0,876–0,825 г/см³. Газ мог генерироваться только в формации Аката. Он в основном высокого качества, с низкими концентрациями CO₂, меркаптанов и азота. С другой стороны, именно формация Агбада находилась в благоприятном положении для аккумуляции углеводородов из формации Аката за счет вертикальной миграции углеводородов. При этом ее погружение в верхней части менее 1 км свидетельствует о возможности влияния гипергенных процессов окисления нефти, обеспечивающих повышение её плотности.

Основные коллекторы и структурные ловушки сосредоточены в формации Агбада, а стратиграфические ловушки были выявлены по окраинам дельты. Флюидоупоры представлены в основном сланцевыми пластами формации Агбада. Все это свидетельствует о существовании единой Аката-Агбада нефтя-

ной (нефтегазовой) системы в провинции Дельта реки Нигер. Обнаружение такой системы значительно способствует открытию новых месторождений, так как становятся ясны пути миграции углеводородов и как следствие зоны их аккумуляции (Карасева, 2009).

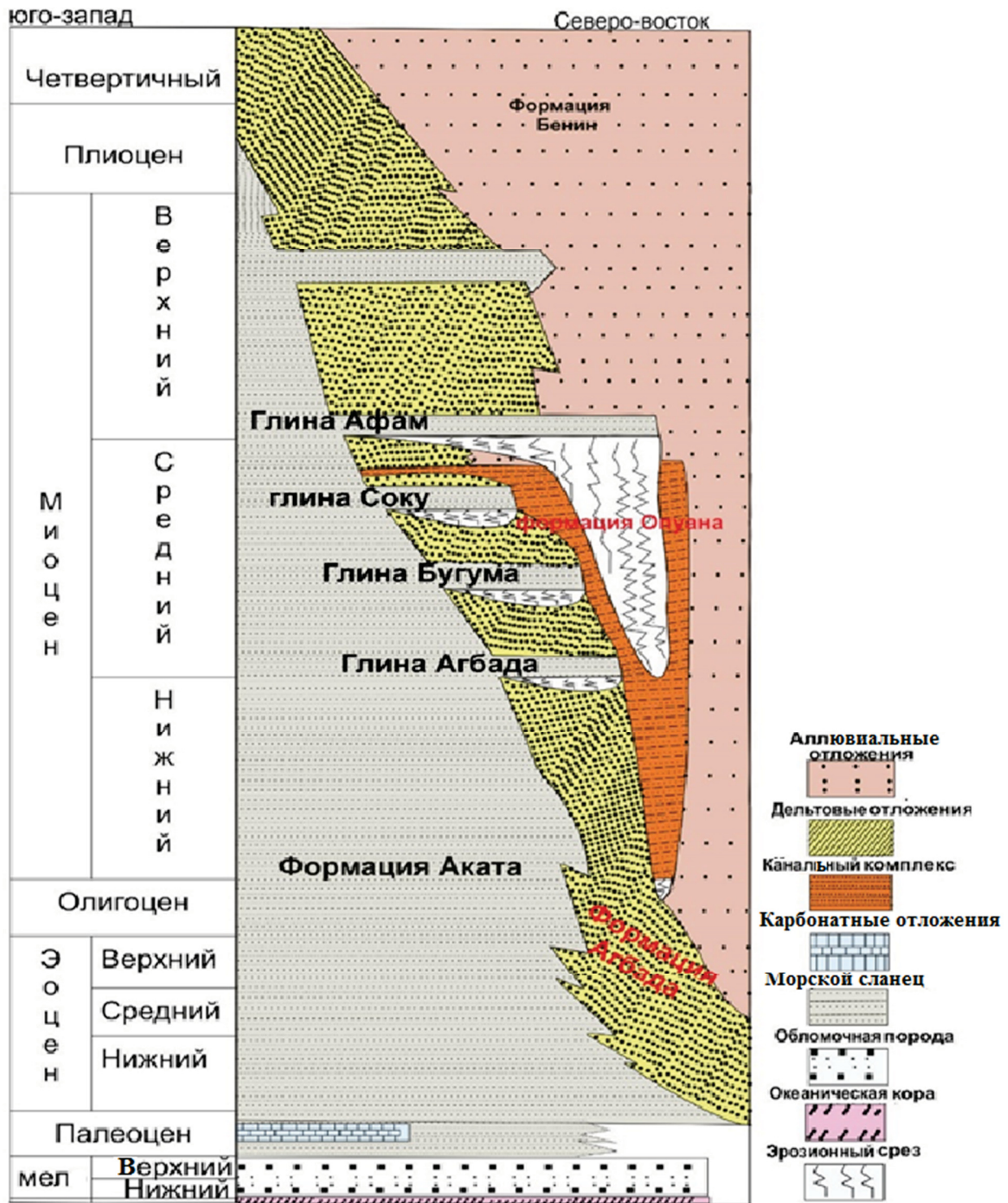


Рис. 3. Сводный разрез юго-восточной и северо-западной частей провинции дельты реки Нигер

В этом плане трассирование развития формации Аката в более глубоководной части бассейна будет способствовать открытию новых месторождений.

Заключение

Таким образом, особенности развития и строения осадочного бассейна Гвинейского залива способствовали формированию осадочных бассейнов разного возраста и масштаба. Нефтегазоносность установлена в отдельных прибрежных регионах Кот-д-Ивуар, Бенина и Нигерии. При этом нефтегазоматеринские породы могут быть выявлены в разновозрастных отложениях, например, в Кот-д-Ивуар в альбских и сеноман-туронских, а в дельте реки Нигер в миоценовых отложениях. Наибольшие ресурсы углеводородов выявлены в зоне развития провинции Дельты реки Нигер, где уже в прибрежной зоне сформировался крупный бассейн со значительной мощностью осадочного чехла. Наиболее благоприятное расположение материнских пород, коллекторов и ловушек способствовало развитию месторождений нефти и газа.

Современное положение большинства выявленных месторождений углеводородов бассейна Гвинейского залива приурочено в основном к его прибрежной и мелководной части. В то же время сохраняются высокие перспективы нефтегазоносности в глубоководной части бассейна, где предполагается развитие более мощных осадочных бассейнов. Кроме того, широкое распространение сланцевых толщ в ряде регионов бассейна Гвинейского залива указывает на возможность открытия нетрадиционных залежей сланцевых формаций.

Библиографический список

Ампилов Ю.П., Гареева Л.Ф., Горбачев С.Д. ТриЗЫ Гвинейского залива/ «Neftegaz.RU», № 7, Июль 2019. С. 27–37.

Карасева Т.В. Современные представления о формировании залежей нефти и газа// Вестник Пермского университета. Геология. 2009. № 11. С. 95–102.

Карасева Т.В. Комплексный геолого-геохимический анализ керна и пластовых УВ по поисковым скважинам, включая биомаркерный анализ (Кот д' Ивуар)/ Отчет о научно-исследовательской работе, ПГНИУ, 2015. 145 с.

Beglinger S.E., Doust H., Cloetingh S. Relating petroleum system and play development to basin evolution: West African South Atlantic basins// Marine and Petroleum Geology, 2012, 30(1). P. 1–25.

Brownfield M.E., Charpentier R.R. Geology and total petroleum systems of the Gulf of Guinea Province of west Africa // US Geol. Survey Bull. 2207, 2006. 32 p.

Extractive Industries Transparency Initiative in Togo /EITI Report December 8/8, Multistakeholder steering group, 2017. 155 p.

Fairhead J.D. Mesozoic plate tectonic reconstructions of the central South Atlantic Ocean: The role of the West and Central African rift system// Tectonophysics, 1988, 155. P. 181–191.

Hooper R.J., Fitzsimmons R.J. The role of deformation in controlling depositional patterns in the south-central Niger Delta, West Africa// Journal of Structural Geology, 2002, 24(4). P. 847–859.

Kaki Ch., Nicaise Y. Geology and Petroleum Systems of the Offshore Benin Basin (Benin)// Oil & Gas Science and Technology – Revue de l., March 2012. P. 363–381. DOI: 10.2516/ogst/2012038

MacGregor D., Robinson J., Spear G. Play fairways of the Gulf of Guinea transform margin// Geological Society of London Special Publications, 2003. P. 190–207.

Michele L.W., Ronald R. Charpentier, Michael E. Brownfield. The Niger Delta petroleum system: Niger Delta province, Nigeria, Cameroon, and Equatorial Guinea, // Open-File Report 99-50-H, 1999. 37 p.

Morrison J., Burgess C., Cornford C. Hydrocarbon system of the Abidjan margin, Côte d'Ivoire. Offshore West Africa//Fourth Annual Conference, Abidjan, Pennwell Publishing, Tulsa, Oklahoma, March 2000. P. 23–27.

Stacher P. Present understanding of the Niger Delta hydrocarbon habitat/ Oti, M.N., and Postma, G., eds., Geology of Deltas: Rotterdam, A.A. Balkema, 1995. P. 257–260.

Features of the Structure and Oil and Gas Content of the Guinea Gulf Sedimentary Basin

J.J. Ekenma, A.Z. Kabanov, T.V. Karaseva

Perm State National Research University 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia
philipekenma@yahoo.com; vnuchka.buffonna@mail.ru; tvkaras@psu.ru

The article deals with the issues of the structure and development of the oil and gas content in the Guinea Gulf sedimentary basin located in the western regions of Africa and the Atlantic Ocean. The features of the basin formations are given, which provided a complex structure and often ambiguous correlation of deposits. The factors that led to the development of the main hydrocarbon deposits in the province of the Niger Delta and other regions are identified. It is concluded that it is necessary to continue exploration work in the basin due to the increased prospects for oil and gas potential.

Keywords: *sedimentary basin, Proterozoic basement, oil and gas mother rocks, reservoirs, traps, oil and gas potential.*

References

- Ampilov U.P., Gareeva L.F., Gorbachev S.D.* 2019. TrISy Gvineyskogo zaliva [TRISES of the Guinea Gulf]. *Neftegaz.RU*, 7:27–37. (in Russian)
- Karaseva T.V.* 2009. Sovremennye predstavleniya o formirovani zalezhey nefti i gaza [Modern ideas of oil and gas deposits formation]. *Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya*. 11:95–102. (in Russian)
- Karaseva T.V.* 2015. Kompleksnyy geologo-geokhimicheskiy analiz kerna i plastovykh UV po poiskovym skvazhinam, vklyuchaya biomarkernyy analiz (Kot d'Ivuar) [Comprehensive geological and geochemical analysis of core and HC reservoirs from exploratory wells including biomarker analysis (Cote d'Ivoire)]. Report. Perm State University, p. 145. (in Russian)
- Beglinger S.E., Doust H., Cloetingh S.* 2012. Relating petroleum system and play development to basin evolution: West African South Atlantic basins. *Marine and Petroleum Geology*. 30(1):1–25.
- Brownfield M.E., Charpentier R.R.* 2006. Geology and total petroleum systems of the Gulf of Guinea Province of west Africa. *US Geol. Survey Bull.* 2207, p. 32.
- Extractive Industries Transparency Initiative in Togo.* EITI Report. December 8/8, Multistakeholder steering group, 2017, p. 155.
- Fairhead J.D.* 1988. Mesozoic plate tectonic reconstructions of the central South Atlantic Ocean: The role of the West and Central African rift system. *Tectonophysics*, 155:181–191.
- Hooper R.J., Fitzsimmons R.J.* 2002. The role of deformation in controlling depositional patterns in the south-central Niger Delta, West Africa. *Journal of Structural Geology*. 24(4):847–859.
- Kaki Ch., Nicaise Y.* 2012. Geology and Petroleum Systems of the Offshore Benin Basin (Benin). *In: Oil & Gas Science and Technology – Revue de l. March*, pp.363-381. doi:10.2516/ogst/2012038
- MacGregor D., Robinson J., Spear G.* 2003. Play fairways of the Gulf of Guinea transform margin. *In: Geological Society of London Special Publications*, 2003, pp. 190–207.
- Michele L.W., Ronald R.Charpentier, Michael E.Brownfield.* 1999. The Niger Delta petroleum system: Niger Delta province, Nigeria, Cameroon, and Equatorial Guinea, Africa. *Open-File Report 99-50-H*, p. 37.
- Morrison J., Burgess C., Cornford C.* 2000. Hydrocarbon system of the Abidjan margin, Côte d'Ivoire. Offshore West Africa. *In: Fourth Annual Conference, Abidjan, Pennwell Publishing, Tulsa, Oklahoma, March 2000*, pp. 23–27.
- Stacher P.* 1995. Present understanding of the Niger Delta hydrocarbon habitat. *In: Geology of Deltas*. Eds. Oti M.N., Postma G. Balkema AA, Rotterdam, pp. 257–260.