

В. А. Краюшкин, В. П. Клочко, Э. Е. Гусева, В. А. Масляк

НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЕ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ СКЛОНЕ ЮЖНОЙ АМЕРИКИ

На континентальном склоне Южной Америки в открытом море у Бразилии, Венесуэлы и Перу в 89 глубоководных (200–2673 м) родовищ нефти и газа, запасы которых равны 12 467 млн т нефти и 1116 млрд м³ природного газа на глубине 1027–6100 м в кайнозойских крейдовом породах, скважины индивидуально от 318 до 7950 т/добу нефти и до 3 млн м³/добу газа.

In the South America's continental slope off the Brazil, Venezuela and Peru, there are 89 deepwater (200–2673 m) oil and gas fields which reserves are equal to 12 467 million tons of oil and 1116 billion m³ of natural gas at the depth of 1027 to 6100 m in the Cenozoic Cretaceous rocks from where the wells flow individually from 318 to 7950 tons/d of oil and up to 3 million m³/d of gas.

В Бразилии, Венесуэле и Перу нефть и природный газ добывают из земных недр на побережье, материковой отмели и континентальном склоне, где в глубоководье (более 200–2673 м) Атлантики и Тихого океана разведываются и осваиваются 89 месторождений.

Государственная нефтяная компания "Петролеос-де-Венесуэла", начавшая бурение на участке Делта мористее устья Ориноко и у морской границы с Тринидадом и Тобаго, а также геофизические исследования севернее о-вов Маргарита и Тортуга, открыла газовые и газоконденсатные месторождения Рио-Кариб, Лос-Тестигос, Мехильонес, Патао и Дракон. Северные части трех последних находятся в Атлантике глубиной 200–250 м восток–северо-восточнее о-ва Маргарита и п-ова Пария, содержат в кайнозойских песках Матуринского (Восточно-Венесуэльского) осадочного бассейна около 285–340 млн т конденсата и природного газа в пересчете на нефтяной эквивалент (НЭ). Их освоение уже начато [1].

Бразильский же континентальный склон нефтегазоносен в бассейнах Сержип/Алагуаш, Камаму/Алмада, Кампуш, Жекитиньонья, Сантуш и Эшпириту Санту. Их геотектоническую историю определяют три фазы эволюции – рифтовая, переходная и дрейфовая. Первая охватывает баррем и первую половину апта. Вторая начинается доалагуашским перерывом в середине формации Лагуа Фея (между толщами Дзикуя и Буракика), т. е. охватывает верхнюю половину

формации Лагуа Фея с её толщами Буракика и Алагуашским эвапоритом (каменная соль) и нижнюю треть, надсолевою, альба. Третья фаза – с упомянутой границы и до сегодняшнего дня. На первую фазу приходятся рифтинг Гондваны, базальтовый потоп океанического базальта и туфовый вулканизм, а затем появление озерной и флювиодельтовой седиментации. В переходную фазу появился Южно-Атлантический соляной бассейн с ограниченной циркуляцией и аридным климатом в апте–альбе. С дрейфовой фазой связаны неритовая в альбе карбонатная седиментация, внешне-неритовая-верхнебатиальная (альб) и склоново-батиальная (маастрихт) седиментации, глобальная трансгрессия (прогибание, эвстатический подъем уровня моря и слабый привнос осадочного материала) в начале эоцена и Андийский орогенез в позднем эоцене. В туроне устанавливается Северо-атлантическая/Южноатлантическая/Индо-океанская циркуляция, в кампане – Южно-атлантический спрединг, отделение Южной Америки от Африки и их дрейф-удаление друг от друга [1, 5].

Характерной особенностью стратиграфического разреза осадочных бассейнов Сержип/Алагуаш, Камаму/Алмада, Кампуш, Жекитиньонья, Кумурахатиба, Сантуш и Эшпириту Санту является наличие вулканических и грязевулканических пород и отложений. На опубликованной батиметрической карте дна Атлантики в прибрежье Бразилии, где располагаются эти бассейны [7], показано распространение грязевых вулканов и грязевулкаников на шельфе и континентальном склоне в интервале изобат от 40 до

3200 м. Два меридиональных грязевулканических участка, оконтуренных изобатой 200 м на востоке и изобатой 40 и 60 м на западе, находятся на траверзах приморских городов Белмонт (первый участок) и Каравелас, Сан-Матеос и Линьярес (второй), измеряясь соответственно 50x50 км и 30–200x x240км. Восемь других грязевулканических построек или зон – широтные, выявлены и оконтурены в бассейнах Кумурухатиба, Кампуш и Эшпириту Санту, располагаются мористее Белмонта, Каравеласа, Реженсии, Витории и Кампоса. Эти зоны имеют форму гайотов размером от 20x20 до 80x80 км или подводных хребтов длиной по 120 и даже 360 км на современной поверхности океанского дна между изобатами 200 и 3200 м. Корни грязевулканических диапиров протыкания находятся в осадочной толще поздне-сенонского, раннекайнозойского и, местами, послекайнозойского возраста. Такие грязевулканические сооружения были непреодолимыми барьерами на пути твердого стока, выносимого р. Сан-Франциско с гористого побережья, и турбидитных потоков от обвалов и оползней осадков с крутой бровки шельфа и верхней части континентального склона [7].

Широко распространенными элементами строения прибрежных осадочных бассейнов Бразилии являются каньоны. В сухопутной части, например, бассейна Эшпириту Санту закартированы два каньона, заполненные аргиллитами и глинистыми сланцами Урукутука позднемелового/кайнозойского возраста. Они несогласно залегают на более древних горных породах. В бассейне Кумурухатиба с одним из таких погребенных каньонов связано нефтяное месторождение Седров. Что касается каньонов на дне Атлантики в бразильском прибрежье, то, согласно карте континентальной окраины Южной Бразилии мористее мыса Сан Томе [2], здесь между 33 и 42° з.д.; 21 и 30° ю.ш., т. е. на участке длиной 695 км с запада на восток и шириной 560 км с севера на юг, закартировано на дне океана восемь крупных извилистых каналов-каньонов и около сотни мелких. Самые крупные – это каналы Колумбия, Маше, Картока, Рио-де-Жанейро, Кабо Фрио, Сантуш, Сан-Пауло и Вима. Их длина до 600–650 км, ширина от 5–10 до 18–36 км, истоки находятся на шельфе глубиной 100 или 150–200 м в ви-

де мелких каньонов, сливающихся друг с другом и дающих крупные каналы, простирающиеся, в общем, с запада на восток, пересекающие последовательно все изобаты до 3000 или 4500 м и оканчивающиеся на абиссальной равнине Атлантики. На дне и в стенках каньонов-каналов присутствуют пески разной пористости и проницаемости. Будучи запечатаны глиной, аргиллитами и глинистыми сланцами, эти пески перспективны на поиски в них залежей нефти и природного газа.

Согласно Национальному Нефтяному Агентству Бразилии [10], ее средняя нефтегазодобыча, равная 350 тыс. т/сут НЭ, поступала из 284 месторождений десяти осадочных бассейнов, но более 80% этого дают 40 месторождений бассейна Кампуш. В 2008 г. компания "Петробраз" получила \$ 4,9 млрд от экспорта 91 260 м³/сут нефти (65% в США, 24 % – в КНР, 5,5% – в Европу и 5,2% – в страны Южной Америки). Доход "Петробраз" увеличился на 1330% от \$ 1,533 млрд в 1997 г. до \$ 21,512 млрд в 2007 г. Успешнее стало и поисково-разведочное бурение на нефть и природный газ: 60 из 109 газонефтепоисковых скважин, пробуренных тогда, открыли нефть и/или газ, так что коэффициент промышленных открытий нефти и газа достиг величины 0,59. Бразилия приобрела новое геополитическое значение, когда за первым открытием в 2007 г. новых запасов нефти и газа в доаптской подсолевой толще атлантического прибрежья бассейна Сантуш там вскоре последовали друг за другом открытия других нефтяных месторождений в подсолевой толще мезозоя. К середине 2009 г. доказанные (извлекаемые) запасы нефти Бразилии за счёт этого почти удвоились, достигнув 2289,5 млн т НЭ с будущей добычей от 685 до 1096 млн т из месторождения Тупи и 411 млн т из месторождения Иара, находящихся в глубоководье (2127–2230 м) бассейна Сантуш. Неофициальные оценки запасов взлетают даже до 6849 млн т НЭ с прогнозами о наличии многочисленных месторождений в подсолевой толще и таких их запасов, что помещают Бразилию по ее нефтегазовому потенциалу на один уровень с Венесуэлой и Нигерией.

Выполнено длительное испытание на приток скважины, фонтанировавшей 4770 м³/сут нефти в месторождении Тупи. Это дает возможность начать добывать там

15 900 м³/сут нефти, но первая фаза нефтедобычи в Тупи требует \$4,5 млрд. Нужны также глубоководные буровые станки. "Петробраз" уже объявила на 28 из них тендеры, но в связи со стоимостью каждого станка более \$600 млн и мировым кризисом проведение тендеров пока отложено. Продолжительный эксперимент в сентябре 2008 г. по добыче 1590 м³/сут легкой нефти плотностью 886 кг/м³ и 500 тыс. м³/сут попутного нефтяного газа отметил первую нефтегазодобычу из подсолевой толщи месторождения Дзубарт, открытого севернее бассейна Кампуш и 77 км мористее побережья, где глубина Атлантики 1324 м. Ранее в Дзубарте с запасами 82 млн т, подсчитанными в его надсолевой толще, добывалось 5724 м³/сут тяжелой (950 кг/м³) нефти [10].

Нефтегазоносные бассейны на атлантической границе Бразилии, возникшие в раннем мелу вследствие развала Гондваны, раскрытия Южной Атлантики и сепарации Южной Америки от Африки, отделяются друг от друга выступами докембрийского кристаллического фундамента (КФ) – горстом Сальвадор, сводами Бойпеба, Итакаре, Оливенка, Кабо Фриу, Шарлотта, Аброльош, Виторио и др. На суше обнажения осадочных пород, налегающих на восточный склон Бразильского щита, простираются узкой полосой шириной менее 10 км и занимают площадь 10 тыс. км². На ее половине мощность осадочного разреза менее 2000 м, увеличиваясь на восток. Генерализованные глубинные поперечные геологические профили всех здешних осадочных бассейнов, основанные на данных сейсморазведки и бурения, характеризуются наличием пяти основных и типичных тектонических элементов: 1) неглубоко залегающей платформы, нагруженной осадочными породами мощностью 1–1,5 км; 2) субпараллельного берегу шельфового грабена шириной менее 1,5 км, заполненного осадочными породами мощностью 3–4 км; 3) внутреннего горста, наклоненного в сторону Атлантики; 4) центра седиментации – глубокой впадины с осадочной толщей мощностью до 10 км, соляной тектоникой и вулканитами на востоке; 5) внешнего горста, являющегося восточной границей зоны галокинеза.

Стратиграфический разрез вышеупомянутых прибрежных осадочных бассейнов

начинается сверху отложениями голоцена/плейстоцена, затем идут плиоцен, миоцен, олигоцен, эоцен, палеоцен, сенон (маастрихт, кампан, сантон, коньяк, турон и сеноман), неоком (альб, апт и баррем). В общем, это пески, песчаники, глины, аргиллиты, карбонаты, вулканиты и эвапориты, в том числе каменная соль, а также породы КФ. Баррем представлен вулканическим туфом и океаническим базальтом, извергнутыми на КФ при рифтинге Гондваны. Апт – это озерные и флювиодельтовые отложения, каменная соль и другие эвапориты, альб – неритовая карбонатная толща и отложения внешней части неритовой/верхнебатиальной зоны. В разрезе имеются восемь перерывов седиментации или размывов: на границе докембрий/баррем, внутри апта, на границе турон/коньяк и кампан/маастрихт, внутри эоцена, олигоцена и миоцена, а также на границе олигоцен/миоцен. Местами предбарремский размыв является таким значительным, что на КФ залегают отложения среднего или верхнего эоцена.

Типичные ловушки нефти и природного газа здесь следующие: антиклинали, купола, черепаховидные структуры, связанные с оттоком каменной соли; поднятия, экранированные разломами со всех сторон; стратиграфические и литологические экраны; запечатывание глинами или аргиллитами вверх по восстанию рукавообразных эрозионных палеоканалов-промоин и зоны трещиноватости.

Коллекторами нефти и природного газа в прибрежных осадочных бассейнах Бразилии являются турбидитные песчаники, карбонаты, вулканиты и базальт. Турбидитные пески и песчаники миоцена имеют пористость 28% и проницаемость 1,450–1,750 пм² (1,45–1,75 дарси); олигоцена – 28 и 0,280–5,375; эоцена – 26 и 0,180–1,000; сантона–маастрихта – 19–29 и 0,185–0,300, сеномана–турона – 25 и 1,700; нижнеальбские неритовые карбонаты – 17–33 и 0,0001–2,00; аптские озерные известняки – 10–20% и 0,05–0,5 пм², а барремский базальт – неизвестную трещинную пористость и проницаемость.

Миоценовые турбидитные песчаники содержат природную нефть плотностью 898–973 кг/м³, олигоценные – 881–977,

эоценовые – 876–973, сантон-маастрихтские – 868–973, сеноман-туронские – 876–904, нижнеальбские карбонаты – 876–935 и аптские карбонаты – 876 кг/м³.

Многие месторождения в прибрежье Бразилии, например, в бассейне Кампуш, имеют промышленные залежи нефти и газа в коллекторах разного возраста. Так, в месторождении Албакора нефть добывается из ее коллекторов миоцена, олигоцена, сеномана–турона и апта, в месторождении Маримба – из турбидитных песчаников сантона–маастрихта и сеномана–турона, в Бадежу и Лингаду – из карбонатов апта и трещиноватого базальта баррема, в месторождениях Бикуду и Бониту – из турбидитных песчаников эоцена и нижнего альба, в месторождении Эншова – из таких же песчаников олигоцена, эоцена и нижнего альба, в месторождении Пампу – из карбонатов нижнего альба и апта, а в Вермелью – из турбидитных песчаников олигоцена и эоцена [1, 5, 7].

Осадочный бассейн Сержип/Алагуаш, содержащий в недрах суши гигантское (150 млн т) месторождение Кармополис с нефтью в осадочных породах и КФ, характеризуется и газонефтеносностью подводных недр как на шельфе, так и на континентальном склоне в Атлантике, располагается северо-восточнее осадочного бассейна Реконкаву, южнее морского порта Ресифе и содержит крупные нефтяные месторождения не только в антиклиналях, но и в стратиграфических и литологических ловушках. Первым месторождением нефти в песчаниках континентального склона здесь было месторождение Гуарисема, открытое бурением при проверке концептуальной модели седиментации субаквального выноса осадков турбидитными потоками и давнее при опробовании первой скважины более 1350 м³/сут нефти из малоомощного песчаника континентального склона. Освоение же континентального склона здесь усилилось позднее, и в 2004 г. в бассейне Сержип/Алагуаш, где глубина Атлантики до 1200–1600 м, было открыто месторождение Пиранема с извлекаемыми запасами 10,4 млн т нефти плотностью 811–820 кг/м³, начавшее разрабатываться. Это было таким важным событием, что "Петробраз" тогда же удвоила свою оценку запасов легкой

нефти в этом осадочном бассейне и в 2010 г. по соседству с Пиранемой и 28 км мористее побережья шт. Сержип обнаружила месторождение Пирама, пробуриив скв. 3-ПРМ-12-СЕШ глубиной 2693 м в Атлантике глубиной 800 м. Эта скважина вскрыла залежь легкой (806,5 кг/м³) нефти, запасы которой (в радиусе притока) определяются не менее 2,054 млн т. Планируется бурение здесь второй скважины и рассматривается схема разработки этого месторождения посредством его подключения по подводной системе – ПС (подводная система из подводно-донных устьев скважин, манифольдов, межскважинных нефте- и газопроводов, райзеров и электронных средств дистанционного управления и контроля работой скважин) к инфраструктуре месторождения Пиранема. В обоих месторождениях нефть добывается из турбидитных песчаников мезозоя, развитых на всей площади (более 200 тыс. км²) бассейна Сержип/Алагуаш [6, 8].

Южнее располагается на прибрежной суши и в Атлантике нефтегазоносный бассейн Камаму/Алмада, ограниченный на севере сводом Бойпеба, а на юге – сводом Оливенка. Первый отделяет бассейн Камаму/Алмада от бассейна Реконкаву, тогда как другой – от нефтегазоносного бассейна Жекитиньонья. Главными структурными элементами бассейна Камаму/Алмада являются внутривпадинный свод Итакаре и внутренний горст, контролирующие положение изобаты 200 м. Стратиграфический разрез аналогичен вышеупомянутому. Единственные отличия заключаются в местных названиях формаций, свит, толщ и горизонтов, а также в том, что на КФ здесь залегают осадочные породы не баррема, а верхней юры – аргиллиты, глины, пески и песчаники Алианка и Сержип. Кроме того, в разрезе выделяются два седиментационных цикла. Первый представлен нижней континентальной толщей осадочных пород, отложенных на КФ в течение поздней юры и раннего мела. Второй цикл – это переходная (к открытой морской седиментации) толща осадочных пород, накопление которых происходило в поздне меловое и кайнозойское время. Континентального генезиса и мелового возраста песчаник Сержип – главный объект поиска, разведки и добычи

нефти в прибрежной Атлантике бассейнов Камаму/Алмада и Реконкаву. С 1974 г. именно из этого песчаника добывается нефть в месторождении Сержип бассейна Сержип/Алагуаш, которое было открыто скв. 1-Сержип в области дельты Ваза Барриш, 20 км мористее побережья шт. Сержип и 45 км южнее Аракая (столица штата). Сержип имеет начальные извлекаемые запасы нефти, равные 100 млн т и залегающие на глубине 2945–2958 м в нижнемеловых песчаниках. Основная добыча нефти и газа в бассейне Камаму/Алмада производится на его суше и атлантическом шельфе, но в 2009 г. "Петробраз" открыла в Атлантике глубиной 295 м первое газовое месторождение этого же бассейна и на континентальном склоне [1, 6].

Бассейн Жекитиньонья расположен южнее свода Оливенка на суше и в Атлантике, ограничивается на юге вулканическим поднятием Шарлотта, имеет стратиграфический разрез и литологию вскрытых бурением горных пород как в осадочных бассейнах Сержип/Алагуаш, Реконкаву и Камаму/Алмада и характеризуется нефтегазоносностью континентального склона. В 2009 г. здесь, где глубина Атлантики 2287,5 м, "Петробраз" открыла первое в этом осадочном бассейне нефтяное месторождение Луа Нова, пробуравив и опробовав на приток скв. 1-БАШ-147-Луа Нова. Еще южнее нефть и природный газ добываются в бассейне Эшпириту Санту, ограниченном на севере вулканическим поднятием Аброльош, а на юге – сводом Виторио. Бассейн Эшпириту Санту имеет тот же стратиграфический разрез и те же структурные элементы типичного поперечного геологического профиля восточного побережья Бразилии: платформу Риу-Досе, горст Нативу, глубоко впадину с соляными куполами и отчетливо выраженный внешний горст. Крупный вулканический комплекс и карбонатная плита, находящиеся на севере, уводят изобату 200 м в восточном направлении на 250 км. Эвапориты алагуашского яруса (переходные фации), залегающие в области глубоко погруженной платформы, шельфового прибрежного грабена и внутреннего горста, представлены карбонатами и ангидритом, которые в центрах седиментации переходят в галит. Крупные соляные массы, формирующие диапи-

ры протыкания, имеют тот же аптский возраст, что и ангидрит, отложившийся на краевой платформе, суше и шельфе. Мелководные осадочные породы, залегающие непосредственно на эвапоритах и слагающие формацию Барра Нова, – это главным образом калькарениты и кальцирудиты с мелководной фауной. Седиментационная модель карбонатов состоит из неглубоко погруженной платформы, лагун, отмелей и, по-видимому, рифов. Толща отложений открытого моря сложена преимущественно аргиллитами и глинистыми сланцами Урукутука, отлагавшимися на склоне бассейна, и шельфовыми песчаниками и карбонатными отмелями Риу-Досе и Каравелаш [1, 6, 8].

42 месторождения бассейна Эшпириту Санту дают более 85 млн м³/сут природного газа и 31 800 м³/сут нефти, в том числе и некоторые нефтяные и газовые месторождения континентального склона. Глубоководных (709–1478 м) месторождений здесь шесть. Это нефтяные месторождения Белаэйя Азул, Белаэйя Франка, Голфинью, Дзубарт и Кашалот, а также безымянное газовое. Последнее в Атлантике глубиной 709 м открыто "Петробраз" в 2008 г. в результате бурения и освоения скв. 4-ЭСШ-177 и 6-ЭСШ в Блоке БМ-ЭС-5. Они пробураны на глубину 3419 м, вскрыв там газодобывную зону толщиной 91,5 м. Гигантское (95 млн т) глубоководное (1322–1386 м) Голфинью выявила "Петробраз" в 2003 г., пробуравив и испытав на приток скв. 1-ЭСШ-123 глубиной 4400 м в Атлантике глубиной 1374 м примерно 60 км мористее побережья и 80 км от морского порта Виторио. Эта скважина вскрыла нефтенасыщенные песчаники толщиной 50 м на глубине 3784 м. В 2005 г. в Голфинью пробурана скв. 3-ЭСШ-156-А. Она достигла глубины 3402 м в Атлантике глубиной 1322 м, прошла песчаные отложения толщиной 90 м и обнаружила их насыщенность высококачественной легкой нефтью. Пробная добыча этой нефти плотностью 825–887 кг/м³ началась в феврале 2006 г. на уровне 3340 м³/сут и осуществлялась с помощью судна "Сэйзан". Немного позднее нефтедобычу стали принимать и готовить к транспортировке суда "Капихаба" и "Сидад-де-Виторио". Последнее имеет проектную производительность по подготовке 15 900 м³/сут нефти и 3,5 млн м³/сут газа. После

подключения к этим газонефтедобывающим судам еще трех скважин Голфинью стало к концу 2007 г. давать суммарно из четырех скважин 11 130 м³/сут нефти, которая отгружается на танкеры, а добываемый газ идет по газопроводу на побережье в Линьярес, где находится газоперерабатывающий завод (ГПЗ).

В 2013–2015 гг. в глубоководье бассейна Эшпириту Санту, на континентальном склоне Южной Америки в Атлантике, будут установлены плавучие ПП и ПС в нефтяных месторождениях Белаэйя Азул и Белаэйя Франка, что возле глубоководного (1247–1325 м) нефтяного месторождения Дзубарт. Эти три месторождения содержат промышленные залежи тяжелой (953 кг/м³) нефти в надсолевой толще, но пробуренные в 2008 г. и освоенные скв. 6-БФР-1-ЭСШ, 6-БАЗ-1-ДБ-ЭСШ и 1-ЭСШ-103-А вскрыли в подсолевой тоще Дзубарта залежи легкой (865 кг/м³) нефти, запасы которой измеряются от 205 до 274 млн т. Скв. 6-БФР-1-ЭСШ и 6-БАЗ-1-ДБ-ЭСШ пробурены 80 км мористее побережья и, соответственно, 5 км севернее и 6 км южнее скв. 1-ЭСШ-103-А, пробуренной в Дзубарте. Нефтяные залежи, выявленные первыми двумя скважинами, находятся под горной массой ангидрита и каменной соли толщиной около 700 м на глубине от 4200 до 4800 м, считая от уровня моря. Кровля соли встречена на глубине 1348 м в первой скважине и 1426 м во второй, а толщина нефтеносной пористой пачки турбидитных песчаников – соответственно 190 и 300 м. Пока все шесть скважин, проведенных на подсолевою легкую нефть в этом бассейне, дали начальные подсчитанные извлекаемые запасы, равные 479,5 млн т НЭ в подсолевой толще мелового возраста, а только в Белаэйя Азул и Белаэйя Франка совокупно – извлекаемые запасы от 240 млн до 318 млн т НЭ, в Дзубарте же – 95 млн т НЭ и везде в подсолевом мелу.

Глубоководное (1247–1325 м) нефтяное месторождение Дзубарт открыто в январе 2001 г. скв. 1-ЭСШ-100, пробуренной на расстоянии 77 км от побережья, в Атлантике глубиной 1325 м, и с глубины 3154 м давшей 477 м³/сут нефти плотностью 953 кг/м³ из ее слоя толщиной 46 м. В 2002 г. "Петробраз" пробурила здесь же скв. 6-ЭСШ-109-2, которая вскрыла тот же слой нефти толщиной

уже около 122 м и ещё один слой нефти толщиной 24 м, которого не было в первой скважине. Эти нефтяные залежи – в турбидитных песчаниках надсолевой толщи кайнозойского и мелового возраста, которые содержат не менее 90 млн т НЭ при плотности нефти 953 кг/м³. Коллекторами этого месторождения являются богатые гравием/песком турбидиты маастрихта. Они составляют часть толщи мощностью 350 м, которая сложена пачкой преимущественно турбидитных песков с прослоями алевролитов, причем на долю первых приходятся 75% разреза. Большинство турбидитов сложено очень грубозернистыми (иногда конгломератами) песчаниками, переходящими кверху в параллельнослоистые и волнистослоистые/косослоистые, тонко- и очень тонкозернистые песчаники. По данным кернов, пористость и проницаемость варьируют соответственно в интервале 21–38% (в среднем 28%) и 0,010–2,500 пм² (в среднем 0,340 пм²). Нефтяная залежь приурочена к удлиненной, ориентированной в северо-восточном направлении антиклинали, восточная часть которой срезана сбросом растяжения, который действовал как канал для миграции нефти. Кровля коллектора охарактеризована более низким сейсмоимпедансом, а подошва коллектора определяется эрозионной поверхностью, которая может быть связана с уменьшением сейсмоимпеданса поперек наибольшей части месторождения, по-видимому, благодаря залеганию конгломератных турбидитов, срезающих гемипелагические алевролиты. В залежи – водонапорный режим, но для интенсификации нефтедобычи "Петробраз" использует электропогружные насосы в двух скважинах и газлифт в двух других, а также ПП-судно, заякорив его прямо над месторождением. С 2009 г. здесь 19 нефтедобывных скважин и семь водонагнетательных. Эта система производительностью 47 697 м³/сут нефти/конденсата пока обеспечивает максимальную нефтедобычу 28 620 м³/сут, в том числе и 2862 м³/сут легкой (865 кг/м³) нефти, добываемой с глубины 4400 м из подсолевых нижнемеловых турбидитных песчаников с 2008 г.

Еще одним нефтяным месторождением этого бассейна является Кашалот. Оно открыто скв. 1-ЭСШ-116 в 2002 г. 80 км морис-

тее побережья в Атлантике глубиной 1478 м. Здесь залежь нефти плотностью 940 кг/м³ вскрыта бурением в турбидитных песчаниках эоцена. "Петробраз" установила промышленное значение этого месторождения и готовит проект его разработки с одной ПП, шестью эксплуатационными нефтедобывными и четырьмя водонагнетательными скважинами. Ввод в разработку месторождения Кашалот намечен на 2013–2015 гг., когда в нем будут установлены ПП и ПС.

Таким образом, шесть глубоководных (709–1478 м) месторождений нефти и природного газа, выявленных в бассейне Эшпириту Санту на глубине от 3402 до 4800 м в турбидитных песчаниках надсолевой кайнозой-меловой и подсолевой нижнемеловой толщ континентального склона, содержат извлекаемые суммарные запасы нефти не менее 570 млн т, откуда каждая скважина фонтанирует от 477 до 3340 м³/сут нефти.

Южнее морского порта Кабо Фрио простирается с запада на юго-восток осадочный бассейн Сантуш, имеющий площадь 352 тыс. км² и более 30 глубоководных (214–2235 м) газовых, газонефтяных и нефтяных месторождений. Газовые и газоконденсатные – это Мерлуза, Мехильяню, Седру, Тамбау, Уругуа, Юпитер и одно безымянное, открытое скв. 1-35-СПШ. Остальные месторождения являются нефтяными. Это Азулау, Бем-Те-Ви, Гуара, Иара, Ирасема, Кавалу Маринью, Каравела и Каравела Сул, Карамба, Кариока-Шугер Лоуф, Корал, Корковаду, Мэй, Огум, Парати, Пиракука, Тиру, Тубарау, Тупи, Эштрелу-ду-Мар и четыре безымянных, открытых соответственно скв. 1-РЖШ-628-А, 1-СЖШ-539, 1-РЖШ-551 и 1-СПШ-51. Нефтегазоносный бассейн Сантуш граничит с нефтегазоносным бассейном Кампуш, отделяясь от него на севере сводом Кабо Фрио, являющимся выступом докембрийского КФ и простирающимся с запада на восток. Бассейн Сантуш – на суше и в атлантическом побережье штатов Рио-де-Жанейро, Сан-Паулу, Санта-Катарины и Парана.

В 1970–1990 гг. иностранные нефтяные компании и "Петробраз" пробурили более 100 поисковых и разведочных скважин в западной части бассейна Сантуш, где глубина Атлантики до 450 м, и открыли в 1984 г. на континентальном склоне глубоководное

(330–450 м) месторождение Мерлуза с запасами природного газа и конденсата 11,6 млрд м³. Во второй половине 1990-х гг. там же выявлены глубоководные (свыше 200 м) месторождения Каравела, Каравела Сул, Корал и Эштрелу-ду-Мар. Их суммарные начальные извлекаемые запасы равны 4,3–4,5 млн т нефти плотностью 815–840 кг/м³, а четырех нефтяных месторождений на шельфе – суммарно 17,5 млн т [1].

В 1999 г. "Петробраз" начала глубоководное газонефтепоисковое бурение и в восточной части бассейна Сантуш, пробурил 146 км юг-юго-восточнее Рио-де-Жанейро, где глубина Атлантики 1595 м, скв. 1-РЖШ-539, которая открыла там безымянное пока месторождение нефти плотностью 850 кг/м³ на глубине 3828–3834 и 4092–4148 м с запасами от 95 до 111 млн т. В 2001 г. на соседней площади, где 170 км юго-восточнее Рио-де-Жанейро глубина Атлантики равна 1498 м, скв. 1-РЖШ-551, пробуренная на глубину 4528 м, вскрыла в интервале глубин 2524–4210 м несколько залежей разных нефтей. По каротажу наиболее привлекательным оказался объект на глубине 3100–3300 м с высокопористой зоной толщиной 50 м. Именно отсюда ударил мощный фонтан нефти плотностью 922 кг/м³ на штуцере 6,35 мм, специально установленном для уменьшения фонтанирования во избежание выноса песка. Нефтегазонасными породами-коллекторами в этом осадочном бассейне как на его шельфе, так и на континентальном склоне являются пески, песчаники и карбонаты альба (Нижняя Гарудза) и подсолевой аптской и более древней толщ осадочных пород [1].

Эти результаты глубоководного бурения привлекли большое внимание, и "Петробраз" начала увеличивать объемы нефтегазопоисковых работ в более глубоководной (до 2235 м) Атлантике, открыла там 20 месторождений с громадным, не виданным ранее приростом запасов нефти, газа и конденсата в турбидитных песчаниках и карбонатах толщи, залегающей над и под аптской мощной соленосной горной массой. Среди этих месторождений имеются два крупных (Тамбау и Тиру) и 11 гигантских и сверхгигантских (Бем-Те-Ви, Гуара, Иара, Кариока-Шугер Лоуф, Мехильяню, Огум, Пиракука, Тупи, Уругуа, Юпитер и безымянное газоконденсатное, открытое скв. 1-35-СПШ).

Бем-Те-Ви, Гуара, Иара и Юпитер содержат совокупно в нижнемеловой подсолевой толще извлекаемые запасы более 822 млн т нефти и 425 млрд м³ природного газа. Нефтяное глубоководное (2140,5 м) месторождение Бем-Те-Ви, содержащее нефти плотностью от 887 до 904 кг/м³ в подсолевой толще, открыто в 2007 г. и подтверждено в 2008 г. бурением и опробованием на приток скв. 1-СПШ-52-А, пробуренной на глубину 6778 м. Тогда же в окрестностях месторождений Корал, Каравела, Тубарау и Эштрелу-ду-Мар обнаружено и месторождение Каравела Сул скв. 1-СПШ-56, пробуренной в Атлантике глубиной 235 м и фонтанировавшей 1908 м³/сут нефти плотностью 845 кг/м³ с глубины 2081 м в 272 км южнее Сан-Пауло. Суммарно в этих месторождениях содержится 36 млн т нефти и 7 млрд м³ газа [6].

Месторождение нефти Гуара – гигантское. Его запасы оцениваются от 153 до 278 млн т на глубине 5003,5 м и глубже в нижнемеловых карбонатах подсолевой толщи, откуда в 2008 г. скв. 1-СПШ-55 фонтанировала около 1115 м³/сут нефти плотностью 876 кг/м³ при специально ограниченном фонтанировании. В нормальных условиях эта скважина дает 7950 м³/сут нефти 309 км мористее побережья шт. Сан-Пауло в Атлантике глубиной 2142 м. Гуара войдет в разработку на полную мощность в конце 2012 г., обслуживаясь нефтегазодобывным судном, способным получать из скважин до 19 080 м³/сут нефти и 5 млн м³/сут природного газа. Сверхгигантское нефтяное месторождение Иара открыто 229 км южнее Рио-де-Жанейро в 2008 г. в Атлантике глубиной 2231 м испытанием скв. 1-РЖШ-656. Она пробурена на глубину 6080 м и с глубины 5602 м фонтанировала нефтью плотностью 876–898 кг/м³ из нижнемеловых подсолевых карбонатов. Извлекаемые запасы Иары оцениваются от 418 млн до 557 млн т нефти на площади 300 км². Гуара и Иара находятся в опытно-промышленной эксплуатации, а их газовые залежи начнут разрабатываться в опытно-промышленном порядке в 2013 г., давая 2,832 млн м³/сут в первом месторождении и 2,832 млн м³/сут во втором [6, 8].

Октябрь 2006 г. – это дата открытия первого ультраглубоководного (2115–2231 м) сверхгигантского (685 млн–1096 млн т)

нефтяного месторождения Тупи и первой находки легкой (800–886 кг/м³) нефти в доаптских подсолевых карбонатах бассейна Сантуш. Тупи находится 150 км южнее Рио-де-Жанейро и выявлено скв. 1-РЖШ-628-А, пробуренной до глубины 6004 м, вскрывшей нефтяные залежи под соленосной (ангидрит и каменная соль) горной массой толщиной более 2000 м и фонтанировавшей 779 м³/сут нефти плотностью 876 кг/м³ и 122 тыс. м³/сут природного газа на штуцере 16 мм. Тупи подтверждено бурением и испытанием на приток в колонне скв. 1-РЖШ-646, 1-РЖШ-656 и 3-РЖШ-622-А. Первая из них пробурена 9,5 км юго-восточнее скв. 1-РЖШ-628-А в Атлантике глубиной 2166 м и при опробовании в колонне дала 318 м³/сут нефти и 65 тыс. м³/сут газа в специально ограниченных условиях фонтанирования. Вторая, 229 км мористее побережья шт. Сан-Пауло в Атлантике глубиной 2231 м, вскрыла на глубине 5604 м газонефтяную залежь в нижнемеловых карбонатах подсолевой толщи. Третья при специальных технических ограничивающих фонтанирование условиях дала 795 м³/сут нефти плотностью 886 кг/м³ (в нормальных же условиях – 4770 м³/сут). Эта скважина закончена бурением в 2009 г. в Атлантике глубиной 2115 м и 265 км южнее Рио-де-Жанейро. Эти скважины подтвердили повсеместное присутствие здесь превосходного карбонатного коллектора с легкой нефтью. В 2010 г. началась в Тупи опытно-промышленная разработка его газонефтяных залежей. Имея пять газонефтедобывных, одну газонагнетательную и две водонагнетательные скважины, Тупи дает пока 15 900 м³/сут нефти и 4,956 млн м³/сут природного газа на ПП-судно "Сидад-де-Санту Висенте" и ПП-судно "Сидад-де-Ангра-душ-Рейш". Когда Тупи войдет в разработку на полную мощность, Бразилия будет добывать суммарно 715 тыс. м³/сут нефти, а потреблять – от 286 тыс. до 302 тыс. м³/сут [9, 10].

Глубоководное (2140 м) нефтяное месторождение Кариока-Шугер Лоуф, которое в пять раз больше, чем Тупи, находится 273 км мористее южной части побережья шт. Рио-де-Жанейро и примерно 80 км западнее месторождения Тупи, имеет площадь 2560 км² и, по оценкам "Петробраз", даст накопленную нефтедобычу не менее 5680 млн т.

Оно открыто скв. 1-СПШ-050, забуренной в апреле 2007 г., достигшей забоя на глубине 6672 м в подсолевой доаптской карбонатной толще Гуаратиба в 2007 г. и при ее испытании на приток фонтанировавшей 461 м³/сут нефти плотностью 893 кг/м³ и 57 тыс. м³/сут природного газа. В четвертом квартале того же года в Кариоке-Шугер Лоуфе пробурены еще две скважины. Первая из них – это скв. 1-СПШ-51. Она почти 80 км юго-западнее скважины-первооткрывательницы и 278 км мористее побережья шт. Сан-Пауло, пробурена на глубину 5353 м в Атлантике глубиной 2235 м и подтвердила наличие в упоминавшейся подсолевой толще месторождения легкой нефти. Это же доказала и вторая скважина, пробуренная 48 км северо-восточнее скв. 1-СПШ-51 и 48 км западнее скв. 1-СПШ-050.

В 2008–2009 гг. "Петробраз" открыла три глубоководных месторождения нефти и газа – Корковаду, Мэй и Тиро. Первое выявлено в подсолевой толще на глубине 5719 м в 128 км от побережья шт. Сан-Пауло в Атлантике глубиной 818,5 м, где пробурена скв. 6-БГ-Б-П-СПШ. Второе обнаружено скв. 1-СПШ-56 в Атлантике глубиной 274,5 м, что 200 км мористее того же штата. Третье, имеющее запасы легкой нефти и газа в 24 млн т НЭ, открыла скв. 1-СПШ-57 тоже в песчаниках нижнего мела на глубине 2061 м в южной части бассейна Сантуш на расстоянии 9,5 км от месторождения Мэй.

Глубоководное (485–1000 м) гигантское (224 млрд м³ газа) месторождение Мехильяню, находящееся 137 км мористее побережья шт. Сан-Пауло, обнаружено в 2003 г. скв. 1-35-СПШ. Она пробурена на глубину 5441 м, вскрыла в нижнемеловых песчаниках газоконденсатодобывную зону толщиной 100 м и фонтанировала оттуда 700 тыс. м³/сут газа и 95 м³/сут конденсата при специально технически ограниченных условиях испытания на приток. В нормальных же условиях дебит скважины – не менее 3 млн м³/сут газа. От двух до четырех лет уйдет на разведку этого месторождения, еще не менее четырех-пяти лет – на бурение и освоение эксплуатационных газовых скважин, на установку ПП и ПС, а также на прокладку газопровода к ГПЗ в Карагуататуба, что в шт. Сан-Пауло. Мехильяню может, по мнению И. Зауэра, директора "Петробраз", да-

вать не менее 55 млн м³/сут природного газа в течение 20 лет, а рынком его потребления будет преимущественно шт. Сан-Пауло, на долю которого приходится почти 40% суммарного ВВП Бразилии. Добыча (15 млн м³/сут) газа и конденсата в Мехильяню идет с конца 2008 г. Другие проекты "Петробраз" охватывают в бассейне Сантуш разработку глубоководных (330–1403 м) месторождений нефти и газа Кавалу Маринью, Каравела, Тамбау (51 млрд м³ газа) и Уругуа (34 млн т нефти и 37 млрд м³ газа), находящихся в окрестностях Мехильяню, и добычу из них 15 900 м³/сут нефти и 30 млн м³/сут природного газа.

"ЭксонМобил" забурела в 2008 г. свою скв. 1-Огум на подсолевою толщу нижнего мела западнее Тупи и Юпитера, а также южнее Бем-Те-Ви, Гуара и Карамба. В 2009 г. эта скважина открыла под водами Атлантики глубиной 2224 м месторождение Огум, содержащее около 1 370 млн т нефти в упомянутой толще и являющееся самым крупным в Бразилии нефтяным глубоководным месторождением. У "ЭксонМобил" там пай, равный 40%, у "Хесс" – тоже 40%, у "Петробраз" – 20%. А "Петробраз" и ее партнер, нефтяная компания "Репсол", в 2009 г. открыли месторождение легкой нефти и природного газа Пиракука в подсолевых отложениях нижнего мела на глубине 3970 м, где геологические запасы нефти и газа оцениваются пока на уровне 75,34 млн т НЭ. Пиракуку выявлено скв. 6-СПШ-53, пробуренной в Атлантике глубиной 214 м неподалеку от глубоководного (330–450 м) газонефтяного месторождения Мерлуза, 240 км южнее Сан-Пауло и 200 км юго-восточнее Сантоса.

Глубоководное (2187 м) месторождение Юпитер – тоже сверхгигантское: его извлекаемые запасы газа, нефти и конденсата оцениваются от около 690 млн до 1105 млн т НЭ. Юпитер в 2008 г. открыла скв. 1-РЖШ-652 примерно 290 км мористее побережья шт. Рио-де-Жанейро и в 37 км от месторождения Тупи. Бурением здесь вскрыта газонефtekонденсатодобывная зона, кончающаяся на забое скважины глубиной 5255,5 м. Эта зона толщиной 120 м представлена карбонатами доаптской подсолевой толщи, залегающей в недрах структуры, равновеликой структуре-поднятию в Тупи. Легкая нефть Юпитера содержит много CO₂.

В общем, в той части осадочного бассейна Сантуш, которая располагается на континентальном склоне в Атлантике глубиной от 214 до 2235 м, осваиваются 32 месторождения, суммарные начальные извлекаемые запасы которых оцениваются от 9153,5 млн до 10 255 млн т нефти с конденсатом и 740 млрд м³ газа. Они залегают на глубине от 2061–5719 м в турбидитных песчаниках надсолевой кайнозойской меловой и карбонатах доаптской подсолевой толщ, откуда скважины индивидуально фонтанируют от 318 до 7950 м³/сут нефти и от 53 тыс. до 3 млн м³/сут природного газа, а также до 95 м³/сут конденсата [6, 8–10].

Если считать, что более вероятной величиной является среднее арифметическое от упомянутых запасов нефти в бассейне Сантуш, то оно равно 9704,25 млн т. В связи с этим отметим, что Р. Лобау, министр нефтяной промышленности Бразилии, в 2008 г. на ланче аналитиков и инвесторов в Нью-Йорке заявил, что в подсолевой толще прибрежья Бразилии может быть от 6,85 млрд до 20,55 млрд т нефти высочайшего качества [9]. А бразильский министр обороны Нельсон Жобим в 2007 г. на конференции по обороне в Рио-де-Жанейро публично объявил, что для защиты открытого в глубоководье Бразилии необходима атомная подлодка [4]. В течение ближайших пяти лет "Петробраз" потребуются 28 новых глубоководных ПП для разработки залежей нефти в подсолевой толще. 12 ПП уже заказаны, а это значит, что в Атлантике будут работать 40 новых буровых станков. И это тогда, когда бурение в прибрежье США и Северном море сокращено на 50%! Может быть, Бразилия знает нечто, чего не знают другие? Ей нужны \$19 млрд на капитальные вложения, чтобы добывать 588 тыс. м³/сут НЭ (сейчас – 445 тыс. м³/сут).

Когда появятся вышеупомянутые ПП, потребуется флот из более 150 судов для обслуживания добычи нефти и газа, а также 29 боевых сторожевых катеров и кораблей, 12 обычных подлодок и одна атомная. Часть этого уже есть. Пять подлодок поставит Франция. Она же построит и атомную, но без ядерной энергоустановки. Ее спроектируют, изготовят и установят сами бразильцы. Это – для защиты океанского нефтяного богатства Бразилии, хотя врагов у нее вро-

де бы и нет. Финансировать все будет Банк Развития Бразилии, и, кроме того, уже отправлены делегации за кредитами в КНР, Сингапур и Южную Корею. "Петробраз" же заканчивает переговоры с КНР об открытии кредитной линии пока на \$10 млрд [8, 10].

Между осадочными бассейнами Сантуш и Эшпириту Санту на суше и в прибрежной Атлантике, ограничиваясь на севере сводом Виторио, что восточнее морского порта Виторио, а на юге сводом Кабо Фрио, что восточнее Рио-де-Жанейро, располагается на площади 100 тыс. км² осадочный бассейн Кампуш, дающий 80% бразильской нефтедобычи. Она началась здесь на шельфе глубиной не более 100–125 м в месторождениях Гарупа (1972 г.) и Намораду (1974 г.), а в 1985 г. и на континентальном склоне ударил мощный фонтан нефти из скв. 1-РЖШ-219, пробуренной в Атлантике, где ее глубина 853 м [1]. В бассейне Кампуш более 1500 скважин на шельфе и континентальном склоне, но наибольшее количество нефти и природного газа добывается именно на континентальном склоне, где открыто более 42 глубоководных (более 200–2673 м) месторождений. Ими являются газонефтяные и нефтяные месторождения Абалон и Абалон Западное, Албакура и Албакура Восточное, Аргонавт, Аргонавт Западное, Аргонавт Северное, Аргонавт Южное, Барракуда, Бидзупира, Ваху, Воадур, Залема, Камарупим, Каратинга, Кахарею, Конгру, Корвина, Мальяду, Мангана, Марлим, Марлим Восточное, Марлим Западное, Марлим Южное, Маримба, Наутилус, Острия, Папа Терра, Перегрину, Пирамбу, Ронкадур и Ронкадур Восточное, Фрад, Херелет (бывшее Куриу), Эншова Восточное, Эшпадарт и пять пока безымянных, открытых соответственно скв. 1-БРСА-ЭСШ, 1-БРСА-18-ЭСШ, 1-РЖШ-504, 1-РЖШ-511 и 4-РЖШ-396-Д.

Начатое в 2000 г. морское бурение в 96 км от побережья в северной части бассейна Кампуш завершилось к 2005 г. освоением 13 скважин и открытием здесь восьми месторождений нефти и газа – Абалон, Абалон Западное, Аргонавт, Аргонавт Западное, Аргонавт Северное, Аргонавт Южное, Наутилус и Острия. Промышленными и самостоятельными, несателлитными, признаны только четыре из них. Это Абалон, Аргонавт, Наутилус и Острия. Их начальные

суммарные извлекаемые запасы определяются 55 млн т нефти. Геологические же запасы нефти и природного газа, глубина океана и плотность нефти в каждом месторождении следующие: в Абалоне – 21,5 млн т нефти, 2,86 млрд м³ газа, 1925 м и 815–865 кг/м³; в Аргонавте – 136 млн т, 1,4 млрд м³, 1701 м и 966 кг/м³; в Наутилусе – 18 млн т нефти, 2,54 млрд м³ газа, 1501 м и 953 кг/м³; а в Острей – 45,6 млн т нефти, 2,56 млрд м³ природного газа, 1881 м и 910 кг/м³; плюс разные количества попутного нефтяного газа. Первым из этих месторождений стало в 2009 г. разрабатываться Острей, вслед за которым и вскоре – Абалон и Аргонавт. В 2013 г. разработка начнется в Аргонавте Северном, затем в остальных из вышеназванных и закончится через 27 лет. Все эти месторождения имеют низкие пластовые давления (70 МПа) и обычную температуру, нуждаются в использовании электропогружных насосов и подводно-донной кессонной сепарации добываемого газа [6].

Албакура – это гигантское месторождение нефти и газа, содержащее их извлекаемые запасы около 223 млн т НЭ (геологические – от 1858 млн до 1939 млн м³) на площади 455 км² в северной части бассейна Кампуш почти 110 км мористее побережья в Атлантике глубиной 230–950 м. Будучи открыто в 1984 г. восточнее мыса Сан-Томе скв. 1-РЖШ-297, оно уже в 1987 г. начало давать нефть из песчаника Намораду, в декабре 1998 г. вышло на пик нефтедобычи в 27 665 м³/сут и продолжает разрабатываться. Сейчас в Албакуре 57 нефтяных и восемь водонагнетательных скважин, которые дают, в среднем, 22 236 м³/сут нефти с помощью ПП и ПС. Добываемый попутный нефтяной газ подают на берег через НП нефтяного морского (шельф) месторождения Гарупа. Албакура имеет восемь нефтяных залежей, среди которых самые важные находятся в турбидитных песках и песчаниках миоцена (формация Карапешуш) и олигоцена (формация Намораду), где залегают нефти плотностью 882–898 и 928–947 кг/м³. Вначале будут добываться легкие нефти, а позднее тяжелые. Образованию газонефтяных залежей здесь сопутствовали соляная и дизъюнктивная тектоника [1]. 1–2 км восточнее Албакуры в Атлантике глубиной 1098 м выявлено в 1986 г. нефтяное месторождение

Албакура Восточное площадью около 200 км² и с извлекаемыми запасами нефти 89 млн т в тех же песках и песчаниках миоцена и олигоцена. В это месторождение инвестировано \$1,8 млн. С 2005 г. оно разрабатывается с помощью ПП-судна, соединенного с 35 скважинами (29 нефтяных и шесть водонагнетательных), и ПП-50, откуда нефть доставляется на берег челночными танкерами. Это месторождение готовится к выходу на пик нефтедобычи 23 055 м³/сут [1].

Плотность природных нефтей в вышеупомянутых и многих других их месторождениях бассейна Кампуш изменяется от 815 до 867 кг/м³ в турбидитных песках, песчаниках и карбонатах альба, а также доаптской подсолевой толщи и от 910 до более 946 кг/м³ в миоценовых и олигоценовых песках и песчаниках. В залежах нефти изначально существует режим растворенного газа, коэффициент нефтеотдачи пласта от 0,115 до 0,120, а содержание в нефтях парафина – около 5% [1].

100 км юго-восточнее мыса Сан-Томе обнаружено в 1989 г. гигантское нефтяное месторождение Барракуда с извлекаемыми запасами 175 млн т (геологические – 477 млн т). Оно – в Атлантике глубиной от 700 до 1100 м, а нефтяные залежи вскрыты на глубине около 3000–3500 м в надсолевых альбакайнозойских карбонатах, турбидитных песках и песчаниках на площади 233 км². Опытная разработка месторождения началась в 1997 г. эксплуатацией скв. 1-РЖШ-383 в Атлантике глубиной 835 м. С 2004 г. Барракуда разрабатывается 34 скважинами (20 нефтяных и 14 водонагнетательных) и дает 23 850 м³/сут нефти плотностью 901 кг/м³ и 1,574 м³/сут природного газа (в том числе и попутный нефтяной). Нефть поступает из скважин на ПП-43 с нефтехранилищем емкостью 318 тыс. м³, отгружаясь на танкеры, добываемый газ транспортируется по подводному газопроводу на НП месторождения Намораду, а оттуда – на побережье [1].

Неподалеку и юго-восточнее месторождения Барракуда, почти 100 км мористее побережья скв. 1-РЖШ-491 открыла в Атлантике глубиной 850–1350 м нефтяное месторождение Каратинга площадью 260 км² и запасами около 20 млн т нефти в надсолевой

альб-кайнозойской толще турбидитных песков и песчаников, а также карбонатов на той же глубине, как в Барракуде. С 1997 по 2002 г. Каратинга давала нефть из скв. 1-РЖШ-491, а с 2005 г. находится в разработке и дает 19 875 м³/сут нефти из 28 скважин (20 нефтяных и восемь водонагнетательных) по ПС на ПП-48, имеющую нефтехранилище емкостью 318 тыс. м³. Каратинга и Барракуда используют общую инфраструктуру транспорта нефти и газа [1].

Юго-западнее Барракуды с 1994 г. добывается нефть плотностью 876–887 кг/м³ и попутный нефтяной газ с помощью трех ПС и трех ПП из глубоководных месторождений Бидзупиру, Залема и Мальяду. В виде полосы шириной 2–8 км и длиной 30 км они простираются с северо-запада на юго-восток в 295 км от Рио-де-Жанейро, где глубина Атлантики от 450 до 800 м. Совокупные извлекаемые запасы этих месторождений равны 24,6 млн т нефти и 2,4 млрд м³ газа в нижнемеловых/кайнозойских турбидитных песчаниках, а геологические запасы – от 83 млн до 217 млн т нефти и более 3 млрд м³ газа. Эти месторождения открыты "Петробраз" в 1990 г., но разрабатываются частной "Шелл Бразилия Лтд" с 2003 г. Пик нефтегазодобычи определяется здесь 12 720 м³/сут нефти плотностью 871–887 кг/м³ и 990 тыс. м³/сут попутного нефтяного газа. Добыча ведется с помощью ПС, восьми эксплуатационных скважин, шести водонагнетательных и трех манифольдов, а принимает и обрабатывает нефтегазодобычу ПП-судно "Филуменш". Сейчас эти месторождения совместно дают около 10 335 м³/сут нефти, и все это экспортируется фирмой "Шелл" из Бразилии танкерами, а попутный нефтяной газ идет по подводному газопроводу на ПП-15, принадлежащую "Петробраз" [1].

Газонефтяное глубоководное (1418 м) месторождение Ваху располагается в Атлантике 110 км мористее побережья и 40 км юго-восточнее гигантского морского месторождения Дзубарт. Ваху выявлено скв. 1-АПЛ-1-ЭСШ, пробуренной фирмой "Анадарко Петролеум" на глубину 6100 м. Ниже 5612 м каротажем выявлена нефтегазодобывная зона толщиной 59,5 м в подсолевых доаптических карбонатах, откуда получен фонтан 1192 м³/сут нефти плотностью 872 кг/м³ и 113,5 тыс. м³/сут газа. Опробование про-

водилось трубным пластоиспытателем при технологически лимитирующих условиях, и "Анадарко" полагает, что в нормальных условиях эта скважина будет фонтанировать 2385 м³/сут нефти. Ресурсный потенциал месторождения Ваху оценивается не менее 41 млн т извлекаемой нефти, и буровое судно уже бурит скв. 2-Ваху Южная 8 км южнее первооткрывательницы, выполняя программу разведки [8, 10].

Примерно 6 км западнее глубоководного нефтяного месторождения Мальяду подготовлено к разработке такое же месторождение Корвина, а 10 км западнее глубоководного нефтяного месторождения Залема – нефтяные месторождения Маримба и Маромба, которые находятся в Атлантике глубиной 200–610 м. Совокупная площадь их равна 92 км², а совместные начальные извлекаемые запасы оцениваются более 22 млн т нефти [1].

110 км юго-восточнее мыса Сан-Томе и 8 км юго-западнее глубоководного месторождения Албакура разведано в 1985 г. гигантское глубоководное нефтяное месторождение Марлим, содержащее начальные извлекаемые запасы 398 млн т нефти (геологические – 1304 млн т) в 75-метровой толще турбидитных песков и песчаников нижнего олигоцена и верхнего эоцена на куполе площадью 152 км² со следами субаквальной эрозии, галокинеза и дизъюнктивных дислокаций. Здесь добыча нефти, начатая в 1990 г. по плану пяти модулей, с четырьмя ПП, тремя нефтесборными/нефтехранилищными судами и одним судном/нефтехранилищем, в 2002 г. достигла пика на уровне 93 218 м³/сут после установки ПП-37 (судно, получающее, обрабатывающее и отгружающее нефть на челночные танкеры) в Модуле 5. Челноки обрабатывают нефть и доставляют ее на побережье, а попутный нефтяной газ через компрессорные станции ПП поступает в объединенную газопроводную сеть бассейна Кампуш. Марлим открыто скв. 1-РЖС-219-А там, где глубина Атлантики 853 м [1].

1,5–2 км восточнее Марлим в опытно-промышленном порядке разрабатывалось с 2000 по 2002 г. нефтяное глубоководное (1251 м) месторождение Марлим Восточное путем подключения его нефтесборной (5600 м³/сут) из скв. 1-РЖШ-359 к ПП-26

месторождения Марлим. Позднее установили здесь ПП-53 с нефтехранилищем, пробурили 15 эксплуатационных и восемь водонагнетательных скважин, и началась в 2008 г. разработка по полной технологической схеме добычи 24 325 м³/сут нефти. Извлекаемые запасы нефти здесь 30 млн т, геологические – от 97 до 261 млн т. Марлим Восточное открыто скв. 1-РЖШ-359 в 1987 г. около 120 км мористее побережья. В 2006 г. скважина, пробуренная 188 км мористее морского порта Макаэ, в Атлантике глубиной 1350 м, вскрыла в Марлим Восточном новую нефтяную залежь на глубине 4200 м. Плотность этой нефти 887 кг/м, что легче нефтей, добываемых здесь из других залежей [1].

Месторождение Марлим Южное имеет извлекаемые запасы нефти, равные 184 млн т и открыто скв. 4-Марлим (бывшая скв. 4-РЖШ-382) в 1987 г. Она пробурена на расстоянии 1,5 км от месторождения Марлим и с глубины 1027 м до сих пор дает 1200 м³/сут нефти. Во вскрытой многими скважинами толще турбидитных песков и песчаников преимущественно миоцена, олигоцена и эоцена разведаны и осваиваются 14 нефтяных залежей. В них – режим растворенного газа, и для поддержания пластового давления необходимо репрессивное заводнение залежей. Газонефтедобывные зоны типично маломощные (между 10 и 20 м), но максимальная толщина одной из них равна 100 м. Эти зоны имеют превосходные емкостные свойства: пористость от 25 до 38% и проницаемость от 2 до 16 пм² (2–16 дарси), а разработка месторождения, начатая с 1994 г., предусматривает добычу нефти с четырьмя модулями. Плотность нефти равна 893–916 кг/м³ в Модуле 1, 922–934 в Модуле 2 и 946–973 кг/м³ в Модуле 3. Это месторождение, находящееся в Атлантике глубиной 890–2600 м и имеющее площадь 600 км², дает 29 415 м³/сут нефти (13% добываемой "Петробраз" нефти) и 2,5 млн м³/сут природного газа из 14 блоков, что требует разнообразной техники из-за неодинаковой глубоководности скважин, глубинности залежей и характеристик нефтей.

В планировании разработки месторождения изучались и учитывались разнообразные альтернативы. Их оценка привела к работе на всех модулях со скважинами от-

далённого достижения и всегда имеющими горизонтальные призабойные стволы. Первую такую скважину (скв. 42-Эйч-МЛС) в этом месторождении пробурили в 2001 г. там, где глубина Атлантики 1212 м. Эта скважина добывает нефть с глубины 2862 м, имеет измеренную глубину 6120 м, отход по горизонтали от устья 3258 м и угол отклонения от вертикали, равный 89°. В декабре 2001 г. эта скважина фонтанировала 6837 м³/сут нефти, а сейчас дает 5725 м³/сут нефти плотностью 910 кг/м³ при газовом факторе 95 м³/м³ из песка пористостью 34% и проницаемостью 1,308 пм². Этот дебит – наибольший для скважин, пробуренных в ультраглубоководье Бразилии.

Разработка запасов нефти в Модуле 1 идет из 35 скважин (22 дают нефть, 13 нагнетают воду в залежь). В 2003 г. действовали 14 нефтяных и девять водонагнетательных скважин в Атлантике глубиной 1000–1500 м. 20 из них по ПС соединены с ПП-40, а три другие – с ПП-37 и ПП-26, заякоренными в месторождении Марлим. С 2004 г. здесь работает и ПП-судно, обрабатывающее и отгружающее нефть. К нему подсоединены девять из 35 скважин Модуля 1, и это позволило довести добычу до 39 750 м³/сут нефти. Разработка в Модуле 2 началась в 1999 г. двумя скважинами в опытно-промышленном порядке, а с 2006 г. – по технологической схеме с 10 эксплуатационными нефтяными и девятью водонагнетательными скважинами в Атлантике глубиной 1200–1700 м. Они по ПС подают нефть на ПП, где готовятся к транспортировке 28 620 м³/сут нефти. Модуль 3 имеет 23 скважины, но нуждается в инновационной технологии из-за большей (1700–2500 м) глубоководности и более вязкой и тяжелой (946,5–973 кг/м³) нефти в песчаниках нефтесодобывных зон. В этом ультраглубоководье скважины должны оборудоваться длинными горизонтальными призабойными стволами, пробуренными в маломощных пластах. Модуль 4 начнет выполняться после Модуля 3 так, чтобы дать первую его нефть в 2012 г.

Открытое в 2003 г. и находящееся в Атлантике глубиной 1200 м нефтяное месторождение Папа Терра имеет извлекаемые запасы 60 млн т нефти плотностью 977–987 кг/м³ на расстоянии 109 км от Рио-де-Жа-

нейро и пока дает нефть только в опытно-промышленном порядке, а полномасштабная его разработка начнется в 2013 г. и обойдется в \$5,2 млрд. Для освоения этого месторождения заказаны ПП-61 с растянутыми опорами и судно ПП-63, которые будут обрабатывать около 22 260 м³/сут нефти, 995 тыс. м³/сут попутного нефтяного газа, 51 670 м³/сут попутной пластовой воды и закачивать 54 055 м³/сут морской воды для репрессивного заводнения залежей.

Самым северным в бассейне Кампуш газонефтяным гигантом (223 млн т нефти и 24,5 млрд м³ природного газа) является Ронкадур, в разведку и разработку которого инвестировано более \$ 4,5 млрд. Ронкадур открыто в 1997 г. скв. 9-10-11-12-П, пробуренной в 110 км от Рио-де-Жанейро в Атлантике глубиной 1836 м и фонтанировавшей 1590 м³/сут нефти. Пробная эксплуатация одной из нефтяных залежей здесь началась в 1999 г. бурением и освоением с помощью ПС и ПП глубоководной (1853 м) скважины, стабильно фонтанировавшей 2740 м³/сут нефти. В 2001 г. Ронкадур уже имело 20 действовавших скважин 128 км мористее Рио-де-Жанейро и давало 13 355 м³/сут нефти и 1,3 млн м³/сут газа. Однако наращивание газонефтедобычи из Ронкадура было прервано несчастием. 15 марта 2001 г. ПП-36, крупнейшее тогда в мире плавучее полупогружное средство нефтегазодобычи и бурения скважин, когда-либо изготовлявшееся из плавучей буровой платформы, растрясло, раскачало и наклонили на 32° мощные взрывы горючего газа, проникшего вовнутрь кессонотипных плавучих опор этой ПП. Несмотря на отчаянные попытки выпрямить и удержать ее на плаву, буровая платформа через четыре дня опрокинулась и затонула в Атлантике глубиной 1350 м. Взрывы выбили одну из гигантских пустотелых колонн-опор, на которых крепятся палуба, оборудование и многоэтажные надстройки со служебными, производственными, лечебными и жилыми помещениями на 200 человек. Погибло 10 из них, а все остальные были эвакуированы. Позднее добыча нефти возобновилась с помощью других ПС, ПП и с учетом пересмотренных концепций разработки. В ее основу положена технология из Модулей 1–4. В них добывается нефть плотностью 868–963

кг/м³ из турбидитных песчаников пористостью 19–29%, проницаемостью 0,185–0,300 пм² и возрастом от маастрихта до сантона.

В 2008 г. установлены две добавочные ПП – ПП-52 и ПП-54, которые начали добывать нефть и газ. ПП-52 способна обрабатывать 28 618 м³/сут нефти плотностью 887 кг/м³, давать компрессию 7,5 млн м³ газа и нагнетать в нефтяные залежи 47 695 м³/сут воды. ПП-54 – это судно, заякоренное в Атлантике глубиной 1800 м и связанное по ПС с 18 нефтегазодобывными и 11 водонагнетательными скважинами, имеет длину 125 м, ширину 110 м и высоту 150 м, включая мачту для сжигания газа. Нефть, обработанная на ПП-52, идет на автономную перекачивающую ПП (на ПП-судно/нефтехранилище "Сидад-де-Макаэ"), которое будет хранить и нефтедобычу с будущих четырех нефтедобывных ПП, и поставлять ее на терминал в Сан-Себастьяне, что на побережье шт. Сан-Пауло, и в другие места челночными танкерами. Газ по газопроводу идет к газосборному пункту на НП морского месторождения Гарупа, а оттуда (3,2 млн м³/сут) – на берег. ПП-54 обрабатывает 28 618 м³/сут нефти и около 1,8 млн м³/сут газа, способна к компрессии 6 млн м³/сут газа и может хранить 31 800 м³ нефти [1, 10].

Глубоководное (1000–1200 м) месторождение Фрад обнаружено скв. 1-РЖШ-366 в Атлантике 17 км север–северо-восточнее Албакуры и 5 км западнее Ронкадура на площади около 66 км². Нефть Фрада плотностью 898–963 кг/м³ вскрыта в турбидитных миоценовых песчаниках пористостью 28% и проницаемостью от 1,450 до 1,750 пм² в 1985 г. На 2011 г. запланировано достижение во Фраде пика газонефтедобычи в 14 309 м³/сут нефти плотностью 935–963 кг/м³ и 566 тыс. м³/сут газа из запасов 27 млн–41 млн т нефти, что обошлось в \$2,8 млрд. Фрад разрабатывается с помощью ПС и ПП-судна, имеющего нефтехранилище на 885 тыс. м³ и заякоренного в Атлантике глубиной 1067,5 м [1, 8].

В 2007 г. установлено промышленное значение самого глубоководного (2483 м) в бассейне Кампуш нефтяного месторождения Херелет, в котором скв. 1-ЭРБ-1-РЖШ при ее опробовании на глубине 3478 м выявила песчаники с нефтью плотностью

950 кг/м³. Херелет содержит тяжелую (934–953 кг/м³) нефть с ее геологическими запасами около 180 млн т на площади более 26 км², открыто в 2001 г. французской "Тоталь" и названо тогда месторождением Куриу. Скв. 1-ЭРБ-1-РЖШ при испытании на приток фонтанировала 398 м³/сут нефти [9, 10].

Месторождение же Эншова Восточное в бразильском глубоководье (250–300 м) с площадью газонефтеносности, равной площади месторождения Корвина, и месторождение Эшпадарт разрабатываются 1,5 км северо-западнее месторождения Маримба, что в Атлантике глубиной 400–610 м и запасами 22 млн т нефти, и 28 км юго-западнее Бидзупиры. Эншова Восточное содержит нефть плотностью 876–963 кг/м³ в турбидитных эоценовых песчаниках пористостью 26% и проницаемостью 0,18–1,00 пм², нефть плотностью 881–950 кг/м³ в олигоценых турбидитных песчаниках пористостью 28% и проницаемостью 0,280–5,375 пм², а также нефть плотностью 876–935 кг/м³ в нижнеальбских надсолевых неритовых карбонатах пористостью 17–33% и проницаемостью 1–2 пм². В глубоководном (250 м) месторождении Корвина нефть плотностью 876–963 кг/м³ вскрыта в эоценовых турбидитных песчаниках пористостью 26% и проницаемостью 0,18–1,00 пм², а глубоководное (300–400 м) месторождение Маримба – нефть плотностью 868–963 кг/м³ в маастрихт/сантонских турбидитных песчаниках пористостью 19–29% и проницаемостью 0,185–0,300 пм², а также нефть плотностью 876–904 кг/м³ в сеноман/туронских турбидитных песчаниках пористостью 25% и проницаемостью до 1,700 пм² [1].

Нефтяное месторождение Эшпадарт открыто 109–110 км мористее побережья скв. 1-РЖШ-499, пробуренной в Атлантике глубиной 750 м в 1994 г. Добыча нефти здесь началась в 2000 г., а сейчас в Эшпадарте работают 13 скважин (восемь нефтедобывных и пять водонагнетательных), отдающих нефть и газ по ПС на ПП-судно "Сидад-ду-Рио-де-Жанейро". Оно имеет длину 320 м, получает нефтегазодобычу, хранит и отгружает ее, имея проектную мощность готовить к транспортировке 15 900 м³/сут нефти и 2,5 млн м³/сут газа, будучи заякорено в Атлантике глубиной 1350 м и имея нефтехранилище на 255

тыс. м³. Пик нефтедобычи пришелся на 2003 г. и измерялся 7154 м³/сут [1, 6].

В океане глубиной 980 м скв. 1-РЖШ-511, пробуренная 15 км запад-северо-западнее Албакуры, открыла безымянное нефтяное месторождение с одной нефтяной залежью в кайнозойских турбидитных песках и песчаниках на глубине 2673 м и запасами 5–6 млн т нефти в радиусе притока этой скважины. Второе безымянное глубоководное (1000–1100 м) нефтяное месторождение, выявленное скв. 1-РЖШ-504 около 16 км юг-юго-западнее месторождения Эшпадарт, является пока самым южным месторождением в глубоководье бассейна Кампуш. Удачной оказалась и тысячная по счету с 1971 г. в бассейне Кампуш скв. 1-РЖШ-396-Д. Ее пробурили 100 км восточнее Рио-де-Жанейро и 10 км западнее месторождения Марлим в Атлантике глубиной 700 м, получив фонтан 477 м³/сут нефти из кайнозойских турбидитных песков, залегающих на глубине 2501–2518 м, и открыв третье безымянное месторождение, где запасы нефти только вокруг этой скважины равны 3 млн т. Четвертое безымянное нефтяное месторождение обнаружено бурением и испытанием на приток скв. 1-БРСА-ЭСШ в Атлантике глубиной 1246 м. Еще одно безымянное месторождение в этом же бассейне открыто скв. 1-БРСА-18-ЭСШ, пробуренной в Атлантике глубиной 2243 м, что 160 км мористее побережья. Эта скважина глубиной 5510 м фонтанировала 475 м³/сут нефти плотностью 850 кг/м³, выявив на глубине от 4450 до 4484 м три нефтяные залежи в турбидитных песках и песчаниках альба [1].

В 2009 г. выведены на пик добычи газа и нефти месторождения Камарупим, Марлим Восточное, Марлим Южное и группа Абалон, Аргонавт, Наутилус и Острей. В первом из них, где глубина Атлантики 760 м, на ПП-судно "Сидад-де-Сан-Матеуш" с нефтехранилищем емкостью 111 290 м³ поступают 5724 м³/сут нефти и 9,912 млн м³/сут газа, на ПП-51 месторождения Марлим Южное – от 1255 м до 12 720 м³/сут нефти плотностью 886 кг/м³, а на ПП-судно с нефтехранилищем емкостью 318 тыс. м³ в глубоководье (1080 м) месторождения Марлим Восточное – 12 720 м³/сут нефти и 5,947 млн м³/сут газа. В том же году пик газонеф-

тедобычи на уровне 15 900 м³/сут нефти и 4,248 млн м³/сут газа достигнут в глубоководных (1500–2000 м) месторождениях Абалон, Аргонавт, Наутилус и Острия, где используется ПП-судно с нефтехранилищем на 318 тыс. м³.

2010 г. – это дата достижения максимального уровня нефтедобычи в глубоководных месторождениях Белаэя Анна, Белаэя Франка, Кашалот и Перегрину. Первые три месторождения с их совокупной добычей 15 900 м³/сут нефти плотностью 956 кг/м³ находятся в бассейне Эшпириту Санту и обслуживаются ПП-судном "Капихаба", заякоренном в Атлантике глубиной 1400 м. Месторождение Перегрину же с его запасами 41–82 млн т нефти находится в бассейне Кампуш, освоено с инвестицией \$2,5 млрд, дает 15 900 м³/сут нефти и имеет две НП и ПП-судно, соединённые с 30 нефтедобывающими и семью водонагнетательными скважинами.

На 2011 г. приходится пик нефтегазодобычи в месторождениях Дзубарт и для ПП-56 Марлим Южное: 12 720 м³/сут нефти в первом из них и 2,832 млрд м³/сут газа во втором.

2012 г. должен стать годом выхода на пик нефте– и/или газодобычи глубоководных месторождений Белаэя Азул (15 900 м³/сут нефти на ПП-судно "Эшпадарт") и в Модуле 3-Эшпадарт (2,832 млн м³/сут газа) на ПП-судно.

2013–2015 гг. – это время, когда начнут давать максимальную добычу нефти и газа глубоководные месторождения Кахареу, Папа Терра и Ронкадур. Первое из них с нефтью плотностью 876 кг/м³ на глубине 4862 м в подсолёвых доаптских карбонатах бассейна Кампуш, Папа Терра (28 618 тыс. м³/сут нефти плотностью 977–987 кг/м³) и ПП-55 месторождения Ронкадур (28 618 м³/сут нефти плотностью 922 кг/м³ и 566 тыс. м³/сут газа) в Атлантике глубиной 1800 м. Кроме того, должно быть введено в разработку газонефтяное (22,3 млн НЭ) месторождение Маромба в бассейне Кампуш; Кашалот, Белаэя Азул и Белаэя Франка в бассейне Сантуш, неподалеку от уже разрабатывающегося месторождения Дзубарт с нефтью в его надсолёвой и подсолёвой толщах; Пирамбу (с нефтью плотностью 881 кг/м³ в подсолёвой толще и глу-

биной Атлантики 1270 м) и сверхгигантское месторождение Тупи с нефтью плотностью 887 кг/м³ в подсолёвой карбонатной толще. В 2014 г. предполагается достигнуть пика газонефтедобычи из подсолёвых карбонатов мезозоя бассейна Сантуш в сверхгигантском глубоководном (2140 м) месторождении Кариока/Шугер Лоуф, а в 2015 г. – добывать 397 475 м³/сут нефти из подсолёвой осадочной толщи, обустроив на протяжении 2015–2020 гг. там не менее 20 глубоководных нефтегазопромыслов, охраняемых бразильским ВМФ – его сторожевыми кораблями и подлодками, в том числе и одной атомной [8].

В общем, согласно вышеизложенному по бассейну Кампуш, 42 его глубоководных (200–2673 м) месторождения имеют совокупные начальные извлекаемые запасы 1630 млн т нефти и 36,26 млрд м³ газа в кайнозойских/меловых надсолёвых турбидитных песках и песчаниках, а также в подсолёвых доаптских карбонатах. Из них на глубине 1027–6100 м скважины глубиной 2673–6120 м фонтанируют индивидуально от 398 до 6897 м³/сут нефти и до 113,5 тыс. м³/сут газа. Что касается начальных геологических запасов нефти в этом глубоководье бассейна Кампуш, они опубликованы: для месторождения Марлим – 1304 млн т, Марлим Южного – 1695 и Барракуды – 477 млн т, т. е. суммарно 3476 млн т, а Албакура, Албакура Восточное, Барракуда, Бидзупира, Залема, Каратинга, Марлим Восточное, Марлим Южное и Ронкадур имеют совокупно от 7472 млн до 11 173 млн т их начальных геологических запасов нефти. Подсчет опубликованных извлекаемых запасов нефти в каждом из упомянутых месторождений проведен "Петробраз" с коэффициентом нефтеотдачи 0,115–0,310, характерным при режиме растворенного газа в нефтяных залежах. Однако их разработка идет с репрессивной закачкой в них воды, и коэффициент нефтеотдачи в этом случае уже иной. Он – в интервале значений от 0,4 до 0,6, так что суммарно добывными могут оказаться от 2990 млн до 4485 млн т или же от 4470 млн до 6700 млн т [1].

Континентальный склон Южной Америки является промышленно нефтегазоносным и в Тихом океане. Здесь, правда, пока только в морской экономической зоне Перу, откры-

ты два глубоководных месторождения – Корвина и Албакора. Они находятся в осадочном бассейне Пиура – соответственно 112 и 138 км север–северо-западнее морского порта Талара и неподалёку от морской границы Перу с Эквадором. "Энерджи", открывшая газонефтяное глубоководное месторождение Корвина, подписала с ВМФ Перу контракты на аренду двух танкеров для челночной доставки нефти Корвины на рейд морского порта Талара, где заякорена нефтеналивная баржа, соединенная нефтепроводом с нефтеперерабатывающим заводом в Талара. Опытно-промышленная добыча нефти в Корвине началась в 2007 г. с помощью ПС и ПП-СиЭкс-11 из скв. 11-СиЭкс-21-ЭксДи, открывшей это месторождение в 2007 г. и фонтанировавшей 1320 м³/сут нефти и 5211 тыс. м³/сут природного газа преимущественно из песков формации Верхняя Сорритос нижнего миоцена на глубине 3050 м. Газонефтедобывная зона вскрыта семью скважинами, добывающими индивидуально по 397–636 м³/сут нефти без воды. Толщина этой зоны равна 68,5 м, а добыча нефти идет из двух верхних песков толщиной 24,5 м. Скв. 11-СиЭкс-17-Ди дала 318 м³/сут нефти с нормальным газовым фактором и впервые вскрыла более глубокие пласты нефтеносных песков, еще не опробованных в предыдущих скважинах. В 2010 г. нефтяная компания "Рисосис Инкорп." (Хьюстон, США) начала готовить месторождение Корвину к полномасштабной разработке, а скв. А-14-ЭксДи, выявившую газонефтяное глубоководное месторождение Албакора 26 км севернее Корвины, – к долговременным испытаниям на приток [3].

Таким образом, на континентальном склоне Южной Америки в Атлантике и Тихом океане, в морских экономических зонах Бразилии, Венесуэлы и Перу, имеются 89 глубоководных (200–2673 м) месторождений нефти и природного газа с суммарными

начальными извлекаемыми запасами от 11 365 млн до 12 467 млн т нефти и от 1061 млрд до 1116 млрд м³ природного газа в кайнозойских/меловых турбидитных песках и песчаниках и подсолевых нижнемеловых карбонатах на глубинах от 1027 до 6100 м, откуда скважины глубиной 2675–6778 м фонтанируют индивидуально от 318 до 7950 м³/сут нефти и от 53 тыс. до 3 млн м³/сут газа.

1. Гожик П. Ф., Краюшкин В. А., Ключко В. П. Нефтегазовый потенциал материкового склона Америки // Геол. журн. – 2003. – № 1. – С. 86–92.
2. Хаин В. Е., Полякова И. Д. Нефтегазоносность глубоководных зон континентальных окраин // Литология и полез. ископаемые. – 2004. – № 6. – С. 610–621.
3. BPZ up dates Peru Corvina, Albacora operations // Oil and Gas J. – 2010. – Vol. 108, No. 8. – P. 10.
4. Brazil official seeks nuclear sub for Tupi // Ibid. – 2007. – Vol. 105, No. 44. – P. 8.
5. Campos Basin, Brazil Poster. – Tulsa(OK): Penn Well, 2001. – 20 p.
6. Fischer P. A. Deepwater development off Brazil presents unique challenges // World Oil. – 2008. – Vol. 229, No. 11. – P. 67–73.
7. Joyes R. Deciphering turbidites on seismic key to understanding basins off Africa, Brazil // Oil and Gas J. – 2001. – Vol. 99, No. 14. – P. 38–44.
8. Moritis G. Project start, completion dates become less definite // Ibid. – 2009. – Vol. 107, No. 30. – P. 38-49.
9. Watkins E. Brazil official clash over financial crisis' impact on E&P // Ibid. – 2008. – Vol. 106, No. 44. – P. 26-27.
10. Wertheim P. H., Abrames D. South America oil economics cope with international slump // World Oil. – 2009. – Vol. 230, No. 1. – P. 69–76.

Ин-т геол. наук НАН Украины,
Киев
E-mail: geoj@bigmir.net

Статья поступила
06.03.12