

Попов Александр Вячеславович

кандидат экономических наук,
старший научный сотрудник Центра ЮВА,
Австралии и Океании ИВ РАН, Россия, Москва,
3638272@gmail.com,
<https://orcid.org/0000-0002-9094-0818>

**НЕФТЕГАЗОВЫЙ СЕКТОР ЭКОНОМИКИ ИНДОНЕЗИИ
(Часть 1.)**

Аннотация: В статье анализируется текущая ситуация в нефтегазовом секторе Индонезии, которая ранее была крупным экспортером нефти и членом ОПЕК, однако впоследствии стала нетто-импортером нефти. Потребности растущей индонезийской экономики в нефти значительно превосходят возможности ее нефтяной промышленности, и ежегодно страна вынуждена тратить огромные средства на импорт нефти и нефтепродуктов. Правительство пытается принимать все возможные меры для привлечения новых инвестиций в этой области, однако добыча нефти продолжает падать, прежде всего, в силу отсутствия должных капиталовложений в разведку на нефть и газ. Ситуация с добычей газа существенно лучше, однако значительная часть его запасов, прежде всего в районе Южно-Китайского моря, не может быть использована должным образом в силу высокого содержания в нем углекислого газа. Кроме того, в этом районе индонезийские компании, осуществляющие разведку на нефть и газ, сталкиваются с военным присутствием Китая, который рассматривает данный район как свою территорию.

Ключевые слова: *Индонезия, нефть, газ, нефтедобыча, нефтепереработка, месторождение, геологоразведка, бурение, баррель, скважина*

Для цитирования: *Попов А.В. Нефтегазовый сектор экономики Индонезии (Часть 1.) // Юго-Восточная Азия: актуальные проблемы развития, 2021, Том III, № 3 (52). С. 90–106. DOI:10.31696/2072-8271-2021-3-3-52-090-106*

Oil and Gas Sector of Indonesia (Part 1.)

Abstract: The article analyses the current situation in the oil and gas sector of Indonesia that used to be a big oil exporting country and a member of OPEC but some years ago became a net-importer of oil. The demand of the growing Indonesian economy for oil much exceeds the capacities of its oil industry and each year Indonesia has to spend great amounts of money for importing oil and oil products. The government is trying to take all possible measures to attract new investments in this field but the lifting of oil continues to drop first of all due to the absence of proper investments into the exploration for oil and gas. The situation with the gas lifting is much better but a large part of its reserves first of all situated in the South China Sea can not be used properly due to a high content of carbon dioxide in it. Besides, in this area Indonesian companies carrying out the exploration for oil and gas face a military presence of China that regards it as its own territory.

Keywords: *Indonesia, oil, gas, oil production, oil refining, field, exploration, drilling, barrel, well*

Aleksandr V. Popov, PhD in Economics, Senior Researcher at the Center for South-East Asia, Australia and Oceania Studies, IOS RAS, Russia, Moscow, 3638272@gmail.com <https://orcid.org/0000-0002-9094-0818>

For citation: Popov A.V. Oil and Gas Sector of Indonesia (Part 1.). *Yugo-Vostochnaya Aziya: aktual'nyye problemy razvitiya*, 2021, T. III, № 3 (52). Pp. 90–106. DOI:10.31696/2072-8271-2021-3-3-52-090-106

К началу 2020 г. общемировые доказанные запасы нефти составляли 244,6 млрд т, из которых лишь 0,3 млрд приходилось на Индонезию, или всего 0,12% мировых запасов. В 2019 г. в мире было всего добыто 4484,5 млн т нефти, из которых Индонезия обеспечила 38,2 млн т, или 0,85% мировой добычи. В 2019 г. мировое потребление нефти и нефтепродуктов в день составляло 95,2 млн барр., из которых на Индонезию приходилось 1,7 млн барр.¹, т.е. 1,8%. В силу слабой разведанности запасов и их труднодоступности, добыча нефти в стране падает и

в 2020 составляла 706 тыс. барр. в день², тогда как в 2010 г. — 945 тыс. барр. В целом за этот период годовое производство нефти сократилось с 48,6 млн т в 2010 г. до 36,4 млн т в первый год пандемии, или 0,9% мирового производства³. В 2021 г. ежедневная добыча нефти вновь резко сократилась, составив всего 660 тыс. барр/день⁴.

Одной из главных причин сокращения добычи нефти является падение капиталовложений в этой области, которые в 2020 г. и первой половине 2021 г. составили 10,5 млрд долл. против 20,4 млрд долл. в 2014 г. Особенно негативно сказывается отсутствие серьезных инвестиций в геологоразведку, которые в первый год пандемии составили всего 44,9 млн долл., тогда как еще в 2014 г. на эти цели было потрачено 2,6 млрд долл.⁵

Поскольку собственная добыча нефти падает, а потребность индонезийской экономики в нефти и нефтепродуктах растет, страна в последние годы превратилась в крупного нетто-импортера нефти и нефтепродуктов: в 2019 г. экспорт нефти составил 3,6 млн т при мировом объеме в 2239 млн т, т.е. 0,16%; импорт нефти был 11,8 млн т, или 0,5% мирового объема; экспорт нефтепродуктов составил 3,8 млн т при его мировом объеме в 1242 млн т, т.е. 0,3%, а импорт — 23,4 млн т, или 1,9% мирового объема. В 2020 Индонезия экспортировала 4,4 млн т нефти на сумму 1,4 млрд долл. (0,2% мирового экспорта по стоимости), а импортировала 10,5 млн т на сумму 3,4 млрд долл. (0,5% мирового импорта)⁶; экспортировала 4,8 млн т нефтепродуктов (1,5 млрд долл.), а ввезла — 20,8 млн т (8,3 млрд долл.)

Руководство Индонезии, стремясь ослабить зависимость страны от импорта нефти, ставит задачу к 2030 г. увеличить добычу нефти до 1 млн барр/день, понимая, что это потребует проведение новых дорогостоящих геологоразведочных работ на существующих месторождениях и начала освоения новых нефтяных бассейнов. В этой связи необходимо отметить, что около 60% всех новых потенциальных месторождений находится в морской зоне на значительных глубинах, что удорожает их разведку и добычу. Всего в Индонезии насчитывается примерно 60 месторождений, потенциально богатых углеводородами, из которых в настоящее время в той или иной степени эксплуатируется только 16.

Крупнейшим по производству нефти является месторождение Банью Урип блока Чепу, которое расположено на территории двух провинций: Центральная Ява и Восточная Ява. В 2020 г. добыча нефти здесь составляла 210 тыс. барр./день⁷. Оператором этого месторождения является дочернее предприятие американской «Эксон Мобил» — «ПТ. Эксонмобил Чепу», которое работает на основе Соглашения о совместной деятельности (Joint Operation Agreement), имея долю в проекте в 45%, с дочерней структурой госкомпании «Пертамина» — «ПТ. Пертамина ЕП Чепу» (45%), а также с рядом госпредприятий провинциального и областного подчинения, имеющими в совокупности 10% интереса в проекте: «ПТ. Сарана Патра Хулу» (провинция Центральная Ява), «ПТ. Асри Дарма Седжахтра» (кабупатен Боджонегоро), «ПТ. Блора Петрагас Хулу» (каб. Блора), «ПТ. Петрагас Джатим Утама Чендана» (пров. Восточная Ява). Запасы нефти на месторождении Банью Урип в 2001 г. были установлены в размере 450 млн барр., однако за 20 лет общая ожидаемая добычи нефти (Estimated Untimate Recovery) здесь выросла до 940 млн барр. При этом, месторождение характеризуется низкими издержками на его обустройство, геологоразведку, и добычу нефти. Так, расходы на развитие месторождения в расчете на баррель добываемой нефти составляют здесь 4,5 долл. против 15 долл. в среднем по отрасли, а себестоимость собственно добычи нефти в 2019 г. составляла 2,9 долл./барр. в 2019 г., а в 2020 г. — 1,9 долл./барр. На месторождении в трех зонах бурения насчитывается 29 производственных скважин и 16 скважин для нагнетания давления в нефтяных пластах⁸. Добываемая на Банью Урип нефть поставляется на Главный распределительный пункт в центральной части месторождения, откуда по 72-км нефтепроводу доставляется до побережья Тубан и далее уже по 23-км подводному нефтепроводу до морского терминала, или плавучей станции хранения и отгрузки нефти (Floating Storage and Offloading – FSO) «Гагак Риманг» емкостью 2 млн барр. С терминала дальнейшая отгрузка по территории Индонезии или зарубеж осуществляется уже танкерами⁹.

Вторым по значимости является блок Рокан в провинции Риау, где индонезийская «дочка» американской «Шеврон» — «ПТ. Шеврон Пасифик Индонезия», до недавнего времени до-

бывала около 174 тыс. барр./день¹⁰. 9 августа 2021 г. блок Рокан был возвращен государству, под управление госкомпании «Пертамина». Его оператором стала дочернее предприятие «Пертамины» — «ПТ. Пертамина Хулу Рокан» (ПХР), которое получило права на его эксплуатацию на срок в 20 лет. Блок Рокан является крупнейшим по площади нефтяным бассейном – 6,3 тыс. кв. км, на территории которого находится в общей сложности 115 действующих и потенциальных нефтяных месторождений, наиболее значительными из которых являются Дури, Минас и Бекасап¹¹. Блок расположен на территории 5 кабупатенов провинции Риау: Бенгкалис, Сиак, Кампар, Рокан Хулу и Рокан Хиллр. Добываемая нефть поставляется, в частности, на терминалы на территории провинции Риау: «RU PP7» емкостью 62,3 тыс. барр/день и «Думей» — 116,6 тыс. барр/день¹². «Пертамина» начинает масштабные буровые работы для увеличения производства нефти и газа на Рокане, рассчитывая довести его долю до 25% в балансе нефтегазовой добычи Индонезии, которая в 2030 г. планируется в объеме 1 млн баррелей и 12 млрд куб. фут./день. Из 79 уже пробуренных скважин в начале ноября на Рокане функционировало 16, а до конца 2021 г. «Пертамина» планировала проводить буровые работы всего на 161 скважине с прицелом довести их общее количество на блоке до 500. К концу ноября 2021 г. ПХР для проведения геологоразведки задействовала уже 17 буровых установок, и было пробурено 100 скважин с момента перехода контроля над блоком от «Шеврона». Ежедневная добыча нефти составляла 162 тыс. барр.¹³. Оставшиеся запасы нефти на блоке Рокан оцениваются в 0,5 – 1,5 млрд баррелей, при этом «Пертамина» планирует потратить за 20 лет на эксплуатацию входящих в него месторождений 70 млрд долл., что соразмерно с этими запасами и свидетельствует о высокой себестоимости добываемой здесь нефти. Блок Рокан имеет большое значение для региона и в плане занятости: в конце 2021 г. здесь работало 25 тыс. человек, преимущественно жители провинции Риау¹⁴.

Серьезной проблемой месторождений блока Рокан является невысокая степень извлечения нефти из скважин, которую нефтяники «Пертамины» стремятся довести до 75% за счет закачивания в нефтяные пласты пара. Этот метод практиковался и

«Шевроном» еще с 1975 г. Низкий уровень извлечения, в частности, наблюдается на месторождениях Северный Дури, Кулин, Рантоу Баис. С этой же целью в скважины планируется закачивать сурфактан на месторождении Минас, где в нефтяных пластах очень высокий процент содержания воды, и ежедневная добыча составляет 27 тыс. барр, тогда как в лучшие годы она составляла 400 тыс. барр/д. До сих пор на месторождении извлечено лишь немногим более 50% запасов нефти, которые составляли 8,6 млрд барр.¹⁵

Крупным блоком нефтегазовых месторождений, который ранее, 01 января 2018 г. также перешел под управление «Пертамины», является блок Махакам на шельфе провинции Восточный Калимантан, находившийся с 06 октября 1966 г. в эксплуатации консорциума французской «Тоталь Индонези» и японской «Инпекс Корпорейшн».¹⁶ Зарубежными инвесторами на блоке был открыт целый ряд богатых месторождений: Бекапей, Хандил, Туну, Печико, Сиси, нефть с которых поставлялась на морской терминал «Сенипах» емкостью 31,5 тыс. барр/день¹⁷. Зарубежные операторы месторождения, зная об окончании срока контракта на эксплуатацию месторождения в 2017 г., заранее прекратили геологоразведочные работы, что привело к резкому падению добычи нефти после возвращения блока Махакам государству¹⁸, хотя в 2017 г. это месторождение было третьим в Индонезии по объемам добычи, которая составляла 55 тыс. барр/день¹⁹. В сентябре же 2021 г. председатель наблюдательного совета «Пертамины» Басуки Чахья Пурнама ставил задачу перед руководством дочерней структура «Пертамины» — «ПТ. Пертамина Хулу Махакам» (ПХМ), которая непосредственно осуществляет эксплуатацию блока, обеспечить к концу года добычу на блоке в объеме 23,8 тыс. барр. нефти и 515 млн куб. футов газа в день²⁰. ПХМ заключила контракт с публичной компанией «ПТ. Апексиндо Пратам Дута Тбк» на срок 1,5 года на проведение буровых работ стоимостью 68 млн долл. на морских месторождениях Тамбора, Туну и Хандил, входящих в блок Махакам.²¹ Именно на блоке Махакам были найдены первые новые запасы углеводородов в 2022 г. Разведочная скважина Манпату-1х, бурение которой началось 20 октября 2021 г. показала на глубине 3776 м наличие 207 м слоя углеводородов, ресурсы ко-

торых оцениваются в 84,8 млрд куб. футов газа и 2,4 млн барр. нефти²².

«Пертамина» добывает нефть и в провинции Восточная Ява, где расположен блок Тубан. В состав блока входит два основных месторождения: Муди в деревне (деса) Рахаю кечаматана Соко кабупатена Тубан и Суковати на территории деревень (деса) Чампуреджо и Нгампел, в кабупатене Боджонегоро²³, а также три перспективных месторождения в кабупатене Гресик: Ленгованги, Саус Бунгох и Богомиринг. До 29 февраля 2018 г. он эксплуатировался совместным операционным предприятием (Joint Operating Body – JOB) «Пертамины» и китайской «Петро-чайна», после чего перешел под полное управление дочерней структуры этой госкомпании – «ПТ. Пертамина ИР». Для закачки и хранения нефти последняя использует морской терминал «Тубан» емкостью 16,4 тыс. барр/день²⁴. В канун возвращения блока Тубан государству, в 2017 г., на нем добывалось 10,5 тыс. барр/день²⁵, из которых около 80% приходилось на месторождение Суковати²⁶. После получения практически полного контроля над месторождением «Пертамине» все же придется делиться прибылью с властями провинции Восточная Ява и кабупатенов, на территории которых расположены упомянутые месторождения. В соответствии с Распоряжением министра энергетики и минеральных ресурсов Индонезии №37 – 2016 г. региональные предприятия имеют право участвовать в управлении и получении прибыли в проектах горнодобывающей промышленности, в случае нахождения месторождений на соответствующих территориях. Такие предприятия, как правило, своих финансовых ресурсов и опыта работы в данной области не имеют, однако, в силу близости к властным структурам на своей территории, могут быть весьма полезны для решения задач административного характера. В нефтегазовой сфере коммерческий интерес таких предприятий обычно ограничивается 10%. Так и в случае с блоком Тубан местные власти в январе 2020 г. договорились о создании консорциума региональных предприятий, который должен получить 10% прав на управления и коммерческого интереса в проекте дальнейшей эксплуатации блока Тубан. В состав консорциума вошли: «ПТ. Петрогас Джати» (предприятие правительства провинции Восточная Ява – 50% интереса), «ПТ.

Боджонегоро Бангус Сарана» (кабупатен Боджонегоро – 24,1%), «ПТ. Мигас Тубан» (кабупатен Тубан – 19,5%) и «ПТ. Гресик Мигас – 6,4%»²⁷.

На госкомпанию «Пертамина» приходится основная часть добываемой в стране нефти, общий объем которой в первом полугодии 2021 г. составил 666,6 тыс. барр/день, из которых госкомпания в лице своих дочерних структур, занятых разведкой и добычей нефти, «обеспечила добычу в объеме 290 тыс. барр/день, к которым с августа 2021 добавилось примерно 160 тыс. барр/день, добываемых на блоке Рокан»²⁸.

В 2020 г. одна из этих «дочек», «ПТ. Пертамина Хулу Энерги» (ПХЭ), сумела обеспечить добычу в объеме 81 тыс. барр/день и в целом по году в объеме 29,6 млн барр.²⁹ Эксплуатацию месторождений осуществляло 21 дочернее предприятие ПХЭ, из которых 4 были совместными с другими компаниями. Наибольший объем добычи в 2020 г. обеспечивали следующие дочерние структуры ПХЭ:

1. «ПТ. Пертамина Хулу Энерги Офшор Норс Вест Джава» (Северо-Западная яванская офшорная) – 28,8 тыс. барр/день, общая площадь блока месторождений, который простирается от района Чиребона на севере до архипелага «Тысячи островов» в районе Джакарты, составляет 8300 кв. км. До июля 2009 г. добычу нефти здесь осуществляла британская «BP», а еще ранее американская «АРКО» (American Richfield Company), которая открыла крупнейшее на блоке месторождение Арджуна. На блоке действует около 700 пробуренных скважин, 37 платформ и 1600 км подводного нефтепровода³⁰. В силу длительного срока эксплуатации многие элементы нефтепроводов корродировали, в результате чего нередко происходит утечка нефти в море³¹. В связи с загрязнением моря и побережья компания периодически вынуждена выплачивать компенсации страдающим от этого жителям различных кабупатенов Западной Явы. 90% коммерческого интереса в проекте принадлежит «Пертамине» и еще 10% нефтегазовому предприятию провинции Западная Ява. Вся добываемая нефть пере-

рабатывается на заводе в Балонгане, кабупатен Индрамаю. Добытая нефть по нефтепроводу поступает в 3 приемных пункта на побережье: Муара Каранг и Танджунг Приок в Джакарте, и Чиламая, кабупатен Караванг, Западная Ява, откуда перенаправляется в Балонган³². Кроме того, на блоке действует и морской терминал для приема нефти «Арджуна» емкостью 25,6 тыс. барр./день³³.

2. «ПТ. Пертамина Хулу Энерги Офшор Саус Ист Суматра» (Юго-восточная суматранская офшорная) – 25,8 тыс. барр./день, до 06 сентября 2018 г. этот блок месторождений, находящийся в Яванском море, к юго-востоку от о.Суматра, именуемый «ОСЕС», эксплуатировался «Китайской Национальной шельфовой нефтяной корпорацией» (СНООС), и добыча нефти в 2017 г. на блоке составляла 30,6 тыс. барр./день³⁴. Блок эксплуатируется уже более 50 лет, поэтому входящие в него месторождения – Банувати, Чинта, Интан, Видури, Зельда и др., в значительной мере уже истощены, в связи с чем ПХЭ активно ведет разведку на шельфе, в частности, на месторождении Крисна, примерно в 160 км к северу от залива Джакарта. Добываемая на блоке нефть поставляется на морской терминал ФСО «Видури» в Ленгера Бангса, откуда уже загружается в танкеры для дальнейшей транспортировки. Емкость терминала «Видури» составляет 8,5 тыс. барр./день³⁵. На блоке ОСЕС добывается также газ, который продается госкомпания «ПЛН» для ТЭС в Чилегоне³⁶.

3. «ПТ. Пертамина Хулу Энерги Костал Плейнс энд Пеканбару» совместно с региональным предприятием кабупатена Сиак провинции Риау — 4,5 тыс. барр./день; расположенный в кабупатенах Сиак, Бенгкалис, Кампар и Рокан Хулу блок месторождений «Coastal Plains and Pekanbaru/СРР» площадью 9,9 тыс. кв. км, практически по соседству с блоком «Рокан», имеет 26 месторождений, которые поделены между тремя производственными зонами: Замруд, Педада и Вест. СРР является довольно старым райо-

ном нефтедобычи. Еще в 1930 г. 12-й султан Сиака Шариф Касим II-й выдал разрешение на добычу нефти «Нидерландской тихоокеанской нефтяной компании» (NPPM), которая представляла собой совместное предприятие «Стандарт Ойл Кампени оф Калифорния» (Socal) и «Техас Ойл Кампени» (Техасо), которая в 70-е гг. была преобразована в «ПТ. Калтекс Пасифик Индонесия» (СРІ). В августе 2002 г. контракт последней на эксплуатацию блока заканчивался, и он перешел под контроль «Пертамина» и регионального предприятия кабупатена Сиак «ПТ. Буми Сиак Пусако» (БСП), которое было создано 17 октября 2001 г. Законом же №22 – 2001 г. «О нефти и газе» было установлено, что добычей и переработкой нефти и газа могут заниматься такие региональные предприятия, находящиеся в собственности правительств провинций и кабупатенов. Об августа 2002 г. БСП и «Пертамина» подписали соглашение о совместной эксплуатации блока с равной долей коммерческого интереса, и их консорциум получил права на эксплуатацию на срок в 20 лет³⁷. Однако уже в конце 2018 г. «Пертамина» объявила о своем выходе из проекта по окончании действия контракта в 2022 г., что обусловлено технико-экономическими причинами, в результате чего он целиком переходит под контроль предприятия «ПТ. Буми Сиак Пусако»³⁸, которое 72,3% принадлежит администрации кабупатена Сиак, на 18,1% — правительству провинции Риау и на 6%- администрации кабупатена Кампар. Еще 3,6% акций распределено между администрациями кабупатена Пелалавани города Пеканбару³⁹.

4. «ПТ. Пертамина Хулу Энерги Джамби Меранг» — 4,5 тыс. барр/день, блок Джамби Меранг расположен на площади в 1028 кв. км в кабупатене Муси Баньюасин провинции Южная Суматра и состоит из трех месторождений: Гелам, Сунгей Кенаванг и Пулоу Гадинг. Эксплуатация блока началась в 1989 г. силами консорциума в составе: «ПТ. Пертамина Хулу Энерги» (50%), «ПТ. Талисман

Энерджи», (в тот момент канадской компании, но в 2015 г. выкупленной испанской «Репсол» за 8,3 млрд долл.⁴⁰ – 25%) и «ПТ. Пасифик Ойл энд Гэс» (компания, аффилированная с группой «Роял Голден Игл» китайского бизнесмена индонезийского происхождения Суканто Таното – 25%). В конце срока осуществляемого на условиях «раздела продукции» контракта, в 2018 г. консорциум добывал в день 4200 барр. конденсата нефти и 88,5 млн куб. футов газа,⁴¹ тогда как самые высокие показатели были достигнуты в 2014 г. – 6100 барр. и около 130 млн куб. футов газа.⁴² С 10 февраля 2019 г. блок Джамби Меранг полностью перешел под управление «ПТ. Пертамина Хулу Энерги».

5. «ПТ. Пертамина Хулу Энерги Томори Сулавеси» — 3,9 тыс. барр./день; блок Сеноро – Тоили площадью 451 кв. км находится в кабудатенах Бангей и Моровали Утара провинции Центральной Сулавеси, и состоит из месторождения нефти Тиака и газа – Донги-Сеноро. Блок эксплуатируется консорциумом в составе: «ПТ. Пертамина Хулу Энерги Томори Сулавеси» (50%), национальной публичной компанией «ПТ. Медко И энд Пи Томори Сулавеси» (30%) и «Томори И энд Пи Лтд» (20%), британской компанией, аффилированной с японской «Мицубиси корпорейшн». Первые поставки нефти с месторождения Тиака, расположенного в заливе Толо на глубине примерно 50 м, пошли на нефтеперерабатывающий завод «Пертамины» в Пладжу, в провинции Южная Суматра еще в начале 2004 г. Тогда на месторождении действовало две скважины и добывалось 1850 барр. нефти/день⁴³. Объемы добычи на месторождении в отдельные периоды падали в связи с ростом социальной напряженности в этом районе, где местные жители, как и в других местах Сулавеси, серьезно рассчитывали на свою долю от эксплуатации природных ископаемых, добываемых на их территории. Заходя на месторождение, представители «Пертамины» и «Медко», очевидно, дали определенные обещания местным жителям

в плане обустройства социальной инфраструктуры, которые выполнены не были, что сподвигло жителей деревни Коло Бавах кечаматана Мамосалато кабупатена Моровали (позднее из Моровали выделился кабупатен Моровали Утара, в состав которого вошел и кечаматан Мамосалато) 22 августа 2011 г. прибыть на остров Тиака, где размещался местный офис консорциума и потребовать выполнения обязательств. Перепалка с инвесторами переросла в беспорядки, в ходе которых местными жителями было сожжено оборудование на действующей скважине, а полицией, охранявшей нефтяников, был открыт огонь на поражение, в результате чего двое протестующих было убито⁴⁴. Деятельностью нефтяников на Тиаке, который был превращен в терминал для нефтеналивных танкеров, недовольны и населяющие его «морские цыгане» баджо (около 400 человек), свайные селения которых располагаются в прибрежной зоне острова. Еще в начале 2000-х гг. им было жестко предложено не мешать проведению разведки на нефть или убираться с острова⁴⁵. (Поскольку баджо традиционно кочуют по акватории Индонезийского архипелага и, как правило, не имеют постоянного места обитания, для них эта рекомендация не представлялась чрезмерной, и дело обошлось без кровопролития.) Поскольку операторы блока в первую очередь были заинтересованы в добыче газа, в отдельные периоды добыча нефти падала до 300 барр/день, но впоследствии совместное операционное предприятие (JOB) «Пертамина Медко Томори» сумело увеличить ее до почти 4 тыс. барр./день в 2019 г.⁴⁶.

Общий ежедневный объем добычи нефти на 5 блоках составляет 67,5 тыс. барр/день, или 83% всей дневной добычи дочерней компании «Пертамины» — «Пертамина Хулу Энерги».

Еще одна дочерняя структура «Пертамины» — «PT. Pertamina EP (Eksplorasi Produksi)» (PEP), созданная в 2005 г. для проведения разведки и добычи нефти, имеет 5 основных зон работы (Wilayah Kerja).

Зона №3 располагается в провинции Западная Ява и включает 3 месторождения: Джатибаранг, Субанг и Тамбун, общий объем добычи на которых составляет 12,6 тыс. барр. нефти и 264 млн куб. футов газа в день. Компания осуществляет программу наращивания добычи с каждой существующей скважины, и в начале 2021 г. на месторождении Джатибаранг на скважине Акасия Багус, пробуренной на территории селения Сумбон кечаматана Кроя, в кабупатене Индрамаю удалось увеличить дебит нефти с 578 барр. в 2020 г. до 1580 барр. в день⁴⁷.

Среди частных национальных компаний крупнейшей по активам и объемам производства является публичная «ПТ. Медко Энерги Тбк», 50,5% в которой принадлежит «ПТ. Медко Дая Абади», а 49,5% — частным миноритариям. Компания «Медко – Meta Epsi Pribumi Drilling Company/Medco» была создана еще в 1980 г. национальным предпринимателем Арифинотом Панигоро, который за несколько десятилетий создал целую нефтегазовую частную империю, которая работает по всей территории страны и за ее пределами, а коммерческие интересы распространяются и на другие сектора экономики. По состоянию на конец 2021 г. добыча и нефти газа осуществлялась различными структурами «Медко» в следующих районах:

1. Провинция Аче – блок «А» площадью 1680 кв. км, в котором 85% коммерческого интереса принадлежит «ПТ. Медко И энд Пи Малакка», оператору блока и еще 15% — «ПТ. Дая Энерги Нусантара», контракт на основе раздела продукции – до 2031 г., добыча нефти в 2020 г. составила 700 баррелей в день (2019 г. – 1,5 тыс. барр/д), а газа – 26,5 млн куб. футов (2019 – 39,7 млн);

2. Провинция Южная Суматра – блок Римау площадью 1103 кв. км, который на 95% контролируется «ПТ. Медко И энд Пи Римау», оператором блока, и на 5% — предприятием правительства Южной Суматры в сфере горнодобывающей промышленности, контракт до 2023 г. добыча нефти в 2020 г. составила 4,3 тыс. барр. в день (2019 г. – 7,2 тыс. барр./д.), а газа – 2,8 млн куб. футов (2019 – 3,5 млн);

3. Провинция Южная Суматра – Южносуматранский блок площадью 4470 кв. км на 100% контролируется оператором блока «ПТ. Медко И энд Пи Индонезия», контракт до 2033 г. добыча нефти в 2020 г. составила 2,8 тыс. баррелей в день (2019 г. -4,9 тыс. барр/д), а газа – 31,1 млн куб. футов (2019 – 56,8 млн);

4. Провинция Южная Суматра — блок Лематанг площадью 409 кв. км на 51,2% контролируется оператором блока «ПТ. Медко И энд Пи Лематанг», на 23% — компаний «Лематанг И энд Пи Лтд.» и на 25,8% — «Лундин Лематанг БиВи», контракт до 2027 г., в 2020 г. было добыто 16,7 млн куб. футов газа (2019 г. – 21,1), нефть не добывалась;

5. Провинция Архипелаг Риау – блок «Б» на шельфе архипелага Натуна в Южно-Китайском море (по версии Индонезии – море Южная Натуна) на площади 11155 кв. км, на глубине 75 – 100 м на 40% контролируется оператором «ПТ. Медко И энд Пи Натуна», на 35% — «ПТ. Медко Абади Лестари» и на 25% — «Прайм Натуна Инк.», контракт до 2028 г., добыча нефти в 2020 г. составила 6,1 тыс. баррелей в день (2019 г. — 6,5 тыс. барр/д), а газа – 69,2 млн куб. футов (2019 – 81,6 млн);

6. Провинция Северный Калимантан – блок Таракан на одноименном острове площадью 180 кв. км на 100 % контролируется на 100% оператором «ПТ. Медко И энд Пи Таракан», контракт до 2022 г., добыча нефти в 2020 г. составила 1,2 тыс. баррелей в день (2019 г. -1,9 тыс. барр/д), а газа – 0,8 млн куб. футов (2019 – 1,6 млн);

7. Провинция Северный Калимантан- блок Сименгарис площадью 547 кв. км на 41,5% контролируется «ПТ. Медко И энд Пи Сименгарис», на 37,5% — «ПТ. Пертамина Хулу Энерги Сименгарис» и на 21% — «Саламандер Энерги (Сименгарис) Лтд», оператором является совместное эксплуатационное предприятие (JOB) «Пертамина-Медко И энд Пи Томори», контракт до 2028 г., которое

только начинает добычу газа, которая в 2020 г. составила только 100 тыс. куб. футов;

8. Центральный Калимантан – блок Банканай и Западный Бангканай площадью 1385 кв. км на 70% контролируется оператором «ПТ. Медко Энерги» и на 30% — «ПТ. Сака Энерги», контракт до 2033 г., добыча нефти в 2020 г. составила 0,3 тыс. баррелей в день (2019 г. -0,2 тыс. барр/д), а газа – 13,2 млн куб. футов (2019 – 7,5 млн);

9. Центральный Сулавеси – блок Сеноро площадью 451 кв. км на 30% контролируется «ПТ. Медко И энд Пи Томори», на 20% — «Томори И эндПи Лтд» и на 50% — «ПТ. Пертамина Худу Энерги Сулавеси», оператором является совместное эксплуатационное предприятие (JOB) «Пертамина-Медко И энд Пи Томори», контракт до 2027 г., добыча нефти в 2020 г. на месторождении Тиак, входящем в блок Сеноро, составила 2,3 тыс. баррелей в день (2019 г. -2,3 тыс. барр/д), а газа – 97,8 млн куб. футов (2019 – 91,7 млн);

10. Восточная Ява – блок Пелуанг – Малео на шельфе острова Мадуро площадью 849 кв. км на 67,5% контролируется оператором «ПТ. Медко Энерги», на 22,5 – малайзийской «Петронас» и на 10% провинциальным предприятием «Петрогас пантей Мадуро, контракт до 2027 г., в 2020 г. добыча нефти здесь отсутствовала, тогда как газа добывалось 32,3 млн куб. фут/день (2019 – 17,8);

11. Восточная Ява – блок Сампанг на острове Мадуро площадью 535 кв. км на 45% контролируется оператором «ПТ. Медко Энерги», на 40% — «Сингапур Петролеум Сампанг» и на 15% — «дочке» австралийской «Cue Energy Resources Ltd» — «Cue Sampang Pty, контракт действует до 2027 г., в 2020 г. здесь добывалось только 100 тыс. барр. нефти/день, преимущественно же добывается газ – 15,9 млн куб. футов (2019 – 9,2)⁴⁸.

Продолжение в следующих номерах.

- ¹ URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-oil.pdf>
- ² URL: <https://www.liputan6.com/bisnis/read/4446514/produksi-minyak-indonesia-2020-melebihi-target>
- ³ URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- ⁴ URL: <https://www.cnbcindonesia.com/market/20220113102653-17-306966/lifting-migas-dalam-tren-turun-indonesia-krisis-sumber-baru>
- ⁵ URL: <https://www.cnbcindonesia.com/market/20220113102653-17-306966/lifting-migas-dalam-tren-turun-indonesia-krisis-sumber-baru>
- ⁶ Расчитано по: <https://www.worldstopexports.com/worlds-top-oil-exports-country/>
- ⁷ URL: <https://www.merdeka.com/uang/terbesar-di-indonesia-produksi-minyak-banyu-urip-cepu-tembus-210000-barel-per-hari.html>
- ⁸ URL: <https://money.kompas.com/read/2021/04/26/094443926/terbesar-di-indonesia-blok-cepu-sumbang-30-persen-produksi-minyak-nasional?page=all>
- ⁹ URL: <https://oilandgascourses.org/>
- ¹⁰ URL: <https://ekonomi.bisnis.com/read/20200525/44/1244536/ini-dia-10-besar-kkks-minyak-terbesar-di-indonesia>
- ¹¹ URL: <https://www.industry.co.id/read/82021/jadi-blok-minyak-terbesar-di-indonesia-pemerintah-dan-dpr-fokus-kawal-alih-kelola-blok-rokan-dari-chevron>
- ¹² URL: <https://oilandgascourses.org/>
- ¹³ URL: <https://www.dunia-energi.com/pertamina-mulai-gunakan-17-rig-di-blok-rokan-pemboran-tembus-100-sumur>
- ¹⁴ URL: <https://www.cnnindonesia.com/ekonomi/20211105205618-85-717374/blok-rokan-setor-rp27-t-ke-negara-usai-dikelola-pertamina>
- ¹⁵ URL: <https://beritasatumedia.cld.bz/ID-211209>
- ¹⁶ URL: <https://www.liputan6.com/bisnis/read/3211937/sejarah-blok-mahakam-dikuasai-asing-hingga-kembali-ke-ri>
- ¹⁷ URL: <https://oilandgascourses.org/>
- ¹⁸ URL: <https://www.cnbcindonesia.com/news/20210930105945-4-280334/bos-pertamina-buka-bukaan-transisi-blok-mahakam-gak-lancar>
- ¹⁹ Попов А.В. Экономика Индонезии: текущее состояние и тенденции развития. М., с.172
- ²⁰ URL: <https://www.ruangenergi.com/ini-pesan-basuki-tjahja-purnama-ke-perwira-mahakam/>
- ²¹ URL: <https://industri.kontan.co.id/news/phm-dan-apexindo-apex-menandatangani-kontrak-rig-senilai-us-68-juta>
- ²² Investor Daily. Jakarta, 06.01.2022
- ²³ URL: <https://bloktuban.com/2018/01/25/bagaimana-kelanjutan-lapangan-blok-migas-tuban>
- ²⁴ URL: <https://oilandgascourses.org>
- ²⁵ URL: <https://www.bisnis.com/topic/49261/Blok-Tuban>

- ²⁶ URL: <https://industri.kontan.co.id/news/kontrak-blok-tuban-besok-habis-pengelolaan-lapangan-sukowati-tidak-jelas>
- ²⁷ URL: <https://duta.co/empat-bumd-sepakati-pi-10-persen-migas-blok-tuban>
- ²⁸ URL: <https://www.cnbcindonesia.com/news/20210922091410-4-278157/mantap-pertamina-penyumbang-terbesar-produksi-migas-ri>
- ²⁹ Pertamina Hulu Energi. Laporan Tahunan Intergrasi 2020. Jakarta, 2021, h.17
- ³⁰ pheaonwj.pertamina.com/pages/header-events.aspx
- ³¹ URL: <https://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings-abstract/20APOG/1-20APOG/D013S101R007/451679>
- ³² URL: <https://www.migashulujabaronwj.co.id/en/onwj-working-area/>
- ³³ URL: <https://oilandgascourses.org>
- ³⁴ Попов А.В. Экономика Индонезии: текущее состояние и тенденции развития. М., с.172.
- ³⁵ URL: <https://oilandgascourses.org>
- ³⁶ URL: <https://www.ruangenergi.com/pertamina-hulu-energi-oses-lanjutkan-pengeboran-sumur-neia/>
- ³⁷ URL: <https://www.bsp.co.id/sejarah-pt-bsp/>
- ³⁸ URL: <https://www.cnnindonesia.com/ekonomi/20181107202906-85-344813/pertamina-bantah-mundur-dari-blok-cpp-gara-gara-gross-split>
- ³⁹ URL: <https://www.bsp.co.id/pemegang-saham/>
- ⁴⁰ URL: <https://www.cnnindonesia.com/ekonomi/20150224105559-85-34371/repso-resmi-akuisisi-saham-talisman-energy-us-83-miliar>
- ⁴¹ URL: <https://www.dunia-energi.com/phe-mulai-kelola-100-jambi-merang/>
- ⁴² URL: <https://ekonomi.bisnis.com/read/20180508/44/793027/jelang-terminasi-2019-ini-produksi-jambi-merang-saat-ini>
- ⁴³ URL: <https://www.ogj.com/pipelines-transportation/article/17280268/first-oil-moves-from-indonesias-tiaka-field>
- ⁴⁴ URL: <https://www.antaraneews.com/berita/273615/kapolres-morowali-siap-diperiksa-terkait-kerusuhan-tiaka>
- ⁴⁵ URL: <https://www.downtoearth-indonesia.org/story/sulawesi-targeted-exploitation>
- ⁴⁶ URL: <https://www.antaraneews.com/berita/826045/job-tomori-temukan-sumur-minyak-baru-di-morowali-utara>
- ⁴⁷ URL: <https://industri.kontan.co.id/news/pertamina-ep-tingkatkan-produksi-minyak-sumur-abg-008-menjadi-1580-barel-per-hari>
- ⁴⁸ URL: https://www.medcoenergi.com/id/our-operation/oil_gas_ep/page/production/indonesia; PT. Medco Energi Tbk. Laporan Tahunan 2020. Jakarta, 2021, h.32