

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

© Ад.А.Алиев, Ф.Р.Бабаев, И.С.Гулиев, 2009

К ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ НЕФТЕЙ НИЖНЕКУРИНСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА

Ад.А.Алиев, Ф.Р.Бабаев, И.С.Гулиев

*Институт геологии НАН Азербайджана
AZ1143, Баку, просп. Г.Джавида, 29А*

В статье рассмотрены нефти продуктивной толщи 4 месторождений (Кюровдаг, Мишовдаг, Гарабаглы, Кюрсанги). Установлена общая тенденция изменения геохимических показателей (пристан/фитан, микроэлементов и др.) нефтеей по месторождениям, однообразие их химического состава и общность условий формирования.

В последние годы для успешного решения проблем нефтегазовой геологии важная роль отводится геохимическим исследованиям нефтеей, в частности углеводородов изопреноидного строения и микроэлементов.

Обращение именно к этим показателям нефтеей связано с тем, что они считаются маркирующими компонентами нефти (довольно высокая биохимическая устойчивость) как в стадии образования нефти, так и в дальнейшем превращении их в природе, кроме того, их наличие в составе нефтеей считается доказательством биогенной природы нефтяных углеводородов.

Фактический материал

Фактическим материалом для исследования явились нефти месторождений Нижнекуринского нефтегазоносного района: Кюровдаг, Кюрсанги, Гарабаглы, Мишовдаг.

Для исследований наряду с новейшими аналитическими данными авторов статьи также использованы результаты опубликованных работ (Алиев, 1985; Бабаев, 1979; Багирзаде, Бабаев, 1989; Алиев и др., 1998).

По результатам определений выявлены концентрационные ряды обнаруженных элементов и построен график их распределения по месторождению.

Одновременно были обсуждены результаты отношений пристан/фитан для исследованных проб нефтеей.

Результаты исследований приведены в таблицах 1,2,3.

Результаты исследований

Изученные нефти представляют различные горизонты и различные глубины залегания, плотность колеблется от 0,8413 до 0,985. Содержание серы – от 0,03 до 0,82 %, т.е. нефти малосернистые. Количество азота – от 0,012 до 0,299 % и характеризует нефти как малоазотистые.

Месторождение Кюровдаг. Изучены нефти из различных глубин и различных горизонтов. Удельный вес исследованных нефтеей меняется в пределах от 0,877 до 0,902. Можно сказать, что эти нефти относятся к тяжелым.

В изученных пробах нефтеей обнаружены железо, никель, ванадий, хром, марганец, титан, медь, стронций, барий, магний. Характерным для нефтеей этого месторождения является присутствие этих элементов во всех анализируемых пробах всех продуктивных свит.

Как и большинство палеоген-неогеновых нефтеей, нефти месторождения Кюровдаг содержат ванадия меньше, чем никеля. На месторождении Кюровдаг величина отношения V/Ni во всех свитах колеблется от 0,15 до 0,5. Значения рассматриваемого отношения для I-V горизонтов сопоставимо одинаковы – почти одного порядка, что свидетельствует об одинаковых условиях происхожде-

ния этих элементов. Рассматривая содержание обнаруженных элементов на данном месторождении, замечаем относительно высокое содержание железа по сравнению с другими элементами, которое колеблется от 0,11 до 4,50 (%) на золу).

При сравнении содержаний железа нефти Кюровдагского месторождения с его со-

держанием в других плиоценовых нефтях наблюдаем относительное их сходство, что, по-видимому, дает возможность говорить об одинаковых условиях происхождения этого элемента в сравниваемых нефтях.

Во всех анализируемых пробах нефти обнаружены как биомаркеры (пристан, фитан), так и нормальные стераны ($C_{27} - C_{29}$).

Таблица 1

Физико-химическая характеристика нефей Нижнекуринского нефтегазоносного района

Номер скважины	Глубина, м	Горизонт	d_4^{20}	Фракционный состав, %			S, %	N, %
				до 150 $^{\circ}\text{C}$	до 200 $^{\circ}\text{C}$	до 300 $^{\circ}\text{C}$		
Кюровдаг								
61	1882-2002	I	0.8776	11	16	38	0.237	0.212
622	2035-2050	II	0.8845	11	19	37	0.228	0.197
213	2188-2217	IV	0.8842	12	21	38	0.196	0.214
751	2633-2790	VII	0.8799	13	20	40	0.003	0.002
422	2758-2827	VIII	0.8752	11	19	39	0.233	0.190
289	2948-2972	II	0.8800	13	20	36	0.166	0.177
335	3001-3026	II	0.8676	14	24	44	0.112	0.180
554	3140-3240	III	0.8569	17	25	43	0.135	0.178
512	3272-3288	IV	0.8413	16	24	40	0.141	0.166
264	3282-3440	V	0.8641	12	22	40	0.181	0.144
428	3465-3476	X	0.8783	10	20	40	0.235	-
Кюранги								
10	2812-2821	I	0.8939	13	22	42	0.142	0.297
23	3287-3303	V	0.8689	12	30	39	0.170	0.146
28	3383-3394	V	0.8997	13	19	33	0.288	0.228
Гарафаглы								
12	2591-2595	I	0.8911	9	17	34	0.36	0.223
138	2925-2933	II	0.8573	11	16	32	0.24	0.152
152	3222-3284	IV	0.8984	9	15	31	0.22	0.164
8	3390-3412	V	0.8997	6	14	33	0.24	0.203
Мишовдаг								
129	1007-1074	I	0.8774	15	24	41	0.226	0.299
272	1183-1187	II	0.8660	16	25	38	0.262	0.166
287	1515-1523	III	0.8889	15	22	39	0.241	0.169

Рассматривая величины отношения пристан/фитан, обнаруживается их близость, и их значения больше 1. Одновременно отмечается снижение значений отношения пристан/фитан от 1,71 до 1,38 со стратиграфической глубиной. Можно сказать, что такое же изменение наблюдается и с уменьшением удельного веса. Значения отношения более 1 свидетельствуют о существенной примеси к исходному ОВ зоопланктонного материала. Что касается содержания нормальных стеранов, их значения соответственно меняются в пределах: C_{27} – 30,1-41,9; C_{28} – 20,7-34,9; C_{29} – 31,6-37,3. Индекс Олеана для всех проб почти одного порядка: 0,06-0,3. Отношение T_s/T_m – 0,75-1,26.

Месторождение Кюранги. Пробы нефти охватывают глубины с 2961 по 4884 м и с 3 по 10 горизонты, включая и отложения среднего плиоцена. Нефти относятся к тяжелым. Удельный вес их – от 0,903 до 0,985.

В нефтях месторождения Кюранги обнаружены те же элементы, что и в нефтях месторождения Кюровдаг. Количественная характеристика этих элементов почти не отличается, за исключением элемента железа, которого в 2,5 раза меньше, чем в нефтях месторождения Кюровдаг. Величина отношения V/Ni колеблется от 0,19 до 0,25.

Отношение пристан/фитан колеблется от 1,28 до 1,54, т.е. выше 1, и не зависит как от глубины залегания скважин, так и от удельного веса исследованных нефтей. Содержания нормальных стеранов (C_{27} , C_{28} , C_{29}) можно сказать сопоставимо одинаковы и меняют свои значения соответственно: 33,1-36,7; 29,2-32,8; 32,3-35,7. Индекс Олеана – 0,05-0,09. T_s/T_m – 0,62-0,95.

Месторождение Гарабаглы. Изучено 8 проб нефти с глубин от 2593 до 3438 м. Удельный вес этих нефтей колеблется от 0,893 до 0,973, и они относятся к тяжелым.

Пробы нефти, охватывающие данное месторождение, свидетельствуют о содержании в них железа от 0,9 до 1,4% на золу. Количество никеля колеблется от 0,51% до 0,98%; ванадия – 0,12% - 0,30%; хрома – от 0,04% до 0,17%. Отношение V/Ni изменяется в пределах 0,24 – 0,37. В золах этих нефтей, судя по концентрационному ряду, превалирует железо, за ним следуют никель и ванадий, что схоже с концентрационным рядом месторождения Кюранги.

Величина отношений пристан/фитан боль-

ше 1 и меняет свои значения от 1,43 до 1,53.

Нормальные стераны по своему содержанию (C_{27} , C_{28} , C_{29}) меняются соответственно: от 34,0 до 36,2; от 31,8 до 34,4; от 31,2 до 32,7, т.е., как и в нефтях вышеуказанных месторождений, одного порядка и составляют более 30. Индекс Олеана – 0,08-0,1, а T_s/T_m – 0,61-0,73.

Месторождение Мишовдаг. Исследованные нефти относятся к тяжелым (0,886-0,9420) и приурочены к глубинам 1095-1727 м.

В нефтях рассматриваемого месторождения также идентифицированы элементы семейства железа. Отличительной чертой этих нефтей является количественное превосходство элемента никеля над железом. Значение отношения V/Ni – 0,21-0,62. Концентрационный ряд элементов для месторождения Мишовдаг по последовательности расположения обнаруженных элементов не совпадает с концентрационными рядами обнаруженных элементов в вышеуказанных месторождениях.

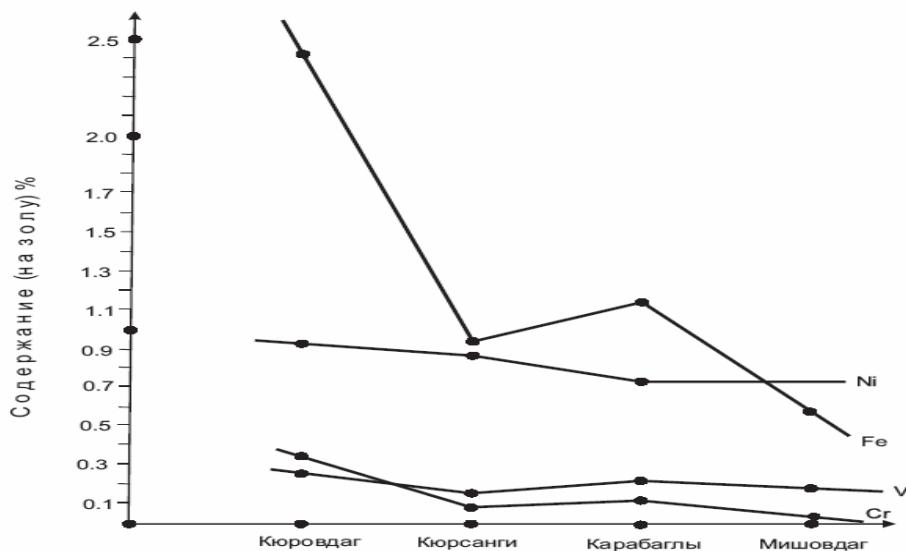
Отношение пристан/фитан – от 1,59 до 1,68, т.е. выше 1. Что касается нормальных стеранов, их содержание в среднем составляет от 30,2 до 35,4. Индекс Олеана – 0,1 и T_s/T_m – 0,76-0,87.

Обсуждение результатов

Сопоставляя все исследованные нефти, можно отметить, что они относятся к тяжелым, и значения их удельных весов колеблются в пределах от 0,854 до 0,973. Рассматривая содержание серы и азота в изученных нефтях, замечаем, что отсутствует четкая закономерность в изменении их содержания. Однако в виде общей тенденции существует некоторый параллелизм между их содержаниями, что, по-видимому, связано с механизмом и временем формирования местоскоплений углеводородов.

Рассматривая концентрационные ряды, замечаем, что между этими рядами обнаруживается сходство.

По концентрационным рядам идентифицированных элементов выявлены главные компоненты нефтяной золы: железо, никель, ванадий, хром. Обнаруженное сходство между концентрационными рядами свидетельствует об общности геохимических условий формирования состава нефтей.



Распределение главных компонентов нефтяной золы изученных месторождений.

Из графика распределения главных компонентов нефтяной золы для изученных месторождений видно, что максимальное количество рассматриваемых элементов содержится в нефтях месторождения Курорвдаг, а нефти месторождения Мишовдаг обеднены ими.

Для изученных нефтей на основе содержания идентифицированных элементов были составлены концентрационные ряды:

Курорвдаг: Fe > Ni > Cr > V > Mn > Ti > Cu.

Курсанги: Fe > Ni > V > Cr > Mn > Ti > Cu.

Гарабаглы: Fe > Ni > V > Mn > Cr > Ti > Cu.

Мишовдаг: Ni > Fe > Ti > V > Cr > Mn > Cu.

Ведущим элементом является железо, содержание которого преобладает над содержанием никеля, который по своей концентрации устойчиво следует за железом, преобладая попеременно над хромом и ванадием. Титан и медь в этих рядах занимают последнее место.

Учитывая, что в соответствии с существующими представлениями **повышенное содержание пристана** в составе изопреноидных углеводородов характерно для нефтей, генетически связанных с ОВ, обогащенным зоопланктоном или остатками высшей растительности, а **повышенное содержание фитана** в составе изопреноидных углеводородов нефти свидетельствует об их генетической связи с исходным веществом, обогащенным фитопланктоном – совокупностью водорослей, обитающих в верхнем освещенном слое воды, и **отношение пристан/фитан** рассматривается

как один из основных генетических показателей, несущих информацию об особенностях химического состава исходного живого вещества и окислительно ($Pr<1$) - восстановительных ($Pr>1$) условиях, полученные нами результаты дают возможность рассматривать соотношение пристан/фитан как показатель окислительно-восстановительных условий формирования органического вещества нефтей в этих образцах. Результаты исследований показывают, что отношение пристан/фитан больше единицы и изменяется от 1,19 до 1,71. Это, по-видимому, свидетельствует о преобладающей роли ОВ с примесью зоопланктонного материала и, возможно, связано с катагенетическими процессами, происходящими в окислительных условиях нефтеобразования. Индекс олеана – 0,05-0,3, а T_s/T_m – 0,61-1,26.

Таким образом, формирование нефтей с высоким отношением пристан/фитан, по-видимому, обусловлено рядом причин, как генетическими – наличием специфических форм биопродуцентов с повышенным содержанием пристана в исходной массе, так и катагенетическими – спецификой исходного ОВ материнских толщ при относительно высоком уровне катагенеза.

Однаковость же вышеуказанных параметров и относительное однообразие химического состава дают нам возможность предположить общий генезис нефтей и единый источник образования и формирования их залежей.

Таблица 3**Распределение изопреноидных углеводородов**

№ скважин	Глубина, м	Горизонт	Уд. Вес	Биомаркеры			Нормальные стераны			Индекс Олеана	Ts Tm
				Pr/Ph	Pr/ n C ₁₉	Ph/n C ₂₀	C ₂₇	C ₂₈	C ₂₉		
Кюровдаг											
1008	258-263	Ср. плиоц.	0,885	1,71	0,89	0,45	30,1	34,8	35,2	0,12	0,98
958	834-851	Ср. плиоц.	0,881	1,63	2,54	1,21	34,7	32,2	32,9	0,08	1,26
934	2020-2030	1	0,887	1,54	0,87	0,64	35,1	33,1	31,8	0,1	0,75
148	2238 2278	Акчагыл	0,880	1,19	0,61	0,31	32,1	32,9	35,0	0,11	1,14
889	2769-2790	7	0,902	1,40	4,32	2,79	33,4	34,9	31,6	0,31	0,93
1263	2919 2936	10	0,877	1,38	0,85	0,64	41,9	20,7	37,3	0,06	0,92
Кюрсанги											
340	2961-3001	3	0,985	1,44	2,37	1,9	33,8	31,9	34,3	0,09	0,81
394	3483-3548	6	0,906	1,45	1,49	1,21	33,1	32,8	34,1	0,08	0,74
389	3604-3622	5	0,955	1,47	0,97	0,87	35,3	31,0	33,7	0,09	0,66
651	3827-3833	8	0,929	1,54	0,93	0,75	36,7	31,0	32,3	0,06	0,62
401	4119-4135	10	0,947	1,28	0,9	0,7	34,3	30,1	35,7	0,05	0,95
4	4884-4924	Ср. плиоц.	0,903	1,38	2,04	1,73	35,3	29,2	35,5	0,06	0,85
Гараабаглы											
166	2593-2637	Н.Абшерон	0,904	1,46	1,94	1,53	36,2	31,8	32,0	0,1	0,68
179	2782-2767	1	0,957	1,53	1,84	1,45	34,6	33,2	32,1	0,08	0,62
144	2784-2797	2	0,868	1,51	0,91	0,67	34,4	33,2	32,4	0,1	0,73
302	2914-2957	4	0,970	1,5	0,88	0,64	34,3	34,4	31,2	0,1	0,73
25	3066-3099	3	0,923	1,48	1,88	1,52	34,8	33,2	31,9	0,09	0,65
409	3338-3343	5	0,893	1,43	1,2	1,01	34,6	32,7	32,7	0,09	0,63
87	3342-3392	8	0,973	1,48	0,83	0,61	34,1	33,7	32,2	0,08	0,64
183	3438-3460	4	0,957	1,49	0,91	0,7	34,0	33,3	32,7	0,1	0,61
Мишовдаг											
476	1095-1260	2	0,886	1,61	1,87	1,38	32,0	35,0	32,9	0,1	0,79
276	1176-1203	Акчагыл	0,915	1,67	0,9	0,6	32,2	34,5	33,3	0,11	0,87
2	1351-1405	1	0,894	1,68	1,74	1,25	32,7	34,0	33,3	0,1	0,76
545	1522-1562	3	0,942	1,59	2,25	1,70	32,4	35,4	32,2	0,1	0,76
438	1727-1750	4	0,894	1,61	1,84	1,49	30,8	34,9	34,2	0,1	0,81

ВЫВОДЫ

1.Наблюдается общность в изменении геохимических показателей исследованных нефтей по месторождениям.

2. Обнаруживаемое сходство между каждым из геохимических показателей (концентрационные ряды микроэлементов, отношение пристан/фитан, индекс Олеана, отношение T_s/T_m) и однообразие химического состава нефтей свидетельствуют об общности геохимических условий формирования нефтей изученных месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

- АЛИЕВ, Ад.А. 1985. О распределении нормальных алканов нефтей Восточного и Западного бортов впадины Южного Каспия. В кн.: *Резюме докладов XI Международной научной конференции по геохимическим и физико-химическим проблемам при разведке и добывче нефти «Петрогеохим» - 1985*. Изд. Института нефти и газа. Краков (ПНР).
- АЛИЕВ, Г-М. А., АЛИЕВ, Ад.А., ФЕЙЗУЛЛАЕВ, А.А., ГУЛИЕВ, И.С., ГУСЕЙНОВ, Д.А. 1998. Геохимический атлас нефтей Азербайджана. Фонды ИГАНА.
- БАБАЕВ, Ф.Р. 1979. Микроэлементы нефтей месторождений Нефтечала и Хиллы. *ДАН Азерб. СССР*, 35, 9, 67-69.
- БАГИР-ЗАДЕ, Ф.М., БАБАЕВ, Ф.Р. 1989 ИзопренOIDНЫЕ углеводороды и порфирины нефтей морских месторождений Азербайджана. *Геология нефти и газа*, 5, 43-45.