

УДК 551.242.24

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ОКРАИНЫ МОЗАМБИКА

© 2024 г. А. Забанбарк*, Л. И. Лобковский**

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

** e-mail: azaban@ocean.ru*

*** e-mail: llobkovsky@ocean.ru*

Поступила в редакцию 26.12.2022 г.

После доработки 04.02.2023 г.

Принята к публикации 27.03.2023 г.

Крупнейшие бассейны на континентальной окраине Мозамбика — Мозамбикский и Ровума, на пассивной континентальной окраине, сформировавшейся при образовании Восточно-Африканской рифтовой системы в триасе и имеющей сложную тектоническую историю. Хотя первые газовые месторождения, расположенные на юго-востоке Мозамбика у побережья Индийского океана, были найдены еще в 60-х годах прошлого века, однако только в 2010 г. с открытием множества крупных месторождений газа на северо-востоке страны, в глубоководных районах Индийского океана, в бассейне Ровума, Мозамбик обрел новый статус — крупного углеводородного игрока в мире. Более 20 месторождений, открытых за последнее время, находятся в глубоководных регионах, на континентальном склоне Индийского океана, на разных глубинах от 468 м до 2610 м. Примечательно, что, чем глубже захоронены под толщей воды одновозрастные залежи, тем больше у них объем запасов углеводородов. Подобная тенденция может помочь при целенаправленных поисково-разведочных работах на нефть и газ. Перспективными с точки зрения открытия залежей жидких углеводородов являются территории в канале Мадагаскара за возвышенностью Дэви и глубоководные районы на склонах континентальной окраины Мозамбика.

Ключевые слова: континентальная окраина, газ, месторождение, бассейн, склон, регион, залежь, запас, перспектива, углеводород

DOI: 10.31857/S0030157424030135, **EDN:** QVTOXX

ВВЕДЕНИЕ

Открытия крупных глубоководных газовых месторождений в Индийском океане в водах Мозамбика и Танзании превратили Восточно-Африканскую континентальную окраину в один из самых интересных регионов исследований в наше время.

Около 2/3 территории Мозамбика сложены изверженными и метаморфическими породами архейского и протерозойского возрастов. На остальной части, на юге долины Замбези и вдоль побережья Индийского океана, на северо-востоке страны, представлены фанерозойские отложения.

Крупнейшими бассейнами на континентальной окраине Мозамбика являются Мозамбикский и Ровума. В пределах Мозамбикского бассейна выделяются суббассейны: Ангош на севере и Дельта Замбези в центральной части (рис. 1). Мозамбикский бассейн занимает центральную

и южную части прибрежной равнины Мозамбика, простираясь на континентальный шельф и склон. Бассейн имеет площадь в 500 тыс. км², из которых 275 тыс. км² — на суше, а 225 тыс. км² — в акватории до изобаты 2000 м. Он образует крупную асимметричную впадину, наклоненную в восточном направлении. Сводный осадочный чехол состоит из палеозойских, мезозойских и кайнозойских отложений мощностью более 10 км [16]. Эта толща покоится на фундаменте, представленном изверженными и метаморфическими кристаллическими породами архейско-протерозойского возраста (рис. 2).

Суббассейн Дельты Замбези охватывает эту дельту целиком. Река Замбези расположена в центральной части бассейна Мозамбик, в дельтовой части представляет собой приливо-отливную реку как дельты рек Ориноко и Нила. Осадочный чехол суббассейна, состоящий из мезозойских и кайнозойских отложений, составляет

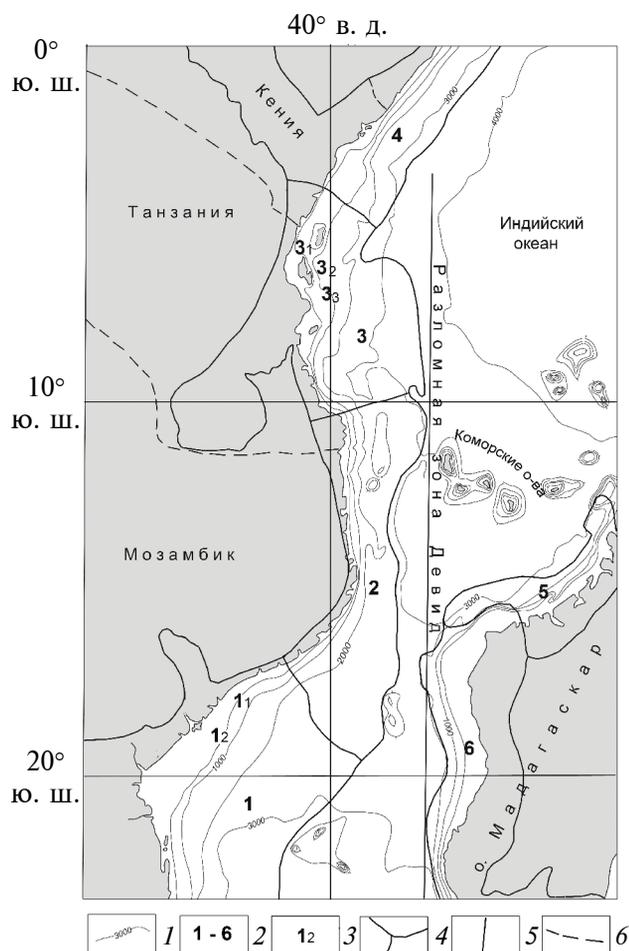


Рис. 1. Схематическая карта размещения осадочных бассейнов и суббассейнов на континентальной окраине Юго-Восточной Африки (с использованием материалов [5, 7, 12, 24, 25]). 1 – Изобаты; 2 – названия осадочных бассейнов на континентальной окраине: 1 – Мозамбикский, 2 – Ровума, 3 – Танзанийский, 4 – Ламу, 5 – Маджунга, 6 – Морандова; 3 – названия суббассейнов на континентальной окраине: 1₁ – Ангош, 1₂ – Замбези, 3₁ – Руву, 3₂ – Мафия, 3₃ – Мандава; 4 – граница бассейнов; 5 – зона разлома; 6 – государственные границы.

более 5.5 км. В осадочном разрезе отмечены три крупных несогласия: в кровле альбских отложений, на границе мела и кайнозоя и в основании олигоцена [22]. Суббассейн находится в стадии

исследования, часть которого сдана под концессию. В суббассейне пробурено несколько скважин (табл. 1) и установлено, что нижнемеловые сланцы формации Домо (Валанжин) обогащены органикой и являются прекрасными материнскими породами [2, 13]. Отмечается также, что в различных частях суббассейна зрелость материнских пород не однозначна, она колеблется от полной зрелости до незрелости. Генерация нефти происходила в позднеюрских и раннемеловых материнских породах, далее нефть мигрирует в средне- и верхнемеловые коллектора, где ее сохранность зависит от качества покрышек.

Помимо отложений формации Домо в осадочном разрезе выделяются в качестве материнских пород еще сланцы формации Нижняя Груджа (верхний мел–палеоцен) – осадки, содержащие органический материал, с преобладанием газосодержащих пород. Эти отложения, вероятно, образовались в лагунных условиях в верхнемеловое время [6]. Сланцы формации Шерингома (эоцен–олигоцен), также как формации Груджа, вероятно, могут быть материнскими породами в акватории, по аналогии с сушей [11, 16]. Исследования суббассейна выявили и несколько потенциальных коллекторов. В разрезе Кару – это юрские терригенные и карбонатные отложения. Потенциально нижнемеловые отложения формации Мапуто и Нижнее Домо, которые представлены морскими образованиями с пористостью 17 и 21% [7], тоже могут быть коллекторами. Палеоценовые коллектора формации Груджа представлены глубоководными фэновыми и карбонатными отложениями с пористостью от 15 до 30%. Эти отложения простираются на огромной площади в суббассейне Дельты Замбези. В целом суббассейн Дельты Замбези считается высокоперспективным для поисков углеводородов, хотя в настоящее время пока никаких залежей там не обнаружено.

Суббассейн Ангош также мало исследован, как и суббассейн Дельты Замбези. В этом суббассейне скважины не бурились, но были проведены большие сейсмические работы, данные которых

Таблица 1. Скважины в центральной части акватории бассейна Мозамбик [13]

Название скважины	Год бурения	Возраст материнской породы	Глубина залегания материнской породы, м	Характер материнской породы
Немо-IX	1969	Ниж. мел, Домо	3419–3512	Сланцы
Замбези-1	1970		–	
Замбези-3	1971		–	
Софала-1	1970		2950–3300	
Софала-2	2000		–	
Сенгала-1	2000		–	

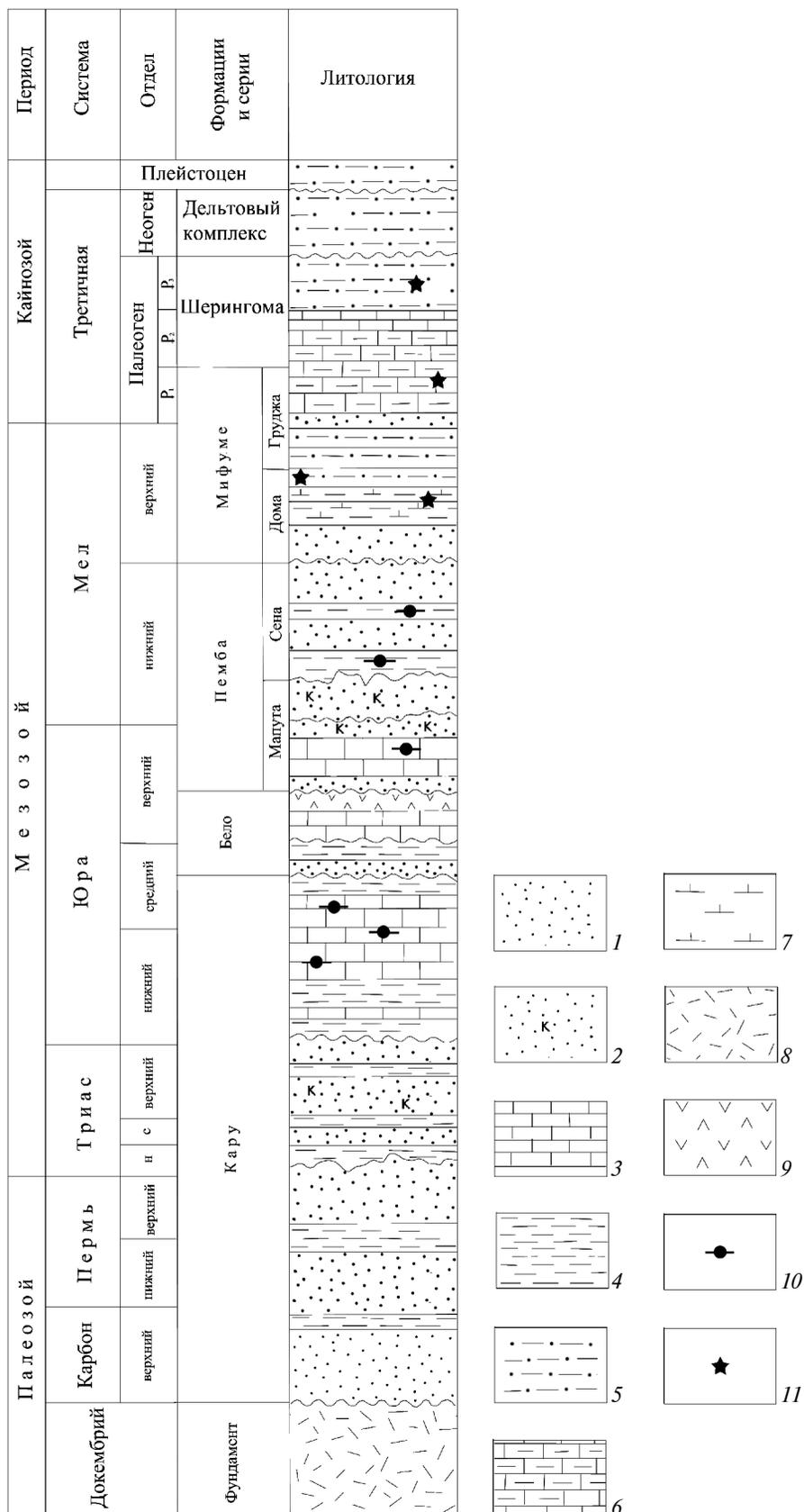


Рис. 2. Схематический сводный стратиграфический разрез Мозамбикской окраины с использованием материалов [3, 6, 10, 14]. 1 – песок, 2 – песок и конгломерат, 3 – известняк, 4 – глина, 5 – песок глинистый, 6 – известковая глина, 7 – мергель, 8 – фундамент, 9 – магматические породы, 10 – газоматеринские породы, 11 – газовые залежи.

часто коррелируются с данными по соседним площадям. Суббассейн Ангош расположен между бассейном Ровума на севере и суббассейном Дельты Замбези на юге. Суббассейн имеет форму удлиненного ущелья. Осадочная толща состоит из мезозойских и кайнозойских отложений мощностью 5 км и более, залегающих на докембрийском фундаменте [12]. В средней юре, в период отложений потенциальных материнских пород в этом регионе, здесь отмечены осадки озерного и лагунного типа.

В меловое время, до туронского несогласия, начался этап разрушений субдукционной зоны, разделяющей океаническую кору на востоке от протяженной континентальной коры на западе. В неогене суббассейн находился под влиянием Восточно-Африканской рифтовой системы, подвергался интенсивному сейсмическому воздействию, в результате произошло смещение подводных отложений и образование оползней и обвалов [12].

На площади более 15 тыс. км² проведены 3D сейсмические работы. Исследование территории проводится как на шельфе, так и на континентальном склоне. Судя по сейсмическим исследованиям, геологические предпосылки суббассейна на формирование углеводородов налицо, хотя уверенных доказательств нет. В настоящее время часть акватории сдана в концессию на поиски углеводородов.

Бассейн Ровума расположен на северо-востоке Мозамбика и является частью расширенного восточноафриканского пограничного бассейна, который включает в себя также части прибрежных равнин и континентальных окраин Танзании и Кении (рис. 1). Бассейн характеризуется как пассивная континентальная окраина со сложной тектонической историей. В результате образования Восточно-Африканской рифтовой системы в триасе, бассейн был подвергнут рифтогенезу и инверсии в период от раннеюрского до мелового времени [17, 20, 23]. Фундамент впадины сложен кристаллическими и метаморфическими породами докембрийского возраста. Осадочное заполнение представлено терригенными отложениями Кару, морскими и лагунными юрскими образованиями, морскими и дельтовыми породами мелового и кайнозойского возрастов, общей мощностью около 10 км в центральной части бассейна. К западу мощность уменьшается, как бы выклинивается, и отложения нижнего мела залегают непосредственно на кровле фундамента и представлены конгломератами и кварц-полевошпатовыми песчаниками. Верхний мел пред-

ставлен глубоководными отложениями: мергелями, аргиллитами и значительным количеством гипсов [9, 23], это указывает, что в верхнемеловое время бассейн погружался медленно. В олигоцене и миоцене скорость погружения осадков увеличивается, это связано с процессом Восточно-Африканского рифтогенеза, активно происходящего в этот период. В целом кайнозойский период представлен сланцами и песчаниками. Четвертичные отложения небольшой мощности.

История формирования осадочных бассейнов восточноафриканской континентальной окраины в пределах Мозамбика изучена на основе современной концепции распада Гондваны и дрейфа Мадагаскара относительно Африки. Бассейны имеют сложную структуру, что обусловлено несколькими фазами рифтогенеза с различными направлениями растяжения. Эволюция этих осадочных бассейнов на континентальной окраине региона происходит в три стадии [25, 26]. Первая стадия развития — дорифтовая — связана с каменноугольно-триасовой преимущественно терригенной седиментацией, которая происходила на северо-востоке и юго-западе внутри континентальной системы Кару, с накоплением осадков от речных, озерных до дельтовых. Вторая стадия была инициирована распадом суперматерика Гондваны, происходившим в юрское время. Юра характеризуется усилением тектогенеза, обусловленного внутриконтинентальным рифтогенезом и связанным с ним образованием грабенов. В это время, в южном направлении от Восточной Африки отделяется остров Мадагаскар. С середины юры и до раннего мела вдоль восточного побережья Африки и западного побережья Мадагаскара образуется пассивная континентальная окраина. Отложения этого периода представлены осадками переходной зоны от континента к океану с относительно мелководными морскими образованиями. Третья стадия наблюдается после окончательного спрединга морского дна между Мадагаскаром и Восточной Африкой, когда в позднем мелу начинается отделение Индии от Мадагаскара. Все это время вдоль побережья всей Восточной Африки развивалась пассивная окраина, с озерными и морскими обогащенными органикой материнскими породами, возраст которых от триаса до средней юры и кайнозоя [15]. Меловые и юрские песчаники являются регионально доказанными коллекторами [18], а кайнозойские дельтовые песчаники или известняки являются только локально доказанными коллекторами. Пермско-триасовые песчаники группы Кару и юрские песчаники или известняки

рассматриваются как потенциальные коллектора. Меловые глинистые и сланцевые отложения представлены как региональные флюидоупоры, а юрские эвапориты, если они присутствуют, могут быть локальными и очень эффективными покрышками.

Основное различие между осадочным разрезом бассейнов Мозамбик и Ровума связано с изменением условий осадконакопления в период распада Гондваны в юре и раннем мелу, когда происходил дрейф Мадагаскара и распространение морского дна, и морской бассейн постепенно расширялся на юг между восточноафриканской окраиной и Мадагаскаром. Начиная с позднего мела, условия осадконакопления в обоих бассейнах становятся сходными.

Первые найденные газовые месторождения (Панде, Темане, Бузио) расположены на юго-востоке Мозамбика у побережья Индийского океана и были открыты еще в 60-х годах прошлого века [1] (рис. 3, табл. 2). Однако разработка этих месторождений никак не повлияли на экономическую ситуацию в стране. Более того, газ внутри страны не использовался, он по трубопроводу напрямую уходил в Южно-Африканскую Республику, Йоханнесбург. Только в 2010 г. с открытием множества крупных месторождений газа на северо-востоке страны, в глубоководных районах Индийского океана, в бассейне Ровума (рис. 3), запасы которых составляют около 8 трлн м³, т. е. больше чем Штокманское месторождение в Баренцевом море, оцененное в 3.6 трлн м³, и месторождение Тролл в Норвежском море (1.4 трлн м³), Мозамбик обрел новый статус – крупного углеводородного игрока в мире.

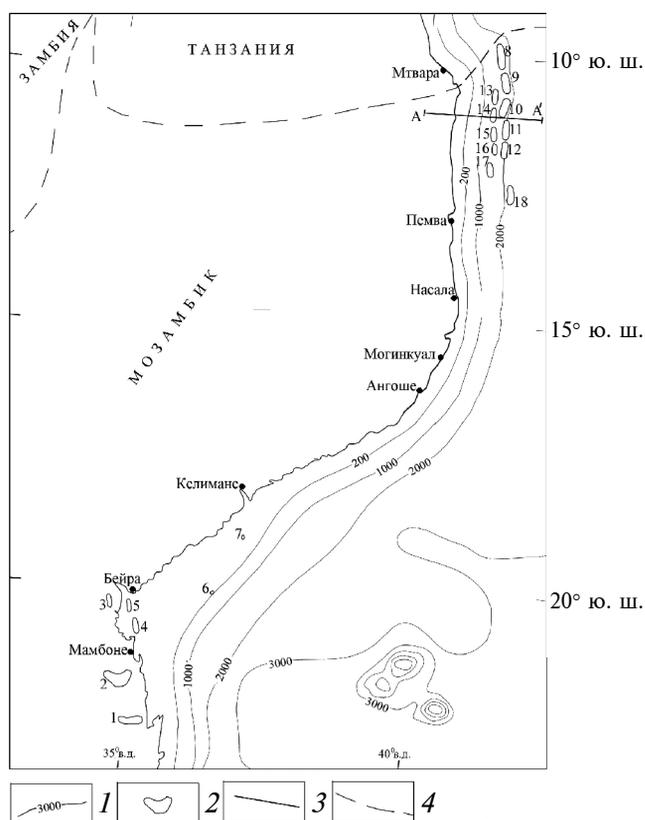


Рис. 3. Схематическая карта нефтегазоносности Мозамбикской континентальной окраины, с использованием материалов [4, 8, 9, 14, 19, 21]. 1 – изобаты, 2 – месторождения газа, 3 – линия профиля, 4 – государственные границы. Цифрами на карте отмечены месторождения: 1 – Темане, 2 – Панде, 3 – Бузио, 4 – Немо, 5 – Софала, 6 – Замбези 3, 7 – Замбези 1, 8 – Гольфино, 9 – Атум, 10 – Мамба С, 11 – Мамба С-В, 12 – Мамба Ю, 13 – Баркетине, 14 – Винджоммер, 15 – Камарао, 16 – Лагоста, 17 – Тубарао, 18 – Корал.

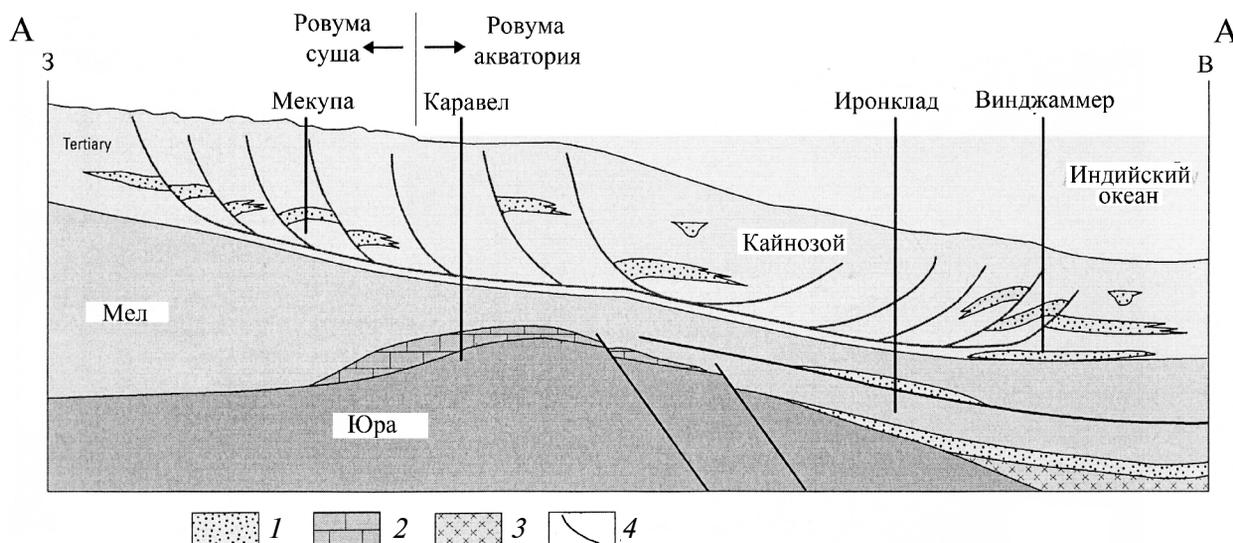


Рис. 4. Схематический профильный разрез А-А' через бассейн Ровума [3]. Положение профиля показано на рис. 3. 1 – Песчаник, 2 – известняк, 3 – фундамент, 4 – разломы.

Таблица 2. Характеристика некоторых месторождений газа на окраинах Мозамбика

№ п/п	Название месторождения	Год открытия	Глубина моря, м	Возраст продукт. горизонт	Глубина залегания залежи, м, коллектор	Характер флюида	Запасы	
							Газ, млрд м ³	Конденсата, нефти, млн т
1	Мамба С	2011–2012	1690	Верх. мел	1800–4500, Песчаник	Газ/конденсат	420	21.7
2	Мамба Ю		1571–1918	Эоцен		Газ		
3	Мамба С–В		1838–2012	Эоцен–палеоцен		Газ		
4	Атум	2012	986–1449	Олигоцен	Песчаник	Газ/конденсат	280–840	3.9
5	Лагоста	2010	1404–1543	Эоцен	Песчаник	Газ/конденсат	254.4	4.4
6	Баркентине	2010	1421–1651	Олигоцен–палеоцен	Песчаник	Газ/конденсат	420–840	4.9
7	Тубарао	2011	852–1357	Эоцен	Песчаник	Газ/конденсат	280	0.6
9	Винджаммер	2009	1465	Олигоцен–палеоцен	4200 и глубже, Песчаник	Газ/конденсат	105	1.8
10	Годьфинхо	2012	720–1295	Олигоцен	Песчаник	Газ/конденсат	518	3.9
11	Камарао	2011	1442	Верх. эоцен	Песчаник	Газ/конденсат	80	1.6
12	Панде	1961	побережье	Палеоцен Верх. мел	Песчаник	Газ/нефть	73–154	–
13	Темане	1967	побережье	Палеоцен Верх. мел	Песчаник	Газ/конденсат	50	–
14	Корал	2012	1926–2237	Эоцен Палеоцен	Песчаник	Газ/конденсат	112–450	4.1
15	Агулха	2013	2492–2610	Палеоцен Верх. мел	Песчаник	Газ/конденсат	141–198	5.8
16	Просперидале	2010	1500–1750	Олигоцен эоцен	Песчаник	Газ	476–840	–
17	Бузио	1962	1532	Альб–апт	Песчаник	Газ/нефть		
18	Коллие	2010	1519	Палеоцен	Песчаник	Неф./Газ		
19	Эспадарте	2010	468	Эоцен–палеоцен	Песчаник	Газ/конденсат	201	3.4
20	Окра	2013	707–1132	Палеоцен–мел	Песчаник	Газ/конденсат	90.6	1.6
21	Баракуда		1533	Эоцен	Песчаник	Газ		
22	Кашалот		656–692	Верх. юра	Песчаник	Газ		
23	Айронклад		1042	Мел	Песчаник	Нефть		
24	Лингуадо		2134	Миоцен	Песчаник	Газ		
25	Манта		797	Мел	Песчаник	Газ		
26	Оурико де мар		944–945	Мел	Песчаник	Газ		
27	Инхисоро	2003						

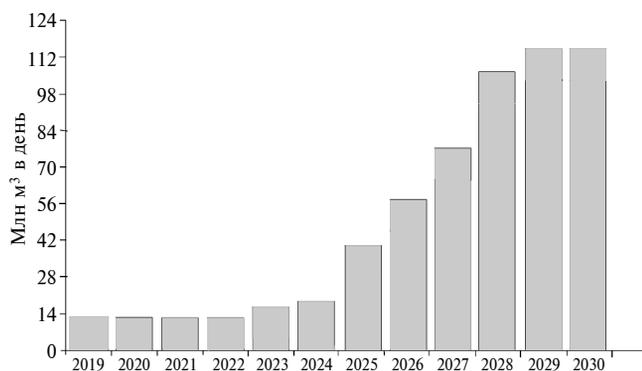


Рис. 5. Добыча газа в Мозамбике 2019–2030 гг. [24].

Материнскими породами повсеместно в Мозамбике считаются альб-сеноманские морские сланцы, коллекторами являются песчаники верхнего мела формации нижнего Домо и нижнего Груджа, палеоцен и олигоцен представлены фэновыми отложениями и комплексом дельты Замбези. Флюидоупорами являются трансгрессивные морские глинистые сланцы формации Груджа. Залежи встречаются как структурные, так и стратиграфические. Они отчетливо видны на схематическом профиле (рис. 4). Перспективы газоносности Мозамбика очень велики и из графика (рис. 5) видно, что если в 2022 г. дневная добыча газа составила около 15 млн м³, то к 2030 г. суточный дебит газа достигнет 115–120 млн м³. Мозамбик становится десятым среди крупных поставщиков угля и двадцатым среди разработчиков натурального газа в мире.

Анализируя более 20 месторождений, открытых за последнее время на континентальной окраине Мозамбика, выявлено, что все они находятся в глубоководных регионах, то есть на континентальном склоне в бассейне Ровума, расположены на разных глубинах от 468 м до 2610 м акватории Индийского океана. Например, месторождение Эспадарте на глубине 468 м представляет собой залежь газа в песчаных коллекторах эоцен-палеоценового возраста, объем запасов газа в ней составляет 201 млрд м³, конденсата – 3.4 млн т. Месторождение Мамба С–В этого же возраста находится на глубине 2012 м, объем запасов газа составляет 2.1 трлн м³, конденсата – 21.7 млн т. Примечательно, что, чем глубже захоронены под толщей воды одновозрастные залежи, тем больше у них объем углеводородного запаса. Выявленная тенденция может помочь при целенаправленных поисково-разведочных работах на нефть и газ в данном регионе. Возможно, причина подобного явления в том, что чем больше глубина, тем сильнее растет механическое уплотнение глинисто-сланцевых

покрышек залежей и увеличивается пористость коллекторов.

Продолжаются широкомасштабные геолого-разведочные работы на континентальной окраине Мозамбика, которые подтверждают, что в Мозамбике потенциально могут быть найдены не только газовые скопления, но и жидкие углеводороды. Их вероятное местонахождение – в канале Мадагаскара за возвышенностью Дэви и в глубоководных частях, на склонах континентальной окраины Мозамбика.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Abdula I., Salman G.* Geology, potential of Pande gas field, Mozambique basin // *Oil and Gas J.* 1995. V. 93. № 43. P. 102–106.
2. *But A., Gould K.* 3D source-rock modelling in frontier basins: a case study from the Zambezi Delta // *Petroleum geology.* 2018. V. 24. P. 277–286.
3. *Brownfield M.E.* Assessment of undiscovered oil and gas resources of the Mozambique coastal province, East Africa. Reston, Virginia: US Geological survey, 2016. 12 p.
4. *Cameron N., Rego M.* Underexplored African source rocks // *Exploration Africa.* 2020. V. 17. № 7.
5. *Catuneanu O., Wopfner H., Eriksson P.G. et al.* The Karoo basins of South-Central Africa // *Jour. African Earth Sciences.* 2005. № 43. P. 211–253.
6. *Coster P.W., Lawrence S.R., Fortes G.* Mozambique a new geological framework for hydrocarbon exploration // *Petroleum Geology.* 1989. V. 12. № 2. P. 205–230.
7. *Davidson I., Steel I.* Geology and hydrocarbon potential of the East African continental margin: a review // *Petroleum Geoscience.* 2018. V. 24. № 1. P. 57–91
8. Development plan decided for offshore Mozambique // *Oil and Gas J.* 2015. V. 113. P. 9–10.
9. *Francis M., Milne G., Kornpihl K. et al.* Petroleum systems of the deepwater Mozambique basin // *First break.* 2017. V. 35. № 6. P. 59–64.
10. *Intawong A., Hargreaves Ph., Hodgson N. et al.* Exploration returning offshore Mozambique with prospect of oil in emerging plays // *Offshore.* 2019. Jan. 2.
11. *Kihle R.* Recent surveys outline new potential for offshore Mozambique // *Oil and Gas J.* 1983. V. 81. P. 125–134.
12. *Mahanjane E., Franke D., Lutz R. et al.* Maturity and petroleum systems modelling in the offshore Zambezi Delta depression and Angoche basin, northern Mozambique // *Jour. Petrol. Geology.* 2014. V. 37. № 4. P. 329–348.
13. Mozambique fourth license round. INP. Technical data. 2014. Nov. 27 p.
14. Mozambique approves Carol discovery development // *Oil and Gas J.* 2016. V. 114. March 7. P. 10.
15. *Mussa F., Flores D., Rebeiro J. et al.* Characterization of organic matter from a stratigraphic sequence intercepted by the Nemo-IX well, Mozambique: Potential

- for hydrocarbon generation // Energy exploration and exploitation. 2018. V. 36. № 5. P. 1157–1171.
16. *Nairnet A., Lerche I., Iliffe J.* Geology, basin analysis, and hydrocarbon potential of Mozambique and the Mozambique Channel // Earth Science reviews. 1991. V. 30. P. 81–123.
 17. *Nhabanga O., Ringrose Ph.* Assessment of mudstone compaction in exploration wells in the Rovuma basin, offshore Mozambique // Heliyon. 2019. V. 5. 9 p.
 18. *Nhabanga O., Ringrose Ph.* Use of rock-physics analysis of well logs to determine compaction history of Cretaceous shales in the Rovuma basin, offshore Mozambique // Geophysical prospecting. 2021. V. 69. № 1. P. 1–13.
 19. Overview of the petroleum sector in Mozambique. AAPG prospect and property. London: 2019. 31 p.
 20. *Pan X., Zhang G., Chen J.* The construction of shale rock physical model of brittleness predictions for high porosity of shale gas-bearing reservoir // Petroleum science. 2020. V. 17. № 3. P. 658–670.
 21. *Petzet A.* Deepwater, land discoveries high-grade East African margin // Oil and Gas J. 2012. V. 110. № 4. P. 70–74.
 22. *Salazar M., Baker D., Francis M. et al.* Frontier exploration offshore the Zambezi Delta, Mozambique // First break. 2013. V. 31. № 6.
 23. *Salman G., Abdula I.* Development of the Mozambique and Rovuma basins, offshore Mozambique // Sedimentary Geology. 1995. V. 96. № 1–2. P. 7–41.
 24. *Smith Ch.E.* Africa, North America, Russia lead 2019 LNG plant investment plans // Oil and Gas J. 2019. V. 117. № 8. P. 56–57.
 25. *Wen Zh., Wang Zh., Song Ch. et al.* Structural architecture differences and petroleum exploration of passive continental margin basins in east Africa // Petroleum exploration development. 2015. V. 42(5). P. 733–744.
 26. *Zhang G., Wen Z., Wang Z. et al.* Passive continental margin basin evolution and giant gas discoveries in offshore East Africa // AAPG International Conference and Exhibition. Istanbul, Turkey. 2014. September 14–17. Poster.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND PROSPECTS OF OIL AND GAS BEARING OF MOZAMBIQUE CONTINENTAL MARGIN

A. Zabanbark*, L. I. Lobkovsky**

Shirshov Institute of Oceanology RAS, Moscow, Russia

* e-mail: azaban@ocean.ru

** e-mail: llobkovsky@ocean.ru

The principal basins at the Mozambique continental margin are the Mozambique and Rovuma basins, on the passive continental margin with complex tectonic history, following after East African rifting system in the Triassic. Although the first gas fields situated at south-east of Mozambique, at the coastal zone of the Indian Ocean, are appeared yet in 60-teen years of the last century, however only in 2010 with discoveries a number of large gas fields at the north-east of the country, in the deep water of the Indian Ocean, in the Rovuma basin, Mozambique found a new state – big hydrocarbon player in the World. More than 20 gas fields discovered at the last time are located in the deep water regions, on the continental slope of the Indian Ocean at different depths from 468 m till 2610 m. It is noteworthy that the pays of the same age the deeper they are buried under the water column, the greater their volume of hydrocarbon reserves. Similar tendency may help in case of targeted exploration for oil and gas. The prospects of liquid hydrocarbon discoveries are possible in the Madagascar channel behind the Davie upland and in deep water parts at the slopes of the Mozambique continental margin.

Keywords: continental margin, gas, field, basin, slope, region, pay, reserve, prospect, hydrocarbon