

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

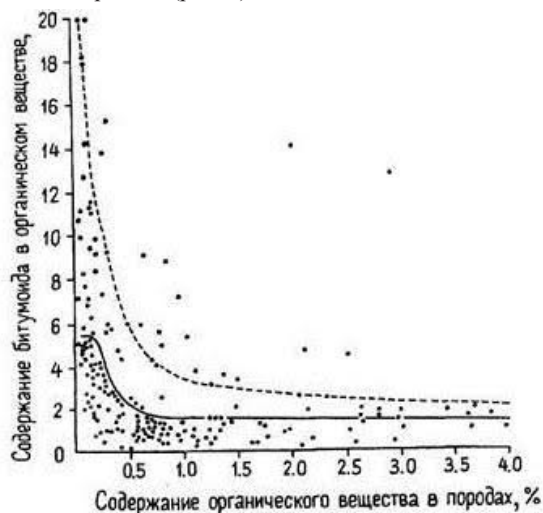
Научный руководитель доцент Е.Е. Кожевникова

*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.



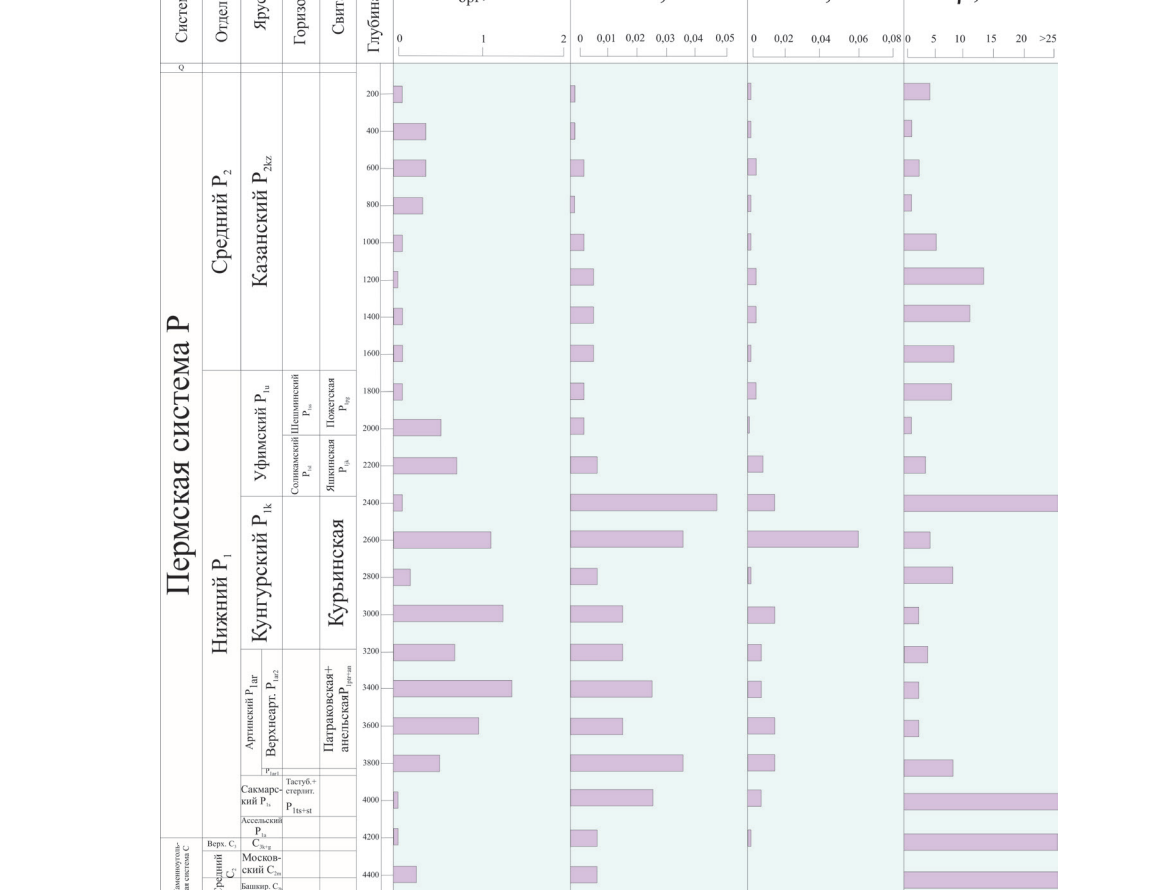
**Рис. 1. Связь степени битуминизации
органического вещества с содержанием $C_{орг}$ в породе
(закономерность Успенского – Вассоевича) [1]**

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].

В скважине вскрыто два тектонических блока: автохтон и аллохтон. Первый блок представлен известняками, доломитами и аргиллитами (у забоя скважины) каменноугольного и раннепермского возраста. Аллохтон сложен песчаниками, глинами, алевролитами и аргиллитами среднего и верхнего карбона, а также нижней и средней перми, которая в свою очередь перекрыта четвертичными отложениями [3].

аа			НТ	а	М, М	С., %	ХБ, %	СБ, %	β, %
----	--	--	----	---	------	-------	-------	-------	------



Исходя из вышеизложенного, наибольший интерес как нефтематеринские породы, представляют терригенные отложения в интервале глубин 2600-3800 м, представленные переслаиванием алевролитов и аргиллитов, с преобладанием аргиллитов.