

Литература:

1. **Тимонин Н.И.** Печорская плита: история геологического развития в фанерозе. Екатеринбург: УрО РАН, 1998. С. 52–63.
2. **Богданов М.М.** Зоны разломов Тимано-Печорской провинции — объекты геологоразведочных работ на нефть и газ // Перспективы нефтегазоносности малоизученных территорий севера и северо-востока Европейской части России: тезисы докладов научной конференции. Сыктывкар, 2007. С. 23–24.
3. **Борисов Н.С., Ростовщиков В.Б., Тарасов П.П.** Сдвиговые нарушения Тимано-Печорской провинции и их диагностика по материалам сейсморазведки // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: Мат-лы XIV Геологического съезда Республики Коми. Сыктывкар, 2004. Т. 2. С. 9–11.
4. **Шутов А.С., Острижный М.Ю., Антонов В.И. и др.** Перспективы нефтегазоносности поднадвиговых зон западного склона Урала и Предуральяского прогиба // Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России: Мат-лы XIV Геологического съезда Республики Коми. Сыктывкар, 2004. Т. 3.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ РЗЭ-СИСТЕМАТИКИ СЫРЫХ НЕФТЕЙ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ И ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПРОВИНЦИЙ

Ю.Н. Федоров¹, А.В. Маслов², Ю.Л. Ронкин²

¹ ООО «КогалымНИПИнефть», Тюмень, e-mail: KiselevaNN@tmn.lukoil.com

² ИГГ УрО РАН, 620075, Екатеринбург, e-mail: maslov@igg.uran.ru, ronkin@r66.ru

В последние годы сведения о содержаниях в нефтяках микроэлементов все шире применяются при решении различных задач поисков и разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений, выделении типов и подтипов нефтаметаллогенических провинций, анализе особенностей их миграции и формирования. С использованием данных о характере распределения в нефтяках редкоземельных элементов (РЗЭ) исследователи вновь обращаются к проблеме происхождения месторождений нефти и газа (Р.П. Готтих, Б.И. Писоцкий, Д.К. Нургалеев, Д.З. Журавлев, С.Ф. Винокуров, А.Н. Дмитриевский, М.А. Лурье, Ф.К. Шмидт, А.А. и С.А. Маракушевы, Н.А. Панях, Ю.Н. Федоров, М.Я. Шпирт и др.). Однако имеющиеся в настоящее время в распоряжении исследователей банки данных для различных провинций, областей и нефтегазоносных районов все еще требуют существенного пополнения и любая дополнительная информация подобного плана имеет самостоятельную научную и практическую ценность.

Нами уже несколько лет проводятся систематические исследования РЗЭ-систематики сырых нефтей Волго-Уральской и Западно-Сибирской (Шаимский НГР) нефтегазоносных провинций с использованием высокоразрешающего масс-спектрометра ELEMENT2. Цель настоящего сообщения — анализ имеющихся в нашем распоряжении материалов с использованием диаграмм $(Eu/Sm)_N$ – Сумма (РЗЭ)_N и МЛК – Сумма (РЗЭ)_N, рассматривающихся их авторами (Винокуров и др., 2010) как наиболее информативные при сопоставлении данных по разным нефтегазоносным провинциям.

Шаимский НГР. Сумма редкоземельных элементов (Σ РЗЭ) варьирует в сырых нефтях из коры выветривания от 0,0013 до 0,018 мкг/г. Столь же существенен разброс значений La_N/Yb_N (от 4,0 до 40,2). Европиевая аномалия (Eu/Eu^*) положительная; значения ее меняются от 12,3 до 82,0. Величина Gd_N/Yb_N варьирует от 1,3 до 2,6. Сумма РЗЭ в сырой нефти пласта Ю₁₂ составляет 0,055 мкг/г. Дифференциация РЗЭ в ней относи-

тельно невелика ($La_N/Yb_N = 6,5$), а максимальная величина Eu/Eu^* достигает ~ 40 . Деплетирование ТРЗЭ не наблюдается. Медианное значение $\Sigma PЗЭ$ для сырых нефтей пласта Т составляет $0,0050 \pm 0,0037$ мкг/г. Величина $La_N/Yb_{N\text{медиана}}$ заметно ниже, чем в нефтях из коры выветривания и пласта Ю₁₂. Деплетирование ТРЗЭ, как правило, не наблюдается, или выражено слабо. Европиевая аномалия положительная (медиана = $28,0 \pm 38,0$, max — 132,5). $\Sigma PЗЭ_{\text{медиана}}$ в нефти пласта П составляет $0,009 \pm 0,006$ мкг/г. Медианное значение La_N/Yb_N относительно невелико ($5,5 \pm 2,9$), максимальная же величина данного параметра равна $\sim 13,0$. Европиевая аномалия положительная ($\sim 3-32$). Деплетирование ТРЗЭ либо отсутствует, либо выражено достаточно хорошо. $\Sigma PЗЭ$ в сырой нефти из баженовской свиты имеет примерно тот же порядок, что и в приведенных выше случаях. Дифференциация РЗЭ либо весьма выраженная ($La_N/Yb_N = 19,5$), либо умеренная ($La_N/Yb_N = \sim 7,0$). Величина Eu/Eu^* варьирует от 5,3 до 18,5. При $\Sigma PЗЭ$ 0,027 мкг/г отношение La_N/Yb_N в сырой нефти из ачимовской пачки достигает 11,6, тогда как величина Eu аномалии крайне невелика (1,1). Еще одной особенностью сырой нефти из названного коллектора является некоторое деплетирование ТРЗЭ ($Gd_N/Yb_N = 2,1$). В сырой нефти из группы пластов АВ $\Sigma PЗЭ$ варьирует от 0,018 до 0,031 мкг/г. Для нефтей рассматриваемого уровня присущи весьма значительные величины отношения La_N/Yb_N (min ~ 22 , max ~ 120). Отличительной особенностью нефтей данного уровня является чрезвычайно высокая величина положительной Eu аномалии (max ~ 766).

Нами проанализирована также РЗЭ-систематика сырых нефтей Карсовайского (Республика Удмуртия), Чеканского, Тумутукского и Тумутук-Чеканского (Республика Татарстан), Спартакского и Знаменского (Республика Башкортостан) месторождений **Волго-Уральской области**. За исключением Карсовайского сырые нефти перечисленных выше объектов характеризуются довольно высокими значениями La_N/Yb_N и La_N/Sm_N , хорошо выраженными положительными Eu аномалиями (до 5–25 и более) и отсутствием Ce аномалий. Нефти Карсовайского месторождения, напротив, имеют весьма низкие медианные величины La_N/Yb_N и La_N/Sm_N (соответственно 1,26 и 1,15), деплетирование ЛРЗЭ в них отсутствует ($Gd_N/Yb_{N\text{медиана}} = 1,25$), отсутствует также европиевая аномалия ($Eu/Eu^*_{\text{медиана}} = 0,99$), тогда как есть хорошо выраженная Ce аномалия ($Ce/Ce^*_{\text{медиана}} = 0,64$), что можно рассматривать как признак влияния на состав и распределение РЗЭ в нефтях Карсовайской структуры характеристик, унаследованных от вмещающих карбонатных пород и той морской/океанской воды, из которой последние формировались.

На диаграммах $(Eu/Sm)_N$ – Сумма (РЗЭ)_N и МЛК – Сумма (РЗЭ)_N для сырых нефтей Шаимского НГР наблюдается весьма высокий разброс значений как $(Eu/Sm)_N$, так и Сумма (РЗЭ)_N и МЛК. Достаточно указать, что величина $(Eu/Sm)_N$, рассматриваемая как эквивалент такого параметра как Eu/Eu^* , изменяется, по нашим данным, от 1 до более 600 (рис. 1, а), тогда как по материалам (Винокуров и др., 2010) его величина не превосходит для смолисто-асфальтеновых и асфальтеновых фракций нефти Западной Сибири, т.е. для основных концентраторов РЗЭ, 1,4 (!!). Для сырых нефтей различных исследованных нами месторождений Волго-Уральской области, в том числе и Карсовайского, величина данного параметра изменяется от $\sim 0,5$ до ~ 23 . Таким образом, перекрытие полей составов сырых нефтей Западно-Сибирской и Волго-Уральской областей на диаграмме $(Eu/Sm)_N$ – Сумма (РЗЭ)_N составляет порядка 50%. На диаграмме же МЛК – Сумма (РЗЭ)_N перекрытие полей составов нефтей двух названных провинций почти полное (рис. 1, б).

На рис. 2 показано распределение на диаграммах $(Eu/Sm)_N$ – Сумма (РЗЭ)_N и МЛК – Сумма (РЗЭ)_N точек составов сырых нефтей различных в возрастном отношении пластов-коллекторов Шаимского НГР — от коры выветривания до пластов группы АВ. Хорошо видно, что сырая нефть различных продуктивных уровней обладает значительной близостью РЗЭ-систематики, что позволяет предполагать и существенное сходство условий ее формирования (или трансформации) во всем, насыщенном углеводородами, вертикальном разрезе Шаимского НГР, представленном почти полностью терригенными породами. Практически ни

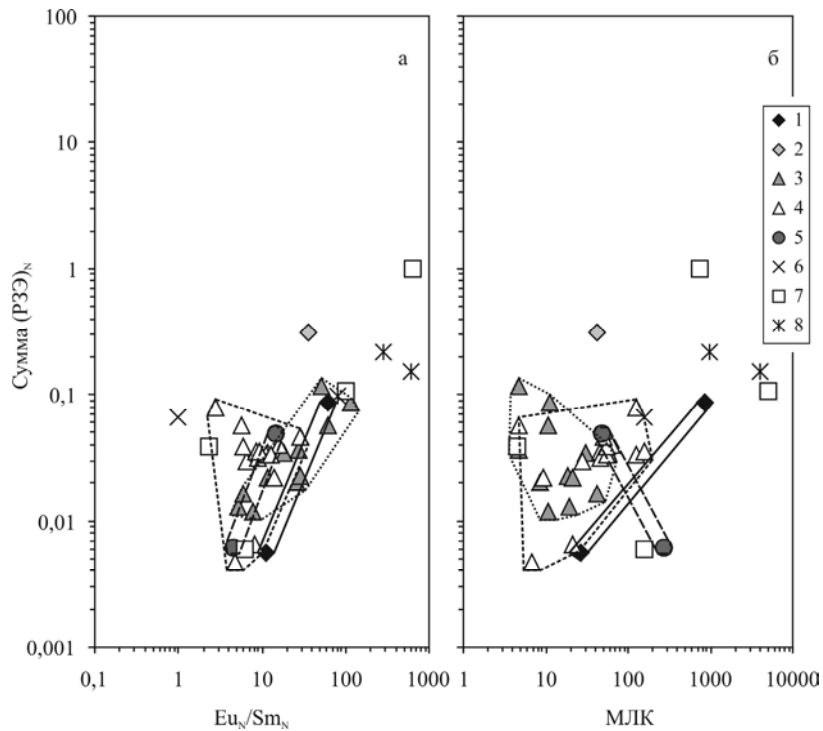


Рис. 1. Расположение фигуративных точек составов сырых нефтей Западно-Сибирской (1 — Шаимский НГР) и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций (месторождения: 2 — Карсовайское, 3 — Ромашкинское, 4 — Спартакское, 5 — Знаменское) на диаграммах $(Eu/Sm)_N$ – Сумма $(P3Э)_N$ (а) и МЛК – Сумма $(P3Э)_N$ (б)

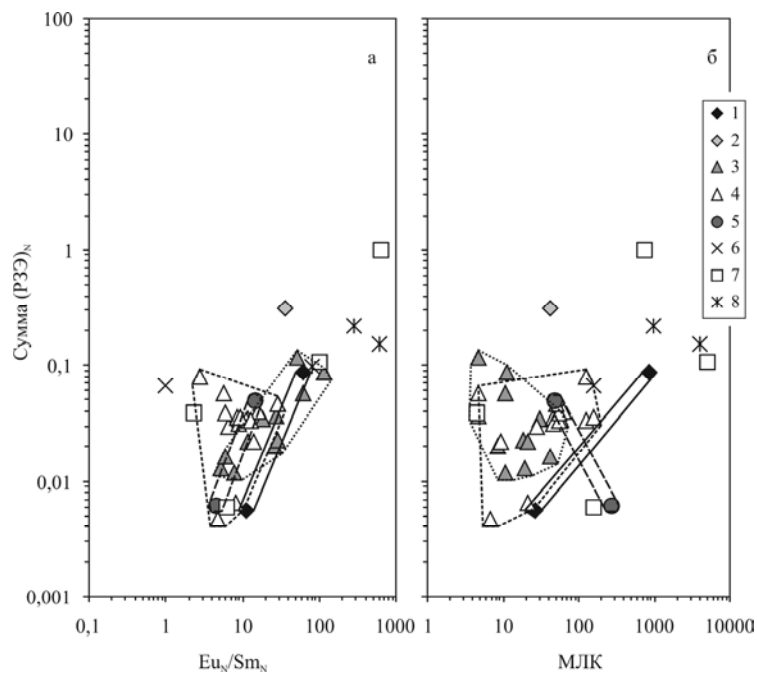


Рис. 2. Расположение фигуративных точек составов сырых нефтей Шаимского НГР Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Продуктивные пласты (1 — кора выветривания, 2 — пласт Ю₁₂, граница осадочного чехла и фундамента, 3 — пласт Т, 4 — пласт П, 5 — баженовская свита, 6 — пласт БС₁₈, ачимовская пачка, 7 — пласты группы БВ₆, 8 — пласты группы АВ) на диаграммах $(Eu/Sm)_N$ – Сумма $(P3Э)_N$ (а) и МЛК – Сумма $(P3Э)_N$ (б)

в одной из более чем 100 исследованных нами проб нефти Шаимского НГР не зафиксированы низкие (~1–2) величины Eu/Eu^* , что, с учетом данных различных исследователей, может рассматриваться как свидетельство участия в формировании микроэлементного состава нефти данного нефтегазоносного района Западной Сибири глубинных флюидов. В то же время сырые нефти, локализованные в карбонатных коллекторах Волго-Уральской области не имеют такой черты, что позволяет предполагать отсутствие влияния на них такой подпитки.

Мы отдаем себе отчет как в весьма варьирующих содержаниях РЗЭ в сырых нефтях одного и того же месторождения или его части/участке (что вынуждает нас в большинстве случаев использовать медианные содержания, а не данные по индивидуальным пробам), так и в далеко не полном характере имеющихся в нашем распоряжении аналитических материалов по составу сырых нефтей Волго-Уральской области и считаем, что исследования в данном направлении должны быть продолжены и в значительной мере активизированы, так как они позволяют в существенной мере конкретизировать представления о генезисе нефтяных залежей.

КЛЮЧЕВАЯ РОЛЬ ВЕРТИКАЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ В КОМПЛЕКСЕ С ДАННЫМИ БУРЕНИЯ И МОГТ ПРИ ПОИСКАХ И РАЗВЕДКЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

Ф.Х. Салихова, В.Ф. Пахомов
(ООО НПЦ «Геостра»), Уфа, e-mail: fanura_s@bngf.ru

Освоение и промышленное внедрение коренного метода скважинной сейсморазведки — вертикального сейсмического профилирования (ВСП) с целью изучения околоскважинного пространства в Башкортостане начато в 1990 г. Во второй половине 90-х годов были найдены перспективные подходы к обработке и интерпретации материалов, явившиеся основой для разработки инновационных технологий интегрального динамического анализа [2, 3]. Их массовое применение в последующее десятилетие для расшифровки волновых полей ВСП на многочисленных геологических объектах (месторождениях и залежах нефти) Башкортостана, Татарстана, Оренбургской и Пермской областей, различных регионов Западной Сибири и др. показало высокую эффективность метода при решении различных геологических задач. На сегодня (начало 2010 г.) методом ВСП только в Башкирии исследовано строение потенциально продуктивных интервалов геологического разреза в окрестностях 338 глубоких скважин. По результатам исследований выдано 900 рекомендаций на глубокое бурение, из которых реализовано более 40% (пробурена 361 скважина) с подтверждаемостью прогнозов нефтенасыщенности коллекторов на уровне ~94,5%. Сопоставление прогнозов по ВСП с априорными геолого-геофизическими данными и результатами последующего глубокого бурения на исследованных участках позволило выявить и систематизировать несколько важных успешно реализуемых практических функций скважинной сейсморазведки [4]:

- прогнозирование нефтеперспективности (положительный прогноз) и неперспективности (отрицательный прогноз) локальных участков;
- корректировка предшествующих оценок перспективности, сделанных по ранее выполненным геолого-геофизическим исследованиям (корректирующая функция);
- расширение информационного поля в окрестностях одиночных скважин (как нефтеносных из старого фонда, так и вновь пробуренных с положительными или отрицательными результатами) с целью доизучения или выявления залежей и обеспечения форсированного прироста запасов;