

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/3_2015

УДК 550.41:552.578.2(470.41)

Косачев И.П., Каюкова Г.П., Романов Г.В.Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра Российской академии наук, Казань, Республика Татарстан, Россия, kosachev@iopc.ru

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРНЫХ АНОМАЛИЙ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ ФУНДАМЕНТА НА СОСТАВ БИОМАРКЕРОВ В ДЕВОНСКИХ ПОРОДАХ МАТРОСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

На основе геохимических показателей девонских нефтей Матросовского месторождения Южно-Татарского свода показана возможность изменения соотношения высших биомаркеров - терпанов под влиянием «аномальных» термоградиентных зон коры выветривания фундамента. Это проявляется в росте содержания в нефтях термически устойчивых углеводородов, что способствует разделению девонских нефтей на две группы, характеризующихся единым морским источником происхождения, но залегающих на разных уровнях от коры выветривания фундамента.

Ключевые слова: нефть, битумоиды, биомаркеры, девон, зоны температурных аномалий, фундамент, Матросовское месторождение, Южно-Татарский свод.

Одним из проявлений процессов формирования нефтяных месторождений является, как известно, наличие температурных аномалий [Сергеенко, 1988; Предтеченская, Фомичев, 2011]. В случае непроницаемых пород - это температурные минимумы, а для проницаемых, наоборот, зоны повышенных температур и термоградиентов. Аномальные значения термоградиентов можно рассматривать и как следствие протекания в проницаемых зонах процессов конвективного теплопереноса. Они свидетельствуют не только о хороших коллекторских свойствах, но и постоянном движении флюидов в этих зонах [Христофорова, Христофоров, Бергман, 2008]. В условиях интенсивного теплового режима рифтовых и других активных зон, когда прогрев осадков происходит за счет активного выноса тепла и веществ из недр, образование нефтегазовых месторождений обусловлено, преимущественно, процессами вертикальной миграции, способствующей скоплениям углеводородов за пределами нефтепродуцирующего комплекса. Породы фундамента, обладающие аномальным термоградиентом температур, также способны влиять на процесс трансформации органического вещества осадочных толщ и, как следствие, на формирование нефтяных залежей. В связи с этим изучение состава нефтяных углеводородов по разрезу осадочных пород, располагающихся непосредственно в зоне температурной аномалии коры кристаллического фундамента, позволит выявить тенденции трансформации органического вещества и тем самым повысить достоверность прогноза нефтепоисков.

Исследовались образцы осадочных толщ Южно-Татарского свода (ЮТС), состоящие, в основном, из проницаемых пород, характеризующихся склонностью к повышенным температурам. Особенно привлекательно в этом отношении выглядит Матросовское месторождение, приуроченное к району сочленения юго-восточного склона ЮТС и северного борта Серноводско-Абдулинского авлакогена в зоне ярко выраженной повышенной температурной аномалии коры выветривания фундамента (рис. 1). По кровле терригенных отложений девона рассматриваемой территории выделены древние грабенообразные прогибы, имеющие дизъюнктивную природу. Основные запасы нефти связаны с живетским ярусом, представляющим переходный комплекс между пашийско-кыновскими и рифей-вендскими отложениями, и залегают под девонскими образованиями непосредственно на фундаменте [Ларочкина, 1993]. Особенностью рассматриваемых живетских отложений являются битумопроявления в трещинах керна.

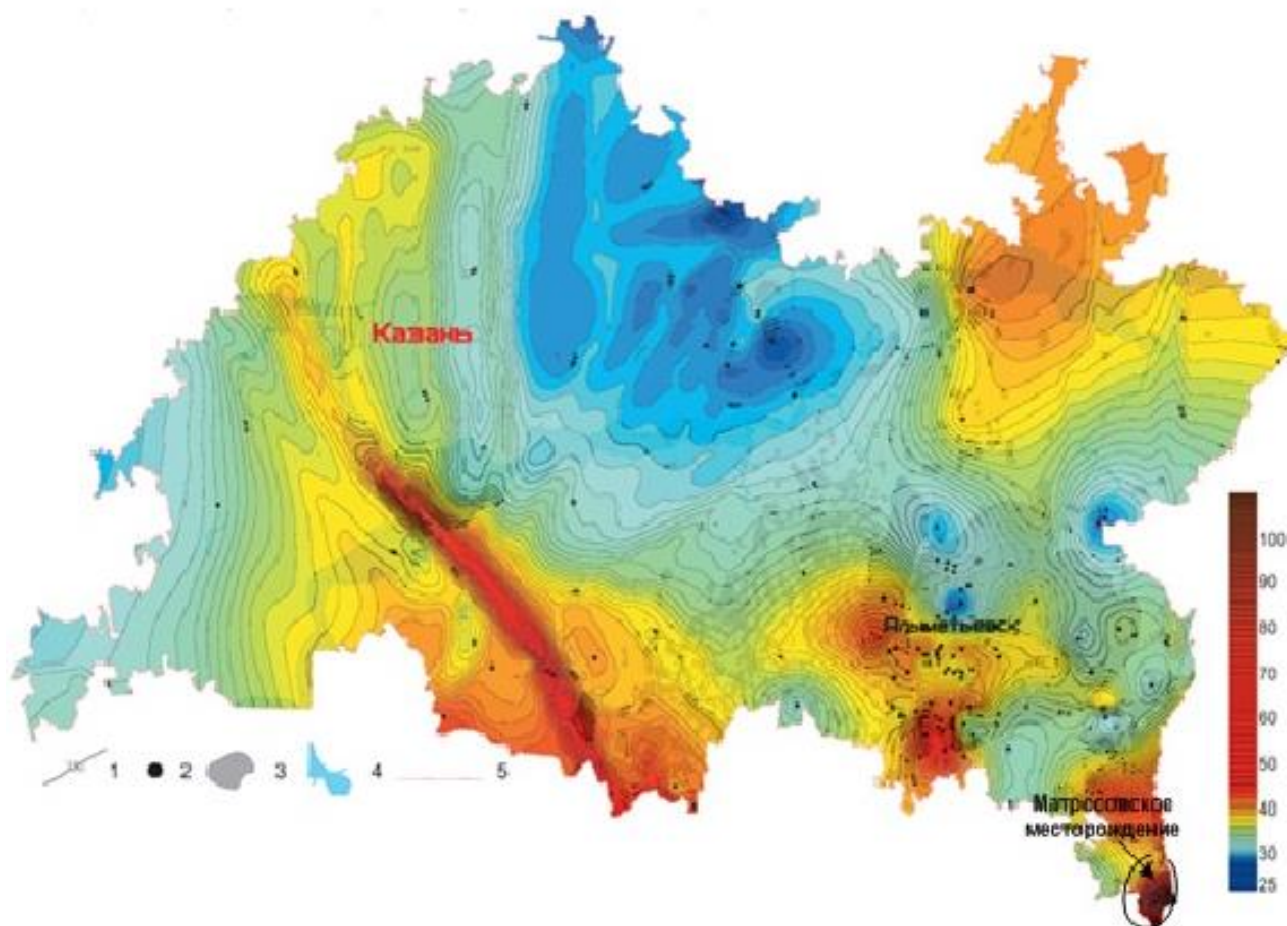


Рис. 1. Карта изотерм по кровле кристаллического фундамента (масштаб 1:500 000)

[Христофорова, Христофоров, Бергман, 2008]

1 - изолинии равных температур ($^{\circ}\text{C}$); 2 - местоположения скважин, в которых проводились измерения; 3 - контуры нефтяного месторождения; 4 - гидросеть; 5 - административная граница Республики Татарстан.

Для изучения характеристик нефтей и битумоидов девонских пород была сформирована коллекция на основе образцов Матросовского месторождения ЮТС. В ее состав, наряду с пробами нефтей (скв. 179, глубина 1635-1640 м; скв. 7221, глубина 2013-2017 м; скв. 170, глубина 2171-2179 м; скв. 186, глубина 1988-1990 м; скв. 194, глубина 2309-2315 м), входили пробы, отобранные из битуминозных песчаников в скв. 7221 (2013-2017 м), скв. 7183 (2153-2158 м), скв. 170 (2171-2179 м).

Исследование физико-химических характеристик нефтей рассматриваемой коллекции пород Матросовского месторождения показало следующее (табл. 1). Нефти среднего девона, отобранные скв. 7221, 170, 186, 184 в интервале глубин 1988-2315 м, отличаются по компонентному составу и свойствам от верхнедевонской нефти (скв. 179, глубина отбора 1635-1640 м) мендымского горизонта. Они менее вязки, подвижны, обладают меньшей плотностью, которая составляет 0,820-0,850 г/см³, чем верхнедевонские – 0,881 г/см³. Для нефтей живетского яруса наблюдается несколько иная картина. Нефти из вышележащего ардатовского горизонта - более легкие, чем из воробьевского и, соответственно, значения плотностей у них ниже – 0,830 г/см³ против 0,850 г/см³. Доля углеводородов (масляная фракция) в составе рассматриваемых проб варьирует от 77,0% до 88,0%, что типично для нефтей из девонских пород ЮТС.

Содержание серы и азота в нефтях нижележащих пород, как и следовало ожидать согласно процессу катагенного созревания органического вещества (ОВ) - понижено. Так, в образцах живетского яруса оно составляет 0,80-1,64% (сера) и 0,30-0,70% (азот), а в нефти верхнефранского подъяруса (мендымский горизонт) выше: 2,39% (сера) и 0,17% (азот). Количество гетероатомных компонентов в составе нефтей, как правило, пропорционально содержанию смолисто-асфальтеновых фракций, что и подтверждается данными компонентного анализа изучаемых образцов (табл. 1). Наибольшее содержание полициклических компонентов - асфальтенов приходится на нефти мендымского горизонта, меньшее - воробьевского, еще ниже у нефтей ардатовских отложений; оно измеряется в среднем величинами 4,00%, 1,60% и 1,03%. Для смол наблюдается такая же, как и для асфальтенов последовательность распределения по горизонтам: 19,00%, 14,60%, 10,96% соответственно, с преобладанием бензольных смол над спирто-бензольными. Такая незначительно геохимически «нарушенная» последовательность содержания полярных компонентов связана, вероятно, с частичным размывом нижележащего воробьевского горизонта.

Таблица 1

Общая характеристика и компонентный состав нефтей и битумов Матросовского месторождения

Номер	Тип флюида	Номер скважины	Глубина отбора, м	ХБА*, мас., %	Плотность, г/см ³ (20 ⁰ С)	S _{общ.} , мас., %	N _{общ.} , мас., %	N _{осн.} , мас., %	Компонентный состав, % масс.			
									Масла	Смолы		Асфальтены
										Бензольные	Спирто-бензольные	
D ₃ fr, мендымский горизонт												
1	нефть	179	1635-1640	-	0,881	2,39	0,17	0,10	77,00	13,50	5,50	4,00
2	ХБА	179	То же	0,16	0,974	3,65	0,44	0,279	54,10	13,10	19,70	13,10
D ₂ gv, ардатовский горизонт												
3	нефть	7221	2013-2017	-	0,830	0,80	0,03	0,027	88,01	8,09	2,56	1,34
4	ХБА	7221	То же	2,5	твердый продукт	2,31	0,75	0,287	38,70	8,30	5,00	48,00
5	ХБА	7183	2153-2158	2,5	0,9460	1,35	0,30	не опр.	68,80	11,10	8,30	11,80
6	нефть	170	2171-2197	-	0,820	1,06	0,07	0,027	88,00	8,46	2,82	0,72
7	ХБА	170	2171-2179	0,32	-	3,65	0,09	0,103	54,10	27,00	8,50	10,40
8	ХБА	170	То же	0,24	0,908	1,04	-	-	75,10	10,20	12,10	2,50
D ₂ gv, воробьевский горизонт												
9	нефть	186	1988-1990	-	0,850	1,64	0,03	0,038	80,50	13,10	4,80	1,60
10	нефть	194	2309-2315	-	0,831	0,80	0,05	0,032	87,13	7,90	3,39	1,58

*ХБА – хлороформенный битумоид.

Количество битумоидов, выделенных экстракцией при помощи хлороформа, варьирует от 0,16% для пород мендымского горизонта до 2,50% для ардаатовского (см. табл. 1). Найденные значения существенно превышают величины рассеянного органического вещества (РОВ) и указывают на их миграционный характер.

Полученные экстракты, в отличие от нефтей, представляют собой высоковязкие или твердые продукты. Их плотность гораздо выше, что отражает наличие в их составе большего количества асфальто-смолистых компонентов.

Так, экстракт породы скв. 7221 представляет собой твердый продукт, содержание асфальтенов в котором составляет 48%, а количество спирто-бензольных смол превышает смолы бензольные. Рост смолисто-асфальтеновых компонентов приводит к увеличению в составе экстрактов серо- и азотсодержащих соединений.

В целом, компонентный состав битумоидов изучаемых пород из тех же интервалов отбора, что и нефти, отличается снижением содержания масел, в среднем, на 30%, а в случае экстракта пород скв. 7221 еще более значительным – почти в 2 раза. И, соответственно, увеличивается доля полярных компонентов, которая обуславливает рост количества асфальтенов более чем в три раза. Преобладание в составе экстрактов спирто-бензольных смол над смолами бензольными указывает на окисленность остаточной нефти пород скв. 7221.

Основными носителями генетической информации, как известно, являются насыщенные углеводороды, отражающие в различной степени состав и строение исходных соединений. В их число входят нормальные и изопреноидные алканы, циклические изопреноиды – стераны, терпаны и т.д. Данные об их молекулярно-массовом распределении в виде различных геохимических коэффициентов позволяют составлять многочисленные корреляции в системах нефть–нефть и нефть–органическое вещество, способствующие выявлению степени катагенного созревания, условий миграции и залегания, возможного источника генерации. Для их концентрирования в виде масляных фракций использовался метод жидкостной хроматографии (см. табл. 1), а для анализа – методы газожидкостной хроматографии и хроматомасс-спектрологии.

Молекулярно-массовые распределения *n*-алканов, найденные для собранной коллекции нефтей и битумоидов, имеют схожие одномодальные картины, немного различающиеся в областях проявления максимумов: в случае нефтей он приходится на *n*-C₁₅, а битумоидов - на *n*-C₁₈. Соответственно, и содержание низкомолекулярных гомологов выше в нефтях, а высокомолекулярных – в битумоидах. Поэтому и значения, рассчитанные на основании состава *n*-алканов и ациклических изопреноидов геохимических параметров, отличаются незначительно (табл. 2). Исключение составляют лишь отношения пристан/*n*-C₁₇ и фитан/*n*-C₁₈, которые несколько выше для битумоидов, чем для нефтей. В рассматриваемом интервале

пород величина этих коэффициентов уменьшается с глубиной, что обусловлено ростом количества *n*-алканов и снижением изопреноидов, которое указывает на повышение термической зрелости органического вещества. Кроме того, величина отношения фитан/*n*-C₁₈, составляющая для верхнедевонских образцов больше 1, предполагает обогащенность материнских пород, вмещающих исходное ОВ, карбонатами.

Таблица 2

**Результаты газохроматографического анализа масляных фракций нефтей
и хлороформенный битумоид пород Матросовского месторождения**

Номер	Тип флюида	Глубина отбора, м	Пристан/ Фитан	Пристан/ <i>n</i> -C ₁₇	Фитан/ <i>n</i> -C ₁₈	<i>n</i> -Alk*, %	<i>i</i> -Alk**, %	<i>i</i> -Alk / <i>n</i> -Alk
D ₃ fr. мендымский горизонт								
1	нефть	1635-1640	0,71	0,67	1,04	46,17	13,50	0,29
2	ХБА	1635-1640	0,60	0,93	1,39	45,68	13,56	0,30
D ₂ gv. ардаатовский горизонт								
3	нефть	2013-2017	0,84	0,28	0,45	56,14	7,74	0,14
4	ХБА	2013-2017	0,79	0,28	0,46	60,02	7,39	0,12
5	ХБА	2153-2158	0,80	0,27	0,44	58,35	7,55	0,13
6	нефть	2171-2179	0,73	0,25	0,45	56,12	7,78	0,14
7	ХБА	2171-2179	0,81	0,32	0,48	56,73	6,15	0,11
8	ХБА	2171-2179	0,58	0,30	0,48	56,57	4,78	0,08
D ₂ gv. воробьевский горизонт								
9	нефть	1988-1990	0,81	0,31	0,50	54,26	8,28	0,15
10	нефть	2309-2315	0,88	0,26	0,41	56,47	7,75	0,14

n*-Alk – нормальные алканы, *i*-Alk – ациклические изопреноиды.

Величины отношений пристан/фитан для всех рассматриваемых образцов меньше единицы, что отражает восстановительные условия их генерации и единый источник происхождения сапропелевого типа.

Особенности состава масляных фракций, рассматриваемых образцов на молекулярном уровне были изучены при помощи метода хроматомасс-спектрологии (табл. 3, 4). На масс-фрагментограммах проб нефтей и битумоидов видно (рис. 2, *m/z* 191,2), что в распределении биомаркеров доминируют тритерпаны - пентациклические и трициклические. Соотношение стераны/пентацикланы невысокое. Распределение стеранов отличается присутствием эпимеров регулярного строения состава C₂₇–C₂₉ (рис. 2, *m/z* 217,2). Обогащенность палеозойских нефтей и битумоидов 24-*n*-пропилхолестанами связана, как правило, с активными бактериальными процессами, происходящими в диагенезе, так как аналоги таких углеводов в современных организмах отсутствуют.

Содержание перегруппированных стеранов (DIA/REG) в верхнедевонских образцах невысокое (0,42-0,44), что характерно для переработки исходного органического вещества в условиях мелководного морского бассейна в карбонатных породах. На присутствие карбонатов в ОБ материнских пород указывают также и значительные в случае верхнедевонских образцов количества триароматических стеранов (три/стераны).

Таблица 3

Показатели состава стеранов в нефтях и битумоидах Матросовского месторождения

Номер	Объект	Номер скважины	Глубина, м	Регулярные стераны			K_1^{3P}	K_2^{3P}	DIA / REG	три/стераны
				C_{27}/C_{29}	C_{28}/C_{29}	$C_{27} : C_{28} : C_{29}$				
D ₃ fr. мендымский горизонт										
1	Нефть	179	1635-1640	0,88	0,44	38 : 19 : 43	0,52	0,69	0,44	0,85
2	ХБА	179	1635-1640	0,91	0,44	39 : 19 : 43	0,51	0,69	0,42	1,14
D ₂ gv. ардаатовский горизонт										
3	Нефть	7221	2013-2017	0,86	0,46	37 : 20 : 43	0,52	0,67	0,88	0,14
4	ХБА	7221	2013-2017	0,86	-	37 : 20 : 43	0,49	0,65	0,78	0,08
5	ХБА	7183	2053-2058	0,95	0,43	40 : 18 : 42	0,44	0,65	0,52	0,15
6	Нефть	170	2171-2197	0,90	0,48	38 : 20 : 42	0,55	0,67	0,87	0,09
7	ХБА	170	2171-2179	0,76	0,47	34 : 21 : 45	0,53	0,65	0,79	0,07
8	ХБА	170	2171-2179	0,98	0,44	40 : 18 : 41	0,56	0,73	0,88	0,40
D ₂ gv. воробьевский горизонт										
9	Нефть	186	1988-1990	0,86	0,41	38 : 18 : 44	0,53	0,67	0,88	0,31
10	Нефть	194	2309-2315	0,88	0,44	38 : 19 : 43	0,55	0,70	1,15	0,14

где $K_1^{3P} = C_{29} 20S/C_{29} 20S + C_{29} 20R$; $K_2^{3P} = C_{29} 20R\beta\beta/C_{29} 20R\beta\beta + C_{29} 20R\alpha\alpha$; DIA / REG = ΣC_{29} диастеран / ΣC_{29} регулярный стеран; три/стераны = Σ триароматические стераны / Σ стераны.

Таблица 4

Показатели состава терпанов в нефтях и битумоидах Матросовского месторождения

Номер	Объект	Номер скважины	Глубина, м	Терпаны					три/пента	TET/TRI	Σ стераны/ Σ пента-цикланы
				T_s/T_m	C_{29}/C_{30}	M_{30}/C_{30}	$C_{31}-C_{35}/C_{30}$	C_{35}/C_{34}			
D ₃ fr. мендымский горизонт											
1	Нефть	179	1635-1640	0,28	0,83	0,09	0,56	0,05	0,22	0,22	0,23
2	ХБА	179	1635-1640	0,23	0,70	0,09	0,57	0,04	0,16	0,22	0,19
D ₂ gv. ардаатовский горизонт											
3	Нефть	7221	2013-2017	0,87	0,85	0,09	0,54	0,04	0,35	0,51	0,26
4	ХБА	7221	2013-2017	0,80	0,78	0,10	0,55	0,04	0,36	0,76	0,26
5	ХБА	7183	2053-2058	0,73	0,75	0,12	0,55	0,05	0,34	0,56	0,29
6	Нефть	170	2171-2179	0,87	0,77	0,10	0,55	0,04	0,33	0,51	0,28
7	ХБА	170	2053-2058	1,17	0,76	0,13	0,55	0,04	0,28	0,59	0,38
8	ХБА	170	2053-2058	0,69	0,87	0,09	0,55	0,07	0,36	0,51	0,32
D ₂ gv. воробьевский горизонт											
9	Нефть	186	1988-1990	0,72	0,71	0,09	0,54	0,04	0,35	0,49	0,26
10	Нефть	194	2309-2315	0,87	0,73	0,09	0,55	0,05	0,37	0,55	0,27

где: $T_s/T_m = C_{27} 18\alpha$ трисноргопан (T_s)/ $C_{27} 17\alpha$ трисноргопан (T_m); три/пента = C_{23} трициклан/ C_{30} гопан; TET/TRI = C_{24} тетрациклан/ C_{23} трициклан; $M_{30} = C_{30}$ моретан 17β .

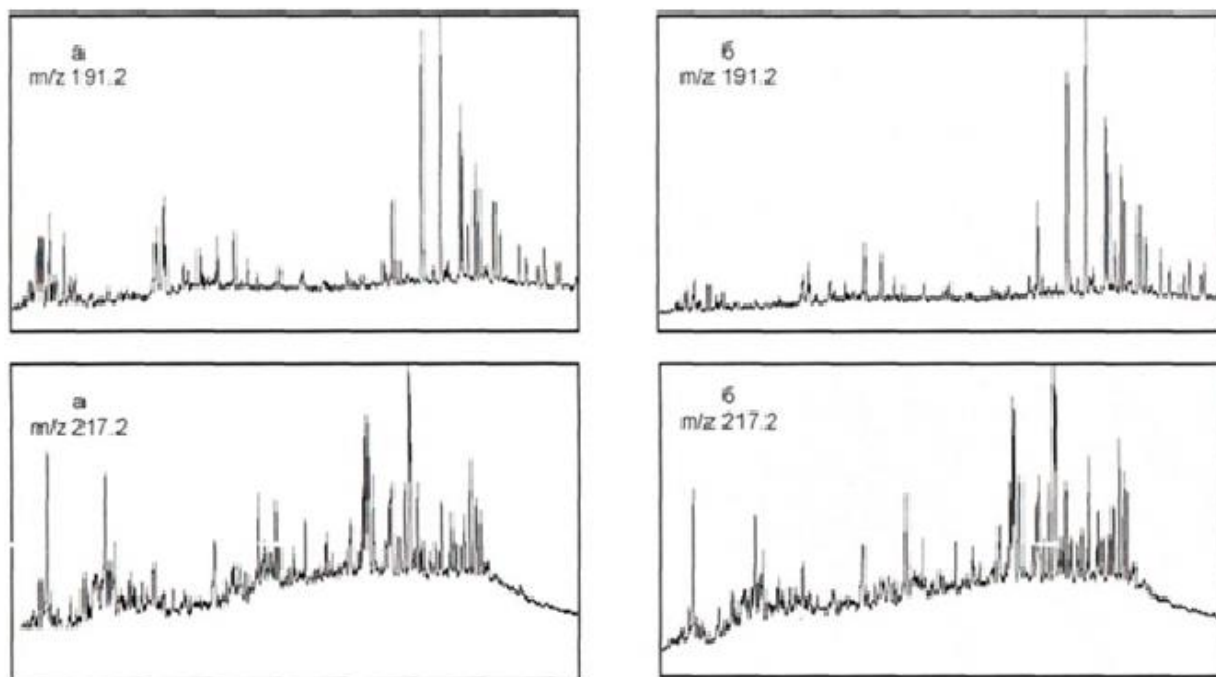


Рис. 2. Масс-фрагментограммы стеранов (m/z 217,2) и терпанов (m/z 191,2) нефти (а) и битумоидов (б) верхнедевонских отложений Матросовского месторождения, скв. 179 (1635-1640 м)

Для образцов живецкого яруса более характерны процессы генерации в терригенных породах или в породах, где велика доля детритного материала, что подтверждают величины коэффициентов DIA/REG, находящиеся в интервале 0,52-0,88.

Индикатором типа исходного ОБ считается, как известно [Peters, Walters, Moldowan, 2005], распределение стерановых УВ с числом атомов C_{27} , C_{28} , C_{29} . Незначительное преобладание гомолога C_{29} в составе рассматриваемых образцов указывает на привнос в исходное ОБ наземной растительности, что и отражается коэффициентами C_{27}/C_{29} . Это позволяет говорить о неоднородности исходного ОБ, накопленного в открытых морях, но со значительным привнесом веществ мелководно-морского происхождения.

Судя по значениям коэффициентов зрелости $K_1^{3p} = 0,44-0,56$ и $K_2^{3p} = 0,65-0,73$, рассматриваемые образцы представляются одинаково катагенетически слабозрелыми и находятся в начале «нефтяного окна». При этом в пределах одного горизонта битумоиды характеризуются несколько меньшими параметрами термической зрелости по сравнению с нефтями. Практически равные значения C_{28}/C_{29} указывают на типично палеозойский характер нефтей.

Величины геохимических показателей в составе тритерпанов нефтей и битумоидов, представленные в табл. 4, показывают, что содержание гомологов гомогопана относительно гопана ($C_{31}-C_{35}/C_{30}$) - высокое и практически одинаковое для всех образцов.

Подобная картина наблюдается и для соотношения норгопана (адиантана) и гопана (C_{29}/C_{30}). Содержание и распределение трициклических терпанов (три/пента) соответствует нефтям морского генезиса. Низкие значения отношений гомогопанов C_{35}/C_{34} (не более 0,07) указывают вероятно на субокислительные или слабовосстановительные условия в диагенезе.

Образование стеранов, как известно, происходит в нефтях морского генезиса, а их невысокое содержание характерно для озерных и прибрежно-морских условий. Поэтому отношение стеранов к гопанам используют как показатель фациальных условий осадконакопления. В рассматриваемом случае величины отношений Σ стераны/ Σ пентацикланы варьируют от 0,19 до 0,38, что говорит о преобладании в исходном органическом веществе как верхнего, так и среднего девона, материала бактериального характера.

Значения отношения более стабильного $C_{27}18\alpha$ трисноргопана (Ts) к менее стабильному $C_{27}17\alpha$ трисноргопану (Tm) для образцов пород верхнефранского подъяруса низкие, а для живетского яруса в 2-3 раза выше (см. табл. 4, рис. 3), что говорит о более богатых кислородом условиях осадконакопления. Как для франского, так и живетского ярусов можно отметить, что битумоиды, согласно значениям Ts/Tm, характеризуются несколько меньшими параметрами термической зрелости по сравнению с нефтями. Эту тенденцию отражают и величины коэффициента три/пента, также отображающего катагенетическую зрелость, различие в которой отчетливо проявляется для нефтей и битумоидов мендымского горизонта верхнефранского подъяруса.

Достаточно высокую и практически одинаковую термическую зрелость изучаемых образцов подтверждают также и величины отношения моретан/гопан (M_{30}/C_{30}), которые, как отмечалось ранее, чуть меньше для битумоидов. Для образцов живетского яруса повышенное содержание гаммацераана, наряду с достаточно высоким содержанием C_{24} тетрациклана относительно C_{23} и C_{24} трициклических терпанов (TET/TRI), указывает на повышенную соленость вод в бассейне накопления по сравнению с нормальной морской.

Проведенные геохимические исследования позволили установить, что рассматриваемые нефти Матросовского месторождения как верхне-, так и среднедевонских горизонтов имеют одинаковое морское происхождение при восстановительных условиях накопления материнских пород в диагенезе. На это указывают низкие значения отношений пристан/фитан и пристан/ n - C_{17} , одномодальный тип распределения n -алканов с максимумом в низкомолекулярной области (n - C_{15}), высокое содержание гомогопанов с числом атомов C_{30} ($C_{31}-C_{35}/C_{30}$). Низкое количество стеранов относительно терпанов (Σ стераны/ Σ пентацикланы) подтверждает преобладание бактериального материала в составе исходного для всех образцов ОВ. В живетских нефтях по сравнению с верхнедевонскими растет термическая зрелость,

проявляющаяся в росте количества *n*-алканов по сравнению с изо-гомологами, снижении величин пристан/*n*-C₁₇ и фитан/*n*-C₁₈, высоком содержании трициклических терпанов относительно пентациклических (три/пента), причем нефти вышележащего ардатовского горизонта представляются более катагенно преобразованными, чем воробьевского. Битумоиды изучаемых пород по составу *n*-алканов, изопреноидов и высших биомаркеров показали генетическое сходство с нефтями одноименных горизонтов, демонстрируя при этом меньшую термическую зрелость: состав *n*-алканов и ациклических изопреноидов битумоидов отличается незначительным сдвигом максимума в более высокомолекулярную область C₁₇.

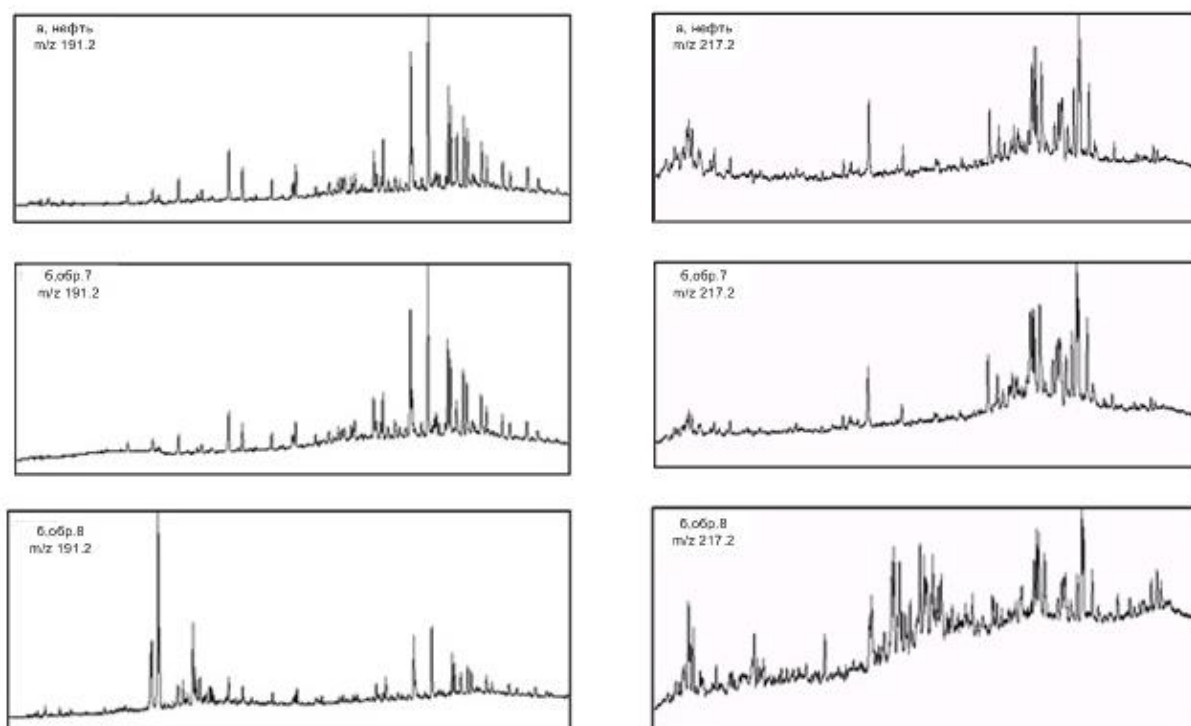


Рис. 3. Масс-фрагментограммы терпанов (m/z 191,2) и стеранов (m/z 217,2) нефти (а) и битумоидов (б) живецких отложений среднедевонского комплекса Матросовского месторождения скв. 170 (2171-2179 м)

Однако, при этом, по данным высших биомаркерных параметров, углеводородные составляющие рассмотренных образцов пород подразделяются на 2 типа, отличающихся лито-фаціальными обстановками преобразования исходного нефтематеринского органического вещества. К первому типу относятся нефти и битумоиды пород мендымского горизонта верхнедевонских отложений, образование которых проходило, преимущественно, в бассейне карбонатной седиментации с повышенной соленостью вод. А ко второму типу - нефти и битумоиды живецких отложений среднедевонского комплекса, в составе генерирующих материнских пород которых преобладали глинистые минералы, а соленость вод в бассейне осадконакопления была более высокой. Эти отличия можно связать также и с различной

степенью температурного влияния пород кровли фундамента на ОБ девонских толщ, что могло привести к неравномерному катагенному дозреванию. В этом случае вышезалегающие нефти мендымского горизонта должны быть менее подвержены такому воздействию, что и отражается на количественном распределении высших биомаркеров в их составе.

Подобная картина наблюдается и в породах Бавлинского месторождения юго-восточного склона ЮТС, располагающего в термоградиентной зоне фундамента [Христофорова, Христофоров, Мухаметвалеев, 2006]. Здесь по разрезу осадочных пород также наблюдается разделение флюидов, имеющих единый источник генерации, на 2 группы, которые отличаются биомаркерными показателями термической зрелости и фациальными условиями образования. Одну группу составляют битумоиды из пород фундамента и нефти из живецких отложений, а флюиды из более высоких горизонтов верхнего девона и карбона образуют уже другую группу [Каюкова и др., 2009]. Такая тенденция распространяется и на битумоиды из пород фундамента в районе Алтунино-Шунакского разлома [Шарипова и др., 2006].

На возможное влияние разуплотненных зон фундамента на природу флюидов из девонских пород указывают и факты проявления в ряде нефтедобывающих скважин месторождений ЮТС аномальной многолетней и стабильной нефтедобычи из пашийско-кыновских горизонтов [Каюкова и др., 2009]. Наиболее четко такие «аномальные» признаки установлены для 12 скважин центральных площадей Ромашкинского месторождения. Сопоставление биомаркеров Ts/Tm и DIA/REG в девонских породах Абдрахмановской площади из «аномальных» и нормальных зон, а также из подстилающих их пород фундамента с составом этих же биомаркеров коллекции показало, что все рассмотренные образцы можно разделить на 2 группы (рис. 4). В первую вошли нефти верхнего девона мендымского горизонта Матросовского месторождения и девонские нефти нормальной и «аномальной» зон Абдрахмановской площади, а во вторую - воробьевского и ардатовского горизонтов, а также битумоиды из пород фундамента из Абдрахмановской и Миннибаевской площадей. Это указывает на то, что флюиды в осадочных породах по ряду биомаркерных параметров могут быть сопоставимы с битумоидами из пород фундамента, непосредственно подстилающего эти породы. Вероятно, нефти, отобранные в высокодебитных скважинах из «аномальных» зон девона, в меньшей степени подвергались температурному влиянию пород фундамента, чем флюиды из непосредственно соприкасающихся с ним отложений.

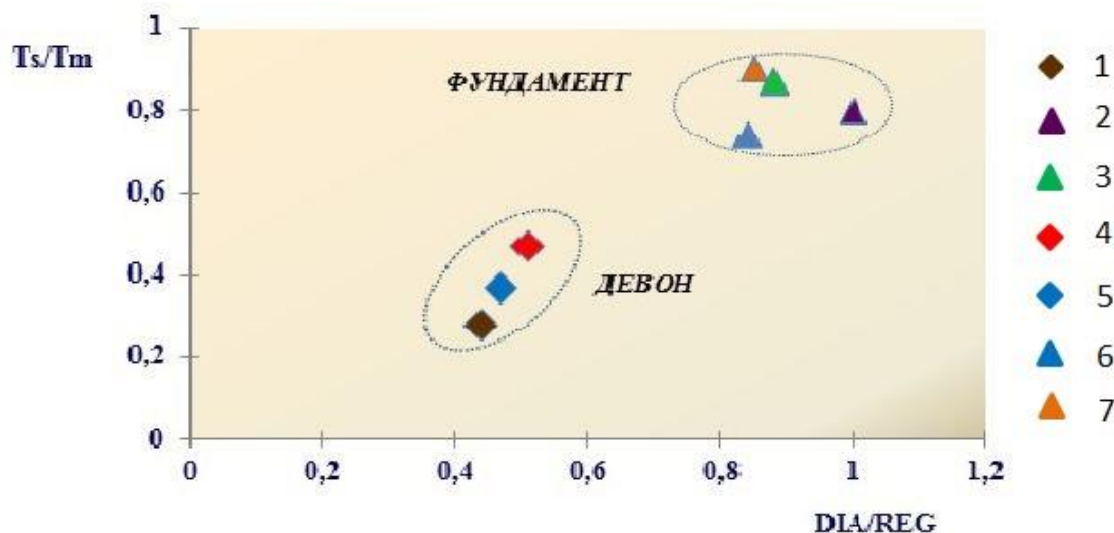


Рис. 4. Корреляция нефтей и битумоидов из различных горизонтов девона и из пород фундамента по соотношениям высших биомаркеров T_s/T_m (C_{27} трисноргопанов) и DIA/REG (стеранов C_{29})

Образцы нефтей девона: 1 - термоградиентные, мендымский горизонт; 2 - термоградиентные, воробьевский горизонт; 3 - термоградиентные, ардатовский горизонт; 4 - аномальные, пашийский горизонт; 5 - нормальные, живетский + пашийский горизонты, а также образцы битумоидов из пород фундамента: 6 - Абдрахмановская площадь; 7 - Миннибаевская площадь.

Таким образом, высокомолекулярные парафиновые углеводороды нефтей, залегающих в осадочных породах непосредственно вблизи термоградиентных зон коры выветривания фундамента, могут подвергаться термическому воздействию этих зон, следствием чего является повышение содержания в их составе термически устойчивых углеводородов, а именно высших биомаркеров - терпанов $C_{27}18\alpha$ трисноргопана (T_s) и $C_{27}17\alpha$ трисноргопана (T_m), а также ΣC_{29} диастеранов (DIA) и ΣC_{29} регулярных стеранов (REG). На этом основании выделены две группы девонских нефтей, залегающих на разных уровнях от коры выветривания фундамента. При этом часть из них, вероятно, способна перемещаться в эти зоны, что и отражается на значениях высших биомаркеров выделенных битумоидов пород фундамента. Подобное разделение нефтей девона наблюдается не только для Матросовского, но и для других месторождений Южно-Татарского свода, располагающихся вблизи термоградиентных зон фундамента.

Литература

Каюкова Г.П., Романов Г.В., Лукьянова Р.Г., Шарипова Н.С. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана. - М.: ГЕОС, 2009. - 487 с.

Ларочкина И.А., Гатиятуллин Н.С., Сухова В.А., Ананьев В.В. Девонские грабенообразные прогибы Татарстана // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1993. - № 10. - С. 14.

Предтеченская Е.А., Фомичев А.С. Влияние разрывных нарушений на температурный режим и катагенетические преобразования мезозойских отложений Западно-Сибирской плиты // *Нефтегазовая геология. Теория и практика.* – 2011. – Т.6. - № 1. – http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2011.pdf.

Сергиенко С.И. Аномалии теплового потока в нефтегазоносных структурах // *Изв. АН СССР. Сер. геол.* - 1988. - № 2. - С. 115-124.

Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Бергман М.А. Анализ геотермических карт и перспективы нефтегазоносности глубинных отложений (на примере Республики Татарстан) // *Георесурсы.* - 2008.- №3(26).- С. 10-12.

Христофорова Н.Н., Христофоров А.В., Мухаметвалеев И.М. Тепловой режим и оценка перспектив нефтегазоносности глубинных отложений Бавлинского региона // *Георесурсы.* - 2006.- №3(20).- С.37.

Шаринова Н.С., Смелков В.М., Каюкова Г.П., Миннегалиева А.М., Дахнова М.В., Жеглова Т.П. Особенности генерации и аккумуляции углеводородов в зонах разломов (на примере Алтуно-Шунакского прогиба) // *Георесурсы.* - 2006. - № 1(18). - С. 9-12.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth History* // Cambridge: University Press. - 2005. – V.2. – 1155 p.

Kosachev I.P., Kayukova G.P., Romanov G.V.

A.E. Arbuzov Institute of Organic and Physical Chemistry Kazan Scientific Centre Russian Academy of Sciences (IOPC KSC RAS), Kazan, Russia, kosachev@iopc.ru

INFLUENCE OF TEMPERATURE ANOMALIES IN THE BASEMENT WEATHERING CRUST ON THE MATROSOV OIL FIELD (SOUTH-TATAR ARCH) DEVONIAN BIOMARKERS

On the basis of geochemical indicators of Devonian oil Matrosov field (South-Tatar Arch) has been demonstrated the possibility of changing the ratio of higher biomarkers - terpanes ($C_{27}18\alpha$ trisnorgopan and $C_{27}17\alpha$ trisnorgopan) and steranes (ΣC_{29} diasterany and ΣC_{29} regular steranes) under the influence of the "anomalous" thermal gradient zones of the weathering crust basement. This fact is evident in the growth of content in oils thermally stable hydrocarbons that promotes the separation of the devonian oil, characterized by a single source of marine origin, but occurring at different levels of the weathering crust basement into two groups.

Keywords: oil, bitumens, biomarkers, Devonian, zone temperature anomalies, basement, Matrosov oil field, South-Tatar Arch.

References

Kaykova G.P., Romanov G.V., Luk`yanova R.G., Sharipova N.S. *Organicheskaya geokhimiya osadochnoy tolchy i fundamenta territorii Tatarstana* [Organic geochemistry of sedimentary strata and basement in Tatarstan]. Moskow: GEOS, 2009, 487 p.

Khristovorova N.N., Khristovorov A.V., Bergman M.A. *Analiz geotermicheskikh kart I perspektivy neftegasonosnosti glubinnykh otlozheniy (na primere Respubliki Tatarsan)* [Analysis of geothermal maps and petroleum potential of the underlying sediments (on the example of the Republic of Tatarstan)]. Georesources, 2008, №3(26), p. 10-12.

Khristovorova N.N., Khristovorov A.V., Mukhametvaleev I.M. *Teplovoy rezhim i ozenka perspektiv neftegasonosnosti glubinnykh otlozheniy Bavlinskogo regiona* [Thermal regime and evaluation of petroleum potential of deep sediment Bavly region]. Georesources, 2006, №3(20), p. 37.

Larochkina I.A., Gatiatullin N.S., Suchova V.A., Anan`ev V.V. *Devonskie grabenoobrasnye progiby Tatarstana* [Devonian Graben-like depressions of Tatarstan]. Geologia, geophisika i rasrabotka neftyanykh mestorogdenii, 1993, № 10, p.14.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The Biomarker Guide: Biomarkers and isotopes in petroleum systems and Earth History*. – Cambridge: University Press, 2005. – V.2. – 1155 p.

Predtechenskaya E.A., Fomichev A.S. *Vlijanie rasrivnykh narusheniy na temperaturniy regim i katagenicheskie preobrasovaniya mezozoyskikh otlogeny Zapadno-Sibirskoy plity* [Effect of faults on the temperature regime and catagenetic transformation Mesozoic sediments of the West Siberian Plate]. Neftegasovaa geologia. Teoria i praktika, 2011, 6, № 1, http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2011.pdf

Sergienko S.I. *Anomalii teplovogo potoka v neftegasonosnykh stpukturach* [Anomalies of heat flow in oil and gas structures]. Izv.AN USSR. Ser.geol. №2, 1998, p. 115-124.

Sharipova N.S., Smelkov V.M., Kaykova G.P., Minnegalieva A.M., Dakhnova M.V., Zhiglova T.P. *Osobennosti generacii i akkumulyacii uglevodorodov v zonakh razlomov (na primere Altuno-Shunakskogo progiba)*. [Features of generation and accumulation of hydrocarbons in fracture zones (for example, Altuna- Shunakskogo deflection)]. Georesources, 2006, № 1(18), p. 9-12.

© Косачев И.П., Каюкова Г.П., Романов Г.В., 2015