

**НЕФТЕМАТЕРИНСКАЯ ПОРОДА СВИТЫ ЛА-ЛУНА БАССЕЙНА МАРАКАЙБО,
ВЕНЕСУЭЛА**

Т.С. Кастильо

Научный руководитель профессор И.В. Гончаров

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

Наука о горных породах, как об источнике и вместилище нефти и газа, является одной из базовых основ нефтегазопроисковой геологии. Нефть и природный газ разведаны в земных недрах уже 107 стран, нефтегазовая промышленность приобрела глобальный характер и стала основой экономического благосостояния и качества жизни в высоко индустриализованных странах [5]. При этом нефть добывается не только на суше, но и на море, где добыча ведется с морских платформ. Считается, что потенциальные морские ресурсы углеводородного сырья составляют более половины общемировых. В наши дни нефть и газ обнаружены на дне всех пяти океанов. Сегодня добыча морской нефти достигла примерно одной трети от общей ее добычи. Ожидается, что в первой половине нашего века половину нефти и газа будут получать на территории морей и океанов. Основная часть начальных разведанных запасов и современная мировая добыча углеводородного сырья на шельфе сосредоточена в пяти регионах: Персидский залив, озеро Маракайбо (принадлежит Венесуэле и Колумбии), Мексиканский залив, Каспийское и Северное моря [1].

За последние 20 лет на территории Венесуэлы выполнен большой объем региональных геологических и геохимических исследований. На суше и в пределах морской акватории Венесуэлы целиком или частично располагаются шесть нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов. В пяти из них выявлено более 450 месторождений нефти и природного газа. Общая площадь бассейнов составляет около 50% территории страны. Наиболее крупным из них является Маракайбский.

Бассейн Маракайбо отличается уникальной концентрацией нефтяных скоплений и получил свое название от озера, занимающего его центральную часть [4]. Большая часть Маракайбской нефтегазоносной области расположена в пределах Венесуэлы, и только ее юго-западная часть (около 10% площади) – в Колумбии [2]. Этот бассейн как будто опровергает каноны нефтяной геологии – при площади всего в 50 тыс. км² в нем сформировалась уникальная зона нефтенакпления Боливар с запасами более 7 млрд. т и соответственно с уникальной плотностью запасов, свойственной только самым богатым территориям внутри крупнейших мезозойско-кайнозойских бассейнов [9].

В большинстве случаев месторождения расположены в пределах небольшой территории вблизи озера Маракайбо. Основные продуктивные горизонты приурочены к песчаникам миоцена, эоцена и в меньшей степени к песчаникам плиоцена, олигоцена и известнякам мела [10]. По своему составу нефти Маракайбо очень похожи на нефти Калифорнии [3].

В основании геологического разреза бассейна Маракайбо залегают мощные доломитовые отложения формации Ла-Луна мелового возраста. Миллер и др., подробно изучив нефть и экстракты из пород известняков Ла-Луна, пришли к выводу, что именно они являются наиболее вероятной нефтематеринской породой для нефтей западной части Венесуэлы [7].

Согласно Уолтеру Ферглу, основная часть углеводородных ресурсов бассейна генетически связана с формацией Ла-Луна. Содержание органического вещества в этих породах изменяется от 2,5 до 9,0 % масс [8]. Нефте- и газоматеринские породы, являющиеся аналогами свиты Ла-Луна, широко распространены на сопредельных территориях, в том числе:

– битуминозные глины свиты Монтерей – породы верхнего миоцена бассейна Санта-Мария, штат Калифорния (нефть);

– битуминозные глины Огайо, верхний девон, штат Кентукки (газ);

– глинистые сланцы мелового возраста – Клагетт и Гаммон, район Скалистых гор, США [6].

К сожалению, геологическая изученность Венесуэлы в целом является довольно слабой и крайне неравномерной. Поэтому совершенно очевидно, что еще большое количество залежей нефти и газа, как на суше, так и на море, еще не открыто. Необходимо выполнить большой объем сейсмических работ для того, чтобы проследить распространение коллекторов, покрышек и ловушек. Но не менее важно также закартировать распространение формации Ла-Луна, определить в ней содержание органического вещества, его генерационный потенциал и степень его реализации. На основе такой комплексной информации можно будет выполнить полномасштабное 3D моделирование геологической и термической эволюций бассейна. В итоге будут выделены зоны генерации и зоны аккумуляции, т.е. места для заложения новых разведочных скважин.

Литература

1. Ахметов С.А. Физико-химическая технология глубокой переработки нефти и газа. – Уфа, 1997. – Ч 1. – С. -280 – 282.
2. Бакиров А.А., Варенцов М.И., Бакиров Э.А.. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – М.: Недра, 1971. – С. 169 – 170.
3. Брукс Б.Т., Бурд С.З., Куртц С.С. Химия углеводородов нефти. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1958. – Т.1. – 553 с.
4. Ерёмченко Н.Л. Геология нефти и газа. – М.: Недра, 1961. – С. 372.
5. Краюшкин В.А. К оценке нефтегазового потенциала Земли // Доп. НАН Украины, 1998. — № 7. – С. 126 – 129.
6. Куляпин П.С., Соколова Т.Ф. Использование статистического подхода при интерпретации данных ГИС в нефтематеринских породах баженской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции//Технологии сейсморазведки, 2013.–С. 29.

7. Bockmeulen H., Barker C., Diekey P.A. Geology and geochemistry of crude. oils, Bolivar Coastal fields, Venezuela. – Ibid., 1983. – Vol. 67. – № 2. – P. 242 – 270.
8. Fertl W.H., Chilingar G.V. Total organic carbon content determined from well logs // SPE Formation Evaluation, 1988. – Vol. 3. – P. 407 – 419.
9. International Petroleum Encyclopedia – Pennwell, Tulsa, 2004. – 332 p.
10. PDVSA oil & gas G. Глубины залегания продуктивных горизонтов от 170 до 5600 м. – 2002. – № 100. – P. 41.

ОСНОВНЫЕ ХИМИКО-БИТУМИНОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ИХ ОПРЕДЕЛЕНИЕ НА ПРИМЕРЕ СКВАЖИНЫ 1-ГУДЫРВОЖ

М.С. Костина

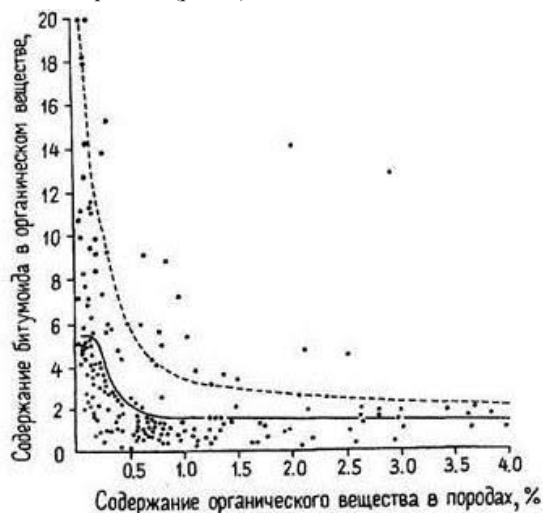
Научный руководитель доцент Е.Е. Кожевникова

*Пермский государственный национальный исследовательский университет,
г. Пермь, Россия*

Органическое вещество (ОВ) содержится во всех осадочных породах, начиная с архея. Содержание ОВ определяется по содержанию органического углерода и обозначается $C_{орг}$ [2]. При исследовании органического вещества осадочных пород и осадков в нем выделяют различные аналитические группы: растворимые компоненты, включающие гуминовые вещества и битумоиды, и нерастворимые компоненты. Гуминовые вещества – это, прежде всего, гуминовые кислоты – фракция ОВ, извлекаемая водным раствором щелочи из осадков, почв, углей и осаждаемая минеральными кислотами.

Битумоиды – компоненты органического вещества, извлекаемые из него и породы органическими растворителями – хлороформом, бензолом, петролейным эфиром, ацетоном, и др. В практике геохимических исследований и нефтепоисковых работ обычно используется хлороформ, экстрагирующий наиболее нейтральные, близкие к нефти по составу фракции ОВ, и спирто-бензол, извлекающий более кислые компоненты – смолы, кислоты. В таком случае выделяют соответственно хлороформенный битумоид (ХБ) и спирто-бензольный битумоид (СБ). Доля битумоида в ОВ или степень битуминизации ОВ (коэффициент β) измеряется в процентах и выражается формулой – $\beta = (ХБ/С_{орг}) \cdot 100 \%$.

В.А. Успенским была установлена закономерность – увеличение роли битуминозных компонентов в ОВ пород при уменьшении его содержания. Н.Б. Вассоевич установил подобную обратную зависимость для ОВ современных осадков, она получила название закономерность Успенского – Вассоевича. Суть ее сводится к следующему: с увеличением дисперсности ОВ доля битуминозных компонентов в нем растет. Соблюдение этой закономерности (рис. 1) – надежный показатель автохтонности или сингенетичности битумоидов.



**Рис. 1. Связь степени битуминизации
органического вещества с содержанием $C_{орг}$ в породе
(закономерность Успенского – Вассоевича) [1]**

Термин «сингенетичный» подразумевает не только единство места образования, но и единство времени образования. В случае битумоидов речь идет только о генетическом единстве, т.е. единстве источника – места образования; время образования битумоидов, как правило, только частично соответствует времени захоронения ОВ в осадке. Отсутствие такой связи (см. рис. 1), т.е. чрезмерно высокие значения битуминозности – показатель аллохтонности или эпигенетичности битумоидов. Аллохтонные битумоиды отличаются большей восстановленностью, значительным преобладанием масел, более высоким содержанием водорода, т.е. их состав значительно ближе к нефти.

Определение содержания хлороформенного (нейтрального) и спирто-бензольного (кислого) битумоида позволяет на основании распределения их концентраций в разрезе выявить аллохтонные и сингенетичные разности и таким образом установить участки активизации миграционных процессов. В то же время, совместное рассмотрение динамики концентраций $C_{орг}$, ХБ и СБ позволяет определить степень реализации генерационного потенциала выделенных нефтематеринских толщ [1].