

НЕФТЬ И ПРИРОДНЫЙ ГАЗ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ СКЛОНЕ АВСТРАЛАЗИИ

На континентальном склоне Австралазии в экономической зоне Восточного Тимора, Индонезии, Малайзии и Филиппин имеются 59 глубоководных (233–1841 м) месторождений нефти и газа, заключённых в карбонатах, песках и песчаниках осадочных бассейнов кайнозойско-мезозойского возраста.

Нефть и природный газ Австралазии добываются на суше островов Калимантан, Новая Гвинея, Серам, Сулавеси, Суматра, Ява и в морских экономических зонах Восточного Тимора, Индонезии, Малайзии и Филиппин, где всё большее внимание сейчас уделяется освоению нефтегазового потенциала континентального склона в Арафурском, Тиморском, Южно-Китайском и Яванском морях, Макасарском проливе, морях Бали и Сулу.

Континентальный склон Калимантана, судя по количеству и размерам выявленных месторождений нефти и природного газа, является первоочередным геологическим объектом морской глубоководной нефтегазоразведки. Западная часть Калимантана вместе с Малайским п-овом и прилегающая к ним часть дна Южно-Китайского моря рассматриваются в схеме региональной тектоники как Зондаленд – сложенное изверженными и метаморфическими кристаллическими горными породами стабильное континентальное ядро, окружённое площадью развития маломощных третичных отложений Зондского форланда. Кнаружи от последнего располагается метастабильная тыловая депрессия Зонда, на юге ограниченная Зондской горной системой – вулканическим (более 150 действующих вулканов) тыловым аитиклиновым становым хребтом о-вов Ява и Суматра. Депрессия Зонда – это Западно-Яванский, Зондский и Биллитонский осадочные третичные бассейны, кристаллическим фундаментом (КФ) которых являются изверженные и метаморфические горные породы, на которых залегают либо базальные миоценовые песчаники, либо песчано-конгломератовые отложения олигоцен-эоцена. На юге Калимантана находится Южно-Калимантанский бассейн, или бассейн Барито – резко асимметричная третичная впадина, самая глубокая часть которой располагается на востоке, простираясь вдоль хр. Мератус. Мощность третичного осадочного пакета на пологом борту бассейна Барито постепенно уменьшается на запад, в направлении к поднятию КФ, которое, по всей вероятности, представляет собой изолированный останец Зондского кратона и состоит из хр. Мератус и кристаллических массивов Касале и Папаан, простирающихся с севера в бассейн Барито [1, 3, 5].

Изучение геологического строения и оценка промышленной нефтегазоносности континентального склона Индонезии начались с бурения скважины в Яванском море, и после 1972 г. севернее о-вов Бали и Ломбок именно

в этом море глубиной 482 и 610 м были открыты месторождения 1-ДАУ и 1-Л-46. В первом из них скважина-открывательница дала промышленный фонтан природного газа из дельтовых песков нижнего миоцена, а во втором – мощный нефтяной из эоценовых песчаников. 18 остальных месторождений нефти и газа (Атон, Бангка, Гада, Ганданг, Гендало, Гула, Гэхэм, Джангкрин, Западное Сено, Маха, Мера Бесар, Пути Бесар, Ранггас, Садева, Северная Янака, Хиджау Бесар, Южное Сено и Янака) выявлены на континентальном склоне Восточного Калимантана и Сулавеси в Макасарском проливе глубиной 408–1841 м, напротив дельты р. Макахам и 200 км северо-восточнее морского порта Баликпапан, что на восточном побережье Калимантана. Пробуренными здесь глубоководными скважинами открыто в 1997 г. нефтегазоконденсатное месторождение Мера Бесар. Выявившая его скв. 6-Мера Бесар фонтанировала 702 тыс. м³/сут природного газа и 137 м³/сут газоконденсата с глубины 2609 м из третичных песчаников. Разведочно-оценочная скв. 5-Мера Бесар, пробуренная в море глубиной 408 м, фонтанировала 1500 м³/сут нефти и 210 тыс. м³/сут природного газа на штуцере 29 мм с глубины 3392 м из песков и песчаников третичного возраста при трубном давлении фонтанирования 6,3 МПа. Эти и другие скважины вскрыли в разрезе месторождения Мера Бесар три нефтегазоконденсатодобывных зоны толщиной от 5 до 38 м с извлекаемыми суммарными запасами газа, нефти и конденсата, равными 36,4 млн т в пересчёте на нефтяной эквивалент (НЭ). С 2007 года месторождение Мера Бесар находится в разработке [1].

В 1997 и 1998 гг. недалеко от Мера Бесар, на площади Грэйт Мера Бесар, были пробурены в проливе глубиной 602 и 686 м скв. 2-Хитам Бесар и скв. 2-Хиджау Бесар глубиной, соответственно, 2917 м и 2440 м. Они вскрыли газоконденсатные залежи в тех же песках, что и в Мера Бесар, открыв месторождения Пути Бесар и Хиджау Бесар. Их извлекаемые запасы газа и конденсата, равные 4,8 млн т НЭ в первом из них и 6,6 млн т НЭ во втором, было намечено ввести в разработку к 2012 (Пути Бесар) и 2009 году (Хиджау Бесар).

Рядом с Мера Бесар открыто в 1998 г. в Макасарском же проливе глубиной 834–957 м и разрабатывается с 2003 г. месторождение Западное Сено. Его извлекаемые запасы нефти и газа, исчисляющиеся 65,1 млн т НЭ, залегают в третичных песчаниках толщиной от 15,5 до 87,5 м на глубине 2665–3858 м в разбитой разломами антиклинали длиной 16 км и шириной 6 км. В 2003 г. Западное Сено из первых пяти скважин начало давать 2703 м³/сут нефти и 510 тыс. м³/сут газа, в конце 2003 г. – от 5565 до 6360 м³/сут, а в 2004 г. функционировало 48 и 52 скважины, соответственно. Разработка идёт с помощью подводной системы (ПС) из донных устьев скважин, манифольдов, райзеров, газо- и нефтепроводов, контрольной и управляющей электросистем. Нефтегазодобыча поступает на две плавучие платформы (ПП) с растянутыми опорами, оттуда – на ПП-нефтехранилище с устройством для отгрузки нефти на танкеры, доставляющие её на нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) в Баликпапане. Туда же по подводному газопроводу подаётся на газоперерабатывающий завод (ГПЗ) природный газ. К 2005 г. в Западном Сено пробурено дополнительно 24 эксплуатационных скважины и стало добываться 9540 м³/сут нефти и 4248 тыс. м³/сут газа.

Южнее, на периклинальной ундуляции складки Сено, разрабатывается газонефтяное месторождение Южное Сено. Его скважины, пробуренные в Макасарском проливе глубиной 932–954 м и подключённые ПС к ПП месторождения Западное Сено, фонтанируют нефтью и газом из третичных песчаников толщиной 17–20 м с глубины 3929–3943 м. В том же проливе глубиной 1243 м, 16 км южнее месторождения Южное Сено скв. 1-Янака глубиной 2896 м промышленно фонтанировала нефтью из упомянутых горных пород толщиной 12 м, открыв в 1999 г. ультраглубоководное нефтяное месторождение Янака с запасами нефти 4,1 млн т [1].

На той же площади, занятой шестью упомянутыми глубоководными месторождениями, позднее выявлены и введены в разработку газонефтяное месторождение Ранггас и газовые Ганданг и Гендало. Первое из них, открытое в 2001 г. скв. 1-Ранггас, разведано, оценено и подготовлено к разработке четырьмя разведочными скважинами. Ультраглубоководное (1367–1651 м) газонефтяное месторождение Ранггас имеет высокодебитные скважины, освоение которых показало следующее. Так, скв. 1-Утара Ранггас, пробуренная на глубину 3850 м в Макасарском проливе глубиной 1604 м, встретила нефтяную зону эффективной толщиной 10 м и газоносную зону толщиной 13,5 м в 4 км к северу от оценочной скв. 3-Ранггас. Скв. 1-Уэст Ранггас, пробуренная 4,5 км западнее скв. 3-Ранггас на глубину 3036 м в проливе глубиной 1367 м, вскрыла и освоила две продуктивные зоны эффективно нефтенасыщенной толщиной 26 м. Скв. 4-Ранггас фонтанировала 1297 м³/сут нефти и 181 тыс. м³/сут природного газа с глубины 3103–3118 м, трубное давление фонтанирования на штуцере 22 мм равнялось 8,6 МПа. При освоении-опробовании скважины дебиты были ограничены техникой, но начальные дебиты скважины, дающей продукцию из одной зоны, оцениваются 1590 м³/сут нефти и 227 тыс. м³/сут газа. Скв. 4-Ранггас встретила продуктивную зону эффективно газонасыщенной толщиной 17 м и нефтенасыщенной – 55 м, будучи пробурена до глубины 3432 м в проливе глубиной 1588 м и 4 км севернее открывательницы-скв. 1-Ранггас и 2 км южнее оценочной скв. 3-Ранггас.

Главная часть структуры Ранггас содержит извлекаемые запасы нефти и газа в 61,6 млн т НЭ, хотя более ранняя оценка была 103 млн т НЭ. Нефть и газ имеются и в других блоках Ранггас. Так, «Юнокал Рапак Корп.» пробурила разведочно-оценочную скв. 5-Ранггас в южном блоке Ранггас до глубины 3617 м в проливе глубиной 1651 м, вскрыв 62 м эффективно нефтенасыщенной и 188,5 м газонасыщенной зоны 2,5 км севернее первооткрывательницы-скв. 1-Ранггас и 1 км южнее скв. 4-Ранггас. Кроме того, закончена бурением и испытанием скв. 1-Ранггас-Селатан, прирастившая на юг площадь глубоководного месторождения Ранггас, пробуренная до глубины 3124 м и прошедшая нефтедобывную зону эффективной толщиной 57 м и газодобывную зону эффективной толщиной 79 м. Обе зоны – с несколькими пластами.

Аналогично глубоководные газовые месторождения Ганданг (2000 г.) и Гендало (1999 г.) находятся неподалеку от месторождения Ранггас и в тех же третичных песках и песчаниках на глубине 3036–3858 м содержат извлекаемые запасы природного газа и конденсата соответственно 19,2 млн т

и 54,8 млн т НЭ. Скважины, подключённые ПС к ПП, дают природный газ из нескольких пластов песчаников третичного возраста [1].

Примерно 6 км южнее месторождения Ранггас «Юнокал» открыла в 2003 г. ультраглубоководное (1824 м) месторождение Гэхэм (Гээм), пробуриив там скв. 1-Гэхэм. Она вскрыла чрезвычайно мощный, высококачественный нефтегазоносный песчаник и газонефтеконденсатную залежь площадью 32,5 км² на глубине до 4648 м. В этой толще песчаников на долю газоконденсатной зоны приходится 188 м, а на чисто нефтяную – 5,5 м. В 2004 г. «Юнокал Ганал Лтд.» пробурила вниз по падению пластов от скв. 1-Гэхэм успешную разведочную скв. 2-Гэхэм на глубину 5339 м в проливе глубиной 1841 м. При трубном давлении фонтанирования 4,6 МПа, штуцере 13 мм и оборудовании, ограничивающем освоение, скв. 2-Гэхэм дала 886 тыс. м³/сут природного газа и 305 м³/сут конденсата. Извлекаемые запасы месторождения Гэхэм оценены 38 млн т НЭ, и их разработка начата в 2006 г.

В Макасарском же проливе, на континентальном склоне Калимантана и Сулавеси, осваиваются или готовятся к освоению ещё восемь индонезийских месторождений нефти и газа: Атон (5,5 млн т НЭ), Бангка (8,9), Гада (14,4), Гула, Джангкрик, Маха (16,5), Садева (16,4 млн т НЭ) и Северная Янака. В 2012 г. будут охвачены разработкой месторождения Гула и Пути Бесар, в 2014 – Ганданг, в 2015 – Гада, в 2016 – Маха. Все остальные месторождения уже разрабатываются, за исключением открытого в 2008 г. глубоководного (400 м) нефтегазового месторождения Джангкрик, где итальянская компания «ЭНИ» приступила к разведке и оценке его запасов [1, 3, 5, 6].

В общем, 20 глубоководных (233-1841 м) месторождений Индонезии характеризуются наличием суммарных начальных извлекаемых запасов нефти, конденсата и газа не менее 371,5 млн т НЭ, разведанных в песках и песчаниках плиоцена и эоцена, а также в песчанистых конгломератах олигоцена трех осадочных бассейнов (Барито, Кутей и Яваноморский) на глубине от 2440 до 5339 м. Скважины, пробуренные в этих месторождениях, индивидуально фонтанировали 180 тыс.–886 тыс. м³/сут газа, 1297–1590 м³/сут нефти и 137–305 м³/сут конденсата.

В Малайзии глубоководные работы по поиску, разведке и разработке месторождений нефти и природного газа успешно ведутся на континентальном склоне северной и северо-западной частей Калимантана, где находится султанат Сабах – автономный нематериковый анклав Малайзии, омываемый водами Южно-Китайского и моря Сулу. Здесь, в акватории трёх лицензионных блоков, простирающихся с юго-запада на северо-восток параллельно побережью, в 1999–2007 гг. открыто 14 месторождений нефти и природного газа.

Первым из них выявлено в 1999 г. глубоководное (более 200 м) месторождение Восточное Камунсу с запасами нефти и газа 16,4 млн т НЭ. В 2000 г. открыто и в 2008 г. введено в разработку месторождение Северо-восточное Камунсу с извлекаемыми запасами нефти и газа, оценёнными 25,3 млн т НЭ. В 2002 г. обнаружено месторождение Кике (76,7 млн т НЭ), в 2003 г. – Кике Кесил (13,7), в 2004 г. – месторождения Гумусут (16,4), Какап (10,3), Маликай (13,7) и Сенангин (13,7), в 2005 г. – Кебанган (от 14 до 41 млн т НЭ), Кериси и Убах, в 2007 г. – газовое месторождение Ротан.

Месторождения Восточное Камунсу и Маликай начато разрабатывать с 2009 г., Какап и Сенангин – с 2010 г. Месторождения безымьянное, Кебабанган, Кериси и Ротан разведуются и оцениваются, а все остальные уже разрабатываются [1, 8–11, 14, 15].

«Мерфи Ойл Корп.» успешно разведала нефтяное открытие, сделанное в 2002 г. скв. 1-Кике в глубоководном Блоке «К», в прибрежье султана-та Сабах. Эта скважина встретила несколько десятков метров высококачественных нефтенасыщенных третичных песков. Результаты по скв. 2-Кике также превосходные. Она пробурена примерно в 1,5 км от скв. 1-Кике и вскрыла те же 5 главных нефтяных песков, заполненных нефтью до их подошв. Сводная эффективно нефтенасыщенная их толщина превышает 122 м. Скв. 2-Кике законсервирована, но с её устья пробурена скважина-дубль вниз по падению, которая также встретила нефть до подошвы каждого из тех же главных коллекторов, и только в песке второстепенного значения выявлен водо-нефтяной контакт (ВНК). «Мерфи Ойл Корп.» проведены в 2003 г. длительные испытания и определены режимы работы скв. 4-Кике, которая, будучи пробурена в море глубиной 1360 м, фонтанировала нефтью до 1400 т/сут в течение 15 дней при специально ограниченном дебите. Это – результат освоения только одного из многих нефтедобывных горизонтов, пройденных скв. 4-Кике.

В 2004 г. разведочная скв. 7-Кике подтвердила продолжение месторождения Кике вниз по падению пластов. Эта, самая глубокая по своей проходке, равной 4544 м, скважина пробурена в море глубиной 1286 м. Ниже известных залежей она встретила нефть в многопластовой толще песков, которые ранее не разбуривались в Блоке «К». ВНК уже определены в пяти из восьми ранее известных залежей, а скв. 7-Кике открыла совершенно новый поисковый объект в глубоководье Сабаха с нефтью большей плотности в коллекторах хорошего качества. Месторождение Кике – в Южно-Китайском море глубиной 1286-1360 м. В месторождении установлена ПП в море глубиной 1342 м, а в 2007 г. здесь же заякорено судно, получающее, хранящее и отгружающее нефтедобычу на танкеры. Разработка этого месторождения с извлекаемыми запасами 76,7 млн т нефти обошлась \$ 1,7 млрд. Запланировано пробурить ещё 30 нефтедобывных и водонагнетательных скважин, чтобы поднять в течение 18 месяцев нефтедобычу от 6360 до 19 080 м³/сут.

В 9,5 км от Кике, в том же море глубиной 1311,5 м, выявлено нефтяное месторождение Сиакап Северное. Его толща нефтеносных песков имеет тот же возраст и то же качество, как и в Кике, и уже рассматриваются возможности разработки Северного Сиакап за счёт его подключения к инфраструктуре Кике.

Какап является меньшим месторождением и находится в менее глубоком море, но скважины в обоих месторождениях имеют нефтяные слои толщиной по 305 м, откуда они при испытаниях фонтанировали по 1590 м³/сут каждая. Какап, объединяющееся сейчас с месторождением Гумусут (открытым в 2004 г. фирмой «Шелл») для разработки, требует в 2-3 раза больше денег, чем Кике.

«Мерфи Ойл Корп.» сообщила в 2004 г. о значительной нефте- и газодобывной зоне в многослойной толще пород-коллекторов, вскрытых глубо-

ководной поисковой скв. 1-Какап, пробуренной в море глубиной 926 м в Блоке «К» морского побережья Сабаха. С той же точки пробурена и наклонная скважина (сайдтрэкк), где подняты керны из главных залежей нефти.

Скв. 1-Кике Кесил открыла в 2003 г. месторождение Кике Кесил в Блоке «К» у берегов султаната Сабах в Южно-Китайском море глубиной 1360 м и 4 км севернее месторождения Кике, но на другой структуре.

Подписан контракт на разработку глубоководного месторождения нефти Кебабанган с вероятными запасами в 14-41 млн т нефти. Оно открыто в 1994 г. «Роял Датч/Шелл» в глубоководном Блоке «Джей» 94 км северо-западнее порта Кота – Кинабалу. Здесь, в Южно-Китайском море глубиной 295 м, первая же поисковая скважина встретила мощный слой газа и тонкий слой нефти. Разведочно-оценочная скважина, пробуренная до 3194 м, прошла слой газа и нефти в нескольких интервалах глубин, встретив 300-метровый слой нефти ниже ожидаемой газовой зоны в турбидитных песках верхнего миоцена. Опробования скважины показали, что нефть лёгкая и высокого качества, дебиты из двух зон были до 1590 м³/сут.

В Южно-Китайском же море глубоководное (1421 м) нефтяное месторождение Кериси открыто в Блоке «К» скв. I-Кериси глубиной 3426 м. Эта скважина встретила высококачественную нефть, залегающую в многослойной толще маломощных песков.

Нефтегазовое месторождение Убах, что в Блоке «Джи», третье глубоководное в том же побережье султаната Сабах, обнаружено скв. 2-Убах. Она встретила значительной толщины слой нефти и газа в высококачественном песке. Эта скважина и её разведочный сайдтрэкк пробурены в море глубиной 1430 м.

«Мерфи Ойл Корп.» заявила, что в Южно-Китайском море её глубоководная скв. 1-Ротан мористее побережья Сабаха встретила значительную газоносную зону. Скв. 1-Ротан пробурена до глубины 2142 м в море глубиной 1151 м. Она – в 80 км от берега и 50 км северо-западнее ближайшего морского месторождения и дала метановый, без примесей, природный газ.

Одобрён контракт на интеграцию, выполнение проектных работ по инжинирингу и совместной глубоководной (1300 м) разработке месторождений Гумусут и Какап, что в Блоках «Джей» и «К», 120 км мористее побережья султаната Сабах. Эти месторождения будут из 29 подводных скважин давать 2385 м³/сут нефти в подводный нефтепровод, идущий в Киманис (Сабах), а попутный природный газ будет закачиваться обратно в нефтяные пласты. Эксплуатационные скважины здесь бурятся с января 2008 г. [1, 8–11, 14, 15].

В море Сулу глубиной 565 м, северо-восточнее побережья султаната Сабах, «Шелл Малайзия» вскрыла нефтяное месторождение Маликай. Скв. 1-Маликай встретила нефть высокого качества в виде высокого столба в породах-коллекторах очень хорошего качества.

Таким образом, 14 вышеупомянутых малайзийских месторождений нефти и природного газа, открытых в 1999–2007 гг. на континентальном склоне о-ва Калимантан в море Сулу глубиной 565 м и в Южно-Китайском море глубиной от 295 до 1430 м, имеют суммарные начальные извлекаемые запасы нефти и природного газа, равные в пересчёте на нефть от 200 млн до

227 млн т. Они залегают в третичных, часто в миоценовых, песках и песчаниках на глубине от 2142 до 4544 м, откуда скважины фонтанировали по 1400 и 1590 м³/сут нефти. Все месторождения находятся в недрах антиклиналей, часто осложнённых поперечными и продольными разломами. Гигантским является только одно глубоководное (1286–1360 м) нефтяное месторождение Кике с начальными извлекаемыми запасами, исчисляющимися 76,7 млн т нефти.

Нефтяные и газовые месторождения на континентальном склоне Филиппин находятся в подводных недрах юго-восточной окраины Южно-Китайского моря, за исключением глубоководного газонефтяного месторождения Гиппо, выявленного в 1998 году американской нефтяной компанией «Юнокал» в море Сулу, возле морской границы Филиппин с Малайзией. Глубоководные месторождения Южно-Китайского моря располагаются 50–60 км северо-западнее филиппинского о-ва Палаван и 600 км юг-юго-западнее Манилы, в осадочной толще Палаванского блока континентальной земной коры. Этот блок дизъюнктивно состыкован в одно целое с островной дугой, и полагают, что в додрейфовую стадию развития он был южной окраиной Южнокитайского материка, а затем откололся от последнего в среднем олигоцене при раскрытии Южно-Китайского моря.

Нефть и газ здесь залегают в карбонатной толще Нидо, которая аккумуляровалась на континентальном блоке Северный Палаван-Рид Бэнк в позднем олигоцене-раннем миоцене во время дрейфовой фазы развития этого блока. Среднемиоценовая-позднеплиоценовая коллизия с Палаванской субдукционной системой обусловила воздымание Палаванского блока. Его шельф наклонился на северо-запад. Осадочная толща возникшего грабена подверглась дизъюнктивным дислокациям, а от размыва воздымавшегося блока образовался клин кластиков среднего миоцена-плиоцена, погребя нижнемиоценовые коралловые рифы Нидо под глубоководными глинистыми сланцами, а также песчаниками и конгломератами [1].

На восток и север от рассматриваемого участка Южно-Китайского моря к середине 1980-х годов было сделано много открытий нефти и газа в известняке Нидо.

Нефтедобыча здесь началась в 1988 г. из месторождения Галок, открытого в море глубиной 348–366 м. Когда в нём было добыто около 61 тыс. м³ нефти, решили разрабатывать нефтяную залежь месторождения Галок только совместно с освоением нефтяных месторождений Южный Галок, Октон и Сан-Мартин. 17 км юг-юго-западнее месторождения Галок разрабатывается с 1992 г. в море глубиной 348 м газонефтяное месторождение Западный Линапакан, скважины которого с глубины 2489–2592 м фонтанируют по 420–452 м³/сут нефти и 160–164 тыс. м³/сут природного газа из карбонатного кораллового делювия на склонах трёхглавого погребённого кораллового рифа Нидо. Извлекаемые запасы нефти здесь не более 3,5 млн т, и её добыча оказалась возможной лишь благодаря благоприятному налоговому режиму и использованию нефтегазодобывной/нефтегазотранспортной системы соседнего месторождения Нидо, находящегося на шельфе и уже выработанного.

Месторождение Камаго открыто скв.-1 Камаго, пробуренной в море глубиной 732 м, вскрывшей 650 м рифогенной толщи известняков до забоя

на глубине 3404 м и фонтанировавшей нефтью и природным газом из залежи, состоящей из газовой «шапки» высотой 570 м и нефтяной оторочки толщиной 80 м. В 1992 г. выявлено месторождение Малампая скважиной глубиной 3613 м в море глубиной 846 м. Эта скважина вскрыла известняковый риф Нидо на глубине от 2956 до 3494 м и получила 2007 м³/сут нефти плотностью 882 кг/м³ из залежи толщиной 106 м.

«Шелл» в 9 км от скв. I-Камаго пробурила в 1992 году скв. 1-Малампая глубиной 3613 м там, где глубина моря равна 346 м, вскрыв рифовый известняк Нидо на глубине 2956-3494 м и выявив в нём слой газа толщиной 394 м. Здесь средняя газонасыщенность равна 35% над нефтяным слоем толщиной 106 м, а средняя нефтенасыщенность – 71% (за исключением пачки в 38 м с очень низкой пористостью известняка в подошве рифа), что значительно выше, чем в скв. 1-Камаго. Испытания на приток из нефтяной зоны после её солянокислотной обработки дали фонтан в 2007 м³/сут нефти плотностью 882 кг/м³. Кроме того, впервые для моря глубиной 346 м и с использованием динамически позиционируемого бурового судна проведено испытание на приток газа и получено 818 тыс. м³/сут его и 258 м³/сут конденсата.

Значительная неопределённость подсчёта потенциальных запасов нефти и газа в разбуренных рифах обусловлена особенностью распространения коллекторских свойств карбонатов. Ещё одной неопределённостью является латеральное простирание залежей нефти и газа. На основе картирования, по данным трёхмерной сейсморазведки, выясняется, что Камаго и Малампая могут образовывать одну структуру. Возможную сообщаемость между рифами, однако, ещё следует изучить, поскольку сейсмоданные показывают, что в седловине между рифами Нидо известняк маломощен и может слагаться лишь плотными базальными карбонатами.

Разработка месторождений Камаго и Малампая ведётся совместно с использованием ПС и НП, в стороне от них установленной на дно моря глубиной 43 м. Извлекаемые запасы Камаго и Малампая равны суммарно 99 млрд м³ газа, 15 млн т конденсата и 13,5 млн т нефти. Конденсат на НП отделяется от газа в железобетонные ёмкости, откуда отгружается с нефтью на челночные танкеры, а 14 млн м³/сут газа подаются по газопроводу диаметром 588 мм и длиной 504 км на три электростанции мощностью 1200 МВт, 1000 и 500 МВт возле Батангаса, что на о-ве Люсон. Их стоимость – \$ 4,5 млрд, а обустройство месторождений и газопроводов – \$ 2 млрд. Разработка Камаго-Малампая сократит на 20–30% зависимость Филиппин от импорта энергоносителей стоимостью 670 млн долларов/год, даст госбюджету этой страны прибыль, равную \$ 10 млрд за 20 ближайших лет, и, кроме того, ещё \$ 420 млн/год вплоть до 2021 года от роялти [1, 6, 13].

В общем, на континентальном склоне о-ва Палаван, в морской экономической зоне Филиппин, осваиваются восемь глубоководных (305–850 м) месторождений: Галок, Гиппо, Западный Линапакан, Камаго, Малампая, Окгон, Сан-Мартин и Южный Галок. Их суммарные начальные извлекаемые запасы суммарно оцениваются 99 млрд м³ газа, 15 млн т конденсата и 17 млн т нефти в миоценовых рифовых известняках на глубине от 2489 до 3613 м, откуда скважины фонтанируют индивидуально от 160 тыс. до 818 тыс. м³/сут газа, до 258 м³/сут конденсата и от 420 до 2007 м³/сут нефти.

Континентальному склону о-ва Тимор в Арафурском и Тиморском морях присуща промышленная нефтегазоносность песчаников юры и триаса. Здесь, в морской экономической зоне Восточного Тимора, осваиваются семь глубоководных (233-580 м) газовых, нефтяных и газонефтяных месторождений: Абади, Баросса, Джахал, Калдита, Китан, Куда Таси и Южный Китан, открытых в 1996–2009 гг.

Самое крупное из них – газоконденсатное месторождение Абади – содержит 283 млрд м³ природного газа в песчаниках юры и триаса (?) грабена Кальдер, находится в западной части Арафурского моря глубиной 580 м, в пределах глубоководного (300-1000 м) блока Масела площадью 5725 км², 250 км север-северо-западнее австралийского морского порта Дарвин, и выявлено в 2001 г. скв. 1-Абади, фонтанировавшей 708 тыс. м³/сут природного газа и 41 м³/сут конденсата [1, 4].

Остальные глубоководные месторождения, т.е. Баросса, Джахал, Калдита, Китан, Куда Таси и Южный Китан, располагаются в подводных недрах восточной части Тиморского моря. Месторождение Баросса открыто 295 км северо-восточнее Дарвина в 2006 году скв. 1-Баросса, пробуренной в море глубиной 233 м до забоя на глубине 4250 м. На штуцере 22 мм эта скважина фонтанировала 850 тыс. м³/сутки природного газа и 1,1–1,4 м³/сут конденсата из главного песчаного пласта и 23 тыс. м³/сут природного газа из другого песчаника. В этой газодобыче содержатся 16% CO₂, как в месторождении Калдита, что южнее, и в австралийском морском газовом месторождении Эванс Шоул, что юго-западнее. Сейчас СП из «Сантос Лтд.» и «КонокоФиллипс» готовит Абади, Бароссу, Калдиту и Эванс Шоул к совместной разработке и подаче их природного газа по подводному газопроводу в Дарвин на завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) [2].

В Тиморском же море, но уже в троге Фламинго, итальянская нефтяная компания «ЭНИ» осваивает с 2009 г. глубоководное (305 м) газонефтяное месторождение Китан, содержащее 4,1–5,5 млн т нефти. В 2011 или 2012 году оно должно войти в разработку с помощью судна-ПП и ПС. Скв. 1-Китан, открывшая это месторождение и имеющая забой на глубине 3568 м, фонтанировала 970 м³/сут нефти при испытании на приток, а скв. 2-Китан, пробуренная 1,6 км восточнее, имеет забой на глубине 3540 м и почти такой же дебит нефти. 2 км южнее находится месторождение Южное Китан, и «ЭНИ», имея в виду две скважины в Китане и одну в Южном Китане, готовится разрабатывать эти месторождения автономно или же за счёт их подключения к соседним месторождениям Джахал и Куда Таси [7, 12].

Таким образом, в юрских и триасовых песчаниках на континентальном склоне о-ва Тимор в Арафурском и Тиморском морях семь вышеупомянутых глубоководных (233-580 м) месторождений содержат более 283 млрд м³ газа и более 5,5 млн т нефти на глубине от 3540 до 4250 м, откуда скважины фонтанируют либо по 23-850 тыс. м³ газа и от 1,1 до 41 м³/сут конденсата, либо по 970 м³/сут нефти из песчаников юры и триаса.

В общем же, сейчас в Макасарском проливе и морях Арафурском, Сулу, Тиморском, Южно-Китайском и Яванском, на континентальном склоне Австралии, в морских экономических зонах Восточного Тимора, Индонезии, Малайзии и Филиппин, выявлены и осваиваются 59 глубоководных

(233–1841 м) газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений. Их суммарные начальные извлекаемые запасы равны не менее 382 млрд м³ природного газа, 15 млн т конденсата, 112,7 млн т нефти плюс 515–523 млн т НЭ на глубине от 2142 до 5339 м в третичных (бассейны Барито, Кутей, Северо-Палаванский и Яваноморский) и мезозойских (бассейны Кальдер и Фламинго) песках и песчаниках. Начальные дебиты скважин достигают индивидуально от 23 тыс. до 886 тыс. м³/сут газа, 1,1–305 м³/сут конденсата и от 420 до 2007 м³/сут нефти.

1. *Гожик П.Ф., Краюшкин В. А., Клочко В.П.* Успехи нефтегазоразведки на материковом склоне Австралазии и Австралии // Геол. журн. – 2004. – № 3. – С. 23–28.
2. *ConocoPhillips, Santos* test new Timor Sea well // Oil and Gas J. – 2006. – 104, No. 47. – P. 8.
3. *Fischer P.A.* What's new in exploration // World Oil. – 2003. – 224, No. 8. – P. 17.
4. *Gas, condensate found in Arafura Sea, Indonesia* // Oil and Gas J. – 2001, – 99, No. 6. – P. 44.
5. *Industry Briefs* // Ibid. – 1998. – 96, No. 30. – P. 47.
6. *Knight R., Wright H.* Large independents find opportunities in Southeast Asia deep water // Ibid. – 2004. – 102, No. 44. – P. 41-49.
7. *Moritis G.* Project start, completion dates become less definite // Ibid. – 2009. – 107, No. 30. – P. 38-49.
8. *Murphy* has two discoveries off Malaysia // – Ibid. – 2005. – 103, No. 26. – P. 8.
9. *Murphy* unit lets contract for work off Malaysia // Ibid. – No. 26. – P. 9.
10. *Murphy* has Sabah deepwater gas discovery // Ibid. – 2007. – 105, No. 6. – P. 9.
11. *Petzet A.* Malaysian perspective // Ibid. – 2005. – 104, No. 46. – P. 15.
12. *Petzet A.* Remote, underexplored basins still objects of exploration // Ibid. – 2009. – 107, No. 32. – P. 36-40.
13. *Scherer M., Lambers E.J.T., Steffens G.S. et al.* Shell apprising deepwater discovery off Philippines // Ibid. – 1993. – 93, No. 19. – P. 48-49.
14. *Shell* group finds oil, gas off Malaysia // Ibid. – 2005. – 103, No. 39. – P. 8.
15. *Shell* lets contract for Gumusut-Kakap work // Ibid. – 2009. – 107, No. 7. – P. 9.

На континентальному схилі Австралазії в економічних зонах Східного Тімору, Індонезії, Малайзії та Філіппін є 59 глибоководних (233–1841 м) родовищ нафти та газу, які містяться у карбонатах, пісках і пісковиках осадових басейнів кайнозойсько-мезозойського віку.

In the Australasia's continental slope off the Eastern Timor, Indonesia, Malaysia and Philippines, there are 59 deepwater (233-1841 m) oil and gas fields occurring in carbonates, sands and sandstones of the Cenozoic-Mesozoic age sedimentary basins.

Получено 25.10.2010 г.