

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ РЕДКИХ И РАССЕЯННЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В СЫРЫХ НЕФТЯХ РЯДА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ И ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИЙ

© 2015 г. А. В. Маслов*, Ю. Л. Ронкин*, В. Г. Изотов**, К. Ш. Биглов*, Л. М. Ситдикова**

**Институт геологии и геохимии УрО РАН
620075, г. Екатеринбург, пер. Почтовый, 7
E-mail: maslov@igg.uran.ru*

***Казанский (Приволжский) федеральный университет
Институт геологии и нефтегазовых технологий
420008, г. Казань, ул. Кремлевская, 4/5
E-mail: sitdikova8432@mail.ru*

Поступила в редакцию 03.03.2014 г.

Принята к печати 12.01.2015 г.

В статье рассмотрены особенности распределения широкого спектра редких и рассеянных элементов, в том числе редкоземельных и элементов платиновой группы, в сырых нефтях ряда месторождений Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, приуроченных как к терригенным, так и карбонатным резервуарам. Приведенные данные дают основание считать, что геохимическая специализация сырых нефтей в той или иной мере отличается от специализации смолисто-асфальтеновых компонентов. Показано, что содержания элементов-примесей в сырых нефтях и значения их отношений, применяемые многими авторами как индикаторные, подвержены значительным вариациям, причины которых не вполне понятны. Использование их для генетических выводов часто не дает корректных результатов. Вместе с тем с определенной долей уверенности можно утверждать, что по отдельным параметрам сырые нефти различных месторождений могут иметь свое “лицо”. Это ставит на повестку дня вопрос о возможности их “паспортизации” на основе микроэлементной систематики.

Ключевые слова: *редкие и рассеянные элементы, сырая нефть, Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция.*

ВВЕДЕНИЕ

Исследования распределения редких и рассеянных элементов в нефти различных нефтегазоносных провинций мира проводятся в нашей стране и за рубежом уже несколько десятков лет. Первоначально они базировались преимущественно на данных о содержаниях в нефтях и их смолисто-асфальтеновых фракциях таких элементов, как Fe, V, Ni, и некоторых др. (Берман, Мудренко, 1994; Гольдберг, 1990; Мухаметшин, Пуланова, 2011; Нукунов и др., 2001; Пуланова, 1974, 1998, 2001, 2004; Пуланова, Виноградова, 2009; Пуланова, Нукунов, 2001; Степанов, Вешев, 2000; Шпирт, Пуланова, 2008; и др.). В последние 15–20 лет в связи с внедрением новых методов анализа исследователи получили данные (все еще однако статистически не совсем представительные) о распределении как в смолисто-асфальтеновых компонентах нефти, так и в сырых нефтях существенно более широкого спектра элементов (Винокуров и др., 2000; Галиева и др., 2007; Готтих, Писоцкий, 2006, 2012; Готтих

и др., 2005; Иванов и др., 2006; Маракушев, Маракушев, 2008; Маракушев и др., 2004; Akinlua et al., 2006, 2007; Clayton et al., 1997; Nakada et al., 2010; Zhang et al., 2009; и др.).

Так, С.А. Пуланова (1998) отмечает, что по содержанию металлов многие нефти России и СНГ уникальны. При этом и наличие в нефти металлов, и их отсутствие (т.е. экологическая чистота) играют одинаково важную роль при определении затрат на освоение месторождений и последующую переработку добытой нефти. По данным названного автора, микроэлементы в нафтидах характеризуются определенной спецификой распределения: основная часть редких и рассеянных элементов (например, V, Ni, Co, Mn, Cr, Mo, B и др.) связана с тяжелыми асфальтово-смолистыми компонентами, тогда как Fe, Cu, Pb, J, Br, Au присутствуют в углеводородных масляных фракциях. При процессах трансформации (катагенезе, биodeградации, миграции) состав нефтей изменяется, соответственно, изменяются содержания и соотношения микроэлементов, так как они связаны с разными компонентами

нефти. Существование нефти с различными содержаниями микроэлементов связано, по всей видимости, с составом исходного органического вещества и вторичными процессами преобразования углеводородных флюидов в ходе геологической истории развития бассейнов. Размещение нефти с различными концентрациями и составом микроэлементов контролируется особенностями процессов нефтегазоаккумуляции, нефтегазогенерации и последующими тектоническими особенностями развития нефтегазоносных бассейнов.

А.А. Маракушев с соавторами (2004) проанализировали парагенезисы микроэлементов (Ni, Cu, Cr, Pt, Pd, Ru, Rh, Ir) в нефтях. В результате установлена выраженная Cu-Ni-специфика смолисто-асфальтовых фракций нефти и выделен ряд ее типов: 1) с преобладанием никеля над Cu и Cr; 2) с преобладанием Cu над Ni и Cr; 3) с преобладанием Cr над Ni и Cu. Доминирования одного из указанных типов нефти в изученных исследователями восьми провинциях не отмечено. На диаграмме Ni-Cu-Cr средние составы нефти Западной Сибири и Волго-Уральской нефтегазоносной провинции попадают в поле нефтей с отчетливой никелевой специализацией. Авторы проанализировали также особенности распределения в нефтях элементов платиновой группы (ЭПГ). Оказалось, что нефтей с собственно Pt специализацией на территории СНГ практически нет; среди ЭПГ во всех исследованных авторами пробах нефти преобладает Pd, содержание которого чаще всего больше чем суммарное содержание рутения, иридия и родия. Геохимическая специализация нефтей контролируется, по представлениям (Маракушев и др., 2004), соотношениями, с одной стороны, Pd и, с другой, Ru + Ir + Rh, при этом ведущую классификационную роль играет отношение Ru/Ir. По величине указанного отношения авторы выделяют иридиевый, промежуточный и рутениевый типы нефтяных месторождений. Нефти с иридиевой специализацией характерны для залежей на Сибирской и Восточно-Европейской древних платформах; для нефтей Волго-Уральской провинции средняя величина отношения Ru/Ir составляет 0.16. На 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. Предполагается, что типы нефтей в той или иной мере отображают Cu-Ni-Pd специализацию платформенных гипербазитов.

Изучение нефтей из девонских и каменноугольных отложений Южно-Татарского свода, экстрактов из нефтенасыщенных пород пермского возраста зоны сочленения Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины, а также битумоидов из доманика выполнено Р.П. Готтих с соавторами (2005).

Установлено, что все исследованные образцы нефти характеризуются повышенными, по сравнению с верхнекоровыми образованиями, содержаниями ряда микроэлементов (Ni, Ag, Mo, Au, Zn, Sb, Se, Te, Hg и Re). Сопоставление данных по пробам нефти из различных продуктивных горизонтов D, C и P позволило установить, что наиболее богаты микроэлементами нефти из отложений пермского возраста, тогда как нефти из подстилающих горизонтов имеют меньшие концентрации микроэлементов (Cr, Co, Ni, Se, Mo, Th, U и др.), но в целом их распределение довольно сходно. По характеру нормированных по хондриту спектров РЗЭ нефти девонских коллекторов были разделены авторами на две группы. Общая особенность исследованной коллекции нефтей – положительная Eu аномалия, что было описано ранее также в работе (Винокуров и др., 2000). Считается, что эта особенность наиболее ярко проявлена в нефтях самых верхних горизонтов-коллекторов Ромашкинского нефтяного поля, где величина отношения Eu_N/Sm_N составляет от 1.6 до 1.8. В терригенных же коллекторах девона авторами описаны нефти как с положительной европиевой аномалией, так и с практически полным ее отсутствием. Нефти с положительной Eu аномалией характеризуются повышенными содержаниями большинства микроэлементов, кроме Sb и Hg. Показано, что основная масса микроэлементов накапливается в асфальтенах. По мнению Р.П. Готтих с соавторами (2005), все указанные выше особенности распределения микроэлементов связаны со свойствами и структурой комплексов, которые они образуют с углеродом. Обнаружена также существенная дифференциация содержаний ряда микроэлементов в нефтях из различных горизонтов и разведочных площадей, что связано с близостью ряда анализирувавшихся проб к зонам тектонических нарушений в кристаллическом фундаменте или областям развития трещиноватости в осадочном чехле. Средние содержания ЭПГ в смолисто-асфальтовых компонентах нефти в горизонтах-коллекторах девона и карбона составляют для Ru – 1.1, Rh – 1.2, Ir – 6.4, Pt – 0.5 и Pd – 2.3 мг/т. Исходя из приведенных данных (Pd > Pt), геохимический тип нефтей Ромашкинского нефтяного поля, авторы определили как иридиевый.

В 2006 г. опубликованы первые результаты исследований микроэлементного состава сырой нефти Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения (Иванов и др., 2006). Установлено, что в целом содержание подавляющего большинства элементов в нефти крайне низкое, исключение составляют только V, Ni, Cr, Ca, Sr, Na, Rb и Cs. Сопоставление содержаний элементов-примесей в нефти с содержанием их в таком модельном геохимическом объекте, как примитивная мантия, позволило установить присутствие как положительных (по Sr, Rb, Cs, Hf, Zr, Eu, U), так и отрицатель-

ных аномалий (по Ti и Th). В результате сделан вывод о том, что нефти разных площадей в пределах Ромашкинского месторождения образуют единый геохимический тренд.

Все это позволило по-новому подойти к анализу парагенезисов микроэлементов в нефтяных месторождениях разных провинций, существенно уточнить геохимические особенности нефти, оценить на основе новой информации возможную роль эндогенных флюидов в металлогенической специализации нефти, а также наметить геохимические и термодинамические особенности флюидов и эволюцию их в процессах миграции с образованием углеродистых веществ различного класса (Готтих, Писоцкий, 2012).

Одной из последних работ, в которой рассматриваются современные представления о геохимических особенностях нефти различных нефтегазоносных провинций России, является публикация Р.П. Готтих и Б.И. Писоцкого (2012). В ней с помощью серии диаграмм проанализированы особенности распределения ряда редких и рассеянных элементов (Co, Cr, Cu, Mn, Ni, V, Ti, ЭПГ, Y, Sc, РЗЭ, Pb, Zr) в смолисто-асфальтеновых компонентах нефти Сибирской, Восточно-Европейской и Западно-Сибирской платформ и Тимано-Печорской провинции. Анализ средних содержаний элементов в смолисто-асфальтеновых компонентах нефти позволил авторам установить повышенные, по сравнению с верхней континентальной корой (УСС), содержания Hg, As, Sb, Se, Te, Cd, Ag и Au. Ряд проб несколько обогащен V, Cu, Re, Ni, тогда как содержания Cr, Zn, Pb и Bi сопоставимы с их концентрациями в УСС. Показано, что нефти Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций имеют сходную металлогеническую специализацию (повышенные содержания Cr, Co, Ni, V, Si, Ga, Nb, Cd, U), однако при этом есть и некоторые специфические черты. Нефти Днепровско-Донецкой впадины обогащены Zr, Ti, Hf, Sc и Th. Напротив, нефть Сибирской платформы – это нефть с низким общим уровнем содержания микроэлементов, хотя Zn, Cr, Zr и Cd присутствуют в ней в значительных количествах. Западно-сибирская нефть имеет высокое содержание Pb, а также повышенные концентрации Mn, Zn, Ni, Y, Cs, Ba и W. Высокие содержания халькофильных элементов и “сидерофильная платинометалльность” позволили Р.П. Готтих и Б.И. Писоцкому предположить, что редкие и рассеянные элементы в углеводородах связаны с “эндогенным источником”.

В нашей публикации использованы аналитические материалы по сырым нефтям Чеканского, Тумукского и Тумук-Чеканского месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля (пашийский, данково-лебедянский, кизеловский, бобриковско-радаевский и тульский горизонты, терригенный тип коллекторов), Спартакскому (па-

шийский горизонт франского яруса, терригенный коллектор) и Карсовайскому (верейско-башкирские отложения, карбонатный тип коллектора) месторождениям Волго-Уральской провинции, а также ряду месторождений (Мортымья-Тетеревское, Толумское, Ловинское, Славинское, Филипповское, Лазаревское и др.) Шаимского нефтегазоносного района (терригенный тип коллектора, пласты П (вогулгинская толща, средняя-верхняя юра) и Т (тюменская свита, средняя юра) и Сергинскому месторождению Краснотенинского нефтегазоносного района (терригенный тип коллектора, пласт Ю₁₀, шеркалинская свита, нижняя юра) (все – Западная Сибирь) (рис. 1) (Иванов и др., 2006; Маслов и др., 2009, 2010а, 2010б, 2010г; Федоров, 2005; Федоров и др., 2007, 2010а, 2010б, 2010в, 2011, 2012; Fedorov et al., 2010). Кроме того, для сравнения привлечены данные о распределении редких и рассеянных элементов в сырых нефтях Ромашкинского месторождения (Абдрахмановская площадь, девон, терригенный тип коллектора) Республики Татарстан (Иванов и др., 2006). Всего, таким образом, проанализировано почти 100 проб сырых нефтей.

При обсуждении представленного материала мы намеренно не касаемся вопроса происхождения нефти¹, относительно же происхождения микроэлементов, присутствующих в ней, мы предпочитаем придерживаться тезиса, приведенного в (Пуланова, 2004, с. 906): “... обобщение всего рассмотренного материала дает возможность предполагать существование трех источников микроэлементов в нефтях – унаследованного от живого вещества, заимствованного нефтью из окружающих пород и пластовых вод и привнесенного по проницаемым зонам из глубинных участков земной коры, т.е. полигенное их происхождение”. Наша главная задача – рассмотрение геохимических особенностей сырых нефтей различных месторождений и резервуаров Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций и сопоставление их в целях выявления черт их сходства и различия.

Инициатором работ по данному направлению в Уральском государственном горном университете, ОАО “КогалымНИПИнефть” и ИГТ УрО РАН был известный тюменский геолог-нефтяник Ю.Н. Федоров, трагически погибший в авиакатастрофе под Тюменью 2 апреля 2012 г.

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Разложение сырой нефти осуществлялось смесью кислот HNO₃, HCl и перекиси водорода H₂O₂ в микроволновой печи Multiwave 3000 производства Anton Paar GmbH (Австрия) с ротором 8XQ80

¹ Одни из последних полярных представлений на эту тему опубликованы в работах (Баженова, Баженова, 2008; Маракушев, Маракушев, 2006; Холодов, 2008).

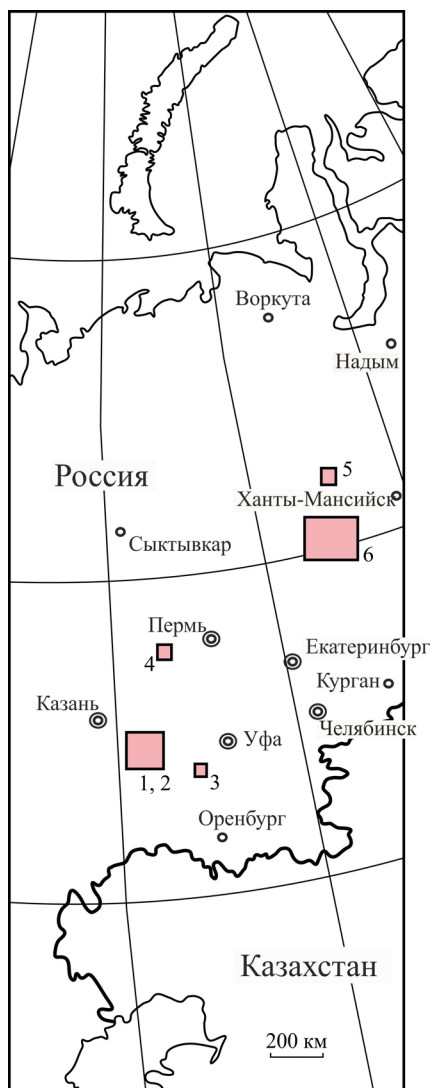


Рис. 1. Схема расположения месторождений, анализ состава сырых нефтей которых выполнен в настоящей работе.

1, 2 – Ромашкинское месторождение и месторождения-спутники Ромашкинского нефтяного поля, 3 – Спартакское, 4 – Карсовайское, 5 – Сергинское, 6 – месторождения Шаимского нефтегазоносного района.

Fig. 1. Arrangement fields, which analysis of the crude oil is made in this paper.

1, 2 – Romashkinskoye oil field and their satellites; 3 – Spartakskoye; 4 – Karsovayskoye; 5 – Serginskoye; 6 – Shaim oil and gas fields area.

(8 кварцевых реакционных сосудов по 80 мл каждый), позволяющей реализовать достаточно жесткие условия эксперимента (максимальные температура и давление – 300°C и 120 атм (<http://www.raag.ru>)). Химическая подготовка проб производилась в “чистом” помещении, а используемые кислоты особой чистоты и вода дополнительно дважды очищались “subboiling”-методом (Mattinson,

1972), предусматривающим перегонку ниже температуры кипения. Уровень загрязнений оценивался для каждой партии используемых реактивов и периодически контролировался при исполнении анализа.

Определение массовой доли 59 химических элементов, входящих в состав анализируемых образцов, проводилось далее с помощью секторного тандемного масс-спектрометра высокого разрешения с ионизацией в индуктивно-связанной плазме HR ICP-MS Element2 производства фирмы Thermo Scientific (г. Бремен, Германия). Измерения выполнялись при следующих операционных параметрах: 1) поток распыляющего газа – 0.80 л/мин; 2) плазмообразующий поток – 0.85 л/мин; 3) охлаждающий поток – 16 л/мин; 4) высокочастотная мощность генератора плазмы – 1050 Вт; 5) напряжение на двухступенчатом (с автоматической калибровкой аналоговой и счетной составляющих) детекторе – 2500 В. Методика измерений предполагала ежедневную проверку чувствительности прибора, установление градуировочной зависимости для всей шкалы масс с применением шести растворов, аттестованных по содержанию элементов: 1) U, Th; 2) Y, Zr, Sc, La, Ce, Pr, Nd, Sm, Eu, Gd, Tb, Dy, Ho, Er, Tm, Yb, Hf; 3) Be, Mg, Al, Ca, V, Cr, Mn, Fe, Ni, Cu, Zn, Ga, As, Se, Sr, Cd, In, Ba, Tl, Pb, Bi; 4) B, P, Ti, Go, Nb, Mo, Ta, W, Re; 5) Na, K, Rb, Cs; 6) Ag.

По результатам измеренных интенсивностей стандартных растворов с помощью штатного программного обеспечения масс-спектрометра строились зависимости в координатах “интенсивность сигнала–концентрация”. Эти зависимости в дальнейшем использовались для расчета концентраций элементов в реальных образцах. Пределы обнаружения анализируемых элементов приведены в табл. 1. Для учета межэлементных влияний и влияния матрицы пробы применялся внутренний стандарт (Rh). Влияние спектральных наложений при масс-спектрометрическом определении элементов учитывали программным методом математической коррекции. После измерения очередных 10 анализируемых проб проводилось измерение калибровочного раствора и, в случае значимых отклонений от предыдущей калибровки, выполнялась повторная полная калибровка. Контроль качества получаемых результатов осуществлялся путем параллельных анализов внутренних сверочных проб и мультиэлементного стандартного образца Conostan S-21 (Conostan, США, www.conostan.com), предназначенного для измерений массовой доли металлов в нефти и нефтепродуктах.

Нормирование содержаний редких и рассеянных элементов в сырых нефтях различных исследованных нами объектов по их содержанию в UCC (Rudnick, Gao, 2003) выполнено для Sc, V, Cr, Co,

Таблица 1. Пределы обнаружения для некоторых элементов изученных нефтей**Table 1.** The detection limits for certain elements of the studied oils

ИзотопЭлемент	Типичный результат, мкг/г нефти	Имп., мкг/л	Имп. фона 1%-й HNO ₃	3σ	ПО, нг/л	ПО, нг/г нефти
⁷ Li	0.0232	311532	563	169	0.542	0.0054
Be	0.0537	279244	1476	443	1.586	0.0159
Na	307	503020	11318	3395	6.750	0.0675
²⁴ Mg	18.2	548311	10463	3139	5.725	0.0572
Al*	17.5	78689	2195	658	8.368	0.0837
⁴⁴ Ca*	136	3518	49	15	4.137	0.0414
⁴⁸ Ti*	4.75	58745	338	101	1.724	0.0172
⁵¹ V*	1.22	66080	31	9	0.139	0.0014
⁵² Cr*	0.838	67218	48	14	0.213	0.0021
Mn*	0.623	116374	449	135	1.158	0.0116
⁵⁶ Fe*	21.2	63326	154	46	0.732	0.0073
Co	0.179	1017158	245	73	0.072	0.0007
⁶⁰ Ni*	2.66	6449	46	14	2.127	0.0213
⁶³ Cu*	0.231	17912	322	97	5.400	0.0540
⁶⁶ Zn*	1.480	2985	59	18	5.971	0.0597
⁸⁵ Rb	0.223	664503	36	11	0.016	0.0002
⁸⁸ Sr	0.498	253772	348	104	0.411	0.0041
Y	0.0067	346943	63	19	0.055	0.0005
⁹⁰ Zr	0.0542	282787	64	19	0.068	0.0007
Nb	0.0421	195774	5	1	0.007	0.0001
⁹⁵ Mo	0.724	200089	154	46	0.231	0.0023
¹¹⁸ Sn	0.596	187718	319	96	0.509	0.0051
¹²¹ Sb	0.0103	179163	96	29	0.161	0.0016
I	1.34	706766	295	89	0.125	0.0013
Cs	0.0013	934209	289	87	0.093	0.0009
¹³⁷ Ba	0.223	107892	366	110	1.018	0.0102
²⁰⁸ Pb	0.704	465121	56	17	0.036	0.0004
Bi	0.0016	660384	26	8	0.012	0.0001
Th	0.0009	951016	45	14	0.014	0.0001
²³⁸ U	0.0786	1013207	92	28	0.027	0.0003

Примечание. Измерения выполнены при разрешении $\Delta M/M = 300$, за исключением элементов помеченных (*), для которых использовалось среднее разрешение 4000. Имп. – импульсы счета. ПО – пределы обнаружения.

Note. The measurements were performed at a resolution of $\Delta M/M = 300$, except for items marked (*), which was used for an average resolution of 4000. Имп. – pulses account. ПО – the limits of detection.

Ni, Cu, Zn, Ga, Rb, Sr, Y, Zr, Nb, Mo, Cs, Ba, La, Ce, Nd, Sm, Eu, Gd, Yb, Hf, Ta, Tl, Pb, Bi, Th и U (рис. 2, 3). При этом для упрощения восприятия аналитических данных далее приводятся краткие сведения только по пяти категориям/группам элементов, средние содержания которых составляют: 1) $n \times 1 \times \text{UCC}$; 2) $n \times 0.1 \times \text{UCC}$; 3) $n \times 0.01 \times \text{UCC}$; 4) $n \times 0.001 \times \text{UCC}$; 5) менее $n \times 0.001 \times \text{UCC}$.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Ниже рассмотрены три аспекта проведенных исследований. Это, во-первых, общие особенности распределения редких и рассеянных элементов в проанализированных пробах сырых нефтей, во-вторых, характер распределения в них редкоземельных элементов (РЗЭ), и, в-третьих, распределение ЭПГ и Au.

Общие особенности распределения редких и рассеянных элементов

Общие особенности распределения редких и рассеянных элементов

В сырых нефтях Ромашкинского месторождения элементы первой группы отсутствуют. Ко второй группе принадлежит только Ni (см. рис. 2а). Третью группу составляют V, Cr, Sr и Mo. В состав четвертой группы входят Co, Cu, Zn, Ga, Rb, Cs, Hf, Bi и U, тогда как все остальные элементы из приведенного выше списка относятся к элементам пятой категории. В сырых нефтях месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля элементами первой категории являются V и Ni (см. рис. 2б). Содержания на уровне $n \times 0.1 \times \text{UCC}$ свойственны здесь

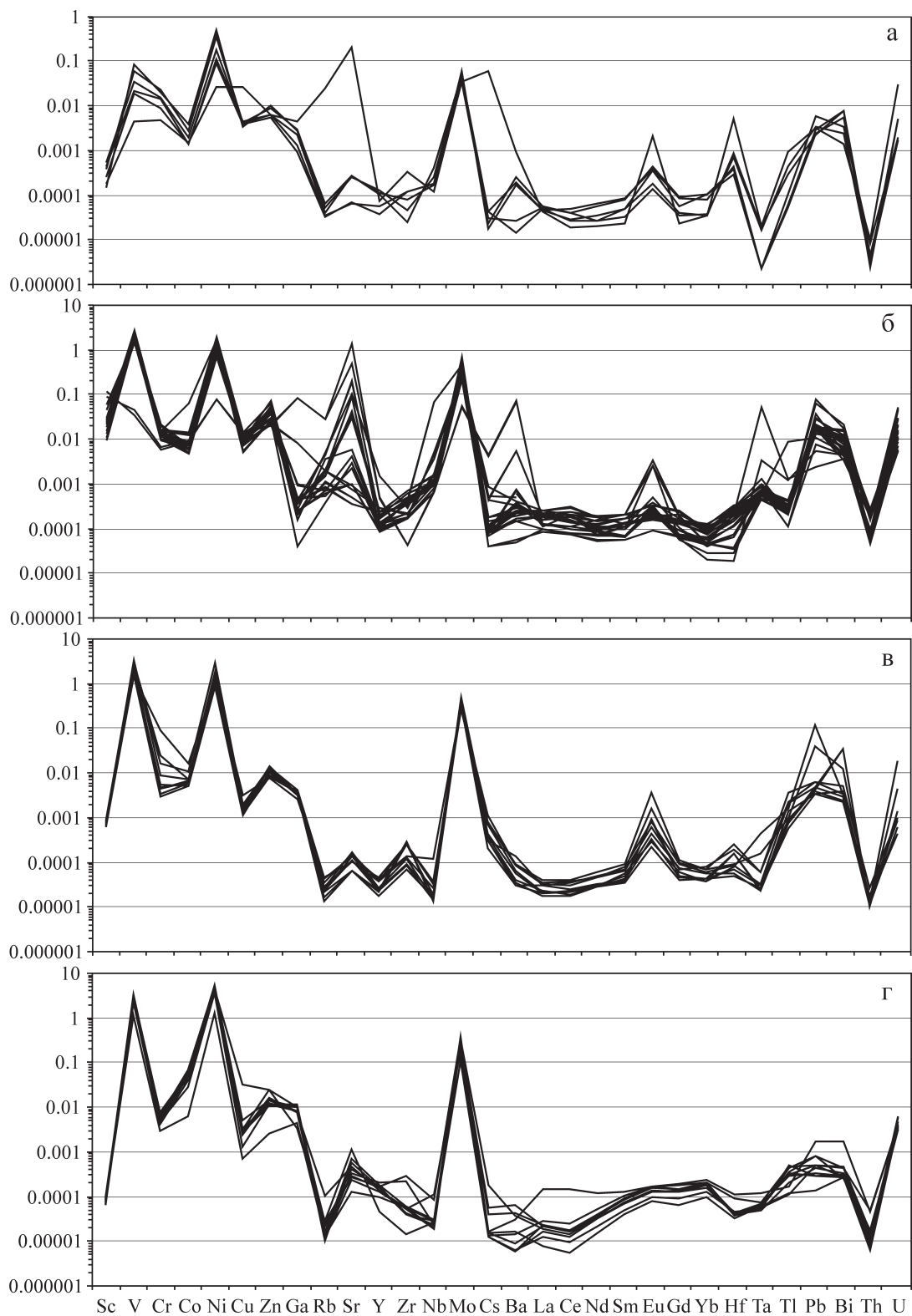


Рис. 2. Нормированные по UCC содержания редких и рассеянных элементов в сырых нефтях ряда месторождений Волго-Уральской провинции.

а – Ромашкинское месторождение; б – месторождения-спутники Ромашкинского нефтяного поля; в – Спартакское месторождение; г – Карсовайское месторождение.

Fig. 2. Normalized by UCC content of rare and trace elements in crude oils of some fields Volga-Ural province.

a – Romashkinskoye oil field; б – the satellites of the Romashkinskoye oil field; в – Spartakskoye oil field; г – Karsovayskoye oil field.

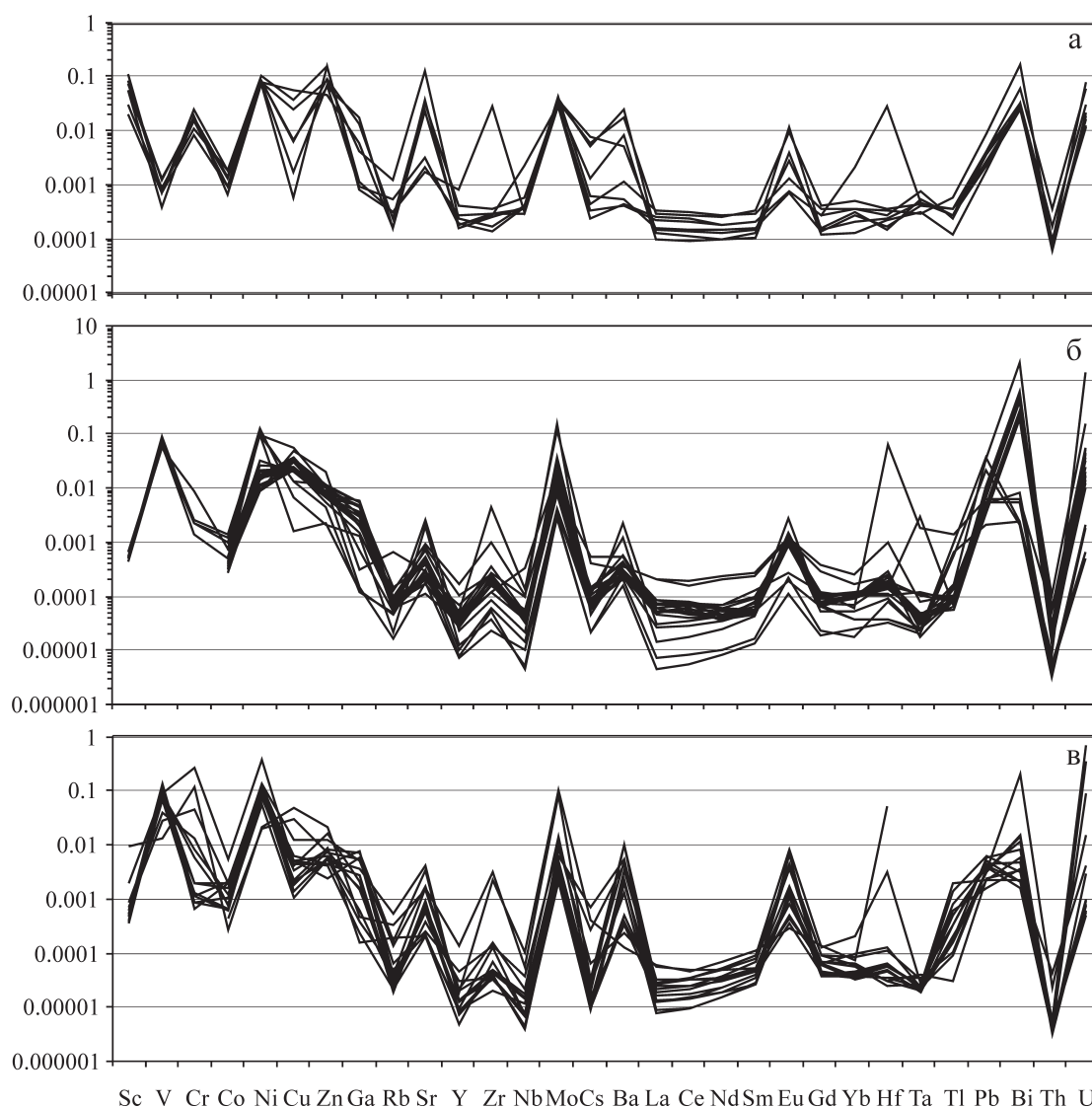


Рис. 3. Нормированные по UCC содержания редких и рассеянных элементов в сырых нефтях ряда месторождений и резервуаров Западно-Сибирской провинции.

а – Сергинское месторождение; б – резервуар П Шаимского НГР; в – резервуар Т Шаимского НГР.

Fig. 3. Normalized by UCC content of rare and trace elements in crude oils of some fields and reservoirs West Siberian province.

а – Serginskoye field; б – reservoirs of P Shaim oil and gas area; в – reservoirs of T Shaim oil and gas area.

Sr² и Mo. Третью группу составляют Sc, Cr, Zn, Pb и U. К четвертой группе принадлежат Co, Cu, Ga, Rb, Nb, Ba, Ta и Bi. В сырых нефтях Спартакского

месторождения средние содержания V и Ni составляют соответственно $2.2 \times \text{UCC}$ и $1.6 \times \text{UCC}$ (см. рис. 2в). Этим нефти Спартакского месторождения сходны с нефтями месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля. Средние содержания порядка $n \times 0.1 \times \text{UCC}$ присущи здесь только Mo. Третью группу образуют Cr, Zn, Pb и Bi, четвертую – Co, Cu, Ga, Tl и U. В сырых нефтях Карсавайского месторождения, локализованных в карбонатных породах, к элементам первой группы относятся V и Ni (см. рис. 2г). Ко второй категории принадлежит только Mo. В третью категорию вхо-

² По представлениям авторов работы (Иванов и др., 2006), в сырых нефтях Абдрахмановской площади можно видеть несколько типов распределения стронция. Так, в верхнедевонских отложениях, содержащих пачки гипса с примесью целестина, встречаются высокостронциевые (содержание Sr 55–63 г/т) нефти. Низкостронциевые нефти имеют содержание Sr < 0.06 г/т. Большинство же проб сырых нефтей принадлежит к промежуточному типу, содержание Sr в них составляет от 0.06 до 0.3 г/т.

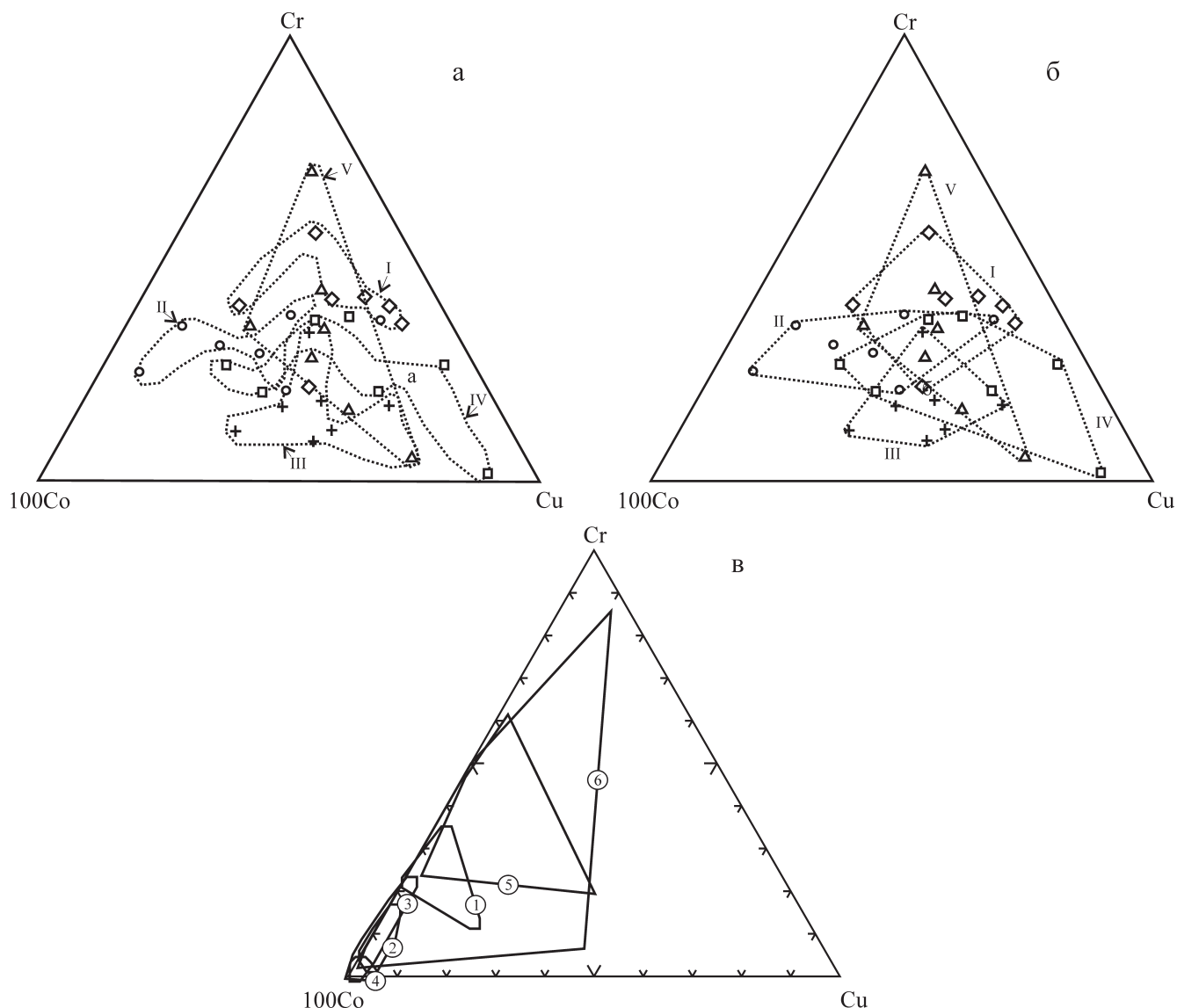


Рис. 4. Распределение полей составов нефтей (смолисто-асфальтеновые компоненты) ряда нефтегазоносных провинций России на диаграмме 100Co–Cr–Cu.

а – в рисовке авторов работы (Готтих, Писоцкий, 2012), б – в авторской рисовке, в – поля составов различных месторождений нефти Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций. Провинции: I – Лено-Тунгусская, II – Днепро-Припятская, III – Волго-Уральская, IV – Тимано-Печорская, V – Западно-Сибирская. Цифры в кружках – исследованные в настоящей работе месторождения: 1 – Ромашкинское, 2 – месторождения-спутники Ромашкинского нефтяного поля, 3 – Спартакское, 4 – Карсовайское, 5 – Сергинское, 6 – месторождения Шаимского нефтегазоносного района Западной Сибири.

Fig. 4. Distribution of oil composition (resin-asphaltene components) of a number Russia oil and gas provinces in the diagram 100Co–Cr–Cu.

а – depiction of (Готтих, Писоцкий, 2012), б – the author's depiction, в – fields of composition of various oil Volga-Urals and West Siberian provinces. Provinces: I – the Lena-Tunguska, II – the Dnepr-Prityat', III – the Volga-Urals, IV – Timan-Pechora, V – West Siberian. The numbers in the circles – studied in this work oil fields: 1 – Romashkinskoye, 2 – satellites of Romashkinskoye oil field, 3 – Spartakskoye, 4 – Karsovayskoye, 5 – Serginskoye, 6 – Shaim field oil and gas region of Western Siberia.

дят Co и Zn, а Cr, Cu, Ga и U – это элементы четвертой группы.

Сырые нефти Сергинского месторождения Краснотенинского НГР характеризуются тем, что в них отсутствуют элементы первой группы, т.е. те, средние концентрации которых составляют $n \times 1 \times \text{UCC}$.

Нет в них и элементов со средней концентрацией на порядок ниже. К третьей группе принадлежат Sc, Cr, Ni, Cu, Zn, Sr, Mo, Bi и U. Четвертую группу образуют Co, Ga, Zr, Cs, Ba, Eu, Hf и Pb (см. рис. 3а). В сырых нефтях резервуара II Шаимского НГР элементы первой группы также отсутствуют (см. рис. 3б).

Средняя концентрация на уровне $n \times 0.1 \times \text{UCC}$ свойственна только Bi . К третьей группе принадлежат V , Ni , Cu , Mo и U . Четвертую группу образуют Sc , Cr , Zn , Ga , Eu , Hf и Pb . Сырые нефти резервуара T также, как и резервуара II , характеризуются отсутствием элементов со средними концентрациями $n \times 1 \times \text{UCC}$. К элементам второй категории принадлежит только Ni (см. рис. 3в). Такие элементы, как V , Cr , Mo , Bi и U , составляют третью группу. Наконец, исходя из средних концентраций Sc , Co , Cu , Zn , Ga , Sr , Ba , Eu , Hf и U , их можно отнести к четвертой группе.

Приведенные данные позволяют видеть, что сырые нефти преобладающей части исследованных нами объектов Волго-Уральской провинции обладают сопоставимыми с UCC концентрациями V и Ni (элементы первой из описанных выше групп/категорий) вне зависимости от типа коллектора, в котором они локализованы. В нефтях Ромашкинского месторождения Ni перемещается во вторую группу, а V – в третью. Молибден здесь также имеет на порядок меньшую среднюю концентрацию, тогда как и в месторождениях-сателлитах Ромашкинского нефтяного поля, в Спартакском, и в Карсовайском месторождениях он принадлежит второй группе микроэлементов, характеризующейся средними концентрациями на уровне $n \times 0.1 \times \text{UCC}$. В сырых нефтях Сергинского месторождения и месторождений Шаимского НГР Западной Сибири средние содержания подавляющего большинства редких и рассеянных элементов из общего списка таковы, что позволяют отнести их только к третьей (здесь, в частности, локализован Mo), четвертой и пятой группам. Ко второй группе элементов в нефтях резервуара II принадлежит Bi , а в нефтях резервуара T – Ni . Все сказанное подтверждает представления об определенной микроэлементной специфике сырых нефтей Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций. На диаграмме $100\text{Co}-\text{Cr}-\text{Cu}$ индивидуальные точки составов сырых нефтей всех перечисленных выше объектов, в отличие от данных Р.П. Готтих и Б.И. Писоцкого (рис. 4а, б)³, тяготеют в основном к стороне, соединяющей вершины 100Co и Cr (рис. 4в). Распределение полей различных объектов имеет ряд особенностей. Так, максимально широким разбросом содержаний Cr и Co характеризуются сырые неф-

ти Шаимского НГР. Для сырых нефтей Сергинского месторождения свойственны примерно равные соотношения между 100Co и Cr ($\sim 50 : 50$); это обеспечивает полное “вписывание” их поля в поле сырых нефтей Шаимского НГР. Доля параметра 100Co в нефтях Ромашкинского месторождения несколько выше ($\sim 70 : 30$). Напротив, нефти Карсовайского месторождения, приуроченные к карбонатному коллектору, практически не содержат ни Cr , ни Cu , а нефти Спартакского месторождения и месторождений-сателлитов Ромашкинского месторождения характеризуются значениями отношения $100\text{Co} : \text{Cr}$ от $80 : 20$ до $95 : 5$. Таким образом, распределение индивидуальных точек составов проанализированных нами сырых нефтей из терригенных и карбонатного коллекторов Западно-Сибирской и Волго-Уральской провинций на диаграмме $100\text{Co}-\text{Cr}-\text{Cu}$ имеет несколько иной характер, чем это показано в работе (Готтих, Писоцкий, 2012). Примечательно также, что сырые нефти из карбонатного коллектора характеризуются на указанной диаграмме тяготением к вершине 100Co , тогда как нефти из терригенных коллекторов обладают несколько большими долями Cr и Cu .

По соотношению Ti , Pb и Zr нефти из банка данных Р.П. Готтих и Б.И. Писоцкого могут быть подразделены на обогащенные Pb (Западно-Сибирская провинция) и обедненные им (Днепровско-Припятская, Волго-Уральская и Ленотунгусская провинции). Промежуточное положение между двумя указанными группами занимают нефти Тимано-Печорской провинции (рис. 5а, б). Доля Ti варьирует в них от 5 до 65%. Проанализированные нами нефти на диаграмме $\text{Ti}/10-\text{Pb}/10-\text{Zr}$ образуют несколько иные поля. Так, нефти Ромашкинского и Спартакского месторождений, а также Шаимского НГР имеют весьма высокий разброс долей $\text{Pb}/10$ (от 2–3 до 60–85%) при значениях доли $\text{Ti}/10$ от 0 до 60% (рис. 5в). Принципиально иную позицию на данной диаграмме занимают сырые нефти месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля: доля Ti в них варьирует от 60 до 95%. Поля нефтей Карсовайского и Сергинского месторождений в существенной мере перекрываются: нефти обоих рассматриваемых объектов характеризуются весьма низкими (не более 5%) долями Pb при варьирующем в относительно широких пределах соотношении долей Ti и Zr . Таким образом, и на названной диаграмме распределение наших аналитических данных имеет иной или существенно иной характер, чем это приводится в работе (Готтих, Писоцкий, 2012). Более того, не наблюдается каких-либо принципиальных отличий в соотношении $\text{Ti}/10$, $\text{Pb}/10$ и Zr в нефтях Карсовайского месторождения Волго-Уральской провинции (карбонатный тип коллектора) и Сергинского ме-

³ Показанные в работе (Готтих, Писоцкий, 2012) на диаграммах $100\text{Co}-\text{Cr}-\text{Cu}$, $\text{Ti}/10-\text{Pb}/10-\text{Zr}$, $\text{Rh}-\text{Ru}-\text{Ir}$ и ряде других контуры полей для нефти различных провинций имеют, на наш взгляд, весьма странные очертания, будучи проведены предельно близко к фигуративным точкам и обладая множеством вогнутых углов (см., например, рис. 4а, 5а). Такой подход позволяет как будто бы более строго дискриминировать нефти различных нефтегазоносных провинций, но при иной рисовке (без вогнутых углов, см. рис. 4б, 5б) различия между объектами исследования оказываются в существенной мере сглатываемыми.

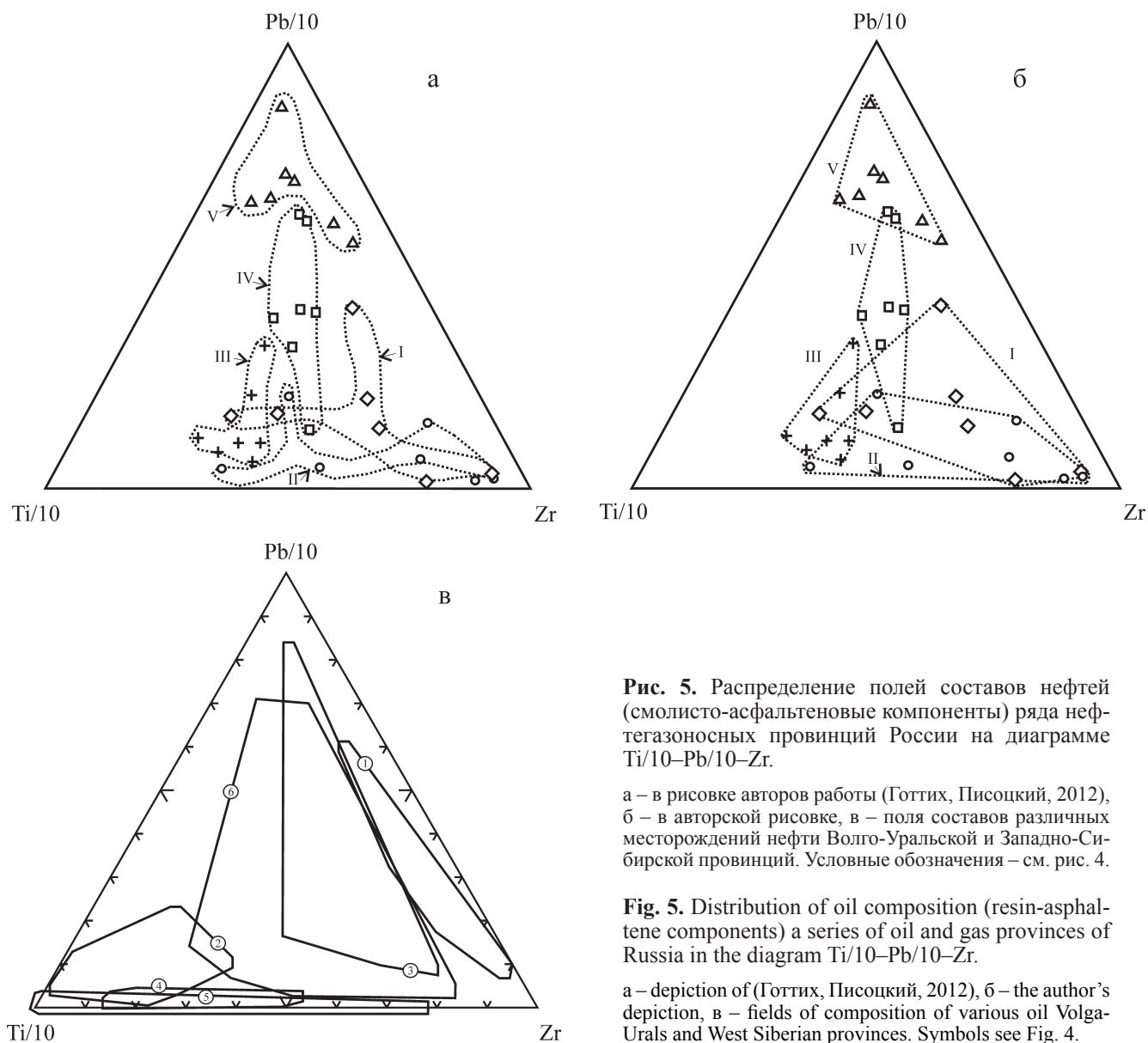


Рис. 5. Распределение полей составов нефтей (смолисто-асфальтеновые компоненты) ряда нефтегазовых провинций России на диаграмме Ti/10–Pb/10–Zr.

а – в рисовке авторов работы (Готтих, Писоцкий, 2012), б – в авторской рисовке, в – поля составов различных месторождений нефти Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций. Условные обозначения – см. рис. 4.

Fig. 5. Distribution of oil composition (resin-asphaltene components) a series of oil and gas provinces of Russia in the diagram Ti/10–Pb/10–Zr.

а – depiction of (Готтих, Писоцкий, 2012), б – the author's depiction, в – fields of composition of various oil Volga-Urals and West Siberian provinces. Symbols see Fig. 4.

сторождения Краснотенинского НГР Западной Сибири (терригенный тип коллектора). Сырые нефти Шаимского НГР характеризуются весьма широкими вариациями всех трех параметров; так, для Ti/10 наблюдается разброс от 10–15 до 60, для Zr – от 10 до 82–84, для Pb/10 – от 2–3 до 70%.

На диаграмме распределения Ni, Cu и Cr в смолисто-асфальтеновых компонентах нефтей различных нефтегазовых провинций (рис. 6а) (Готтих, Писоцкий, 2012) какого-либо выраженного разграничения полей в целом не наблюдается. Единственное исключение составляют поля нефтей Волго-Уральской и Лено-Тунгусской провинций, существенно различающиеся по относительным долям Ni и Cr. Проанализированные нами сырые нефти различных объектов Волго-Уральской провинции и Западной Сибири сосредоточены

на диаграмме Cu–Ni–Cr в основном у вершины Ni (рис. 6б). При этом наблюдается существенное перекрытие полей месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля, Спартакского и Карсовайского месторождений, а также сырых нефтей Шаимского НГР (т.е. и здесь нет влияния на микроэлементную специализацию нефтей типа коллектора, а также нет существенной дифференциации нефтей разных нефтегазовых провинций). Поле нефтей Сергинского месторождения не имеет перекрытия с большинством полей нефтегазовых объектов Волго-Уральской провинции, так как характеризуется несколько меньшими относительными содержаниями Ni, но в существенной мере сопоставимо с полями собственно Ромашкинского месторождения и месторождений Шаимского НГР.

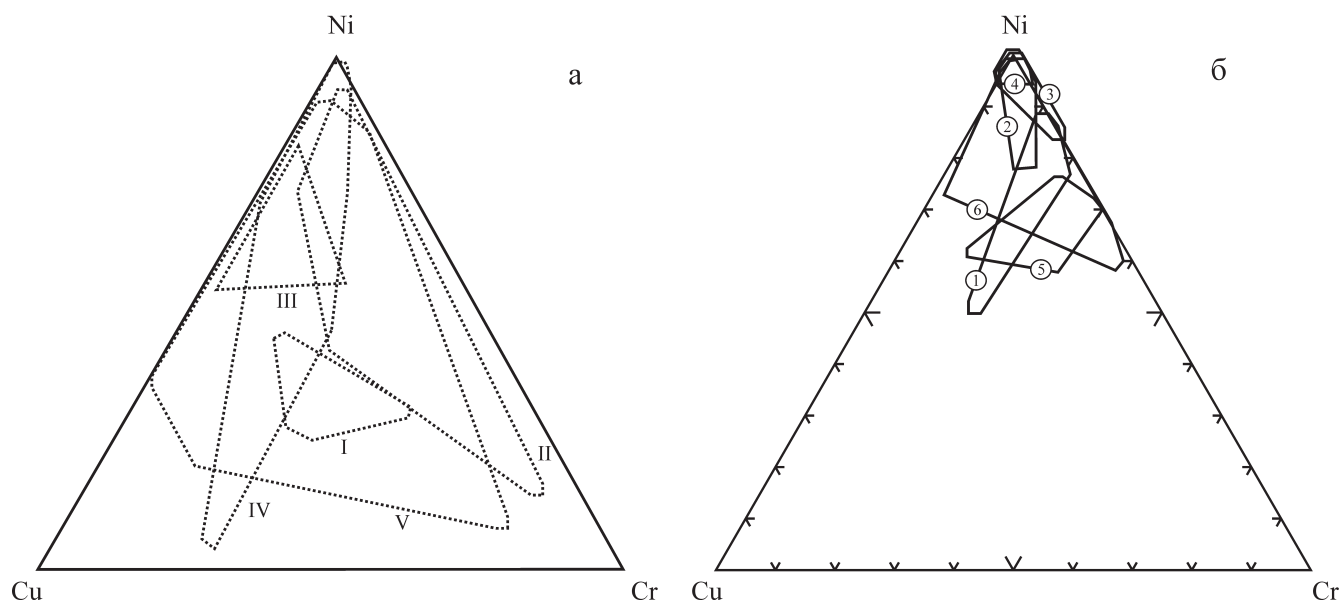


Рис. 6. Поля составов нефтей (смолисто-асфальтеновые компоненты) ряда нефтегазоносных провинций России (Готтих, Писоцкий, 2012) на диаграмме Cu–Ni–Cr.

Поля составов сырых нефтей различных месторождений Волго-Уральской (а) и Западно-Сибирской (б) провинций. Условные обозначения – см. рис. 4.

Fig. 6. The composition of oil fields (resin-asphaltene components) of a number of oil and gas provinces of Russia (Готтих, Писоцкий, 2012) in the diagram Cu–Ni–Cr.

Composition of crude oils from different deposits of the Volga-Urals (a) and West Siberian (б) provinces. Symbols see Fig. 4.

Распределение редкоземельных элементов

Среднее суммарное содержание РЗЭ в сырых нефтях Ромашкинского месторождения составляет, по нашим данным, 0.0066 ± 0.0015 г/т. Примерно такие же величины (0.0059 ± 0.0023 и 0.0070 ± 0.0052 г/т соответственно) характерны для нефтей Спартакского и Карсовайского месторождений (тут вновь можно констатировать, что состав коллектора, по всей видимости, не оказывает существенного влияния на содержание РЗЭ в сырой нефти). Для нефтей месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля этот параметр существенно больше – 0.0220 ± 0.0077 г/т. Для Сергинского месторождения Западной Сибири среднее суммарное содержание РЗЭ (0.0332 ± 0.0121 г/т) сопоставимо с тем, что свойственно для Ромашкинского месторождения. С учетом значений стандартных отклонений средние содержания РЗЭ в сырых нефтях резервуаров П и Т Шаимского НГР можно рассматривать как практически однопорядковые (соответственно 0.0107 ± 0.0073 и 0.0071 ± 0.0035 г/т), но очевидно, что величина $\Sigma \text{РЗЭ}_{\text{ср}}$ в нефтях Шаимского НГР в целом несколько меньше, чем в нефти Сергинского месторождения.

На рис. 7 и 8 показаны нормированные по UCC спектры распределения РЗЭ в сырых нефтях исследованных нами объектов. Для трех объектов

Волго-Уральской провинции, где нефти локализованы в терригенных породах, присущи хорошо выраженные положительные относительно верхней континентальной коры Eu аномалии. Средняя величина их варьирует от 4.38 (месторождения-сателлиты Ромашкинского нефтяного поля) до 18.85 (собственно Ромашкинское месторождение). Сырые нефти Карсовайского месторождения, приуроченные к карбонатному коллектору, имеют существенно меньшую среднюю величину $(\text{Eu}/\text{Eu}^*)_{\text{PAAS}}$ (1.38, минимум – 1.03, максимум – 1.52)⁴. Нефти Сергинского месторождения, а также резервуаров П и Т Шаимского НГР характеризуются средними величинами $(\text{Eu}/\text{Eu}^*)_{\text{PAAS}}$ от 14.25 (пласт П) до 44.35 (пласт Т). Максимальные значения рассматриваемого параметра достигают соответственно 87.5, 45.8 и 188.0.

Достаточно хорошее разграничение полей экстрагированных из нефтей различных нефтегазоносных провинций смолисто-асфальтеновых компонентов наблюдается, по данным Р.П. Готтих и Б.И. Писоцкого (2012), на диаграмме РЗЭ/10–Y–Sc (рис. 9а). Здесь названные компоненты нефтей Лено-Тунгусской провинции характеризуются от-

⁴ При нормировании по ходриту средняя величина Eu/Eu^* для сырых нефтей Карсовайского месторождения составляет 0.97 ± 0.09 .

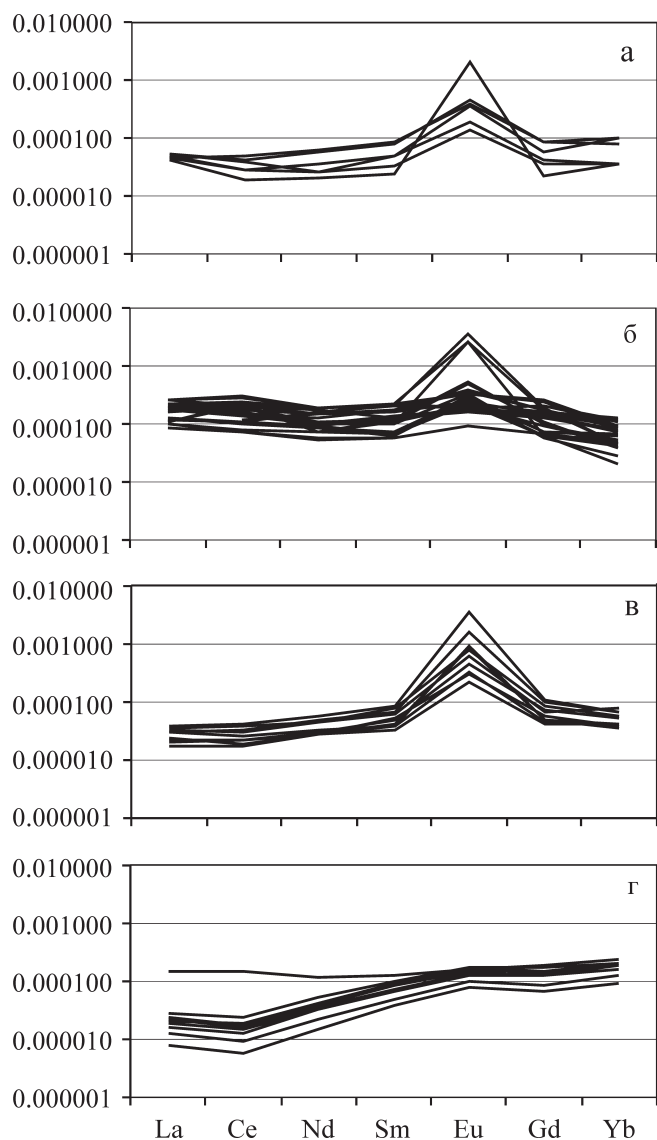


Рис. 7. Нормированное по UCC распределение ряда редкоземельных элементов в сырых нефтях различных месторождений Волго-Уральской провинции.

а – Ромашкинское месторождение; б – месторождения-спутники Ромашкинского нефтяного поля; в – Спартакское месторождение; г – Карсовайское месторождение.

Fig. 7. The normalized distribution by UCC of a number rare earth elements in crude oils from different oil fields of the Volga-Urals province.

а – Romashkinskoye field; б – oil field-satellites of the Romashkinskoye oil field; в – Spartakskoye oil field; г – Karsovskeye oil field.

носителем обогащением Y, а смолисто-асфальтеновые компоненты нефтей Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинции образуют полностью перекрывающиеся поля и относительно обогащены Sc. В аналогичных фракциях нефтей Днепровско-Припятской провинции существенно

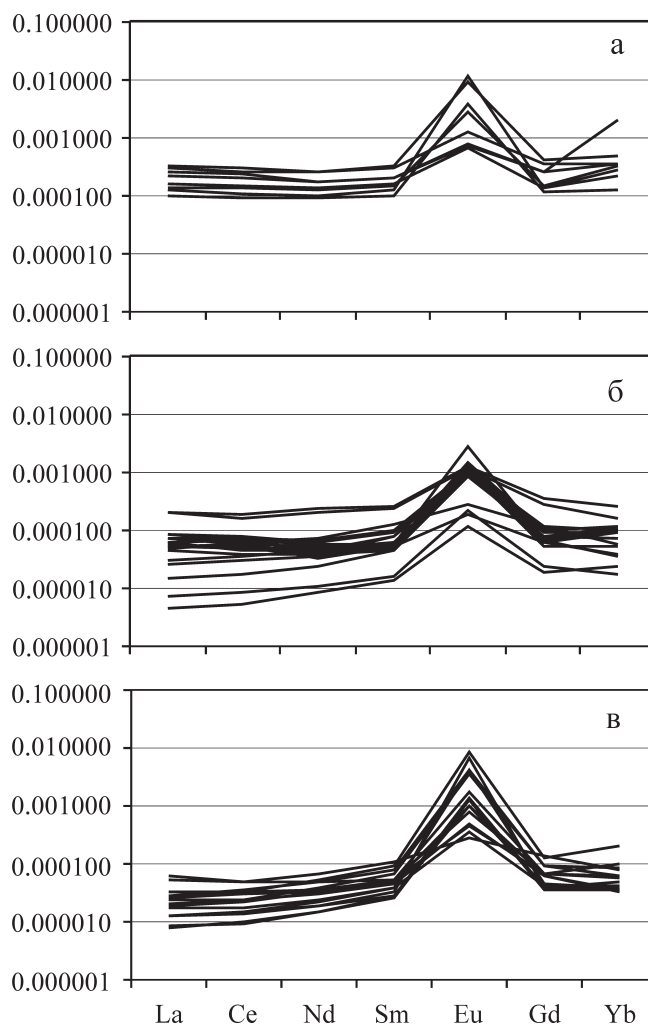


Рис. 8. Нормированное по UCC распределение ряда редкоземельных элементов в сырых нефтях различных месторождений Западной Сибири.

а – Сергинское месторождение; б – резервуар П Шаимского НГР; в – резервуар Т Шаимского НГР.

Fig. 8. The normalized distribution by UCC of a number rare earth elements in crude oils from different deposits in Western Siberia.

а – Serginskoye oil field; б – reservoir of P Shaim field oil and gas region; в – reservoir of T Shaim field oil and gas region.

варьирует относительная доля PЗЭ/10, тогда как соотношение между Y и Sc составляет примерно 40 : 60. Мы нанесли на указанную диаграмму данные по проанализированным нами объектам и оказалось, что Y относительно обогащены (45% и более) сырые нефти Карсовайского месторождения (рис. 9б). Для сырых нефтей Ромашкинского месторождения свойственны несколько меньшие концентрации Y и, напротив, относительное обогащение Sc (от 40 до 80%). В то же время относительная доля Sc в сырых нефтях месторождений-

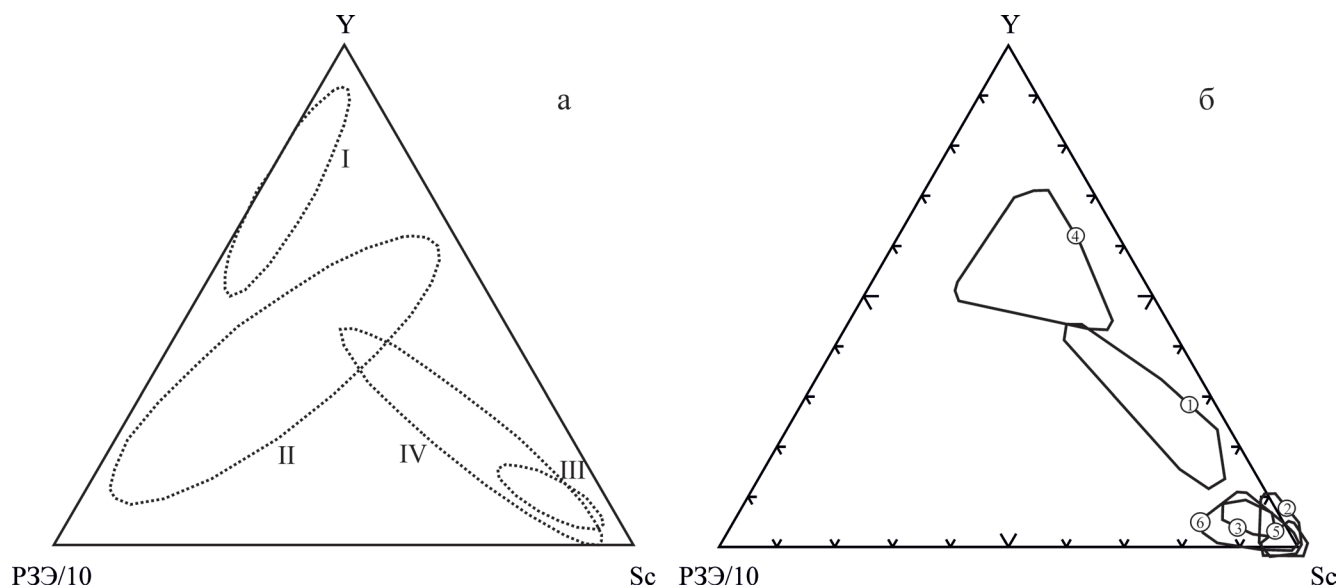


Рис. 9. Поля составов смолисто-асфальтеновых компонентов нефтей ряда нефтегазоносных провинций России (Готтих, Писоцкий, 2012) (а) и поля составов сырых нефтей различных месторождений Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций (б) на диаграмме P3Э/10–Y–Sc.

Условные обозначения – см. рис. 4.

Fig. 9. Fields compositions resin-asphaltene components of oil a number oil and gas provinces of Russia (Готтих, Писоцкий, 2012) (а) and field composition of crude oils from different deposits of the Volga-Urals and West Siberian provinces (б) in the diagram REE/10–Y–Sc.

Symbols see Fig. 4.

сателлитов Ромашкинского нефтяного поля, Спартакского и Сергинского месторождений, а также месторождений Шаимского НГР составляет от 80 до почти 100%.

На диаграмме $(\text{Eu}/\text{Sm})_N$ –P3Э_N поля составов сырых нефтей исследованных нами объектов характеризуются как значительным, так и несущественным перекрытиями (рис. 10б). Разброс значений $(\text{Eu}/\text{Sm})_N$ весьма велик – от 0.4–0.5 до 110–120, тогда как для смолисто-асфальтеновых и асфальтеновых компонентов нефти из различных нефтегазоносных провинций рассматриваемый параметр варьирует, по данным (Винокуров и др., 2010; Готтих, Писоцкий, 2012), в существенно меньших пределах – 0.4–3.2; величина P3Э_N изменяется от 0.002–0.003 до 0.02–0.03, это сопоставимо с материалами, приведенными в указанных выше работах. На диаграмме МЛК–P3Э_N величина так называемого мультипликативного лантаноидного кода (МЛК = $[(C_{\text{La}}/2.8 \times C_{\text{Eu}}) + (C_{\text{La}}/C_{\text{Yb}})] \times (C_{\text{La}}/C_{\text{Sm}})$) (Винокуров и др., 2010; Готтих и др., 2009) для смолисто-асфальтеновых и асфальтеновых фракций нефти различных провинций варьирует от ~20 до 10000 (рис. 11а). Для сырых нефтей из нашего банка данных разброс значений МЛК примерно на порядок меньше – от ~1 до 2000–2300.

Р.П. Готтих и Б.И. Писоцкий (2012) установили характер распределения в нефти P3Э метода-

ми ИНАА и ICP-MS по смолисто-асфальтеновым компонентам. Сумма P3Э в нефти Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций составляет 85–1010 мг/т, а в нефти Западной Сибири – 320–990 мг/т. В нефтях Днепровско-Донецкой провинции Σ P3Э достигает 42200 г/т, а нефти Восточной Сибири – не более 82 г/т. На диаграмме $(\text{Eu}/\text{Sm})_N$ –P3Э_N поля составов нефтей Днепровско-Донецкой, Западно-Сибирской и Волго-Уральской провинций тяготеют к области положительных значений Eu аномалии. Нефти Тимано-Печорской провинции характеризуются значениями $(\text{Eu}/\text{Sm})_N$ от 0.60 до 1.50. Нефти Восточной Сибири локализованы на диаграмме $(\text{Eu}/\text{Sm})_N$ –P3Э_N в двух полях, для одного из которых характерны положительные (2.80–3.10), а для другого – отрицательные (до 0.70) значения Eu аномалии (см. рис. 10). На диаграмме $\{[(\text{La}/2.8\text{Eu}) + (\text{La}/\text{Yb})] \times (\text{La}/\text{Sm})\}$ –P3Э_N поля нефтей различных нефтегазоносных провинций в существенной степени перекрываются (см. рис. 11). Нормированные по хондриту спектры распределения P3Э в нефти разных регионов значительно дифференцированы. Так, для нефти Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинций величина La_N/Yb_N варьирует соответственно от 3 до 28, и от 3 до 41. Нефти Западно-Сибирского бассейна имеют заметно меньший разброс данного параметра (16–29). Существенно выше содержание ЛР3Э в нефти

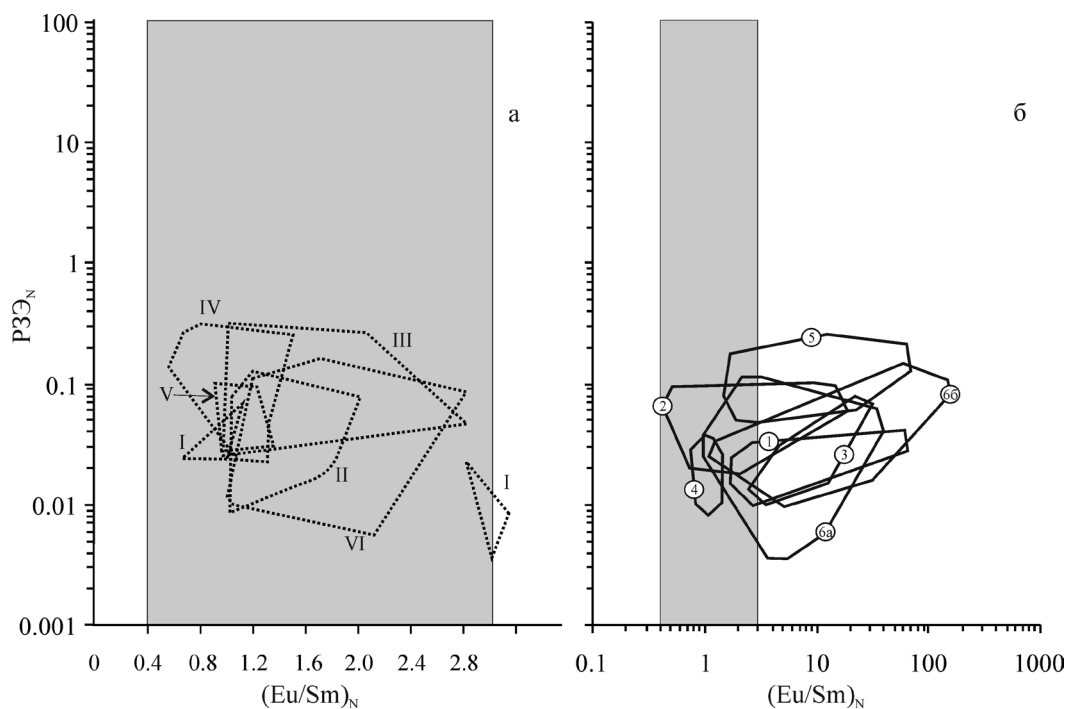


Рис. 10. Поля составов смолисто-асфальтеновых и смолистых фракций нефти различных нефтегазоносных провинций на диаграмме $(Eu/Sm)_N$ – $PЗЭ_N$ (Винокуров и др., 2000; Готтих, Писоцкий, 2012) (а) и сырых нефтей из нашего банка данных (б).

VI – Амударьинская нефтегазоносная провинция. Цифры в кружках: 6а – резервуар П Шаимского НГР, 6б – резервуар Т Шаимского НГР. Остальные условные обозначения – см. рис. 4.

Fig. 10. Fields compositions resin-asphaltene and tar oil fractions of various petroleum provinces in the diagram $(Eu/Sm)_N$ – $SREE$ (Винокуров и др., 2000; Готтих, Писоцкий, 2012) (а) and crude oil from our data bank (б).

VI – Amu-Darya oil and gas province. The numbers in circles: 6а – reservoir of P Shaim oil and gas region, 6б – reservoir of T Shaim oil and gas region. The rest symbols see Fig. 4.

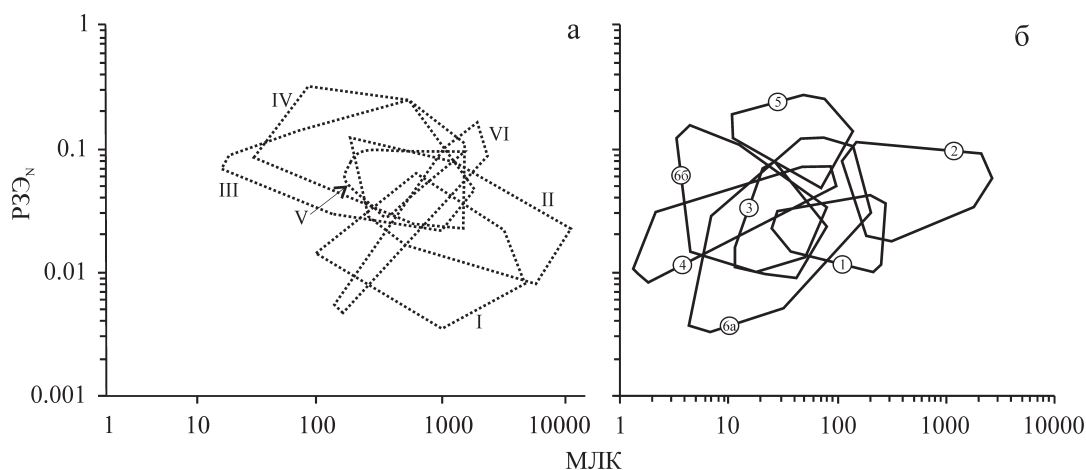


Рис. 11. Поля составов смолисто-асфальтеновых и смолистых фракций нефти различных нефтегазоносных провинций на диаграмме МЛК– $PЗЭ_N$ (Винокуров и др., 2000; Готтих, Писоцкий, 2012) (а) и сырых нефтей из нашего банка данных (б).

Условные обозначения – см. рис. 4 и 10.

Fig. 11. Fields compositions resin-asphaltene and tar oil fractions of various petroleum provinces in the diagram MLK – REE_N (Винокуров и др., 2000; Готтих, Писоцкий, 2012) (а) and crude oil from our data bank (б).

Symbols see Figs 4 and 10.

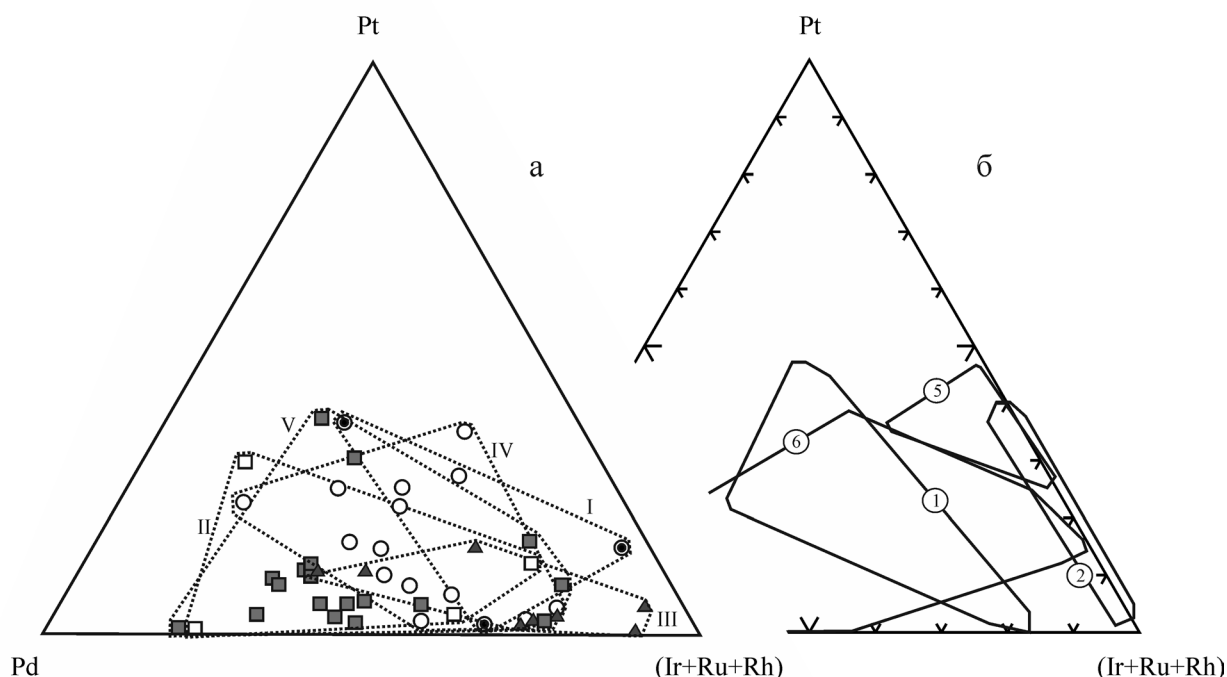


Рис. 12. Распределение полей составов смолисто-асфальтеновых компонентов нефти ряда нефтегазоносных провинций России по данным (Готтих, Писоцкий, 2012) (а) и сырых нефтей различных месторождений Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций (б) на диаграмме Pd–Pt–(Ir + Ru + Rh).

Условные обозначения – см. рис. 4.

Fig. 12. Distribution of fields compositions resin-asphaltene components of oil a number of oil and gas provinces of Russia on the data (Готтих, Писоцкий, 2012) (a) and crude oils from different deposits of the Volga-Urals and West Siberian provinces (b) in the diagram Pd–Pt–(Ir + Ru + Rh).

Symbols see Fig. 4.

Днепроовско-Донецкой провинции и Восточной Сибири (77 и 150). Значительный (по сравнению с предполагаемыми нефтематеринскими породами) диапазон вариаций $(Eu/Sm)_N$ и “... значимые различия в характере кривых распределения лантаноидов дают основание допустить присутствие в геохимическом составе нефти компонентов различных источников, часть которых лежит вне поля составов, характеризующих осадочный чехол” (Готтих, Писоцкий, 2012).

Распределение элементов платиновой группы

Распределение полей составов нефтей различных нефтегазоносных провинций, входящих в банк данных Р.П. Готтих и Б.И. Писоцкого на диаграмме Pd–Pt–(Ir + Ru + Rh), свидетельствует о незначительной дифференциации их по долям Pd, Pt и (Ir + Ru + Rh) (рис. 12а). Доля Pt во всех случаях не превышает 40%, доля Pd варьирует от 3–5 до 70–75%, примерно такой же, при несколько более высоких нижних значениях, интервал свойствен доле (Ir + Ru + Rh).

Распределение полей составов сырых нефтей исследованных нами объектов на данной диаграм-

ме несколько иное (рис. 12б). Доля Pt ни для одного из них не превышает 50%. Доля Pd максимально варьирует в нефтях Шаймского НГР (от 2–3 до 95–98%). Поля сырых нефтей Ромашкинского месторождения и его сателлитов при сходстве характерных для них долей Pt различаются по долям Pd. Для первого из указанных объектов доля Pd варьирует от 15 до 50%, для второго – не превышает 5%. В целом, по имеющимся в нашем распоряжении данным, можно сделать предварительный вывод о преобладании среди ЭПГ в сырых нефтях доли (Ir + Ru + Rh). Особенно это свойственно сырым нефтям месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля (вариации здесь составляют от 61 до 99%) и Сергинского месторождения Краснотенинского НГР (вариации от 45 до 72%), несколько менее выражено это преобладание для нефтей различных месторождений Шаймского НГР (2–63%). Средняя величина отношения Ru/Ir для сырых нефтей собственно Ромашкинского месторождения составляет 36 ± 22 . Для сырых нефтей месторождений-сателлитов этого нефтяного поля данный параметр примерно в два раза выше (~68) при весьма существенной вели-

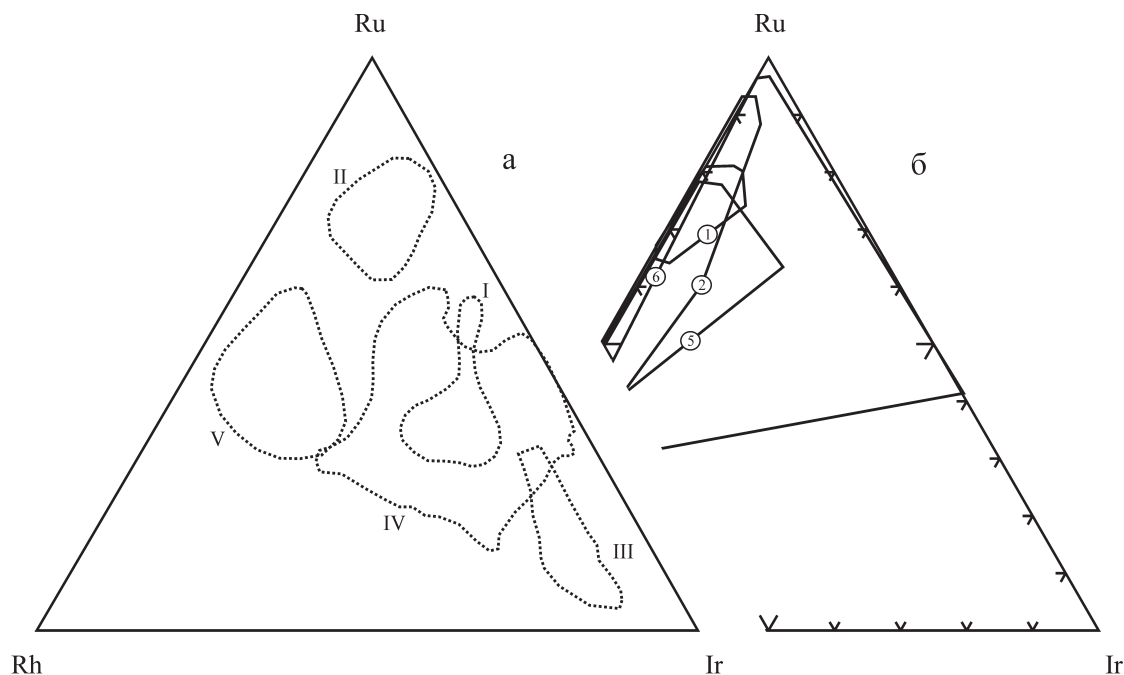


Рис. 13. Поля составов смолисто-асфальтеновых компонентов нефти ряда нефтегазоносных провинций России (Готтих, Писоцкий, 2012) (а) и сырых нефтей различных месторождений Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций (б) на диаграмме Rh–Ru–Ir.

Условные обозначения – см. рис. 4.

Fig. 13. Fields compositions resin-asphaltene components of oil a number of oil and gas provinces of Russia (Готтих, Писоцкий, 2012) (а) and crude oils from different deposits of the Volga-Urals and West Siberian provinces (б) on the chart Rh–Ru–Ir.

Symbols see Fig. 4.

чине стандартного отклонения (64, минимум ~9, максимум – 354). Нефти Сергинского месторождения обладают средней величиной Ru/Ir, равной 17 ± 9 . Если рассматривать все имеющиеся у нас пробы нефти Шаимского НГР без разграничения их на пласты П (вогулкинский резервуар) и Т (тюменский резервуар), то средняя величина Ru/Ir составляет 45 ± 50 (минимум – 1, максимум – 154), что указывает, по всей видимости, на принципиальное различие нефтей указанных резервуаров по их ЭПГ-систематике, или на наличие внутри выборки ряда различных кластеров. Для сырых нефтей собственно пласта П Шаимского НГР величина Ru/Ir_{cp} равна 66 ± 47 (минимум ~1, максимум – 154), тогда как для нефтей пласта Т этот параметр существенно ниже – 14 ± 37 (минимум – 1, максимум – 147). Однако, по всей видимости, последняя выборка также представляет собой некую совокупность различных кластеров. Приведенные данные показывают, что сырые нефти даже рядом расположенных месторождений или различных резервуаров одного и того же НГР могут существенно различаться по величине Ru/Ir и роль его как классификационного критерия нуждается, вероятно, в дальнейшей проверке.

Соотношение в сырых нефтях различных нефтегазоносных провинций России ЭПГ демонстрирует также диаграмма Rh–Ru–Ir (рис. 13а). Ее анализ показывает, что нефти Днепровско-Припятской провинции существенно обогащены Ru, нефти Волго-Уральской провинции принадлежат к Ir-типу, тогда как нефти Тимано-Печорской и Лено-Тунгусской провинций относятся к Ir-Ru-типу; при этом взаимное перекрытие полей двух последних нефтегазоносных провинций практически 100%-е. Нефти Западной Сибири имеют низкие доли Ir (от ~5 до ~30%) при примерно равном соотношении Rh и Ru.

Распределение полей составов сырых нефтей исследованных нами объектов на диаграмме Rh–Ru–Ir характеризуется следующими особенностями (рис. 13б). Во-первых, все они, за исключением месторождений Шаимского НГР, не содержат сколько-нибудь больших долей Ir: в нефти сателлитов Ромашкинского месторождения доля Ir в общем количестве Rh + Ru + Ir составляет от 0 до 7%, в нефти Сергинского месторождения этот параметр варьирует от 1 до 19%, а для сырых нефтей Ромашкинского месторождения его величина практически тождественна таковой для месторождений-сателлитов. Для сырых нефтей Шаимского НГР в

целом относительная доля Ig варьирует от 1 до 56%. Если же рассматривать раздельно нефти, пробы которых отобраны из резервуаров P и T , то доля Ig в сырых нефтях первого из них составляет от 1 до 56, второго – от 1 до 51%. Таким образом, полученная нами информация показывает, что, по крайней мере, сырые нефти Ромашкинского месторождения и его сателлитов не отвечают указанному Р.П. Готтих и Б.И. Писоцким (2012) полю составов нефтей Волго-Уральской провинции на диаграмме $Rh-Ru-Ig$. Во-вторых, положение полей сырых нефтей Сергинского месторождения и месторождений Шаимского НГР на рассматриваемой диаграмме примерно соответствует локализации на ней поля нефтей Западно-Сибирской провинции, намеченному Р.П. Готтих и Б.И. Писоцким. Единственное отличие – несколько более широкие вариации относительных долей Rh и Ru (см. рис. 13б).

Анализ распределения ЭПГ в смолисто-асфальтеновых компонентах нефтей различных провинций позволил Р.П. Готтих и Б.И. Писоцкому (2012) сделать вывод о практическом отсутствии нефтей собственно платиновой специализации (см. рис. 12а). Среди всех ЭПГ в нефтях, по их представлениям, как правило, преобладает Pd . Содержание его часто выше, чем суммарное содержание Ru , Ig и Rh . Одним из главных критериев классификации нефти разных месторождений по содержанию в них ЭПГ является отношение Ru/Ig (Готтих, Писоцкий, 2012). Так, к Ru - и $Ru-Ig$ -типу принадлежат нефти Днепровско-Донецкой провинции и Восточной Сибири, нефти Тимано-Печорской провинции относятся к $Ig-Ru$ -типу, а нефти Волго-Уральской провинции характеризуются, по данным Р.П. Готтих и Б.И. Писоцкого (2012), Ig -специализацией (см. рис. 13а).

Нормирование содержаний ЭПГ и Au в сырых нефтях по содержанию этих элементов в верхней континентальной коре (Готтих, Писоцкий, 2012) показывает, что нефти месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля отличаются от нефтей собственно Ромашкинского месторождения отсутствием ясно выраженного дефицита Pd (рис. 14а, б). Средняя величина $(Pt/Ru)_N$ в нефтях месторождений-сателлитов составляет 0.35 ± 0.16 , а в нефтях Ромашкинского месторождения – 0.93 ± 0.59 . Нефть Сергинского месторождения также характеризуется выраженной отрицательной Pd аномалией по сравнению с UCC (см. рис. 14в). Среднее значение $(Pt/Ru)_N$ для нее равно 0.95 ± 0.26 . Распределение ЭПГ и Au в сырых нефтях Шаимского НГР (без разделения на резервуары P и T) демонстрирует наличие в составе выборки нескольких индивидуальных кластеров (см. рис. 14г). Это же свойственно сырым нефтям резервуара T (см. рис. 14е). Если основываться на величине $Pd_{\text{проба}}/Pd_{UCC}$, то имеющаяся в нашем распоряжении выборка проб нефтей данно-

го резервуара представлена тремя кластерами. Для первого из них, включающего пробы нефтей Филипповского (скв. 2550), Лазаревского (скв. 10124, 3215), Яхлинского (скв. 2848, 2831), Славинского (скв. 3Р) и Ловинского (скв. 9191) месторождений, свойственны весьма низкие значения $Pd_{\text{проба}}/Pd_{UCC}$ (0.03–0.18). Второй кластер характеризуется значениями $Pd_{\text{проба}}/Pd_{UCC}$ от 1.6 до 5.2. В его состав входят пробы сырых нефтей, отобранные из резервуара T на Ловинском (скв. 9195, проба 146, 9150), Славинском (скв. 3Р) и Яхлинском (скв. 2831, 2848) месторождениях. Наконец, третий кластер представлен двумя пробами, одна из которых (проба 3) отобрана в скв. 9195 Ловинского месторождения, т.е. там же где и проба 146 (см. выше), а вторая – в скв. 2805 Яхлинского месторождения. Значения $Pd_{\text{проба}}/Pd_{UCC}$ для этих проб составляют соответственно 37.2 и 171.3. Среди сырых нефтей резервуара P в основном присутствуют разности со значениями $Pd_{\text{проба}}/Pd_{UCC} \sim 10$, в 4 из 22 проб значения данного параметра составляют более 10, в двух других ~ 0.1 (см. рис. 14д).

ВЫВОДЫ

Приведенные данные позволяют сделать следующие выводы. Во-первых, сырые нефти большинства исследованных нами месторождений Волго-Уральской провинции обладают сопоставимыми с верхней континентальной корой концентрациями V и Ni вне зависимости от типа коллектора, в котором они локализованы. В сырых нефтях Сергинского месторождения и значительной части месторождений Шаимского НГР средние содержания подавляющего большинства редких и рассеянных элементов существенно ниже. Это согласуется с имеющимися в литературе представлениями об определенной микроэлементной специфике сырых нефтей Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций.

Во-вторых, распределение индивидуальных точек составов проанализированных нами сырых нефтей из терригенных и карбонатного коллекторов Западно-Сибирской и Волго-Уральской провинций на диаграмме $100Co-Cr-Cu$ имеет несколько иной характер, чем в работе (Готтих, Писоцкий, 2012). Примечательно, что сырые нефти из карбонатного коллектора (Карсовайское месторождение) характеризуются тяготением к вершине $100Co$ указанной диаграммы, тогда как нефти из терригенных коллекторов обладают несколькими большими долями Cr и Cu .

В-третьих, на диаграмме $Ti/10-Pb/10-Zr$ сырые нефти Ромашкинского и Спартакского месторождений, а также нефти различных месторождений Шаимского НГР характеризуются весьма высоким разбросом долей $Pb/10$ и $Ti/10$. В сырой нефти месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля существенно варьирует до-

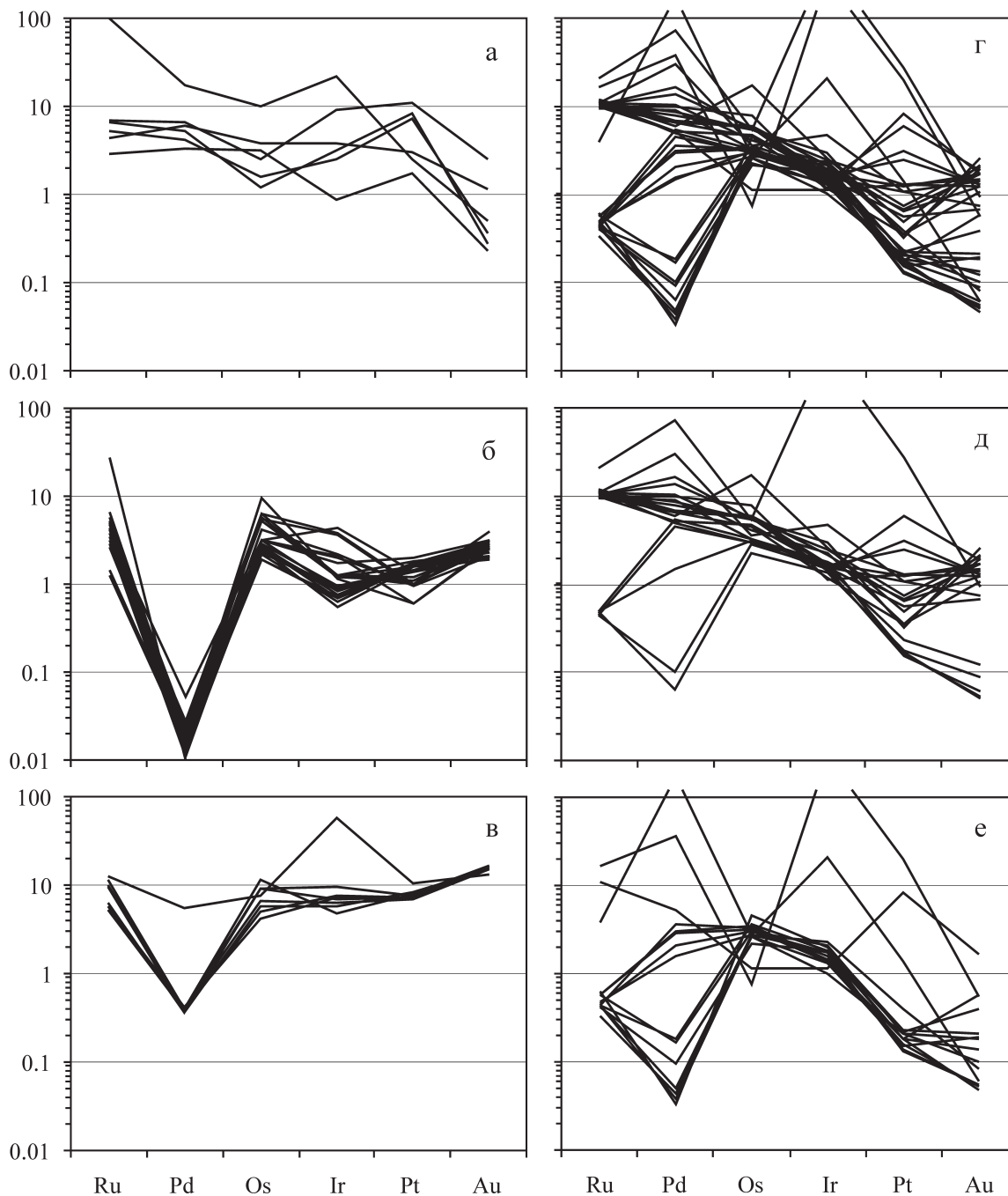


Рис. 14. Нормированное по UCC распределение ЭПГ и Au в сырых нефтях различных месторождений Волго-Уральской провинции и Западной Сибири.

а – Ромашкинское месторождение, б – месторождения-сателлиты Ромашкинского нефтяного поля, в – Сергинское месторождение, г – резервуары П и Т Шаимского НГР, д – резервуар П Шаимского НГР, е – резервуар Т Шаимского НГР.

Fig. 14. Normalized by UCC distribution of PGE and Au in crude oils from different deposits of the Volga-Urals province and Western Siberia.

а – Romashkinskoye oil field, б – satellites of Romashkinskoye field, в – Serginskoye field, г – reservoirs of P & T Shaim oil and gas region, д – reservoir of P Shaim oil and gas region, е – reservoir of T Shaim oil and gas region.

ля Ti, хотя и остается достаточно большой. Поля нефтей Карсовайского и Сергинского месторождений перекрываются. Кроме того, нефти обоих

объектов характеризуются очень низкими долями Pb при варьирующем соотношении долей Ti и Zr. Каких-либо принципиальных различий в соотно-

шении $Ti/10$, $Pb/10$ и Zr в нефтях Карсовайского месторождения Волго-Уральской провинции (карбонатный тип коллектора) и Сергинского месторождения Краснотуркменского НГР Западной Сибири (терригенный тип коллектора) не наблюдается. Сырые нефти Шаимского НГР характеризуются весьма широкими вариациями всех трех указанных параметров.

В четвертых, на диаграмме $(Eu/Sm)_N - P3Э_N$ поля составов сырых нефтей отличаются и значительными перекрытиями, и их отсутствием. Разброс значений Eu аномалии достигает двух и более порядков. Для смолисто-асфальтеновых компонентов нефти из различных нефтегазоносных провинций рассматриваемый параметр варьирует в существенно меньших пределах.

В пятых, величина МЛК для смолисто-асфальтеновых фракций нефти различных нефтегазоносных провинций варьирует от ~ 20 до 10000. Для сырых нефтей из нашего банка данных разброс значений названного параметра примерно на порядок меньше.

В-шестых, по нашим предварительным данным, среди ЭПГ в сырых нефтях преобладают Ir , Ru и Rh . Особенно характерно это для сырых нефтей месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля и Сергинского месторождения Краснотуркменского НГР Западной Сибири. Несколько меньше данная особенность состава выражена для сырых нефтей различных месторождений Шаимского НГР. Средняя величина Ru/Ir для сырых нефтей Ромашкинского месторождения примерно в два раза ниже, чем для сырых нефтей месторождений-сателлитов этого нефтяного поля. Нефти Сергинского месторождения обладают величиной Ru/Ir_{cp} примерно в два раза меньшей, чем нефти Ромашкинского месторождения. Есть также определенные основания считать, что сырые нефти разных резервуаров Шаимского НГР обладают разной ЭПГ-систематикой. Как уже было отмечено выше, все это показывает, что сырые нефти даже рядом расположенных месторождений или различных резервуаров одного и того же нефтегазоносного района могут существенно различаться по величине Ru/Ir . Возможно, это в той или иной мере связано с крайней сложностью определения содержаний ЭПГ в сырых нефтях и, соответственно, роль названного параметра как классификационного критерия нуждается в верификации. Наконец, нормирование содержаний ЭПГ и Au в сырых нефтях по содержанию этих элементов в верхней континентальной коре показывает, что нефти различных месторождений, нефтегазоносных районов и провинций характеризуются весьма варьирующими величинами многих параметров (например, $(Pt/Ru)_N$, $Pd_{проба}/Pd_{УСС}$ и др.), что в существенной степени затрудняет использование их для классификационных и генетических целей.

Приведенные в настоящей работе новые фактические данные показывают, что геохимическая специализация сырых нефтей в той или иной, а часто и в существенной мере отличается от специализации их смолисто-асфальтеновых компонентов. Однако для кардинальных выводов все еще мало аналитических данных, так как исследование сырых нефтей (своеобразный “валовый анализ”) в нашей стране в этом направлении практически не проводится, будучи сопряженным с существенными методическими и финансовыми проблемами. По сути дела, мы все еще находимся в ситуации, охарактеризованной несколько лет назад следующим образом (Маслов и др., 2010а, 2010б): “Все сказанное ... показывает, что содержания широкого спектра элементов-примесей в сырых нефтях и значения их отношений, применяемые в большинстве известных нам работ как “индикаторные”, подвержены весьма значительным вариациям, причины которых пока не вполне понятны. Использование их для тех или иных генетических выводов “напрямую” может иметь весьма существенные негативные следствия. Вместе с тем, ... можно все же сделать предварительный вывод о том, что по отдельным параметрам сырые нефти различных месторождений, как в пределах одной нефтегазоносной провинции, так и в разных ее районах, как будто бы могут иметь свое “лицо”. Это, при разумном расширении базы данных, ... позволит ... поставить вопрос об их “паспортизации” ... на основе присущей им микроэлементной систематики”. Но для достижения желаемого нужны и финансовые средства, и современное аналитическое оборудование, и квалифицированный персонал, а главное – доступ к максимально возможному количеству материалов по нефтяным месторождениям различных нефтегазоносных провинций России, подавляющее большинство из которых принадлежит частным лицам, не заинтересованным в фундаментальной науке.

Авторы искренне признательны Н.С. Глушко-вой, выполнившей рисунки к данной статье.

Специально подчеркнем также, что получение всего рассматриваемого в настоящей работе массива аналитических данных по сырым нефтям различных месторождений и нефтегазоносных провинций было невозможным без ювелирной пробоподготовки, проведенной О.П. и Г.А. Лепихиными.

Частичная финансовая поддержка исследований осуществлена за счет проекта УрО РАН 12-У-5-1039.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Баженова О.К., Баженова Т.К. (2008) Происхождение нефти – фундаментальная проблема геологии (современное состояние проблемы). *Литология и полез. ис-*

- копаемые. (5), 541-552.
- Берман Ю.С., Мудренко В.М. (1994) Взаимосвязь микроэлементов сырых нефтей и вмещающих пород. *Отчет. геология.* (2), 17-22.
- Винокуров С.Ф., Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. (2000) Комплексный анализ распределения лантаноидов в асфальтенах, водах и породах для выяснения условий образования нефтяных месторождений. *Докл. АН.* **370**(1), 83-86.
- Винокуров С.Ф., Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. (2010) Особенности распределения лантаноидов в смолисто-асфальтеновых фракциях – один из геохимических критериев источников микроэлементов в нефти. *Геохимия.* (4), 377-389.
- Галиева А.М., Каюкова Г.П., Романов Г.В. (2007) Распределение металлов в асфальтенах нефтей и экстрактах из пород продуктивных комплексов Ромашкинского месторождения. *Изменяющаяся геологическая среда: пространственно-временные взаимодействия эндогенных и экзогенных процессов. Т. 1.* Казань: КазГУ, 256-258.
- Гольдберг И.С. (1990) Нафтаметаллогенические провинции мира и генезис рудных концентраций в тяжелых нефтях и битумах. *Геология нефти и газа.* (3), 2-4.
- Готтих Р.П., Винокуров С.Ф., Писоцкий Б.И. (2009) Редкоземельные элементы как геохимические критерии эндогенных источников микроэлементов в нефти. *Докл. АН.* **425**(2), 223-227.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. (2006) К вопросу о формировании нефтематеринских толщ. *Георесурсы.* (4), 6-10.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. (2012) Геохимические признаки гео- и флюидодинамических обстановок нефтегазоаккумуляции. *Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина).* М.: ГЕОС, 125-152.
- Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Нургалиев Д.К., Журавлев Д.З. (2005) Некоторые генетические аспекты формирования Ромашкинского нефтяного месторождения и его сателлитов. *Отчет. геология.* (3), 3-11.
- Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л. и др. (2006) Неорганическая геохимия нефти Ромашкинского месторождения – первые результаты исследований методом ICP-MS. *Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ.* Казань: КазГУ, 100-103.
- Маракушев А.А., Маракушев С.А. (2008) Образование нефтяных и газовых месторождений. *Литология и полез. ископаемые.* (5), 505-521.
- Маракушев А.А., Писоцкий Б.И., Панеях Н.А., Готтих Р.П. (2004) Геохимическая специфика нефти и происхождение ее месторождений. *Докл. АН.* **398**(6), 795-799.
- Маслов А.В., Биглов К.Ш., Ронкин Ю.Л. (2008) Неорганическая геохимия нефтей ряда регионов России: опыт сопоставления. *Литология и геология горючих ископаемых. Межвуз. науч. тематич. сб. Вып. II* (18). Екатеринбург: УГГУ, 276-287.
- Маслов А.В., Изотов В.Г., Ронкин Ю.Л., Ситдикова Л.М., Пономарева С.А. (2010а) Микроэлементная характеристика сырых нефтей Волго-Уральской провинции: на пути к созданию "паспортов месторождений". *Геология и нефтегазоносность северных районов Урало-Поволжья: мат-лы Всерос. науч.-практ. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения проф. П.А. Софроновича.* Пермь: ПГУ, 220-223.
- Маслов А.В., Пономарева С.А., Ронкин Ю.Л. (2010г) РЗЭ-систематика сырых нефтей Карсовайского месторождения (Республика Удмуртия). *Литология и геология горючих ископаемых. Межвуз. науч. тематич. сб. Вып. IV* (20). Екатеринбург: УГГУ, 242-253.
- Маслов А.В., Федоров Ю.Н., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П., Биглов К.Ш. (2010б) Коэффициенты вариации содержания элементов-примесей в сырых нефтях некоторых месторождений Волго-Уральской области и Западной Сибири. *Литология и геология горючих ископаемых. Межвуз. науч. тематич. сб. Вып. IV* (20). Екатеринбург: УГГУ, 230-242.
- Маслов А.В., Циммерман А.П., Ронкин Ю.Л. (2009) Систематика элементов-примесей в сырой нефти Спартакского месторождения Волго-Уральской провинции. *Литология и геология горючих ископаемых.* Екатеринбург: УГГУ, 57-65.
- Мухаметшин Р.З., Пуланова С.А. (2011) Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений. *Геология нефти и газа.* (4), 74-83.
- Нукенов Д.Н., Пуланова С.А., Агафонова З.Г. (2001) Металлы в нефтях, их концентрация и методы извлечения. М.: ГЕОС, 74 с.
- Пуланова С.А. (1974) Микроэлементы нефтей, их использование при геохимических исследованиях и изучении процессов миграции. М.: Недра, 216 с.
- Пуланова С.А. (1998) Геохимические особенности распределения микроэлементов в нафтидах и металлоносность осадочных бассейнов СНГ. *Геохимия.* (9), 959-972.
- Пуланова С.А. (2001) Микроэлементы в нафтидах и их использование при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений. *Нефтехимия.* **41**(3), 185-193.
- Пуланова С.А. (2004) О полигенной природе источника микроэлементов нефтей. *Геохимия.* (8), 893-907.
- Пуланова С.А., Виноградова Т.Л. (2009) Геохимия нефтей ранней генерации прибрежно-дельтовых и морских мелководных фаций. *Геология нефти и газа.* (2), 41-51.
- Пуланова С.А., Нукенов Д.Н. (2001) Геохимические показатели нефтегазоносности по данным изучения микроэлементов и металлопорфириновых комплексов. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений.* (1), 23-27.
- Степанов К.И., Вешев С.А. (2000) Влияние латеральной миграции углеводородов на изменение микроэлементного состава нефтей Калининградского вала. *Геология нефти и газа.* (1), 44-49.
- Федоров Ю.Н. (2005) Редкоземельные элементы в нефтях Шаимского нефтегазоносного района Западной Сибири. *Новые идеи в геологии геохимии нефти и газа. Нефтегазоносные системы осадочных бассейнов: мат-лы VIII Междунар. конф.* М.: ГЕОС, 457-458.
- Федоров Ю.Н., Иванов К.С., Ерохин Ю.В., Ронкин Ю.Л. (2007) Неорганическая геохимия нефти Западной Сибири (первые результаты изучения методом ICP-MS). *Докл. АН.* **414**(3), 385-388.
- Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л. (2010а) РЗЭ-систематика сырых нефтей пластов II и Т Шаимского НГР: некоторые следствия. *Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамиче-*

- ская эволюция и проблемы нефтегазоносности: мат-лы II Всерос. науч. конф. с участием иностранных ученых. Новосибирск: Гео, 176-179.
- Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л. (2010б) Некоторые особенности РЗЭ-систематики сырых нефтей Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций. *Геология, полезные ископаемые и проблемы геоэкологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий: мат-лы VIII Межрегион. науч.-практ. конф.* Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 209-212.
- Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л. (2011) РЗЭ-систематика сырых нефтей различных резервуаров Шаимского и ряда других нефтегазоносных районов Западной Сибири. *Литология и геология горючих ископаемых. Межвузовский науч. тематич. сборник. Вып. V (21)*. Екатеринбург: УГГУ, 90-94.
- Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П. (2010в) Микроэлементная характеристика сырых нефтей Шаимского и Среднеобского нефтегазоносных районов Западной Сибири: новые данные. *Дегазация Земли: Геотектоника, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ, углеводороды и жизнь: мат-лы Всерос. конф. с междунар. участием, посвящ. 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина*. М.: ГЕОС, 586-589.
- Федоров Ю.Н., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П., Лепихина Г.С., Маслов А.В. (2012) Микроэлементная характеристика сырых нефтей вогулгинского и тюменского резервуаров Шаимского нефтегазоносного района: сопоставление. *Литосфера*. (2), 141-151.
- Холодов В.Н. (2008) Биосфера и проблемы происхождения нефти. *Литология и полез. ископаемые*. (5), 522-540.
- Шпирт М.Я., Пунанова С.А. (2008) Генезис и проблемы эколого-промышленного использования микроэлементов каустобиолитов. *Докл. АН*. **423**(5), 674-679.
- Akinlua A., Ajayi T.R., Adeleke B.B. (2006) Niger Delta oil geochemistry: Insight from light hydrocarbons. *J. Petrol. Sci. Eng.* **50**(3-4), 308-314.
- Akinlua A., Torto N., Ajayi T.R., Oyekunle J.A.O. (2007) Trace metals characterisation of Niger delta kerogens. *Fuel*. **86**(10-11), 1358-1364.
- Clayton J.L., Yang J., King J.D., Lillis P.G., Warden A. (1997) Geochemistry of oils from Junggar Basin, north-west China. *AAPG Bull.* **81**, 1926-1944.
- Fedorov Yu.N., Maslov A.V., Ronkin Yu.L., Kutcherov V.G., Alekseev V.P. (2010) Geochemical investigation of crude oil samples from West Siberia Megabasin. *Geochim. Cosmochim. Acta*. **74**(12/1), A283.
- Mattinson J.M. (1972) Preparation of hydrofluoric, hydrochloric, and nitric acids at ultralow lead levels. *Anal. Chem.* **44**, 1715-1716.
- Nakada R., Takahashi Y., Zheng G., Yamamoto Y., Shimizu H. (2010) Abundances of rare earth elements in crude oils and their partitions in water. *Geochim. J.* **44**, 411-418.
- Rudnik R.L., Gao S. (2003) Composition of the Continental Crust. *Treatise Geochem.* **3**, 1-64.
- Zhang L., Zhao Y., Jin Z., Bai G., Yang L. (2009) Geochemical characteristics of rare earth elements in petroleum and their responses to mantle-derived fluid: an example from the Dongying Depression, East China. *Energy Explor. Exploit.* **27**, 47-68.

Рецензент С.А. Пунанова

Distribution of trace elements in crude oils of some oil fields West-Siberian and Volga-Urals provinces

A. V. Maslov*, Yu. L. Ronkin*, V. G. Izotov**, K. Sh. Biglov*, L. M. Sitdikova**

*Institute of Geology and Geochemistry, Urals Branch of RAS

**Kazan (Volga region) Federal University, Institute of Geology and Petroleum Technology

The results of analysis trace elements distribution, including REE and PGE, in crude oils of several oil fields of Volga-Urals and West-Siberian oil-gas provinces (either terrigenous or carbonate reservoirs) are discussed in this paper. It is shown that geochemical specialization of the crude oils is different from geochemical specialization of their gum-asphalten fractions. It is established that the concentrations and ratios of trace elements in the crude oils are underwent considerable variations, and often we do not know why. Therefore, these data in many cases do not play indicator or genetic roles. At the same time, we suppose that certain trace element characteristics of the crude oils of several oil deposits may be useful for their discrimination. All of these indicate that classification and creation of "passport system" for the crude oils will be on the order of the day in nearest future.

Key words: trace elements, crude oil, Volga-Urals oil-gas province, West-Siberian oil-gas province.