



# Черное золото Черной Африки

## Нефтегазовый потенциал стран, входящих в район Африки южнее Сахары (Sub-Saharan region)

ТАТЬЯНА ШМЕЛЕВА

Эксперт Института Ближнего Востока

Район Африки южнее Сахары, также именуемый Тропическая Африка или Черная Африка (англ. Sub-Saharan Africa – название части африканского континента, находящегося к югу от пустыни Сахара), включает в себя 49 стран. Эта территория, богатая нефтью, газом и природными ресурсами, является самым быстрорастущим регионом мира с огромным потенциалом для прямых иностранных инвестиций. На него приходится около 30% всех оставшихся на Земле полезных ископаемых. Здесь сосредоточено около 7,6% мировых нефтяных ресурсов и 7,5% газовых. Согласно прогнозам экспертов Международного энергетического агентства (МЭА), государства этого региона к 2040 году смогут стать крупнейшими поставщиками «голубого топлива» на мировой рынок и, возможно, даже опередят Россию, являющуюся лидером по экспорту газа в Европу.

Значительная доля газовых ресурсов региона приходится на попутный газ. Но в большинстве случаев он не утилизируется, а сжигается. По экспертным оценкам, в общей сложности за весь период разработки нефтяных месторождений на факелы было отправлено 1 трлн м<sup>3</sup> ПНГ. Правда, за последние пять лет объемы сжигания сократились с 35 до 28 млрд м<sup>3</sup> в год. Большая их часть – около 17 млрд м<sup>3</sup> – приходится

на Нигерию, которая в настоящее время сжигает больше ПНГ, чем потребляет газа. Около 70% газовых ресурсов расположено на глубоководном шельфе и лишь 18% на суше. Помимо традиционного «голубого топлива», Африка располагает и гигантскими ресурсами сланцевого газа. Так, значительные запасы сланцевого газа – 11 трлн м<sup>3</sup> – были выявлены в ЮАР. Было проведено разведочное бурение, которое дало обнадежи-

вающие результаты. Но в 2012 году по экологическим мотивам был введен мораторий на данные работы. Эксперты МЭА уверяют, что, опираясь на имеющиеся ресурсы Нигерии, Южной Африки и Анголы, а также на недавно сделанные открытия в Мозамбике и Танзании, африканские страны, расположенные к югу от Сахары, увеличат к 2040 году добычу газа на 175 млрд м<sup>3</sup>. Для сравнения: Соединенные Штаты за тот же период в результате сланцевого бума нарастят производство «голубого топлива» на 240 млрд м<sup>3</sup>, а Россия, согласно данным МЭА, – на 130 млрд м<sup>3</sup>.

Предполагается, что половина прогнозируемого прироста добычи газа в указанном регионе будет направлена на внутреннее потребление. А остальная доля послужит сырьем для получения сжиженного газа, который будет экспортироваться в Европу. Главный экономист МЭА Фатих Бироль подчеркнул, что «инвестиции в проекты по производству СПГ могут существенно повысить степень диверсификации импорта газа в Европу. Страны к югу от Сахары будут оставаться краеугольным камнем глобального рынка нефти и при этом превратятся в новых крупных игроков на мировых газовых рынках».

## АНГОЛА

Страна на юго-западном побережье Африки, претендующая на статус региональной державы. Доказанные нефтяные запасы Анголы составляют 12,7 млрд барр нефти, объем добычи – 1,77 млн барр/сут. (данные на 2015 год – прим. автора). Экспорт нефти Анголы – около 690 тыс. барр/сут. Мощности переработки нефти – свыше 30 тыс. барр/сут. Что же касается запасов природного газа, то они оцениваются в 1,7 трлн ф<sup>3</sup>, а добыча – почти 20 млрд ф<sup>3</sup> в год. Ангола не является членом ОПЕК.

**Значительная доля газовых ресурсов региона приходится на попутный газ. Но в большинстве случаев он не утилизируется, а сжигается. По экспертным оценкам, в общей сложности за весь период разработки нефтяных месторождений на факелы было отправлено 1 трлн м<sup>3</sup> ПНГ**

Открытие первых промышленных месторождений нефти страны пришлось на 1950-е годы. Именно тогда португальская компания SACOR для управления нефтегазовыми активами своей колонии учредила дочернюю фирму Angol, которая в сотрудничестве с другими международными нефтяными компаниями с середины 1950-х годов начала добычу. Однако вскоре после революции 1974 года, принесшей независимость португальским колониям, в числе которых была и Ангола, португальская нефтяная компания Angol, курировавшая нефтегазовый

сектор колонии, перешла в руки нового ангольского правительства, поменяв свое название на Sonangol (Sociedade Nacional de Combustiveis de Angola). Затем последовала гражданская война, явно не способствовавшая развитию разноплановой экономической деятельности с большим горизонтом планирования. К счастью, нефтегазовый сектор Анголы не слишком пострадал от этого, в основном по причине того, что добыча нефти была сконцентрирована в отдельных регионах и защищать их было легче, чем, например, обширные сельскохозяйственные угодья. Однако отсутствие квалифицированной рабочей силы стало причиной лишь частичной национализации нефтегазового сектора. Gulf Oil, Texaco и другие международные нефтяные компании не останавливали свою работу после обретения Анголой независимости. Более того, во время войны создавались новые проекты. Так, после открытия месторождения Girassol в 1996 году в страну потекли инвестиции от таких гигантов, как BP, ExxonMobil, Royal Dutch Shell и другие. Национальная компания Sonangol первоначально ограничилась выдачей концессий и сбором налогов. Лишь со временем, перенимая опыт у итальянской Eni, алжирской Sonatrach и других компаний, Sonangol стала все чаще непосредственно участвовать в добыче углеводородов.

Зависимость страны от экспорта нефти на сегодняшний день крайне сильна, ведь экономика Анголы практически полностью опирается на нефтедоллары, за которые она импортирует большую часть продуктов потребления из-за нехватки и плохого качества собственных товаров. В 2002 году было экспортировано нефти на \$5,7 млрд, а в 2014 году почти в десять раз больше – \$52 млрд.

Особое место в экономике Анголы занимает Китай. Нефтяной экспорт в Поднебесную стал заметно расти после 2004 года, как раз когда Анголе была предоставлена первая кредитная линия из Китая. За последнее десятилетие Ангола постепенно стала крупнейшим поставщиком нефти в Китай, оставляя позади Саудовскую Аравию, а порой и опережая Россию (как случилось, согласно отчету ОПЕК, в 2016 году). По данным на май 2017 года, Ангола сейчас на втором месте по поставкам нефти в Китай после России – Пекин импортировал из Анголы 5,56 млн тонн нефти. Также китайские нефтяные компании получили непосредственный доступ к нефтедобыче и активно занимаются инвестициями в этот сектор. Sonangol и китайская Sinopec образовали совместную компанию Sonangol Sinopec International (SSI), через которую во второй половине 2000-х были приобретены доли в нескольких существующих проектах (50% в блоке 18 у Shell, 20% в блоке 15/06 у Eni, а также 27,5 и 40% – в блоке 17/06 у французской Total и блоке 18/06 у Petrobras, соответственно).

В конце мая 2018 года стало известно о расширении сотрудничества Total и Sonangol. В частности, был подписан ряд важных соглашений, таких как Risk service agreement об оказании услуг в рамках разведочной лицензии на глубоководный Блок 48 (Total и Sonangol владеют проектом на паритетных началах, оператором является Total), ра-

мочное соглашение для будущего СП Total и Sonangol, которое создается для развития сети сервисных станций в Анголе, в том числе логистики и сбыта нефтепродуктов. Кроме того, Total совместно с Equinor, ExxonMobil и BP приняла окончательное инвестиционное решение (ОИР) по проекту Zinia 2 на Блоке 17 на шельфе Анголы. Согласно данному ОИР, на месторождении Zinia 2 будут созданы производственные мощности для добычи 40 тыс. барр/сут. нефти. Для этого будет пробурено девять скважин на участках с глубиной воды от 600 до 1200 метров. Проект Zinia 2 будет привязан к плавучей установке хранения, производства и отгрузки (FPSO) Pazflor, установленной на одноименном месторождении. Zinia 2 обеспечит поддержание уровня добычи на месторождении Pazflor. Стоимость проекта составит \$1,2 млрд США.

**Зависимость страны от экспорта нефти на сегодняшний день крайне сильна, ведь экономика Анголы практически полностью опирается на нефтедоллары, за которые она импортирует большую часть продуктов потребления из-за нехватки и плохого качества собственных товаров**

В декабре 2018 года итальянский консорциум Eni сообщил о начале добычи нефти на месторождении Вандумбу (Vandumbu) на Блоке 15/06. Месторождение расположено примерно в 350 км к северо-западу от столицы Анголы Луанды и в 130 км к западу от порта Сойо. Первая нефть с месторождения Вандумбу была добыта в конце ноября 2018 года, на три месяца раньше запланированного срока. Это, наряду с запуском мультифазной системы стимулирования добычи в начале декабря 2018 года, увеличивает добычу нефти с Блока 15/06 на 20 тыс. барр/сут. нефти через FPSO N'Goma в Западном хабе. Нарастивание производственных мощностей месторождения Вандумбу будет завершено в первом квартале 2019 года, тогда объем добычи нефти достигнет 170 тыс. барр/сут. Этот запуск стал очередным шагом в стратегии поэтапной и кластерной разработки, которую Eni приняла для Блока 15/06. Параллельно Eni сообщила о нахождении нового нефтяного месторождения, которое было открыто скважиной Afoxe-1 NFW, пробуренной в юго-восточной части Блока 15/06. Скважина расположена в 120 км от побережья, в 50 км к юго-западу от плавучей установки по добыче, хранению и отгрузке нефти (FPSO) Оломбендо (Olombendo) и в 20 км к западу от скважины Kalimba-1, также давшей положительный результат. Скважиной Afoxe-1 NFW в верхнемиоценовых песчаниках было обнаружено нефтеносный

пласт мощностью в 20 метров с высоким качеством нефти (37°API). Качество коллектора Eni оценила как очень высокое, хотя скважина и не была испытана. Зато был проведен интенсивный сбор данных, который указывает на производственную мощность, превышающую 5 тыс. барр/сут. нефти. По оценкам, новое месторождение содержит от 170 до 200 млн барр легкой нефти, а в целом потенциал месторождений Калимба и Афокс оценивается в 400–500 млн барр. Это позволяет Eni обдумывать создание нового кластера нефтедобычи на Блоке 15/06, что особенно приятно, поскольку ранее южная часть блока считалась более перспективной на газ, нежели на нефть. В 2019 году Eni планирует пробурить до четырех новых разведочных скважин на Блоке 15/06.

## ГАБОН

Страна относится к старейшим нефтедобывающим странам Экваториальной Африки. Добыча нефти здесь ведется с 1956 года, причем пик пришелся на 1997 год (18,45 млн тонн), и с тех пор происходит постепенное снижение. Что касается доказанных запасов нефти в Габоне, то они составляют порядка 275 млн тонн. В стране разрабатывается порядка 120 нефтяных месторождений, причем все они входят в Кванза-Камерунский нефтегазоносный бассейн (НГБ), узкой полосой заходящий на габонскую территорию с акватории океана, где расположена самая перспективная его часть. Самые значительные запасы нефти были сосредоточены в крупнейшем месторождении страны Раби-Кунга (Rabi-Kounga), расположенном в поясе тропических лесов в 140 км южнее г. Порт-Жантиль. В Габоне имеется один нефтеперерабатывающий завод – Согара (Sogara Refinery), принадлежащий компании Sogara. Для транспортировки нефти с сухопутных месторождений на экспортный терминал в Кап-Лопес и на НПЗ Согара построена система мелких нефтепроводов (the Coucal pipeline system), состоящая из четырех отрезков длиной по 65–100 км. Габон являлся членом ОПЕК с 1975 по 1994 год, но страна покинула эту организацию, поскольку больше не могла себе позволить выплачивать членские взносы. Однако в 2016 году Габон восстановил свое членство в картели.

**Что касается доказанных запасов нефти в Габоне, то они составляют порядка 275 млн тонн. В стране разрабатывается порядка 120 нефтяных месторождений, причем все они входят в Кванза-Камерунский нефтегазоносный бассейн**

Габонская Республика сильно зависит от нефтегазового сектора, который с конца 1960-х годов стал основой экономики этой страны. Экспорт нефти приносит Габону около 75% поступлений в государственный бюджет. Около 95% добытой в Габоне нефти экспортируется, в том числе около 3 млн тонн – в США. Другими потребителями габонской нефти являются Франция, Индия и Китай, причем доля азиатских потребителей экспортной нефти Габона постоянно растет. Внутреннее потребление составляет около 0,6 млн тонн. Раньше главным источником доходов государства был экспорт древесины, но сейчас ее доля в общем объеме экспорта составляет менее 15%. Самая насущная проблема этой страны – постепенное сокращение добычи на старых месторождениях и отсутствие новых. В 2015 году Габон добывал 233 тыс барр/сут. (согласно Статистическому обзору ВР за 2016 год), но сейчас Экваториальная Гвинея и Республика Конго обогнали Габон, что сделало страну пятой добывающей страной в Африке к югу от Сахары. Энергетическая компания Gabon Oil Company (GOC), основанная в 2011 году, занимается разведкой и добычей нефти и газа в Габоне. В стране есть государственная нефтяная компания – Societe Nationale Petroliere Gabonaise, но она слабо участвует в геологоразведочных работах и проектах освоения месторождений, потому что габонское законодательство предоставляет значительные преференции иностранным компаниям в ущерб национальному бизнесу. GOC пытается переломить эту тенденцию.

**Габон являлся членом ОПЕК с 1975 по 1994 год, но страна покинула эту организацию, поскольку больше не могла себе позволить выплачивать членские взносы. Однако в 2016 году Габон восстановил свое членство в картели**

В конце августа 2017 года габонские СМИ со ссылкой на представителей Gabon Oil Company сообщили о том, что российский холдинг «Зарубежнефть» будет заниматься разработкой нефтяного месторождения Мбумба (Mbumba) на северо-западе Габона (причем финансовая сторона соглашения не разглашалась). Напомним, что Gabon Oil Company приобрела это расположенное между Либервилем и Порт-Дженгилем месторождение в 2016 году у Total Gabon, но из-за финансовых сложностей компания так и не смогла приступить к его освоению. Ранее GOC лишь управляла долями участия Габона в проектах иностранных компаний, и это первая лицензия на добычу у этой компании. В июле 2018 года Габон предложил «Зарубежнефти» дополнительно подобрать несколько месторождений, разработка которых могла бы повысить эффективность освоения территории страны.

В мае 2018 года компания BW Offshore сообщила о том, что она успешно пробурила и завершила поисково-

оценочную скважину DTM-3 на месторождении Tortue на шельфе Габона. Скважина DTM-3 подтвердила наличие запасов нефти в западной части формации Gamba, которые ранее классифицировались как условные ресурсы. А в конце сентября 2018 года BW Offshore успешно пробурила и завершила оценочную скважину Ruche North East (DRNEM-1) на шельфе Габона.

## ГАНА

На сегодняшний день Гана входит в число динамично развивающихся экономик мира, где спрос на энергию увеличивается с каждым годом. По предварительным оценкам, запасы нефти двух крупнейших месторождений страны составляют около 3 млрд барр нефти. Одно из самых перспективных в стране – нефтяное месторождение Джубили (Jubilee Field или Юбилейное), открытое в 2007 году и относящееся к лицензионному блоку Дипуотер-Тано (Deerwater Tano). Его площадь составляет 108 км<sup>2</sup>, глубина океана в районе месторождения достигает 0,9–1,4 км. Залежи на глубине 2300–2900 м содержат 650 млн барр извлекаемой нефти. Общие запасы оцениваются в 2 млрд барр нефти. Оператором Дипуотер-Тано является американская нефтяная компания Tullow Oil (49,95%). Другими участниками проекта являются Anadarko Petroleum (18%), Kosmos Energy (18%), Ghana National Petroleum Corporation (10,0%) и Sabre Oil & Gas (4,05%).

ExxonMobil в 2018 году заключила с Ганой соглашение о проведении геологоразведочных работ на месторождении Deerwater Cape Three Point (DWCTP) на шельфе страны. Надо сказать, что у ExxonMobil уже есть позитивный опыт работы на шельфе Ганы. Так, недавно компания открыла уже шестое месторождение нефти у берегов страны. При бурении скважины Ranger-1 был обнаружен высококачественный нефтеносный карбонатный коллектор. Новое открытие дополнит уже открытые ExxonMobil месторождения на шельфе Ганы – Liza, Payara, Shoket, Liza Deep и Turbot.

**В мае 2018 года НК «Роснефть» и Национальная нефтяная корпорация Ганы (GNPC) в рамках XXII Петербургского международного экономического форума подписали пакет документов, предполагающих доставку в порт Tema (Гана) в течение 12 лет сжиженного природного газа в объеме около 1,7 млн тонн в год (или 250 млн стандартных ф<sup>3</sup>/сут.)**

В мае 2018 года НК «Роснефть» и Национальная нефтяная корпорация Ганы (GNPC) в рамках XXII Петербургско-

го международного экономического форума подписали пакет документов, предполагающих доставку в порт Тема (Гана) в течение 12 лет сжиженного природного газа в объеме около 1,7 млн тонн в год (или 250 млн стандартных  $\text{ф}^3/\text{сут.}$ ), его регазификацию на мощностях терминала Тема с целью последующей поставки природного газа в адрес GNPC. Обязательства сторон по подписанным документам вступают в силу после их одобрения советами директоров сторон. Поставки газа «Роснефти» позволят на четверть удовлетворить энергетические потребности Республики Гана, усилить ее энергетическую безопасность и укрепить позицию страны в качестве ключевого СПГ-хаба в регионе. В рамках форума между «Роснефтью» и GNPC также было подписано рамочное Соглашение о сотрудничестве, предусматривающее совместное изучение приоритетных направлений взаимовыгодного сотрудничества в сфере разработки нефтегазовых месторождений и поставок нефти и нефтепродуктов. По мнению главного исполнительного директора «Роснефти» Игоря Сечина, «в Республике Гана перед нашей компанией открываются широкие возможности в области разведки, добычи и трейдинга».

## КАМЕРУН

Нефть продолжает оставаться основным экспортным продуктом Камеруна и приносит в казну 40–50% от всех экспортных поступлений. Руководство страны активно привлекает зарубежных инвесторов для разработки новых нефтяных месторождений, что особенно актуально ввиду того, что нынешние нефтеносные точки практически исчерпаны.

**Нефть продолжает оставаться основным экспортным продуктом Камеруна и приносит в казну 40–50% от всех экспортных поступлений. Руководство страны активно привлекает зарубежных инвесторов для разработки новых нефтяных месторождений, что особенно актуально ввиду того, что нынешние нефтеносные точки практически исчерпаны**

Камерун соревнуется с Экваториальной Гвинеей и Мозамбиком за звание первого в Африке экспортера СПГ. Компания Golar LNG, камерунская государственная корпорация и независимая французская нефтегазовая компания Repenco подписали в декабре 2014 года предварительный договор о реализации проекта плавучего завода СПГ (ПСРГ) – в 20 км от береговой линии Камеруна. Офшорное месторождение Криби под управлени-

ем Repenco содержит около 14 млрд  $\text{м}^3$  газа, чего более чем достаточно для того, чтобы реализовать планы проекта – поставлять около 1,2 млн тонн СПГ в год на протяжении восьми лет. Golar предоставляет сами плавучие установки, а также оказывает услуги по толлинговому соглашению с SNH и Repenco, которые будут добывать газ в рамках совместного предприятия.

Российская компания ЛУКОЙЛ сообщила в конце октября 2018 года о том, что Консорциум по разработке блока Etinde (Этинде) на шельфе Камеруна получил там промышленные притоки жидких углеводородов. Напомним, что в состав данного консорциума входят New Age Cameroon Offshore Petroleum SA – оператор блока с долей участия 37,5%, ЛУКОЙЛ – 37,5% и британская Bowleven – 25%. Разработка участка недр ведется на основе Соглашения о разделе продукции (СРП), подписанного в декабре 2008 года. Сам ЛУКОЙЛ вошел в проект в марте 2015 года с намерением вложить в проект \$156 млн США. В течение 2019 года консорциум проведет дальнейший геолого-технический анализ, включая уточнение перспективных ловушек на блоке Этинде с учетом дополнительных данных, полученных из скважины IE-4. Сейчас консорциум ведет работу по переоценке вариантов развития на блоке Этинде.

## МАВРИТАНИЯ

Основные запасы углеводородов в Мавритании сосредоточены на шельфе Атлантического океана, они оцениваются в 5 млрд барр нефти и 30 трлн  $\text{м}^3$  газа. Для крайне уязвимой экономики Мавритании очень важны новые источники доходов, и именно это могут обеспечить ей геологоразведочные работы по обнаружению месторождений углеводородов. В 2013 году компания BNP Paribas назвала Мавританию наряду с Французской Гвианой, Кенией и Габоном в качестве одной из четырех главных разведочных точек для нефти и газа. По словам аналитика BNP Paribas Алехандро Демичелиса, «потенциал этой страны до сих пор оставался недооцененным».

В конце 2016 года BP подписала соглашение с Kosmos Energy о приобретении долей участия в проектах по разработке крупных месторождений в Мавритании и Сенегале и о сотрудничестве в будущих разведочных проектах. BP приобрела прямую 62%-ю долю участия, включая операторские функции, в разведке участков Kosmos Energy в Мавритании BP рассчитывает, что эта сделка даст ей преимущество в разработке нового газосносного бассейна с низким уровнем затрат. Особо подчеркнем, что проекты в Мавритании и Сенегале для BP особенно важны, поскольку в перспективе они могут заложить основу для создания газового хаба в Африке). Совсем недавно, в декабре 2018 года, появился пресс-релиз компании Total, в котором сообщалось о том, что она подписала соглашение с Министерством нефти и энергетики Мавритании о заключении двух новых контрактов на разведку и добычу шельфовых блоков C15 и C31 площадью 14175 км<sup>2</sup>.

**Основные запасы углеводородов в Мавритании сосредоточены на шельфе Атлантического океана, они оцениваются в 5 млрд барр нефти и 30 трлн м<sup>3</sup> газа. Для крайне уязвимой экономики Мавритании очень важны новые источники доходов, и именно это могут обеспечить ей геологоразведочные работы по обнаружению месторождений углеводородов**

## МОЗАМБИК

Мозамбик – одна из самых слабо развитых стран мира, занимающая 120-е место по ВВП, который в 2016 году составил лишь \$35 млрд. Ее население численностью около 30 млн человек, с очень низкими доходами, в основном занимается земледелием. На территории Мозамбика ведется добыча минеральных ископаемых (например, алюминия компанией Mozal) и природного газа южно-африканской компанией Sasol. Однако, несмотря на наличие собственной газодобычи, доступ населения к электричеству в Мозамбике составляет всего 25%. Основная же часть добываемого на месторождениях Панде и Тимане в провинции Инхамбане газа (доказанные запасы которого составляют около 73 млрд м<sup>3</sup>) экспортируется по трубопроводу протяженностью 865 км и мощностью менее 0,5 млрд м<sup>3</sup> в год в Южную Африку с небольшим ответвлением на внутреннее потребление в районе столицы Мапуту. Данная сделка с Sasol до сих пор вызывает множество споров и негодования среди населения, потому что газ продается в Южную Африку по очень низкой цене. Тем не менее, несмотря на острую критику, в мае 2016 года компания Sasol начала новый проект рядом с разрабатываемыми лицензионными участками. Местному населению оставалось только молча негодовать и продолжать удовлетворять свои энергетические нужды некоммерческой биомассой (то есть дровами и отходами). В целом, согласно данным Геологической службы США, технически извлекаемые ресурсы углеводородов прибрежной провинции Мозамбика оцениваются в 11,7 млрд барр нефти, 182 трлн м<sup>3</sup> газа и 5,6 млрд барр конденсата.

В 2010 году неожиданно для всех американская нефтегазовая компания Anadarko и итальянский консорциум Eni обнаружили гигантские запасы природного газа на глубоководном шельфе страны, что в один момент позволило ей занять 14-е место по запасам газа в мире. Самое большое месторождение, на блоке 1, получило название Prosperidade (Процветание).

При оценочном бурении оказалось, что оно настолько крупное, что его границы уходят и на зону в соседнем блоке 4, где оператором является компания Eni (месторождение Mamba). Впоследствии компании объединили свои усилия по разработке данного газового комплекса. В октябре 2011 года Eni также анонсировала открытие гигантского месторождения природного газа на блоке 4. В 2012 году этой же компанией было открыто месторождение Coral (чуть южнее). В стране началась натуральная «газовая лихорадка»: всего за последние годы на территории Мозамбика было открыто около 18 месторождений нефти и газа, но проблема в том, что, так как они расположены на морских глубинах от 1500 до 2000 метров и удалены от побережья, их раздельная разработка и эксплуатация не представляется экономически оправданной. А для иностранных компаний более удобным является не вкладывание больших инвестиций в экономику страны, а разработка месторождений с помощью плавучих заводов по сжижению газа и затем отправка газа на экспорт.

**На территории Мозамбика ведется добыча минеральных ископаемых (например, алюминия компанией Mozal) и природного газа южно-африканской компанией Sasol. Однако, несмотря на наличие собственной газодобычи, доступ населения к электричеству в Мозамбике составляет всего 25 %**

В конце июля 2017 года после длительных согласований Anadarko Petroleum Corporation объявила о том, что она заключила два соглашения с правительством Мозамбика по нескольким документам, вместе известным как «морские концессии», которые позволят компании проектировать, строить и эксплуатировать морские объекты для производства СПГ в северном Мозамбике. Это сильно приближает компанию к принятию заключительного решения об инвестировании (FID). Первоначально это будет СПГ-завод, состоящий из двух очередей по производству СПГ общей мощностью 12 млн тонн в год, принимающий газ с месторождения Golfinho / Atum, расположенного в пределах блока 1 (Anadarko является оператором этого проекта с 26,5% участия, также доли в нем имеют Empresa Nacional de Hidrocarbonetos E.P. (ENH) – 15%, Mitsui E&P Mozambique Area 1 Ltd. – 20%, ONGC Videsh Ltd. – 16%, Bharat PetroResources Ltd. – 10%, PTT Exploration & Production Pcl – 8,5% и Oil India Ltd. – 4%). Напомним, что Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) – это государственная нефтяная компания, которая представляет правительство Мозамбика в нефтегазовых и инфраструктурных проектах. Согласно закону, ENH участвует в качестве заинтересованного лица в неф-

тяных операциях и производстве, а также в проектах по разведке углеводородов.

**Несмотря на снижение мировых цен, возможность экспорта СПГ из Мозамбика демонстрирует хороший потенциал. По оценкам Энергетического центра бизнес-школы «Сколково», стоимость сжижения СПГ находится в районе \$5,4/млн БТЕ, стоимость добычи самого газа равна примерно \$2,1, а если добавить ориентировочную стоимость морского транспорта в Азию – еще \$1,5, то в итоге мы получим полные затраты на уровне \$9/млн БТЕ**

Итальянский консорциум Eni решил пойти по другому пути для своего проекта Coral South FLNG с вариантом добычи и сжижения газа с помощью плавучего СПГ-завода (FLNG), который должен быть запущен в эксплуатацию в 2022 году. Кроме того, ExxonMobil согласилась приобрести у Eni 25%-ю долю в блоке 4. Итальянская компания реализует проект Coral South FLNG и все операции по добыче, а ExxonMobil будет вести строительство и эксплуатацию установок по сжижению на суше. Помимо проектов по сжижению газа, производству удобрений и строительству объектов генерации планируется еще и глобальный газотранспортный проект: строительство газопровода, связывающего северную часть Мозамбика и город Сасолбург в Южной Африке, протяженностью около 2600 км и мощностью около 10 млрд м<sup>3</sup> в год. Также планируется, что часть этого газа будет поступать в отдаленные районы мозамбикской провинции Тете.

Несмотря на снижение мировых цен, возможность экспорта СПГ из Мозамбика демонстрирует хороший потенциал. По оценкам Энергетического центра бизнес-школы «Сколково», стоимость сжижения СПГ находится в районе \$5,4/млн БТЕ, стоимость добычи самого газа равна примерно \$2,1, а если добавить ориентировочную стоимость морского транспорта в Азию – еще \$1,5, то в итоге мы получим полные затраты на уровне \$9/млн БТЕ – это заметно ниже, чем, например, у новых австралийских проектов. Здесь надо отметить, что общая стоимость для наземного СПГ-завода мощностью 12 млн тонн в год, по разным оценкам, составляет более \$15 млрд, что равно \$1333/тонну производственной мощности. Это определяет этот проект как находящийся в средней категории по затратам. Согласно данным IGU World Gas LNG Report – 2016 Edition, средневзвешенная стоимость сжижения газа для новых проектов, анонсированных

к строительству в 2016–2021 годах, равна \$1611/т. Для 2008–2015 годов средняя стоимость сжижения составляла \$1180/т. Налицо тенденция к увеличению средневзвешенной стоимости проектов в мире, и Anadarko с ENI придется сильно постараться с контролем затрат для успешного соперничества с другими игроками.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Подводя итог, можно вполне говорить о том, что территория района Африки южнее Сахары в последние годы становится очень привлекательной для реализации различных нефтегазовых проектов и конкуренция там достаточно большая. По данным ООН, на 2014 год доля добывающих отраслей в совокупной стоимости трансграничных инвестиций в объявленные новые проекты в африканских странах составила 26%. Среди основных игроков можно выделить бывшие империи, предпринимающие попытки сохранить влияние на свои колонии, США, а также Китай, значительно увеличивший инвестиции в регион (2010–2015 годы – около \$13 млрд). Тем не менее, наряду с очевидными плюсами работы с этими странами, существует и ряд негативных факторов и рисков для проектов на их территории. Во-первых, это политическая нестабильность и территориальные споры. Например, Судан, Кения и Эфиопия – идет борьба за Треугольник Илеми, Конго претендует на озеро Альберт, принадлежащее Уганде, Танзания, Кения и Сомали не могут определить морские границы и так далее. Во-вторых, есть много пробелов в законодательстве, а уровень коррупции нереально высок. В результате это порождает недобросовестную конкуренцию, а также сложности при реализации проектов и их удорожание. В-третьих, наблюдается отсутствие квалифицированной рабочей силы при требовании правительств восточноафриканских государств привлекать местные трудовые ресурсы, а также поставщиков товаров и услуг для реализации проектов (Мозамбик, Танзания, Кения и прочие).

**Тем не менее, наряду с очевидными плюсами работы с этими странами, существует и ряд негативных факторов и рисков для проектов на их территории**

Компаниям, желающим выйти на рынок стран Африки южнее Сахары, необходимо также иметь в виду, что не погна за быстрой прибылью, а проработанность долгосрочного плана инвестирования, релевантные контакты в местном политическом и бизнес-сообществе, знания о предполагаемой стране ведения бизнеса, ее инвестиционным (а в последнее время – и природоохранном) законодательстве смогут помочь там преуспеть. 📌



# Дни Нефти и Газа в России 2019

## МIOGE | НЕФТЬ И ГАЗ

16-я Международная выставка  
нефтегазового оборудования  
и технологий

23–26 апреля 2019



Москва  
Крокус Экспо

[mioge.ru](http://mioge.ru)

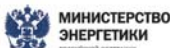
## РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

«Растущая Энергия  
Глобального Партнерства»

23–25 апреля 2019

## Держим курс на ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Официальная поддержка





**28-30  
МАРТА**



**КЕФ'2019**

**РОССИЙСКИЙ  
САММИТ  
КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ**



**KRASNOFORUM.RU**

**#КЕФПЕРЕЗАГРУЗКА**

