

УДК 551.242.2:551

СТРУКТУРНЫЕ ЧЕРТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАРИБСКОГО РЕГИОНА

© 2017 г. А. Забанбарк, Л. И. Лобковский

*Институт океанологии им. П.П. Ширшова РАН, Москва, Россия
e-mail: azaban@ocean.ru, e-mail: llobkovsky@ocean.ru*

Поступила в редакцию 28. 10.2015 г., после доработки 22.03.2016 г.

Строение Карибского региона свидетельствует о крайне нестабильном состоянии земной коры этой межконтинентальной и одновременно межокеанической области. В современную геологическую эпоху Карибский регион представлен целым рядом структурных элементов, основными из которых являются глубоководные субокеанические впадины Венесуэльская и Колумбийская, Никарагуанское поднятие и окаймляющие Карибское море на севере и на востоке Антильские островные дуги. По всей территории Карибского региона выделяется до 63 осадочных бассейнов. Однако перспективными на нефть и газ являются Венесуэльская и Колумбийская впадины, бассейн Мискито в Никарагуа, северо и восточно-антильские шельфы. В Колумбийской впадине наиболее перспективна ее юго-западная часть, находящаяся в рифтовой зоне залива Ураба. В Венесуэльской впадине малоперспективные, возможно, нефтегазоносные бассейны предполагается на ее северной и восточной окраинах. Основные перспективы восточной части Карибского моря связаны с его южной окраиной, в шельфовой зоне которой находятся нефтегазоносные бассейны Токуйо-Бонайре, Туй-Кариока, Маргарита, залива Пария, Барбадос-Гобагский и Гренадский. Остальные глубоководные впадины Карибского моря малоперспективны для поисков углеводородов из-за небольшой мощности осадков, залегающих горизонтально, и, вероятно, отсутствия в них флюидоупоров.

DOI: 10.7868/S0030157417050148

Область, расположенная между континентами Северной и Южной Америки и включающая в себе Карибское море, Антильскую островную дугу, Центрально-Американский перешеек и северную часть Южной Америки, которая здесь будет именоваться Карибским регионом, является одной из наиболее сложных по своему строению и истории, а также тектонически активных в современную эпоху областей земного шара (рис. 1).

Геология и эволюция Карибского региона очень разнообразна и сложна. Отсутствуют равноценные данные по геологической изученности всей территории. Наиболее хорошо и с высокой степенью достоверности изучены районы, прилегающие к северной части Южноамериканского континента. Вероятно из-за недостатка геологических данных нет и единой точки зрения на происхождение и эволюцию Карибской плиты.

Согласно известной схеме эволюции Карибского региона, при отделении Северной Америки от Южной между ними в геологическом прошлом существовали крупные континентальные массивы, испытавшие впоследствии раздробление и опускание, сопровождавшиеся формированием отдельных участков океанической коры, в результате чего на их месте образовалась

субокеаническая впадина Карибского моря [3, 17]. Данная схема подтверждается геофизическими данными, которые показали, что часть Карибской плиты покрыта мощной толщей осадков с различными сейсмическими скоростями прохождения, что не является типичным для океанической коры. Подтверждение найдены также и по данным бурения многочисленных глубоководных скважин по проекту DSDP в регионе (рис. 1). Отмечается, что не выявлены какие-либо зоны спрединга или рифтинга, указывающие на возраст или тектоническое происхождение коры Карибской плиты. Единственная зона спрединга расположена в центре Кайманова желоба, который является границей Карибской плиты. Утверждается также, что толщи осадков на Карибской плите имеют автохтонную природу и океаническая кора в регионе не может занимать более 20% площади. Исследователи сходятся на том, что Карибское море, по крайней мере, большая ее часть представлена континентальной корой [3, 17].

Странники другой схемы эволюции исходят из представления о горизонтальном перемещении Карибского блока из Пацифики к востоку на расстояние более тысячи километров по сдвигам в желобе Кайман и проливе Анегада на севере и по системам разломов на юге [15, 26, 27]. В частности,

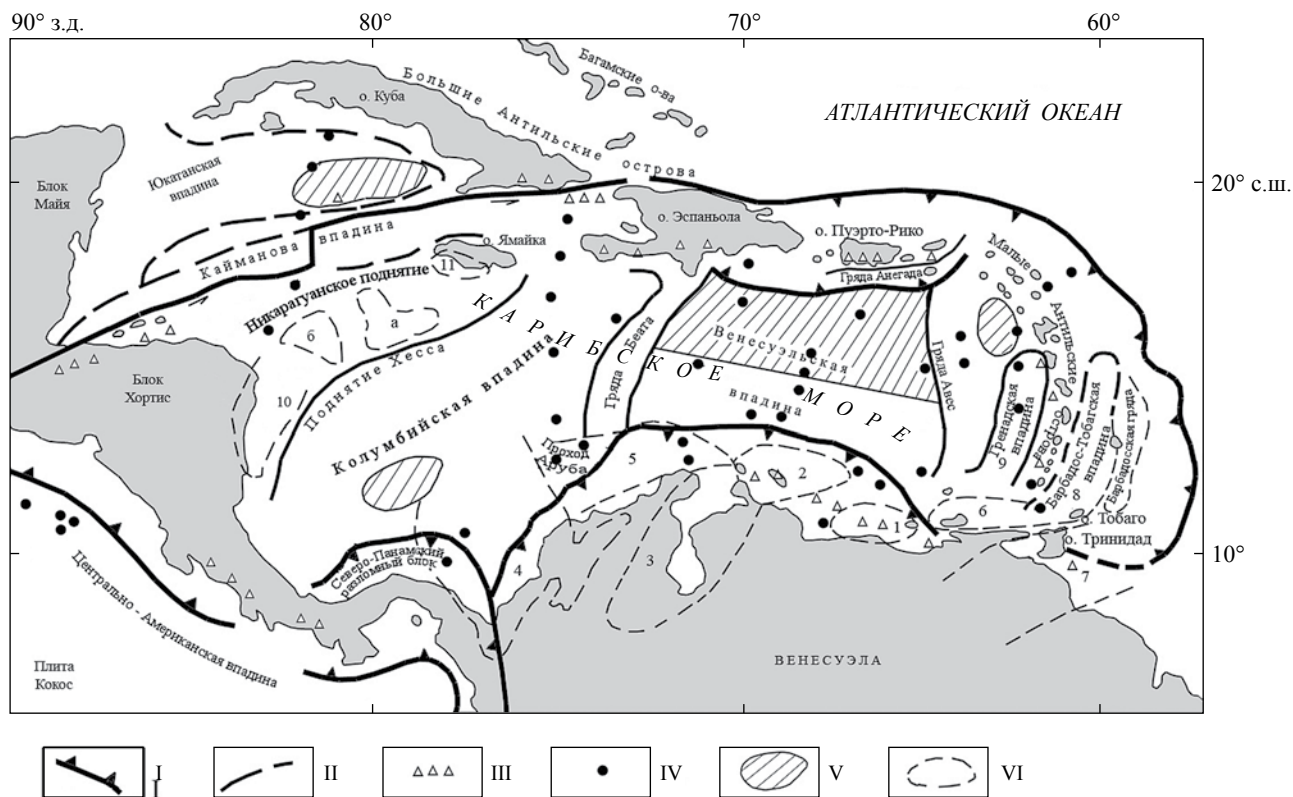


Рис. 1. Схематическая тектоническая карта Карибского региона составлена с использованием материалов [5, 15–17, 26, 27]. I – граница Карибского региона; II – гряда; III – вулканы; IV – глубоководное бурение по проекту DSDP; V – мощная толща коры; VI – граница осадочных бассейнов. Числа на карте название осадочных бассейнов: 1 – Туй-Кариоко; 2 – Токуйо-Бонайрес; 3 – Маракайбо; 4 – Нижне-Магдаленский; 5 – Парагуанский; 6 – Маргарита; 7 – Восточно-Ориноковский или залива Пария; 8 – Барбадос-Тобагский; 9 – Гренадский; 10 – Мискито; 11 – Ямайский. Буквы на карте: а – банка Педро; б – банка Розалин.

в работах [26, 27] предполагается, что, начиная с юры, происходил раздвиг Североамериканской и Южноамериканской плит, между которыми выдвигалась из Тихого океана Карибская плита, перемещавшаяся к востоку по трансформным разломам желоба Кайман и системы Ока-Эль Пилар.

Нужно отметить, что за последние несколько десятков лет в пределах Карибского региона были проведены около 10 рейсов глубоководного бурения скважин по проекту DSDP и пробурено 36–40 глубоководных скважин (рис. 1) [16]. Осуществление широкой программы глубоководного бурения со значительным проникновением в земную кору позволит подойти к более уверенному, чем это возможно в настоящее время, решению геологических проблем Карибского региона.

В современную геологическую эпоху Карибский регион имеет целый ряд структурных элементов, основными из которых являются глубоководные субокеанические впадины – Венесуэльская и Колумбийская, Никарагуанское поднятие на западе и окаймляющие Карибское море на

севере и на востоке Антильские островные дуги (рис. 1).

Карибское море представляет собой полузамкнутый бассейн сложного тектонического строения, в пределах которого выделяются множество седиментационных бассейнов, разделенных хребтами, с небольшими мощностями осадков. Осадочные впадины представлены как бассейны сложного онтогенеза, когда бассейн, существовавший сначала как периконтинентальный, впоследствии трансформировался в передовой прогиб. По всей территории Карибского региона выделяется до 63 осадочных бассейнов. Однако перспективными на нефть и газ могут считаться далеко не все. Перспективными для поисков нефти и газа являются Венесуэльская и Колумбийская впадины, а также бассейн Мискито в Никарагуа, северо и восточно-антильские шельфы, бассейн Маргарита, Восточно-Ориноковский или бассейн залива Пария, куда входит и территория Тринидада, Барбадос-Тобагский и Гренадский бассейны (рис. 1).

Кайнозой и частично мезозой были важными периодами для развития и погружения этих бассейнов в пределах всего Карибского моря. В результате анализа распределения материнских пород в пространстве и во времени в разрезах этих осадочных бассейнов было выявлено, что в Карибском регионе развито множество горизонтов материнских пород. Количество интервалов материнских пород велико, однако по качеству этих формаций, содержащих материнские породы, можно выделить только 5 основных интервалов времени. Два из них являются наиболее важными – от сеномана до турона, они представлены в основном морскими осадочными породами, и от миоцена до плиоцена. Этот интервал представлен как морскими, так и биогенными газоматеринскими образованиями, созревание которых строго контролировалось тектоническими процессами, происходившими в неогене и в четвертичное время [19]. В этих двух названных интервалах насчитывается более 60% всех потенциальных материнских пород. За ними следуют интервалы времен от позднего триаса до юры, от палеоцена до раннего эоцена, и, наконец, олигоцен. Подобное распределение материнских пород связано с характером фундамента и специфическими геодинамическими особенностями периода образования рассматриваемого интервала.

Интервал времени от сеномана до турона является наиболее значимым для образования материнских пород, поскольку это время связано с глобальным повышением уровня Мирового океана, который затопил пассивные окраины Тетиса, Атлантики и Карибского региона. Этот механизм вызвал развитие органически обогащенных осадков. Общее повышение продуктивности в океанах в это время связано и с хорошей сохранностью органического материала в осадках материнских пород. Это особенно хорошо заметно на пассивных окраинах Венесуэлы и Тринидада. Осадконакоплением подобного типа являются материнские породы формации “Ла Луна”.

Следующим важным интервалом является интервал от миоцена до плиоцена. Материнские породы этого времени связаны с тремя различными геотектоническими обстановками. Это материнские породы в бассейнах, образованных в результате растяжения земной коры, такие как бассейны Тобаго, Терране и бассейны вдоль северных окраин Южной Америки. Следующим фактором является образование материнских пород в бассейнах, образованных в результате сжатия земной коры, как в бассейнах в районе Центральной Америки и Большой Антильской дуги. Последний тип материнских пород этого интервала похож на те, что образованы в бассейнах в результате растяжения, как на восточной окраине Венесуэлы

и в акватории Колумбии. Примечательно, что материнские породы, образованные в третьем типе бассейнов, представлены преимущественно газоматеринскими породами, биогенный газ в этом случае является важным источником, как, например, в бассейне Гуаджира, в акватории Колумбии, где в последнее время открыт ряд газовых месторождений. Эти материнские породы залегают в поздней стадии этого интервала. Наоборот, в бассейнах, образованных в результате сжатия, преобладают нефтематеринские породы, представленные морскими отложениями, как в бассейне Азуа (в Доминиканской республике).

Углеводороды в Карибском регионе размещены в широком стратиграфическом диапазоне от миоцена до меловых образований. Коллектора представлены терригенными отложениями морского и дельтового генезиса. Глубина залегания продуктивных горизонтов в различных бассейнах отлична друг от друга и колеблется от 160 м (одна из залежей на месторождении Боливар) до 5620 м (месторождение Урданате). Месторождения обычно многопластовые, так на месторождении Боливар насчитывается до 325 залежей. Приурочены продуктивные горизонты к антиклинальным поднятиям различной амплитуды с широко развитыми разрывными нарушениями. Тип залежей очень разнообразен: от пластовых сводовых до стратиграфически, литологически и тектонически экранированных. Подавляющая часть месторождений – мелкие и средние, однако в регионе открыто и такое супергигантское месторождение как Боливар – с начальными извлекаемыми запасами 4.3 млрд т нефти. Известны несколько крупных месторождений, как Тиа-Хуана с начальными запасами 643 млн т нефти и другие. Нужно отметить, что нефтяных и газонефтяных месторождений открыто в регионе значительно больше, чем газовых и газоконденсатных.

Венесуэльская впадина – самая крупная и самая плоская из котловин Карибского региона с глубинами, превышающими 5 км. На севере, востоке и на юге она ограничена островными дугами Больших и Малых Антил. На западе Венесуэльская впадина ограничена подводным хребтом Беата. На востоке она замыкается подводным хребтом Авес, который, подобно хребту Беата, обращен к этой впадине своим более пологим склоном (рис. 1). Строение земной коры Венесуэльской впадины ближе к океаническому типу, чем к континентальному. Однако глубина до поверхности Мохо – порядка 13–15 км, а мощность коры составляет 8–10 км, что все же явно выше, чем в океане. Эта впадина на юге граничит с Венесуэлой.

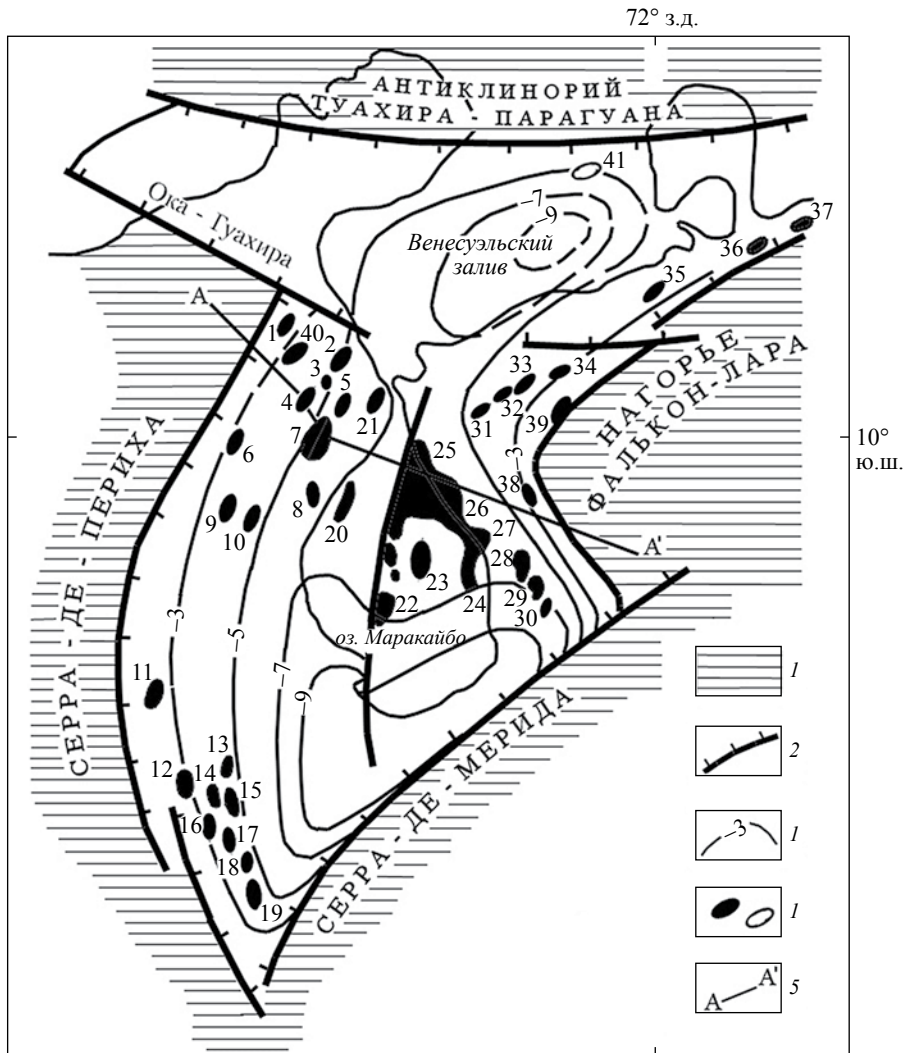


Рис. 2. Схематическая карта нефтегазоносности бассейна Маракайбо, составлена с использованием материалов [1, 9, 11, 22, 31]. 1 – альпийские горные сооружения, 2 – разломы; 3 – изолинии глубин фундамента; 4 – месторождения нефти, газа, 5 – А-А' – линия профиля. Цифры на карте названия месторождений: 1 – Амана; 2 – Мара; 3 – Нетик; 4 – Ла-Пас; 5 – Консепсьон; 6 – Татумо; 7 – Боскан; 8 – Лос-Кларос; 9 – Макоа; 10 – Сан-Хосе; 11 – Рио-де-Оро; 12 – Тибу; 13 – Лос-Мануэлес; 14 – Западная Тара; 15 – Тара; 16 – Сардината; 17 – Петролеа; 18 – Карбонера; 19 – Рио-Сулия; 20 – Урданета; 21 – Сибукара; 22 – Ламарж; 23 – Сентро; 24 – Сеута; 25 – Боливар; 26 – Лагунильяс; 27 – Бокачери; 28 – Мене-Гранде; 29 – Мотатан; 30 – Баруя; 31 – Мене-де-Мароа; 32 – Медии; 33 – Пинтадо; 34 – Лас-Пальмас; 35 – Тигуахе; 36 – Эль-Мамон; 37 – Кумаребо; 38 – Интеркампо-Северное; 39 – Кабимас; 40 – Амбросио; 41 – Перла.

На континентальном шельфе Венесуэлы установлены две области нефтегазоносности: западная часть Венесуэльской впадины, или Карибский регион и восточная – область Атлантического шельфа. Карибская область охватывает площадь от Венесуэльского залива на западе до острова Тринидад на востоке. Здесь мезозойско-позднеэоценовые осадочные и метаморфические породы слагают тектонические покровы альпийского типа, надвинутые к югу на южноамериканский континент во время позднеэоценовой фазы орогенеза. Покровы служат фундаментом

для третичных отложений не автохтонных бассейнов, сформировавшихся под влиянием трансформной зоны, активно развивавшейся после завершения альпийского орогенеза.

Венесуэла является одной из старых нефтедобывающих стран на южно-американском континенте. С открытием нефтяного месторождения Кумаребо в штате Фалькон в 1913 г., началась новая страница в развитии нефтяной промышленности страны. Сегодня Венесуэла стала крупнейшей нефтедобывающей страной мира с разведанными запасами около 42 млрд т нефти и 6 трлн м³

газа на 01 января 2016 г., т.е. запасов нефти у нее даже больше, чем в Саудовской Аравии. Добыча углеводородов на 01 января 2016 г. составила 162 млн т нефти и 21 млрд м³ газа.

Бассейны северной части Южно-Американского континента. Карибский регион Венесуэлы окаймляется впадинами, представляющими из себя осадочные бассейны. В пределах акватории Венесуэлы известны следующие нефтегазоносные бассейны с запада на восток: Западно-Парагуанский, Маракайбский, Токуйо-Бонайре, Туй-Кариоко, Маргарита, залива Пария (рис. 1).

Западно-Парагуанский нефтегазоносный бассейн расположен на крайнем северо-северо-западе Венесуэлы, на границе с Колумбией. Бассейн как бы разделен между Венесуэлой и Колумбией. Он мало исследован как со стороны Колумбии, так и со стороны Венесуэлы. Продуктивными являются меловые, палеоценовые, эоценовые и неогеновые отложения. В последнее время часть бассейна сдана в концессию. Пока еще в бассейне не открыты месторождения нефти и газа, хотя считается, что он весьма перспективен для поисков углеводородов.

Маракайбский бассейн является основным нефтегазоносным бассейном Венесуэлы. С открытием супергигантского месторождения Боливар на восточном побережье лагуны Маракайбо в 1917 г., начинается новая эра в добычи нефти в акваториальной части страны. Нефтегазоносный бассейн Маракайбо приурочен к крупной Маракайбской межскладчатой впадине, заключенной между двумя ветвями альпийского горного сооружения Восточной Кордильеры: на западе Серра де Периха, на юге и юго-востоке Серра де Мерида и примыкающей к ней на северо-востоке складчатой системы Фалькон-Лара. Серра де Периха на севере ограничивается разломами Ока Гуахира и Туахира – Парагуана, вытянутыми в широтном направлении (рис. 2). Этот широтно ориентированный и рассеченный водами Венесуэльского залива антиклинорий образует северное обрамление бассейна.

Бассейн Маракайбо выполнен отложениями кайнозойского, мезозойского и палеозойского возрастов мощностью до 11 км. Верхняя часть разреза представлена преимущественно терригенными отложениями от палеоцена до современных, нижняя часть – терригенно-карбонатными отложениями от верхнего мела до перми (рис. 3).

Впадина Маракайбо развивалась в мезозое как типичный бассейн пассивной континентальной окраины, находившейся в тылу раскрывшейся окраинной впадины субокеанического типа. В дальнейшем под влиянием орогенеза в полосе Колумбийских Анд Маракайбский бассейн трансформировался в передовой прогиб с характерным для него высоким темпом прогибания.

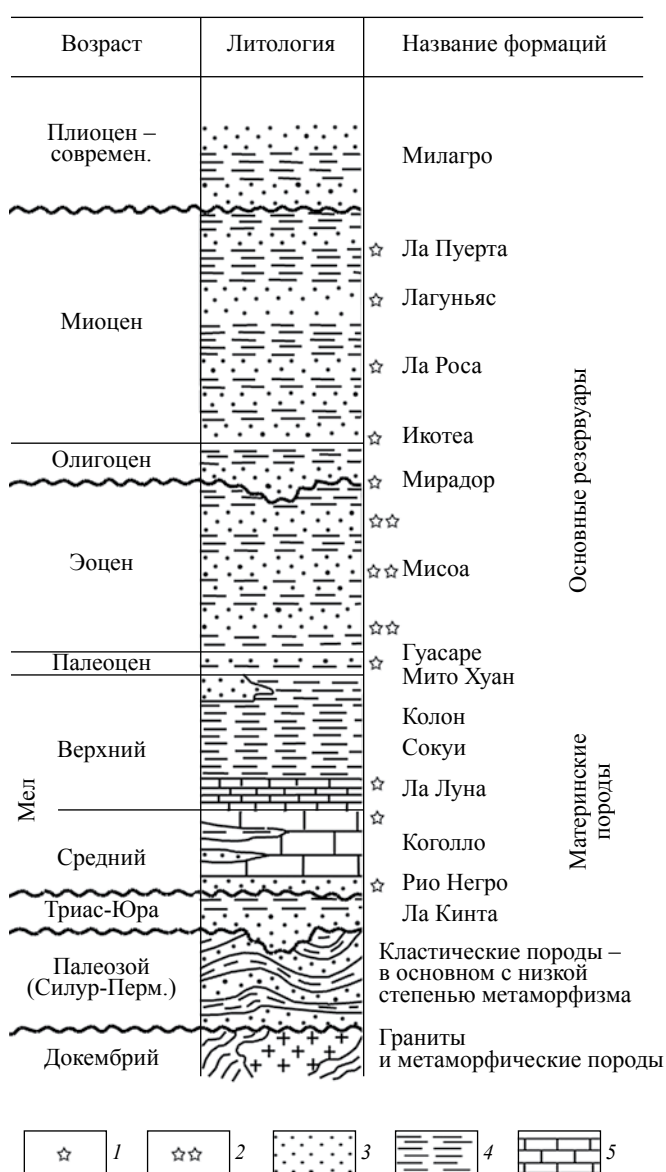


Рис. 3. Сводный стратиграфический разрез нефтегазоносного бассейна Маракайбо. 1 – продуктивная толща; 2 – основные продуктивные толщи; 3 – песчаники; 4 – глины; 5 – известняки.

Перестройка структурного плана сопровождалась перераспределением ранее сформировавшихся месторождений нефти и газа. В результате этого залежи оказались открыты и превратились в гигантские скопления тяжелой окисленной нефти и мальты. Новые крупные нефтяные и газовые скопления образованы, по-видимому, частично мезозойской нефтью, частично же углеводородами, генерированными в кайнозойских породах.

Основная добыча нефти сосредоточена в районе лагуны Маракайбо, которая узким проливом соединяется с Венесуэльским заливом. Глубина озера редко превышает 30 м. В бассейне открыто

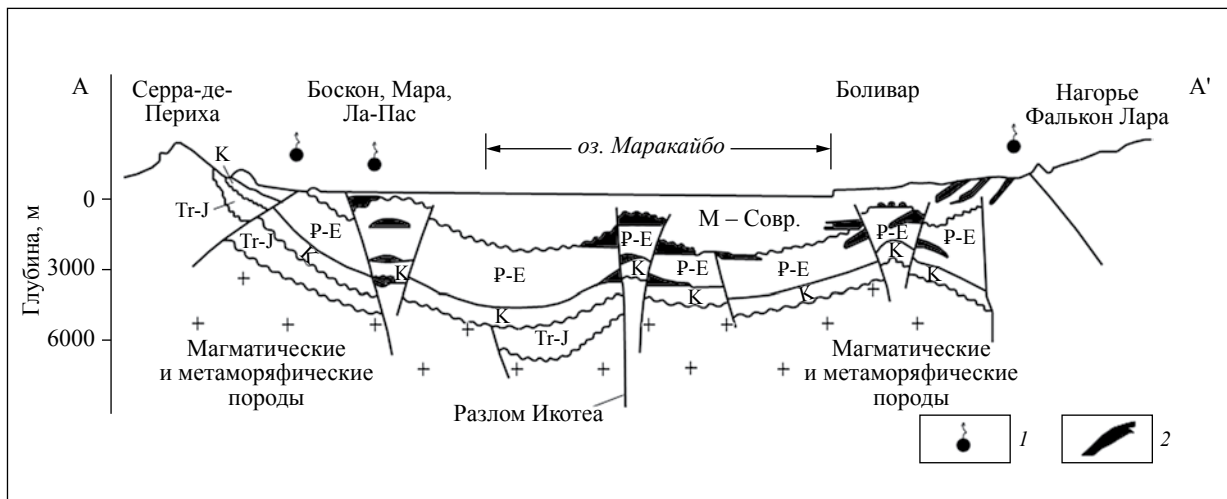


Рис. 4. Поперечный геологический разрез А – А' через бассейн Маракайбо. 1 – нефтяные сипы; 2 – нефтяные месторождения.

до 85 месторождений. Месторождения обычно многопластовые, залежи приурочены к антиклинальным поднятиям с развитыми разрывными нарушениями (рис. 4). Глубина залегания продуктивных горизонтов 160–5620 м. Углеводороды размещены в широком стратиграфическом диапазоне – от миоцена до мела включительно (рис. 4). Так в миоцене выявлено 101 продуктивный горизонт, в эоцене – 220, в палеоцене и олигоцене – два, а в меловых – 3. Основная доля нефтедобычи (79.5%) сосредоточена в миоценовых отложениях. Львиная доля нефти добывается по существу из одного месторождения – Боливар. Боливар – супергигантское нефтяное месторождение, состоит из более чем 20 слившихся месторождений. Зона нефтенакпления Боливар протягивается по восточному побережью озера на расстоянии более 75 км при ширине местами более 20 км. Месторождение многопластовое, количество залежей составляет 325. Ловушки в основном структурного, литологического и стратиграфического типов.

В северных районах бассейна, в Венесуэльском заливе, в 2009 г. открыто крупнейшее газоконденсатное месторождение Перла (рис. 2) в карбонатных коллекторах олигоцен-миоцена с продуктивной толщей мощностью 258 м и прекрасными коллекторскими характеристиками [9, 11]. Извлекаемые запасы газа месторождения Перла оценены в 476 млрд м³ [22]. С открытием месторождения Перла Венесуэла вошла в пятерку мировых газовых держав.

В Карибской области Венесуэлы, северо-восточнее бассейна Маракайбо в пределах залива Ла-Вела расположен бассейн **Токуйо-Бонайре** – первый шельфовый район Карибского моря, где проходили поисково-разведочные работы

в Венесуэле. Этот бассейн является морским продолжением нефтеносного бассейна Фалькон на суше, площадь бассейна около 2000 км². Осадочный разрез этого бассейна выполнен мощной толщей мезозойско-кайнозойских пород, залегающих на дислоцированных палеозойских образованиях, суммарная мощность разреза в районе залива Ла-Вела до 7 км. Основная часть осадочного чехла представлена отложениями миоцена, песчанность которых уменьшается с запада на восток.

Поисково-разведочные работы начаты в этом бассейне с 1966 г. В бассейне пробурено более 50 поисковых скважин. Основной продуктивной толщей являются миоценовые образования [2]. На антиклинали Ла-Вела пробурено до 10 скважин, в которых встречена нефть и газ в 4-х продуктивных горизонтах. Коллекторами здесь являются миоценовые формации Кауджарао, Сокорро, Куралес и Серо Пеладо, а также олигоценевая формация Пакайя. Глубина залегания продуктивных горизонтов 1050–2100 м, пористость коллекторов 12–22%. Недалеко, в 20 км восточнее антиклинали Ла-Вела, в 2004 г. открыто месторождение Кумаребо морское, в котором выявлено 13 продуктивных горизонтов в миоценовых формациях Кауджарао и Сокорро. Извлекаемые запасы нефти оценены в 1.2 млн т, газа 0.7 млрд м³ [14]. Бассейн Токуйо-Бонайре мало изучен, тем не менее считается высоко перспективным.

Следующим к востоку от бассейна Токуйо-Бонайре является бассейн **Туй-Кариока**. Поисково-разведочные работы в бассейне начались в 1978 г. Бассейн практически расположен в одноименном заливе. Глубина моря в рассматриваемом районе 80–110 м. В бассейне Туй-Кариока открыто 4 газовых месторождения с суточным

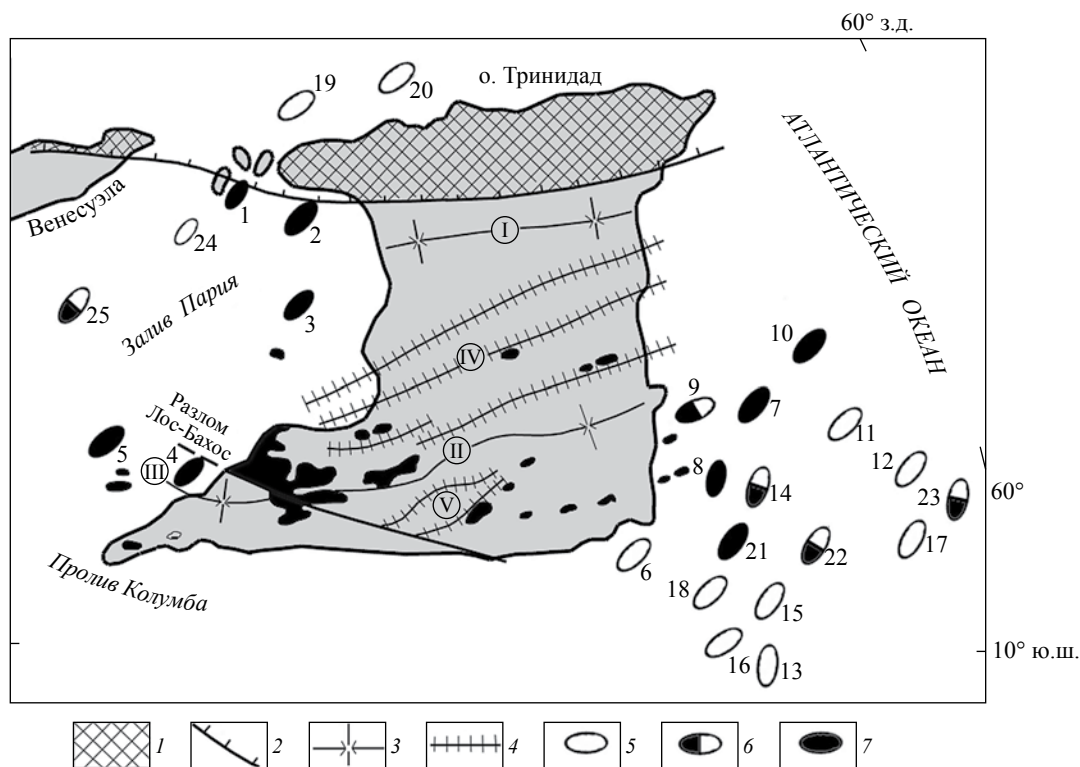


Рис. 5. Карта размещения некоторых углеводородных месторождений на акватории бассейна залива Пария, составлено с использованием материалов [2, 12, 20, 29, 30, 34]. 1 – горное обрамление бассейна Северный хребет, 2 – надвиг Северного хребта, 3 – синклинали: Карони (I), Сипария (II), Эрин (III), 4 – надвиговые зоны Напариве-Напарива (IV) и Южного хребта (V), месторождения: 5 – газовые, 6 – нефтегазовые, 7 – нефтяные. Цифры на карте названия месторождений: 1 – Норт-Марин; 2 – Кува-Марин; 3 – Коува; 4 – Брайтон-Марин; 5 – Солдадо; 6 – Галеота; 7 – Самоан; 8 – Тик; 9 – Радикс; 10 – Норт-Офшор-Поинт-Радикс; 11 – Саус-Офшор-Поинт-Радикс; 12 – Долфин; 13 – Кискади; 14 – Айбис; 15 – Ойлбед; 16 – Пеликан; 17 – Ист-Куин-Бич; 18 – Саус-Ист-Галеота; 19 – КК-4; 20 – КК-6; 21 – Пуй; 22 – Сереете; 23 – Анжелин; 24 – Лос-Тестигос; 25 – Корокоро.

дебитом до 0.6 млн м³, с небольшой нефтяной оторочкой удельного веса 0.8550 г/см³. Глубина залегания продуктивных горизонтов 1425–3200 м. Потенциальные запасы газа в этом бассейне оценены в 226–285 млрд м³ [31].

На северо-востоке от бассейна Туй-Кариока находится **бассейн Маргарита**. Бассейн целиком покрыт водами Карибского моря. Поисково-разведочные работы начались на северо-северо-востоке бассейна 15–20 лет назад в связи с открытием углеводородов в соседних акваториях острова Тобаго. В бассейне открыт ряд газовых месторождений: Меджилонес, Патао, Драгон и газоконденсатное месторождение Рио Карибе [33]. Продуктивными здесь являются отложения палеоцена, олигоцена, миоцена и плиоцена, глубина залегания которых колеблется от 420 до 2790 м. Бассейн очень перспективен особенно для открытия газовых месторождений.

Бассейн залива Пария расположен на продолжении нефтегазоносного бассейна Ориноко, который протягивается с запада Венесуэлы от поднятия Эль-Бауль до залива Пария и острова

Тринидад и прилегающей части Атлантического шельфа на востоке. Здесь рассматривается только восточная часть бассейна Ориноко, прилегающая к одноименному заливу Пария и Атлантическому океану (рис. 1). В пределах бассейна залива Пария находятся как Венесуэльская акватория, так и территориальные воды острова Тринидад. Сам залив Пария неглубоководен, глубина залива достигает 10–38 м, он вытянут в широтном направлении на 130 км, в меридиональном направлении – на 56 км. Осадочный чехол бассейна залива Пария представляет собой мезозойско-кайнозойскую толщу мощностью до 19 км. Породы смяты в складки широтного простирания, характерно развитие разрывных нарушений типа надвигов и грязевого вулканизма. Бассейн залива Пария является богатым газоносным бассейном. Месторождения углеводородов открыты не только в заливе Пария, но также в прибрежной части Атлантического океана на юго-востоке и на востоке острова Тринидад при глубине воды 69–84 м (рис. 5) [23, 34]. Поисково-разведочные работы в этом регионе активизировались практически

Некоторые месторождения нефти, газа и газоконденсата в бассейне залива Пария

| Месторождения | Год открытия | Глубина залегания продуктивного горизонта, м | Возраст продуктивного горизонта | Характер флюида | Начальные запасы нефти, млн т, газа, млрд м ³ |
|-------------------------|--------------|--|---------------------------------|-----------------|--|
| Норт-Марин | 1959 | 460–910 | Миоцен | Нефть | — |
| Кува-Марин | 1959 | — | Миоцен | Нефть | — |
| Солдадо | 1955 | 1550–3350 | Миоц.-Олиг. | Нефть | 30 |
| Галеота | 1972 | 1570 | Миоцен | Нефть | 5.4 |
| Радикс | 1969 | 1525–2135 | Миоцен | Нефть, газ | — |
| Норт-Офшор-Поинт-Радикс | 1971 | 1800 | Миоцен | Нефть | — |
| Тик | 1971 | — | Миоцен | Нефть | — |
| Самоан | 1971 | — | Миоцен | Нефть | — |
| Коува | 1967 | — | Миоцен | Нефть | — |
| Брайтон-Марин | 1955 | — | Миоцен | Нефть | 9.6 |
| Саут-Офшор-Поинт-Радикс | 1970 | — | Миоцен | Газ | — |
| Саут-Ист-Галеота | 1970 | — | Миоцен | Газ | — |
| Ист-Куин-Бич | 1971 | — | Миоцен | Газ | — |
| Долфин | 1970 | 1707 | Миоцен | Газ | — |
| Кискади | 1978 | — | Миоцен | Нефть, газ | — |
| Пеликан | 1978 | — | Миоцен | Газ | — |
| Ойлбед | 1978 | — | Миоцен | Газ | — |
| КК-4 | 1980 | 2134 | Миоцен | Газ | — |
| Пуй | 1974 | — | Миоцен | Газ | — |
| Лос Тестигос | 1985 | — | Миоцен | Газ | — |
| Серетте | 2011 | — | Миоц., плиоц. | Нефть, газ | — |
| Корокоро | 2009 | 3630 | Миоцен | Газ | — |
| Маходани | 2010 | 4636 | Миоц.плиоц. | Нефть, газ | 11 |
| Парриландс | 1981 | — | Миоцен | Нефть | — |
| Крузе | 1995 | — | Миоцен | Нефть | — |
| Физабад | 1989 | — | Миоц.-плиоц. | Нефть | — |
| Форест Резерв | 2006 | — | Миоцен | Нефть | — |
| Анжелин | 2014 | — | Миоцен | Газ | 42 |
| Гудрон | — | 1263.6 | Миоц.-плиоц. | Нефть | 8.2 |

с 2001 г., хотя первое морское месторождение на акватории острова Тринидад в бассейне залива Пария было открыто в 1955 г. Продуктивные горизонты известны в терригенных образованиях плиоцена, миоцена и олигоцена, залегающих на глубинах 460 м (месторождение Норт-Марин) в акватории Тринидада и до 3630 м на месторождении Корокоро в заливе Пария (рис. 5, таблица). Возможны нахождения залежей в палеоценовых и меловых песчаных образованиях. Залежи многопластовые, приурочены к антиклинальным складкам с разрывными нарушениями. Также залежи могут быть представлены стратиграфически экранированными структурами.

Геология острова Тринидад очень сложная. Тектоническая активность, которая проявилась в миоцене и плиоцене привела, к образованию серии синклинальных и антиклинальных складок.

В поперечном разрезе складчатого борта о-ва Тринидад выделяются синклиналь Карони, надвиговая зона Центрального хребта Напариве-Нарива, синклиналь Сипария-Эрин, антиклиналь Южного хребта и синклиналь пролива Колумба (рис. 5). Синклиналь Сипария-Эрин слагает южную, большую по длине часть острова. На западе она ограничена разломом Лос-Бахос северо-западного простирания. Небольшая, но сильно пережатая антиклиналь Южного хребта отделяет синклиналь Сипария-Эрин от крайней южной синклинали пролива Колумба. Синклинали осложнены резко выраженной линейной складчатостью с глиняным диапиризмом и грязевым вулканизмом, характеризуются широким развитием надвигов и взбросов. Локальные поднятия создали основной структурный фон для аккумуляции углеводородов и образования

песков, пропитанных нефтью, составляющих материнские породы, как формация Готие, Намприма Хилл и, возможно, формация Куче мелового возраста. Образованные надвиги и разломы явились тектоническим экраном для потоков углеводородного скопления. Осадочный разрез острова представлен мезозойскими и кайнозойскими породами. Мощность осадочного чехла на острове достигает 8 км, представлен преимущественно терригенными породами. В пределах острова нефть достаточно тяжелая, залегает в песчаных коллекторах формации Морне-Ланфер, Форест и Крузе плиоценового возраста. Эти коллектора состоят из слабо консолидированных песков с различной степенью илистости и рассеянной глинистости. Пористость коллекторов часто превышает 20%, проницаемость около 250 мд. Мощность продуктивной толщи составляет порядка 27–52.5 м [29, 30]. Месторождения по категории запасов оцениваются как мелкие. Добыча нефти в Тринидад и Табаго составила на 01.01.16 г. 6 млн т. Потенциальные запасы нефти острова Тринидад оцениваются в 200–250 млн т, извлекаемые запасы нефти составляют 150 млн т [10].

Одна из двух крупнейших впадин Карибского региона **Колумбийская впадина** имеет геторогенное строение. На западе она ограничена Центральноамериканским массивом и отделяется от его подводной окраины меридиональной зоной разломов поднятия Хесса или, как его еще называют, поднятия Педро. С севера Колумбийская впадина замыкается пологим и широким южным склоном Никарагуанского поднятия, а также широтным поднятием Ямайка – юго-запад полуострова Гаити или Эспаньола. На юге Колумбийская впадина упирается в структуры Панамского перешейка, на юго – востоке ограничивается побережьем Колумбии и на востоке – подводным хребтом Беата. Между этим хребтом и побережьем Колумбии располагается широтное понижение – проход Аруба, соединяющий наиболее глубокие части Колумбийской и смежной с ней с востока Венесуэльской впадин (рис. 1). Максимальная глубина впадины составляет 4.5 км.

В Колумбийской впадине наиболее известны **Нижнемагдаленский нефтегазоносный бассейн**, который расположен на суше и продолжается в пределах территориальных вод Колумбии. Континентальная часть бассейна достаточно исследована, чего нельзя сказать об акваториальной. Бассейн расположен западнее Маракайбского бассейна и отделен от него горным сооружением Серра-де-Периха. Южное обрамление представлено круто погружающейся на север складчатой системой Западных и Центральных Кордильер. На севере фундамент бассейна поднимается, образуя гранитный массив

Серра-Невада-де-Санта-Мария [1]. На северо-западе бассейн продолжается в Карибское море.

Нижнемагдаленский бассейн, с одной стороны, представляет собой межгорную впадину в современной структуре Андийского горно-складчатого пояса, с другой – занимает то же положение, что и Калимантан-Сулавесский, Саравакский, Иривадийский и Андаманский бассейны, т.е. может быть отнесен к рифтовой впадине в тылу раскрывающегося окраинного Карибского моря. Сочетание этих признаков обусловило высокий нефтегазоносный потенциал этого бассейна.

Осадочный бассейн выполнен кайнозойскими, в меньшей степени, меловыми морскими отложениями мощностью до 5 км, залегающими на размытой поверхности верхнепалеозойского складчатого основания, а на северо-востоке – на древних кристаллических породах. Меловые отложения развиты только на западе и юго-западе бассейна, в остальной его части палеогеновые образования залегают непосредственно на фундаменте. Бассейн состоит из двух впадин: западной – Сину-Ураба и восточной – Магдаленской. Рассматривается в основном последняя впадина, т.к. она примыкает к акватории. В бассейне выявлено около 30 месторождений нефти, газа и газоконденсата, почти все они находятся на суше, залежи представлены терригенными и карбонатными породами миоценового и олигоценного возраста. Примечательно, что чем севернее находится месторождение, тем оно крупнее. Нужно также сказать, что на севере бассейна и в акватории открываются пока только газовые или газоконденсатные месторождения. В пределах акватории известно три газовых месторождения. Одно – Картахена, на западе бассейна, другое – континентально-морское Больена (на суше) и Чучупа (морское), относящиеся к единой структуре. Месторождение находится на южном шельфе бассейна с залежами в песчаниках миоцена, оценено с общим извлекаемым запасом в 64 млрд м³. Третье газовое месторождение, Орка, открыто в 2014 г. в блоке Тайрона, в 40 км от Ла Гуахира, Колумбия. Это первое открытие в Колумбии глубоководного месторождения, глубина скважины 4240 м при глубине Карибского моря 624 м [24]. Залежь газа обнаружена на глубине 3600 м. Общие извлекаемые запасы нефти и газа Колумбии на 01.01.16 г. составляют соответственно 335 млн т и 180 млрд м³. Добыча нефти на 01.01.16 г. составила 35 млн т, газа – 10.1 млрд м³.

Бассейн на Центрально-Американском перешейке. Следующим крупным тектоническим элементом в Карибском регионе является **Никарагуанское поднятие**. Это поднятие является непосредственным северо-восточным продолжением

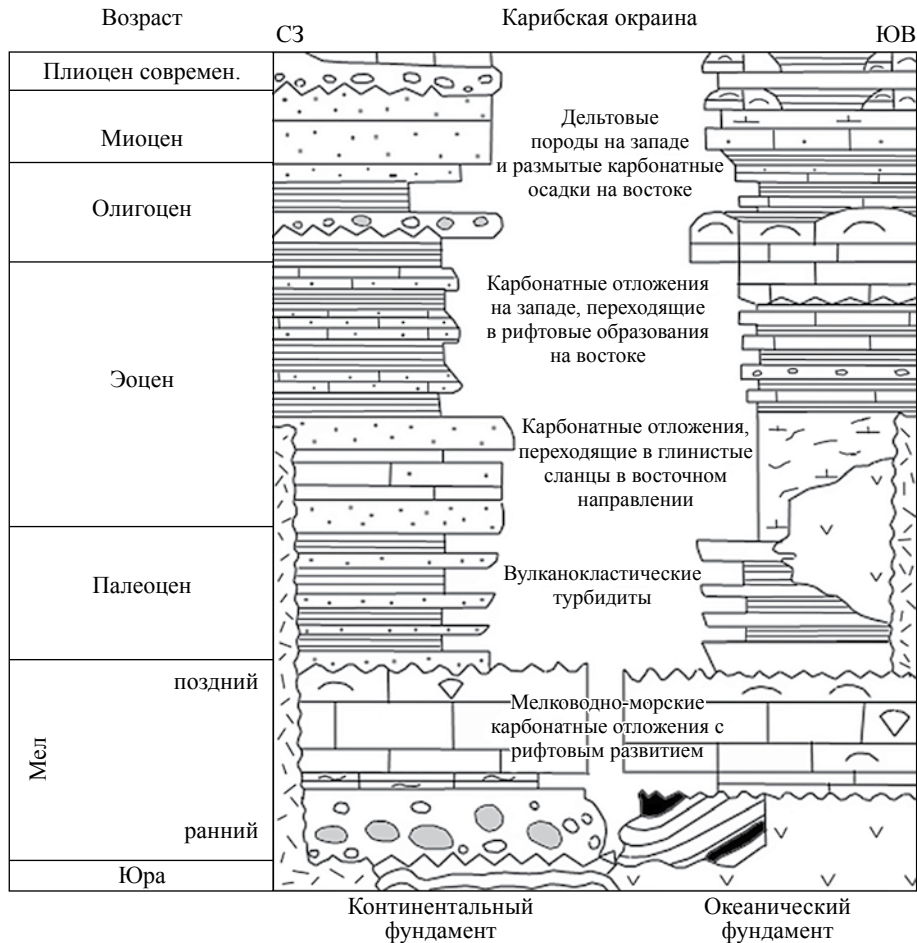


Рис. 6. Сводный стратиграфический разрез Карибской части континентальной окраины Никарагуа [14].

Центральноамериканского древнего массива и представляет собой выступ шельфа, достигающий на северо-востоке юго-восточного продолжения зоны разломов, пересекающей желоб Кайман на $82-83^\circ$ з.д. и уходящей на север через Юкатанскую впадину к западной оконечности Кубы и Юкатанскому проливу [6]. Банка Розалинда и, с меньшей вероятностью, банка Педро с более мелкими впадинами к югу от них могут составлять отсеченное этими разломами продолжение Никарагуанского выступа (рис. 1). Ямайка вместе с Никарагуанским поднятием составляет топографический барьер, разделяющий желоб Кайман и Колумбийскую впадину [6].

На континентальной окраине Никарагуа со стороны Карибского моря наиболее известным является, **возможно, нефтегазоносный бассейн Мискито**. Осадочный чехол бассейна представлен толщей мощностью 4–10 км. Разрез отложений представлен от меловых до третичных образований включительно. В северо-западном районе осадочный разрез покоится на континентальном фундаменте, который представлен

домезозойскими метаморфическими породами и ранне-меловыми плутоно-гранитами. В центральных и юго-восточных районах бассейна разрез осадков покоится на фундаменте океанического типа (рис. 6) [12, 13].

Тектонику бассейна по существу контролируют два крупных поперечных разлома, протягивающиеся к западу от банок Педро и Розалинда на Карибском шельфе Никарагуа и образованных в раннетретичное время. Взаимодействие этих двух разломов в раннем эоцене привело к образованию серии эшелонированных горстов и грабенных, имеющих северо-восточно – юго-западное простирание.

Поисково-разведочные работы на континентальной окраине Никарагуа со стороны Карибского моря проводились в 1955–1978 гг. В результате этих работ проведено 25 тыс. км сейсмических профилирований, пробурено 24 скважины на акватории и 2 скважины на суше. Около 10 скважин дали хорошие признаки нефти и газа с непродолжительным дебитом нефти 48 т /сут.,

удельным весом 0.8984 г/см³ в скважине Перла-1. Далее работы проводились в 1987 г. и затем в 1991, 1998, а в 1999 г. все эти работы были обобщены. Результаты полученных исследований привели к целому ряду выводов. Отмечается, что генерация углеводородов на континентальной окраине Карибского моря в Никарагуа доказана присутствием нефти и газа в тестируемых скважинах, а также геохимическими анализами, проведенными с образцами кернов, полученных при бурении скважин, и анализами образцов, отобранных на обнажениях. Меловые и нижнеэоценовые отложения считаются наилучшими источниками материнских пород. Анализ образцов меловых черных сланцев на обнажениях в округе Сиуна, на северо-востоке Никарагуа, показал, что образцы также являются прекрасными зрелыми материнскими породами. Химический анализ пород показал, что сапропелевая часть керогена выше 77%. Это значит, что меловые черные сланцы могут стать материнскими породами в бассейне Мискито.

Коллекторами в бассейне Мискито являются как терригенные, так и карбонатные отложения. Олигоцен-миоценовые песчаные коллектора пористостью около 25% имеют мощность 600–1000 м. Отложения этого же возраста на востоке представлены уже карбонатными породами пористостью около 20%, а в известняках олигоцена пористость уменьшается до 10%. Мощность коллекторов эоценового возраста – порядка 200–300 м. Меловые отложения присутствуют в центральных и северных регионах Никарагуа, здесь мощность меловых отложений достигает 1000 м. Перспективы нефтегазоносности бассейна Мискито очень велики, учитывая результаты анализов исследованных работ.

Бассейны Антильских островных дуг. Следующей крупной структурой в пределах Карибского региона является **Антильская островная дуга**. Она распадается на сегменты: обладающий в основном широтным простиранием, сегмент Больших Антиль на севере и поперечную дугообразную цепь островов на востоке – сегмент Малых Восточных Антиль. Эти сегменты довольно существенно отличаются по своему геологическому строению и истории, а также современному эндогенному режиму.

Сегмент Больших Антиль охватывает Большие Антильские острова и сопряженные с ними внутренние глубоководные впадины и, вероятно, заложился в позднюрско-раннемеловое время на гетерогенном основании: в западной части – на Юкатано-Багамской плите, а на востоке – на ложе океана. Так, на западе (Куба, Гаити – Эспаньола) фундамент метаморфический, возраст которого не моложе нижней-средней юры, а на востоке, в Пуэрто-Рико и Виргинских островах, этого

фундамента не существует и верхняя юра – нижний мел залегают непосредственно на несколько видоизмененной океанической коре [7].

Малые Антилы отделены от Больших Антиль сложной системой разрывов пролива Анегада. В северной части Малые Антилы состоят из двух параллельных цепочек островов – внешней невулканической – известковой и внутренней, молодой вулканической. Разница в истории развития “Известковых” и “Вулканических” Антиль заключается в том, что в пределах последних накапливались отложения большой мощности и не прекращается вулканическая деятельность вплоть до настоящего времени. Южнее остается только первая гряда, которая протягивается до острова Гренада. Исключение составляет невулканический остров Барбадос, выдвинутый далеко к востоку по отношению к основной дуге [6].

В пределах Антильских островных дуг выявлено множество осадочных бассейнов, однако здесь мы рассмотрим только значимые нефтегазоносные или возможно нефтегазоносные бассейны, остальные в этом отношении могут быть проблематичными и подробно не анализируются.

Сегмент Больших Антильских дуг пересекает антиклинорий острова Куба. Здесь выделяется несколько нефтегазоносных, потенциально и возможно нефтегазоносных бассейнов как на северном, так и на южном склонах антиклинория. На северном склоне нефтегазоносными бассейнами являются Северо-Кубинский и Центральнo-Кубинский. Упомянутые бассейны принадлежат к складчатому борту Кубинско-Багамского краевого прогиба, также как Предпинарский потенциально нефтегазоносный бассейн и, возможно, нефтегазоносные бассейны: Уверо, Морон, Нуэвита, Пуэрто Падре, Мерседес, Калифорния и Нипе. Вдоль южного склона Кубинского антиклинория простираются целый ряд возможно нефтегазоносных бассейнов как: Южно-Кубинский, Батабаньо, Кочинос, Лос Паласьос, Кауто и Гуантанамо (рис. 7) [18].

Северо-Кубинский нефтегазоносный бассейн занимает северную часть острова Куба и прилегающую акваторию. Бассейн образован толщиной третичных и меловых образований мощностью 1500–6800 м. Осадочный разрез третичного времени представлен преимущественно терригенно-карбонатными породами, а мелового – в основном карбонатными образованиями. Состав продуктивных толщ представлен нижнеэоценовыми и верхнемеловыми серпентинитами, туфами, песчаниками и известняками. Мощность продуктивной толщи колеблется от 30 м на месторождениях Бока-Харуко и Гуанаба до 960 м на месторождениях Санта-Мария и Гуанаба. Залежи в основном

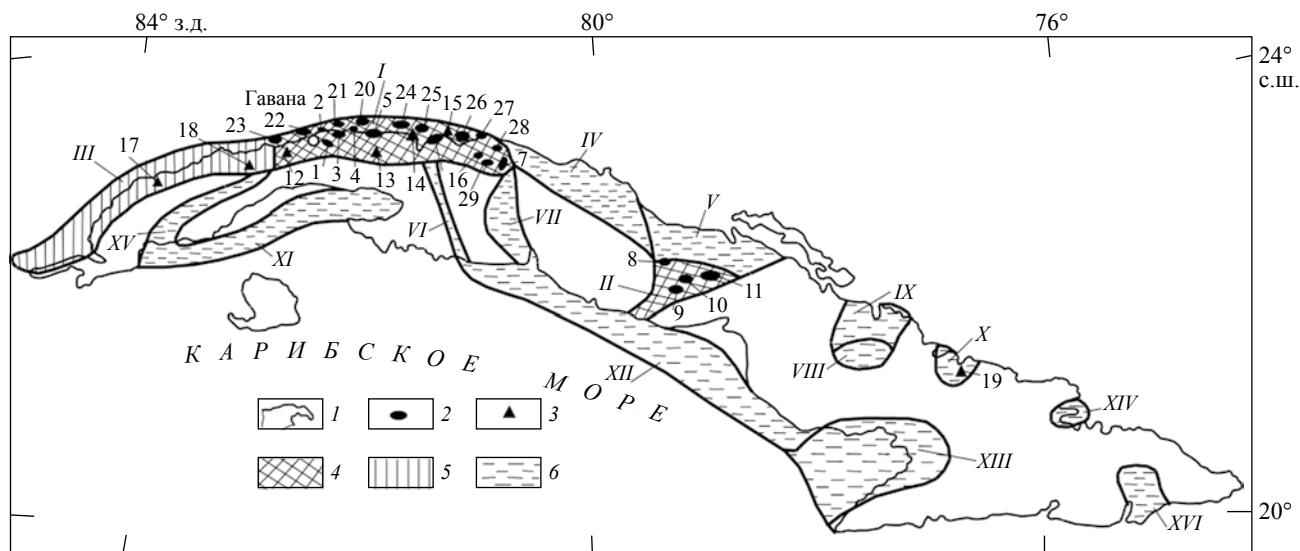


Рис. 7. Схематическая карта нефтегазоносности острова Куба составлена авторами по материалам [4, 18, 28]. I – границы бассейнов, 2 – нефтяные месторождения, 3 – скважины, давшие притоки нефти, 4 – нефтегазоносные бассейны, 5 – потенциальные нефтегазоносные бассейны, 6 – возможно нефтегазоносные бассейны. Римские цифры на карте – названия бассейнов: I – Северо-Кубинский, II – Центрально-Кубинский, III – Предпинарский, IV – Уверо, V – Морон, VI – Кочинос, VII – Мерседес, VIII – Калифорния, IX – Нуэвитас, X – Пуэрто-Падре, XI – Батабаньо, XII – Южно-Кубинский, XIII – Кауто, XIV – Нипе, XV – Лоспаласьос, XVI – Гуантанамо. Цифры на карте названия месторождений и скважин: 1 – Бакуранао-Крус-Верде, 2 – Санта-Мария, 3 – Гуанабо-Пеньяс-Альгас, 4 – Виа-Бланка, 5 – Бока-Харуко, 6 – Камариока, 7 – Варадеро, 8 – Харауэка, 9 – Католина, 10 – Хатибонико, 11 – Кристалес, 12 – Мартин-Меса, 13 – Мадруга, 14 – Юмури скв., 15 – Чапелин, 16 – Марти, 17 – Малас-Агуса, 18 – Пачеко, 19 – Пуэрто-Падре, 20 – Синта-Круз, 21 – Бока де Хуруко, 22 – Гуанабо море, 23 – Тарара, 24 – Пуэрто-Эскандидо, 25 – Канаси, 26 – Юмури м-ние, 27 – Себаруко/ Фаустино, 28 – Ла Луз, 29 – Мантанзас.

многопластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированные. Структурная форма месторождения – это горст-антиклинали, брахи-антиклинали, осложненные поперечными и продольными разломами.

Первое месторождение нефти Бакуранао в этом бассейне было открыто в 1864 г., затем неравномерные поисково-разведочные работы проводились несколько раз с перерывами в 20–25 лет и последняя активизация поисково-разведочных работ началась в 1999 году. В результате последних работ в этом бассейне был открыт целый ряд месторождений с тяжелой нефтью, но с низким содержанием серы. Все 10 открытых месторождений в последнее время располагаются вдоль северного побережья бассейна, 8 из которых в пределах акватории (Санта-Круз, Бока де Хурико, Тарара, Гуанабо морское, Канаси, Пуэрто-Эскандидо, Юмури, Себаруко/Фаустино), а 2 там же на севере, но в пределах суши (Ла Луз и Мантанзас). Месторождение Санта-Круз открыто в 2004 г., оно находится в 33 милях восточнее Гаваны, в пределах акватории. Месторождение представлено тремя залежами в нижнем эоцене и верхнем мелу, удельный вес нефти 0.9465 г/см^3 , содержание серы

5%, дебит скважины в сутки 178 т нефти, запасы оценены в 13.7 млн т. Нефтяные месторождения Тарара и Гуанабо морское были открыты в 2005 г., месторождение Мантанзас в 2006 г. [28]. Всего в Северо-Кубинском бассейне на сегодня насчитывается порядка 25 месторождений углеводородов, которые по категорий запасов оцениваются как мелкие (рис. 7).

Центрально-Кубинский нефтегазоносный бассейн занимает центральную часть антиклинория и представляет собой поперечный грабен в антиклинории (рис. 7). Осадочный чехол бассейна мощностью 5740–8655 м покоится на базальном комплексе метаморфических сланцев палеозой-юрского возраста мощностью более 100 м. Далее разрез представлен отложениями мелового – миоценового возраста. Меловые образования состоят из туфов, туфогенных песчаников и алевролитов, глинистых сланцев, туфолав и туфобрекчий. Общая мощность меловой толщи – около 3800–5250 м. Третичные породы представлены в бассейне песчаниками, алевролитами, глинами, мергелями, известняками и конгломератами общей мощностью 1940–3405 м. В бассейне открыто 5 нефтяных месторождений – Норт-Кристалес,

Саус-Кристалес, Каталина, Хатибонико, Харауэка (рис. 7). Продуктивный горизонт находится преимущественно в верхнемеловых и нижнеэоценовых песчаниках, известняках и трещиноватых серпентинитах на глубине от 320 м на месторождении Хатибонико (в нижнем эоцене), до 2830 м – на месторождении Каталина в верхнем мелу. Мощность продуктивной толщи колеблется от 150 м на месторождениях Норт-Кристалес и Каталина до 650 м на месторождении Саус-Кристалес. Залежи многопластовые, сводовые, тектонически и литологически экранированы, с пористостью коллекторов от 10–12% на месторождениях Норт-Кристалес и Каталина до 19–25% на месторождениях Хатибонико, Саус-Кристалес, Каталина. По категории запасов месторождения на Кубе оценены от мелкого до среднего. На начало 2016 г. общие запасы нефти на Кубе оцениваются около 170 млн т, газа 70 млрд м³.

Бассейн Азуа. На юго-востоке от острова Куба расположен остров Гаити или Эспаньола. Он разделен на две части: 2/3 территории в восточной части острова занимает Доминиканская Республика, в западной части находится Республика Гаити. На территории Доминиканской Республики выделяются два осадочных бассейна: Сан-Педро на востоке и высокоперспективный бассейн Азуа на западе. Бассейн Азуа расположен в южной части острова, площадью в 160 тыс. га, в пределах суши и продолжается в акватории залива Окоа. Основные поисково-разведочные работы в бассейне Азуа сосредоточены на нефтяных месторождениях Малено и Хигерито, являющихся высококоммерческими, а также на антиклинали Окоа Бей в одноименном заливе.

Бассейн Азуа представлен низменной прибрежной равниной. На северо-западе бассейн отделяется от смежного бассейна Сан-Хуан, на территории государства Гаити, вулканическим плиоценовым сооружением [21, 25]. На северо-восточной окраине бассейна находятся вулканические поля. Общая мощность осадочного разреза в пределах акватории бассейна 5.2–6.1 км. В центре бассейна, по данным аэромагнитной съемки, эта толща покоится на фундаменте Карибских базальтов позднемелового возраста. Самые древние отложения, которые были исследованы в пределах бассейна Азуа, – среднемиоценовые рифы и глубоководные морские известняки формации Сомбрерито (рис. 8). Анализ образцов нефти из месторождений Малено и Хигерито и образца керна с мальтой, взятого близ Плайя де Монте Рио на берегу залива Окоа, указывает на наличие двух материнских пород в бассейне Азуа, представленных миоценовыми карбонатными образованиями и позднемеловыми радиоляриевыми известняками. Коллекторами на месторождениях

Малено и Хигерито, кроме известняков Сомбрерито, также являются песчаники формации Тринчера средне-позднемиоценового возраста. Генезис этих песчаников – потоки рыхлых отложений (debris flow) и/или турбидитовые потоки. Мощность этих песчаников на месторождении Малено колеблется от 5–28 м в одних скважинах до 6–61 м в других [21]. Первая скважина в Доминиканской Республике была пробурена в 1904 г. близ Хигерито на глубине 277 м, получены сипы нефти и в течение недели дебит нефти составлял по 55 т/сут. Всего за период 1939–1960 гг. пробурено 44 скважины, все скважины показали признаки нефти и газа. Самая глубокая скважина, в которой были выявлены многочисленные признаки газа была пробурена до глубины 3049 м. В 1969 г. были проведены сейсмические исследования в акватории залива Окоа, которые обнаружили крупную антиклинальную складку Окоа Бей. Антиклиналь Окоа Бей протягивается с востока-северо-востока на запад-юго-запад. Длина антиклинали Окоа Бей 16 км, сама структура расположена на глубине 1000 м при глубине залива 43 м. На структуре не проводилось бурение. Судя по сейсмическим данным, антиклиналь представлена рифовыми образованиями среднего миоцена. Материнскими породами на структуре Окоа Бей считаются миоценовые образования. Коллектора представлены среднемиоценовыми известняками формации Сомбрерито с высокой степенью трещиноватости. Запасы извлекаемой нефти бассейна оценены в 41 млн т [25].

Замыкает сегмент Больших Антильских островов на востоке **Пуэрто-Риканский осадочный бассейн**, расположенный на шельфе, где мощность кайнозойских отложений достигает до 7 км. Бассейн обладает плоским дном и крутыми склонами, он представляет собой скорее всего грабен. Бассейн образовался и продолжает ныне развиваться в сложных геодинамических условиях, меняющихся как по его простиранию, так и от поверхности в глубину и во времени. На острове в образцах обнажений найдены позднемеловые отложения, представляющие материнские породы. Здесь известно одно нефтяное месторождение. По данным Геологической службы США в Пуэрто-Риканском бассейне возможно открытие запасов нефти около 3 млн т, а газа 7 млрд м³ [32].

В сегменте Малых Антильских дуг также много осадочных бассейнов, но мало перспективных для поисков углеводородов из-за небольшой мощности осадков, залегающих горизонтально, и, вероятно, отсутствия в них покрывающих. Поэтому будут рассмотрены только бассейны, потенциально перспективные на нефть и газ.


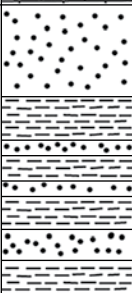

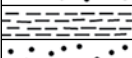



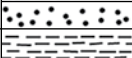

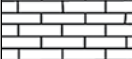

| Возраст | Формации | Литология | Глубина, м | Описание литологии |
|--------------|----------------------|---|------------|---------------------------------|
| Четвертичный | Окоа Бей |  | 150 | Морское дно Рифы |
| | |  | | |
| Плиоцен | Аройо Бланко |  | 300 | Песчаники и глинистые сланцы |
| | |  | 450 | |
| | |  | 600 | |
| Миоцен | Тринчера Куйта Кораз |  | 750 | Песчаники и глинистые сланцы |
| | |  | 900 | |
| | |  | 1050 | |
| Миоцен | Сомбрерито |  | 1050 | Глинистые сланцы |
| | |  | 1200 | |
| | |  | 1350 | Рифовые образования |

Рис. 8. Схема стратиграфического разреза бассейна Азуа [25].

Внутри дуговой области Малых Антиль, на севере, выделяется осадочный бассейн **Банки Саба**. Эта мелководная карбонатная платформа площадью 2200 км расположена на северо-западе Карибского моря и около 140 км восток-юго-восточнее острова Санта-Крус, Виргинские острова США. Площадь бассейна покрыта около 4300 км сейсмических профилей, здесь также проведена гравиметрия, в результате установлено наличие мощной толщи осадков мелового возраста. В бассейне пробурены две скважины: Саба-1 и Саба-2 до глубин 2974.7 и 4231 м соответственно, однако обе скважины были заброшены, т.к. считались сухими, хотя в них и были признаки газа. Геохимические анализы кернов двух пробуренных скважин подтверждают наличие меловых дельтовых материнских пород. Присутствие углеводородов

в эоцене свидетельствует об их до-эоценовом происхождении. В этих скважинах встречена также толща третичных осадков, состоящих из карбонатных и кластических отложений, перекрытых андезитами. По аэромагнитным данным, фундамент залегает на глубине 6100–6700 м под дном моря [8]. Пробуренные скважины Саба-1 и Саба-2 на юго-востоке бассейна, указывают на углеводородный потенциал в среднетретичных рифовых отложениях. Рифовая толща мощностью в 934 м содержит несколько горизонтов пористых и проницаемых карбонатных образований с общей мощностью продуктивной толщи до 30 м. Единственным углеводородным индикатором являются признаки газа в них. Потенциальные запасы углеводородов в осадочном бассейне Банка Саба оценены достаточно высоко до 68.5 млн т [8].

Гренадский осадочный бассейн, занимающий пространство между хребтом Авес и островной дугой Малых Антил, меридионально вытянут параллельно ограничивающим его поднятиям. Молодые, вероятно, плиоцен-четвертичные осадки, заполняющие бассейн, залегают горизонтально и несогласно перекрывают более древние отложения, слагающие хребет Авес и Малые Антилы. Общая мощность осадочного выполнения бассейна 9 км.

Юго-восточнее от Гренадского бассейна выделяется **Барбадос-Тобагский осадочный бассейн**. Он расположен между северным антиклинорием Малых Антил и южным Карибским антиклинорием (острова Ла-Тортура, Маргарита и Тобаго). Мощность осадочной толщи бассейна достигает 5–10 км, он сложен глинисто-карбонатными образованиями кайнозойского возраста (начиная с эоцена). В пределах бассейна открыты небольшие месторождения нефти и газа с залежами в эоценовых и нижнеолигоценых песчаниках на глубине 750–1830 м. Два последних бассейна мало изучены, однако перспективы нефтегазоносности оцениваются достаточно высоко.

Заключение. Основываясь на изложенных материалах, можно отметить, что рассматриваемые данные о строении Карибского региона свидетельствуют о крайне нестабильном состоянии земной коры этой межконтинентальной и одновременно межокеанической области. Здесь выделяется несколько этапов формирования земной коры, в течение которых шел процесс распада блоков континентальной коры, формирование глубоких впадин с океаническим типом земной коры и, наконец, формирование вновь континентальной коры в районах островных дуг. Определенную и, вероятно, существенную роль в процессе океанизации играло рифтообразование. Однако разные структурные элементы этой области находятся на разных стадиях развития.

Решающим фактором при поисково-разведочных работах на нефть и газ в бассейнах Карибского региона является необходимость учета времени прогибания и образования этих бассейнов, которое происходило в кайнозой и позднем мезозой. Это обстоятельство, подразумевает, что генерация, миграция и аккумуляция углеводородов в крупных объемах не могли происходить до упомянутого выше времени. При наличии в глубоководных впадинах достаточно мощного осадочного выполнения в них может происходить нефтеобразование в результате гидрогенезации органического вещества осадочных пород глубинным водородом, мигрирующим к земной поверхности в рифтовых зонах, к которым в Карибском регионе приурочены крупнейшие и гигантские

нефтяные месторождения мира, как месторождение Боливар. Наиболее перспективной для поисков нефти и газа является Колумбийская впадина, особенно ее южная часть. В Колумбийской впадине, на южном шельфе которого уже открыто несколько газовых месторождений в миоценовых отложениях, наиболее перспективна ее юго-западная часть, находящаяся в рифтовой зоне залива Ураба. В Венесуэльской впадине малоперспективные, возможно, нефтегазоносные бассейны располагаются на ее северной и восточной окраинах. Основные перспективы восточной части Карибского моря связаны с его южной окраиной, в шельфовой зоне которой находятся нефтегазоносные бассейны Токуйо-Бонайре, Туй-Кариока, Маргарита, залива Пария и Барбадос-Тобагский. Остальные глубоководные впадины Карибского моря малоперспективны для поисков углеводородов из-за небольшой мощности осадков, залегающих горизонтально и, вероятно, отсутствия в них флюидоупоров.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Высоцкий И.В., Оленин В.Б., Высоцкий В.И.* Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. М.: Недра, 1981. 479 с.
2. *Геодекан А.А., Забанбарк А.* Геология и размещение нефтегазовых ресурсов в Мировом океане. М.: Наука, 1985. 190 с.
3. *Ирдли А.Д.* Тектоническая связь Северной и Южной Америки // Вопросы современной зарубежной тектоники. М.: ИЛ, 1960. С. 345–432.
4. *Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Книга первая. Европа, Северная и Центральная Америка / Под ред. Высоцкого И.В.* М.: Недра, 1976. 600 с.
5. *Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Книга вторая. Южная Америка. Африка. Ближний и Средний Восток. Южная Азия. Центральная Азия и Дальний Восток. Юго-Восточная Азия и Океания. Австралия и Новая Зеландия / Под ред. Высоцкого И.В.* М.: Недра, 1976. 480 с.
6. *Хаин В.Е.* Основные этапы геологического развития Мексикано-Карибского региона // Тр. ИО АН СССР. 1975. Т. 100. С. 25–68.
7. *Чехович В.Д.* К тектонике Карибского бассейна // Геотектоника. 1965. № 6. С. 35–47.
8. *Allison K.R., Church R.E.* Caribbean's Saba bank area // Oil and Gas J. 2000. V. 98. № 40. P. 46–52.
9. *Appraisal results spur Perla development // Oil and Gas J. 2010. V. 108. № 14. P. 8.*

10. BHP Billiton awarded deepwater blocks // Oil and Gas J. 2012. V. 110. Dec. 17. P. 11.
11. Giant Perla field flows gas off Venezuela // Oil and Gas J. 2015. V. 113. July 13. P. 10.
12. *Darce M., Baca D., Duarte M. et al.* Nicaragua-1. New concepts point toward oil, gas potential in Nicaragua // Oil and Gas J. 2000. V. 98. № 6. P. 69–73.
13. *Darce M., Baca D., Duarte M. et al.* Nicaragua-2. New law, seismic information smooth Nicaragua licensing // Oil and Gas J. 2000. V. 98. № 7. P. 72–74.
14. Gas development starting at La Vela, Venezuela // Oil and Gas J. 2004. V. 102. № 26. P. 39–40.
15. *Hess H.H.* Investigaciones geofisicas y geologicas en la region del Caribe // Bol. As. Venez. Geol. Min. Petr. 1948. T. 2. № 1. P. 4–10.
16. Initial reports on the Deep sea drilling project. Wash. (D.C.). 1972–1974. Leg 15. Sites 146–154. 1975–1983. Leg 77. Sites 535–540. 1986. Leg 102. Sites 626–636. 1990. Leg 110. Sites 671–676. 1991. Leg 111. Sites 677–678. 1992. Leg 137. Sites 504. 1996. Leg 148. Sites 896.
17. *Keith J.H.* The Caribbean ocean plateau // Geoscience Canada. 2013. V. 40. P. 3–9.
18. Large oil discovery reported on North Cuba heavy oil belt // Oil and Gas J. 2005. V. 103. № 2. P. 31.
19. *Leaky K., Lawrence S., Thrift J.* Caribbean source rocks may point toward buried treasure // Oil and Gas J. 2004. V. 102. № 8. P. 35–39.
20. LGO to log first Goudron redevelopment well // Oil and Gas J. 2014. V. 112. May 19. P. 13.
21. *Mann P., Draper G., Lewis J.* Geologic and tectonic development of the North America-Caribbean plate boundary in Hispaniola/ GSA Special paper. 1991. 262 p.
22. Perla gas in place hiked to more than 16 tcf // Oil and Gas J. 2011. V. 109. March 7. P. 10.
23. *Petzet A.* Orinoco's recoverable figure 513 billion bbl USGS says (Venezuela) // Oil and Gas J. 2010. V. 108. № 6 P. 36.
24. Petrobras makes gas find in Colombian Caribbean // Oil and Gas J. 2014. V. 112. Dec. 8. P. 10.
25. *Pierce S.E.* Oil signs alluring, but commercial find still elusive in Dominican Republic // Oil and Gas J. 2002. V. 100. № 12. P. 40–45.
26. *Pindell J., Kennan L., Stanek K. et al.* Foundations of Gulf of Mexico and Caribbean evolution eight controversies resolved // Geologica Acta. 2006. V. 4. № 1–2. P. 303–341.
27. *Pindell J., Kennan L.* Kinematic evolution of the Gulf of Mexico and Caribbean. Depart. Earth Science, Rice. University, Houston, Texas, USA. 2001. 59 p.
28. *Rach N.M.* Drilling fleet active in the Gulf of Mexico and Caribbean // Oil and Gas J. 2004. V. 102. № 27. P. 33–37.
29. *Raffie H., Bertrand W., Dawe R.* More than 1 billion bbl of heavy oil remain onshore (Trinidad) // Oil and Gas J. 2011. V. 109. Sept. 5. P. 62–69.
30. Repsol reports oil discovery east of Trinidad and Tobago // Oil and Gas J. 2014. V. 112. July 14. P. 10.
31. Repsol YPF confirms large gas find off Venezuela // Oil and Gas J. 2009. V. 107. № 36. P. 37–31.
32. USGS updates resource estimate for Puerto-Rico // Oil and Gas J. 2013. V. 111. Dec. 9. P. 10.
33. Venezuela to explore marine basins for gas lighter crude // Oil and Gas J. 2001. V. 99. № 38. P. 37.
34. *Williams C.* BPTT adds to reserves at Angel in off-shore Trinidad and Tobago // Oil and Gas J. 2014. V. 112. March 2. P. 24–26.

Structural Features and Oil and Gas Bearing Resource Potential of the Caribbean Region

A. Zabanbark, L. I. Lobkovsky

The structure of the Caribbean region evidences about extremely unstable condition of the terrestrial crust of this intercontinental and simultaneously interoceanic territory. In the recent geological epoch the Caribbean region is presented by series of structure elements the principal of which are deepwater suboceanic depressions of Venezuelan and Colombian, Nicaraguan rise and setting the Caribbean sea at the north and east the Greater and Lesser Antilles. There are 63 sedimentary basins in all territory of the Caribbean region. But only Venezuelan and Colombian depressions, as well as the Miskito basin in Nicaragua, northern and eastern shelves of Antilles basins are perspective in oil and gas bearing. In Colombian depression mainly perspective is its south-western part has been in rift zone of Uraba bay. In Venezuelan depression not enough perspective possible oil and gas bearing basins assumed on its northern and eastern margins. The principal potential of the eastern part of the Caribbean region are connected with its southern margins, at the shelf zone of which has been oil and gas bearing basins of Tokuyo-Bonayre, Tuy-Carioco, Margarita, Paria Bay, Barbados-Tobago and Grenada. The rest of deepwater depressions of the Caribbean sea are not enough perspective for hydrocarbon researches, because it has a little thick deposits, flat bedding and possibly absence of seals in its.