

Проблемы разведки и добычи углеводородов в странах АСЕАН

© 2015

А. Куцов, Е. Куцова

Рассматривается проблема развития углеводородной энергетики как важной составляющей экономического сотрудничества в Юго-Восточной Азии. Отмечено, что в условиях растущей потребности в углеводородах отдельным странам региона приходится решать задачу предотвращения снижения добычи нефти и газа, что отчасти достигается путем внедрения нового оборудования. Подчеркивается, что в наибольшей степени успех энергетической отрасли зависит от освоения шельфовых зон Южно-Китайского моря.

Ключевые слова: АСЕАН, запасы углеводородов, нефть, природный газ, шельф Южно-Китайского моря.

Уверенный рост экономики стран-участниц АСЕАН в совокупности с продолжающимся демографическим ростом и урбанизацией в регионе ставит задачу энергоснабжения в центр внимания¹. Странами «десятки» было принято решение удвоить усилия по диверсификации источников энергетических поставок, широко использовать местные ресурсы, включая природный газ, нефть и возобновляемые источники энергии². Для удовлетворения растущего спроса на энергию большая часть стран АСЕАН увеличила инвестирование в энергетику и проводит привлекательную энергетическую политику, чтобы побудить иностранные нефтегазовые компании создавать операторов в своих странах.

Ниже дано описание развития углеводородного сектора восьми из десяти стран АСЕАН: Брунея, Мьянмы, Индонезии, Малайзии, Филиппин, Сингапура, Таиланда и Вьетнама.

Бруней. Бруней относится к числу стран АСЕАН, богатых ресурсами углеводородных энергоносителей, он владеет обширными месторождениями нефти и природного газа. Основная часть запасов нефти и газа Брунея сосредоточена на шельфе Южно-Китайского моря. В 2013 г. запасы нефти Брунея составляли приблизительно 147 млн т³, а природного газа на начало 2014 г. — 390,8 млрд куб. м⁴. Эти показатели не меняются с конца 90-х годов. Добыча нефти и газа определяет основу экономики страны, так как Бруней экспортирует 90–95% производимой в стране нефти. В 2012 г. Бруней экспортировал ключевым азиатским потребителям около 16,7 тыс. т нефти в сутки. Несмотря на продолжающийся спад добычи, Бруней остается крупнейшим нетто-экспортером жидких

Куцов Александр Михайлович, кандидат геолого-минералогических наук, проректор по науке и инновациям, НЧОУ ВПО «Южно-Сахалинский институт экономики, права и информатики». Тел.: 8 (914) 769-56-77. E-mail: a.m.kutsov@sakhiepi.ru.

Куцова Екатерина Александровна, стажер Пекинского университета языка и культуры. Тел.: 8 (914) 769-06-87. E-mail: kat_kutsova@mail.ru.

углеводородов в Азиатско-Тихоокеанском регионе. В 2013 г. экспорт Брунея составлял 16 тыс. т в день. По информации, предоставленной Всемирным банком, экспорт нефти и природного газа дает Брунею более 90% валютных поступлений (60% ВВП)⁵. Во многом благодаря этому Бруней имеет один из самых высоких среди слаборазвитых стран показателей ВВП на душу населения (38 559 долл. США на 2013 г.)⁶.

Основная доля добычи нефти и газа приходится на компанию Brunei Shell Petroleum (BSP), совместное предприятие брунейского правительства и Royal Dutch Shell. BSP представляет интересы государства в нефтегазовом секторе страны, а также возглавляет список крупнейших нефтяных азиатских компаний. BSP является оператором месторождений Champion (около 50% добычи нефти в стране), Seria, Fairley, Gannet, Iron Duke и Magpie⁷. Также имеется два месторождения на суше: Rasau и Seria-Tali. BSP разрабатывает нефтяное месторождение Egret. После достижения пика в 29,5 тыс. т в день в 2006 г. добыча нефти Брунея постепенно снизилась до 18 тыс. т в день в 2013 г.⁸

BSP осуществляет добычу 90% природного газа, разрабатывая 3 крупнейших месторождения: South-WestAmpa (50% доказанных запасов Брунея), а также месторождения Fairley и Gannet⁹. Добычей и переработкой газа занимается и компания Brunei LNG — совместное предприятие брунейского правительства, Shell и японской корпорации Mitsubishi. Замыкает тройку лидеров французская компания Total, получившая в 2002 г. лицензию на разведку глубоководного месторождения Block J.

Бруней заинтересован в разработке углеводородов в Южно-Китайском море, хотя не предъявил формальных претензий по спорным островам Спратли или Парасельским островам. Тем не менее, исключительная экономическая зона Брунея включает Риф Луиза и небольшие острова в юго-восточной части островов Спратли. Урегулирование споров по оффшорам с Малайзией в 2009 г. позволило Брунею в 2010 г. приступить к изучению глубоководных участков в дельте реки Барам и заключить соглашения о разделе продукции, что помогло поддержать уровень добычи нефти и газа в стране¹⁰. С начала 2000-х гг. добыча газа в Брунее держится на уровне 12 млрд куб. м в год. В 2011 г. Бруней добывал на шельфе Южно-Китайского моря по 16 тыс. т сырой нефти и конденсата в сутки, а годовая добыча природного газа составила 11,3 млрд куб. м¹¹. В 2013 г. брунейская компания Petroleum Brunei и малайзийская Petronas подписали ряд соглашений о совместной разработке месторождений на шельфе обеих стран¹².

В настоящее время на шельфе Брунея Total (37,5%) и ее партнеры Shell (35%) и Petroleum Brunei (27,5%) ведут работы по проекту Maharaja Lela Jamalulalam South (MLJS)¹³. Ожидается, что добыча начнется в конце 2015 г.

В последние десятилетия спрос на газ внутри страны постоянно растет. Бруней использует природный газ в качестве топлива при производстве почти всей электроэнергии¹⁴. Потенциал для увеличения производства природного газа и СПГ настолько высок, что правительство планирует развитие нефтехимической и других отраслей промышленности ускоренными темпами. Однако пока Бруней экспортирует более чем три четверти своей продукции.

Мьянма. С 1988 по 2010 гг., после открытия энергетического сектора для иностранного капитала, иностранные компании вложили в освоение нефтегазовых ресурсов Мьянмы в общей сложности 13,5 млрд долл. США¹⁵. К настоящему моменту Мьянма обладает богатыми нефтегазовыми запасами, разведанными в последние годы. Общий объем запасов природного газа, которые могут быть добыты, уже достиг 566 млрд куб. м¹⁶. Мьянма занимает 41 место в мире по объемам запасов природного газа и 78 место по запасам нефти (около 21,4 млн т)¹⁷. Данные, опубликованные американским Управлением

энергетической информации (EIA), дают основание предположить, что доказанные запасы в Мьянме составляют примерно 540 млрд куб. м природного газа и 6,7 млн т нефти.

В разведке и добыче нефти и природного газа в стране доминирует национальная компания Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE)¹⁸. Морские месторождения сосредоточены у побережья областей Ракхайн и Танинтайи и в заливе Мартабан (Моутама)¹⁹.

В настоящее время Мьянма планирует разработать в общей сложности 104 участка: 53 на суше и 51 на шельфе. Работы пока проводятся в том числе и зарубежными компаниями на 17 береговых и 20 морских участках. В марте 2014 г. Министерство энергетики Мьянмы объявило о выделении иностранным компаниям еще 20 шельфовых участков для геологоразведки на нефть и газ. Участки в глубоководной части Бенгальского залива получили Royal Dutch Shell, Total, Eni, Statoil и ConocoPhillips. Геологоразведочные работы на мелководном шельфе будет вести ряд индийских и западных компаний, в том числе и американский нефтяной гигант Chevron²⁰. Однако сроки проведения геологоразведочных работ на этих участках не определены.

Наиболее крупные проекты по добыче газа: Yadana, Yetagun, Zawtika и Shwe. Газ, добываемый по проектам Yadana и Yetagun, экспортируется в Таиланд соответственно с 1999 и 2000 гг. На экспорт в Таиланд в настоящее время приходится более 70% добываемого в Мьянме газа. В 2014 г. PTT Exploration and Production (PTTEP)²¹ запустила в коммерческую эксплуатацию газовый проект Zawtika производительностью до 8,5 млн куб. м в день. В августе 2014 г. экспорт природного газа в Таиланд по данному проекту составил 6,8 млн куб. м в день. Эти поставки увеличат импорт Таиланда до 36,8 млн куб. м газа в день. Кроме того, в рамках проекта Zawtika в марте 2014 г. начались поставки природного газа для внутреннего использования в Мьянме в объеме 1,7 млн куб. м в день²². Это важный вклад в обеспечение энергобезопасности Мьянмы и Таиланда. Активное участие в проведении газо- и нефтеразведочных работ принимают китайские компании²³. В течение 2010–11 и 2011–12 финансовых годов доход Мьянмы от экспорта газа, главным образом в Таиланд, составил 2,5 и 3,5 млрд долл. В 2013 г., с началом добычи природного газа на месторождении Shwe в бассейне Ракхайн и завершением строительства газопровода Мьянма–Китай, начался его экспорт в Китай²⁴. Предполагается, что максимальная производительность на месторождении Shwe может достичь 14 млн куб. м в день²⁵. Инвестиции в разработку нефтяных полей и строительство газопроводов осуществляют и индийские компании²⁶.

Природный газ является одним из основных источников дохода иностранных граждан в Мьянме. За 2013–14 финансовый год он составил 3,6 млрд долл.²⁷

По разным оценкам в 2013 г. Мьянма добывала около 2,7 тыс. т нефти в день²⁸. Однако, несмотря на ожидаемое в ближайшие годы повышение активности наземной и шельфовой геологоразведки, велика вероятность увеличения Мьянмой импорта нефти²⁹. По прогнозу ВМІ, основанному на официальных данных о нефтяных запасах и оценках уровня добычи в ближайшие годы, к 2023 г. добыча нефти будет уменьшаться и достигнет отметки в 2,3 тыс. т в день. В этом прогнозе учитывается падение добычи нефти и конденсата на шельфовом месторождении Yetagun при сохранении стабильного уровня добычи на мелких наземных месторождениях. Зависимость Мьянмы от импорта будет расти, несмотря на возобновление геологоразведки и повышение нефтеотдачи на наземных месторождениях.

Индонезия. Среди всех стран-членов АСЕАН Индонезия наиболее богата энергетическими ресурсами. Нефть и природный газ составляют основу энергобаланса страны (около 80% и 18% соответственно).

В конце XX в. в Индонезии произошло сокращение разведки и добычи нефти, что во многом было связано с монополией государственной нефтяной компании PERTAMINA. В октябре 2001 г. нефтяной сектор Индонезии испытал значительные реформы с введением нового нефтяного и газового закона № 22/2001. Закон предписал PERTAMINA отказаться от роли в предоставлении новых лицензий на разработку нефти и ограничил монополию компании. Нормативные и административные функции PERTAMINA были переданы Исполнительному агентству по разведке и добыче нефти и газа (BP Migas). Индонезия также предприняла усилия, чтобы сделать контракты на разведку и добычу более привлекательными для иностранных инвесторов. До этого страна использовала одни из самых строгих в мире правил регулирования разведки и добычи³⁰. В 2003 г. PERTAMINA стала обществом с ограниченной ответственностью PT PERTAMINA (Persero), хотя и осталась государственным предприятием. По данным на март 2012 г. на долю PT PERTAMINA приходилось примерно 17% отечественной нефти и газового конденсата в Индонезии³¹. Это сделало компанию вторым по величине производителем в Индонезии.

Лидирующую позицию среди индонезийских нефтяных компаний занимает Chevron Oil Company, управляющая крупнейшими нефтяными месторождениями Индонезии: Minas и Duri. В 2012 г. компания Chevron добыла 45% от общего объема добываемой в стране сырой нефти. На третьем и четвертом местах находятся Total и ConocoPhillips. Присутствуют в Индонезии и китайские госкомпании CNOOC и PetroChina (дочерние компании CNPC)³².

Внедрение передовых технологий международными нефтяными компаниями не смогло приостановить снижение добычи нефти, что в сочетании с увеличением внутреннего спроса превратило Индонезию в нетто-импортера нефти, начиная с 2004 г., поэтому в январе 2009 г. она была вынуждена прекратить свое долгосрочное членство (1962–2008 гг.) в ОПЕК. В 2011 г. общая добыча нефти достигла уровня в 122,8 тыс. т в сутки. Это меньше установленного правительством уровня добычи в 129 тыс. т в сутки на этот год³³. Тем не менее, Индонезия ставит задачу вернуться в ОПЕК приблизительно к 2020 г. Эта цель требует больших инвестиций, а также благоприятного инвестиционного климата.

В феврале 2001 г. индонезийская Mobil Ceru Ltd. — дочерняя компания ExxonMobil нашла в сотрудничестве с PT PERTAMINA залежь Banyu Urip³⁴ на блоке Ceru (Восточная Ява) с предполагаемым содержанием сырой нефти в 198 млн т и газа в 230,5 млрд куб. м. Это наиболее значительное открытие последнего десятилетия. В марте 2006 г. ExxonMobil и PT PERTAMINA подписали договор о совместной деятельности на блоке Ceru (по 45% соответственно для ExxonMobil и PT PERTAMINA, 10% принадлежит местным органам власти). Стоимость проекта 1,3 млрд долл. США. Проект заработал в 2008 г., однако на конец января 2013 г. уровень добычи достиг лишь 3,2 тыс. т в день³⁵.

Согласно «Oil & Gas Journal», доказанные запасы природного газа Индонезии по состоянию на январь 2012 г. составляли 141 трлн куб. м. Страна является 14-м крупнейшим обладателем доказанных запасов природного газа в мире и третьим в АТР. Индонезия по-прежнему остается крупным производителем СПГ. По заявлениям правительства Индонезии, более 60% запасов природного газа страны расположены на шельфе, крупнейшие запасы обнаружены в округе Натуна, в Восточном Калимантане, в провинции Ачех (Южная Суматра) и западной части Новой Гвинеи. PT PERTAMINA и шесть крупнейших международных компаний доминируют в газовой промышленности Индонезии, на них приходится более 90% добычи.

В последние годы, индонезийские компании переключили свое внимание с традиционных месторождений газа на новые регионы. Областями морской газодобычи становятся залив Бинтуни в Западном Папуа и Центральная Сулавеси. Расположенное в восточной части Индонезии Арафурское море пока остается малоизученным, но перспективным в плане газодобычи. Здесь находится газовое месторождение Abadi, запасы которого оцениваются в 280–400 млрд куб. м. В июне 2013 г. введено в эксплуатацию месторождение Восточная Натуна в Южно-Китайском море с коммерческими запасами более 1,3 млрд куб. м.

Индонезия играет ведущую роль в координации работ по созданию транснациональной трубопроводной сети Транс-АСЕАН (TAGP), которая должна соединить основных производителей и потребителей природного газа в Юго-Восточной Азии. Эта задача является довольно сложной, так как блоки, обладающие самыми высокими запасами газа, удалены от основных потребительских рынков.

Однако без новых крупных проектов добыча нефти, по-видимому, будет снижаться. Можно ожидать, что продолжит снижаться и добыча газа, но ситуация, вероятно, изменится после 2016 г. на фоне новых крупных проектов, а также ожидания, что более стабильная нормативно-правовая база позволит увеличить приток инвестиций.

Потребление нефти может сократиться в краткосрочном периоде из-за отказа от использования нефти для производства электроэнергии. Тем не менее, экономический рост может привести к восстановлению и даже стимулировать дальнейший рост спроса в долгосрочной перспективе, что в условиях сокращения добычи нефти превращает Индонезию в нетто-импортера сырой нефти и нефтепродуктов.

Рост внутреннего потребления газа в Индонезии сократит ее экспортный потенциал. И хотя производство СПГ будет расти за счет новых проектов, трудно ожидать, что Индонезия останется нетто-экспортером СПГ.

Малайзия. В середине 1980-х гг. Малайзия приняла «Четвертую энергетическую политику», согласно которой страна планировала снизить свою зависимость от нефти за счет увеличения использования природного газа, угля и гидроэлектроэнергии³⁶. В результате доля нефти в потреблении энергии снизилась с 50% в 2000 г. до 41% в 2007 г. Наибольшая доля в потреблении первичной энергии в 2007 г.³⁷ принадлежала природному газу.

В нефтяном секторе страны доминирует национальная нефтяная компания PETRONAS. Она обладает исключительными правами собственности на все проекты по разведке и добыче нефти на территории страны, иностранные и частные компании должны действовать в соответствии с соглашением о разделе продукции (СРП) с национальной нефтяной компанией.

Компания PETRONAS присутствует в 29 странах и вошла в сегменте разведки и добычи нефти в 23 из них. В 2000 г. на зарубежные предприятия приходилось 23% профицита ее бюджета³⁸. PETRONAS является крупным игроком и в розничном секторе, но сталкивается с конкуренцией со стороны других компаний, таких как Shell, Chevron и BP.

Запасы нефти Малайзии в основном расположены на шельфе Малайского полуострова и отличаются высоким качеством, однако в последние годы подтвержденные запасы нефти снизились. Снижение уровня добычи на основных нефтяных месторождениях Малайзии в последнее десятилетие спровоцировали усиленные действия правительства по стимулированию притока иностранных инвестиций в повышение нефтеотдачи пластов, а также развитие небольших, маргинальных и глубоководных нефтяных полей.

По добыче нефти Малайзия занимает второе место в Юго-Восточной Азии после Индонезии. Общая добыча нефти в 2012 г. составила 86 тыс. т в день, что несколько выше, чем в 2011 г. (83,7 тыс. т в день). Около 80% от общего объема производимых жидких углеводородов составляет сырая нефть, а остальное приходится на конденсат, СПГ, газ, переработанный в жидкое синтетическое топливо, биодизельное топливо и т.д. Более половины добычи нефти Малайзии в настоящее время поставляется с поля *Tapis* в оффшорном бассейне *Malay*.

В течение последнего десятилетия внутреннее потребление нефти в Малайзии росло, в то время как добыча снижалась, оставляя меньшие объемы нефти для экспорта. Правительство Малайзии поставило задачу вернуть к 2015 г. уровень добычи нефти до 107 тыс. т в день. Для этого активно привлекаются инвестиции с целью повышения выхода на действующих месторождениях, развития малых, малорентабельных месторождений путем внедрения нового оборудования, обеспечивающего повышение отдачи, и развития добычи на новых месторождениях нефти и природного газа в глубоководных шельфовых бассейнах Саравак и Сабах. Разработка глубоководных месторождений сопряжена с большими техническими проблемами и стимулирует более тесное сотрудничество малайзийских энергетических компаний с иностранными. PETRONAS планирует потратить 90 млрд долл. до 2016 г. на увеличение добычи нефти и природного газа.

В газовом секторе Малайзии, PETRONAS доминирует в разведке и добыче и одновременно является ведущим игроком в перерабатывающих отраслях. Добыча и потребление газа растет с 2000 г.

Свой вклад в добычу природного газа вносит и оффшорная область восточной части Малайзии. Объем добычи на глубоководном поле *Murphy Oil* на шельфе Сабах составил 3,4 млн куб. м газа в сутки в 2008 г. В 2009 г. Блоки SK-311 и SK-309 PETRONAS на шельфе Саравак производили по 3,7 тыс. куб. м газа в день.

Одной из самых активных областей разведки и добычи природного газа по-прежнему остается район совместного развития Малайзия — Таиланд (JDA), расположенный в Сиамском заливе. Район богат природным газом и разделен на три блока: блок A-18, блок B-17 и блок C-19. Он находится в совместном ведении двух стран, причем каждая из сторон владеет 50% углеводородных ресурсов JDA.

В ближайшее десятилетие главным фактором общего роста рынка углеводородов Малайзии будет газ. Несмотря на то, что рынок СПГ в Малайзии будет подвергаться растущему давлению со стороны новых игроков, таких как Австралия, Папуа Новая Гвинея и США, она по-прежнему будет важным поставщиком для АТР. Уровень добычи нефти будет поддерживаться за счет повышения нефтеотдачи пластов и шельфовых полей в краткосрочной и среднесрочной перспективе и глубоководных разработок в долгосрочной перспективе. Это зависит, однако, от цен на нефть. Потребление нефти будет оставаться на восходящем тренде, хотя сокращение топливных субсидий способно снизить темпы роста спроса на нефть. Новые энергетические проекты также будут поддерживать рост потребления газа при условии, что не произойдет дальнейшего сокращения субсидий на газ.

Филиппины. Развитие нефтяной и газовой промышленности на Филиппинах началось в 1988 г. В нефтяном секторе страны доминирует Филиппинская национальная нефтяная компания (PNOC). Надзор за соблюдением законодательства при лицензировании разведки и добычи осуществляет Министерство энергетики Филиппин.

Филиппины добывают небольшие объемы нефти, природного газа, поэтому потребление нефти на Филиппинах на 99% зависит от импорта, главным образом из стран Ближнего Востока. Страна является нетто-импортером энергии, несмотря на низкий уро-

вень потребления по сравнению со своими соседями³⁹. По энергетическому плану 2005 г. Филиппины должны были достичь уровня самообеспечения в 60% к 2010 г.⁴⁰

В 2007 г. были пробурены три разведочные скважины. Бурение осуществлялось британской нефтяной компанией Premier Oil в заливе Raygay, PETRONAS в оффшоре Миндоро и Japan Petroleum Exploration в проливе Tanon⁴¹.

Большая часть добываемого на Филиппинах природного газа поступает с месторождения Malampaya, которое было открыто в 1992 г. и находится в 80 км от острова Палаван в Южно-Китайском море. Бассейн Северо-Западный Палаван содержит приблизительно 3,14 млн т доказанных и вероятных запасов нефти⁴².

По состоянию на июнь 2011 г. потенциальные запасы нефти Филиппин, рассчитанные по шестнадцати осадочным бассейнам, находящимся в береговых и морских районах⁴³, от бассейна Sagayan на севере до бассейна Agusan-Davao на юге, а также бассейна Северо-Западного Палаван и бассейна моря Сулу вдоль западного фланга архипелага, составили 3,7 млрд т нефти и 1,53 трлн куб. м газа⁴⁴. Извлекаемые запасы оцениваются в 254 млн т нефти, 293 млрд куб. м газа и 21,9 млн т конденсата⁴⁵.

В 2013 г. общая добыча нефти находилась на уровне 3,5 тыс. т в сутки при суточном потреблении 40 тыс. т. В мае 2014 г. правительство провело тендеры на 11 морских блоках в бассейне Палаван и прилегающих районах, в том числе один в спорной части Южно-Китайского моря. Филиппины имеют возможность увеличить добычу до 5,2 тыс. т в сутки к 2019 г.⁴⁶ Важную роль в сегменте разведки и добычи играют Shell Philippines — дочерняя компания Shell и Otto Energy, в то время как Petron Corporation управляет одним из крупнейших НПЗ в стране.

Добыча сухого природного газа постоянно снижалась с 2008 г. и составила 2,8 млрд куб. м в 2012 г., при этом весь природный газ потребляется внутри страны. Добыча на глубоководном поле Malampaya является одним из крупнейших иностранных энергетических проектов в стране и находится под управлением Shell с партнерами по совместному предприятию Chevron и PNO Exploration Corporation, дочерним предприятием Philippine National Oil Company. Проект Malampaya обеспечивает 30% энергетических потребностей страны.

Вероятно, Филиппины останутся небольшим производителем нефти и газа в течение ближайшего десятилетия. Из-за сохранения более высоких темпов роста потребления по сравнению с увеличением добычи Филиппины, по-видимому, останутся нетто-импортером сырой нефти и нефтепродуктов, а также присоединятся к числу импортеров газа в мире.

В ближайшие годы сохранится относительно медленный рост запасов нефти и газа в связи с ограниченным количеством открытий месторождений. Добыча нефти может увеличиться между 2014 и 2018 гг. благодаря новым проектам, но без дальнейших открытий она начнет снижаться после 2018 г. Добыча газа будет слегка расти благодаря стабилизации добычи на ключевом газовом поле Malampaya. Тем не менее, новых проектов для дальнейшего увеличения производства газа на Филиппинах не предполагается.

Скорее всего, в долгосрочной перспективе сохранится тенденция увеличения потребности в углеводородах ввиду экономического роста. Дефицит отечественной нефти и нефтепродуктов на внутреннем рынке сохранит Филиппины как нетто-импортера сырой нефти и нефтепродуктов. Потребление газа будет отмечено, по-видимому, большим ростом, чем нефть, так как она становится все более важным источником топлива для выработки электроэнергии.

Сингапур. Хотя Сингапур не располагает собственными запасами нефти и природного газа, он имеет огромные нефтеперерабатывающие мощности. На долю Сингапу-

ра приходится 33,4% нефтепродуктов и природного газа в АСЕАН. 10% ВВП Сингапура поступает от энергетической отрасли.

Сингапур сосредоточил свою энергетическую политику на поддержании статуса нефтеперерабатывающего и торгового центра в Юго-Восточной Азии. С одной стороны, он поощряет зарубежные инвестиции и укрепляет свои отношения с производителями нефти. С другой стороны, он пытается привлечь больше прямых иностранных инвестиций в нефтеперерабатывающую и нефтехимическую промышленность, а также поощряет более активную торговлю нефтепродуктами на своем рынке. Сингапурские энергетические компании сделали значительные инвестиции в страны АСЕАН, Ближнего Востока, Южной Африки и Южной Америки.

Компания Singapore Petroleum (SPC) осуществляет деятельность по разведке и добыче углеводородов во Вьетнаме, в бассейне Song Hong, на шельфе острова Восточная Ява, в нижней части Сиамского залива и на побережье Ракхайн в Мьянме⁴⁷.

Хотя Сингапур остается важнейшим хабом по переработке углеводородов, он сталкивается с конкуренцией со стороны развивающихся переработчиков в регионе, таких как Китай и Вьетнам.

Растущее потребление газа в Сингапуре в условиях снижения экспорта трубопроводного газа из Индонезии, во все большей степени компенсируется импортом СПГ. Возможно, в следующем десятилетии Сингапур займется реэкспортом СПГ, превратившись в региональный центр торговли газом⁴⁸.

Таиланд. Нефтяной и газовой промышленностью страны управляет Petroleum Authority of Thailand (PTT) — Нефтяное управление Таиланда. В области разведки и добычи доминирует национальная нефтяная компания Таиланда Petroleum Authority of Thailand Exploration and Production (PTTEP), ведущая активную разведку запасов нефти по всей стране, а основными нефтеперерабатывающими компаниями являются Thailand Oil Company и Banchack Petroleum⁴⁹.

Таиланд стремится привлечь больше инвестиций в добычу углеводородов для удовлетворения растущего спроса, пытаясь увеличить их запасы и добычу. Открытость рынка разведки и добычи углеводородов, а также продуманная финансовая политика привлекают иностранные нефтяные компании, среди которых Shell, ExxonMobil, Total, Chevron, Hess, Mitsui Oil Exploration Company и CNPC.⁵⁰

Разведку на нефть Таиланд инициировал в начале 1960-х гг., но добыча нефти была довольно низкой. После первого нефтяного кризиса 1973–1974 гг. страна приступила к диверсификации энергопотребления и расширила разведку и добычу нефти и природного газа, особенно на шельфе. 80% добычи нефти и природного газа в стране сосредоточено в бассейне Mergwi в Андаманском море и Сиамском заливе. Будущие проекты разведки и добычи связаны с плато Корати в южной части Сиамского залива.

Таиланд стремительно расширяет свои нефтеперерабатывающие мощности и нефтехимическую промышленность. В 2005 г. его перерабатывающие мощности удовлетворили 78,7% внутреннего спроса, хотя добыча нефти составила только 30,9% внутреннего спроса, а импортируемый природный газ составил 27,2%, или 8,86 трлн куб. м. Три блока в южной части Сиамского залива позволят добывать 9 трлн куб. м в год. Другие поля, вероятно, тоже увеличат добычу природного газа. Исходя из этих цифр, Таиланд сможет полностью обеспечить себя природным газом и даже взять на себя роль экспортера газа⁵¹.

Добыча нефти в Таиланде возросла за последние несколько лет, хотя остается намного ниже уровня потребления. Крупнейшей нефтедобывающей компанией в Таиланде является Chevron, на долю которой в 2011 г. приходилось почти 70% сырой нефти

и газового конденсата в стране. Крупнейшим месторождением является Benjamas Chevron, расположенное в прогибе на севере Паттаи. Добыча на этом поле достигла своего максимума в 2006 г. и снизилась менее чем до 4 тыс. т в день в 2010 г. Компания Chevron разрабатывает «спутниковые» месторождения. Значительным источником сырой нефти с выходом в 2,9 тыс. т в день в 2010 г. является поле Сирикит компании РТТЕР. В 2009 г. начали разведку небольшие компании Salamander Energy и Coastal Energy.

В 2011 г. добыча природного газа составила 37 млрд куб. м, а потребление — 46,6 млрд куб. м, в результате чего импорт составил почти 9,6 млрд куб. м. Импорт осуществляется с морских месторождений в Мьянме по трубопроводу. Добыча и потребление природного газа с 2000 по 2010 гг. удвоились, при этом в 2010 г. рост составил более чем 15%. В 2011 г. годовой прирост добычи и потребления газа замедлился до 2% и 3% соответственно. Это было связано с утечкой на морском газопроводе и крупным наводнением, которое произошло в середине 2011 г. Из-за снижения добычи на старых месторождениях Таиланд будет зависеть в большей степени от импорта, если в течение текущего десятилетия не будут открыты новые месторождения.

Таиланд получает значительное количество конденсата в качестве побочного продукта добычи природного газа. По мере расширения добычи в заливе Pattani количество конденсата должно устойчиво расти, по крайней мере, до конца нынешнего десятилетия. Четверть добычи конденсата приходится на область Пайлин, оператор проекта — компания Chevron. Другим крупным производителем конденсата в Таиланде является Bongkot Arthit. Новые проекты включают конденсатное поле Bongkot South компании РТТ, которое вошло в строй в 2012 г. и производит 2 тыс. т в день. Кроме того, проект компании Chevron Platong II, который вошел в строй в 2011 г., как ожидается, будет обеспечивать максимум добычи конденсата на уровне 2,4 тыс. т в день.

Вьетнам. В 1987 г. страна приступила к реформированию энергетической отрасли, увеличив объем геологоразведочных работ. Реформы положили начало расширению сотрудничества местных нефтяных и газовых компаний с иностранными и открыли нефтяную и газовую отрасли страны для иностранных инвестиций. Результаты положительно сказались на экономическом развитии Вьетнама. Резко увеличились объемы добычи нефти и газа, что превратило страну в одного из крупнейших экспортеров ресурсов в ЮВА. Основными импортерами вьетнамских ресурсов являются Австралия, США, Сингапур, Китай, Таиланд и Япония. Кроме того, быстрый экономический рост Вьетнама и индустриализация стимулировали внутреннее потребление энергии. Добыча и переработка нефти и газа стали «локомотивом» вьетнамской экономики.

Энергетическая отрасль Вьетнама находится под почти безраздельным контролем трех государственных компаний — PetroVietnam (PV), Vinacoal и Electricity of Vietnam (EVN) и их дочерних предприятий. Например, крупнейшая нефтегазовая корпорация PetroVietnam является основным координатором разведки нефти и газа в стране уже более 40 лет. Корпорация активно сотрудничает со многими зарубежными нефтяными компаниями: BP, ConocoPhillips, Petronas, Statoil, Talisman и др. По законодательству Вьетнама, все иностранные инвесторы должны согласовывать свои действия с данной корпорацией.

«Закон об иностранных инвестициях» и «Закон о нефти», разрабатывавшиеся в 1980-е гг., на сегодняшний день регулируют деятельность всех иностранных инвесторов в нефтегазовой отрасли Вьетнама. В 2000-е гг. в законы были внесены существенные поправки, значительно упростившие выдачу инвестиционных лицензий.

Залежи нефти и газа выявлены в пределах шельфа Южного Вьетнама, газоконденсатные месторождения — на севере страны. На сегодня остаются неразведанными

около 70% площади шельфа, но поисковые работы ведутся быстрыми темпами. В результате того, что в последние годы на вьетнамском шельфе были открыты в основном месторождения газа, произошел пересмотр оценок объемов ресурсов углеводородов. Газа здесь больше, чем нефти⁵². До 2009 г. ЕІА оценивало перспективы газоносности шельфа в 192 млрд куб. м, в 2009 г. увеличило их до 610 млрд куб. м. По состоянию на 2013 г. — около 1 трлн куб. м.

Нефть добывается на девяти морских месторождениях, крупнейшим из которых является Bach Ho, поставляющее около половины сырой нефти⁵³. Активно ведется разведка и добыча ресурсов в бассейнах Ca Ngu Vang и Phuong Dong. Успешно осваиваются и новые месторождения, что постепенно приводит к увеличению доказанных запасов нефти, которые по состоянию на январь 2013 г. выросли до 588 млн т.

В газовой сфере Вьетнама также доминирует национальная корпорация PetroVietnam. Приток иностранных инвестиций, начиная с 2007 г., способствовал активизации разведки газовых месторождений, значительно увеличив доказанные запасы природного газа Вьетнама. По данным на январь 2013 г. Вьетнам обладает 700 млрд куб. м доказанных запасов природного газа, для сравнения в 2011 г. эти запасы составляли приблизительно 192,6 млрд куб. м.

Крупнейшим газовым проектом Вьетнама считается Nam Con Son стоимостью в 1,3 млрд долл. Это интегрированный газознергетический проект, обеспечивающий поставки природного газа из морских нефтяных месторождений к энергетическому комплексу Phu My по подводному трубопроводу на расстояние в 370 км⁵⁴.

В последние годы на шельфе Вьетнама наметилось явное доминирование государственных компаний России («Зарубежнефть», «Газпром» и «Роснефть»)⁵⁵.

Общая добыча нефти и газового конденсата в краткосрочной перспективе продолжит расти. Запасы нефти и газа также могут существенно возрасти. Тем не менее, продолжающийся спор о морских границах с Китаем существенно ограничивает возможности для морской геофизической разведки в ближайшие годы. Спрос на газ будет превышать предложение, делая Вьетнам зависимым от импорта газа.

* * *

В условиях быстро растущей экономики региональный спрос на энергию с 1990 г. увеличился в более чем два с половиной раза, в результате все большие объемы нефти и газа идут на внутреннее потребление добывающих стран. Развитие нефтегазового сектора стран АСЕАН происходит в условиях усиливающегося государственного влияния и стремления активизировать приток прямых инвестиций. При этом стремление в первую очередь удовлетворить внутренний спрос на энергоносители сочетается с желанием сохранить позиции на внешнем рынке. Необходимо отметить усилия стран региона создать производственную систему, связывающую всю технологическую цепочку: добычу, транспортировку, переработку, продажу конечного продукта.

Превышение спроса на газ по сравнению с уровнем добычи делает большинство стран АСЕАН зависимыми от импорта газа, несмотря на активизацию разведки и добычи. В значительной степени решение энергетических проблем АСЕАН зависит от освоения шельфовых зон Южно-Китайского моря, в том числе и спорных участков морского шельфа, где сталкиваются интересы отдельных стран десятки и, прежде всего, Китая. Это бросает странам региона вызовы не только технологического, но и политического характера.

1. *Никитина А.* АСЕАН — жажда энергии // Нефтегазовая вертикаль. 2014. № 3. С. 10–15.
2. ASEAN PLAN OF ACTION FOR ENERGY COOPERATION № 2010–2015 (АПАЕС 2010–2015). URL: http://aseanenergy.org/media/filemanager/2012/10/11/f/i/file_1.pdf.
3. BP Statistical Review of World Energy June 2014. URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>.
4. International Energy Statistics (EIA). URL: [http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/ IEDIn-dex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=12](http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIn-dex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=12).
5. Российское энергетическое агентство (РЭА). URL: <http://rosenergo.gov.ru>.
6. <http://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD/countries/BN?display=default>.
7. Российское энергетическое агентство (РЭА). URL: http://www.rosenergo.gov.ru/upload/2012_09_14_TEK_Brnei.pdf.
8. BP Statistical Review of World Energy June 2014. URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>.
9. Российское энергетическое агентство (РЭА). URL: http://www.rosenergo.gov.ru/upload/2012_09_14_TEK_Brnei.pdf.
10. URL: <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=BX>.
11. Там же.
12. Там же.
13. Total ready to go with Brunei Maharaja Lela Jamalulalam South. URL: <http://www.2b1stconsulting.com/total-ready-to-go-with-brunei-maharaja-lela-jamalulalam-south/>
14. Там же.
15. URL: <http://www.russian.china.org.cn>, 17 февраля 2011 № 294027.
16. Myanmar ranks 41 internationally in volume of natural gas reserves, according to a research paper by the Myanmar Development Resource Institute and the Asia Foundation. URL: <http://www.nationmultimedia.com/aec/Myanmar-ranks-41-in-natural-gas-reserves-30236640.html>.
17. Там же.
18. Myanmar Politics. Embassy of the People's Republic of China in the Union of Myanmar, June 2008. URL: <http://mm.china-embassy.org/chn/ljmd/abad/t469167.htm>.
19. A Brief on Myanmar Oil and Natural Gas Production in 2002. Chembb.com, 23 February 2003. URL: http://www.chembb.com/InfoCenter news/complex_deatils.asp?profession_sort=07&sort=ICA07&id= A07030226004.
20. URL: <http://www.oilru.com/news/404389/>
21. ПТТЕР часть крупнейшей в Таиланде компании PPT.
22. PTTEP delivers first load of Myanmar gas to Thailand and ramps up production. URL: <http://www.oilandgastechology.net/upstream-news/pttep-delivers-first-load-myanmar-gas-thailand-ramps-production>.
23. URL: <http://www.russian.china.org.cn>, 17 февраля 2011 № 294027.
24. URL: <http://www.chinapro.ru>, 5 августа 2014 № 1142296.
25. Shwe Naural Gas Project, Myanmar. URL: <http://www.offshore-tecnology.com/project/shwe-natural-gas-project>.
26. URL: <http://www.oilru.com>, 4 марта 2010 № 201592.
27. Myanmar ranks 41 internationally in volume of natural gas reserves, according to a research paper by the Myanmar Development Resource Institute and the Asia Foundation. <http://www.nationmultimedia.com/aec/Myanmar-ranks-41-in-natural-gas-reserves-30236640.html>.
28. URL: <http://www.irrawaddy.org/business/burmas-oil-production-tipped-decline-fuel-imports-increase.html>.
29. Там же.
30. *Yang Xueyan.* Environment and Strategy of International Operation for China's Oil Companies. Beijing: Beijing Petroleum Publishing House. 2004. P. 283–5.
31. PwC report on oil and gas in Indonesia. URL: http://www.pwc.com/id/en/publications/assets/oil-and-gas-guide_2012.pdf.
32. Country Analysis Brief — Indonesia. General Background, EIA, January 2007. URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Indonesia/Background.html>.
33. URL: <http://www.eia.gov/countries/analysisbriefs/Indonesia/indonesia.pdf>.

34. BanyuUriproject. URL: http://www.exxonmobil.co.id/indonesia-english/pa/about_where_ceru_bu.aspx.
35. Индонезия просит Экхон сменить главу подразделения в стране. URL: <http://oilcapital.ru/company/194801.html>.
36. Oil and Natural Gas: Opportunity and Challenge / Ed. Lai Xiangjun. Beijing: Chemical Industry Press, 2005. P. 248.
37. *Fu Qingyun*. World Energy Outlook. Beijing: China Da Di Press, 2004. P. 16; BP Statistical Review of World Energy. 2008. June. P. 40–41.
38. *Wu Lei*. China's Petroleum Security. Beijing: China Social Sciences Press, 2003. P. 237.
39. *Fu*. World Energy Outlook. P. 9.; “Country Analysis Brief — The Philippines”. General Background // EIA. 2008 Aug. Available at URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Philippines/Background.html>. Data for the Philippines was mainly cited from this book and this brief.
40. *GuoChunju*. The Philippines: Exploring South China Sea Implications For Nan Sha Island (the Spratly Islands) // Can Kao Xiao Xi (Reference News). 2004. 1 Apr.
41. *Xue Li*. Energy Development in ASEAN Countries and Sino-ASEAN Energy Cooperation // S. Rajaratnam School of International Studies Singapor. 2009. 2 Apr.
42. Country Analysis Brief — The Philippines. GeneralBackground // EIA. 2008. Aug.
43. PHILIPPINE SEDIMENTARY BASINS. URL: https://www.doe.gov.ph/microsites/archives/pcr/Philpra/sed_basin_nw.htm#sed.
44. URL: <http://abarrelfull.wikidot.com/philippines-oil-and-gas-profile>.
45. Philippines Oil And Gas Profile. URL: <http://abarrelfull.wikidot.com/philippines-oil-and-gas-profile>.
46. URL: <http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=RP&trk=p1>.
47. Singapore Power and Babcock & Brown May Raise Offer For Alinta to Compete with Macquarie Bank. In-En.com, 17 April 2007. Available at URL: http://www.in-en.com/newenergy/news/intl/2007/04/INEN_82081.html.
48. URL: <http://store.businessmonitor.com/singapore-oil-gas-report.html>.
49. Petroleum Authority of Thailand // PTT. news. cnpc. com. cn. 2007. 2 March. Available at URL: <http://www.oilnews.com.cn/bk/system/2007/03/02/001064719.shtml>.
50. Yang. Environment. P. 288–290.
51. Country Analysis Brief — Malaysia. March 2007.
52. *Тюрин А.* Вьетнам уходит от нефтегазового диктата Запада с помощью российских госкомпаний. URL: http://pomowyu_rossijskih_goskompanij/
53. Country Analysis Brief — Vietnam. General Background // EIA. 2007. July. URL: <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Vietnam/Background.html>.
54. Vietnam Starts Use of its Largest Electricity Syndicate, 21 April 2005. URL: <http://www.chnapower.com.cn/newsarticle/1022/new1022547.asp>; Largest Electricity-generation Facility in Vietnam Built in Vung Tau Province. Chinapower.com.cn, 14 April 2005. URL: <http://www.chinapower.com.cn/newsarticle/1022/new1022407.asp>.
55. *Тюрин А.* Указ. соч.