
УДК 553.982.061.33

В.А. Краюшкин, Э.Е. Гусева

Институт геологических наук НАН Украины, Киев

НЕФТЬ И ПРИРОДНЫЙ ГАЗ НА ВОСТОЧНОМ СКЛОНЕ БРАЗИЛЬСКОГО ЩИТА

На восточном склоне Бразильского щита имеются 195 нефтяных и газовых месторождений с запасами 13 650,5 млн т нефти и 903 млрд м³ природного газа на глубине от 160 до 6100 м в кайнозойских/мезозойских отложениях и в докембрийских кристаллических горных породах, откуда скважины фонтанируют индивидуально от 205 до 7950 т/сут нефти и до 3 млн м³/сут газа.

Ключевые слова: нефть, газ, запасы, ловушки.

Бразильский щит окаймлён на востоке Приатлантической низменностью, где между 13 и 22° ю.ш., т.е. на площади, простирающейся с севера на юг почти на 2650 км от морского порта Ресифе, выявлены, разбурены и нефтегазопромышленно освоены на суше и в Атлантике восемь осадочных бассейнов — Сержип/Алагуаш, Реконкаву, Камаму/Алмада, Жекитиньонья, Кумурухатиба, Эшпириту Санту, Кампуш и Сантуш. Их западными границами является восточный край Бразильского щита. Обнажения на суше осадочных пород, залегающих в активной открытой водообменной зоне у этого края, прослеживаются узкой полосой шириной менее 20 км с толщиной осадочного кайнозойско-мезозойского чехла менее 2000 м [2, 5, 9].

Согласно Национальному Нефтяному Агентству Бразилии [11], её средняя нефтегазодобыча в 2009 г., равная 350 тыс. т/сут в пересчёте на нефть, поступала из 284 месторождений десяти осадочных бассейнов, но более 80 % этого давали тогда 40 месторождений бассейна Кампуш.

Нефтегазоносные бассейны на атлантической границе Бразилии 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, наклонённого в сторону Атлантики; 4) центра

© В.А. КРАЮШКИН, Э.Е. ГУСЕВА, 2014

седиментации — глубокой впадины с осадочной толщей мощностью до 10 км, соляной тектоникой и вулканитами на востоке; 5) внешнего горста, являющегося восточной границей зоны галокинеза, а стратиграфический разрез 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. Апт — это озёрные и флювиодельтовые отложения, каменная соль и другие эвапориты, альб-неритовая карбонатная толща и отложения внешней части неритовой/верхнебатиальной зоны. В разрезе имеются восемь 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 [5, 9].

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, а коллекторами нефти и природного газа являются турбидитные песчаники, карбонаты, базальт и горные породы КФ. 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 озёрные известняки — 10—20 % и 0,05—0,5 пм², барремский базальт — неизвестную трещинную пористость и проницаемость [4, 7].

Осадочный бассейн Сержип/Алагуаш, содержащий в недрах суши гигантское (159 млн т) месторождение Кармополиш с нефтью в осадочных породах и КФ, характеризуется газонефтеносностью и в Атлантике, располагаясь северовосточнее осадочного бассейна Реконкаву и южнее морского порта Ресифе. Согласно [4], промышленная нефтегазонасность бассейна Сержип-Алагуаш установлена в 1957 г. Его ширина 100 км, длина 1000 км и площадь 200 тыс. км², где на суше и в Атлантике выявлено и введено в разработку два газовых и 25 нефтяных месторождений в алевролитах, известняках, конгломератах и песчаниках палеогена, мела и юры, а также в гнейсах, гранитах, кристаллических сланцах и филлитах Бразильского щита, которые являются здесь КФ осадочной толщи.

Замечательной характерной особенностью этого бассейна является наличие в нём восьми промышленных месторождений (Бреху Гранде, Гуарисема, Кавала, Кармополиш, Риашуэлу, Сиризинью, Тайнья, Убарана), где промышленные залежи нефти вскрыты и переданы в разработку не только в песчаниках палеогена и мела, но и в КФ. Самые крупные из них — это Кармополиш (159 млн т нефти), Риашуэлу (9), Сиризинью (33) и Сержип (100 млн т нефти), которое даёт нефть только из юрских песчаников, а также Пиранема с её 10,4 млн т нефти в песчаниках палеогена и мела. Их начальные суммарные извлекаемые запасы равны 311,4 млн т нефти плотностью от 806,5 до 980 кг/м³ на глубине от 400 до 2958 м, откуда скважины фонтанировали по 205 т/сут нефти, 215 и 270 т/сут или даже 1350 т/сут нефти, как, например, скв. 1-Сержип.

Гигантское Кармополиш, открытое в 1963 г. на суше север-северо-восточнее Аракажу (столица шт. Сержип) и содержащее на глубине от 500 до 800 м восемь нефтяных залежей с их начальными суммарными извлекаемыми запасами, равными 159 млн т нефти плотностью 910 кг/м^3 в меловых песчаниках Барра-Итуба, юрских песчаниках Серрария и докембрийских гранитах, гранито-гнейсах, кристаллических сланцах и филлитах, в 1974 году дало 1 млн т нефти. Сиризинью, начальные суммарные извлекаемые запасы которого измеряются 33 млн т нефти плотностью 890 кг/м^3 , открыто в недрах прибрежной суши 30 км севернее Аракажу в 1967 г. Здесь разведано и передано в разработку на глубине от 400 до 800 м четыре нефтяные залежи в песчаниках мела и докембрийском КФ, являющемся погребённым моноклинальным склоном Бразильского щита. В 1974 г. нефтедобыча в Сиризинью измерялась 0,3 млн т/год. На прибрежной суше, 25 км северо-западнее Аракажу, выявлено в 1965 г. и месторождение Риашуэлу. Его четыре залежи, содержащие 9 млн т нефти плотностью 870 кг/м^3 в меловых песчаниках Ибуру, гранитах, гранито-гнейсах, кристаллических сланцах и филлитах докембрия, находятся на глубине от 400 до 500 м, откуда в 1974 году добыто 100 тыс. т нефти [4].

Осадочный бассейн Реконкаву — это кратонический рифтогенный грабен, простирающийся по побережью Бразилии на северо-восток от морского порта Салвадор и ставший промышленно нефтегазодобывным в 1939 г. Он ограничен на западе разломом вдоль края восточного склона Бразильского щита, на севере — разломом вдоль южного края щита, на востоке — разломом вдоль края щита, уходящего в Атлантику, а на юго-западе — заливом Тодос Сантос Атлантики. Ширина бассейна Реконкаву 80 км, длина 650 км, площадь 56,2 тыс. км². Разрез сверху начинается плиоценовыми песками и песчаниками мощностью 50 м, под которыми залегают миоценовые глины и известняки мощностью 20 м, аптские песчаники и конгломераты мощностью 70 м, неокомские песчаники и глины ф. Сан-Себастьян мощностью 2800 м, алевролиты, глины, известняки и песчаники мощностью 2800 м, глины, известняки и песчаники мощностью 2100 м, глины, и песчаники мощностью 180 м. Последние подстилаются верхнеюрскими песчаниками мощностью 461 м, красными глинами, песчаниками и эвапоритами мощностью 695 м, под которыми бурением вскрыты кристаллические сланцы, граниты, гнейсы и филлиты докембрия.

В Реконкаву — 49 нефтяных и 12 газовых месторождений. Наиболее крупные из них — это Агуа Гранде (57 млн т нефти), Бурасика (17), Дон-Жуан (34), Миранга (14) и Кандейаш (13 млн т нефти). Их начальные суммарные извлекаемые запасы измеряются 135 млн т нефти плотностью от 820 до 880 кг/м^3 [4—6].

Нефть и природный газ добываются и в бассейне Эшпириту Санту, ограниченном на севере вулканическим поднятием Аброльюш, а на юге — сводом Виторио. Бассейн Эшпириту Санту имеет площадь 126,3 тыс. км², тот же стратиграфический разрез и те же структурные элементы типичного поперечного геологического профиля восточного побережья Бразилии [3].

12 месторождений бассейна Эшпириту Санту дают около 3,5 млн м³/сут природного газа и 31 800 м³/сут нефти, в том числе и шесть глубоководных (709—1478 м) месторождений — Белаэя Азул, Белаэя Ана, Белаэя Франка, Голфинью, Дзубарт и Кашалот. Гигантское (110 млн т нефти и 10 млрд м³ газа) 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 и 80 км

мористее морского порта Виторио. Эта скважина вскрыла нефтенасыщенные песчаники толщиной 50 м на глубине 3784 м. В 2005 г. в Голфинью пробурена скв. 3-ЭСШ-156-А. Она достигла глубины 3402 м в Атлантике глубиной 1322 м, прошла песчаные отложения толщиной 90 м и обнаружила в них нефть. Пробная добыча этой нефти плотностью 825–887 кг/м³ началась в феврале 2006 г. на уровне 3340 м³/сут [8, 14].

В 2015 г. установят плавучие платформы (ПП) в нефтяных месторождениях Белаэя Азул и Белаэя 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 лёгкой (865 кг/м³) нефти, запасы которой измеряются от 205 до 274 млн т. Сква. 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 в Дзубарте. Нефтяные залежи, выявленные первыми двумя скважинами, находятся на глубине от 4200 до 4800 м. Кровля соли встречена на глубине 1348 м в первой скважине и 1426 м во второй, толщина нефтеносной пористой пачки турбидитных песчаников — соответственно 190 и 300 м. Пока все шесть скважин, проведённых на подсолевою лёгкую нефть в этом бассейне, дали начальные подсчитанные извлекаемые запасы, равные 479,5 млн т в подсолевой толще мелового возраста, а только в Белаэя Азул и Белаэя Франка совокупно — извлекаемые запасы от 240 млн до 318 млн т [3, 11, 14].

Гигантское (364 млн т) нефтяное месторождение Дзубарт в Атлантике глубиной 1325 м открыто в январе 2001 г. скв. 1-ЭСШ-100, пробуренной на расстоянии 77 км от побережья, и с глубины 3154 м давшей 477 м³/сут нефти плотностью 953 кг/м³ из 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 при плотности нефти 953 кг/м³. Коллекторами этого месторождения являются богатые гравием/песком турбидиты маастрихта. Большинство турбидитов сложено очень грубозернистыми песчаниками (иногда конгломератами). 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). В нефтяной залежи — водонапорный режим.

Ещё одним гигантским (76 млн т) нефтяным месторождением этого бассейна является Кашалот, в 2002 г. открытый скв. 1-ЭСШ-116 80 км мористее побережья в Атлантике глубиной 1478 м. Здесь залежь нефти плотностью 940 кг/м³ вскрыта в турбидитных песчаниках эоцена. «Петробраз» готовит его к разработке в 2013—2015 гг. с одной ПП, шестью эксплуатационными нефтедобывными и четырьмя водонагнетательными скважинами [3].

Таким образом, месторождения нефти и природного газа, выявленные в бассейне Эшпириту Санту на глубине до 3154—4800 м в турбидитных песчаниках надсолевой кайнозой-меловой и подсолевой нижнемеловой толщ, содержат извлекаемые суммарные запасы нефти не менее 645,5 млн т и газа —10 млрд м³; каждая скважина фонтанирует от 477 до 3340 м³/сут нефти [3, 13, 14].

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 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 её глубина 853 м [3, 8]. В бассейне Кампуш более 1500 скважин на шельфе и континентальном склоне, но наибольшее количество нефти и природного газа добывается именно на последнем.

Стратиграфический разрез этого бассейна [7] на суше и в Атлантике начинается сверху алевритами, аргиллитами, глинами и песками голоцена/плейстоцена, затем идут аналогичные горные породы плиоцена и миоцена, которые стратиграфически согласно залегают на алевролитах, аргиллитах, песках и песчаниках олигоцена, эоцена и палеоцена. Сенон представлен аналогичными отложениями, неоком - алевролитами, аргиллитами, глинами и песчаниками альба, аргиллитами, глинами, карбонатами и эвапоритами (ангидрит, галит, гипс и др.) апта, базальтом и вулканическим туфом баррема, несогласно залегающим на докембрийском КФ.

Площадь бассейна Кампуш на суше и в Атлантике измеряется 100 тыс. км², и 62 его месторождения имеют промышленные залежи газа и нефти в горных породах различной литологии и разного возраста. Миоценовые турбидитные песчаники являются объектом добычи из них нефти в месторождениях Албакура и Фрад, турбидитные песчаники олигоцена — в месторождениях Албакура, Вермелью, Марлим, Морейа и Эншова, аналогичные песчаники эоцена — в Бикуду, Бониту, Вермелью, Виола, Карапеба, Корвина, Пирауна и Эншова, палеоценовые турбидитные песчаники — в Барракуде и Каратинге, турбидитные песчаники сантон-маастрихта — в Карапеба, Лингуаду, Маримба, Паргу, Пирауна, Ронкадур, сеноман-туронские турбидитные песчаники — в Албакуре, Маримбе, Намораду и Шерне, нижнеальбские неритовые карбонаты — в Албакуре, Бикуду, Бониту, Гарупа, Пампу и Эншова, озёрные аптские органогенные (коккуины) карбонаты — в Албакуре Восточной, Бадежу, Лингуаду и Пампу, барремский трещиноватый базальт — в нефтяных месторождениях Бадежу и Лингуаду [3, 7].

В бассейне Кампуш имеются и разрабатываются 10 гигантских месторождений нефти и газа. Это — Албакура (223 млн т нефти), Албакура Восточное (111), Барракуда (175), Марлим (398), Марлим Южное (205), Папа Терра (60—70), Перегрину (82), Ронкадур (475 млн т нефти и 24,5 млрд м³/газа), Херелет (102 млн т нефти) и Эшпадарт (80 млн т нефти и 11 млрд м³ газа) [3].

В общем 62 месторождения бассейна Кампуш имеют совокупные начальные извлекаемые запасы 2043,6 млн т нефти и 37,9 млрд м³ газа в третичных/меловых надсолевых турбидитных песках и песчаниках, а также в подсолевых до-аптских карбонатах. Из них на глубине от 1027 до 6120 м скважины глубиной от 2673 до 6120 м фонтанируют индивидуально от 398 до 6897 м³/сут нефти и до 113,5 тыс. м³/сут газа.

Южнее бассейна Кампуш, Рио-де-Жанейро и морского порта Кабо Фрио простирается на восток и юго-восток от обнажённого здесь края Бразильского щита нефтегазоносный бассейн Сантуш, где на площади 362 тыс. км² выявлено

32 газовых и нефтяных месторождения. Среди них имеются 10 газонефтяных и нефтяных гигантов — Бем-Те-Ви (237 млн т нефти и 106 млрд м³ газа), Гуара (175—318 млн т нефти и 106 млрд м³ газа), Иара (418—557 млн т нефти и 106 млрд м³ газа), Кариока-Шугер Лоуф (5680 млн т нефти и 60 млрд м³ газа), Мехильанью (224 млрд м³ газа), Огум (1370 млн т нефти), Пиракука (35 млн т нефти и 40 млрд м³ газа), Тупи (685—1096 млн т нефти), Уругуа (34 млн т нефти и 37 млрд м³ газа) и Юпитер (676—1081 млн т нефти и 106 млрд м³ газа) [3]. Бассейн Сантуш — на суше и в прибрежье штатов Рио-де-Жанейро, Сан-Паулу, Санта-Катарина и Парана; его начальные суммарные извлекаемые запасы оцениваются 10 515 млн т нефти с конденсатом и 855 млрд м³ газа на глубине от 2061 до 5719 м в турбидитных песчаниках надсолевой третичной/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.

В общем, на побережье Бразилии и в её прибрежной мелководной (<200 м) и глубоководной (>200—2673 м) Атлантике, на участке длиной 2650 км с севера на юг, шириной 330 км с запада на восток и площадью 834,5 тыс. км², где находятся осадочные бассейны Сержип/Алагуаш, Реконкаву, Камаму/Алмада, Кумурухатиба, Жекитиньонья, Эшпириту Санту, Кампуш и Сантуш, выявлены 195 газовых и нефтяных месторождений. На глубине от 160 до 6100 м их начальные суммарные извлекаемые запасы исчисляются 13 650,5 млн т нефти плотностью от 800 до 987 кг/м³ и 903 млрд м³ природного газа в турбидитных и других песчаниках неогена, палеогена, верхнего и нижнего мела, юры, подсолевых доаптских карбонатах и песчаниках, докембрийских гранитах, гранито-гнейсах, кристаллических сланцах и филлитах восточного погребённого склона Бразильского щита. Индивидуальные начальные дебиты скважин, опробованных на приток, измеряются от 53 тыс. до 3 млн м³/сут природного газа, до 95 м³/сут конденсата и от 205 до 7950 м³/сут нефти.

Западная граница всех упомянутых бассейнов — это восточная граница обнажённого Бразильского щита. Она чётко наблюдается на всём её протяжении от около морского порта Ресифе до Рио-де-Жанейро, Кабо Фрио, Сан-Паоло и более 240 км южнее, являясь активной открытой зоной водообмена в осадочном чехле и его докембрийском КФ. В восточном направлении гидрогеологическая раскрытость недр прослеживается на 77 км мористее побережья: здесь, в глубоководном (1247—1325 м) гигантском (364 млн т) нефтяном месторождении Дзубарт, вскрыты бурением на глубине 3154 м и более четыре нефтяных залежи с водонапорным режимом в богатых гравием маастрихтских турбидитных песчаниках, мощностью 350 м, [3, 8, 13].

Неудивительно, 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 [11, 13]. 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 [6]. 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 нужно \$ 19 млрд на капвложения, чтобы добывать 588 тыс. м³/сут (сейчас — 445 тыс. м³/сут) нефти и газа в пересчёте на нефть.

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. Её спроектируют, изготовят и установят сами бразильцы. Это — для защиты океанского нефтяного богатства Бразилии, хотя врагов у неё вроде бы и нет. Финансировать всё 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 [3, 6, 8, 11, 13, 14].

Литолого-стратиграфический разрез, тектоника, гидрогеологическая раскрытость и условия залегания осадочной толщи и КФ у атлантической границы Бразилии позитивно коррелируются с Южноукраинской моноклиной. Она является крупной кратогенной областью мезозойско-кайнозойского континентального и морского осадконакопления на южном склоне Украинского щита (УЩ), докембрийские горные породы которого слагают кристаллический фундамент (КФ) осадочной толщи. Моноклиальная, наклонённая на юг поверхность КФ несёт на себе следы палеоэрозии и палеоденудации, крупных меридиональных и широтных глубинных разломов и осложняется впадинами и депрессиями, например, Генической, Гуляйпольской, Конкско-Ялынской, Скадовской, Херсонской и др.

Размещение геофизических работ по выявлению и подготовке к нефтегазопроисковому бурению перспективных площадей на Южноукраинской моноклинали, а также объёмы и глубины этого бурения нацеливаются на поиски газовых и нефтяных залежей с использованием методики нефтегазоразведки, где главным нефтегазопроисковым объектом являются антиклинали при застойном гидростатическом режиме пластовых вод в их недрах. Это привело к открытию в 1929—1936 гг. Приазовского моноклиального газового месторождения в сарматских песках с активной открытой водообменной зоной на южном склоне Приазовского массива УЩ, 40—50 км юго-восточнее Мелитополя, и к отсутствию других промышленных открытий нефти и природного газа в последующие годы.

Это требует переориентации на новые направления и объекты, например, на изучение геофизикой и бурением нефтегазоносности гидрогеологически раскрытых, с активной открытой водообменной зоной моноклиалей и антиклиналей в отложениях неогена, палеогена, верхнего и нижнего мела, региональных и локальных, линейных и площадных зон трещиноватости и разуплотнения горных пород в КФ Южноукраинской моноклинали [1], как это делается на восточном склоне Бразильского щита, где выявлены значительные структуры нефтегазонакопления и нефтегазодобычи.

Изложенное даёт возможность и основания вести такой же плодотворный нефтегазовый поиск на южном склоне УЩ, как на восточном склоне Бразильского щита.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гожик П.Ф., Чебаненко І.І., Краюшкін В.О., інші. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Теоретичне та практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України. — К.: ЕКМО, 2010. — 200 с.
2. Краюшкін В.А. Древнейшие геоблоки мирового взморья — щиты: их рельеф, молодой тектоно-магматизм, современная сейсмичность и нефтегазоносность // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. — 2007. — № 3. — С. 15—50.
3. Краюшкін В.А., Ключко В.П., Гусева Э.Е. и др. Нефтегазонакопление на континентальном склоне Южной Америки // Геол.Журн.— 2012. — № 2. — С. 22—38.
4. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. В двух книгах. Кн. 2/Ред.: И.В. Высоцкий. Южная Америка, Африка, Ближний и Средний Восток, Южная Азия, Центральная Азия, Дальний Восток, Юго-Восточная Азия, Океания, Австралия и Новая Зеландия. — М.: Недра, 1976. — 584 с.
5. Vasconcoli J., Meister E.M. Good oil bet: Brazil's east coast // Oil and Gas J. — 1975. — 73, No. 6. — P. 94—101.
6. Brazil official seeks nuclear sub for Tupi // Ibid. — 2007. — 105, No. 44. — P. 8.
7. Campos Basin, Brazil Poster. — Tulsa (OK): Penn. Well, 2001. — 20 p.
8. Fischer P.A. Deepwater development off Brazil presents unique challenges // World Oil. — 2008. — 222, No. 11. — P. 67—73.
9. Franco A. Brazil's policy reversal adds exploration arenas // Oil and Gas J. — 1975. — 73, No. 44. — P. 17—19.
10. Joyes R. Deciphering turbidites on seismic key to understanding basins off Africa, Brazil // Ibid. — 2001. — 99, No. 14. — P. 38—44.
11. Moritis G. Project start, completion dates become less definite // Ibid. — 2009. — 107, No 30. — P. 38—49.
12. Petrobras scores first find off Amazon Delta // Ibid. — 1976. — 74, No. 15. — P. 36.
13. Watkins E. Brazil official clash over financial crisis' impact on E&P // Ibid. — 2008. — 106, No. 44. — P. 26—27.
14. Wertheim P.H., Abrames D. South America oil economics cope with international slump // World Oil. — 2009. — 230, No. 1. — P. 69—76.

Статья поступила 20.06.2014

В.О. Краюшкін, Е.О. Гусева

НАФТА І ПРИРОДНИЙ ГАЗ НА СХІДНОМУ СКЛОНІ БРАЗИЛЬСЬКОГО ЩИТА

На східному схилі Бразильського щита є 195 нафтових і газових родовищ, в яких запаси дорівнюють 13 650,5 млн т нафти і 903 млрд м³ природного газу на глибині від 160 до 6100 м у кайнозойських / мезозойських відкладах і в докембрійських кристалічних гірських породах, звідки свердловини фонтанують індивідуально від 205 до 7950 т/добу нафти і до 3 млн м³/добу газу.

Ключові слова: нафта, газ, запаси, пастки.

V.O. Krayushkin, E.O. Guseva

OIL AND NATURAL GAS ON THE EAST SLOPE OF THE BRAZIL SHIELD

In the east slope of the Brazil Shield, there are 195 oil and gas fields which reserves are equal to 13 650,5 million tons of oil and 903 billion m³ of natural gas at the depth of 160 to 6100 m in the Cenozoic / Mesozoic beds and the Precambrian crystalline rocks from where the wells flow individually from 205 to 7950 tons/d of oil and up to 3 million m³/d of gas.

Keywords: oil, gas, reserves, traps.