



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 м³ ПНГ. Правда, за последние пять лет объемы сжигания сократились с 35 до 28 млрд м³ в год. Большая их часть – около 17 млрд м³ – 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 м³ – 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 м³. Для сравнения: Соединенные Штаты за тот же период в результате сланцевого бума нарастят производство «голубого топлива» на 240 млрд м³, а Россия, согласно данным МЭА, – на 130 млрд м³.

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 ф³, а добыча – почти 20 млрд ф³ 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 м³ 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. Нарастание 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 был обнаружен 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-Джентилем 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 км², глубина океана в районе месторождения достигает 0,9–1,4 км. Залежи на глубине 2300–2900 км 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, Shoek, 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 ф³/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 Tema (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 Tema 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 (ПСПГ) – в 20 км от береговой линии Камеруна. Офшорное месторождение Криби под управлени-

ем Repenco содержит около 14 млрд 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 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 газоносного 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 км².

Основные запасы углеводородов в Мавритании сосредоточены на шельфе Атлантического океана, они оцениваются в 5 млрд барр нефти и 30 трлн м³ 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 слаборазвитых 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 м³) экспортируется по трубопроводу протяженностью 865 км и мощностью менее 0,5 млрд м³ 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 м³ 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 м³ 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

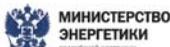
РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

«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

