

УДК 551.465

## РОЛЬ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ СКЛОНОВ БРАЗИЛИИ В ОБЕСПЕЧЕНИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РЕСУРСОВ

© 2020 г. А. Забанбарк<sup>1</sup>, \*, Л. И. Лобковский<sup>1</sup>, \*\*<sup>1</sup>Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, Москва, Россия

\*e-mail: azaban@ocean.ru

\*\*e-mail: llobkovsky@ocean.ru

Поступила в редакцию 20.12.2018 г.

После доработки 07.02.2019 г.

Принята к публикации 16.12.2019 г.

Анализ более 80 крупных месторождений углеводородов, преимущественно нефтяных в глубоководной части бассейнов Сантос, Кампос и Эспирито Санто выявили тенденцию залегания этих крупных месторождений в продуктивной полосе нефтезалезей, протягивающихся в интервале глубин моря от 400 до 2500 м (возможно 3000 м и более), в системе внешних прогибов, которые простираются вдоль нижней половины континентального склона. Эта полоса возможно протягивается и далее на север. Все месторождения в этой полосе по категории запасов оцениваются как крупные и гигантские. В последние 10–15 лет поисково-разведочные работы ведутся в этой же полосе уже в подсолевых отложениях: в бассейне Сантос открыто 29 месторождений, в бассейне Кампос 21 и в бассейне Эспирито Санто 7. Примечательно, что 48% из общей добычи углеводородов страны составляют подсолевые карбонатные отложения апта на континентальном склоне, 44% надсолевые отложения частично на склоне и на шельфе и только 8% добычи углеводородов относятся к суше. Подсолевые глубоководные аптские (в бассейне Сантос апт-барремские) отложения в Бразилии, по существу, являются уникальными в Мире. В них открыты в последнее десятилетие гигантские скопления углеводородов, которые почти удвоили запасы страны по нефти и по газу, доведя общие ресурсы соответственно более 3 млрд т и 4,7 трлн м<sup>3</sup>. Геология подсолевых отложений тесно связана с тектоническими движениями, происходившими при распаде суперматерика Гондваны на Южно-Американский и Африканский континенты, который произошел около 150 млн лет назад, в ранне-меловое время. Аптская соль является прекрасным флюидоупором, подсолевые коллектора по своим характеристикам просто превосходны, нефть прозрачна, легкая без примесей, а материнские породы обогащены органическим веществом высокой степенью зрелости. Толща аптской соли имеет ограниченное распространение, изменяется от бассейна к бассейну, самая широкая часть в бассейне Сантос 400 км и толщина 2000 м, далее на север мощность уменьшается и ширина сужается, в бассейне Серджипи Алагоас уже достигает 100 м.

**Ключевые слова:** континентальный склон, углеводороды, месторождения, нефть, газ, бассейн, разлом, залежь

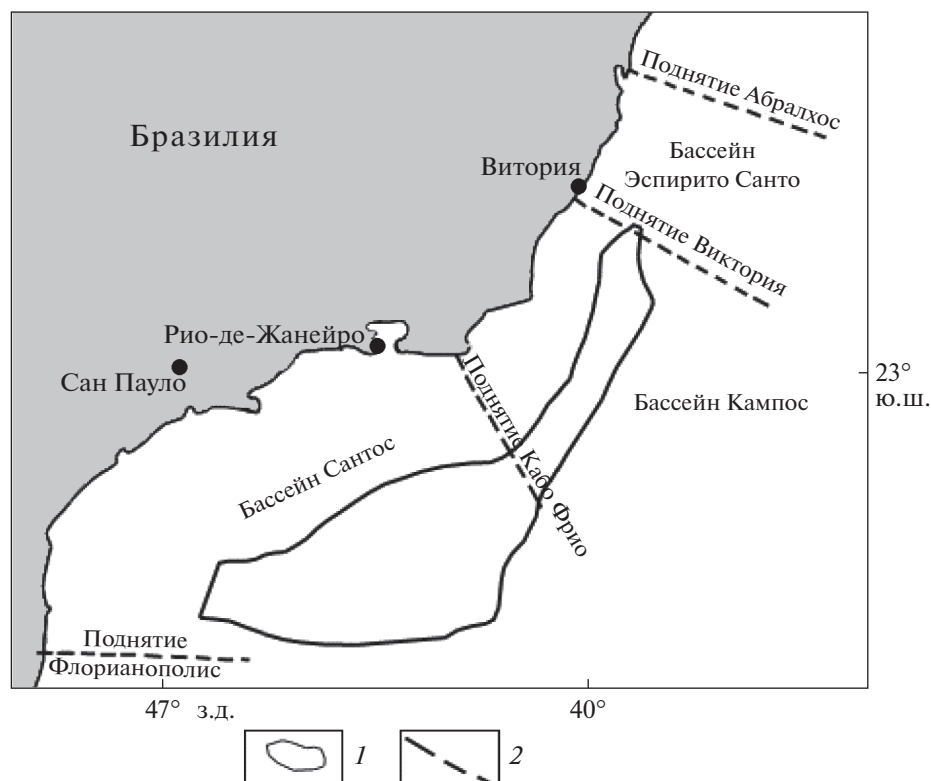
DOI: 10.31857/S0030157420020124

Глубоководные окраины Бразилии являются основным перспективным регионом, В мире за последние 15 лет открыто 62 гигантских нефтяных и 78 газовых месторождений, из которых 25 открыто в Бразилии [7]. Все бразильские гигантские скопления углеводородов последних лет были открыты исключительно в глубоководных районах на континентальном склоне в бассейнах Сантос, Кампос и Эспирито Санто, особенно, в подсолевых карбонатных отложениях апта.

Всего в Бразилии 38 осадочных бассейнов на суше и в акватории, однако, только бассейны Сантос и Кампос обеспечивают 88% всей добываемой нефти и газа страны. В этих бассейнах идет интенсивная разработка месторождений углево-

дородов в глубоководной части Атлантики, на континентальном склоне в пределах глубин 400–3000 м, особенно в подсолевых образованиях в районе распространения полигона мощной толщи соленосных отложений апта, которая имеет ограниченное распространение (рис. 1). Анализ геологического строения, тектоники и нефтегазоносности этих трех основных бассейнов: Сантос, Кампос и Эспирито Санто позволит выявить природу столь масштабного скопления углеводородов в этих подсолевых отложениях.

В пределах континентальной окраины Бразилии выделяется одиннадцать осадочных нефтегазоносных бассейнов, протягивающихся вдоль бе-



**Рис. 1.** Схематическая карта размещения бассейнов Сантос, Кампос и Эспирито Санто. Рисунок взят из интернета: [www.Petroleum geology of Brazil's continental margin](http://www.Petroleum%20geology%20of%20Brazil's%20continental%20margin). 1 – полигон распространения аптской соли, 2 – условные границы бассейнов.

реговой линии и захватывающих как сушу, так и шельфовые районы [1].

Бассейн Сантос отделен на юге от бассейна Пелотас крупным выступом фундамента Флорианополис, на севере ограничен поднятием Кабо Фрио от бассейна Кампос, на западе ограничивается одноименной флексурой Сантос на суше и, наконец, на востоке, по существу, огромная часть бассейна покрыта как мелководными, так и глубоководными водами Атлантического океана. Бассейн Кампос расположен севернее бассейна Сантос за поднятием Кабо Фрио, на севере отделяется от бассейна Эспирито Санто выступом фундамента Виктория, на западе ограничивается разломом Кампос и флексурой, а на востоке целиком покрыт водами Атлантики. Бассейн Эспирито Санто находится севернее бассейна Кампос за поднятием Виктория, на севере отделен от бассейна Байя поднятием Абралхос, на западе отделен от того же бассейна Байя поперечным сводом Итакари и на востоке тоже полностью покрыт водами Атлантического океана (рис. 1).

Эти осадочные бассейны сложены мощной толщей пород мезозойско-кайнозойского возраста. В целом палеозойские отложения не играют сколько-нибудь существенной роли в строении осадочных бассейнов Бразилии (рис. 2). Общая

мощность осадочного чехла в этих бассейнах 15–20 км [6].

История геологического развития этих осадочных бассейнов, приуроченных к континентальной окраине Бразилии, во многом идентична, поскольку они возникли при распаде древнего материка Гондваны на Южно-Американский и Африканский континенты около 150 млн лет назад, в ранне меловое время. Оставшиеся с того времени (апт-альб) грабены и полуграбены, часть из которых оказалась в составе африканской, а другая в составе южно-американской окраины, в процессе позднеэоценовой активизации трансформировалась в систему прогибов и впадин, в которых накапливались большие массы осадков, сносившихся с края шельфа. При эрозии эпиплатформенных орогенных сооружений, выросших в краевой части этих континентов, мобилизовывался терригенный, кластический и глинистый материал, который мутьевыми и другими градационными потоками перемещался вниз по склону, заполняя отдельные впадины и прогибы. Благодаря действию этих потоков в них сформировались толщи турбидитов и других отложений гравитационного генезиса, зачастую характеризующиеся прекрасными коллекторскими свойствами. Именно в этих отложениях были откры-

ты на склоне крупные залежи углеводородов на месторождениях Марлим, Ронкадор, Албакоре и других (табл. 1, 2)

В то же время, при распаде суперматерика Гондваны (апт-альб) между континентами образовались огромные котловины. При этом краевые части континентов с течением времени превратились в крупные озера. Спустя миллионы лет в этих озерах стали накапливаться осадки, обогащенные органическим материалом, переносимыми реками в южном направлении. В то время как континенты дрейфовали друг от друга, органический материал откладывался и накапливался уже в новом пространстве, покрытым солеными водами, образовавшегося Атлантического океана. В аридных периоды времени соленые воды Атлантики испарялись и превращались в эвапориты (галит, ангидрит, карнелит и другие), покрывая толщу осадков, богатых органическим веществом. Толща соли мощностью до 2000 м и более, образованная в этих палео-озерах, надежно перекрывает осадки с накопившимися в них органическими породами. В течение миллионов лет под воздействием термохимических процессов этот органический материал преобразовался в углеводороды (нефть, газ). Мощность соли как флюидопора меняется от бассейна к бассейну и имеет ограниченное распространение (рис. 1). Самая широкая часть поверхности солевого полигона до 400 км находится в бассейне Сантос. Распространяясь к северу, в 300 км от береговой линии, широта солевого полигона уменьшается до 100 м в бассейне Серджипи-Алагоас.

Еще на ранних этапах изучения зон, переходных от континента к океану, было установлено существование на пассивных окраинах двух систем линейных прогибов [2]: системы внутренних прогибов, прослеживаемых в полосе прибрежной равнины и мелководного шельфа, и системы прогибов внешних, которые протягиваются вдоль нижней половины континентального склона и прилегающих районов подножия. Прогибы первого типа – это грабены и полуграбены рифтового заложения, заполненные наиболее древними осадочными комплексами (по крайней мере, нижняя и средняя части разреза). Наоборот, внешние прогибы имеют более молодое заполнение и отвечают этапу развития собственной окраины материка. На континентальных склонах Бразилии в диапазоне глубин океана от 400 до 2500 м в последнее время были открыты гигантские месторождения нефти, как Лула с запасами 1.2 млрд т,

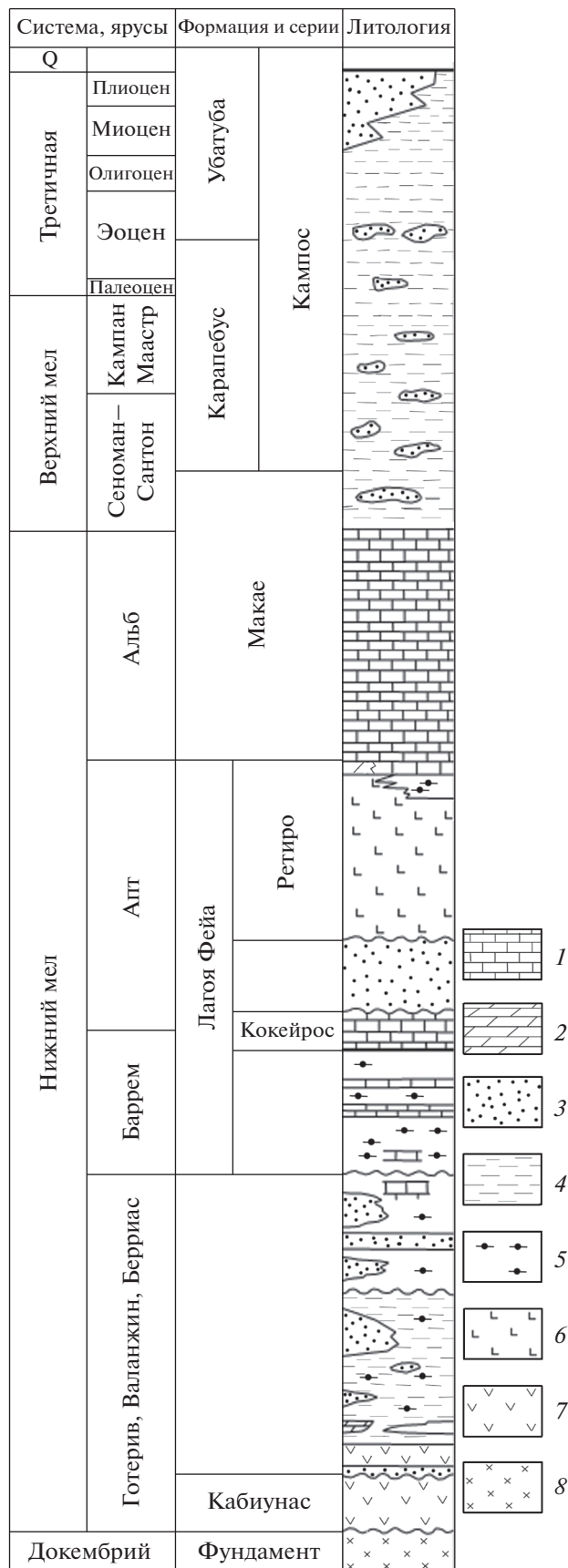


Рис. 2. Сводный схематический стратиграфический разрез континентальной окраины на юго-востоке Бразилии. 1 – известняк, 2 – доломит, 3 – песчаник, 4 – глинистый сланец, 5 – материнские породы, 6 – соль, 7 – вулканические породы, 8 – фундамент.

**Таблица 1.** Характеристика некоторых месторождений нефти и газа на континентальном склоне бассейна Сантос

Название месторождения	Год открытия	Глубина моря, в м	Возраст залежи	Характер флюида	Запасы	
					нефти, млн т	газа, млрд м <sup>3</sup>
Атланта	2001	1500	Позд. мел	Нефть	37	—
Мексильхао	2001	1450–15000	Кампан	Газ	—	96
Тьюпи/Лула	2006	2126	Апт	Нефть/газ	685–1200	—
Юпитер	2008	2187	Апт	Конд./газ	164.4	—
Кариока	2007	2140	Апт	Нефть	—	—
Корковадо	2008	800	Альб	Нефть	—	—
Парати	2006	2140	Апт	Нефть	—	—
Иара	2008	2230–2280	Альб/Апт	Нефть/газ	411–548	—
Олива	1993	1500	Позд. мел/Эоц	Нефть	15	—
Тамбуата	1999	1500	Позд. мел/Эоц	Нефть/газ	34	—
Уругуа	2003	1367	Эоцен	Нефть/газ	—	27–28
Тамбау	2005	1083	Позд. мел	Газ	—	45
Карапия	2002	1550	Позд. мел	Нефть	10	—
Сапинхао	2008	2140	Апт	Нефть	151–274	—
Карамба	2007	2234	Апт	Нефть	—	—
Бем-те-Ви	2008	2139	Апт	Нефть	—	—
Пирапитанга	2001	1207	Позд. мел	Нефть/газ	—	71– 86
Сапинхое	2008	2000–2153	Апт	Нефть/газ	150–274	—
Каркара	2012	2027	Апт	Нефть/газ	96–178	—
Сул де Лула	2007	2166–2240	Апт	Нефть	—	—
Франко	2010	1800–1900	Апт	Нефть	—	—
Флорим	2014	1972	Апт	Нефть	—	—
Кампо де Ирасеме	2008	2200–2500	Апт	Нефть/газ	—	—
Пиракука	2001	1207	Апт	Нефть/газ	—	—
Бизиос	2010	1600–2100	Апт	Нефть/газ	411	—
Либра	2010	1963	Апт	Нефть/газ	1800	—
Сагитариио	2013	1871	Апт	Нефть/газ	—	—
Гуара	2010	2141	Апт	Нефть	151–274	—

Либра более 1.8 млрд т и другие (табл. № 1, 2), (рис. 3, 4) [7]. Углеводороды сосредоточены в надсолевых отложениях двух продуктивных комплексов, имеющих альб-туронский и сантон-миоценовый возраст, а также в подсолевых отложениях баррем-апта. Что касается надсолевых образований, то это толщи циклического переслаивания песчаников, алевроитов и глин, для большей части которых характерна градационная слоистость, что является свидетельством их гравитационного, турбидитового генезиса [1]. Данные бурения и геофизики указывают на то, что в верхней части континентального склона и особенно при приближении к краю шельфовой зоны разрез этих отложений становится глинистым. Из него совершенно выпадают породы, обладающие хо-

рошими коллекторскими свойствами. Таким образом, становится очевидным, что вмещающие надсолевые отложения на континентальных склонах имеют глубоководный генезис и образуются в результате действия гравитационных процессов, которые активируются только на участках со значительными уклонами морского дна. Среди них главную роль играют оползни, зерновые и турбидитовые (мутьевые) потоки. Подобная картина наблюдается на континентальных склонах Западной Африки. Вот почему в пределах материковой отмели Бразилии, включающий шельф и прибрежную равнину, где поисково-разведочные работы ведутся уже много десятилетий, было обнаружено лишь множество мелких и незначительных по запасам залежей нефти и газа. Толщи

**Таблица 2.** Характеристика некоторых месторождений нефти на континентальном склоне бассейна Кампос

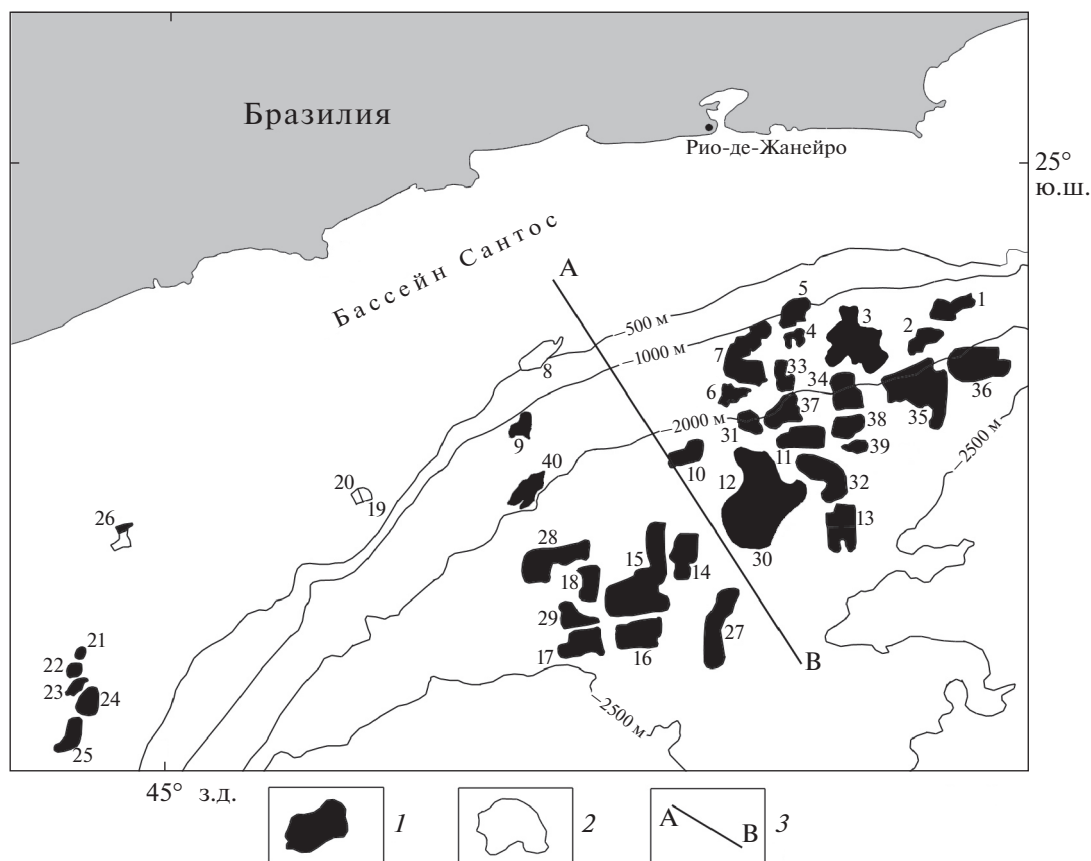
Название месторождений	Год открытия	Глубина акватории, м	Возраст залежи	Характер флюида	Запасы нефти, в млн т
Марлим Сул	1985	850–2400	Миоц-Олигоц.	Нефть	165
Марлим Е	1992	1350–2000	Миоц-Олигоц., мел	Нефть/газ	300
Марлим	1985	650–1050	Миоц-Олигоц.	Нефть	300
Барракуда	1989	800–1150	Эоцен	Нефть/газ	152
Албакоре Е	1986	800–1350	Эоцен	Нефть/газ	76
Албакоре	1984	230–950	Олигоц-миоц.	Нефть/газ	200
IRjs-436	1990	1800		Нефть	–
Фраде	1986	1128	Верх. мел	Нефть	30–42
Ронкадор	1996	1500–2000	Мааст-Сантон	Нефть/газ	400
Биджупира	1990	480–880	Третич.	Нефть/газ	41
Каратинга	2010	1000–1148	Эоцен	Нефть/газ	50
Маримба	1985	400–1000	Верх. мел	Нефть	60
Папа-Терра	2003	1200	Верх. мел	Нефть	96–137
Бикудо		900–1300		Нефть	25
Ксерелете	2001	2350		Нефть	–
Гуараджуба		100–400		Нефть	–
Бадежо	1975	80–250		Нефть	120
Карапеба		80–100	Эоцен, в. мел	Нефть/газ	–
Ваху		1430–1600		Нефть	–
Катуа	2003	1800		Нефть	–
Абалоне	2000	1800–1950	Альб, апт	Нефть	–
Остра	2002	1300–1450	Альб, апт	Нефть	–
Наутилус	2005	1200–1400	Альб, апт	Нефть	–
Пирамбу		1300–1400		Нефть	–
Франка	2010	1400–1500	Маастр., Сант.	Нефть	–
Кашалоте	2002	1150–1490	Альб, апт	Нефть	–
Джубарте	2001, 2008, п. сол.	1300–1478	Альб, апт	Нефть	82.2
Азул	2008	1100–1250	Апт	Нефть/газ	–
Манганго	2005	900–1000	Альб	Нефть	–
Каксарей	2009	1000–1200		Нефть	–
Итаипу	2009	1050–1390	Апт.	Нефть	–
Эспадарте	2000	750–1500	Эоцен	Нефть	34
Ксерелете	2001	2400–2500	Апт	Нефть/газ	200
Гавеа	2011	2666	Апт	Нефть	–

турбидитов в глубоководной части атлантической окраины Южной Америки в районе Бразилии (в бассейнах Сантос, Кампос, Серджипи Алагоас и др.) покрывают огромные площади. Сложенный ими продуктивный комплекс имеет 155 м мощности и включает породы, являющиеся прекрасными коллекторами. Так пористость олигоцен-миоценовых песчаников турбидитового генезиса достигает 25% при проницаемости до 2–3 дарси. Открытые на континентальном склоне Бразилии месторождения являются многопластовыми (от 6 до 8 продуктивных горизонтов). Породы, играющие роль флюидоупоров (покрышек), обычно в надсолевых отложениях образованы глинами, хотя в некоторых случаях встречаются эвапориты, а в качестве материнских пород рассматриваются глинистые отложения сенон-

ского возраста, которые обогащены органическим веществом с высокой степенью зрелости. В надсолевых отложениях немалую роль играют также известняки альб-туронского возраста, где сосредоточены крупные скопления углеводородов, особенно в глубоководных районах.

Подсолевые глубоководные аптские (в бассейне Сантос–апт-барремские) отложения в Бразилии, по существу, являются уникальными в Мире. В них открыты в последнее десятилетие гигантские скопления углеводородов, которые почти удвоили запасы страны по нефти и по газу, доведя общие ресурсы соответственно до более 3 млрд т и 4.7 трлн м<sup>3</sup>.

Бурением скважин на эти отложения установлено, что аптская солевая толща имеет автохтон-



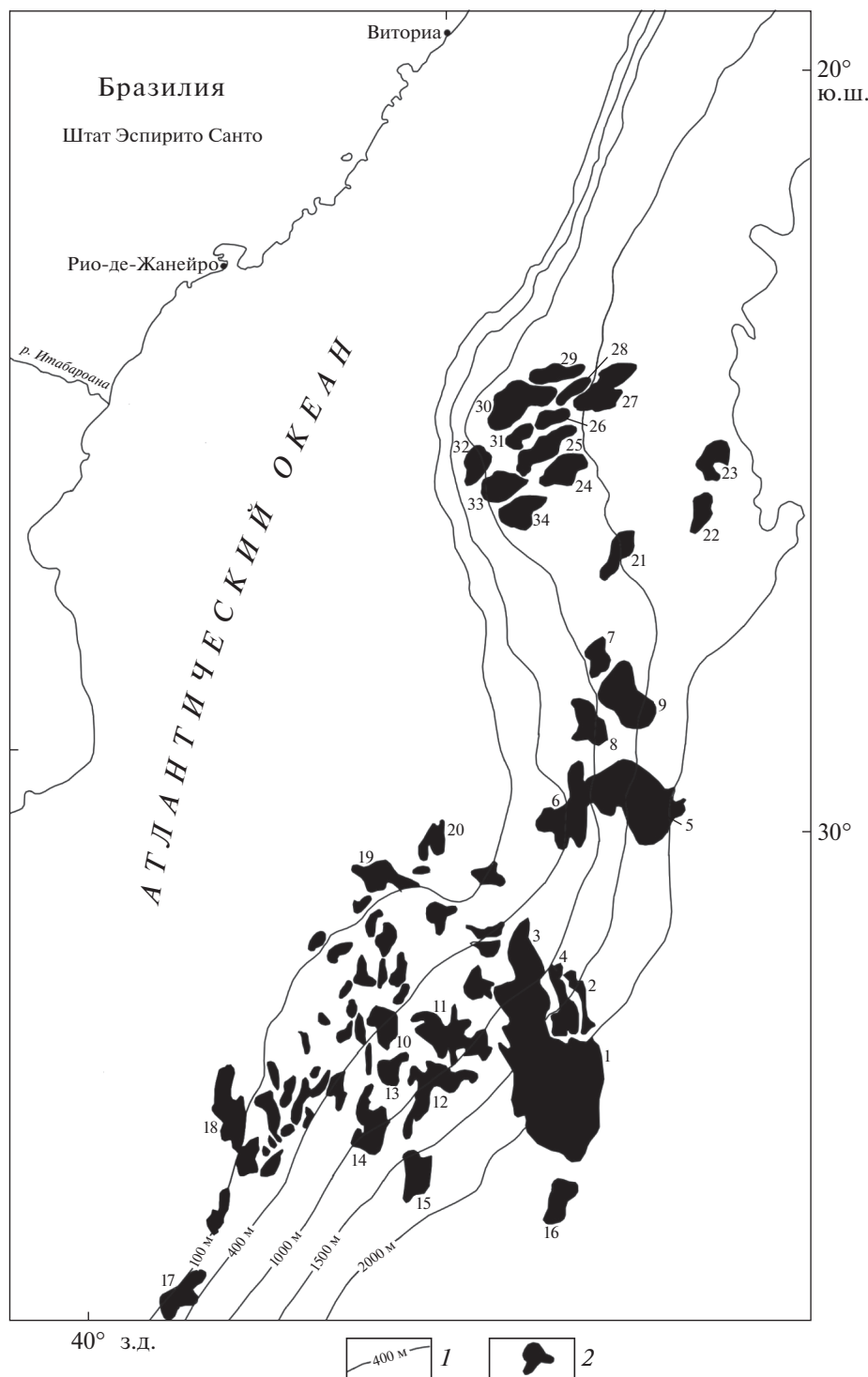
**Рис. 3.** Схематическая карта размещения нефтяных и газовых месторождений бассейна Сантос. Составлена авторами по материалам [8, 9, 16]. 1 – месторождения нефти, 2 – месторождения газа, 3 – профильный разрез рис. 5, 4 – изобаты глубин моря, в м. Цифры на карте названия месторождений: 1 – Атланта, 2 – Олива, 3 – Тамбуата, 4 – Уругуа, 5 – Тамбуау, 6 – Карапиа, 7 – Пирапитанга, 8 – Мексилхао, 9 – Коркодаво, 10 – Парати, 11 – Иара, 12 – Тьюпи, 13 – Юпитер, 14 – Гуара, 15 – Кариока, 16 – Пао де Акукук, 17 – Канамба, 18 – Бем-те-Ви, 19 – Лагоста, 20 – Мерлуза, 21 – Тубарао, 22 – Эстрела до мар, 23 – Корал, 24 – Каравела, 25 – Каравела Сул, 26 – Пиракука, 27 – Сапинхоа, 28 – Каркара, 29 – Биаква, 30 – Сул де Лула, 31 – Ареа де Ирасема, 32 – Кампо де Сепиа, 33 – Флорим, 34 – Кампо де Итару, 35 – Бузиос, 36 – Либра, 37 – Барбиго, 38 – Суруру, 39 – Франко, 40 – Сагитеро.

ное происхождение. Эта толща соли перекрывается более молодыми надсолевыми породами, которые в свою очередь перекрываются мобильными аллохтонными солями. Соляной диапиризм представляет собой активную силу в бассейнах на окраинах Бразилии.

Материнские породы в подсолевых отложениях представлены формацией Итапема (баррем-апт) мощностью от несколько сот метров, состоят из известняков (calcinites) и черных глинистых сланцев, образованных в палео-озерах Лагоа Фейа (толща Писаррас), в бассейне Сантос. Органически обогащенные сланцы являются основными материнскими породами. Эта формация коррелируется с формацией Кокейрос в бассейнах Сантос, Кампос и Эспирито-Санто. Коллекторами в подсолевых отложениях являются формация Барра Велла, мощностью 300–350 м, состоят из известняков со строматолитами и слоистыми микробиалитами (laminated microbialites). Из-

вестняки частично доломитизированы, возраст формации верхний баррем-апт, они распространены в бассейне Сантос. Эти же известняки коррелируются с формацией Масви в бассейне Кампос, возраст формации апт.

Полигон солевых отложений апта протягивается на север до бассейна Эспирито Санто. Поисково-разведочные работы в глубоководных районах бассейна Эспирито Санто распространяются до глубины воды почти 2000 м. В бассейне открыто около двух десятков месторождений. Существенная часть находится на континентальном склоне в глубоководии в надсолевых отложениях. Однако, в последние годы стали бурить и в подсолевых образованиях. Успешно открыт ряд месторождений, такие как Балея Франка, Балея Азул, Галфинхо и другие. Нефть в залежах этих месторождений светлая и легкая в отличие от нефтей в надсолевых отложениях. Нужно отметить, что солевая крышка апта в бассейне Эс-



**Рис. 4.** Схематическая карта размещения месторождений углеводородов бассейна Кампос. Составлена авторами по материалам [1, 4, 5, 11, 13, 15]. 1 – изобаты глубин моря, в м., 2 – месторождения углеводородов. Цифры на карте названия месторождений: 1 – Марлим Сул, 2 – Марлим Е, 3 – Марлим, 4 – Барракуда, 5 – Албакоре Е, 6 – Албакоре, 7 – IRjs-436, 8 – Фраде, 9 – Ронкадор, 10 – Малхадо, 11 – Биджупира, 12 – Каратинга, 13 – Маримба, 14 – Бикудо, 15 – Папа-Терра, 16 – Ксерелете, 17 – Гуараджуба, 18 – Бадежа, 19 – Карапеба, 20 – Вермелхо, 21 – Ваху, 22 – Катуга, 23 – Абалоне, 24 – Остра, 25 – Наутилус, 26 – Пирамбу, 27 – Арганаута (С,Ю,З), 28 – Франка, 29 – Кашелоте, 30 – Джубарте, 31 – Азул, 32 – Манганго, 33 – Саксдреу, 34 – Итаипу.

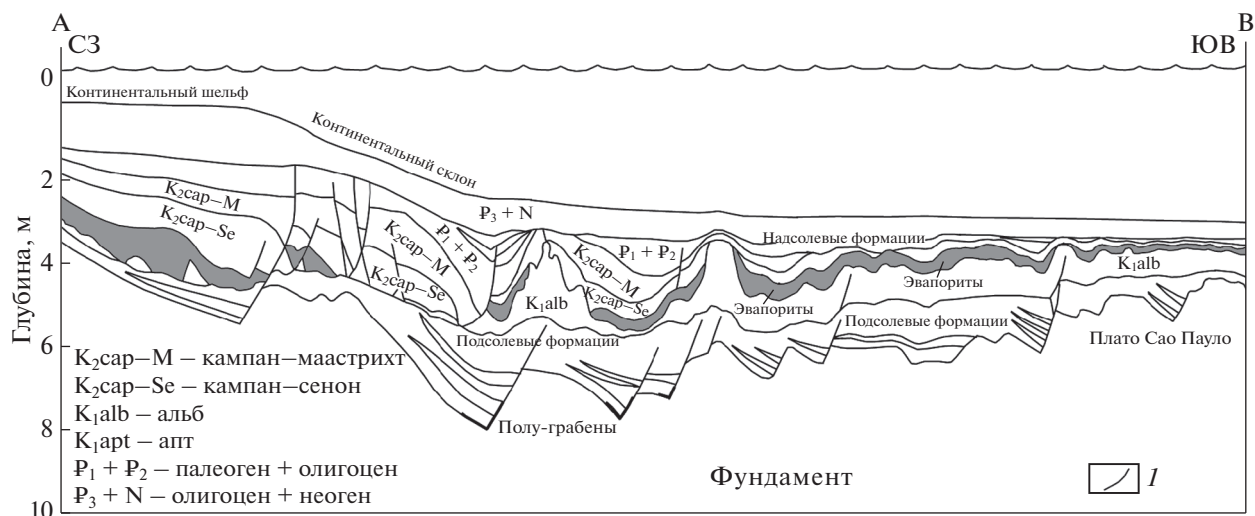


Рис. 5. Геологический профильный разрез бассейна Сантос. Подсолевые и надсолевые отложения [3]. Разрез на рис. 3. I – разломы.

пирито Санто уже уменьшается до 700 м. Всего в подсолевых отложениях здесь пробурено 7 месторождений [12].

На 433 месторождениях нефти и газа в стране пробурено более 30000 скважин. На начало июля 2018 г. в подсолевых глубоководных отложениях пробурено всего 300 скважин на 14 месторождениях, в надсолевых образованиях шельфа и склона около 6000 скважин на 128 месторождениях, а на суше пробурено 23000 скважин на 315 месторождениях [10]. Так, на суше в 76 раз больше пробуренных скважин, чем в подсолевых отложениях на склоне, и более чем в 22 раза больше месторождений, чем месторождений, пробуренных в подсолевых отложениях на склоне. Тем не менее, 48% из общей добычи углеводородов страны составляют подсолевые карбонатные отложения баррем-апта на континентальном склоне, 44% надсолевые отложения частично на склоне и на шельфе и только 8% добычи углеводородов относятся к суше.

Чтобы оценить уникальность подсолевых отложений, сопоставим крупнейшие месторождения: Либра и Ронкадор. Месторождение Либра находится в бассейне Сантос в подсолевых отложениях. Из него добывают нефти больше, чем в 5 вместе взятых крупнейших месторождениях Бразилии: Ронкадор, Албакоре, Джубарте, Марлим и

Марлим Сул. Перечисленные месторождения находятся в бассейне Кампос в надсолевых отложениях. Кроме того, если пористость коллекторов надсолевых отложений порядка 15–20% – 25%, а проницаемость до 2–3 дарси, то характеристика подсолевых коллекторов гораздо значительнее – пористость порядка 30% и более, проницаемость достигает 5 дарси (табл. 3), а нефть светлая, легкая, почти без содержания серы, в отличие от тяжелых нефтей, преобладающих в надсолевых отложениях. Более того залежи подсолевых месторождений надежно защищены 2000–4100 м толщей флюидоупора, состоящий из эвапоритов, обеспечивающий определенные температурные условия для сохранения жидких углеводородов (рис. 5). В 2017 г. 80 скважин из подсолевых отложений дали половину общей бразильской добычи нефти. В качестве примера, дебит одной скважины из подсолевых отложений дает больше нефти, чем весь штат Бахия, где традиционно в добыче участвуют более 1300 скважин [8, 14].

Анализ более 80 крупных месторождений углеводородов, преимущественно нефтяных в глубоководной части бассейнов Сантос, Кампос и Эспирито Санто выявил тенденцию залегания этих крупных месторождений в продуктивной полосе нефtezалежей, протягивающихся в интервале глубин моря от 400 до 2500 м (возможно и 3000 м

Таблица 3. Сравнительная характеристика месторождений Либра и Ронкадор

Название бассейна	Название мест-ния	Год открытия	Глубина моря, в м	Возраст флюида	Характер флюида	Уд. вес нефти,	Запасы нефти, в млн т
Сантос	Либра	2010	2000	Апт	Нефть	0.8602	1800
Кампос	Ронкадор	1996	1500–2000	Альб и олиг-мио	Нефть	0.9465–0.8871	420



и более) в системе внешних прогибов, которые простираются вдоль нижней половины континентального склона (рис. 3, 4). Эта полоса возможно протягивается и далее на север. Все месторождения в этой полосе по категории запасов оцениваются как крупные и гигантские. В последние 10–15 лет поисково-разведочные работы ведутся уже в под-солевых отложениях: в бассейне Сантос открыто 29 месторождений, в бассейне Кампос 21, а в бассейне Эспирито Санто – 7. Глубоководные и сверх глубоководные месторождения (глубина моря 1500–3000 м), а также бурение в подсолевые отложения апта в бассейнах Сантос, Кампос и Эспирито Санто открывают новые горизонты для Бразильской нефтегазовой индустрии.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Забанбарк А.* Особенности нефтегазоносности бассейнов континентальной окраины Бразилии // *Океанология*. 2001. Т. 41. № 1. С. 147–154.
2. *Конюхов А.И.* Геологическая история пассивных окраин материков в Атлантическом океане // *Изв. АН СССР. Сер. Геология*. 1982. С. 109–121.
3. *Beasley C.J., Fiduk J.C., Bize E. et al.* Brazil's Presalt play // *Oilfield Review*. 2010. V. 22. № 3. P. 7–28.
4. *Bertani R. T., Carozzi A.V.* Lagoa Feia formation (lower cretaceous) Campos basin, offshore Brazil: rift valley lacustrine carbonate reservoirs // *J. Petrol. Geol.* 1985. V. 8. № 2. P. 199–220.
5. *Carozzi A.V., Falkenhein F.U.* Deposition of cretaceous oncolytic pack stone reservoirs, Macae formation Campos basin, offshore Brazil // *Carbonate petroleum reservoirs*. Springer, New York. N.Y. 1985. P. 471–484.
6. *Dauzacker M.V., Schaller H., Canellas M.C. et al.* Geology of Brazil's Atlantic margin basins // *Oil and Gas J.* 1985. V. 83. № 9. P. 142–144.
7. *Gnoping B., Yan Xu.* Giant fields retain dominance in reserves growth // *Oil and Gas J.* 2014. V. 112. Febr. 3. P. 44–51.
8. *Libra presalt rights awarded offshore Brazil* // *Oil and Gas J.* 2013. V. 111. Octob. 28. P. 9.
9. *MODEC partners advance FPSO project off Brazil* // *Oil and Gas J.* 2018. V. 116. Jan. 15. P. 10.
10. *Oil and Gas opportunities in Brazil 2017–2019.* anp National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels. Bidding Rounds. 2017. June. 23 p.
11. *Petrobras starts production from Papa-Terra* // *Oil and Gas J.* 2013. V. 111. Nov. 18. P. 12.
12. *Petrobras confirms light oil potential of Sergipe basin* // *Oil and Gas J.* 2015. V. 113. Jan. 19. P. 10.
13. *Rach N. M.* Shell developing heavy oil in deepwater off Brazil // *Oil and Gas J.* 2008. V. 106. № 17. P. 53–64.
14. *Silva R.I., Hirdan K., Marilin M. et al.* Roncador production high lights. Libra opportunity offshore Brazil // *Oil and Gas J.* 2015. V. 113. Nov. 2. P. 60–63.
15. *Statoil adds interest in Brazil's Roncador field* // *Oil and Gas J.* 2018. V. 116. Jan. 8. P. 9.
16. *Total to add additional capacity at Libra (Santos)* // *Oil and GAS J.* 2018. V. 116. Jan. 8. P. 9.

## Role of Brazil's Continental Slopes Being Provided with Hydrocarbon Resources

A. Zabanbark<sup>a, #</sup>, L. I. Lobkovsky<sup>a, ##</sup>

<sup>a</sup>*Shirshov Institute of Oceanology, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia*

<sup>#</sup>*e-mail: azaban@ocean.ru*

<sup>##</sup>*e-mail: llobkovsky@ocean.ru*

Analysis more of 80 hydrocarbon fields mainly oily in the deepwater part of the Santos, Campos and Espirito Santo basins revealing the tendency of lying these large fields in the productive belt of oil-pay, extending in the limit of sea depth from 400 till 2500 m (possibly 3000 m and more), at the system of external depressions, which stretching along the lower part of the continental slope. This belt perhaps continued at the north. In this belt all the fields after reserves category are estimated as large and giant. The last 10-15 years the exploration works conducted in this belt already in the presalt formation: at the Santos basin 29 fields, at the Campos basin 21 fields and at the Espirito Santo basin 7 fields. It is remarkable that 48% from summary hydrocarbon producing of the country formed the presalt carbonate deposits of the apt formation on the continental slope, 44% postsalt rocks at the continental slope and shelf and only 8% of hydrocarbon producing attributes to land. The deepwater presalt apt formation (barrem-apt in Santos basin) in Brazil essentially is unique unique in the World. In last decades in them is discovered giant accumulation of hydrocarbons thereby doubling the country reserves by oil and gas, bringing the common reserves corresponding more 3 billion t and 4.7 trillion m<sup>3</sup>. The geology of presalt formation narrowly is related with tectonic movements took place under the break of super giant continent Gondwana for South American and for African continents. This took place 150 million years in early cretaceous. The salt of apt formation is excellent cap rock, the presalt reservoirs by their characteristics are superior, oil is light, sweet and the source rocks is enriched by organic matter. The thick of the aptian salt is limited, it changed from basin to basin, the main width part of the salt is in the Santos basin 400 km and the thick 2000 m, then at the north the thick decrease and the width narrow down, in the Sergipi Alagoas basin already reaches 100 m.

**Keywords:** continental slope, hydrocarbons, fields, oil, gas, basin, fault, pay