

## МИКРОЭЛЕМЕНТНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЫРЫХ НЕФТЕЙ ВОГУЛКИНСКОГО И ТЮМЕНСКОГО РЕЗЕРВУАРОВ ШАИМСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА: СОПОСТАВЛЕНИЕ

© 2012 г. **Ю. Н. Федоров\***, Ю. Л. Ронкин\*\*,  
О. П. Лепихина\*\*, Г. С. Лепихина\*\*, А. В. Маслов\*\*

\*ООО “КогалымНИПИнефть”

625000, г. Тюмень, ул. Республики, 41

\*\*Институт геологии и геохимии УрО РАН

620075, г. Екатеринбург, Почтовый пер., 7

e-mail: maslov@igg.uran.ru

Поступила в редакцию 29.11.2010 г.

*Юрий Николаевич Федоров  
погиб в авиакатастрофе под Тюменью  
2 апреля 2012 г.*

Сопоставление микроэлементной характеристики сырых нефтей вогулкинского и тюменского резервуаров Шаимского нефтегазоносного района позволило установить, что указанные нефти достаточно близки по таким параметрам как  $V/Fe$  и  $V + Ni + Zn$ . На основе анализа ряда индикаторных отношений микроэлементов составлены схемы изменения их значений в нефтях. Так, для нефтей вогулкинского резервуара симбатное снижение на восток и юго-восток присущих им значений  $V/Cu$  и  $V/Pb$  дает основание предполагать, что в этом же направлении нарастает степень их катагенетического преобразования. Это же, в той или иной мере, присуще и нефтям тюменского резервуара. Медианные значения суммы РЗЭ в нефтях обоих резервуаров также достаточно близки (вогулкинские нефти –  $0.0089 \pm 0.0059$  г/т, тюменские –  $0.0050 \pm 0.0035$  г/т). Отношение  $(La/Yb)_n$  в нефтях вогулкинского резервуара значительно меняется от месторождения к месторождению. Максимальное значение  $(La/Yb)_n$  установлено для нефти Восточно-Толумской площади. Для всех проанализированных нами проб нефтей характерна хорошо выраженная положительная Eu аномалия. Указанные нефти характеризуются палладиевой спецификой ( $Pd/Pt_{\text{медиана}} = 9.22$ ), а по соотношению  $Ru, Ir$  и  $Rh$  могут быть отнесены к рутениевому типу. Для нефтей тюменского резервуара  $Pd/Pt_{\text{медиана}}$  составляет  $\sim 13.20$ ; им присуща родиево-рутениевая специфика.

Ключевые слова: Западно-Сибирский осадочный мегабассейн, Шаимский нефтегазоносный район, сырая нефть, вогулкинский резервуар, тюменский резервуар, систематика РЗЭ и ЭПГ.

### ВВЕДЕНИЕ

Имеющиеся в настоящее время данные показывают, что нефти различных нефтегазоносных провинций заметно различаются по содержаниям и соотношениям микроэлементов [2, 5, 6], однако эти материалы характеризуют весьма крупные категории объектов – провинции, области, впадины и т.п. Так, наиболее высокие содержания  $V$  (700 г/т) характерны для нефтей Южно-Таджикской впадины. Нефти Волго-Уральской, Тимано-Печорской провинций и Прикаспия содержат  $V$  примерно в 3 раза меньше ( $\sim 250$  г/т). Несколько ниже содержания  $V$  в нефтях Широкого Приобья, в то же время нефти Днепровско-Припятской впадины, Азербайджана и Мангышлака содержат всего от 0.8 до 2 г/т ванадия. Максимальные содержания  $Ni$  (до 170 г/т) присущи для нефтей Тимано-Печорской провинции, в нефтях Прикаспия и Волго-Уральской провинции

концентрации никеля составляют от 120 до 130 г/т. В нефтях Днепровско-Припятской впадины, Нижнего Поволжья и Бухаро-Хивинской области содержания  $Ni$  почти на 2 порядка меньше. Наиболее высокие концентрации  $Ti$  (до 22 г/т) установлены в нефтях Тимано-Печорской области и Южно-Таджикской впадины (14 г/т). Нефти Предкавказья, Азербайджана и Нижнего Поволжья, напротив, обеднены  $Ti$ .

Выполненный С.А. Пунановой [6] анализ содержания некоторых микроэлементов в нефтях позволил наметить три их группы: 1)  $Fe, V, Ni, Cu, Zn, Ti, Mn$  – более 10 г/т; 2)  $Cr, Pb, Co, As, Se$  – от 10 до 1 г/т; 3)  $Hg, Ge, Sn, Sb, Sc, Mo, La$  – менее 1 г/т. По содержаниям микроэлементов выделены два типа нефтей: 1) обогащенные и 2) обедненные. В нефтях первого типа концентрация “биогенных” элементов ( $V, Ni$  и  $Fe$ ) выше 10 г/т. Эти нефти разделяются на два подтипа: первично (изначально) обога-

щенные и вторично обогащенные. Первично обогащенные микроэлементами нефти принадлежат, как правило, к ванадиевому типу ( $V > Ni > Fe$ ). Считается, что исходное ОВ уже в диагенетическую стадию содержало микроэлементы, тесно связанные со смолами, асфальтенами и серой. Залежи нефти рассматриваемого подтипа приурочены к платформенным областям и залегают в относительно спокойных тектонических условиях на небольших глубинах (месторождения девона и карбона Волго-Уральской и Тимано-Печорской областей, а также меловые нефти Западной Сибири). Вторично обогащенные микроэлементами нефти могут быть как ванадиевыми ( $V > Ni > Fe$ ), так и железистыми ( $Fe > V > Ni$ ). **Нефти данного подтипа являются** биодеградированными и тяжелыми. Обогащение нефтей микроэлементами обусловлено потерей ими легких фракций [6]. Нефти данного подтипа локализованы в платформенных областях и расположены на глубинах не более 2 км. К описываемому подтипу принадлежат пермские нефти Башкирии и Татарии, Тимано-Печорской области и ряда других нефтегазоносных провинций.

Содержания  $V$ ,  $Ni$  и  $Fe$  в нефтях, обедненных микроэлементами, составляют менее 1 г/т. Преобладание среди перечисленных элементов никеля или железа определяет отнесение нефтей либо к никелевому ( $Ni > Fe > V$ ), либо к железистому ( $Fe > Ni > V$ ) типам. Нефти данного типа существенно преобразованы процессами катагенеза. Формирование их имело место при длительном и устойчивом погружении. Залежи являются глубокопогруженными и не имели активных динамических взаимоотношений с другими. Месторождения нефтей рассматриваемого типа приурочены в основном к молодым платформам, расположенным вблизи областей альпийской складчатости (Туранская, Скифская плита и др.), однако встречаются и в краевых впадинах древних платформ (Днепровско-Припятская, Саратовская и др.) [6].

Существование нефтей с различными концентрациями элементов-примесей связано, по всей видимости, с различным составом исходного ОВ и вторичными процессами преобразования углеводородных флюидов в ходе геологической истории развития бассейнов. Размещение нефтей с различными концентрациями и составом микроэлементов контролируется особенностями процессов нефтегазоаккумуляции, нефтегазогенерации и последующими тектоническими особенностями развития нефтегазоносных бассейнов [6].

Адсорбция породами при процессах миграции нафтидов смол и асфальтенов ведет к уменьшению содержаний  $V$ ,  $Ni$  и  $Co$  и, соответственно, к снижению значений  $Ni/Cu$  от 25–30 до 1 и менее. Аналогичным образом уменьшается и величина отношения  $Co/Cu$ . Отношение  $V/Cu$  при увеличении катагенеза нефтей снижается от 200–70 до 70–0.07, а величина отношения  $V/Pb$  уменьшается от 200–33 до 30–0.9 [6].

В то же время, пока не вполне понятно насколько различаются или похожи нефти различных районов, различных резервуаров или различных пластов-коллекторов одного и того же резервуара или одной и той же нефтегазоносной провинции/района.

Интересные результаты получены К.И. Степановым и С.А. Вешевым [7], при исследовании влияния латеральной миграции углеводородов на изменение микроэлементного состава нефтей Калининградского вала. По их данным, в направлении миграции в нефти увеличиваются содержания  $Ni$ ,  $V$ ,  $Cr$  и  $S$ , тогда как концентрации  $Ag$  и  $Ir$  снижаются. Исходя из сказанного, можно предполагать, что в направлении миграции в нефтях растет и отношение  $Ni/Ag$ . **Аналогичным образом должно вести себя и отношение  $Cr/Ag$ .**

А.А. Маракушевым с соавторами [4] установлена выраженная  $Cu-Ni$ -специфика смолисто-асфальтовых фракций нефти и выделен ряд ее типов: 1) с преобладанием  $Ni$  над  $Cu$  и  $Cr$ ; 2) с преобладанием  $Cu$  над  $Ni$  и  $Cr$ ; 3) с преобладанием  $Cr$  над  $Ni$  и  $Cu$ . Доминирования какого-либо из этих типов нефти в изученных авторами нефтегазоносных провинциях не отмечено; наоборот, в пределах одной провинции могут иметь место залежи нефти различных типов. По соотношению  $Ni$ ,  $Cu$  и  $Cr$  средние составы нефтей Западной Сибири и Волго-Уральской нефтегазоносной провинции попадают, по данным названных авторов, в поле нефтей с отчетливой  $Ni$  специализацией.

При анализе проблем происхождения нефти важную роль в настоящее время играют данные о содержаниях и соотношениях в сырых нефтях элементов платиновой группы (ЭПГ) [4]. ЭПГ-специализация нефтей определяется соотношением, с одной стороны,  $Pd$  и, с другой,  $Ru + Ir + Rh$ . Важную классификационную роль играет также отношение  $Ru/Ir$ , по величине которого выделяются иридиевый, промежуточный и рутениевый типы нефтей. Нефти с иридиевой специализацией характерны, по данным [4], для залежей на Сибирской и Восточно-Европейской древних платформах. Средняя величина  $Ru/Ir$  для нефтей Волго-Уральской провинции составляет  $\sim 0.16$ . На треугольной диаграмме  $Pt-Pd-(Ir + Ru + Rh)$  точки средних составов нефтей Западной Сибири расположены в  $Pd$  поле, а Волго-Уральской области – в поле  $(Ir + Ru + Rh)$ . Рутениевую и рутений-родиевую специализацию имеют месторождения Туранской и Западно-Сибирской молодых плит; величина отношения  $Ru/Ir$  для нефтей последней оценивается примерно в 2.50. Иридий-рутениевой ( $Ru/Ir \sim 1.03$ ) специализацией характеризуются нафтиды Тимано-Печорской провинции.

Высказано предположение, что охарактеризованные выше типы нефтей в той или иной мере отображают  $Cu-Ni-Pd$ -специализацию платформенных

гипербазитов. Возможно, что повышенная нефтегазоносность платформенных осадочных бассейнов коррелирует с усилением щелочного уклона магматизма и формированием Cu-Ni-Pd-геохимико-металлогенической специализацией гипербазитов, напоминающей ЭПГ-специфику нефтяных месторождений [3].

Проведенное ранее изучение ряда проб сырых нефтей из залежей, локализованных среди отложений тюменской свиты и вогулкинской толщи Шаимского нефтегазоносного района (НГР), показало, что они характеризуются высокими содержаниями Fe, Cr, V, Zn, Ti и Cu [9, 10 и др.]. Для нефтей Шаимского НГР свойственно также преобладание легких лантаноидов над тяжелыми. Y/Se отношение варьирует в них от 0.093 до 0.226. Примечательной особенностью распределения РЗЭ во всех исследованных пробах является наличие весьма высоких положительных Eu аномалий ( $(Eu/Sm)_n \sim 3.9-5.7$ ). Медианные<sup>1</sup> содержания V, Ni и Fe в сырых нефтях Шаимского НГР составляют, соответственно,  $6.5 \pm 3.9$ ,  $1.6 \pm 5.1$  и  $49.1 \pm 29.6$  г/т, а значения Ni/Cu и Co/Cu варьируют от 0.4 до 10–12 и от 0.002–0.003 до 0.07. Это может свидетельствовать, исходя из приведенных выше критериев, о достаточно большой их миграции. Анализ содержаний и соотношений Ni, Cu и Cr в нефтях Шаимского НГР показал, что они имеют хромовую или никель-хромовую специализацию.

Нами, по данным ICP-MS геохимии (ИГТ УрО РАН), выполнен анализ содержаний в нефтях вогулкинского и тюменского резервуаров Шаимского НГР элементов-примесей и ряда их индикаторных отношений (V/Cu, V/Pb, Ni/Cu, Co/Cu, Zn/Co, V/Ni, V + Ni + Fe, V + Ni + Zn, Th/U, V/Fe,  $\sum PZЭ$ , Eu/Eu\*,  $(La/Yb)_n$ , Pd/Pt,  $(Pt/Ru)_n$ , Au/Ir и Os/Ir). Предваряя анализ полученных данных необходимо отметить следующее. Несмотря на то, что в разрезе тюменской свиты в настоящее время известно значительное количество достаточно хорошо индивидуализированных пластов-коллекторов (Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub>, ..., Ю<sub>6</sub>), а для вогулкинской толщи выделяются три пласта-коллектора (П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub> и П<sub>3</sub>), дать микроэлементную характеристику сырых нефтей для каждого из них или какой-то их группы не представляется возможным, так как отбор проб осуществлялся при перфорации существенных по мощности интервалов. Так, например, отобранная на Западно-Ловинском месторождении из скв. 8310 проба 9 характеризует коллекторы от ЮШ<sub>2</sub> до ЮШ<sub>5</sub>, а проба 123 из скв. 8418 – коллекторы ЮШ<sub>1</sub>–ЮШ<sub>3</sub>; по скв. 9150 Ловинского месторождения из коллекторов ЮШ<sub>2</sub>–ЮШ<sub>5</sub> отобрана проба 114, а проба 28

(скв. 2858 Яхлинская) объединяет нефть из коллекторов ЮШ<sub>2</sub>–ЮШ<sub>6</sub>. При столь неравномерном отборе проб искусственное выделение их групп в привязке к “верхней”, “средней” или “нижней” частям тюменского резервуара приведет к существенному уменьшению выборок и, следовательно, к существенной потере представительности получаемых результатов. Аналогичная ситуация характерна и для имеющихся в нашем распоряжении проб нефтей из вогулкинской толщи. В связи со сказанным, в настоящей работе приводится обобщенная для вогулкинского и тюменского резервуаров микроэлементная характеристика сырых нефтей Шаимского НГР.

По материалам ряда скважин (вогулкинский резервуар: 395/391, 639 и 1471; Мортымья-Тетеревские: 7, 1699, 1811, 1877, 1856/1847 и 1893; Западно-Толумские: 13, 1931 и 3938; Южно-Толумские: 1694/3995, 3994 и 1582; Восточно-Толумские – 1990; Мало-Толумская: 1811 и 169; Северо-западные Толумские: 6376 и 6528; Северо-Даниловские: 1087 и 1090; Северо-Тетеревские – 3872; Убинская – 849; Западно-Мортымья-Тетеревская и др.; тюменский резервуар: 9195, 9150 и 9191; Ловинские – 8418; Западно-Ловинская: 2831, 2805, 2848 и 2831/2848; Яхлинские – 10476; Мансигьянская – 7895; Сыморьяхская: 2583 и 2550; Филипповские: 10124 и 3215 Лазаревские и ряд др.) выполнено построение схем изменения таких индикаторных отношений элементов-примесей как V/Cu и V/Pb для вогулкинского и тюменского резервуаров.

#### МИКРОЭЛЕМЕНТНАЯ СПЕЦИАЛИЗАЦИЯ НЕФТЕЙ

Суммарное содержание (медианное значение) **V + Ni + Fe в сырых нефтях вогулкинского резервуара** составляет ~17 г/т. По этому значению вогулкинские нефти Шаимского НГР относятся к классу обогащенных микроэлементами. Минимальное значение данного параметра (2.90 г/т) отличается от максимального почти в 13 раз. Примечательно, что нефти одного и того же месторождения могут быть как железистыми (**Fe > V > Ni**), так и ванадиевыми, первично обогащенными (**V > Ni > Fe**). Таким образом, если следовать критериям [6], и считать, что используемые нами аналитические данные корректны, можно предполагать, что в пределах одного месторождения в вогулкинском резервуаре присутствуют как достаточно легкие, так и биодегрированные нефти. В уже упомянутом Мортымья-Тетеревском месторождении соотношение V:Ni:Fe для пробы 2 (скв. 395) составляет при округлении до целых 0 : 99 : 1 (т.е. это суперникелистая нефть), для пробы 117 (скв. 639) равно 15 : 73 : 12, а для пробы 65 (скв. 391) – 35 : 37 : 28. Нам, однако, представляется, что эти данные необходимо проверить на более представительном материале.

<sup>1</sup> Использование медианных содержаний определяется тем, что этот статистический параметр позволяет дать обобщенную оценку аналитических данных с неизвестным характером распределения [8], т.е. как раз таких относительно небольших выборок, что имелись в нашем распоряжении.

Из материалов, приведенных в работе [7], следует, что для нефтей вообще и, в частности, для нефтей Балтийской нефтегазоносной области свойственны весьма значительные коэффициенты вариации содержаний элементов-примесей. Так, для Li коэффициент вариации составляет 62%, Na – 191%, S – 47%, Ca – 119%, Ti – 186%, Fe – 110%, Sr – 166%, Sn – 172%, La – 118% и т.д. Это заставило авторов указанной работы использовать при анализе данных по месторождениям не частные составы, а медианные или среднеарифметические данные (это делаем при своих исследованиях и мы).

По нашим данным, в целом, для нефтей вогулкинского резервуара минимальный коэффициент вариации присущ V (43%), а максимальный – свойственен Ir (4674%). Коэффициенты вариации содержаний ряда элементов-примесей в вогулкинских нефтях, пробы которых отобраны из различных месторождений Шаимского НГР, также весьма значительно варьируют. Например, данный параметр для Li в нефти Мортгымья-Тетеревского месторождения составляет 534%, тогда как для нефти Западно-, Южно- и Восточно-Толумской площадей он равен, соответственно, 15, 46 и 14%. Очевидно, что для более обоснованных выводов необходимы более представительные выборки данных, однако в настоящее время это в существенной мере лимитировано высокой стоимостью и сложностью пробоподготовки и аналитических измерений.

Медианное значение V + Ni + Fe в нефтях тюменского резервуара равно  $\sim 23 \pm 48$  г/т (минимум = 15.85, максимум = 202.14 г/т). Таким образом, нефти данного резервуара также принадлежат к классу нефтей, обогащенных микроэлементами.

В целом, для имеющейся у нас выборки данных по нефтям вогулкинского резервуара медианная величина отношения V/Fe составляет  $1.19 \pm 0.56$ . Для нефтей тюменского резервуара этот же параметр равен  $0.79 \pm 0.56$ , что предполагает достаточное сходство сырых нефтей обоих продуктивных горизонтов Шаимского НГР.

Медианная величина суммы V, Ni и Zn в вогулкинских нефтях составляет  $\sim 8.4$  г/т (минимальное значение 2.43, максимальное – 16.4 г/т). Нефти тюменского резервуара характеризуются медианным содержанием V + Ni + Zn на уровне  $13.40 \pm 5.02$  г/т.

#### ВАРИАЦИИ ИНДИКАТОРНЫХ ОТНОШЕНИЙ ЭЛЕМЕНТОВ-ПРИМЕСЕЙ

Отношения V/Cu и V/Pb в нефтях вогулкинского резервуара характеризуются весьма большими значениями стандартных отклонений (соответственно, 455 и 324) при существенно меньших их медианных величинах (соответственно, 8.74 и 89.3), что указывает на значительный разброс значений данных параметров на исследуемой нами территории, и требует верификации на существенно более представительном фактическом материале.

Это же свойственно и отношениям Ni/Cu, Co/Cu, Zn/Co и ряду др. Так, максимальное значение ( $\sim 630$ ) первого из указанных параметров в вогулкинских нефтях больше минимального примерно в 1400 раз. Для Co/Cu различие названных параметров составляет почти 2 порядка. Максимальное значение V/Ni (13.7) больше минимального почти в 13 раз.

Максимальная величина отношения Ni/Cu в нефтях тюменского резервуара больше минимальной почти в 160 раз. Для параметра Co/Cu указанное соотношение составляет более 70. Медианная величина отношения V/Cu в тюменских нефтях на порядок больше, чем в нефтях вогулкинского резервуара (соответственно, 89.62 и 8.74). Несколько меньше различие между медианными значениями отношения V/Pb (соответственно, 137.04 и 89.29), а с уче-

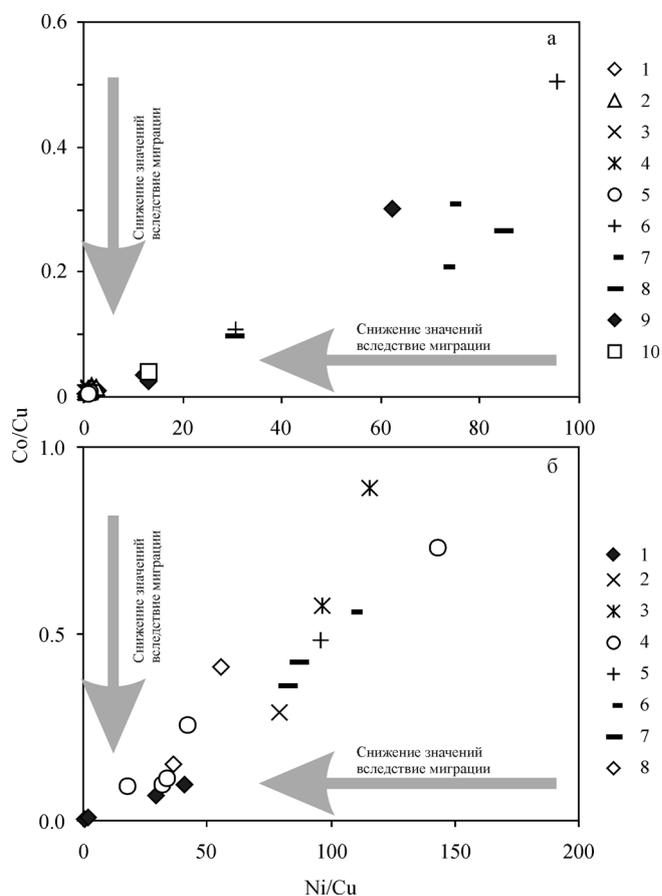
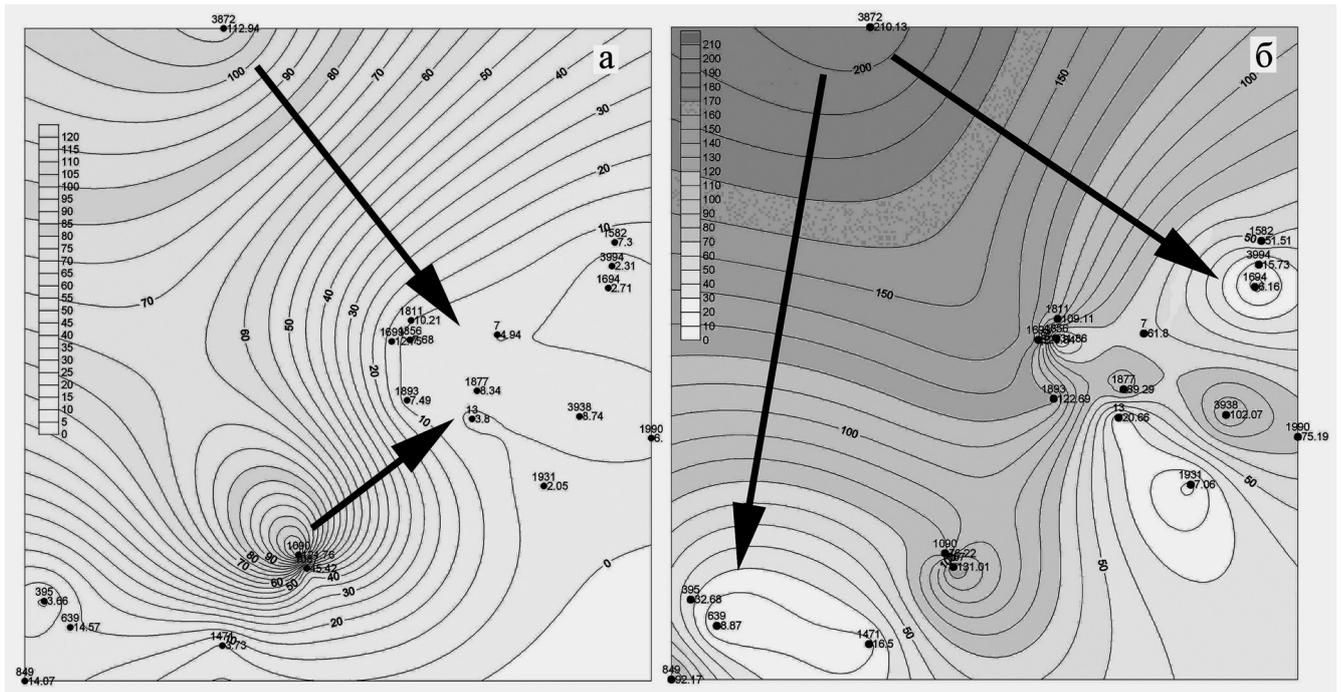


Рис. 1. Характер изменения значений Ni/Cu и Co/Cu в сырых нефтях различных месторождений и разведочных площадей.

а – вогулкинский резервуар: 1 – Мортгымья-Тетеревское, 2 – Западно-Толумское, 3 – Южно-Толумское, 4 – Восточно-Толумское, 5 – Мало-Толумское, 6 – Северо-западное Толумское, 7 – Северо-Даниловское, 8 – Северо-Тетеревское, 9 – Убинское, 10 – Западное Мортгымья-Тетеревское. б – тюменский резервуар: 1 – Ловинское, 2 – Западно-Ловинское, 3 – Славинское, 4 – Яхлинское, 5 – Мансигьянское, 6 – Сыморьяхское, 7 – Филипповское, 8 – Лазаревское.



**Рис. 2.** Схема распределения значений V/Cu (а) и V/Pb (б) в нефтях вогулкинского резервуара.

Стрелками показаны направления уменьшения величин V/Cu и V/Pb, примерно отвечающие, в соответствии с критериями [6], росту степени катагенетического преобразования нефтей.

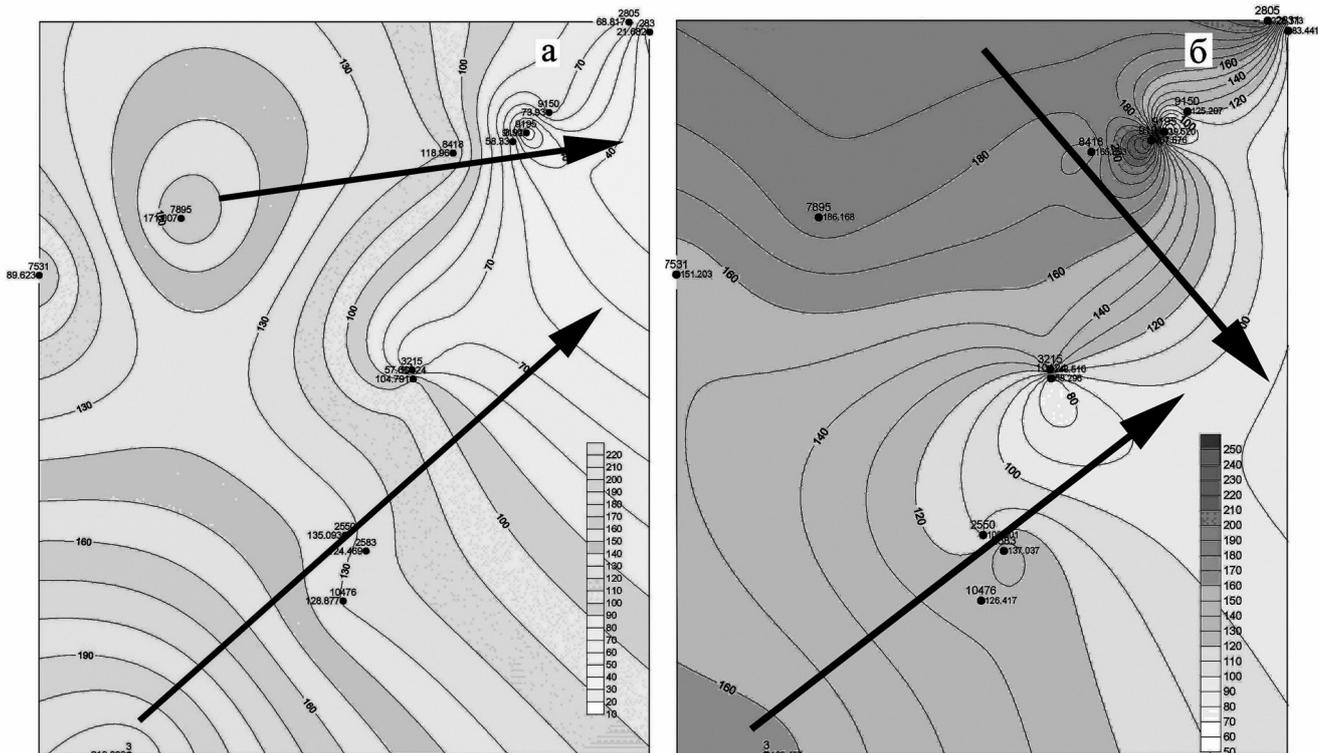
том значений стандартных отклонений эти показатели можно считать практически сопоставимыми.

Выше уже было отмечено, что при процессах миграции в нефтях происходит (или должно происходить) уменьшение содержаний V, Ni и Co и снижение значений таких отношений как Ni/Cu и Co/Cu. Мы построили для нефтей вогулкинского и тюменского резервуаров диаграммы Ni/Cu–Co/Cu (рис. 1), из которых следует, что для пласта вогулкинского резервуара максимально подвергшимися процессам миграции являются нефти Мало-, Южно- и Западно-Толумского месторождений, а также некоторые нефти Мортымья-Тетеревского месторождения. Для тюменского резервуара минимально обогащенными элементами-примесями, а следовательно, подвергшимися максимальной миграции, являются нефти Ловинского, Яхлинского и Лазаревского месторождений.

По материалам [6], отношения V/Cu и V/Pb являются показателями степени катагенетической преобразованности нефтей. Установлено, что первое из названных отношений снижается при катагенезе от 200–70 до 70–0.07, тогда как второе уменьшается от 200–33 до 30–0.9. Используя эти представления, и условно считая, что все проанализированные нами залежи обладают гидравлической связью, нами построены схемы изменения указанных отношений для нефтей вогулкинского и тюменского резервуаров Шаимского НГР. Анализ этих схем показывает, что для вогулкинского резервуара снижение значе-

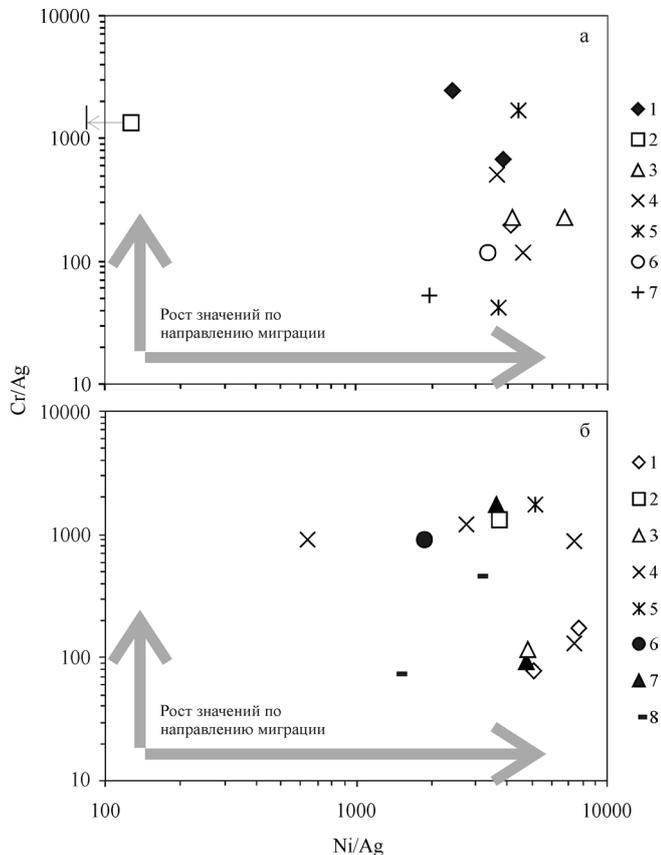
ний V/Cu происходит с северо- и юго-запада на восток, а уменьшение величины V/Pb идет с севера на восток и юг (рис. 2). Для нефтей тюменского резервуара параметр V/Cu снижается с запада (от района скв. 7895 Сыморьяхская) и с юго-запада на восток (рис. 3а). Величина отношения V/Pb в тюменских нефтях снижается с юго- и северо-запада на восток (рис. 3б), хотя и не достигает предельных значений, указанных С.А. Пуановой для заметно катагенетически измененных нафтидов. В то же время, минимальные величины отношения V/Cu, достигающие значений 20–10 и менее, если исходить из представлений приведенных в работе [6], отвечают катагенетически преобразованным нефтям. Приведенную информацию об изменениях двух названных выше отношений мы считаем пока предварительной.

Анализ распределения в нефтях Шаимского НГР значений Ni/Ag и Cr/Ag не дает каких-либо определенных результатов (рис. 4). Значения первого из указанных отношений меняются для основной массы проб нефтей вогулкинского резервуара от несколько менее 2000 до почти 6800. Существенно больший размах в вогулкинских нефтях характерен для отношения Cr/Ag – от 42 до почти 2500. Все указанные значения заметно выше тех, что приводятся в работе [7] для нефтей Калининградского вала. Для нефтей тюменского резервуара в пределах одного месторождения характерен существенно больший разброс значений Ni/Ag, нежели Cr/Ag.



**Рис. 3.** Схема распределения значений V/Cu (а) и V/Pb (б) в нефтях тюменского резервуара.

Стрелками показано направление уменьшения величин V/Cu и V/Pb, примерно отвечающее, в соответствии с критериями [6], росту степени катагенетического преобразования нефтей.



Минимальные значения и Ni/Ag (~75) и Cr/Ag (~1450) присущи пробе нефти 83, отобранной из скв. 10124 Лазаревского месторождения, хотя для пробы 70 (скв. 3215) этого же объекта оба рассматриваемых параметра заметно выше (соответственно, ~460 и 3060).

**РЗЭ-систематика нефтей**

Медианное значение суммы РЗЭ в нефтях вогулкинского резервуара составляет  $0.0089 \pm 0.0059$  г/т; при этом минимальная величина данного параметра отличается от максимальной почти в 25 раз. Сумма РЗЭ в исследованных нами пробах нефтей тюменского резервуара изменяется от 0.0028 до 0.0156 г/т (медиана =  $0.0050 \pm 0.0035$  г/т).

**Рис. 4.** Соотношение значений Ni/Ag и Cr/Ag в пробах нефтей различных месторождений и разведочных площадей.

а – вогулкинский резервуар: 1 – Мортымья-Тетеревское, 2 – Толумское, 3 – СЗ Толумское, 4 – Северо-Даниловское, 5 – Северо-Тетеревское, 6 – Убинское, 7 – Зап. Мортымья-Тетеревское. б – тюменский резервуар: 1 – Ловинское, 2 – Западно-Ловинское, 3 – Славинское, 4 – Яхлинское, 5 – Мансигьянское, 6 – Сымо-рьянское, 7 – Филипповское, 8 – Лазаревское.

Величина отношения  $(La/Yb)_n$  в вогулкинских нефтях значительно меняется от месторождения к месторождению. Так, для нефтей Мортымья-Тетеревского месторождения данный параметр равен 2.85 (проба 117) и 1.89 (проба 69). В нефти Толумского месторождения это отношение составляет всего 1.67. В нефтях Южно-Толумской площади этот параметр во всех трех исследованных нами пробах нефти (№№ 97, 98 и 99) заметно выше и варьирует от 5.69 до 9.71. Максимальное значение  $(La/Yb)_n$  (13.07) установлено для нефти Восточно-Толумской площади.

Медианное значение отношения  $(La/Yb)_n$  для нефтей тюменского резервуара составляет  $3.89 \pm 2.03$  (максимум = 8.00, минимум = 1.41). Для ряда месторождений (например, для Лазаревского и Ловинского) можно видеть заметные (почти двукратные) вариации данного параметра.

Нефти вогулкинского резервуара Мортымья-Тетеревского и Толумского месторождений характеризуются и весьма небольшими значениями  $(La/Sm)_n$  (от 1.07 до 1.37). Для нефтей Западно-, Южно- и Восточно-Толумской площадей характерны более высокие величины данного параметра (от 2.46 до 6.49). Для нефтей тюменского резервуара разброс значений  $(La/Sm)_n$  заметно меньше – 1.33 и 2.49.

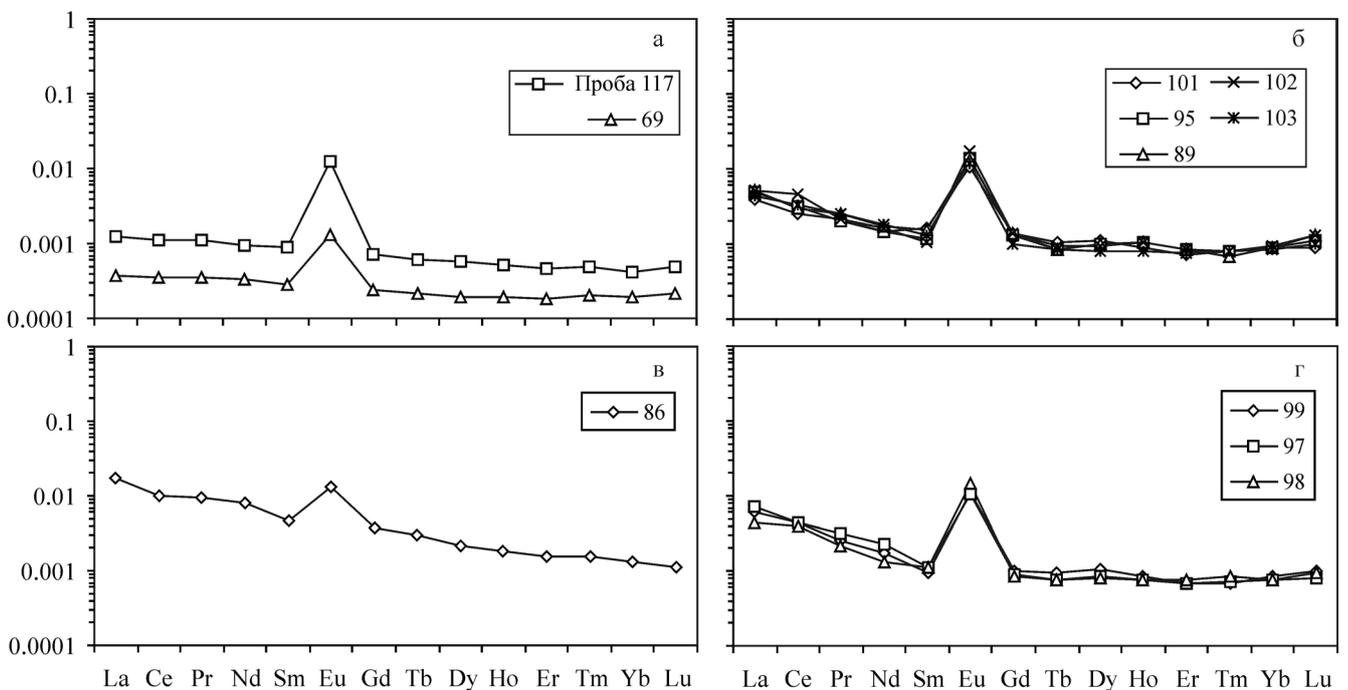
Деплетирование тяжелых РЗЭ для нефтей, пробы которых отобраны из вогулкинской толщи, в целом не характерно. Только пробы нефтей Толумского месторождения и Восточно-Толумской пло-

щади имеют значения  $(Gd/Yb)_n > 2.0$ , что указывает на некоторую обедненность их тяжелыми редкоземельными элементами.

Нефти тюменского резервуара, пробы которых были отобраны на Ловинском, Западно-Ловинском, Яхлинском и Мансигьянском месторождениях не имеют деплетирования РЗЭ. Для нефти Сыморьянского месторождения (проба 110) величина  $(Gd/Yb)_n$  составляет менее 1, что указывает на некоторую, относительно небольшую, обогащенность ее тяжелыми РЗЭ. Нефти Филипповского и Лазаревского месторождений представлены разностями как не обладающими деплетированием РЗЭ, так и заметно деплетированными ( $(Gd/Yb)_n$  до 2.79 и 3.10).

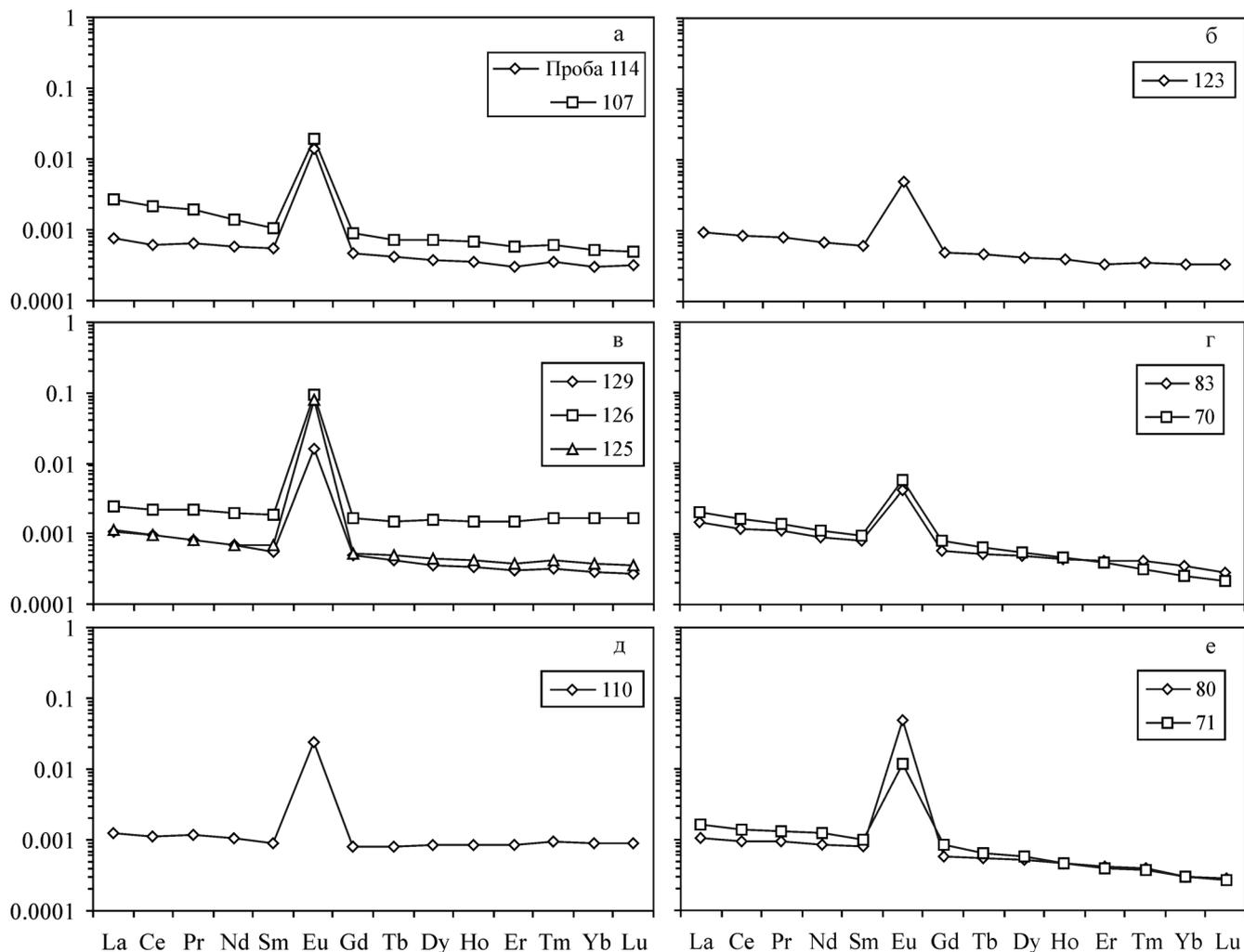
Для всех проанализированных нами проб нефтей вогулкинского резервуара присуща хорошо выраженная положительная европиевая аномалия (рис. 5), величина которой изменяется от 3.13 (проба 86, Восточно-Толумская площадь) до 15.62 (проба 117, Мортымья-Тетеревское месторождение).

Пробы тюменских нефтей также обладают положительной Eu аномалией (рис. 6). Минимальное и максимальное значения  $Eu/Eu^*$  для них выше, чем для вогулкинских нефтей, и составляют, соответственно, 6.26 и 132.49. Показательно, что, например, для Яхлинского месторождения разброс значений  $Eu/Eu^*$  составляет 29.76–132.49 (три пробы), для Филипповского (две пробы) – 13.04 и 72.50, тогда как Лазаревского (также две пробы) – всего 6.26 и 6.56.



**Рис. 5.** Нормированные на хондрит спектры распределения РЗЭ в пробах нефтей, отобранных из вогулкинской толщи.

Месторождения: а – Мортымья-Тетеревское, б – Западно-Толумское, в – Восточно-Толумское, г – Южно-Толумское.

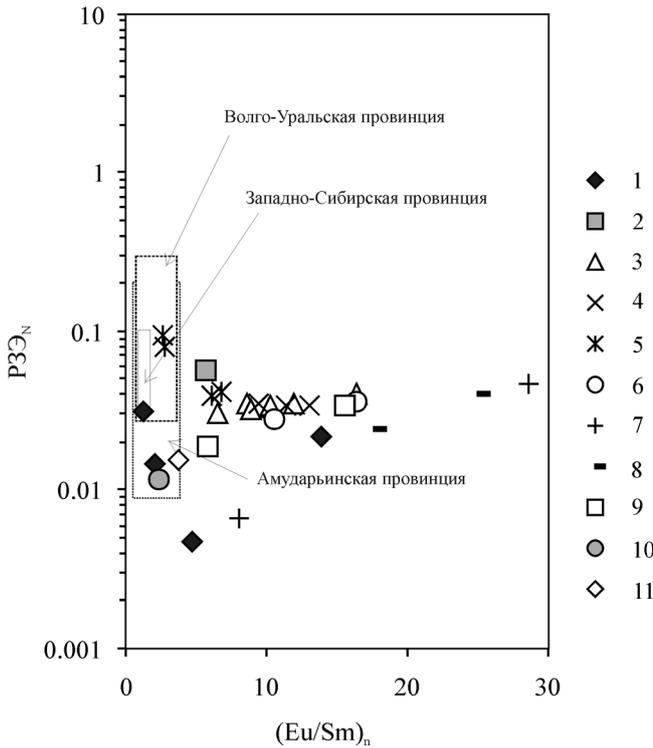


**Рис. 6.** Нормированные на хондрит спектры распределения РЗЭ в пробах нефтей, отобранных из тюменской свиты. Месторождения: а – Ловинское, б – Западно-Ловинское, в – Яхлинское, г – Лазаревское, д – Сыморьяхское, е – Филипповское.

В работе [1] для анализа характера распределения РЗЭ в нефтях, их смолисто-асфальтеновых фракциях и асфальтенах предложено использовать диаграмму  $(Eu/Sm)_n - PЗЭ_n$ . На этой диаграмме поля нефтей различных провинций (Волго-Уральская, Тимано-Печорская, Припятско-Днепровская, Западно-Сибирская, Амударьинская и др.) существенно перекрывают друг друга и в основном тяготеют к области положительных значений Eu аномалии. Как отмечено авторами указанной работы, нефть Волго-Уральской, Припятско-Днепровской и Амударьинской провинций характеризуется исключительно положительными значениями европейской аномалии. В то же время нефти Тимано-Печорской провинции имеют как положительные, так и отрицательные значения Eu аномалии (от 0.60 до 1.50), а нефти Сибирской платформы образуют на диаграмме  $(Eu/Sm)_n - PЗЭ_n$  два обособленных поля с  $(Eu/Sm)_n$  от 2.80 до 3.10 и отрицательными (до 0.70) величинами  $Eu/Eu^*$ . Для предполагаемых нефтематерин-

ских пород (доманикиты и выделенные из них битумоиды), напротив, характерны отрицательные значения Eu аномалии и существенно более высокие, чем в нефтях величины “хондритнормализованной суммы РЗЭ”. По мнению Р.П. Готтих с соавторами [1], значимые различия в содержаниях и характере распределения РЗЭ в нефтях позволяют предполагать, что на формирование ее геохимического облика заметное влияние оказали флюиды, не связанные с породами осадочного чехла. Нефти с отрицательными Eu аномалиями рассматриваются как результат влияния на их формирование флюидов смешанной природы, контаминированных верхнекоревым веществом. Положение фигуративных точек составов сырых нефтей вогулкинского резервуара из различных месторождений Шаимского НГР на диаграмме  $(Eu/Sm)_n - PЗЭ_n$  показано на рис. 7.

Весьма интересны полученные нами ранее данные о распределении в сырых нефтях обоих резервуаров величины  $Eu/Eu^*$  [11]. В середине прошед-



**Рис. 7.** Положение фигуративных точек составов сырых нефтей вогулкинского резервуара на диаграмме  $(Eu/Sm)_n - PЗЭ_n$ .

Месторождения: 1 – Мортымья-Тетеревское, 2 – Толумское, 3 – Западно-Толумское, 4 – Южно-Толумское, 5 – Восточно-Толумское, 6 – Мало-Толумское, 7 – Северо-западное Толумское, 8 – Северо-Даниловское, 9 – Северо-Тетеревское, 10 – Убинское, 11 – Западное Мортымья-Тетеревское.

шего десятилетия на примере пластовой и подтоварной воды было показано, что в воде, закачиваемой для увеличения выхода нефти из пласта, значения и **Eu** и **Се аномалий отрицательные, сопоставимые** с их значениями в обычной океанской воде, тогда как в пластовой воде вогулкинского резервуара европиевая аномалия положительная и, более того, величина  $Eu/Eu^*$  растет по мере уменьшения степени разбавления пластовой воды флюидом системы поддержания пластового давления. Для пласта вогулкинского резервуара на рассматриваемой нами территории величина  $Eu/Eu^*$  растет от Убинского месторождения и южной периферии района к Мортымья-Тетеревскому, Северо-Тетеревскому, Западно-, Южно- и Мало-Толумскому месторождениям, т.е. к некоей полосе, протягивающейся от Мортымья-Тетеревской площади в северо-восточном направлении (рис. 8а). **Возможно, именно** в этой полосе локализована зона поступления глубинных флюидов, воздействующих на PЗЭ-систематику сырых нефтей данного резервуара.

Минимальные значения  $Eu/Eu^*$  в сырых нефтях тюменского резервуара наблюдаются на рас-

считываемой нами территории в полосе северо-восточного простирания, проходящей примерно через центральную ее часть до Западно-Ловинского месторождения (рис. 8б). Значения  $Eu/Eu^*$  здесь составляют менее 10. В то же время, на продолжении указанной полосы, на крайнем северо-востоке территории, в окрестностях Яхлинского месторождения, величина европиевой аномалии возрастает до 30–50 и более. Еще один район исключительно высоких величин  $Eu/Eu^*$  – это окрестности Филипповского месторождения и расположенная несколько юго-восточнее его зона (в пробе нефти, отобранной в скв. 2583 Филипповская, величина  $Eu/Eu^* = 72.5$ ). Если основываться на предположении о том, что максимальные величины  $Eu/Eu^*$  в сырых нефтях, также как и в пластовых водах, отвечают в той или иной мере зонам подпитки нефтяных глубинными эманациями, то для рассматриваемой нами ситуации такими зонами можно считать окрестности Яхлинского и Филипповского месторождений.

Если сравнить между собой рис. 8а и 8б, то можно видеть, что расположение предположительно проницаемых зон для вогулкинского и тюменского резервуаров в существенной мере различно. Обусловлено ли это собственно геологическими факторами и, в первую очередь, особенностями строения доюрского фундамента Шаимского НГР, предстоит рассмотреть в будущем.

### ЭПГ-систематика нефтей

По соотношению Pd и Pt нефти вогулкинского резервуара Шаимского НГР характеризуются выраженной палладиевой спецификой ( $Pd/Pt_{\text{медиана}} = 9.22 \pm 11.06$ ). Медианная величина отношения  $(Pt/Ru)_n$  составляет в них  $0.33 \pm 0.35$ . Исходя из соотношения Au, Ir и Os, вогулкинские нефти характеризуются выраженной специализацией по Au и повышенными содержаниями Os. Однако, учитывая значительный разброс минимальных и максимальных значений названных параметров, эти выводы следует рассматривать как предварительные.

Нефти тюменского резервуара по медианной величине отношения Pd/Pt ( $13.20 \pm 34.81$ ) достаточно хорошо сопоставимы с вогулкинскими нефтями. Для них также характерна палладиевая специализация. Отношение  $(Pt/Ru)_n$  медиана в тюменских нефтях равно  $0.38 \pm 0.20$ , что также близко к медианному значению данного параметра в вогулкинских нефтях. Исходя из медианных значений отношений Au/Ir и Os/Ir, для нефтей тюменского резервуара характерна относительно слабо выраженная Au-Os специализация.

Нефти вогулкинского резервуара по соотношению Ru, Ir и Rh являются почти чисто рутениевыми. Медианное содержание Ru составляет для них 91%, тогда как содержания двух других элемен-

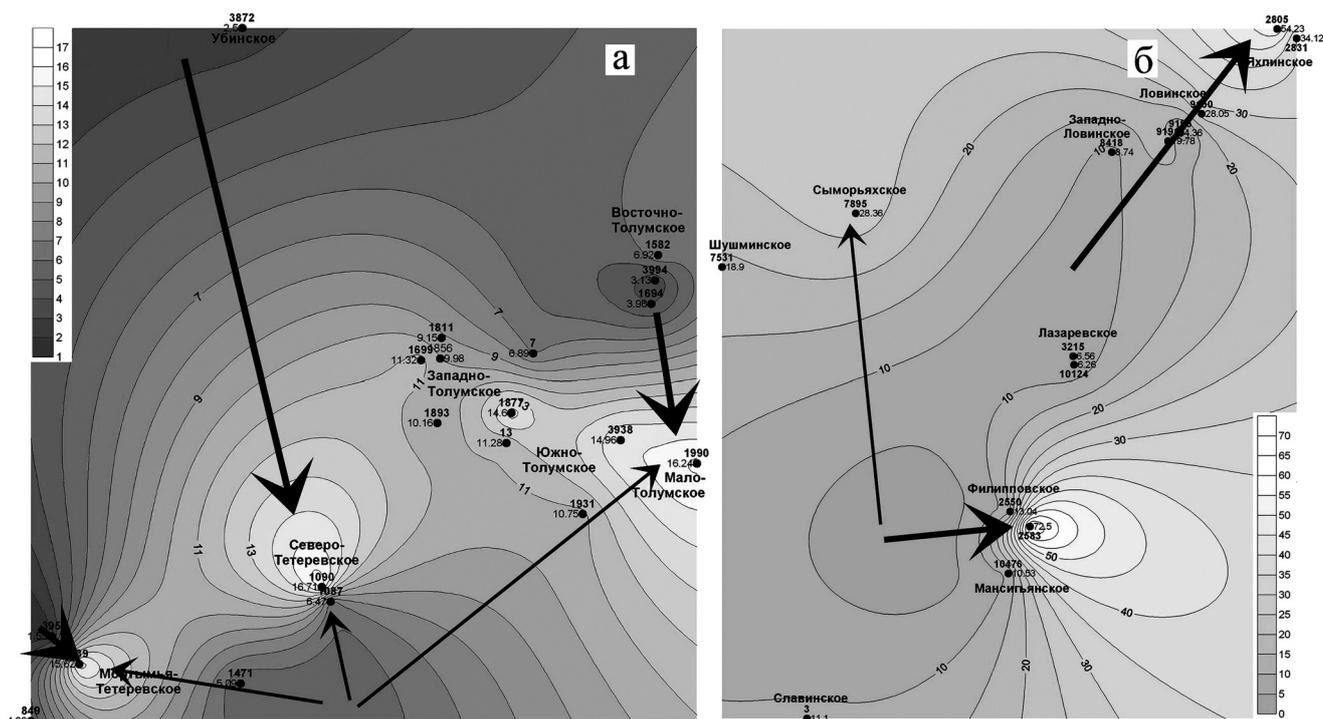


Рис. 8. Характер распределения значений  $Eu/Eu^*$  в сырой нефти вогулкинского (а) и тюменского (б) резервуаров. Стрелками показаны направления увеличения значений  $Eu$  аномалии.

тов составляют, соответственно, 2% и 8%. Однако, пределы вариаций относительных содержаний для каждого из названных элементов платиновой группы весьма значительны. Для  $Ru$  они составляют 31–95%, для  $Ig$  – 1–56% и для  $Rh$  – 1–63%.

Тюменские нефти по соотношению  $Ru$ ,  $Ig$  и  $Rh$  принадлежат родиево-рутениевому типу – медианные содержания названных ЭПГ составляют в них, соответственно, 56, 13 и 30%. Относительные содержания  $Ru$  в проанализированной нами выборке варьируют от 31 до 93%, для  $Ig$  эти показатели изменяются от 1 до 51%, а для  $Rh$  – от 2 до 63%.

### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, проведенные нами исследования позволили выполнить сопоставление сырых нефтей вогулкинского и тюменского резервуаров Шаимского НГР по ряду параметров. Очевидно, что нефти обоих резервуаров достаточно близки (с учетом значений стандартных отклонений) по величине отношения  $V/Fe$ . Сопоставим в обоих нефтях и такой параметр как сумма  $V$ ,  $Ni$  и  $Zn$ .

Установлено, что нефти вогулкинского резервуара Мало-, Южно- и Западно-Толумского месторождений, а также ряд проб нефтей Мортымья-Тетеревского месторождения, исходя из присущих им значений отношений  $Ni/Cu$  и  $Co/Cu$  можно рассматривать как испытавшие достаточно выраженную

миграцию. Для тюменского резервуара минимально обогащенными указанными выше элементами-примесями, а, следовательно, по всей видимости, и испытывшими выраженную миграцию, являются нефти Ловинского, Яхлинского и Лазаревского месторождений. В то же время анализ распределения в нефтях Шаимского НГР значений  $Ni/Ag$  и  $Cr/Ag$  не позволил получить какие-либо определенные выводы относительно процессов миграции нафтидов.

На основе ряда индикаторных отношений, предложенных в работе [5], составлены схемы изменения их значений в сырых нефтях вогулкинского и тюменского резервуаров и намечены возможные направления изменения свойств нафтидов. Так, для вогулкинских нефтей на основании в существенной мере симбатного снижения на восток и юго-восток присущих им значений  $V/Cu$  и  $V/Pb$  можно предполагать, что в указанном направлении нарастает степень их катагенетического преобразования. Для нефтей тюменского резервуара также вырисовывается, хотя и с некоторыми оговорками, нарастание степени катагенетического преобразования на восток.

Медианные значения суммы РЗЭ в нефтях обоих резервуаров достаточно сопоставимы (вогулкинский резервуар –  $0.0089 \pm 0.0059$  г/т, тюменский –  $0.0050 \pm 0.0035$  г/т). Отношение  $(La/Yb)_n$  в вогулкинских нефтях значительно меняется от месторождения к месторождению. Максимальное значение  $(La/Yb)_n$  установлено для нефти Восточно-

Толумской площади. Для всех проанализированных нами проб нефтей характерна хорошо выраженная положительная Eu аномалия.

Нефти вогулкинского резервуара характеризуются выраженной палладиевой спецификой ( $Pd/Pt = 9.22 \pm 11.06$ ), а по соотношению Ru, Ir и Rh могут быть отнесены к рутениевому типу. Для тюменских нефтей величина  $Pd/Pt_{\text{медиана}}$  составляет  $13.20 \pm 34.81$ , что вполне сопоставимо с данными для нефтей, пробы которых отобраны из вогулкинской толщи. По соотношению Ru, Ir и Rh нефти тюменского резервуара могут быть отнесены к родиево-рутениевому типу.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Готтих Р.П., Винокуров С.Ф., Писоцкий Б.И. Редкоземельные элементы как геохимические критерии эндогенных источников микроэлементов в нефти // Докл. АН. 2009. Т. 425, № 2. С. 223–227.
2. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Нургалеев Д.К., Журяев Д.З. Некоторые генетические аспекты формирования Ромашкинского нефтяного месторождения и его спателлитов // Отечественная геология. 2005. № 3. С. 3–11.
3. Маракушев А.А. Происхождение Земли и природа ее эндогенной активности. М.: Наука, 1999. 254 с.
4. Маракушев А.А., Писоцкий Б.И., Панях Н.А., Готтих Р.П. Геохимическая специфика нефти и происхождение ее месторождений // Докл. АН. 2004. Т. 398, № 6. С. 795–799.
5. Нукунов Д.Н., Пуланова С.А., Агафонова З.Г. Металлы в нефтях, их концентрация и методы извлечения. М.: ГЕОС, 2001. 74 с.
6. Пуланова С.А. Геохимические особенности распределения микроэлементов в нафтидах и металлоносность осадочных бассейнов СНГ // Геохимия. 1998. № 9. С. 959–972.
7. Степанов К.И., Вешев С.А. Влияние латеральной миграции углеводородов на изменение микроэлементного состава нефтей Калининградского вала // Геология нефти и газа. 2000. № 1. С. 44–49.
8. Ткачев Ю.А., Юдович Я.Э. Статистическая обработка геохимических данных. Л.: Наука, 1975. 233 с.
9. Федоров Ю.Н. Редкоземельные элементы в нефтях Шаимского нефтегазоносного района Западной Сибири // Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов: мат-лы VIII Межд. конф. М.: ГЕОС, 2005. С. 457–458.
10. Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л. Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ICP-MS) // Докл. АН. 2007. Т. 414, № 3. С. 385–388.
11. Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л. РЗЭ-систематика сырых нефтей пластов П и Т Шаимского НГР: некоторые следствия // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности: мат-лы II всерос. науч. конф. Новосибирск: Гео, 2010. С. 176–179.

Рецензент В.П. Алексеев

### A microelemental peculiarities of crude oils from Vogulka and Tumen reservoirs (Western Siberia): Comparison

**Y. N. Fedorov\***, **Y. L. Ronkin\*\***, **O. P. Lepikhina\*\***, **G. S. Lepirkhina\*\***, **A. V. Maslov\*\***

\*“KogalymNIPIneft Ltd.”

\*\*Institute of Geology and Geochemistry, Urals Branch of RAS

Comparison of microelemental peculiarities of crude oils from Vogulka and Tumen reservoirs (Middle Jurassic, Shaim oil and gas-bearing district, Western Siberia) is revealed that these oils are sufficiently near each other on the base of such parameters as V/Fe and V + Ni + Zn. The oils of the Vogulka reservoir are characterized by coordinated decrease the values of V/Cu and V/Pb from west to east and south-east. It is probably indicate that the degree of katagenetic transformation of these oils is increase in this direction. The same is characterized of the Tumen reservoir crude oils. Median values of  $\Sigma REE$  in the oils from all reservoirs are also similar (Vogulka oils  $\sim 0.0089$  ppm, Tumen oils  $\sim 0.0050$  ppm). Ratio  $(La/Yb)_n$  in crude oils from the Vogulka reservoir is greatly changed from one oil field to another. Maximum value of  $(La/Yb)_n$  is established for crude oils from East-Tolumka oil field. Well revealed positive Eu anomaly is typical for all crude oils from Shaim oil and gas-bearing district. The Vogulka oils have median Pd/Pt values  $\sim 9.22$ . According to the ratio of Ru, Ir and Rh these oils are belong to Ru type. The Tumen oils have median Pd/Pt value  $\sim 13.20$ ; these oils are belonging to Ro-Ru type.

Key words: West Siberian sedimentary basin, Shaim oil and gas-bearing district, crude oils, Vogulka and Tumen reservoirs, REE- and RGE-systematics.