

УДК 553.98

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КОНТИНЕНТАЛЬНОЙ ОКРАИНЫ ТАНЗАНИИ

© 2025 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 28.05.2024 г.

После доработки 24.06.2024 г.

Принята к публикации 03.10.2024 г.

На континентальной окраине Танзании выделяются два крупных осадочных бассейна — Танзанийский и Ровума. В пределах Танзанийского бассейна выделяются с севера на юг вдоль прибрежной полосы следующие 6 суббассейнов: Танга, Пемба—Занзибар, Латам, Руфиджи, Мафия и Мандава. Большая часть Танзании располагается на Восточно-Африканском плоскогорье. Осадочный чехол бассейна представлен фанерозойскими отложениями мощностью от 7–10 км на архейском фундаменте. Бассейн Ровума состоит из двух блоков: Мтвара и Линди. Бассейн характеризуется как пассивная континентальная окраина со сложной тектонической историей, он является основным газоносным бассейном страны. Формирование газовых скоплений на юго-восточной континентальной окраине Африки связано с распространением комплекса Кару, датированным пермско-триасовым возрастом. Анализ более 25 открытых газовых месторождений на континентальной окраине Танзании приводит к заключению, что все открытые газовые месторождения в лицензионных блоках тяготеют преимущественно к западной стороне блоков. Крупные скопления газа отмечаются в глубоководных районах на склоне. Более того, открытия крупных газовых месторождений сделаны на юге Танзании. По мере продвижения на север количество и запасы открытых газовых месторождений уменьшаются, а на севере скопления газа не найдены, зато отмечаются скопления нефти.

Ключевые слова: континентальная окраина, склон, глубоководный район, нефть, газ, бассейн, месторождение, тектоника

DOI: 10.31857/S0030157425030111, **EDN:** GWYGJJ

Открытие глубоководных газовых месторождений в Индийском океане превратили Восточно-Африканскую окраину в одно из мест на планете, где активно ведут поисково-разведочные работы на нефть и газ. Одной из бурно развивающихся стран на Восточно-Африканской континентальной окраине, перспективных с точки зрения углеводородных скоплений, является Танзания.

Танзания занимает площадь в 945 067 км², имеет береговую линию протяженностью 1424 км. Осадочные бассейны, расположенные как на суше, так и в прибрежной части Индийского океана на востоке Танзании, занимают площадь 543 000 км². На континентальной окраине Танзании выделяются два крупных осадочных бассейна — Танзанийский и Ровума (рис. 1).

Большая часть Танзании располагается на Восточно-Африканском плоскогорье. Стратиграфический разрез побережья Танзании представлен на основании геофизических данных и по данным небольшого числа пробуренных разведочных скважин и некоторых глубоких стратиграфических скважин. Осадочный чехол бассейна представлен фанерозойскими отложениями мощностью от 7–10 км (рис. 2). Самые древние докембрийские породы в Танзанийском бассейне относятся к архею [31]. Отложения Кару, датированные пермью и триасом и нижней юрой, представлены терригенными образованиями из песчаников, глинистых сланцев [1]. Более поздние отложения “постКару” представлены полностью морскими образованиями, характеризующимися несогласиями с граничащими осадками. В разре-

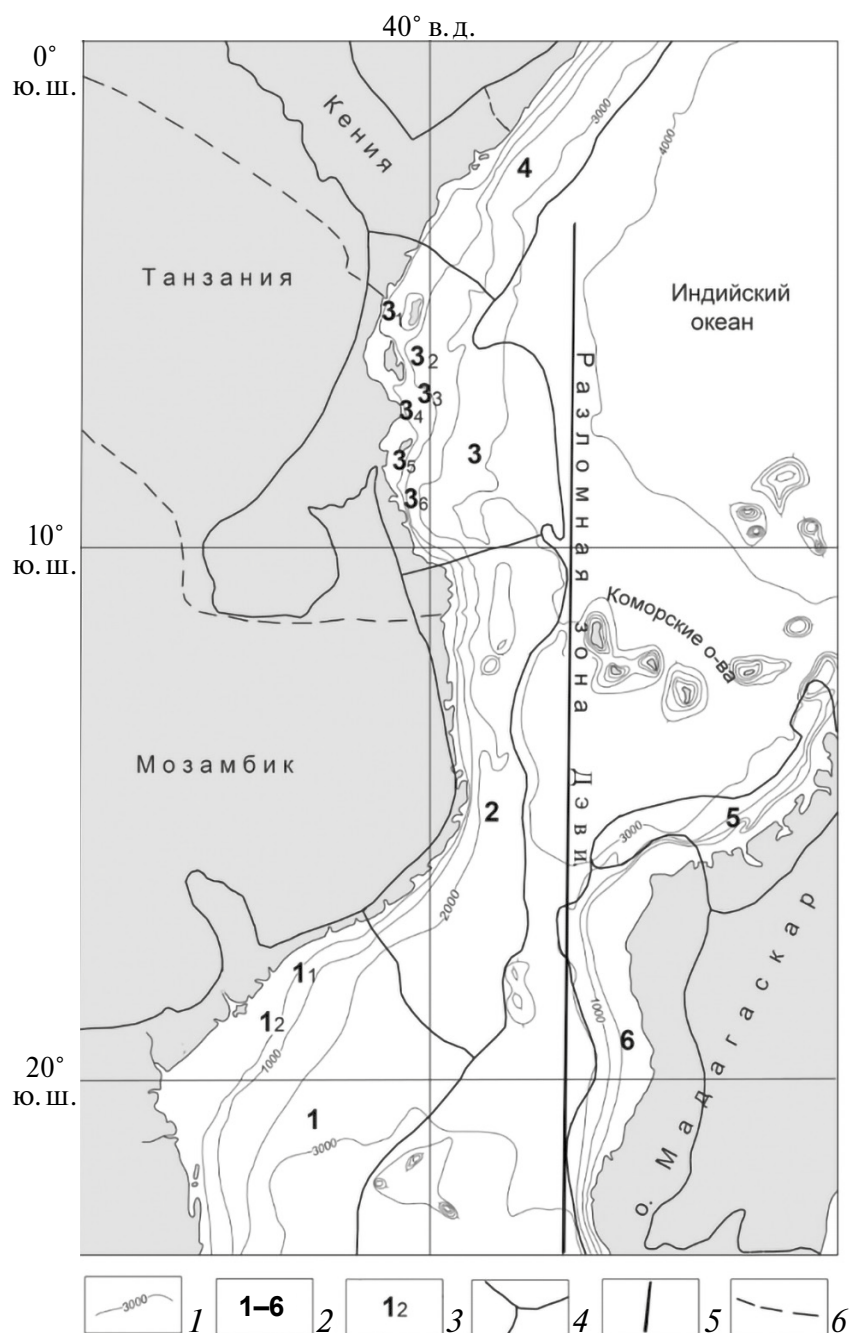


Рис. 1. Схематическая карта размещения осадочных бассейнов и суббассейнов на континентальной окраине Юго-Восточной Африки (с использованием материалов [5, 9–10, 12, 31]): 1 – изобаты; 2 – осадочные бассейны на континентальной окраине: 1 – Мозамбикский; 2 – Ровума; 3 – Танзанийский, 4 – Ламу, 5 – Маджунга, 6 – Морондава; 3 – суббассейны на континентальной окраине: 1₁ – Ангош, 1₂ – Замбези, 3₁ – Танга, 3₂ – Пемба–Занзибар, 3₃ – Лагам, 3₄ – Руфиджи, 3₅ – Мафия, 3₆ – Мандава; 4 – граница бассейнов; 5 – разломная зона; 6 – граница государств.

зе установлено семь крупных несогласий: в основаниях плиоцена, миоцена, среднего эоцена, палеоцена, верхнего мела и средней юры (см. рис. 2). Несогласия образовались в процессе распада суперконтинента Гондваны, с которым связана тектоника Танзанийского бассейна, как и осталь-

ных бассейнов на Восточно-Африканской окраине, в позднепалеозойское и раннемезозойское время. Тектоническое строение этих осадочных бассейнов во многом определялось развитием Восточно-Африканской рифтовой системы. Геологическое развитие Танзанийского бассейна

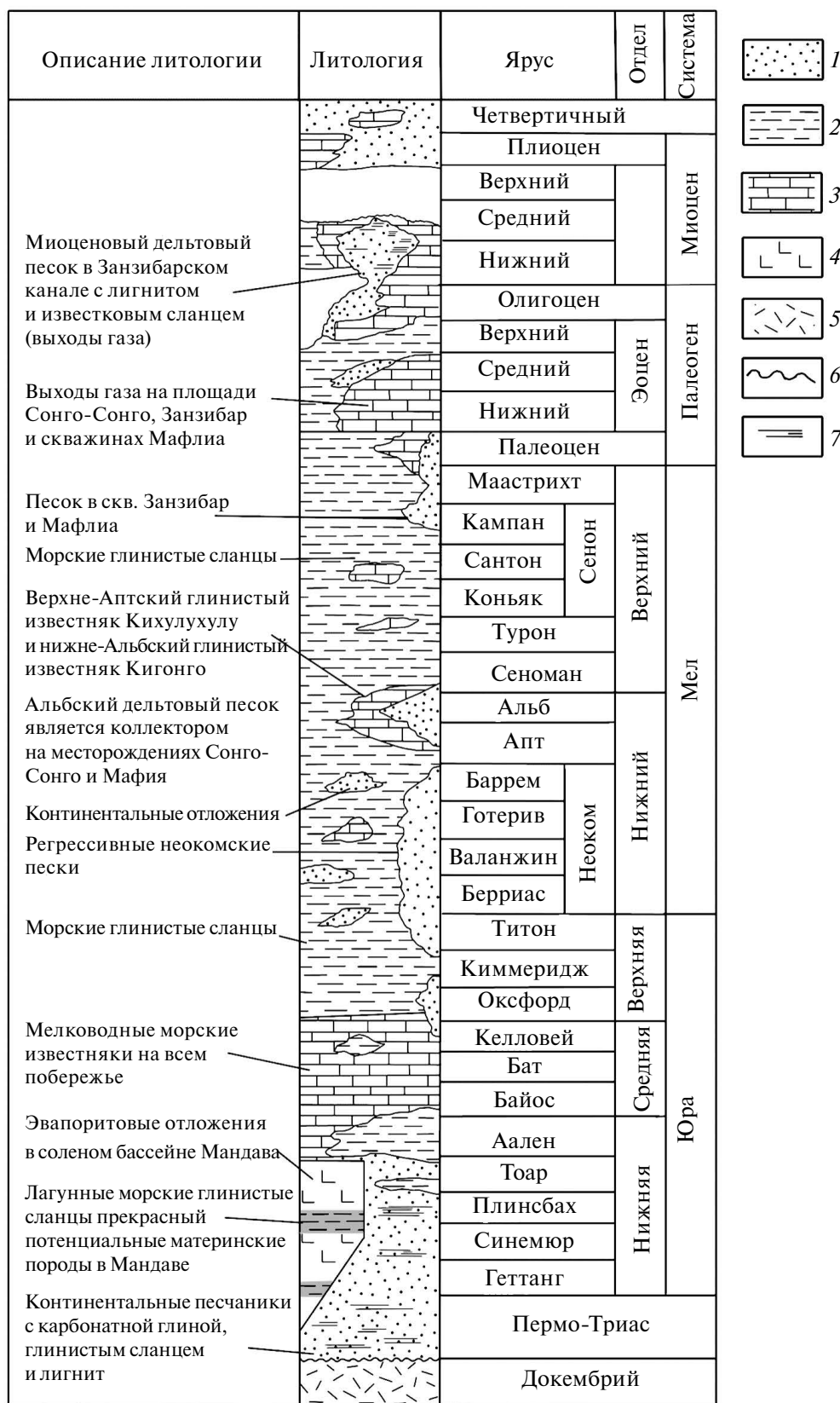


Рис. 2. Схематический сводный стратиграфический разрез континентальной окраины Танзании (с использованием материалов [4, 10, 20]): 1 – песчаники; 2 – глинистые сланцы; 3 – известняк; 4 – соль; 5 – докембрийский фундамент; 6 – несогласия; 7 – известковые сланцы и лигнит.

проходило в три этапа [29]. Первый дорифтовый этап эволюции начался в пермско-триасовое время внутри континентальной системы Кару с накоплением осадков от речных, озерных, дельтовых до лагунных морских глинистых сланцев. Второй основной этап был инициирован распадом Гондванского суперматерика, проходившим в средней юре-раннем мелу. В результате рифтогенеза от Восточной Африки в южном направлении отделился остров Мадагаскар и образовалась пассивная континентальная окраина вдоль восточного побережья Африки и западного побережья Мадагаскара. Этот процесс включал образование серии крупных структур грабенов и полуграбенов. Начавшееся осадконакопление в средней юре продолжалось до палеогена. В это время отлагались морские обломочные, карбонатные и галогенные породы [4]. Третий этап — это пострифтовая фаза развития пассивной континентальной окраины с озерными и морскими органически обогащенными породами возрастом от триаса до средней юры и палеогена.

Фанерозойский разрез Танзанийской континентальной окраины содержит целый ряд отложений, которые могут быть материнскими. От перми до триаса они представлены речными и озерными образованиями, обогащенными керогеном ТI и ТIII, содержащими от 1 до 6.7% органического углерода. От триаса до нижней юры содержание общего органического углерода составляет 1.23–7.16%. В ранней и средней юре содержание ТI–ТIII керогена в материнских породах достигает до 8.7% органического углерода. В меловых и палеогеновых отложениях содержание ТII и ТIII керогена составляет 7.4% общего органического углерода [4, 11]. В разрезе от перми до миоцена широко распространены коллекторы. Пермско-триасовые песчаники группы Кару и юрские песчаники или известняки рассматриваются как потенциальные коллекторы. Меловые и юрские песчаники представляют собой региональные коллекторы, в то время как миоцен-палеогеновые дельтовые песчаники или известняки являются локально доказанными коллекторами. Меловые глинистые и сланцевые отложения представлены как региональные флюидоупоры, а юрские эвапориты, если они присутствуют, могут быть локальными покрышками. Дельтовая проградация осадков рек Ровума и Руфиджи началась в олигоцене и продолжается по сей день. В этих дельтах в настоящее время открыты крупные газовые месторождения.

В пределах *Танзанийского бассейна* выделяются с севера на юг вдоль прибрежной полосы следующие 6 суббассейнов: Танга, Пемба–Занзибар, Ла-там, Руфиджи, Мафия и Мандава.

Суббассейн Танга — это прибрежный суббассейн, который расположен на северо-востоке Танзании, охватывает морскую часть у побережья региона Танга площадью 26 808 км² (см. рис. 1). Развитие суббассейна Танга явилось результатом нескольких тектонических событий, кульминацией которых стал распад суперконтинента Гондвана. Эти тектонические события привели к расчленению суббассейна на несколько структурных элементов, включая четвертичные разломы и грабены [3]. Осадочный чехол суббассейна Танга состоит из мезозойских и кайнозойских отложений мощностью около 7 км. Образовавшиеся глубокие грабены заполнялись мощными плейстоценовыми и голоценовыми осадками, которые отлагались, когда скорость тектонических событий превышала скорость повышения уровня моря [12]. Отложения низменных участков образованы селевыми турбидитными потоками. Обломочные отложения имеют свойства нефтяных коллекторов, особенно там, где присутствуют черные сланцы Кару, которые могут выступать в качестве потенциальных флюидоупоров. Несмотря на ряд проведенных исследований, включая 2D-сейсмику, бурение скважины Рас Машуиси Норс 1, расположенной вблизи самого южного края суббассейна, прошедшей от четвертичных осадков до отложений позднего мела, разрез морского суббассейна Танга, в целом, еще слабо изучен, а его нефтяной потенциал недостаточно подтвержден.

Прибрежный суббассейн *Пемба–Занзибар* расположен в северной части континентальной окраины Танзании, занимает площадь в 14 062 км² (см. рис. 1). На севере граничит с Кенией, на юге протягивается до города Дар-эс-Салам. Суббассейн целиком находится в акватории Индийского океана. В пределах суббассейна находится ряд островов, самые крупные из них — Пемба и Занзибар. Острова сложены осадками мезозойского и кайнозойского возрастов, которые покоятся на возвышенных частях фундамента. Общая мощность осадочного чехла — порядка 5–7 км. Территория суббассейна Пемба–Занзибар исследовалась с перерывами с 1952 г. За это время были выполнены гравитационная и аэромагнитная съемки, сейсмика отраженных и преломленных волн, пробурены скважины на акватории вблизи суши и на островах: Машуиси-1, Тан Сан-1, Занзибар-1

и Мафлиа-1 [20, 21]. Признаки нефти встречаются на поверхности островов Пемба и Занзибар. Тем не менее все скважины были заброшены и запечатаны, поскольку нужных результатов не было достигнуто. Однако признаки нефти и газа были отмечены в каждой из них, что помогло подтвердить перспективы нефтегазоносности этого суббассейна. Дальнейшие работы по исследованию площади Пемба—Занзибар показали, что на этой территории развиты хорошие потенциальные коллекторы в триасе, средней юре, нижнем мелу, палеоцене, эоцене и олигоцене. Большинство коллекторов представлены песчаниками, хотя встречаются известняки в средней юре и эоцене. Все коллекторы перекрываются преимущественно толщей аргиллитов и сланцами, которые могут служить хорошими флюидоупорами. В суббассейне Пемба—Занзибар материнскими породами могут быть отложения средней юры, верхнего мела, палеогена и миоцена. Основными считаются глинистые сланцы средней юры, верхнего мела и эоцена. Самыми зрелыми из материнских пород считаются юрские глинистые сланцы, которые распространены в центральных и восточных частях этой площади. В настоящее время особое внимание привлекает антиклинальная структура, пересекающая акваториальную часть этих двух островов, протягивающаяся с севера на юг острова Пемба, и далее продолжается по северной части острова Занзибар [21]. С этой структурой связывают потенциальные скопления нефти на острове Пемба. Хотя необходимы новые сейсмические исследования для ее подтверждения.

Суббассейн *Латам* расположен между суббассейнами Руфиджи на юге и Пемба—Занзибар на севере (см. рис. 1). Остров Латам входит в состав архипелага Занзибар, занимает площадь в 3 км², находится на шельфе. Суббассейн достигает в морской части глубины 1250 м. Расположен в 90 км к северу от острова Сонго-Сонго. После открытий ряда месторождений, в первую очередь, газового месторождения Сонго-Сонго на одноименном острове в 1974 г., а также месторождений в акватории Индийского океана, остров Латам привлек к себе внимание нефтяников. В 2010 г. на острове провели 3D-сейсмику на шельфе и в 2011 г. пробурили первую разведочную скважину. Исследования после этого были прерваны.

Суббассейн *Руфиджи* — самый недооцененный и недостаточно исследованный суббассейн на континентальной окраине Танзании. Находится между суббассейнами Латам на севере и Мафия на юге. Простирается с востока на запад на при-

мерно 200 км, занимая площадь в 16 тыс. км², расположен как на суше, так и на акватории Индийского океана (см. рис. 1). Суббассейн представлен осадочной толщей в 10 км возрастом от перми до плиоцена [10, 18, 20].

На осадконакопление в этом суббассейне, подобно прибрежным бассейнам Восточно-Африканской континентальной окраины, повлияли тектонические события, начавшиеся в пермско-триасовое время, в период рифтогенеза, распада суперматерика Гондваны и в пострифтовый период. Суббассейн Руфиджи стал объектом углеводородных исследований с 1950 г. Разведкой суббассейна занималось множество зарубежных компаний, однако, результаты анализов данных исследований были неубедительными для масштабных поисково-разведочных работ. И только в 1974 г. на акватории суббассейна Руфиджи на острове Сонго-Сонго было открыто газовое месторождение Сонго-Сонго с запасами в 308 млрд м³. Позже, в 1980 г. в этом же суббассейне были пробурены скважины Вингайонго-1, Кисангири-1, Руанруке-1 и Лукулиро-1, но они оказались сухими. Надлежащих исследований в этих скважинах не было. В настоящее время открыто в этом суббассейне несколько газовых месторождений (Сонго-Сонго, Киливани Северное-1, Фанджове Северный-1, Вингайонго и др.) (табл. 1), с залежами в неокотских песчаных коллекторах, где продуктивная толща достигает 60 м и более [28]. Залежи на открытых месторождениях многопластовые. На месторождении Сонго-Сонго добыча газа началась в 2004 г. Газ добывается из песчаников нижнего мела на глубине 1830 м, общая глубина скважины 4306.3 м, что соответствует верхнеюрским сланцам. Вероятно, материнские породы являются отложениями ранней юры, имеющими морское происхождение. Перспективы углеводородных открытий в суббассейне Руфиджи достаточно хорошие, на что, в частности, указывают выразительные газовые сипы, обнаруженные на поверхности о. Сонго-Сонго и в других местах.

Глубоководный суббассейн *Мафия* расположен целиком в Индийском океане, протягивается от залива Мнази Бей на юге и до города Дар-эс-Салам на севере (см. рис. 1). Суббассейн занимает площадь в 75 тыс. км², граничит на севере с о. Мафия, на юге — с бассейном Ровума, а на востоке — с разломом Дэви. Глубина воды в суббассейне от 500 м до 3300 м в юго-восточной части. В пределах суббассейна имеется целый ряд островов, самый большой из них — одноименный о. Ма-

Таблица 1. Характеристика некоторых месторождений газа Танзании

Месторождение	Год открытия	Глубина моря, м	Возраст продукт. горизонта	Характер флюида	Запасы газа, млрд·м ³
Сонго-Сонго	1974	20	Н. мел	Газ / конд.	30.8
Мнази Бей	1981	—	Миоцен	Газ	187
Шева	2010	1315	В. мел	То же	
Пвеза	2010	1400	В. мел	»	47.6–126
Нгизи	2013	1356	То же	»	
Папа	2012	2186	»	»	14–56
Зафарани	2012	2400–2582	Н. мел	»	588–1700
Мзиа	2012	1620–1800	В. мел	»	131.6–168
Джодари	2012	—	То же	»	95.6–112
Шаза	2011	952	Третич.	»	—
Мкизи	2013	1301	То же	»	17
Тоашуи	2014	—	Н. мел	»	28
Киливани Сев.	2007	—	То же	»	14–56
Мсимбати	2005	—	Миоцен	»	—
Фанджове Сев.	2011	—	Н. мел	»	5.6
Мронге	2014	2500	Н. мел – Третич.	»	56–84
Джиджилиани	2014	2500	В. мел	»	33.6
Лавани	2012	2400–2580	Палеог. – Мел	»	840
Пири	2014	2360	Н. мел	»	56–84
Тангавизи	2013	2300	Третич.	»	112
Мдалазини	2015	2296	Мел	»	50.4
Мкуранга	2007	—	В. мел	»	—
Ниуни	2004	—	В. юра	Нефть / газ	—
Фанджове	2008	—	Н. мел	Газ	5.6
Нтория	2012	—	Мел	То же	—
Нгхл	—	—	—	»	—
Лика Вост.	1996	Берег	Юра	Нефть	—

фия, площадью в 435 км². Следующим значимым островом с точки зрения углеводородных скоплений является о. Ниуни. Суббассейн Мафия был исследован высокоразрешающей сейсмической съемкой в 1976 г. Осадочная толща по данным сейсмоки около 10 км, состоит из фанерозойских отложений. Развивался суббассейн между Танзанийской континентальной окраиной и зоной разлома Дэви. Структура суббассейна представлена преобладающими рельефными линеamentами, простирающимися по направлению север–

юг, которые соответствуют зонам разломов Дэви и Сиа Гап [6]. Вдоль разломных зон происходили инверсионные движения, с которыми связаны антиклинальные структуры и замыкание складок с крупными разломными линеamentами, что обеспечило множество потенциальных ловушек для углеводородов. Для изучения разреза осадочного чехла суббассейна были использованы сейсмические данные, данные прибрежных скважин, а также данные скважин проекта глубоководного бурения (DSDP) 241 и 242, хотя они расположены

в акватории Кении и Мозамбика в 400 и 500 км от суббассейна соответственно. После изучения всех этих данных стало возможно привязать напрямую все 7 несогласий в стратиграфическом разрезе, которые были упомянуты в сводном разрезе континентальной окраины Танзании (см. рис. 2). Отложения “постКару” представлены полностью морскими осадками, несогласия в разрезе образованы при распаде суперматерика Гондвана. В разрезе выделяется четыре формации потенциальных материнских пород: глинистые сланцы среднеэоценовые, верхнемеловые (маастрихт–кампан), среднеюрские, нижнеюрские (моложе формации Кару). Помимо названных формаций потенциальными материнскими породами могут быть нижнемеловые глинистые сланцы. Источником газа потенциально является сам каменный уголь, залегающий в отложениях Кару. Коллекторами в этом суббассейне являются нижнемеловые и олигоценовые мелководные морские и дельтовые песчаники. Кроме того, палеогеновые признаки нефти и газа обнаружены в скважинах прибрежных зон в турбидитовых песчаниках с пористостью до 28%. Потенциальными коллекторами могут быть также глубоководные нижнемеловые морские песчаники, среднеюрские известняки и песчаники формации Кару. На всей пассивной окраине Танзании отмечается преобладание глинистых сланцев и глинистых песков в качестве флюидоупоров. В Танзании, в основном, встречаются залежи многопластовые, разного типа: условно драпированные антиклинали, опрокинутые складки, стратиграфические, усеченные залежи в эродированных полуграбенах, стратиграфически выклинивающиеся залежи на окраинах суббассейна, тектонически экранированные и другие типы.

Прямые углеводородные индикаторы, такие как flat-spots, hot-spots и bright-spots [30], отчетливо показывают на сейсмических профилях горизонтальные отражатели на флангах драпированной антиклинали, контакт с флюидом, газогидратные залежи и т. д.

Остров Ниуни расположен в 30 км от берега и в 18 км северо-северо-восточнее газового месторождения Сонго-Сонго. Там пробурена скважина Ниуни-1 до глубины 3895 м, достигшая верхнеюрских отложений. Скважина установила наличие нефти и газа в отложениях верхней юры, подтверждая перспективность этого региона. В результате флуоресцентного анализа нефти и 3000 м разреза осадков неокома и верхней

юры было установлено, что нефть мигрировала из верхнеюрских материнских пород [30]. В целом суббассейн Мафия является высокоперспективным, но недостаточно исследованным суббассейном.

Суббассейн Мандава расположен в 250 км южнее Дар-эс-Салам, занимает площадь около 15 тыс. км², большая часть которой лежит на суше и только 6811 км² в пределах акватории (см. рис. 1). Этот суббассейн на севере соседствует с суббассейном Руфиджи, на юге – с бассейном Ровума, на западе граничит с обнаженным поднятием фундамента Масаси, а на востоке – с прибрежной акваторией Индийского океана. Общая мощность осадочного выполнения суббассейна Мандава около 5–7 км, однако, кровли фундамента достигли только 5 скважин: Мвио-1, Лика-1, Мита-1, Кизимбани-1 и Мандава-7 [28]. Кристаллические, метаморфические и изверженные породы докембрийского фундамента с несогласием перекрываются породами перми и триаса, образуя мощную толщу, состоящую из песчаников, речных и озерных образований, а также соляных отложений. Последние перекрываются несогласными осадочными отложениями верхнего триаса – нижней юры, состоящими из лагунных морских глинистых сланцев и эвапоритовых отложений. История тектонического развития суббассейна Мандава, как и всех бассейнов и суббассейнов Танзании, тесно связана с тектонической эволюцией самой Танзании. Тектоническая активность нижней юры привела к образованию ряда разломов и к галокинезу с образованием эвапоритовых отложений – галита и ангидрита. Эвапоритовая седиментация отмечена в морском краевом суббассейне в формациях Нондва и Мбио. Это событие в нижней юре сопровождалось трансгрессией и завершается накоплением соли в горизонте формации Михамбиа. В аптское время отмечается тектоническое событие, приводящее к активизации движения соли с образованием крупных разломов в надсолевых отложениях. Осадконакопление в соленосном суббассейне прекратилось в средне-меловое время (рис. 3). Известны различные соляные структуры аллохтонного и автохтонного происхождения, такие как соляные купола, солевые диапиры и др. [15]. Нижележащие осадки несогласно перекрываются морскими образованиями верхнего мела-палеогена, которые представлены песчаниками, сланцами и известняками. Выше с несогласием залегают неогеновые песчаники и сланцы. Далее

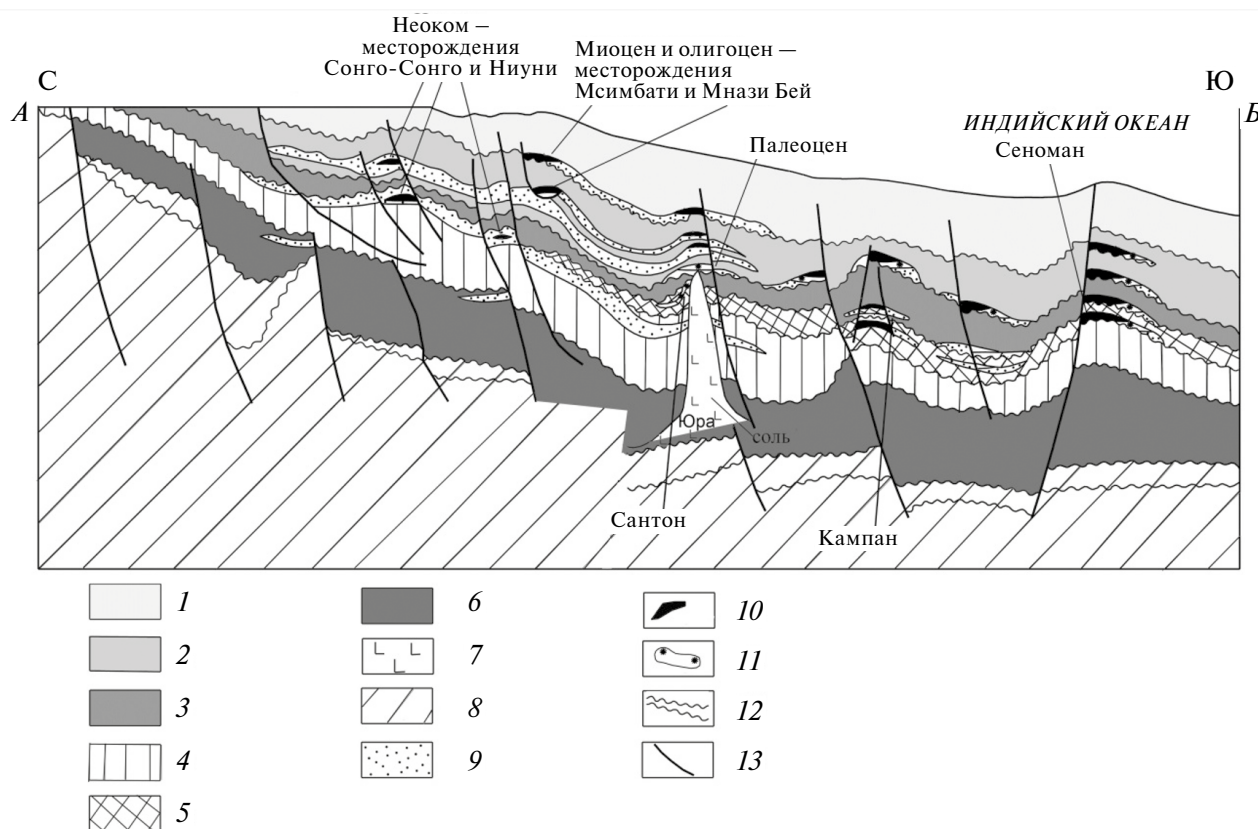


Рис. 3. Схематический профильный разрез А–Б от дельты Ровума на севере до юга Танзании, Мнази Бей. Профиль на рис. 4 [4]. Возраст отложений: 1 – неоген, 2 – палеоген, 3 – маастрихт–кампа, 4 – сантон–сеноман, 5 – нижний мел, 6 – юра; другие обозначения: 7 – соль, 8 – фундамент – триас, 9 – коллектор, 10 – газовые открытия и перспективные отложения, 11 – перспективные нефтяные отложения, 12 – несогласия, 13 – разломы.

с несогласием идут песчаники, известняки и конгломераты четвертичного времени.

Территория суббассейна Мандава была сдана в концессии зарубежным компаниям Великобритании, Канады, Италии и другим еще в 1952 г. В результате площадь суббассейна была покрыта 500 гравиметрическими станциями, проведены 953 км сейсмических работ и пробурено множество скважин, оценивающих углеводородный потенциал и определяющих мощность осадочного выполнения суббассейна. Отмечено наличие перспективных материнских пород юрско-мелового возраста. Природные резервуары-коллекторы приурочены к песчаникам перми и позднеюрским карбонатам, а также рифогенным образованиям от нижнего мела до миоцена. Основные флюидоупоры связаны с мезозойскими и кайнозойскими преимущественно глинистыми сланцами. Суббассейн Мандава один из высокоперспективных на нефть и газ регион, но недостаточно исследованный.

Бассейн Ровума расположен на юго-востоке Танзании, является частью расширенного

Восточно-Африканского пограничного бассейна, который включает в себе также части прибрежных равнин и океанских континентальных окраин Мозамбика и Кении. Та часть бассейна, которая находится на территории Танзании, занимает площадь в 18 тыс. км². Бассейн Ровума состоит из двух блоков: Мтвара и Линди [2], общей площадью 6079 км². Около 80% площади бассейна находится на суше и 20% – в пределах акватории. Бассейн развивался как пассивная континентальная окраина со сложной тектонической историей. В результате образования Восточно-Африканской рифтовой системы в триасе бассейн был подвергнут рифтогенезу и испытал инверсии в период от раннеюрского до мелового времени [14, 16, 19, 31]. 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, нижний мел залегает непосредственно на кровле фундамента и представлен конгломератами и кварц-полевошпатовыми песчаниками. Верхний мел представлен глубоководными отложениями: мергелями, аргиллитами и значительным количеством гипсов [8, 17], что указывает на то, что в верхнемеловое время бассейн погружался медленно. Быстрая скорость погружения осадков происходила в олигоцене и миоцене, что связано с Восточно-Африканским рифтогенезом, происходившем в этот период. Миоценовые осадки очень мощные. В целом кайнозойский период представлен сланцами и песчаниками. Отложения четвертичного периода, наоборот, имеют небольшую мощность. Бассейн характеризуется сложной структурой, обусловленной несколькими фазами рифтогенеза и различными направлениями растяжения. Эволюция осадочного бассейна Ровума тесно связано с развитием бассейна Танзании [16, 28].

В бассейне Ровума развиты озерные и морские органически обогащенные материнские породы, возрастом от триаса до средней юры и кайнозоя [7], с мезозойскими песчаными коллекторами, кайнозойскими дельтовыми песчаниками или известняками, пермско-триасовыми песчаниками группы Кару и юрскими известняками. Меловые глинистые и сланцевые отложения представлены как региональные флюидоупоры, а юрские эвапориты, если они присутствуют, могут быть прекрасными покрышками. Нужно отметить, что бассейн Ровума является основным газоносным бассейном, как в Танзании, так и в Мозамбике.

Танзания исследовалась на нефть и газ с перерывами более 70 лет разными зарубежными компаниями. Первые исследования в области нефти и газа в Танзании начались в 1950 г. компанией Бритиш Петролеум (БП). В 1956 г. БП пробурила 6 скважин, затем в 1958 г. пробурила скважину Мандава-7 глубиной 4001 м в суббассейне Мандава и скважину Мвио-1, определившие материнские породы. Отмечалось наличие прекрасных материнских пород, коллекторов и флюидоупоров на протяжении всего стратиграфического разреза, но не было открыто коммерчески значимых скоплений углеводородов. Многие другие зарубежные компании также исследовали континентальную окраину Танзании, однако, существенных результатов не добивались. И только после открытия газового месторождения Сонго-Сонго в 1974 г., а через 8 лет — газового месторождения

Мнази Бей на юге Танзании, и, наконец, в 2008 г. газового месторождения Киливани Северное-1 в 2 км от газового месторождения Сонго-Сонго, активность поисково-разведочных работ в регионе приняла масштабный характер. Более 50 поисково-разведочных скважин были пробурены для изучения геологического строения Танзании и получения информации об углеводородном потенциале осадочного разреза. Сейсмической съемкой 2D покрыто около 131 тыс. км², из них 38 тыс. км² на суше и 93 тыс. км² на акватории. Проведена 3D-сейсмическая съемка на акватории площадью в 37 тыс. км². Пробурено около 100 скважин, из которых 45 скважин глубоких. Гравиметрическими и аэромагнитными работами покрыта почти вся территория на суше и в океане. Значительные газовые месторождения были открыты на юге страны в бассейне Ровума, потенциальные запасы газа в Танзанийской части бассейна оценены в 4.48 трлн м³. Извлекаемые запасы газа в Танзании на сегодня оценены более 2 трлн м³ на суше и в прилегающей акватории. Средняя годовая добыча газа по стране на сегодняшний день порядка 1.1 млрд м³ из трех месторождений: Сонго-Сонго, Мнази Бей и Киливани Северное-1.

В основном газ используется в стране для выработки электроэнергии, в промышленных целях, в быту и для машин. Имеются планы по экспорту газа в соседние страны, а также принято решение построения газоперерабатывающего завода. Целью проекта по переработке газа является получение сжиженного газа и экспорт электроэнергии. От залива Мнази Бей и месторождения Сонго-Сонго до города Дар-эс-Салам протянут газопровод длиной в 542 км, который снабжает газом преимущественно сам город и его окрестности. Современный газопровод очень ограничен в пропускной способности, поэтому создание новой инфраструктуры — газопровода близ о. Ниуни до берега, — создаст крупный газовый ХАБ, поскольку ожидаются новые открытия глубоководных газовых месторождений [13, 24, 25].

Анализ более 25 открытых месторождений на континентальной окраине Танзании приводит к заключению, что все открытые месторождения в лицензионных блоках тяготеют преимущественно к западной стороне блоков. Вероятнее всего это граница распространения комплекса Кару. На территории Танзании имеется 7 блоков и только в блоках 1—4 на юге страны открыты месторождения газа (рис. 4, табл. 1). В север-

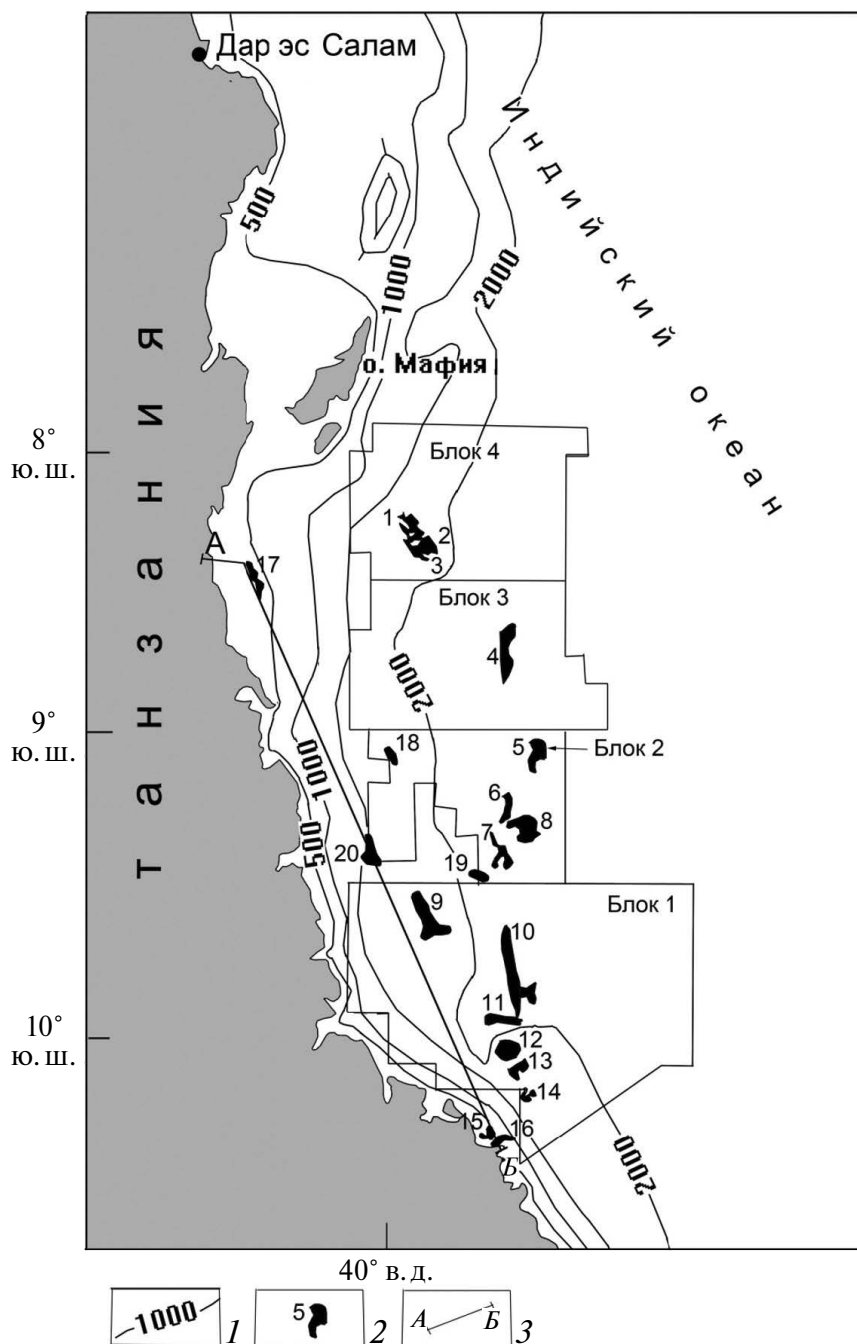


Рис. 4. Схематическая карта нефтегазоносности Танзании с использованием материалов [13, 22–24, 27]: 1 — изобаты; 2 — газопригодные месторождения; 3 — профильный разрез А–Б. Цифры на карте: 1 — Шева; 2 — Нгизи; 3 — Пвеза; 4 — Папа; 5 — Мронге; 6 — Зафарани; 7 — Лавани; 8 — Тангавизи; 9 — Таашуи; 10 — Мзия; 11 — Мкизи; 12 — Джордари Северное; 13 — Джордари; 14 — Шаза; 15 — Мнази Бей; 18 — Мсимбати; 17 — Сонго-Сонго; 18 — Джилджелиани; 19 — Пири; 20 — Ниуни.

ных блоках 5–7 бурение пока не дало никаких положительных результатов для активизации поисково-разведочных работ. В соседней стране Мозамбике крупные скопления газа отмечаются в глубоководных районах. Подобная картина наблюдается в Танзании на склоне, в глубоководной части континентальной окраины. Так,

на месторождении Зафарани при глубине воды 2400–2582 м запасы газа оцениваются до 588–1.7 трлн м³, на месторождении Лавани при глубине воды 2402–2588 м — запасы газа 840 млрд м³ (таблица) [26]. Более того, открытия крупных

газовых месторождений сделаны на юге Танзании. По мере продвижения к северу количество и запасы открытых газовых месторождений уменьшаются, а на севере скопления газа не найдены, зато отмечаются небольшие скопления нефти.

Формирование газовых скоплений на юго-восточной континентальной окраине Африки связано с распространением комплекса Кару, датированным пермско-триасовым возрастом, содержащим толщи каменного угля в своем разрезе [1]. Особенности размещения угольных пластов и запасов угля в них далеко не однозначны. Многие месторождения угля не содержат даже полную последовательность осадочного разреза Кару. Полный стратиграфический разрез отложений Кару отмечен только в бассейне Кару, расположенном на северо-востоке ЮАР, который занимает 5-е место в мире по запасам каменного угля [1]. Тренд залегания угольных пластов в направлении запад-восток-северо-восток характерен не только для бассейна Кару в ЮАР, но четко прослеживается по всей территории юго-восточной континентальной окраины Африки [1]. Нужно отметить, что в этом же направлении идет не только сокращение отложений Кару, но также, что очень важно, сокращаются запасы угля в этом разрезе и его влияние на образование залежей газа в соседних бассейнах. Далее к северу отложения Кару уже редуцируются вместе с запасами угля [1]. Отсюда и отсутствие газовых скоплений на севере Танзании.

Перспективы газоносности Танзанийской континентальной окраины действительно велики, а в будущем этот вывод, возможно, окажется справедлив и в отношении нефтеносности, поскольку в северо-восточных глубоководных частях окраины, на склонах, в пробуренных скважинах обнаружены нефтяные сипы и небольшие скопления нефти. Вся глубоководная часть Танзанийской окраины, в последнее время поделена на лицензионные участки, и те несколько месторождений, что уже открыты на склоне, подтверждают его перспективность (см. табл. 1). Учитывая относительно слабую изученность акватории Танзании, развернутые широкомасштабные исследовательские и поисково-разведочные работы на нефть и газ, по нашему мнению, откроют еще больше запасов углеводородов на континентальном склоне на юго-востоке страны, где область распространения отложений Кару еще не редуцирована. В соседней стране Мозамбике круп-

ные скопления газа также отмечаются преимущественно в глубоководных районах Индийского океана.

Поэтому с большой долей уверенности можно предположить, что в обозримом будущем Танзания станет еще одной газонефтяной страной на западном побережье Индийского океана.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Забанбарк А., Конюхов А.И., Лобковский Л.И. Формирование газовых скоплений на Восточно-Африканской континентальной окраине // *Океанология*. 2023. Т. 63. № 3. С. 475–481.
2. APT to begin seismic work in Ruvuma PSA, Tanzania // *Oil and Gas J.* 2020. V. 118. P. 7.
3. Benatus N., Mvile B., Kiswaka E. et al. Cretaceous-Quaternary seismic stratigraphy of the—Tanga offshore basin in Tanzania and its petroleum potential // *J. Petro. Exploration and Produc. Technology*. 2022. № 12. P. 279–298.
4. Brownfield M.E. Assessment of undiscovered hydrocarbon resources of the Tanzania coastal province, east Africa. Digital data series 69-GG, U.S. Department of the Interior. U.S. Geological Survey, Reston, Virginia. 2016. 15 p.
5. Catuneanu O., Wopfner H., Eriksson P.G. et al. The Karoo basins of South-Central Africa // *J. African Earth Sciences*. 2005. № 43. P. 211–253.
6. Cope M. Tanzania's Mafia deepwater basin // *Oil and Gas J.* 2000. V. 98. № 33. P. 40–49.
7. Davidson I., Steel I. Geology and hydrocarbon potential of the East African continental margin: a review // *Petroleum Geoscience*. 2018. V. 24. Iss. 1. P. 57–91.
8. Francis M., Milne G., Kornphil K. et al. Petroleum systems of the deepwater Mozambique basin // *Energy, Technology, Sustain. First break*. 2017. V. 35. № 6. P. 59–64.
9. Mahanjane E., Franke D., Lutz R. et al. Maturity and petroleum systems modelling in the offshore Zambezi Delta depression and Angoche basin, northern Mozambique // *J. petroleum geology*. 2014. V. 37. № 4. P. 329–348.
10. Mbede E. The sedimentary basins in Tanzania // *J. Africa Earth Sciences*. 1991. № 13. P. 291–297.
11. 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.
12. Mvile B., Kiswaka E., Osinowo O. et al. Geophysical analysis of the Tanga basin, Northern coastal Tanzania, based on gravity, aeromagnetic and 2D seismic data implication for petroleum prospectivity // *J. Sedimentary environments*. 2023. № 8. P. 139–152.

13. Mzia DST supports potential Hub offshore Tanzania // Oil and Gas J. 2014. V. 112. P. 8–12.
14. *Nagata M.* Tanzania wildcats to evaluate Jurassic Mandawa salt basin // Oil and Gas J. 1996. V. 94. № 41. P. 109–114.
15. *Nhabanga O., Ringose P.* 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.
16. Overview of the petroleum sector in Mozambique. AAPG prospect and property. London, 2019. 31 p.
17. Partners make high impact find offshore Tanzania // Oil and Gas J. 2014. V. 112. P. 10.
18. *Sabuni R., Mtelega C., Kagya M.* Geologic review of hydrocarbon potential of the Rufiji basin, Tanzania // J. Sedimentary Environments. 2022. № 7. P. 337–349.
19. *Salman G., Abdula I.* Development of the Mozambique and Rovuma basins, offshore Mozambique // Sedimentary Geology. 1995. V. 96. P. 7–41.
20. *San Som P.* Hybrid turbidite-conturite systems of the Tanzanian margin // Petroleum Geoscience. V. 24. Iss. 3. P. 258–276.
21. *Stagna M., Masselli V., Gruju D. et al.* Slope canyon-channel systems, Northern Tanzania, record the tectonic history of Pemba and Zanzibar Islands. VI EAGE Eastern Petroleum Geoscience Forum. 2022. P. 1–5.
22. Satoil makes another gas discovery off Tanzania // Oil and Gas J. 2014. V. 112. P. 10.
23. Satoil Exxon Mobil hit more gas on Block 2 // Oil and Gas J. 2013. V. 111. P. 9.
24. Satoil eighth discovery off Tanzania // Oil and Gas J. 2015. V. 113. P. 12.
25. *Smith Ch.* Product pipeline completions lead planned construction lower Africa // Oil and Gas J. 2014. V. 112. № 2. P. 99–100.
26. Tanzania deepwater wildcat penetrates gas reservoirs // Oil and Gas J. 2012. V. 110. P. 22.
27. Tanzania approves gas development license // Oil and Gas J. 2011. V. 109. P. 12.
28. *Vucinic M.* Jurassic evaporates and diapirism along the southern Tanzanian continental margin: implications for petroleum exploration. Thesis submitted for D. Ph. School of Natural Sciences. Department of Geology, Dublin University. 2020.
29. *Wen Z., Wang Z., Song C. 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.
30. World's remote basins afford many exploration opportunities. Mafia basin of Tanzania // Oil and Gas J. 2005. V. 103. № 20. P. 44.
31. *Zhang G., Wen Z., Wang Z. et al.* Passive continental margin basin evolution and giant gas discoveries in offshore East Africa // Poster. AAPG International Conference and Exhibition. Istanbul, Turkey. 2014, September 14–17.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND PROSPECTS OF OIL AND GAS BEARING AT THE CONTINENTAL MARGIN OF TANZANIA

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

Shirshov Institute of Oceanology RAS, Moscow, Russia

*e-mail: azaban@ocean.ru

**e-mail: llobkovsky@ocean.ru

On the continental margin of Tanzania two big sedimentary basins – Tanzanian and Rovuma are distinguishing. Within the Tanzanian basin the following six subbasins from north to south along the littoral are distinguishing: Tanga, Pemba-Zanzibar, Latam, Rufidji, Mafia and Mandava. The big part of Tanzania is situated on the East African plateau. Sedimentary cover of the basin is presented by Phanerozoic deposits of 7–10 km thickness on the Archean basement. The Rovuma basin consists by two blocks Mrvara and Linde. The basin is characterized as a passive continental margin with a complex tectonic history. Rovuma basin is the principal gas bearing basin in the country. The formation of gas accumulations on the southeastern continental margin of Africa is associated with the spread of the Karoo complex, dated to the Permian-Triassic age. Analysis of more than 25 discoveries gas fields on the Tanzanian continental margin results to conclusion that all discovered gas fields gravitate mainly to the western side of the blocks. Large gas accumulation is marked in the deepwater areas, on the slope. Moreover, large gas discoveries have been made in the south of Tanzania. As far as advancement forward to the north the quantity and reserves of gas fields reduced. At the north of Tanzania gas accumulations have not been found, but oil accumulations have been noted.

Keywords: continental margin, slope, deepwater, oil, gas, basin, field, tectonics