

УДК 553.98:336

Ю.Б. Силантьев, Т.О. Халошина

## Углеводородные системы осадочных бассейнов Латинской Америки

Первые месторождения углеводородного сырья (нефти) в Латинской Америке были открыты в Перу в середине XIX в.: Сорритос (1863 г.) и Ла-Бреа-Париньяс (1868 г.). Затем были выявлены месторождения в северной части континента – в бассейне Маракайбо (1914 г.), который на долгие годы стал основным нефтегазодобывающим центром Латинской Америки. Планомерные геологоразведочные работы (ГРП) в регионе (исключая Мексику) начаты в годы Второй мировой войны. К этому времени в регионе было открыто около 100 месторождений, локализованных преимущественно в уникальной зоне Боливар.

В послевоенные годы открыты первые месторождения в Бразилии (Средне-Амазонский бассейн) и Чили (Магелланов бассейн), в 1960-х гг. доказана промышленная нефтегазоносность Восточной Колумбии (Льянос), Эквадора, амазонской части Перу. Первые месторождения нефти на прилегающей акватории континента выявлены в 1955 г. на тихоокеанском шельфе (Литораль, Перу) и в 1968 г. на атлантическом шельфе (Гурисема, Бразилия). В настоящее время на бразильском шельфе сформирован новый региональный центр нефтедобычи, связанный с освоением углеводородного потенциала глубоководных месторождений (Марлин, Альбакора и др.) в основном за счет применения инновационных глубоководных геотехнологий.

В Латинской Америке в настоящее время известно более 30 нефтегазоносных бассейнов (НГБ) (рядом исследователей выделяется до 60 НГБ), большая часть (90 %) которых связана с южноамериканским континентом. В пределах Латинской Америки (без Мексики) промышленной нефтегазоносностью характеризуются более 20 бассейнов (рисунок) [1]. Общая площадь НГБ превышает 8,1 млн км<sup>2</sup>, в том числе 2,0 млн км<sup>2</sup> в акватории. Подавляющая часть разведанных запасов углеводородного сырья сконцентрирована в 4 нефтегазоносных бассейнах: Маракайбо и Оринокском (Восточно-Венесуэльском) на севере, Сантос и Кампос на востоке. Нефтегазоносность этих бассейнов связана с кайнозойскими и мезозойскими отложениями.

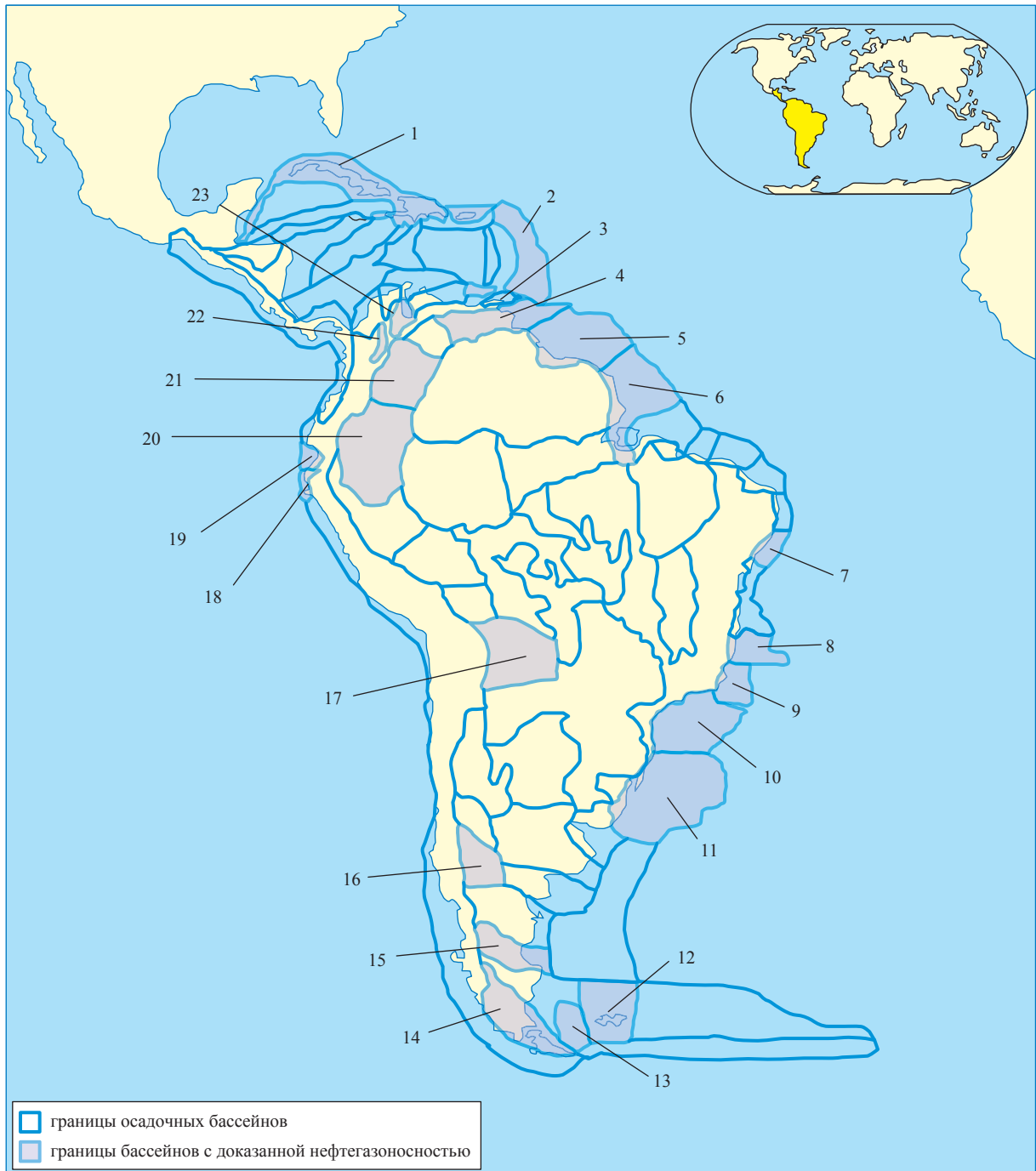
**НГБ Маракайбо** находится на территории Венесуэлы. Он приурочен к впадине между горными сооружениями Восточных Кордильер – Сьерра-де-Перихо на западе и Сьерра-де-Мерида на востоке. Собственно НГБ разделяется на 2 акваториальные впадины: лагуны Маракайбо (южная впадина) и Венесуэльского залива (северная впадина). Докембрийский фундамент НГБ залегает на глубине более 12 км [2]. Промышленная нефтегазоносность установлена в 1914 г. (месторождение Мене-Гранде). В настоящее время в пределах НГБ открыто более 80 месторождений нефти и газа. Из них 5 нефтяных месторождений (Боливар, Ла-Пас, Лама, Ламар и Мене-Гранде) имеют запасы от 124 до 4770 млн т. Нефтеносные отложения – мел, эоцен, миоцен, олигоцен и плиоцен [1, 2].

Залежи углеводородов (УВ), преимущественно нефти, приурочены к интервалам глубин от 160 (свита боливар) до 4400 м (свита субукара), но в основном расположены в интервале 2500–3500 м. Пониженная газонасыщенность НГБ обусловлена интенсивной дислоцированностью его локальных поднятий разломами и надвигами, способствующих миграции мобильных УВ из залежей основных нефтегазоносных комплексов.

**Оринокский НГБ** находится в пределах Восточной Венесуэлы (между береговыми хребтами Карибской Кордильеры на севере и Гвианским щитом на юге), южной части о. Тринидад и примыкающей части атлантического шельфа. Промышленная

**Ключевые слова:**  
нефть,  
газ,  
углеводороды,  
запасы,  
нефтегазоносность,  
инвестиционный  
проект,  
Латинская Америка

**Keywords:**  
oil,  
gas,  
hydrocarbons,  
reserves,  
oil-and-gas-bearing  
capacity,  
investment project,  
Latin America.



### Нефтегазоносные бассейны Латинской Америки:

- 1 – Больших Антильских островов; 2 – Малых Антильских островов; 3 – впадины Тобаго;  
 4 – Восточно-Венесуэльский; 5 – Гайано-Суринамский; 6 – Фос де Амазонас; 7 – Серджире-Алагоас;  
 8 – Эспирито-Сантос; 9 – Кампос; 10 – Сантос; 11 – Пелотас; 12 – Фолклендское плато;  
 13 – Мальвинский; 14 – Магелланский; 15 – Сан-Джорджа; 16 – Неукен; 17 – Санта-Крус; 18 – Талара;  
 19 – Прогресо; 20 – Путумайо-Ориенте-Мараньон; 21 – Льянос; 22 – Среднемагдаленский;  
 23 – Маракайбо

добыча начата в 1911 г. вблизи асфальтового «озера» Гуанако.

По данным Геологической службы США (англ. United States Geological Survey, USGS), геологические запасы нефти оцениваются в 60–100 млрд т нефти, большая часть которых связана с битуминозным поясом Ориноко, газа – свыше 2 трлн м<sup>3</sup> (запасы растворенного газа – 1,5–7,4 трлн м<sup>3</sup>). В НГБ выявлено более 250 нефтяных и 19 газовых месторождений, в том числе на о. Тринидад – 70 нефтяных и 10 газовых. На западе бассейна открыты месторождения тяжелой нефти – Хунин и Карабобо.

**НГБ Сантос** приурочен к юго-восточной части Бразилии и прилегающей части акватории Южной Атлантики. Бассейн открыт в 2000 г. Продуктивные отложения выделяются на глубине 3000–6000 м и связаны с терригенно-карбонатными, в основном подсолевыми, образованиями юры, мела, палеогена и неогена. Выявленные залежи располагаются на глубоководном шельфе. В пределах НГБ выявлено более 10, главным образом нефтяных, месторождений: Кариока, Тупи, Юпитер, Пирарука и др. В целом ресурсы УВ оцениваются в 2–10 млрд т нефти и 1–3 трлн м<sup>3</sup> газа.

**НГБ Кампос** расположен большей частью в акватории Южной Атлантики с изобатами 80–2400 м. Промышленная нефтегазоносность бассейна установлена в 1974 г. (месторождение Гараупа). В последующем было выявлено более 40 месторождений нефти, в том числе Барракуда, Марлим, Альбакора, Ранкадор, Маршем Южный и др. Месторождения удалены на 50–140 км от берега. Продуктивные горизонты приурочены к турбидитам, трещиноватым базальтам, известнякам и т.п. Установленные запасы УВ составляют 1,1 млрд т нефти и конденсата и 101,5 млрд м<sup>3</sup> газа. Большая часть запасов была выявлена в период 1985–1997 гг.

Совокупность выявленных НГБ разбита на 6 тектонотипов, различающихся особенностями строения и нефтегазоносности:

- внутрикратонные (пострифтовые);
- перикратонные (краевой прогиб);
- коллизионные;
- межгорные;
- пелагенные;
- трансформные.

Первая группа – бассейны Амазонского мегапрогиба, включающего бассейны Верхнеама-

зонский (Путумайо-Ориенте-Мараньон), Среднеамазонский (Солимос), Преамазонский (Маражо-Баррейриньях), Мариньяо (Парнаиб), Парана и др. (И.В. Высоцкий, В.Б. Оленин и В.И. Высоцкий, 1981; в скобках указаны названия на 2012 г. по данным USGS). Бассейны имеют типично платформенный характер и отличаются преимущественно континентальным типом седиментации палеозойских пород, перекрытых мезозой-кайнозойскими отложениями, включающими морские образования, в том числе карбонаты и эвапориты [2]. В этой группе выделяются бассейны Пампа-Патагонской подгруппы, расположенные между зоной конвергенции Анд и дивергенции Южной Атлантики: Неукен, Сан-Джордж и Магальянас (Рио-Саладо). Эти бассейны приурочены к синеклизам и характеризуются конседиментационной структурой формирования осадочного чехла [1].

Группа перикратонных бассейнов седиментации объединяет бассейны платформенного склона субмеридиональной Предандской системы краевых прогибов. Частично эта группа формирует Преамазонский НГБ. Севернее расположены бассейны Льянос, Баринас-Апуре и Ориноко (Восточно-Венесуэльский). Южнее наиболее освоенными бассейнами являются Центрально-Предандийский (Санта-Круз), Упаями-Маморе и НГБ Магелланова пролива. Для них характерно асимметричное строение.

В коллизионную группу объединяются бассейны Тихоокеанского побережья, наиболее известным из которых является Гуаякильский. В этом бассейне открыто 28 месторождений – 27 нефтяных и 1 газовое (Амистад). К коллизионному типу НГБ следует отнести «внешние» бассейны Карибского региона: Барбадосскую акреционную призму и депоцентры седиментации «Большого» складчатого пояса Антиль, включающего Северо-Кубинский бассейн. Для такого типа НГБ характерно широкое развитие складчато-надвиговых структур.

Межгорные НГБ приурочены в основном к северной зоне виргации складчатых сооружений. Здесь выявлено 5 НГБ: Верхнемагдаленский, Среднемагдаленский, Нижнемагдаленский, Гуарья, Маракайбо.

Пелагенные бассейны приурочены к внутренней акватории Карибского моря, фундамент и осадочный чехол которого формировались в условиях тылового (задугового) рифтогенеза. Сравнительно молодой возраст этих НГБ определяет начальные этапы формирования

современных УВ-систем и невысокий генерационно-аккумуляционный потенциал.

Трансформные НГБ связаны с зонами субширотных трансформных разломов Южной Атлантики; они включают бассейны Фолклендского плато и Мальдивский бассейн. Вероятно, НГБ, приуроченный к Тобаскскому тропу Карибского мегабассейна, имеет трансформную природу.

Различия формирования НГБ Латинской Америки определяет разнообразие УВ-систем, в том числе неоднородность их генерационно-аккумуляционно-консервационных потенциалов. Это затрудняет проведение ресурсно-оценочных исследований, в результате чего оценки ресурсов нефти, газа и конденсата носят вероятностный характер [1].

Помимо степени освоения нефтегазового потенциала НГБ различаются особенностями геологического строения и формирования УВ-систем, т.е. онтогенеза УВ [2]. Кроме внутрикратонных УВ-систем южноамериканской части Гондванского палеоматерика выделяются 3 основные группы УВ-систем, связанные соответственно:

- с орогенезом Андского альпийского пояса, в том числе зоны конвергенции Тихоокеанской и Южноамериканской океанических плит;
- эволюцией Карибской плиты;
- спредингом южной части Атлантического океана.

**Андские бассейны** связаны с тектогенезом альпийского орогенного пояса в третичное время, который способствовал формированию складчато-надвиговых зон, обрамляющих кратонные блоки древней платформы. Нефтегазоносность УВ-систем этого субмеридионального пояса связана с нефтематеринскими породами доорогенного (доандийского) этажа, характеризующимися дивергентным режимом. Последующие компенсационные прогибания, в том числе в виде краевых прогибов, способствовали формированию субандийской системы НГБ: Магелланова, Сан-Джордж (Сан-Хорхе), Неукенского, Талары, Среднемагдаленского, Льянос и др.

В пределах *Магелланова* бассейна (Аргентина, Чили) выявлено более 90 небольших нефтяных и 70 газовых месторождений, приуроченных к резервуарам в мелководных морских отложениях позднеюрско-раннемеловой формации Спрингхилл. В более глубоководных

отложениях установлены также небольшие месторождения, приуроченные к турбидитам. В пределах складчато-надвигового пояса Анд выявлены три небольших месторождения газа. Схожие УВ-системы прогнозируются в пределах Мальвинского бассейна и Фолклендского плато.

Бассейн *Сан-Джорджа* (Аргентина) характеризуется наличием нефтегазоматеринских пород в озерных отложениях формации В-129. В бассейне Неукен (Аргентина) нефтегазоносность обусловлена наличием позднеюрско-раннемеловой нефтегазоматеринской толщи (НГМТ), приуроченной к формации Вака-Муэрто.

Перикратонный бассейн *Санта-Круз/Тарийа* (Аргентина, Парагвай, Боливия) характеризуется наличием девонской НГМТ-формации Монос-Макхарети, бассейн Путумайо-Ориенте-Мараньон (Перу, Бразилия) – мезокайнозойским выполнением и формированием в пределах складчато-надвигового обрамления древней платформы.

Бассейн *Талара* (Перу) сформировался в мел-третичное время и отличается наличием нескольких НГМТ:

- альбской формации Муэрто;
- кампанской толщи Редандо;
- эоценовой формации Сан-Кристабль.

Наличие нескольких очагов генерации УВ определяет сложность общей УВ-системы бассейна.

Бассейн *Прирено* (Эквадор, Перу) характеризуется наличием двух основных УВ-систем:

- олигоцен-миоценовой формации Кардалитос;
- мел-палеогеновой (Калентула).

Значительная часть ловушек связана с межгорными впадинами.

*Среднемагдаленский* бассейн (Колумбия) характерен наличием НГМТ – формации Ла-Луна – и локализацией в пределах субмеридиональной межгорной впадины. В восточной части Колумбии находится бассейн Льянос, нефтегазоносность которого определяется эквивалентом формации Ла-Луна, позднемеловой толщи, – формацией Гачета (Мирадор).

**НГБ Карибской плиты** формировались в условиях трансформации северной пассивной границы южноамериканского кратона в трансформно-коллизийную зону с формированием предгорных депрессионных структур, заполненных синорогенными кластогенами. Далее представлены соответствующие

описания (в порядке чередования бассейнов с запада на восток).

Бассейн *Маракайбо* (Колумбия, Венесуэла) характеризуется наличием НГМТ позднемелового возраста – формации Ла-Луна, формирование которой связано с эволюцией краевых прогибов, смежных орогенов и коллизией Карибской плиты. В юго-западной части бассейна обособляется суббассейн, в пределах которого развита угленасыщенная толща палеоценового возраста – формация Орокуе.

*Восточно-Венесуэльская* провинция включает суббассейны: Гаурико, Матурин и Колумбус. Нефтегазоносность первых двух связана с эквивалентом толщи Ла-Луна – формацией Куаренул. Бассейн Колумбус расположен восточнее о. Тринидад и охватывает дельту р. Ориноко и прилегающий шельф. На суше, в зоне сочленения с Гвианским щитом, южнее трансформно-коллизивной зоны в пределах провинции выделяется субширотная область битуминозных отложений Ориноко, связанных с отложениями позднего мела и третичных образований. В восточной части провинции выделяется бассейн Тобаго, приуроченный к одноименной впадине (трогу). Нефтегазоносность связана с терригенными третичными образованиями [3].

В пределах *Антильской дуги* развиты УВ-системы позднелюрско-неокомского возраста. Месторождения приурочены к складчатонадвиговым структурам Северной Кубы, ограниченным слабдеформированной карбонатной платформой Пагам.

Раскрытие Южной Атлантики привело к формированию **периокеанических бассейнов Южной Америки и Западной Африки**. Большая часть этих бассейнов характеризуется наличием схожих УВ-систем (присутствием эвапоритов) и месторождений, генетически связанных с рифтогенными, пострифтовыми процессами и седиментацией транзитноморских отложений, в частности с формированием терригенных клиноформ, в том числе авандельтовых, в результате лавинного осадконакопления.

*Гайано-Суринамский* бассейн (Гайана, Суринам): по данным ограниченных геологических исследований, характеризуется наличием нефтепроявлений, приуроченных к глинистым толщам, контролирующим развитие сеноман-туронской УВ-системы, с которой связаны залежи в меловых карбонатах,

прибрежных песчаниках и терригенных образованиях третичных турбидитов. Единственное месторождение Тамбсерджо выявлено в сухопутной части бассейна.

*Авандельтовый Амазонский* бассейн (Бразилия) характеризуется наличием мощной (до 10 км) неогеновой толщи, к которой приурочена НГМТ миоценового возраста. Бассейн слабо изучен: открыты единичные месторождения.

Бассейн *Сердждуре-Алагоас* (Бразилия) характеризуется наличием в неокомско-туронском разрезе трех НГМТ:

- формации Бара де Инуба (неоком-баррем);
- формации Ибура (апт);
- темных глин альб-туронского возраста.

Бассейн *Эспирито-Сантос* характеризуется наличием нескольких НГМТ, приуроченных к синрифтовым глинам баррема (формация Крикале), морским глинам апта (формация Маририку) и позднего мела (формация Урукутука).

Нефтегазоносность бассейна *Кампос* (Бразилия) связана с синрифтовым (подсолевым) комплексом Лагоа Фейя, представленным глинами и сеноман-туронской глинистой толщей. Основные резервуары приурочены к мелтретичным турбидитовым образованиям (месторождения Ронкадор, Марлим и Альбакора) и меловым карбонатам формации Макас.

Важнейшими НГМТ бассейна *Сантос* (Бразилия) являются раннеаптская формация Гуаратиба, альбские глины формации Гуарани и, возможно, туронские глинистые образования. По геохимическим показателям эти НГМТ аналогичны НГМТ, расположенным севернее бассейна Кампос [1, 2].

Бассейн *Пелотас* (Бразилия, Уругвай) характеризуется наличием композитной сеноман-турон-третичной УВ-системы связанной с авандельтовой (конус Рио-Гранде) либо клиноформенной (Пелотас шельф) зонами седиментации. Бассейн слабо изучен бурением.

Бассейн *Фолклендского плато* (Аргентина) включает 2 депоцентра седиментации: южный и северный. Последний аналогичен бассейну Сан-Джордж и характеризуется наличием неокомского доминант-комплекса. В южном суббассейне доминирующим является раннемеловой комплекс, контролирующей УВ-систему.

Аналогичной УВ-системой отличается расположенный западнее *Мальвинский* бассейн. Наличие раннемеловой УВ-системы

### Латинская Америка: добыча природного газа в 1990–2013 гг.

Год	1990	1995	2000	2005	2010	2013
Добыча, млрд м <sup>3</sup>	132,4	154,6	204,9	266,2	314,7	337,9

объединяет Магелланов, Мальвинский бассейны и южную часть Фолклендского плато. Очевидно, что единство обусловлено процессами конвергенции, в том числе сдвигово-го характера зоны сочленения Тихоокеанской и Атлантической океанических плит.

На 1 января 2015 г. в пределах Латинамериканского региона разведанные запасы нефти и газа (без накопленной добычи) составляли, по данным British Petroleum, 52,8 млрд т нефти и 8,0 трлн м<sup>3</sup> газа. Большая часть запасов (около 80 %) связана с битуминозными отложениями пояса Ориноко (Венесуэла). ЗАО «Зарубежгеология» (2015) оценивает текущие запасы газа региона в 8,3 трлн м<sup>3</sup>. Разведанность ресурсов нефти и газа составляет 73 и 49 % соответственно. Данное соотношение обусловлено более длительным (с XIX в.) освоением нефтяных месторождений. Освоение ресурсов газа в Латинской Америке начато с опозданием на 100 лет. Это указывает на бóльшую вероятность обнаружения крупных (в относительном аспекте) рентабельных скоплений газа, чем аналогичных скоплений нефти [3].

С 1990 г. общая добыча газа в регионе увеличилась почти в 3 раза: с 132,4 млрд м<sup>3</sup> в 1990 г. до 337,9 млрд м<sup>3</sup> в 2013 г. (таблица).

Можно говорить о том, что в 2000–2002 гг. произошло становление газодобывающей отрасли региона. В текущем столетии большие перспективы развития минерально-сырьевой базы и добычи углеводородного сырья Латинской Америки связаны с освоением ресурсов сланцевого газа и нефти [4], локализованных в нефтегазоносных бассейнах Аргентины (Неукен), Бразилии, Парагвая (Парана) и др.

По ресурсам сланцевого газа Аргентина уступает лишь США и КНР. Подобные скопления приурочены к черносланцевым формациям, аналогичным ачимовской толще Западной Сибири и др. Помимо инвестиций освоение сланцевого газа и нефти требует внедрения инновационных геотехнологий.

\*\*\*

Приведенная в статье информация указывает на многообразие УВ-систем в осадочных бассейнах Латинской Америки и необходимость их изучения в рамках определения структуры фонда возможных скоплений по крупности запасов с целью формирования региональной инвестиционной стратегии нефтегазовых компаний. В настоящее время в регионе активно оперируют компании стран ЕС (Испания, Франция и др.) и Азиатско-Тихоокеанского региона (КНР, Индия и др.).

### Список литературы

1. Tankard J. Petroleum Basin of South America / J. Tankard // AAPG Memoir 62. – 2003. – P. 216.
2. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений / Г.А. Габриэлянц. – М.: Недра, 2000. – 342 с.
3. Высоцкий В.И. Мировые ресурсы нефти и газа и их освоение / В.И. Высоцкий, А.Н. Дмитриевский // Геология нефти и газа. – 2012. – № 6. – С. 18–24.
4. Мастепанов А.М. Нетрадиционный газ как фактор регионализации газовых рынков / А.М. Мастепанов, А.Д. Степанов и др. – М.: Энергия, 2013. – 124 с.