

## ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР

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

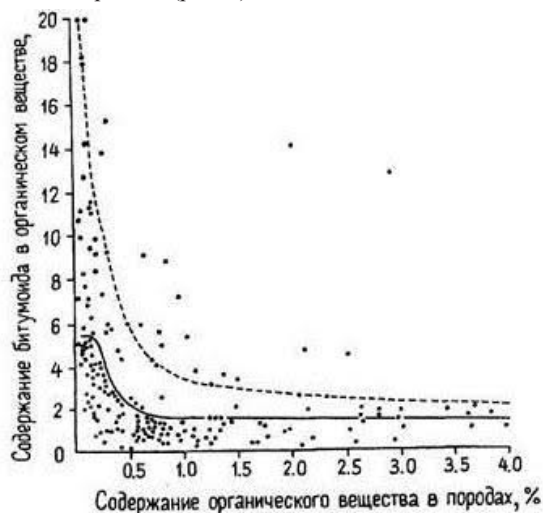
*Научный руководитель доцент Е.Е. Кожевникова*

*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  $\beta$ ) 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]*

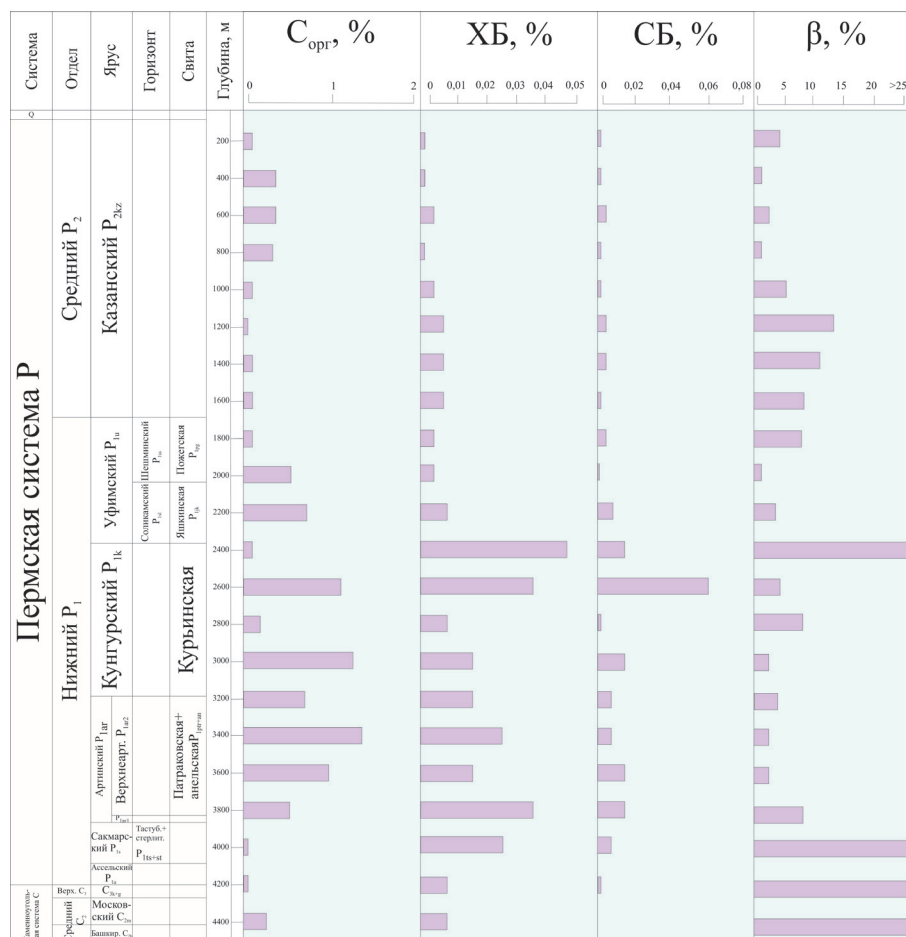
Термин «сингенетичный» подразумевает не только единство места образования, но и единство времени образования. В случае битумоидов речь идет только о генетическом единстве, т.е. единстве источника – места образования; время образования битумоидов, как правило, только частично соответствует времени захоронения 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 различия 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].

Рассмотрим описанные химико-битуминологические характеристики для оценки генерационного потенциала на примере параметрической скважины 1-Гудырвож. Данная скважина находится в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, приурочена к Верхне-Печорской впадине и располагается на Гудырвожской площади Вуктыльского района.

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].

В разрезе автохтона не выделяются перспективные и продуктивные толщи, т.к. исследуемые характеристики в этих породах не имеют высоких показателей.



**Рис. 2. Геолого-геохимический разрез. Аллохтон. Построен в CorelDraw X6**

На рисунке 2 изображен геолого-геохимический разрез аллохтона, в котором можно выделить нефтегенерирующие отложения. Толща среднепродуктивных пород отмечается в терригенной части разреза в интервале 2600–3800 м, для выше и ниже лежащих отложений отмечаются высокие показатели битумоидного коэффициента, что предполагает преобладание эпигенетических битумоидов. В этом значительном по мощности интервале увеличение концентрации  $C_{org}$  имеет прямую корреляцию с содержанием ХБ и СБ. Увеличение содержания  $C_{org}$  наблюдается на глубине от 2000 до 3800 м. Максимальные концентрации  $C_{org}$  достигают на отметках 2600, 3000 и 3400 м. Наибольшее количество битумоидов содержится в интервале от 2400 м до 4000 м.

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.

### Литература

1. Геология и геохимия нефти и газа / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов и др. – М.: Изд-во МГУ, 2000. – 384 с.
2. Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа. – М.: Недра, 2012. – 460 с.
3. Научная обработка и обобщение материалов параметрического бурения на территории Республики Коми (скв. 1-Гудырвож) / Л.В. Галкина, Н.А. Глотова, В.Г. Гуляев и др. – Ухта.: Тимано-Печорский научно-исследовательский центр, 1998. – 131 с.