

МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

НЕОРГАНИЧЕСКИЕ МИКРОЭЛЕМЕНТЫ В СЫРЫХ НЕФТЯХ И ИХ ТЯЖЕЛЫХ ФРАКЦИЯХ ДАНИЛОВСКОГО И КЕЧИМОВСКОГО НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ

© 2013 г. Ю. Л. Ронкин, Ю. Н. Федоров*, В. П. Алексеев**

Выявление эффективных геохимических критериев, позволяющих идентифицировать нефти конкретных месторождений, несомненно, является исключительно важной задачей [12–16]. По современным представлениям (например, [5]), анализ распределения редких и редкоземельных элементов в нефтях позволяет выявить источники и особенности рудо- и нафтидообразующих флюидов. К настоящему времени список отечественных работ по данной тематике растет [5–10, 12, 14–16 и др.], охватывая все большее количество нефтегазовых месторождений, что позволяет проводить их сравнительную оценку. В этом смысле определенную актуальность пред-

ставляет настоящая работа по изучению микроэлементного состава сырых нефтей и их тяжелых фракций Даниловского и Кечимовского нефтегазовых месторождений (относимых по величине извлекаемых запасов к категории крупных) Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области (рис. 1).

Даниловское нефтегазовое месторождение, открытое в 1966 г., расположено в Советском районе и входит в Шаимский нефтегазоносный район (ШНГР) Приуральской нефтегазоносной области. Кечимовское нефтяное месторождение (1985 г.), локализовано в Сургутском и Нижневартовском районах, в 50 км от г. Лангепас.

Ниже приведены результаты исследований микроэлементного состава сырых нефтей и их тяжелых (высокотемпературных) фракций (температуры выхода – более 323 и 350°C). Указанные пробы были отобраны Ю.Н. Федоровым из скв. 2296 Даниловской площади (резервуар – кора выветривания; соответственно, пробы 1 и 1а), скв. 3195 Восточно-Лазаревской площади (резервуар – пласт Ю₃₋₄, пробы 2 и 2а) и ряда скважин на Кечимовской площади (скв. 6802 – пласт БВ₆, пробы 3 и 3а; скв. 7534д – пласт АВ₂, пробы 4 и 4а; скв. 7119 – пласт АВ₁₋₂, пробы 5 и 5а; скв. 6151 – пласт ЮВ₁, пробы 6 и 6а). Привязка исследованных проб показана на рис. 2.

Концентрации редких и рассеянных микроэлементов сырых нефтей определялись путем кислотного разложения исходного материала и дальнейшего анализа с помощью секторного высоко-разрешающего масс-спектрометра с ионизацией в индуктивно-связанной плазме Element2. Аналитические результаты представлены в табл. 1.

Концентрации главных “биогенных” элементов (Fe, Ni и V) в нефтях Даниловского месторождения характеризуются значениями 971, 1180 и 3150 мкг/л, Восточно-Лазаревского – 439, 892 и 1920 мкг/л, а Кечимовского – 1805, 12000 и 20100 мкг/л, соответственно. Величины отношений V/Ni для сырых нефтей перечисленных выше месторождений составляют 2.67, 2.15 и 1.67–1.77, что позволяет отнести их к первично обогащенному микроэлементами ванадиевому типу [12].

На графиках в координатах “концентрация элемента – позиция по разрезу” отражающих, по сути, глубину отбора соответствующих образцов по скважинам, для Zn (ШНГР) в целом наблюдается

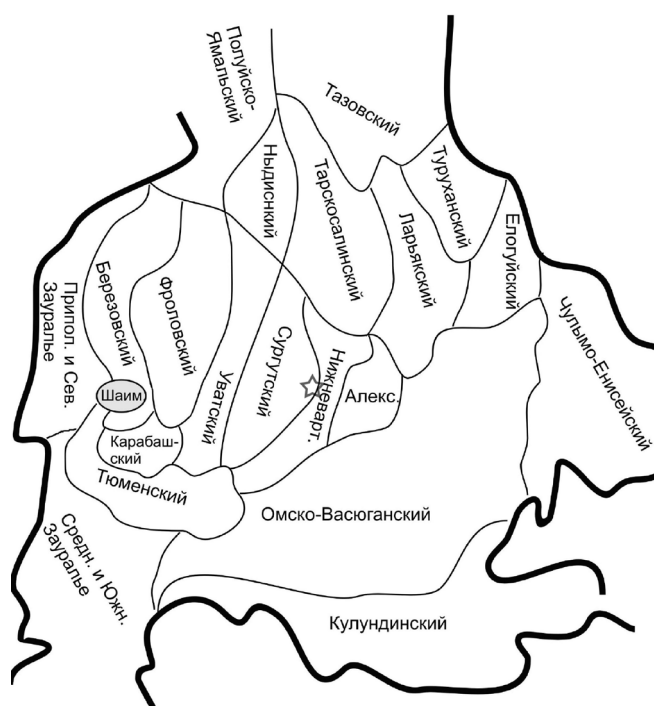


Рис. 1. Контур Западно-Сибирского осадочно-мегабассейна и схема районирования нижне-меловых отложений с выделением структурно-фациальных районов [1–4, 11].

Светло-серым овалом и звездочкой отмечено положение Шаимского нефтегазового района и Кечимовского месторождения, соответственно.

* ООО “КогалымНИПИнефть”, г. Тюмень

** УГГУ, Екатеринбург

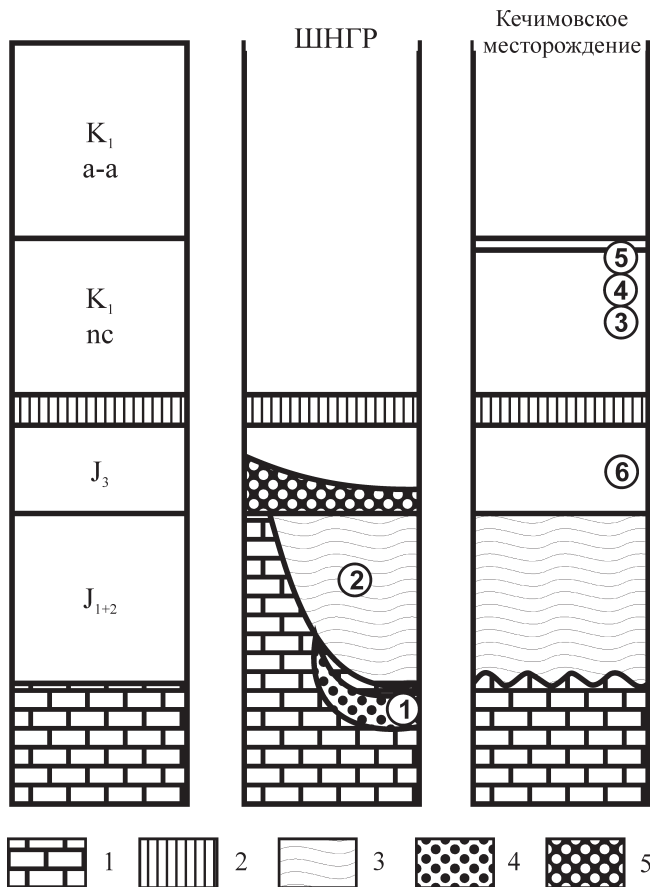


Рис. 2. Схематический корреляционный разрез ШНГР и Кечимовского месторождения с относительной привязкой изученных проб сырых нефтей.

1 – фундамент; 2 – верхнеюрские битуминозные отложения, баженовская и тутлеймская свиты; 3 – тюменская свита; 4 – кора выветривания; 5 – вогулкинская пачка; K_{1a-a} – апт-альбский неосложненный комплекс; K_{1nc} – неокомский клиноформный комплекс; J₃ – верхнеюрские, преимущественно морские отложения; J₁₋₂ – нижнесреднеюрские континентальные отложения. цифры в кружках (см. также табл. 1): 1, 2 – ШНГР: 1 – скв. 2296 Даниловской площади (резервуар – кора выветривания), 2 – скв. 3195 Восточно-Лазаревской площади (резервуар – пласт Ю₃₋₄); 3–6 – Кечимовская площадь: 3 – скв. 6802, резервуар – пласт БВ₆; 4 – скв. 7534д, резервуар – пласт АВ₂; 5 – скв. 7119, резервуар – пласт АВ₁₋₂, 6 – скв. 6151, резервуар – пласт ЮВ₁.

уменьшение содержания (рис. 3), тогда как для Li (за исключением пробы 6), Be, Mg, Na, Cu (ШНГР) и Sr характерен рост соответствующих концентраций. Калий, алюминий, ванадий, никель, редкие земли, гафний и торий ведут себя индифферентно. Пласт АВ₂ (скв. 7534д) имеет относительное обогащение ниобием, хромом и свинцом. Относительно низкие значения отношения Zn/Co для нефтей Восточно-Лазаревского и Кечимовского месторождений 2.30 и 1.08 (медиана для 4-х проб), соответственно, позволяют предполагать определенную близость отобранных для аналитических исследований проб нефтей к водо-нефтяному контакту.

Таблица 1. Содержания микроэлементов в изученных пробах сырой нефти, мкг/л

	Проба					
	1	2	3	4	5	6
Li	4.54	7.57	6.56	11.2	16	45.6
Be	0.114	0.0463	0.0908	0.108	0.178	0.0823
Mg	239	213	298	269	787	129
Al	119	98.7	103	101	74.7	56.2
P	374	1110	562	2020	890	727
K	605	663	784	622	909	796
Ca	1220	953	1440	1720	6720	940
Sc	0.522	0.782	0.547	1.16	2.49	1.56
Ti	16.2	33.6	18.5	45.7	34.4	22.2
V	3150	1920	19800	16900	20400	21700
Cr	2.14	1.78	7.9	249	11	7.04
Mn	5.98	4.77	5.3	44.3	23.3	4.62
Fe	971	439	1420	2420	1340	2190
Co	4.15	6	20.2	100	120	20
Ni	1180	892	11200	9750	12800	13000
Cu	16.8	7.81	7.63	18.4	24.9	10.9
Zn	28.5	13.8	38.3	26.8	18.1	95.8
Ga	2.42	0.499	10.3	1.98	7.63	6.65
Ge	0.485	0.277	0.577	0.955	0.799	0.68
As	1.98	0.249	1.89	2.92	3.05	1.15
Rb	0.535	0.437	0.616	1.37	1.14	0.463
Sr	27.8	6.14	231	119	761	135
Y	0.0682	0.0687	0.0858	0.055	0.0702	0.0505
Zr	0.239	0.757	0.646	0.473	0.416	0.251
Mo	14.8	5.71	13.8	10.5	52.4	11.4
Sn	4.71	3.83	3.74	4.39	21.5	2.76
Sb	0.626	0.714	0.154	0.166	0.257	0.181
Cs	0.0719	0.0273	0.0738	0.0386	0.187	0.0516
Ba	93.5	18.7	381	54.4	315	248
La	0.782	0.886	0.511	0.159	1.08	0.205
Ce	1.23	1.11	0.925	0.278	1.55	0.376
Pr	0.0942	0.101	0.0986	0.03	0.202	0.0312
Nd	0.242	0.207	0.344	0.0966	0.566	0.101
Sm	0.0182	0.013	0.0642	0.0137	0.0907	0.0128
Eu	0.0815	0.0195	0.354	0.0786	0.459	0.226
Gd	0.0191	0.00934	0.0447	0.0132	0.0603	0.011
Tb	0.00263	0.00133	0.00492	0.00172	0.00782	0.00147
Dy	0.0136	0.00777	0.0216	0.00809	0.0452	0.00781
Ho	0.00262	0.00153	0.0043	0.00157	0.00636	0.00143
Er	0.00653	0.00427	0.0102	0.00372	0.0193	0.00389
Tm	0.00086	0.000646	0.00141	0.000545	0.00208	0.000543
Yb	0.00479	0.00481	0.0079	0.00311	0.012	0.0032
Lu	0.00071	0.000758	0.00116	0.000507	0.00168	0.000456
Hf	0.00516	0.0158	0.0141	0.00879	0.00752	0.00536
Hg	0.0565	0.0529	0.0631	0.0407	0.0524	0.0659
Pb	3.23	5.52	5.61	55.1	2.52	2.3
Bi	0.0162	0.0254	0.0247	0.0649	0.0437	0.0242
Th	0.0126	0.0156	0.0136	0.0105	0.0108	0.0102
U	3.61	1.12	2.09	1.83	6.54	1.24

Примечание. 1 – Даниловская площадь (скв. 2296, резервуар – кора выветривания); 2 – Восточно-Лазаревская площадь (скв. 3195, резервуар – пласт Ю₃₋₄); 3–6 – Кечимовская площадь (3 – скв. 6802, пласт БВ₆, 4 – скв. 7534д, пласт АВ₂, 5 – скв. 7119, пласт АВ₁₋₂, 6 – скв. 6151, пласт ЮВ₁).

Присущие сырым нефтям всех месторождений высокие величины отношений V/Fe, V/Cu и V/Pb указывают, по всей видимости, на то, что они не под-

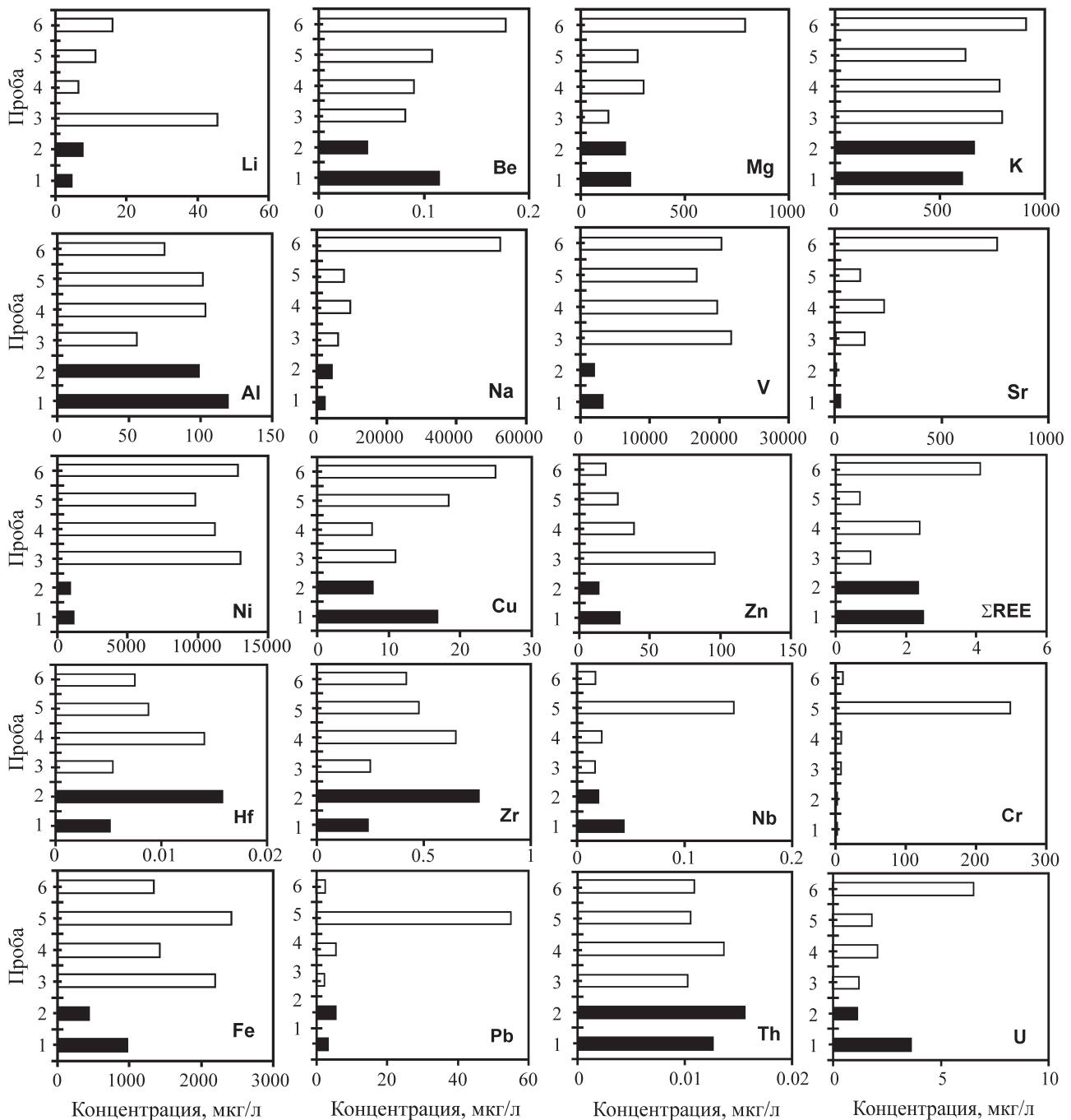


Рис. 3. Концентрации элементов в изученных пробах Шаимского нефтегазового района (Даниловская и Восточно-Лазаревской площади), а также Кечимовского месторождения.

Номера по оси ординат соответствуют позиции изученных образцов по вертикали, снизу вверх. Черные прямоугольники соответствуют образцам 1 – скв. 2296 Даниловской площади (резервуар – кора выветривания), 2 – скв. 3195 Восточно-Лазаревской площади (резервуар – пласт Ю₃₋₄); Незакрашенные прямоугольники отвечают пробам 3–6 – Кечимовская площадь: 3 – скв. 6802, резервуар – пласт БВ₆; 4 – скв. 7534д, резервуар – пласт АВ₂; 5 – скв. 7119, резервуар – пласт АВ₁₋₂, 6 – скв. 6151, резервуар – пласт ЮВ₁.

верглись заметному влиянию процессов катагенеза и значительной миграции.

На рис. 4 приведен график, отображающий степень концентрирования микроэлементов в сырых нефтях и выделенных из них тяжелых фракциях (НФ) Даниловского, Восточно-Лазаревского и Ке-

чимовского нефтегазовых месторождений Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Максимальная кратность обогащения наблюдается для Cu (8.9) в тяжелой фракции нефтей Восточно-Лазаревского месторождения. Минимальное значение для всех месторождений прису-

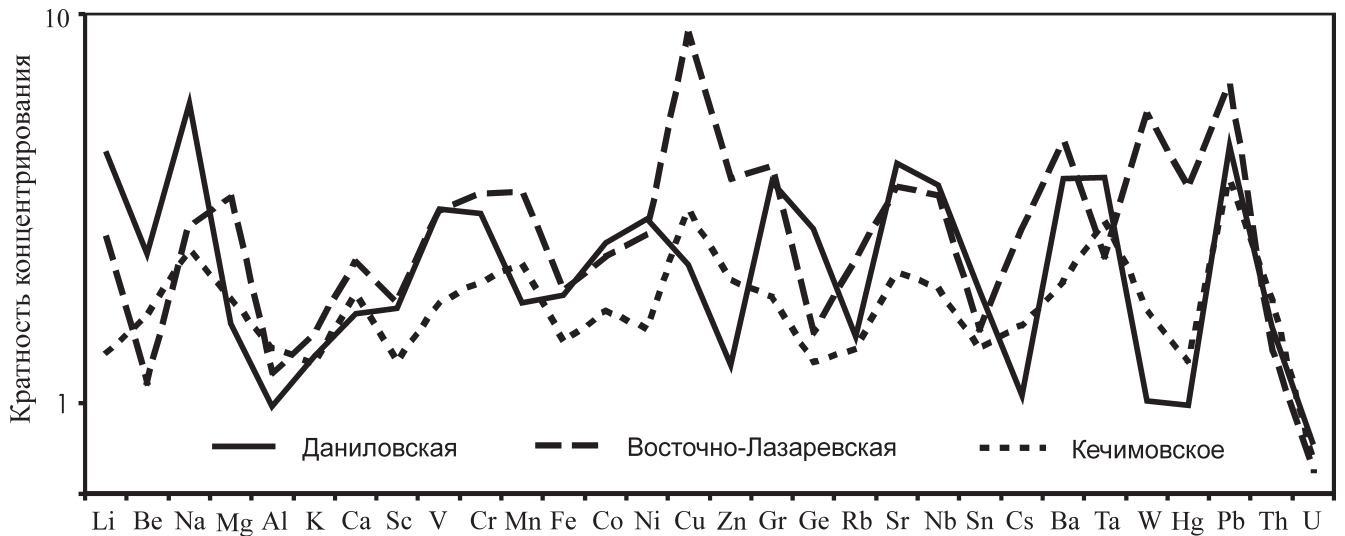


Рис. 4. Кратность концентрирования микроэлементов (C_{CO}/C_{HF}) в сырых нефтях (CO) и выделенных из них тяжелых фракциях (HF).

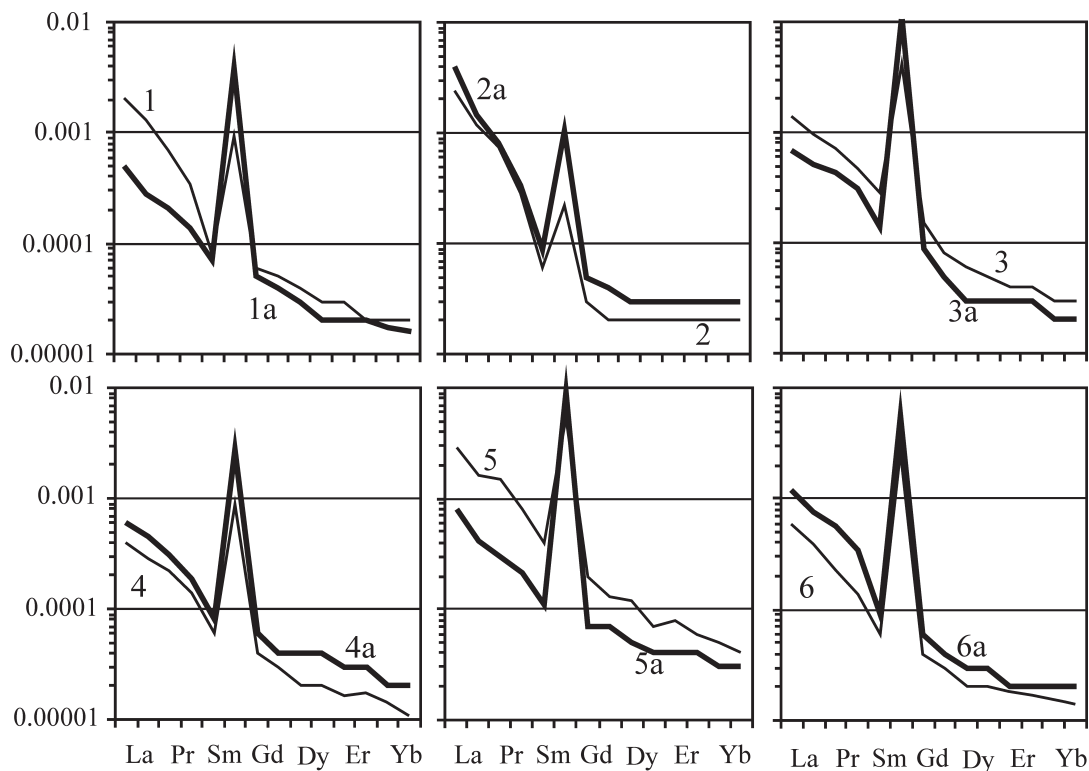


Рис. 5. Нормированные на хондрит спектры распределения редкоземельных элементов (РЗЭ) в пробах сырых нефтей (образцы 1–6) и выделенных из них тяжелых фракций (1а–6а).

ще U (соответственно, 0.78, 0.67 и 0.69 для тяжелых фракций Даниловского, Восточно-Лазаревского и Кечимовского нефтегазовых месторождений), что стало определенным диссонансом в ожидаемых результатах и представляется предметом дальнейшего изучения. Для остальных элементов степень обогащения укладывается в диапазон значений 1–4.

При нормировании измеренных концентраций редких земель на хондрит установлено, что средняя

величина La_N/Yb_N в исследованных пробах сырых нефтей составляет 72 ± 33 (минимум – 40, максимум – 120), т.е. указанные нефти сильно обогащены легкими РЗЭ (рис. 5). При этом для нефтей пробы 1 (кора выветривания) величина La_N/Yb_N составляет ~ 105 , для нефтей пласта Ю₃₋₄ ~ 120 ; нефти Кечимовской площади обладают существенно меньшими значениями указанного параметра (40–60). Средняя величина Gd_N/Yb_N в сырых нефтях равна

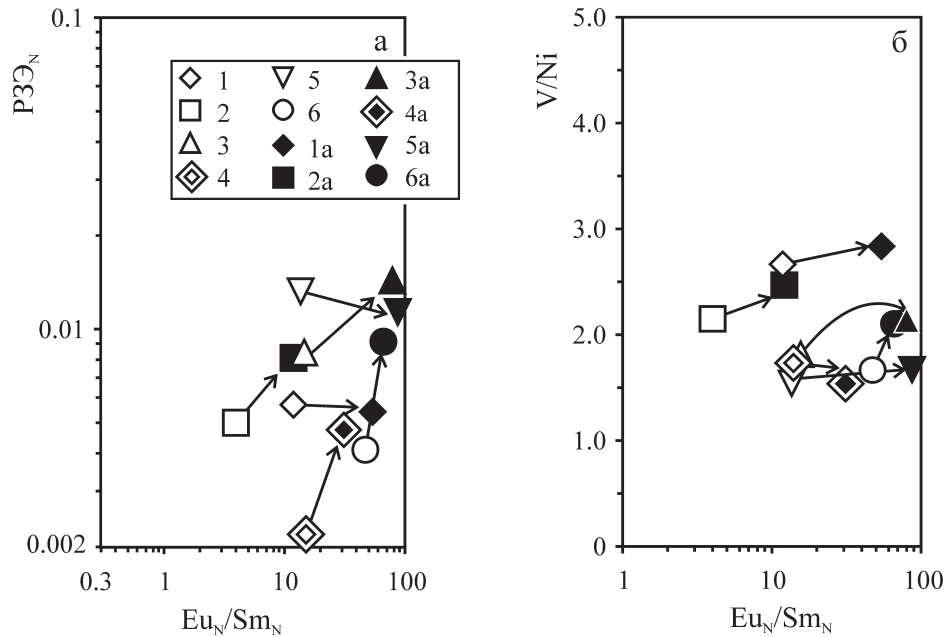


Рис. 6. Положение исследованных проб сырых нефтей (образцы 1, 2, 3, 4, 5 и 6) и их тяжелых фракций (образцы 1а, 2а, 3а, 4а, 5а и 6а) на диаграммах Eu_N/Sm_N – $P3Э_N$ (а) и Eu_N/Sm_N – V/Ni .

3.6 ± 1.2 , что, так же как и значения La_N/Yb_N , предполагает деплетирование иттербиевой части редких земель. Европиевая аномалия во всех проанализированных нами пробах положительная; максимальное ее значение больше минимального практически на порядок. Средняя величина Eu/Eu^* в исследованной выборке составляет 21.5 ± 16.4 .

Для тяжелых фракций картина несколько иная. Так, среднее значение La_N/Yb_N составляет 51 ± 41 . Деплетирование $TP3Э$ несколько ниже (Gd_N/Yb_N 2.8 ± 1.0), тогда как средняя величина положительной европиевой аномалии существенно выше, чем в пробах сырых нефтей и составляет 67.5 ± 35.6 (минимум – 15.4, максимум – 106). Сопоставление значений указанных параметров спектров $P3Э$ в пробах сырых нефтей и фракций показывает, что мак-

симальным отличием значений La_N/Yb_N характеризуется пара проб из коры выветривания [здесь величина отношения $(La_N/Yb_N)_{нефть}/(La_N/Yb_N)_{т.фр.}$ составляет 4.20]; в такой же паре проб, отобранных из пласта Ю₃₋₄, указанное отношение равно 0.92. Значения Eu/Eu^* больше во всех исследованных нами тяжелых фракциях; минимальная величина отношения $(Eu/Eu^*)_{нефть}/(Eu/Eu^*)_{т.фр.}$ (0.19) характерна для пласта БВ₆, максимальная (0.47) – для пласта АВ₂.

На диаграмме Eu_N/Sm_N – $P3Э_N$ (рис. 6а) для пар “сырая нефть–тяжелая фракция” наблюдается преимущественно увеличение значений как Eu_N/Sm_N , так и $P3Э_N$ для тяжелых фракций (только в случае пробы 5 это несколько не так). Примечательно, что значения $P3Э_{сырая нефть}/P3Э_{тяжелая фракция}$ для каждой из исследованных нами пар в заметной мере варьируют, будучи как больше 1 (кора выветривания, пласт АВ₁₋₂), так и меньше (пласты БВ₆, АВ₂ и др.) (рис. 7). Существенные изменения значений свойственны и параметру $Eu_N/Sm_N_{сырая нефть}/Eu_N/Sm_N_{тяжелая фракция}$, однако для всех исследованных пар указанный индикатор имеет отрицательное значение. Кроме того, на графике в координатах Eu_N/Sm_N – V/Ni (рис. 6б) также можно видеть некоторое увеличение значений V/Ni , но фиксируется это не для всех имеющихся в нашем распоряжении 6 пар проб.

Ранее в публикации [5] было высказано предположение, что наличие в сырых нефтях широкого диапазона положительных значений Eu аномалии (а это в значительной мере отличает нефти от предполагаемых нефтематеринских пород с их достаточно узкими отрицательными значениями Eu/Eu^* , и от экстрагированных из них битумоидов) не позволяет рассматривать обогащенные в той или иной мере ор-

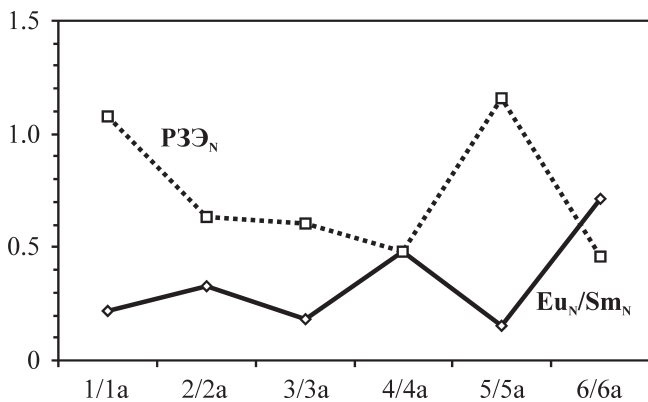


Рис. 7. Особенности изменения значений Eu_N/Sm_N и $P3Э_N$ в пробах сырых нефтей (образцы 1, 2, 3, 4, 5 и 6) относительно их тяжелых фракций (1а, 2а, 3а, 4а, 5а и 6а).

ганическим веществом осадочные образования как основной источник (по крайней мере) редкоземельных элементов в нефти. Выявленное авторами названной работы преимущественное накопление РЗЭ в смолисто-асфальтеновых фракциях нефти свидетельствует, по их мнению, о том, что в качестве лигандов для РЗЭ могут выступать сложные циклические и ароматические соединения и их производные, в которых связь Me–C осуществляется через азот, серу, фосфор, кислород. Так как нефти Припятско-Днепровской, Волго-Уральской, Западно-Сибирской и Амударьинской нефтегазоносных провинций имеют весьма хорошо выраженные положительные европиевые аномалии, то, для них источником РЗЭ являются, по мнению С.Ф. Винокурова с соавторами [5], являются преимущественно эндогенные породы/флюиды. Исходя из особенностей распределения РЗЭ в нефти, нефтематеринских породах и битумоидах названными авторами был сделан вывод о глубинных флюидах, как одном из возможных источников, определяющих микроэлементный состав нефти. Мы пока не готовы к столь радикальным выводам и придерживаемся представлений С.А. Пуановой [12-13] о нескольких источниках элементов-примесей в нефтях: унаследованном от биогенного вещества, заимствованном из окружающих пород и пластовых вод и привнесенном по проницаемым зонам из глубинных частей коры и, возможно, мантии. Таким образом, комплекс присутствующих в сырых нефтях и их смолисто-асфальтеновых фракциях элементов-примесей является полигенным; в части РЗЭ он, по всей видимости, может быть индикатором привноса некоторой части слагающих нефть компонентов из подкоровых горизонтов.

Настоящая работа являлась частью совместных исследований с замечательным человеком, геологом-нефтяником Ю.Н. Федоровым (ООО “КогалымНИПИнефть”), трагически погибшим в авиакатастрофе (апрель 2012 г).

Авторы признательны В.В. Мурзину за конструктивные замечания, способствовавшие улучшению рукописи.

Исследования выполнены при финансовой поддержке проекта УрО РАН № 12-У-5-1039

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Амон Э.О., Алексеев В.П., Глебов А.Ф., Савенко В.А., Федоров Ю.Н. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь) / под ред. В.П. Алексеева. Екатеринбург. УГГУ, 2010. 257 с.
2. Атлас “Геологическое строение и нефтегазоносность неокомского комплекса Ханты-Мансийского автономного округа-Югры”. Тюмень: ГП НАЦ РН им. В.И. Шпилемана, 2007. 191 с.
3. Белоусова Н.А., Бочкарев В.С., Брадучан Ю.В. и др. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990 г. (1991) / Авт.: Тюмень: ЗапСибНИГНИ. 53 с.
4. Брадучан Ю.В., Булыникова А.А. Основные типы разрезов нижнего мела Западной Сибири. Науч. тр. ЗапСибНИГНИ. 1977. Вып. 121. С. 43–47.
5. Винокуров С.Ф., Готтих Р.П., Писоцкий Б.И. Комплексный анализ распределения лантаноидов в асфальтенах, водах и породах для выяснения условий образования нефтяных месторождений // Докл. АН. 2000. Т. 370. № 1. С. 83–86.
6. 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.
7. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Нургалеев Д.К., Журавлев Д.З. Некоторые генетические аспекты формирования Ромашкинского нефтяного месторождения и его сателлитов // Отечественная геология. 2005. № 3. С. 3–11.
8. 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.
9. Маслов А.В., Пономарева С.А., Ронкин Ю.Л. РЗЭ-систематика сырых нефтей Карсовайского месторождения (Республика Удмуртия) // Литология и геология горючих ископаемых. Вып. IV(20). Екатеринбург: УГГУ, 2010. С. 242–253.
10. Маслов А.В., Федоров Ю.Н., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П., Биглов К.Ш. Коэффициенты вариации содержания элементов – примесей в сырых нефтях некоторых месторождений Волго-Уральской области Западной Сибири // Литология и геология горючих ископаемых. Екатеринбург: УГГУ, 2010, С. 230–242.
11. Меловая система. / Под ред. М.М. Москвина. Полутом 2. М.: Недра, 1987. 326 с.
12. Пуанова С.А. Геохимические особенности распределения микроэлементов в нафтидах и металлоносность осадочных бассейнов СНГ // Геохимия. 1998. № 9. С. 959–972.
13. Пуанова С.А. Микроэлементы в нафтидах и их использование при разработке нефтяных и газоконденсатных месторождений // Нефтехимия. 2001. Т. 41, № 3. С. 165–193.
14. Федоров Ю.Н., Маслов А.В., Ронкин Ю.Л. Некоторые особенности РЗЭ-систематики сырых нефтей Волго-Уральской и Западно-Сибирской провинций // Геология, полезные ископаемые и проблемы экологии Башкортостана, Урала и сопредельных территорий: мат-лы VIII межрегион. научно-практич. конф. Уфа: ИГ УНЦ РАН, 2010. С. 209–212.
15. 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.
16. Федоров Ю.Н., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П. и др. Микроэлементная характеристика сырых нефтей Вогулкинского и Тюменского резервуаров Шаимского нефтегазоносного района: сопоставление // Литосфера. 2012. № 2. С. 141–151.