

Нефтегазовые отрасли Африки XXI века

© Кукушкин В.Ю.^a, 2022

^a Институт Африки РАН, Москва, Россия
kukushkin2003@yahoo.com

Резюме. Отрицательные последствия экономических санкций США, ЕС и их союзников против России весной 2022 г. сказались на многих их инициаторах, особенно на странах Европы. Евросоюз активизировал поиски путей для закупки энерго-сырьевых товаров, альтернативных российским. Повысился интерес, прежде всего, к действующим и потенциальным экспортерам природного газа и нефти из Африки и с Ближнего Востока.

В статье анализируются натурально-ресурсная, производственная и экспортная базы африканской нефтегазовой промышленности. Выявлены, с одной стороны, их большие потенциалы и перспективы, а с другой - относительно скромная реализация Африкой этих возможностей за два десятилетия XXI в.

Недостаточно привлекательный инвестиционный климат, экологическая уязвимость районов сосредоточения ресурсов, региональная напряженность и конфликты тормозят приток на континент зарубежного капитала и выполнение проектов. Устранить экономические, социально-политические и военные препятствия развитию быстро здесь не представляется возможным. Даже в случае масштабного внешнего финансирования, поставок техники, участия иностранных специалистов первые результаты потребуют минимум двух-трех лет, а заметное, но частичное замещение российского экспорта - гораздо более. Одновременно намного оптимистичнее оценивается реализация долгосрочных перспектив энергосырьевого комплекса на 2020-2050 гг. в Африке, особенно в ее газовой промышленности.

Ключевые слова: Африка, ресурсы углеводородов, нефтегазовая промышленность, инвестиционный климат, энергетический переход, ЕС, Россия

Для цитирования: Кукушкин В.Ю. Нефтегазовые отрасли Африки XXI века. *Азия и Африка сегодня*. 2022. № 6. С. 15-23. DOI: 10.31857/S032150750020419-2

African Oil and Gas Industries in the XXI century

© Vladimir Yu. Kukushkin^a, 2022

^a Institute for African Studies, Russian Academy of Sciences,
Moscow, Russia
kukushkin2003@yahoo.com

Abstract. The issues of international trade in hydrocarbons (as both fuels and raw materials) have complicated considerably because of anti-Russian economic sanctions adopted by the USA, EU, and their allies in spring of 2022 after the start of a special military operation in Ukraine. Many initiators of these sanctions have failed to avoid their negative consequences. It is true for the European states suffering from structural imbalances of energy systems since 2021, and still importing fossil fuels and their derivatives mainly from Russia in 2022. Europe looks urgently for alternatives to Russian natural gas and oil firstly in the geographically closest regions of Africa and the Middle East.

This study analyses modern natural resource base, production and infrastructure facilities of African oil and gas industries. Despite vast prospects, they have lacked investments and remained rather underutilised in the current century.

At present, it is next to impossible to overcome quickly the socio-economic, political and military obstacles to development in Africa, even in case the actual and potential hydrocarbon exporters manage to attract financial, technological and other external resources more intensively. It would take at least two-three years for the first tangible results increasing upstream flows and shipments of African hydrocarbons to Europe, and much longer to achieve a sizeable yet partial replacement of Russian exports. More optimistically, the study evaluates the long-term development of hydrocarbon industries in Africa especially the natural gas production and exports.

Keywords: Africa, hydrocarbon resources, oil and natural gas industries, investment climate, energy transition, EU, Russia

For citation: Vladimir Yu. Kukushkin. African Oil and Gas Industries in the XXI century. *Asia and Africa today*. 2022. № 6. Pp. 15-23. (In Russ.). DOI: 10.31857/S032150750020419-2

ВВЕДЕНИЕ

Проблемы мировой торговли углеводородным топливом и сырьем существенно усложнились экономическими санкциями США, Великобритании, ЕС и их союзников против России весной 2022 г. после начала специальной военной операции на Украине. Отрицательные последствия этих санкций весьма ощутимы и

для многих их инициаторов, особенно для стран Европы, которые еще ранее, во второй половине 2021 г., испытывали глубокие структурные дисбалансы своего энергоснабжения, а в 2022 г. оставались крупнейшими импортерами энергоносителей из России. Европейские государства активизировали поиски путей, чтобы расширить закупки этих товаров, альтернативных российским. Повысился интерес, прежде всего, к действующим и потенциальным экспортерам природного газа и нефти из Африки и с Ближнего Востока, которые относительно ближе к Европе географически, что позволяет экономить на транспортных издержках, особенно газообразного топлива.

В суммарном импорте природного газа Западной и Центральной Европой за десятилетие 2010-2020 гг. средняя доля России составляла 62%, стран Африки - 18%, или пока что в 3,4 раза ниже¹. Причем быстро устранить серьезные экономические, социально-политические и военные препятствия развитию энерго-сырьевого комплекса в Африке не представляется возможным, даже в случае масштабного внешнего финансирования, поставок техники, участия иностранных специалистов. Первые результаты потребуют минимум 2-3 лет, а заметное, но частичное замещение российского экспорта - гораздо более.

В 2019 г. валовую стоимость экспорта африканских стран на 77% составляли сырьевые товары, в т.ч. на 42% - топливно-энергетические [1]. Угледородное сырье и полуфабрикаты в первой четверти нынешнего столетия, по всей вероятности, еще останутся для Африки крупнейшим источником текущих валютных поступлений.

Проблемы отраслевой диверсификации внешнеэкономических связей Африканского континента по-прежнему актуальны не только в силу уже традиционно высокой, даже нарастающей волатильности мировых топливно-сырьевых рынков, но и потому, что быстрое увеличение внутреннего спроса на нефть, газ и продукты их переработки, особенно в ряде стран-экспортеров (например, в Алжире, Египте, Нигерии), ограничивает их внешнеторговый потенциал, требуя постоянно расширять производство хотя бы для поддержания уровня зарубежных поставок [2, р. 21; 3, р. 20]. В то же время ни ресурсная база, ни производственные результаты африканской нефтегазовой промышленности не выделялись существенной положительной динамикой на фоне этих отраслевых комплексов в других макрорегионах мира, наблюдаемых международной статистикой.

НЕФТЕГАЗОВЫЙ РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АФРИКИ

На рубеже 2019-2020 гг. доля Африканского континента в мировых доказанных запасах нефти и газового конденсата составляла 7,2%, природного газа - 7,5%. За два десятилетия (1999-2019) нефтяные запасы выросли на 41 млрд барр., достигнув 125,7 млрд барр. По их абсолютному приросту Африка в 1,6 раза превосходила, например, страны СНГ, но одновременно уступала странам Южной и Центральной Америки почти в 5,6 раза и странам Ближнего Востока - в 3,6 раза. По абсолютному приросту газовых запасов на 3,9 трлн м³ до 14,9 трлн м³ Африка опережала Южную и Центральную Америку, но отставала от стран СНГ почти в 6,3 раза, от Ближнего Востока - в 5,8 раза и в меньшей степени от некоторых других регионов².

Относительно невысокий прирост доказанных запасов углеводородного сырья на Африканском континенте и континентальном шельфе является, прежде всего, результатом недостаточной активности геологоразведочных работ. В итоге, Африка остается одним из наименее изученных регионов мира с точки зрения сырьевой базы для данного отраслевого комплекса.

Заслуживают внимания, как минимум, два важных следствия этой ситуации. С одной стороны, она ограничивает возможности наращивания мощностей, создания инфраструктурных и производственных резервов, которые важны для гибкого реагирования на резкие перемены рыночной конъюнктуры, особенно для оперативного увеличения экспортных поставок в периоды повышенного спроса на мировых рынках топлива. Большинству африканских экспортеров пока гораздо сложнее, если возможно в принципе, принять на себя функции т.н. «балансирующих поставщиков» ("*swing producers*"), характерные преимущественно для нескольких ближневосточных государств.

С другой стороны, в Африке велики перспективы обнаружения новых крупных месторождений углеводородного сырья, тогда как на Ближнем Востоке, например, в исследуемый период доказанные запасы прирастали во многом за счет более углубленной разведки и переоценки потенциала месторождений, открытых ранее.

¹ Europe Looks to African Gas to Reduce Dependence on Russian Imports. Rystad Energy. *Oil Price*, May 14, 2022, <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Europe-Looks-To-African-Gas-To-Reduce-Dependence-On-Russian-Imports.html> (accessed 19.05.2022)

² Рассчитано по: BP Statistical Review of World Energy, June 2020. <http://www.bp.com/statisticalreview> (accessed 24.01.2021)

Судя по первым результатам разведочных работ и нескольким экспертным оценкам, одним из богатейших в мире может стать недавно обнаруженный на Африканском континенте нефтеносный район - бассейн р. Каванго (*Kavango Basin*) в Намибии, возможно, наряду с несколькими близлежащими территориями в Анголе и Ботсване [4; 5]. И хотя их изучение находится на ранних стадиях, уже четко обозначились весьма серьезные экологические проблемы в связи с продолжением геологоразведки, а тем более - с промышленным освоением вероятных запасов, значительная часть которых может оказаться в недрах земель, входящих в состав крупнейшего в Африке трансграничного заповедника Каванго-Замбези [6].

Аналогичный по крупным масштабам ресурсный потенциал в сочетании со сложной экологической и социальной проблематикой характеризуют также регион Восточной Африки, в особенности Уганду, где с 2021 г. активно готовится разработка нефтегазовых запасов в районе озера Альберта. Реализуются два основных проекта: 1) *Tilenga* начальной годовой производительностью до 9,5 млн т нефти, оператором которого является французский государственный концерн *TotalEnergies*, и 2) *Kingfisher* под управлением китайского концерна *China National Offshore Oil Corporation (CNOOC)*. Продукцию обоих промыслов предполагается доставлять по транзитному Восточноафриканскому нефтепроводу (*East African Crude Oil Pipeline, EACOP*) через Танзанию в порт Танга для отгрузки на экспорт. Заповедный национальный *Murchison Falls Park* в Уганде является наиболее уязвимым экологически участком этих проектов, которые включают детальные многофакторные программы защиты природы, а также компенсации местному населению обеих стран за отчуждаемые территории [7; 8].

В 2019 г. доля Африканского континента в мировой добыче нефти и газового конденсата составляла 9,5%, природного газа - 6%. За период 2000-2019 гг. нефтедобыча увеличилась на 527 тыс./барр./сутки, достигнув 7905 тыс. По ее абсолютному приросту Африка опередила только те регионы, где этот показатель сократился - Азиатско-Тихоокеанский регион (АТР), Западную и Центральную Европу, Южную и Центральную Америку. В то же время наблюдалось отставание от Северной Америки в 14,4 раза, от СНГ в 12,2 и от Ближнего Востока - в 9,3 раза. В Африке на 2010 г. пришелся пик добычи нефти и газового конденсата - 9759 барр./сутки, после чего это производство почти непрерывно сокращалось до конца 2010-х гг.

Добыча природного газа странами Африки за 2000-2019 гг. возросла на 102,8 млрд м³, увеличиваясь для всего континента, в целом, более равномерно по сравнению с нефтью, без пиков и спадов, до 237,9 млрд м³ в год. По абсолютному приросту производства в газовой отрасли Африканский континент превосходил отрицательные европейские и низкие латиноамериканские показатели, но при этом уступал Ближнему Востоку в 4,8 раза, АТР и Северной Америке в 3,8-3,9 раза, соответственно, а также странам СНГ почти вдвое³.

ПРЕПЯТСТВИЯ РАЗВИТИЮ И ВОЗМОЖНОСТИ ПРЕОДОЛЕНИЯ

В текущем столетии еще до развертывания глубоких кризисных процессов 2020 г. в мировой экономике, спровоцированных преимущественно последствиями пандемии *COVID-19*, африканская нефтегазовая промышленность не выходила в лидеры среди данных отраслевых комплексов других макрорегионов несмотря на перспективы наращивания континентального натурально-ресурсного и производственного потенциала.

Препятствиями осуществлению этих перспектив зачастую становились недостаточно привлекательный национальный инвестиционный климат, невысокая конкурентоспособность на международных рынках капитала для отраслей топливно-энергетического комплекса и в итоге - дефицит зарубежных финансовых, предпринимательских ресурсов, техники и технологии. В 2014-2019 гг. суммарные годовые капиталовложения в нефтегазовую промышленность Африки непрерывно сокращались - с \$65 млрд до \$40 млрд и, по оценкам, еще до \$30 млрд в 2020 г. под давлением последствий пандемии *COVID-19*.

Эксперты Африканской энергетической палаты (*African Energy Chamber*) справедливо подчеркивают, что, за исключением немногих стран (например, Анголы, Габона), общая конкурентоспособность (или чистая доходность) добываемой в Африке нефти, после выплаты налогов и прочих изъятий в пользу государства (отраслевой статистикой причисляемых к общим издержкам), становится ниже показателей других макрорегионов и среднемирового уровня [9, pp. 16-18, 36-37, 62].

Кроме того, в Северной Африке на государства-экспортеры углеводородного сырья и продуктов его переработки с 2010-2011 гг. наиболее заметное, долгое отрицательное влияние оказывали последствия социально-экономических, политических и военных потрясений, условно объединяемых общим названием «арабской весны». Особенно сильно пострадала Ливия. Хотя уже несколько десятилетий она бессменно остается обладателем крупнейших нефтяных запасов на Африканском континенте (более 38,5%) и до 2010 г. включительно была здесь третьим производителем нефти (после Нигерии и Анголы) с перспективами за-

³ Рассчитано по: BP Statistical Review of World Energy...

нять более высокую позицию, в 2011-2020 гг. эта страна многократно испытывала резкие, продолжительные спады в работе национального комплекса нефтегазовых отраслей вплоть до их полных остановок и прекращения экспорта их продукции. Только на рубеже 2020-2021 гг. вновь наметились перспективы политической стабилизации, остро необходимой Ливии для преодоления этих проблем.

Принимаемые африканскими странами меры для привлечения иностранного предпринимательского капитала в данный отраслевой комплекс приводят к различным результатам.

Например, Египет, благодаря общей модернизации инвестиционного законодательства, либерально-рыночным реформам и целенаправленным стимулам для инвесторов в нефтегазовый комплекс, сумел преодолеть спад в национальной газовой промышленности 2013-2018 гг., когда страна вынуждена была резко сократить экспорт и временно перейти к нетто-импорту «голубого топлива». Существенный рост производства и развитая экспортная инфраструктура позволили Египту не только возобновить и расширить поставки за рубеж сжиженного природного газа (СПГ) с 2019 г., но и приобрести важное значение регионального логистического центра и посредника во внешнеторговых контактах между другими поставщиками газа из Восточного Средиземноморья и импортерами этого топлива.

В январе 2020 г. по инициативе Каира была создана международная организация для координации регионального отраслевого сотрудничества - Восточно-средиземноморский газовый форум (*East Mediterranean Gas Forum*), - в составе восьми стран: Египта, Греции, Израиля, Иордании, Италии, Кипра, Франции и Палестинской автономии [10]. Египет реэкспортирует на контрактной основе продукцию своего соседа Израиля, загружая ею временно свободные резервные мощности египетских предприятий по сжижению газа. Египет предполагает распространить эту практику и на другие соседние государства [11].

Эти положительные тенденции в Египте преодолели временные трудности мирового экономического кризиса 2020 г., получив новый импульс зимой 2020-2021 гг. и позже - быстрое восстановление и даже рекордный рост цен международных поставок СПГ сначала по краткосрочным, а затем и по более длительным контрактам. Эксперты прогнозируют благоприятную отраслевую ситуацию, по крайней мере, до 2025 г., однако для ее поддержки и развития Египту необходимы дальнейшие усилия, чтобы компенсировать рост внутреннего спроса на природный газ, а также издержек его производства по мере перехода к эксплуатации газовых промыслов на все более глубоководных участках Средиземного моря [12].

Около 60 лет после провозглашения независимости Алжир остается одной из богатейших африканских стран как по «традиционным», так и, особенно, по более перспективным и объемным «нетрадиционным» ресурсам углеводородного сырья. До начала 2021 г. Алжир прочно занимала третью позицию (вслед за Ливией и Нигерией) по доказанным запасам «традиционных» жидких углеводородов (нефти, газового конденсата) и удерживала 2-е место в Африке (после Нигерии) по запасам «традиционного» природного газа [13].

Алжир очень щедро наделен также более труднодоступными, дорогостоящими и экологически опасными в освоении, «технически извлекаемыми» ресурсами сланцевого природного газа - они считаются крупнейшими в Африке и третьими в мире (после КНР и Аргентины) [14]. Кроме того, страна обеспечена урановыми месторождениями, достаточными для создания и развития собственной ядерной энергетики. Алжир в 2011 г. вышел на 1-е место по производству жидких углеводородов в Северной Африке и на 3-е (после Нигерии и Анголы) - на всем Африканском континенте и удерживал эти позиции до конца 2020 г. По добыче природного газа Алжир удерживает африканское первенство беспрерывно с 1974 г. или даже чуть раньше [13].

Но, несмотря на богатейший природно-ресурсный потенциал, а также на новые законодательные инициативы в нефтегазовом комплексе, Алжир пока не добился заметного улучшения инвестиционного климата, перспективы которого остаются неопределенными, в отличие от Египта. Наиболее негативно влияли на алжирскую экономику долгая стагнация, а иногда снижение производства и особенно экспорта нефтегазовой продукции. В итоге, Алжиру пока не удавалось эффективно воспользоваться очередным шансом - благоприятной конъюнктурой энергосырьевых рынков 2020-2022 гг. после глубокого спада, вызванного последствиями пандемии *COVID-19*.

Так, добыча нефти продолжала сокращаться от максимального уровня 1372 тыс. барр./сутки в 2007 г. до 860 тыс. в январе 2021 г., или более чем на 37%, и была ниже квоты, установленной для Алжира в рамках соглашений ОПЕК+ [15; 16]. Причем до середины 2021 г. алжирская квота несколько раз повышалась. Тогда же экспорт жидкого топлива составлял 290 тыс. барр./сутки, что на 36% ниже, по сравнению с декабрем 2020 г., - минимальный уровень после 2017 г. и всего лишь 33,7% от производства [17].

Ограниченные успехи газовых отраслей Алжира в 2021 г. не связаны с предыдущими попытками отраслевых реформ. Эти успехи сводятся преимущественно к росту экспорта природного газа на 27% в сжиженном состоянии (СПГ) и на 66% - по транс-средиземноморским газопроводам в Италию и Испанию (после глубоких спадов в первой половине 2020 г.) благодаря привлекательным для покупателей контрактным

ценам, а также за счет дополнительной установки нового компрессорного оборудования, поддержавшего добычу на крупнейшем и самом старом газовом промысле страны (*Hassi R'Mel*) [18].

Но даже этот рост все еще не позволял эффективнее применять очень большие резервные мощности алжирской экспортной инфраструктуры, прежде всего, посредством более полной их загрузки. Страна располагает 3 трансконтинентальными (транс-средиземноморскими) газопроводами общей пропускной способностью 54 млрд м³ в год, действующими предприятиями по сжижению газа суммарной годовой мощностью 31,1 млрд м³ и погрузочными способностями морских терминалов в расчете не менее, чем на 40 млрд м³ СПГ [3, р. 46; 19]. По масштабам перечисленных объектов к началу 2020-х гг. Алжир далеко опережал все другие африканские государства-экспортеры природного газа.

Однако в Алжире не была преодолена долгосрочная тенденция к стагнации производства наряду с опережающим ростом внутреннего использования природного газа в 2016-2020 гг. на 26% - до 45,6 млрд м³ при одновременном сокращении экспорта этого вида топлива на 29% - до 38,2 млрд м³.

Несложные расчеты показывают, что общий экспортный потенциал алжирской газовой промышленности - минимум 85,1 млрд м³ как сумма годовой пропускной способности транс-средиземноморских газопроводов и мощностей производства СПГ - в 2020 г. был загружен максимум на 44,9%, если не учитывать возможности «отложенного» экспорта применительно к СПГ, произведенному ранее отчетного периода и складированному в морских погрузочных терминалах [18]. С учетом этих возможностей уровень использования экспортного потенциала оказался бы еще ниже.

В текущем столетии Алжир неоднократно принимал меры для стимулирования частнопредпринимательской активности и привлечения иностранных инвесторов в нефтегазовые отрасли. Однако эти меры пока не принесли осязаемых положительных результатов. Позднейшей такой инициативой в сфере правового регулирования стал Закон № 19-13 от 11.12.2019 о новых условиях хозяйственной деятельности в нефтегазовом комплексе Алжира, который формально вступил в силу 22.12.2019.

Этот законодательный документ содержит дополнительные льготы для активного привлечения инвесторов, прежде всего иностранных, например, повышает долю предпринимателей в суммарных отраслевых доходах за счет сокращения доли государства, взимаемой в бюджет, и национальной нефтегазовой компании (*Sonatrach*) [20]. До вступления в силу нового закона подобные изъятия в Алжире были близки к максимальным в международной практике - около 90% доходов совместных нефтепромысловых предприятий, тогда как среднемировой уровень таких изъятий измерялся 72%, что превращало алжирский инвестиционный режим в один из наименее привлекательных для потенциальных зарубежных партнеров. В то же время и новое законодательство оставило незыблемым давнее (с 1970-х гг.) принципиальное преимущество государственной компании *Sonatrach* перед ее зарубежными партнерами - алжирской стороне гарантировано владение мажоритарными активами во всех совместных предприятиях [21].

В конце апреля 2021 г., после уже почти полуторалетнего формального действия столь принципиально важного для Алжира закона, все еще не был окончательно доработан и утвержден в качестве декретов полный список из 46 подзаконных актов, необходимых для полноценной правоприменительной практики в нефтегазовой индустрии, в т.ч. для проведения конкурсов на получение разведочных и промысловых лицензий, а также для заключения контрактов. До выполнения этого условия вся активность ограничивалась стадией подготовки - подписанием меморандумов о взаимопонимании с потенциальными партнерами, включая российские компании «Зарубнефть» и «Лукойл», американские *Chevron*, *ExxonMobil* и *Occidental Petroleum*, австрийскую *OMV*, итальянскую *ENI*, испанскую *Cepsa*, немецкую *Wintershall Dea*, турецкую *TPAO* и французскую *Total* [16]. Согласно экспертным оценкам, инвестиционную активность еще более серьезно, нежели бюрократические проволочки, тормозила нестабильная социально-политическая ситуация в стране с начала 2019 г.

Конечно, хронически депрессивное состояние главных экспортных отраслей, от которых Алжир получает 95% валютно-финансовых поступлений и 60% доходной части госбюджета, в целом, не могло не оказать сильное отрицательное влияние на всю национальную экономику. В 2019-2020 гг. под совокупным давлением собственных проблем и последствий пандемии экспортные доходы Алжира сократились на 40% - с \$33,3 млрд до \$20 млрд [22]. За те же два года дефицит торгового баланса страны увеличился - с \$6,1 млрд до \$10,6 млрд. Параллельно дольше 7 лет продолжалось почти непрерывное сокращение валютных резервов - с \$195 млрд в 2013 г. до \$42 млрд к началу 2021 г., или более чем на 78% [18].

К концу 2021 г. валютно-финансовое положение Алжира улучшилось благодаря резкому повышению цен на мировых рынках углеводородного сырья; возобновился рост государственных инвестиций. Но одновременно добавилась новая проблема на пути экспорта природного газа. С 1 ноября был закрыт газопровод Магриб-Европа (*GME*) номинальной пропускной способностью до 12 млрд м³ в год из Алжира в Испанию (и далее в Португалию) транзитом через территорию Марокко. Реально эта максимальная мощность использовалась лишь на 65% (2018 г.) - 25% (2020 г.) с тенденцией к понижению, поскольку действует го-

раздо более предпочтительный для Алжира прямой газопровод в Испанию (*MEDGAZ*), расширенный к 2022 г. до 10,5 млрд м³ в год, а долгосрочные алжиро-испанские и алжиро-португальские контракты предусматривают суммарные поставки только 11,5 млрд м³ ежегодно [23]. Здесь вновь сказывается уже отмеченное отставание сырьевой экспортной базы от опережающей инфраструктурной. В то же время до 2022 г. все еще не были готовы варианты типовых договоров и не заключались нефтегазовые контракты нового типа - соглашения о разделе продукции, а также риск-ориентированные сервисные соглашения, которые могли бы привлечь иностранных инвесторов в Алжир [24].

Формальный повод алжирских властей для закрытия *GME* по истечении 25-летнего договора об эксплуатации - отказ марокканской стороны от дополнительных инвестиций в свой участок трассы, хотя Марокко продолжало взимать плату за транзит, получая часть алжирского газа. Однако, согласно некоторым анализам, реальная причина и экономических противоречий, и ранее прерванных (в августе 2021) алжиро-марокканских дипломатических отношений - это очередное обострение очень давнего конфликта, связанного с проблемами Западной Сахары [25]. Конечно, для урегулирования этих проблем оказалось недостаточно официальных визитов и переговоров, которые американский госсекретарь Э.Блинкен провел в Алжире и Рабате в конце марта 2022 г. [26] Более того, Алжир и Марокко продолжают соперничать, выдвигая конкурирующие проекты строительства транс-сахарского газопровода из Нигерии к побережью Средиземного моря - соответственно, на алжирской или марокканской территории [27].

Вероятно, наиболее существенные перспективы развития алжиро-европейского экономического сотрудничества открываются на пути двусторонних связей с конкретными государствами и крупными энергетическими корпорациями Европы. Так, 11 апреля 2022 г. в присутствии президентов Алжира и Италии было подписано комплексное соглашение между компаниями обеих стран, *Sonatrach* и *Eni*, о постепенном увеличении поставок алжирского природного газа по действующему долгосрочному контракту примерно на 9 млрд м³ в год за период 2023-2024 гг. Одно из важных условий соглашения - техническое содействие итальянской стороны повышению продуктивности алжирских газовых промыслов, а также ускоренное освоение новых месторождений, чтобы практически расширить сырьевой экспортный потенциал Алжира. При успешном выполнении этого договора удалось бы почти полностью задействовать транс-средиземноморский газопровод *Transmed* из Алжира через Тунис до Сицилии и далее пропускной способностью 33,5 млрд м³ в год, которая пока загружена примерно на 2/3 [28; 29; 30]. Но и при этом условии было бы компенсировано всего до 1/3 российского газового экспорта в Италию годовым объемом 29 млрд м³ [31].

РЕГИОНАЛЬНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ И ЛИДЕРЫ

Согласно прогнозам Африканской энергетической палаты, на пятилетие (2021-2025 гг.) - суммарное производство всех видов углеводородного сырья (в пересчете по теплотворной способности) на континенте сохранит достаточно высокую концентрацию в 5 странах. Из них три в Северной Африке - Алжир, Египет и Ливия, которым предсказывается повышение континентального удельного веса с 43% в 2020 г. до 53% - в 2025 г.; и две на Западе Тропической Африки - Ангола и Нигерия, которых ожидает снижение доли с 40% до 31%. В целом, общий удельный вес 5 перечисленных африканских производителей нефти и природного газа ожидается достаточно стабильным при небольшом повышении с 83% до 84%. Остальные 17-16% распределяются между североафриканскими Тунисом и Суданом (около 1%), а также 13 странами Тропической и Южной Африки [9, pp. 66-69].

Рассматривая перспективы добычи нефти отдельно, Африканская энергетическая палата добавляет к 5 крупнейшим производителям Республику Конго и Южный Судан, ожидая от этих 7 стран 85% производства жидкого топлива до конца 2025 г. Еще 10-12% относят на долю 4 других государств - Габона, Ганы, Чада и Экваториальной Гвинеи.

Итак, на 11 стран будет приходиться, предположительно, 95-97% нефтедобычи в Африке. Но если в начале 2020-х гг. прогнозировалось увеличение производства большинством этих 11 стран, особенно благодаря высокому спросу на мировом рынке и последовательному смягчению системы квот на нефтедобычу в рамках ОПЕК+, то к середине текущего десятилетия ожидается новое сокращение, главным образом ввиду ранее отмеченной ограниченности доказанных запасов жидкого топлива, а также снижения естественной продуктивности нефтепромыслов.

На этом фоне выделяется Ливия как единственное государство, которое не подвержено пока натурально-ресурсным ограничениям (отношение его доказанных запасов к годовой нефтедобыче измерялось почти 108 годами) и способно долго, непрерывно наращивать производство по мере восстановления нефтепромыслов, но лишь при условии полной внутривосточной стабилизации [9, pp. 70-73].

Ожидается возвращение ливийского нефтяного лидерства в Северной Африке и 3-е место на всем континенте, а в дальнейшем - конкуренция с Нигерией и Анголой, которые в ближайшей перспективе сохра-

нят 1-ю и 2-ю позиции. Напротив, Нигерии становится труднее удерживать свое первенство. После непродолжительного роста нигерийской нефтедобычи, которую на 65% обеспечивают морские нефтепромыслы, прогнозируется снижение к 2025 г., поскольку действовавший до 2021 г. налоговый режим не стимулировал разработку новых, преимущественно морских месторождений во все более сложных природных условиях. Аналогичная ситуация складывается и в большинстве других нефтедобывающих стран района Гвинейского залива [9, pp. 74-75].

Концентрация добычи природного газа в Африке несколько выше по сравнению с нефтедобычей. 5 упомянутых стран с наиболее крупным суммарным производством углеводородного сырья сосредотачивают около 90% добычи газа и предположительно сохранят свои позиции до середины 2020-х гг. [9, p. 72]. В этот период только еще два африканских государства - Экваториальная Гвинея и Мозамбик - могут быть сопоставимы по производству «голубого топлива» с Анголой, т.е. с одним из 5 «лидеров» [3, p. 11].

Во второй половине нынешнего десятилетия с большой вероятностью ожидалось радикальные перемены в африканской газовой промышленности, прежде всего, за счет включения в лидирующую группу Мозамбика.

При условии полной реализации успешно начатых проектов, он стал бы обладателем крупнейших мощностей для экспортного производства СПГ на континенте. Мозамбик готовил к вводу в строй 3 предприятия по сжижению природного газа суммарной годовой производительностью более 42,7 млрд м³ на 2023-2024 гг. Причем почти вся ожидаемая проектная продукция была уже включена в долгосрочные экспортные контракты с несколькими американскими, западноевропейскими и японскими ТНК [32]. Благодаря этим планам Мозамбик мог бы вскоре занять 1-е место в Африке, по крайней мере, на некоторое время, поскольку к началу 2020-х гг. два других крупнейших экспортёра СПГ - Алжир и Нигерия - располагали гораздо меньшими действующими производственными мощностями в этой отрасли - 31,1 млрд м³ и 30,1 млрд м³ в год, соответственно. Причем только Нигерия намечала их расширение после 2025 г. [3, p. 47; 9, pp. 38-41].

Но программа развития газовой индустрии Мозамбиком встретила серьезное, пока что не преодоленное окончательно военно-политическое препятствие. С 2017 г. в стране разворачивается повстанческое движение радикально-исламских боевиков, которые активно применяют методы массового террора (подробнее см.: [41]).

В начале 2021 г. боевые действия вплотную приблизились к территории строительства одного из трех предприятий по производству СПГ - *Mozambique LNG* проектной стоимостью \$20 млрд. Оператор проекта - французская компания *TotalEnergies* - была вынуждена в декабре 2020 г. приостановить строительные работы, выполненные к тому времени на 21-22%, а в апреле 2021 г. объявила *force majeure* и эвакуировала свой персонал, занятый на объекте.

Другое самое мощное и капиталоемкое предприятие - *Rovuma LNG* оценочной стоимостью \$27-30 млрд под руководством американской корпорации *ExxonMobil* - в этих условиях так и не получило окончательное инвестиционное решение (*FID*) и не начало строиться. И хотя компания *TotalEnergies* декларировала намерение возобновить возглавляемый ею проект при надежных гарантиях полной безопасности, будущее газовой программы Мозамбика к середине 2021 г. оставалось неопределенным [32; 33]. На рубеже 2021-2022 гг. наметилось существенное улучшение ситуации, что позволило *TotalEnergies* заявить о возобновлении проекта в 2022 г. без уточнения даты. С учетом перерыва в работах запуск предприятия откладывался минимум до 2025 г., а вывод его на проектную мощность 17,8 млрд м³ - до 2026 г. [34].

Но один из 3 упомянутых газовых проектов Мозамбика близился к завершению уже в IV квартале 2022 г. Это - предприятие *Coral South FLNG* (или *Coral-Sul*), оператор которого итальянская компания *Eni* готовится разрабатывать морское месторождение и экспортировать его продукцию с помощью плавучего завода по сжижению природного газа номинальной мощностью 4,6 млрд м³. Построенный в Южной Корее завод в ноябре 2021 г. был доставлен к берегам Мозамбика и затем проходил установку на месте эксплуатации [35; 36].

Национальные программы развития газовой промышленности, хотя в большинстве своем несколько менее масштабные, чем в Мозамбике, намечались к осуществлению на период до 2032 г. в ряде африканских стран (включая их совместные проекты) практически всех регионов: Алжире, Египте, Ливии, Нигерии (самые обширные планы наращивания газодобычи), Анголе, Камеруне, Конго, Мавритании, Сенегале, Гане, Экваториальной Гвинее, Эфиопии и Джибути, Южной Африке и, возможно, в других [9, pp. 72-83].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Руководство стран континента, вероятно, учитывает распространенное в экспертном сообществе мнение о чрезвычайно важной роли «голубого топлива», которое должно, в основном, обеспечить переход от современной, «высокоуглеродной» и, в целом, «неэкологичной» энергетики к будущей, все более опираю-

щейся на возобновляемые источники энергии. В позднейших прогнозах сроки этого перехода зачастую удлиняются [37]. Помимо вытеснения ископаемых видов топлива с более высоким содержанием углерода, природный газ получит роль, хотя бы тоже «переходную», в зарождающейся «водородной энергетике», став основой производства «голубого водорода» непосредственно либо посредством аммиака, который легче поддается транспортировке и зачастую почти также может использоваться в качестве топлива без углерода, например, в электроэнергетике [38; 39].

Согласно оценкам экспертов Форума стран-экспортеров природного газа, в долгосрочной перспективе за 2019-2050 гг. глобальное потребление этого энергоносителя возрастет на 50% - с 3.950 млрд м³ до 5.920 млрд м³, причем рост его использования в Африке ожидается почти втрое быстрее среднемирового - на 147%. С 2047 г. природный газ, вероятно, станет наиболее востребованным энергоносителем на глобальном уровне, вытесняя, прежде всего, энергетический уголь. В то же время до 2040 г. ожидается постепенно замедляющийся рост применения нефти в мире, а позже - сокращение ее использования.

Прогнозируются ускоренное расширение ежегодной добычи африканского природного газа на 350 млрд м³, или более чем в 2,4 раза, и вклад Африки в мировое производство - с 6,4% до 10,1% в 2050 г. Предпосылки активного развития предположительно обеспечит повышение доли континента до 23% (\$2,3 трлн) от общемировых суммарных инвестиций в газовую индустрию (до \$10 трлн) за 2020-2050 гг. и выход Африки на 2-е место после АТР, что может в значительной мере компенсировать отставание периода 2000-2019 годов [40, pp. 57, 75-76, 93, 95].

Однако необходимо подчеркнуть, что реализация благоприятных перспектив очень существенно будет зависеть от инвестиционного климата во всех его многообразных аспектах: экономических, правовых, институциональных, социально-политических, а также, что особенно важно для Африки, от решения проблем безопасности и прекращения вооруженных конфликтов.

ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

1. The UNCTAD Handbook of Statistics 2020. New York, p. 24. <https://unctad.org/webflyer/handbook-statistics-2020> (accessed 09.06.2021)
2. World Oil and Gas Review. Vol. 1. *World Oil Review 2020. ENI*. <https://www.eni.com/assets/documents/eng/scenari-energetici/WORLD-OIL-REVIEW-2020-vol1.pdf> (accessed 18.05.2021)
3. World Oil and Gas Review. Vol. 2. *World Gas and Renewables Review 2020. ENI*. <https://www.eni.com/assets/documents/eng/scenari-energetici/WORLD-GAS-AND-RENEWABLES-REVIEW-2020-vol2.pdf> (accessed 18.05.2021)
4. Stafford J. The Best Is Yet To Come For The World's Hottest Oil Play. *Oil Price*. April 19, 2021. <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/The-Best-Is-Yet-To-Come-For-The-Worlds-Hottest-Oil-Play.html> (accessed 12.05.2021)
5. Kavango Basin Review & Global Benchmarking, *Wood Mackenzie*, November 2020. <https://reconafrika.com/wp-content/uploads/Wood-Mac-Kavango-Basin-and-Global-Benchmarking-Nov-2020.pdf> (accessed 24.05.2021)
6. Joubert L. Shock at oil-gas prospecting plans for Okavango Delta and Kgalagadi. *Energy Transition*, 25 January, 2021, <https://energytransition.org/2021/01/shock-at-oil-gas-prospecting-plans-for-okavango-delta-and-kgalagadi/> (accessed 30.06.2021)
7. The Tilenga Project - Petroleum Authority of Uganda (PAU). <https://www.pau.go.ug/the-tilenga-project/> (accessed 09.05.2022)
8. Tilenga and EACOP acting transparently. <https://totalenergies.com/projects/liquids-low-carbon-fuels/tilenga-and-eacop-acting-transparently> (accessed 12.05.2022)
9. Africa Energy Outlook 2021. African Energy Chamber. Johannesburg, 2 November 2020. <https://www.whyafrika.co.za/wp-content/uploads/2020/11/AEC-Outlook-2021.pdf>
10. Members - EMGF. <https://emgf.org/about-us/members/> (accessed 18.03.2022)
11. Widdershoven C. Egypt is Shaping up to Become a Real Energy Hub. *Oil Price*. 17 February, 2019. <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Egypt-Is-Shaping-Up-To-Become-A-Real-Energy-Hub.html> (accessed 24.02.2022)
12. Meliksetian V. Egypt Restarts Major LNG Project on Rising Demand. *Oil Price*, 27 April, 2021. <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Egypt-Restarts-Major-LNG-Project-On-Rising-Demand.html> (accessed 09.06.2021)
13. BP Statistical Review of World Energy 2021. 70th ed. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/xlsx/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-all-data.xlsx> (accessed 09.07.2021)
14. Reig P., Luo T., Proctor J. N. Global Shale Gas Development: Water Availability & Business Risks. World Resources Institute. Wash., September 2, 2014. P. 7. https://files.wri.org/d8/s3fs-public/wri14_report_shalegas.pdf (accessed 12.12.2018)
15. Annual Statistical Bulletin (ASB) 2020, OPEC, Table 3.5. https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php (accessed 18.02. 2021)
16. Wang H., Elliott S., Sahar I. Feature: Algeria on track to complete hydrocarbon law implementation by end-Q1. *S&P Global Platts*. 02 February, 2021. <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/020221-feature-algeria-on-track-to-complete-hydrocarbon-law-implementation-by-end-q1> (accessed 24.02.2021)
17. Ratcliffe V., Karam S., El Wardany S. Mismanagement may end Algeria's run as an oil exporter. *Bloomberg*, February 08, 2021. <https://www.worldoil.com/news/2021/2/8/mismanagement-may-end-algeria-s-run-as-an-oil-exporter> (accessed 30.03.2021)
18. Oil recovery buys Algiers only limited time. New hydrocarbons law may represent a last-chance saloon for the North African producer. *Petroleum Economist*, L., 4 May 2021. <https://pemedianetwork.com/petroleum-economist/articles/geopolitics/2021/oil-recovery-buys-algiers-only-limited-time> (accessed 18.06.2021)

19. Markey P., Chikhi L. Europe courts Algerian gas cooperation. *Reuters*, May 24, 2016. <https://www.yahoo.com/news/europe-courts-algerian-gas-cooperation-95013770.html?ref=gs> (accessed 12.06.2016)
20. Journal Officiel de la République Algérienne Démocratique et Populaire. Alger, 22 décembre 2019, 58ème Année, N° 79, pp. 4-34. <https://www.joradp.dz/FTP/JO-FRANCAIS/2019/F2019079.pdf> (accessed 24.05.2020)
21. Sereni J.-P. Algeria: Dark Days Ahead for the Oil Sector. *Orient XXI*. 23 February 2021. <https://orientxxi.info/magazine/algeria-dark-days-ahead-for-the-oil-sector,4547> (accessed 30.06.2021)
22. Hydrocarbures: l'Algérie compte des milliards de dollars de pertes en 2020. *La Tribune Afrique*. 18.01.2021. <https://afrique.latribune.fr/finances/commodities/2021-01-18/hydrocarbures-l-algerie-compte-des-milliards-de-dollars-de-pertes-en-2020-872806.html> (accessed 06.06.2021)
23. Ouki M. Gazoduc Maghreb Europe (GME): another gas transit headache for Europe? The Oxford Institute for Energy Studies, September 2021. <https://a9w7k6q9.stackpathcdn.com/wpcms/wp-content/uploads/2021/09/Gazoduc-Maghreb-Europe-GME-another-gas-transit-headache-for-Europe.pdf> (accessed 24.04.2022)
24. Alessandro Bacci. Algeria's 2019 Hydrocarbons Law Two Years On. *IHS Markit Energy*. 02 December 2021. <https://ihsmarkit.com/research-analysis/algeria-2019-hydrocarbons-law-two-years-on.html> (accessed 12.04.2022)
25. Widdershoven C. Conflict In North Africa Threatens Gas Supply To Europe. *Oil Price*, November 06, 2021. <https://oilprice.com/Geopolitics/Africa/Conflict-In-North-Africa-Threatens-Gas-Supply-To-Europe.html> (accessed 09.12.2021)
26. Algeria: Blinken thought to have urged for gas pipeline to Europe to reopen on state visit, *Africanews*. 30.03.2022, <https://www.africanews.com/2022/03/30/algeria-blinken-thought-to-have-urged-for-gas-pipeline-to-europe-to-reopen-on-state-visit/> (accessed 09.04.2022)
27. Fakir I. Given capacity constraints, Algeria is no quick fix for Europe's Russian gas concerns. Middle East Institute, March 8, 2022. <https://www.mei.edu/publications/given-capacity-constraints-algeria-no-quick-fix-europes-russian-gas-concerns> (accessed 06.04.2022)
28. Eni and Sonatrach agree to increase gas supplies from Algeria through Transmed, 11 April 2022. <https://eni.com/en-IT/media/press-release/2022/04/eni-and-sonatrach-agree-to-increase-gas-supplies-from-algeria-through-transmed.html> (accessed 18.04.2022)
29. Esau I. Algeria agrees to boost annual piped gas sales to Italy by up to 9 billion cubic metres. Upstream Online, Updated 13 April 2022. <https://www.upstreamonline.com/politics/algeria-agrees-to-boost-annual-piped-gas-sales-to-italy-by-up-to-9-billion-cubic-metres/2-1-1200876> (accessed 24.04.2022)
30. Trans-Mediterranean Gas Pipeline. https://www.gem.wiki/Trans-Mediterranean_Gas_Pipeline (accessed 24.04.2022)
31. Italy's Prime Minister signs a deal for more gas from Algeria in bid to reduce reliance on Russia. *Africanews*. Updated 12.04. 2022. <https://www.africanews.com/2022/04/12/italy-s-prime-minister-signs-deal-for-more-gas-from-algeria-in-bid-to-reduce-reliance-on-r/> (accessed 24.04.2022)
32. Viktor Katona. Can Mozambique Defend Its Crucial Gas Assets? *Oil Price*, April 21, 2021. <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Can-Mozambique-Defend-Its-Crucial-Gas-Assets.html> (accessed 30.04.2021)
33. Paraskova T. Total Forced To Halt \$20B Mozambique LNG Project After Militant Attacks. *Oil Price*, April 26, 2021. <https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/Total-Forced-To-Halt-20B-Mozambique-LNG-Project-After-Militant-Attacks.html> (accessed 09.06.2021)
34. Total Energies to resume Mozambique LNG project in 2022. *Offshore Energy*, February 1, 2022. <https://www.offshore-energy.biz/totalenergies-to-resume-mozambique-lng-project-in-2022> (accessed 30.03.2022)
35. Coral South: the gas field off the coast of Mozambique. *ENI*. <https://www.eni.com/en-IT/operations/mozambique-coral-south.html> (accessed 24.04.2022)
36. Robinson T. Eni's Coral South LNG Project On Track for 2022 Start-Up. *Natural Gas Intelligence*, February 2, 2022. <https://www.naturalgasintel.com/enis-coral-south-lng-project-on-track-for-2022-start-up/> (accessed 24.04.2022)
37. Slav I. Why Natural Gas Won't Be Replaced Anytime Soon. *Oil Price*, April 20, 2021. <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Why-Natural-Gas-Wont-Be-Replaced-Anytime-Soon.html> (accessed 09.06.2021)
38. Meliksetian V. Is The Golden Age Of Natural Gas Really Over? *Oil Price*, June 07, 2021. <https://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Is-The-Golden-Age-Of-Natural-Gas-Really-Over.html> (accessed 18.06.2021)
39. Mammoser A. The Hydrogen Hype Hits The Middle East. *Oil Price*, March 05, 2020. <https://oilprice.com/Energy/General/The-Hydrogen-Hype-Hits-The-Middle-East.html> (accessed 09.04.2021)
40. GECF Global Gas Outlook 2050 Synopsis. Doha-Qatar, February 2021, p. 57, 75-76, 93, 95. <https://www.gecf.org/insights/global-gas-outlook?d=2021&p=1> (accessed 12.03.2021)
41. Карамаев С.Г. Кризис в Мозамбике и угрозы регионального и глобального характера. *Азия и Африка сегодня*. 2021, № 6, с. 35-41. DOI: 10.31857/S032150750015263-1
Karamaev S.G. 2021. The crisis in Mozambique and regional and global threats. *Asia and Africa today*. № 6. Pp. 35-41 (In Russ.). DOI: 10.31857/S032150750015263-1

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Кукушкин Владимир Юрьевич, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник Института Африки РАН, Москва, Россия.

Vladimir Yu. Kukushkin, PhD (Economics), Senior Research Fellow, Institute for African Studies, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Поступила в редакцию
(Received) 25.03.2022

Доработана после рецензирования
(Revised) 16.04.2022

Принята к публикации
(Accepted) 21.05.2022