

002

Problems of Geochemical Correlation of Oils and Source Rocks Within the Far East Sedimentary Basins

E.V. Gretskaya* (Dalmorneftegeophysica)

SUMMARY

The article provides the results of oils and source rocks classification in the basins of Far East according to their geochemical parameters. Understudy of source rocks by modern analytical techniques is shown. It is noted that genetic relation of oils with high pristane ratio ($Pr/Ph > 6$) to carbonaceous rocks is proved only by two samples.

Special geochemical studies are required to confirm the correlative relationship between the oil and source rock and to identify petroleum systems in the basins.

Проблемы геохимической корреляции нефтей и органического вещества пород в осадочных бассейнах Дальнего Востока

Е.В. Грецкая* (ОАО «Дальморнефтегеофизика»)

Месторождения нефти и газа и многочисленные нефтепроявления в бассейнах Дальнего Востока обнаружены в отложениях от нижнего-среднего эоцена до верхнего миоцена, представленных кремнистыми, терригенными и углистыми породами и углями. Анализ геохимических данных показал, что наиболее полно современными геохимическими методами изучены нефти и нефтематеринские породы осадочных бассейнов Сахалина, наименее изучены – Восточно-Камчатского бассейна. В настоящей работе используются как новые геохимические данные, так и опубликованные ранее. При обобщении геохимических данных выявлено: 1. преобладают показатели индивидуального состава n-алканов и ациклических изопреноидов насыщенных фракций нефтей и битумоидов пород; 2. полициклические биомаркеры изучены преимущественно в нефтях; 3. набор диагностируемых соединений и расчетные параметры различны; 4. в работах приводятся преимущественно средние величины параметров или их интервал для свит (комплексов).

О разнообразии состава нефтей и исходного ОВ пород и уровне их зрелости свидетельствует диапазон изменения соотношения нормальных и изопреноидных алканов ($Pr/n-C_{17}$ и $Ph/n-C_{18}$), установленный в исследуемых нефтях и хлороформенных битумоидах пород (Рис. 1).

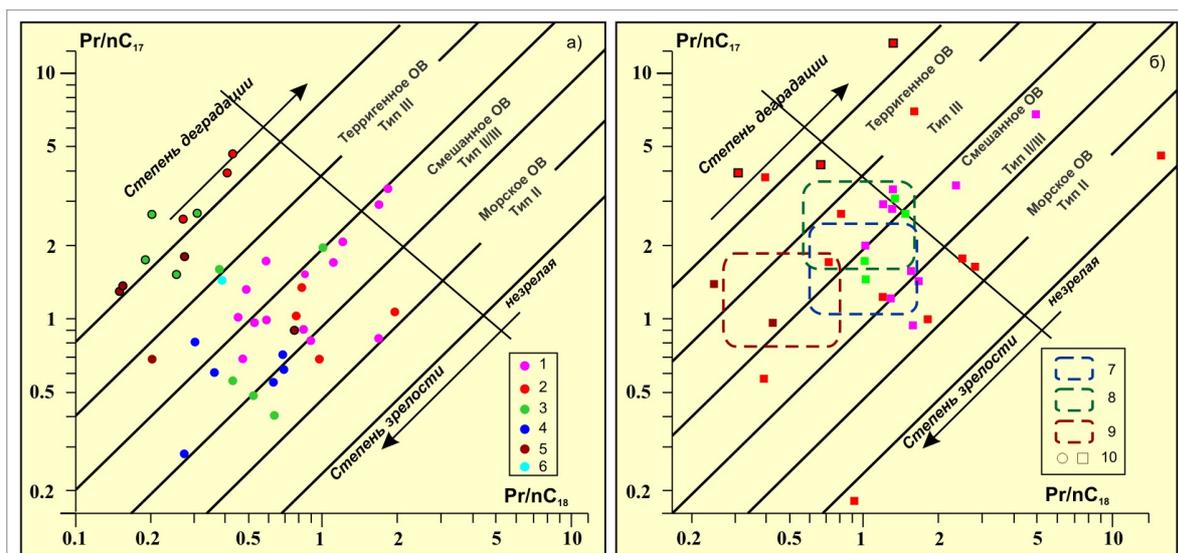


Рисунок 1 Зависимость Кеннона-Кессоу. Типизация нефтей (а) и хлороформенных битумоидов пород (б) по соотношению нормальных и изопреноидных алканов.

Условные обозначения: 1-6 – бассейны: 1 – Северо-Сахалинский; 2 – Западно-Сахалинский; 3 – Западно-Камчатский и Голыгинский; 4 – Восточно-Камчатский; 5 – Анадырский; 6 – Хатырский; 7-9 – поля значений параметров: комплексы Северо-Сахалинского бассейна: 7 – уйнинско-дагинский; 8 – окобыкайско-нутовский; 9 – неогеновые отложения Хатырского бассейна; 10 – образцы с показателем Pr/Ph более 5.

По соотношению изоалканов (Pr/Ph) и регулярных стеранов ($C_{27}/C_{27}+C_{29}$) выделяется 3 типа нефтей и ОВ пород (Рис. 2). I тип (Pr/Ph меньше 2.5) объединяет нефти, сформированные из морского и смешанного ОВ (тип II и II/III) (см. рис. 1), в целом соответствует двум генотипам нефтей Северо-Сахалинского бассейна [1], различающимся преимущественно по соотношению стеранов. Типично "морские" нефти имеют ограниченное распространение на Сахалине, а на Западной Камчатке нефтематеринские породы для такой нефти пока не установлены [2].

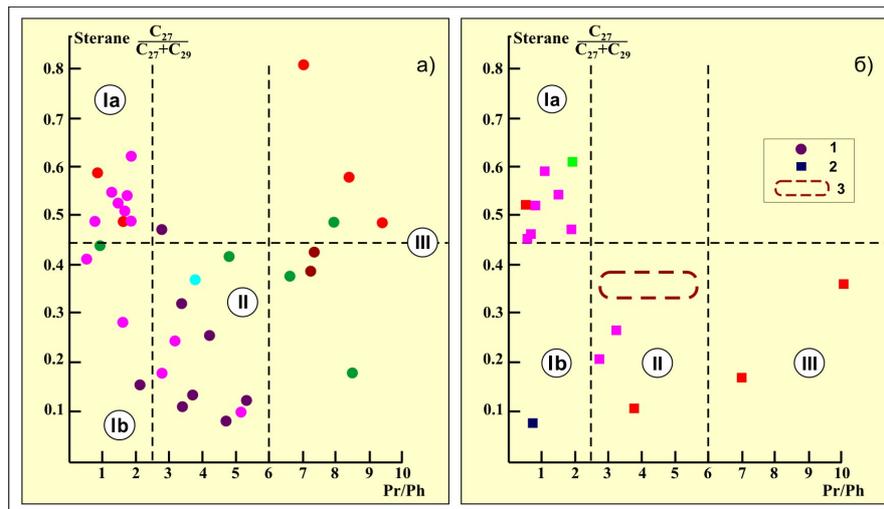


Рисунок 2 Типы нефтей (а) и органического вещества пород (б)

Условные обозначения: 1 – Хоккайдо; 2 – о. Кунашир; 3 – поле значений параметров отложений Анадырского бассейна. Остальные обозначения см. на рисунке 1.

Ко II типу (Pr/Ph 2.5-6.0) относятся нефти Северо-Сахалинского, Хатырского и Западно-Камчатского бассейнов и о. Хоккайдо [3]. Их источником являются породы угленосных толщ и угли, характеризующиеся широким диапазоном отношения Pr/Ph [4,5]

III тип – "высокопристановые" нефти (Pr/Ph более 6.0), распространены в Западно-Сахалинском, Западно-Камчатском и Анадырском бассейне (см. рис. 2). Эти нефти различаются по степени зрелости, которая проявляется в снижении содержания регулярного стерана C₂₉. Генетически они также связаны с угленосными толщами. Однако, к настоящему времени для прямой корреляции обнаружено всего 2 образца (коллекция автора) углистых пород из эоценовых отложений Западного Сахалина, в битумоидах которых Pr/Ph равно 6.95 и 9.95 (см.рис. 2). В [4] в качестве источника таких нефтей рассматривают специфическую растительность, которая появилась в позднем мезозое в бассейнах Тихоокеанского пояса.

Необходимо дальнейшее изучение углей и углистых пород в бассейнах, а также флюидов и пород Восточно-Камчатского бассейна для обоснования корреляционных связей нефть – порода, выделения нефтяных систем и прогноза фазового состава залежей.

Библиография

1. Попович Т.А., Кравченко Т.И. Генетические особенности углеводородного состава нефтей Северо-Сахалинского нефтегазового бассейна // Геология нефти и газа. 1995. № 1. С. 40-44.
2. Li M., Stasiuk L., Maxwell R., Monnier F., Bazhenova O. Geochemical and petrological evidence for Tertiary terrestrial and Cretaceous marine potential petroleum source rocks in the western Kamchatka coastal margin, Russia // Organic Geochemistry. 2006. Vol. 37. P. 304-320.
3. Waseda A., Nishita H. Geochemical characteristics of terrigenous- and marine-sourced oils in Hokkaido, Japan // Organic Geochemistry. 1998. Vol. 28. № 1/2. P. 27-41.
4. Полудеткина Е.Н., Баженова О.К., Фадеева Н.П. Геохимическая характеристика органического вещества и нефтей Анадырского бассейна // Сборник материалов научно-практической конференции «Геологические проблемы развития углеводородной и сырьевой базы Дальнего Востока и Сибири». СПб.: «Недра», 2006. С. 186-192.
5. Баженова Т.К., Шапиро А.И. Алифатические углеводороды синбитумоидов как показатель фациально-генетического типа органического вещества // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. http://www.ngtp.ru/1/28_2008.pdf