

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/37\\_2016](https://doi.org/10.17353/2070-5379/37_2016)

УДК 550.42:552.578.3(470.41)

**Косачев И.П., Каюкова Г.П.**Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра Российской академии наук, Казань, Россия, [kosachev@iopc.ru](mailto:kosachev@iopc.ru)

## УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ БИТУМОИДОВ ПОРОД МУХАРМЕТОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

*На основе данных компонентного анализа и величин распределения геохимических параметров показана генетическая однотипность углеводородного состава битумоидов пород девона и фундамента Мухарметовского месторождения, генерированных сапропелевым веществом глинистых минералов с большей долей детритного материала в восстановительных условиях диагенеза. Установлена практически равная степень катагенной зрелости органического вещества этих пород. Сопоставительный анализ биомаркеров битумоидов осадочных и метаморфизованных пород из зон с различными значениями термоградиентов показал, что в случае девонских отложений Мухарметовского месторождения влияние глубинных термоэманаций на углеводородный состав не происходит. Но при этом, степень зрелости битумоидов, выделенных из пород фундамента этого же месторождения оказалась выше, чем для таких же пород, но находящихся в зонах с более высокими значениями термоградиента.*

**Ключевые слова:** битумоид, углеводородный состав, биомаркер, девон, фундамент, термоградиентное поле, Мухарметовское месторождение, Южно-Татарский свод.

Формирование нефтяных месторождений обусловлено, как известно, наличием разрывных нарушений и зон тектонической трещиноватости пород, которые служат каналами конвективного массопереноса геофлюидов, включая и углеводороды (УВ). Эндогенное тепло, поступающее таким же путем, способно оказывать влияние на состав термоллабильных УВ, способствуя их превращению в более устойчивые формы [Косачев, Каюкова, Романов, 2015]. Области повышенных глубинных термоэманаций наглядно проявляются на картах, построенных на основе линий изотерм, что демонстрирует связь проницаемости пород с температурой верхних и нижних слоев земной коры [Христофорова, Христофоров, Бергман, 2008]. Однако в случае нефтеносности такой однозначной зависимости не наблюдается, что может быть связано с рядом причин, в частности, латеральной миграцией геофлюидов в толщах фундамента с их последующим движением вверх через породы с большой степенью раскрытости и меньшим значением температур [Предтеченская, Фомичев, 2011]. Реализация этого процесса, тем не менее, также может привести к трансформации лабильных соединений под воздействием глубинных термоэманаций в ходе предшествующей вертикальной миграции. При этом степень их преобразования будет зависеть от температуры окружающей среды. Фиксацию

произошедших изменений можно заметить при сопоставительном анализе УВ состава образцов изучаемого объекта и месторождений, находящихся в отличном от него тепловом поле.

Для проверки этого предположения была сформирована коллекция образцов Мухарметовского месторождения, располагающегося на восточном склоне Южно-Татарского свода (ЮТС), который является одним из наиболее изученных в термическом плане регионов [Христофорова и др., 2004]. В нее вошли образцы, как продуктивных пластов, так и фундамента, вскрытых скважинами 40005, 40085, 40088, 40089, 40090. Выбор этого месторождения связан с тем, что оно приурочено к тектонически активной зоне пересечения трех разломов - Булатовского разлома северо-восточного направления и двух субмеридиональных – Патапоско-Огареловского и Курайлинского, но на картах тепловых потоков не попадает в область высоких значений температур до глубины 12 км [Христофорова, Христофоров, Бергман, 2008]. Подстилающие его породы фундамента имеют блоковое строение, осложненное многочисленными более мелкими дизъюнктивными нарушениями, сопряженными с разломами [Каюкова и др., 2009]. Севернее этого месторождения находится одна из самых «горячих» зон юго-востока ЮТС – Бавлинское и Матросовское месторождения, УВ состав органического вещества (ОВ) пород которых оказался под воздействием глубинных термоэманаций [Косачев, Каюкова, Романов, 2015]. Особенностью строения рассматриваемого месторождения является непосредственное залегание пашийских отложений девона на породах фундамента.

В пределах Мухарметовского месторождения, как в терригенных, так и карбонатных породах выявлены трещины тектонического характера, прослеживающиеся от фундамента до бобриковского горизонта (скважины 40090, 40088, 40089) [Зинатуллина, 2001]. Так, в породах кристаллического фундамента скв. 40090, представляющих собой гнейсы серо-черного цвета, обнаружена открытая вертикальная трещина протяженностью 1,5 м, а в пашийском горизонте встречены куски очень плотного, окварцованного со следами запечатанной нефти песчаника, разбитого тектоническими трещинами под углом  $45^{\circ}$ ,  $90^{\circ}$  с небольшими уступами. Нефтенасыщенность пород Мухарметовского месторождения проявляется в диапазоне от бобриковского до пашийских отложений, при этом монолитный пласт последнего разделен на пропластки, как на Ромашкинском месторождении, а не как на крайнем юго-востоке Татарстана в виде лишь иногда разделенного глинистыми прослоями монолитного песчаного пласта.

Для выделения органической части образцы сформированной коллекции подвергались обработке хлороформом в аппарате Сокслета с последующей отгонкой растворителя. Полученные данные показали неравномерное количественное распределение

хлороформенных экстрактов (ХБА) по разрезу пород пашийского горизонта Мухарметовского месторождения, которое варьирует от 0,3 до 1,9% (табл. 1).

Таблица 1

**Характеристика состава битумоидов пород Мухарметовского месторождения  
(по усредненным данным)**

Номер образца	Номер скв.	Геологический возраст	Интервал отбора, м	ХБА, %	S <sub>общ.</sub> , масс.%	Компонентный состав, масс.%			
						Масла	Бенз. смолы	Спирто-бензол. смолы	Асфальтены
Битумоиды осадочных пород									
4	40090	D <sub>3</sub> psh	1715-1721, м.в. 2,6	0,30	2,90	16,1	34,7	26,3	22,9
5	40090	D <sub>3</sub> psh	1715-1721, м.в. 4,0	1,91	1,93	48,0	29,0	14,0	9,0
8	40090	D <sub>3</sub> psh	1726-1731, м.в. 1,0	1,61	1,60	53,0	25,0	16,0	6,0
Битумоиды из пород фундамента									
9	40090	AR-PR	1726-1731, м.в. 3,0	0,02	1,48	53,8	21,7	18,2	6,3
10	40090	AR-PR	1806-1812, м.в. 2,3	0,06	2,7	36,5	18,3	30,5	14,7

Значительную неоднородность количественного распределения битумоидов этого месторождения подтвердили также и результаты анализа их компонентного состава. В разных точках отбора глубин 1715-1731 м (образцы 4, 5, 8) выход масел изменяется от 16,1 до 53,0%, наблюдаются существенные различия в содержании асфальтенов (22,9 и 6,0%) и спирто-бензольных смол (26,3 и 14,0%). Общее содержание смол достаточно высокое и составляет 41-61%, что дает основание полагать о воздействии окислительных процессов на УВ состав некоторых битумоидов. Этому процессу могли способствовать прослеженные в образцах скважин 40090 и 40088 Мухарметовского месторождения открытые вертикальные трещины (от кристаллического фундамента до бобриковских отложений), по которым осуществлялась миграция не только УВ, но и водных флюидов, приводящих к размыву и окислению УВ-содержащих скоплений.

Поэтому следующим объектом изучения были подстилающие Мухарметовское месторождение образцы пород фундамента, которые рассматривались как потенциальные пути миграции УВ. Количество выделенного из них хлороформенного экстракта было невелико и составляло лишь доли процента (см. табл. 1, образцы 9, 10). А вот компонентный анализ состава показал, что по содержанию масел и бензольных смол они сопоставимы с битумоидами осадочного чехла. Однако значительные количества спирто-бензольных смол и

асфальтенов свидетельствуют об их большей подверженности окислительным процессам, чем вышележащие образцы, что может быть связано с их длительным пребыванием в трещинах пород и воздействием геофлюидов водно-органической природы.

Для выявления взаимосвязи между образцами изучаемой коллекции, отобранных по разрезу пород Мухарметовского месторождения, использовался хроматографический метод. Корректное сопоставление таких разнородных объектов возможно лишь при анализе их масляных фракций, которые и привлекались для изучения (рис. 1).

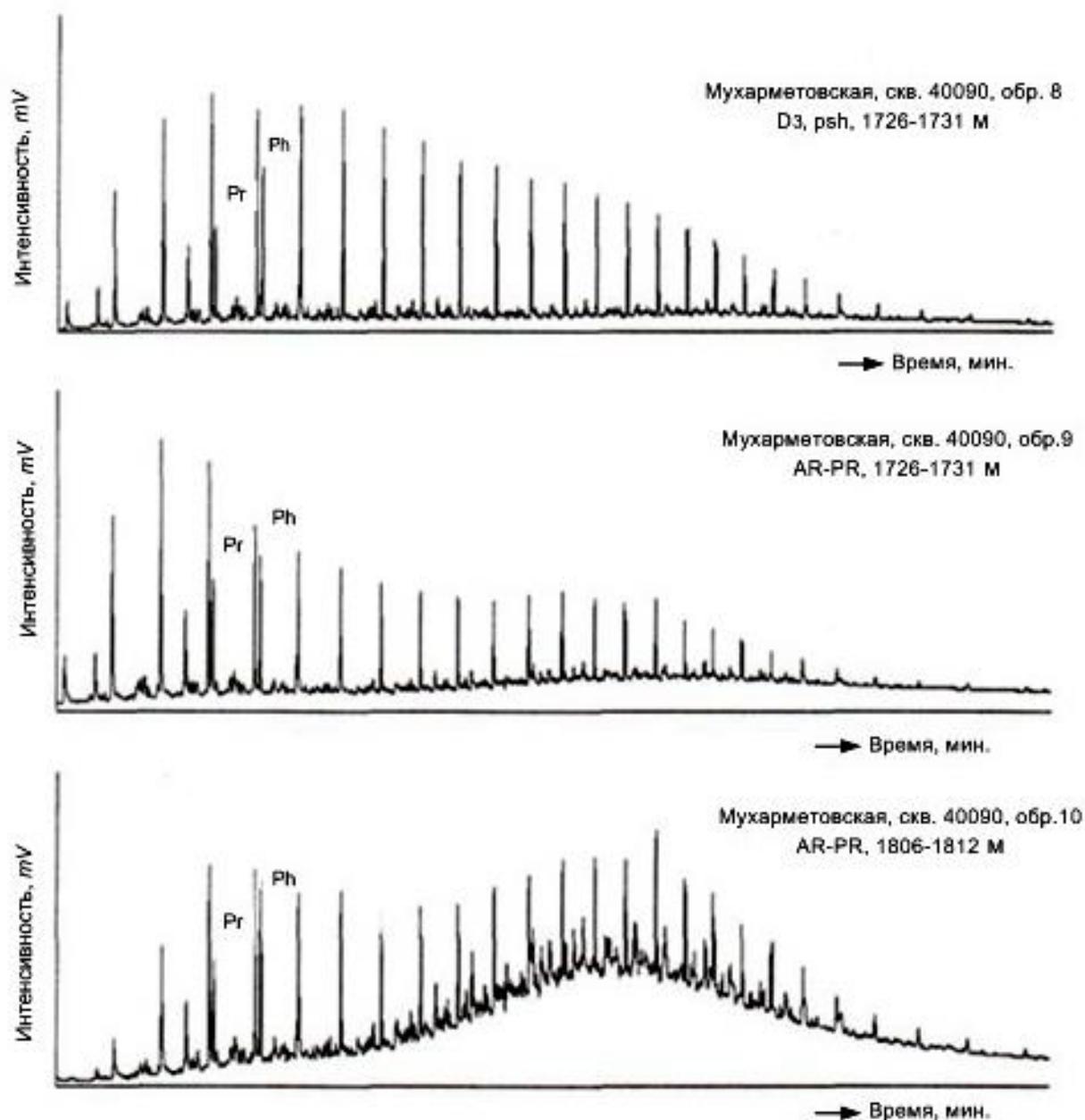


Рис. 1. Хроматограммы масляных фракций битумоидов пород пашийских отложений девона и фундамента Мухарметовского месторождения скв. 40090

Проведенный анализ показал, что для ХБА величины соотношения пристана к фитану имеют близкие значения, составляющие меньше единицы (табл. 2). Это отражает восстановительные условия их генерации и единый источник морского происхождения сапропелевого типа. Повышенные относительно других величины этого генетического коэффициента для образцов 6 и 9 ( $Pr/Ph = 0,99$  и  $0,85$ , соответственно) могут быть связаны с влиянием терригенных источников УВ.

Термическая зрелость масляных фракций, судя по наличию достаточного количества УВ нормального строения в их составах и значениям геохимических коэффициентов  $Pr/n-C_{17}$  и  $Ph/n-C_{18}$ , соответствует началу «нефтяного» этапа. Общее содержание насыщенных УВ уменьшается при переходе от осадочных пород к фундаменту, одновременно с этим происходит обогащение состава тяжелыми соединениями ( $> n-C_{22}$ ), как наглядно видно на рис. 1.

Особенности состава масляных фракций, рассматриваемых образцов на молекулярном уровне, были изучены при помощи метода хроматомасс-спектрологии. В результате обработки масс-фрагментограмм было установлено (табл. 3), что в их составе преобладают полициклические изопреноиды, среди которых значительную долю занимают пентациклические тритерпаны (гопаны). Распределение относительного содержания биомаркеров в насыщенной фракции представлено следующим образом: трициклические тритерпаны ( $TRICYC = 13,7-17,2\%$ ), пентациклические тритерпаны ( $PENT = 50,2-62,7\%$ ) и стераны ( $STER = 21,9-32,7\%$ ). Величина отношения  $\sum\text{стераны}/\sum\text{пентацикланы}$  ( $STER/PENT$ ) изменяется в пределах от  $0,35$  до  $0,65$ , что указывает на наличие водорослевого материала в составе исходного ОБ рассматриваемых битумоидов.

Как следует из величины отношений, перегруппированных стеранов (диастеранов)  $DIA/REG$ , изменяющихся от  $0,54$  до  $0,64$ , генерация ОБ, проходила в терригенных толщах с большей долей детритного материала. На это указывают и величины соотношений  $C_{29}$  норгопана (адиантана) и  $C_{30}$  гопана ( $NOR/HOP$ ), характерные для обломочных горных пород. Относительно высокие концентрации гомогопана  $hC_{35}/hC_{34} = 0,63-1,32$  связывают с морским седиментогенезом и восстановительными условиями диагенеза. Низкие величины отношений хейлантана и гопана  $C_{30}$  ( $TRI/HOP$ ) свидетельствуют о незначительной деградации рассматриваемых образцов. Распределение стеранов отличается присутствием эимеров регулярного строения состава  $C_{27}-C_{29}$ . Незначительное преобладание в их составе УВ с атомом  $C_{27}$  подтверждает наличия морской растительности [Peters et al., 2005]. На морской тип обстановки осадконакопления указывают и концентрации регулярных  $C_{28}$ -стеранов. Присутствие регулярных  $C_{29}$ -стеранов указывает на континентальную растительность, которая встречается в породах и нефтях более древних, чем девонские.

Таблица 2

**Газохроматографические показатели углеводородного состава масляных фракции хлороформенных экстрактов пород скв. 40090 Мухарметовского месторождения**

Номер образца	Геологический возраст	Интервал отбора, м	Pr/*Ph	Pr/n-C <sub>17</sub>	Ph/n-C <sub>18</sub>	Содержание, %		изоалканы/n-алканы
						n-алканы	изоалканы	
4	D <sub>3</sub> psh	1715-1721 м.в. 2,6	0,58	0,56	1,00	57,38	10,34	0,18
5	D <sub>3</sub> psh	1715-1721 м.в. 4,0	0,56	0,47	0,90	53,93	9,79	0,18
6	D <sub>3</sub> psh	1715-1721 м.в. 2,2	0,99	0,62	1,06	48,35	16,49	0,34
7	D <sub>3</sub> psh	1721-1726 м.в. 1,5	0,67	0,46	0,88	48,41	13,75	0,28
8	D <sub>3</sub> psh	1726-1731 м.в. 1,0	0,58	0,48	0,89	56,27	9,41	0,17
9	AR-PR	1726-1731 м.в. 3,0	0,85	0,60	0,94	50,01	11,63	0,23
10	AR-PR	1806-1812 м.в. 2,3	0,69	0,65	1,03	36,56	6,11	0,17

\*Pr / Ph - соотношение ациклических *i*-C<sub>19</sub> (пристан) и *i*-C<sub>20</sub> (фитана), соответственно.

Биомаркерные параметры\* хлороформенных экстрактов Мухарметовского месторождения (скв. 40090)

Номер образца	TRICYC	PENT	STER	C <sub>29</sub> SSR	C <sub>29</sub> BBAA	C <sub>27</sub> STER	C <sub>28</sub> STER	C <sub>29</sub> STER	C <sub>29</sub> S/R	C <sub>29</sub> BB/AA	GAM/HOP	DIA/REG	PREG/C27	TRI/HOP	TET/TRI	Ts/Tm	NOR/HOP	NEO/NOR	hC35/hC34	STER/PENT
4	15,4	62,7	21,9	0,42	0,59	0,45	0,18	0,37	0,75	1,43	0,09	0,54	0,23	0,06	0,94	0,99	0,55	0,28	1,09	0,35
5	15,1	57,1	27,5	0,41	0,56	0,42	0,21	0,36	0,69	1,27	0,07	0,61	0,10	0,03	1,07	0,70	0,55	0,40	1,08	0,49
6	17,2	50,2	32,7	0,44	0,58	0,42	0,22	0,36	0,78	1,35	0,01	0,57	0,30	0,11	0,85	0,88	0,66	0,29	0,87	0,65
7	16,5	53,8	29,7	0,47	0,58	0,44	0,21	0,35	0,87	1,41	0,12	0,59	0,23	0,09	0,76	0,70	0,70	0,28	1,32	0,55
8	17,6	52,1	30,3	0,44	0,58	0,44	0,22	0,34	0,79	1,36	0,05	0,64	0,10	0,04	0,85	0,86	0,57	0,38	0,63	0,58
9	13,7	56,2	30,1	0,43	0,57	0,45	0,21	0,34	0,74	1,31	0,06	0,54	0,13	0,03	0,33	0,83	0,57	0,41	0,64	0,54
10	17,6	56,2	26,2	0,42	0,58	0,47	0,21	0,33	0,71	1,37	0,07	0,54	0,09	0,03	1,34	0,86	0,55	0,43	0,63	0,47

\*обозначения биомаркерных параметров соответствуют [Каюкова и др., 2009].

О вкладе водорослевого материала озерных и прибрежно-морских компонентов в состав битумоидов говорят величины отношений STER/PENT, варьирующие от 0,35 до 0,65. Соленость этих вод умеренная, о чем свидетельствует низкое содержание гаммацераана ( $GAM/NOR \leq 0,1$ ) и прегнана относительно  $C_{27}$ ааа-стерана 20R ( $PREG/C_{27} \leq 0,3$ ). На это указывает и примерно равное содержание  $C_{24}$  тетрациклана и  $C_{23}$  трициклического терпана (TET/TRI). Исключение составляет лишь образец 9 пород фундамента, для которого это соотношение составляет всего 0,33 (см. табл. 3), что может быть связано с присутствием континентальной растительности.

Величина отношения более стабильного  $C_{27}18\alpha$  трисноргопана (Ts) к менее стабильному  $C_{27}17\alpha$  трисноргопану (Tm), варьирующая в интервале 0,70-0,99, говорит о близости изучаемых ХБА к главной зоне нефтеобразования. На это указывают также и значения гопановых и стерановых параметров термической зрелости  $C_{29}S/R (K_1^{3p}) = 0,69-0,87$  и  $C_{29}BB/AA (K_2^{3p}) = 1,27-1,43$ , предложенные Ал.А. Петровым. О такой же степени катагенетической преобразованности свидетельствуют и величины отношения неоноргопан/норгопан ( $NEO/NOR = 0,28-0,43$ ). Судя по полученным данным, рассматриваемые образцы, включая и битумоиды пород фундамента, обладают близкой термической зрелостью и находятся в начале «нефтяного» этапа.

Полученные геохимические данные указывают на генетическую однотипность битумоидов пород, отобранных по разрезу Мухарметовского месторождения, включая и девонские отложения, и фундамент. Об этом свидетельствуют и близкие величины отношений пристан/фитан, а также почти равное количественное распределение биомаркеров (стераны, терпаны) в их составах. Формирование исходного ОБ происходило в глинистых толщах терригеновых пород при доминирующем влиянии морской водорослевой органики и небольшом воздействии бактериальных процессов, на что указывают величины отношения стераны/пентациклические тритерпаны (STER/PENT), варьирующие от 0,35 до 0,65. Полученное отношение NOR/NOP в составе алканов изменяется в интервале от 0,55 до 0,70, что характерно для нефтей Татарстана. Для битумоидов как осадочных пород, так и фундамента характерен небольшой разброс значений геохимических параметров, оценивающих их термическую зрелость. Судя по значениям коэффициентов  $Pr/n-C_{17}$ ,  $Ph/n-C_{18}$ ,  $Ts/Tm$ ,  $K_1^{3p}$ ,  $K_2^{3p}$ ,  $NEO/NOR$ , битумоиды находятся в начале «нефтяного» этапа.

Геохимически установленное генетическое сходство битумоидов осадочной толщи и фундамента, а также наличие открытых трещин в этих породах позволяют предполагать, что рассматриваемые органические экстракты пород являются остатками вертикального перемещения геофлюидов. Перемещение последних, как известно, в общем случае происходит в сторону более низких давлений, что подразумевает, как правило,

конвективный перенос УВ снизу вверх. В ходе такого перемещения, происходящего в зонах с различными значениями термоградиента, геофлюиды могут подвергаться воздействию глубинных термоэманаций, что способно привести к изменению их УВ состава, например, содержанию термоллабильных биомаркеров. Для оценки таких проявлений был проведен сопоставительный анализ, за реперную точку в котором принимались геохимические характеристики битумоидов пород, отобранных из зон с повышенным тепловым полем, в частности, Матросовского месторождения [Косачев, Каюкова, Романов, 2015].

Анализ, учитывающий распределение как весьма чувствительных биомаркеров Ts/Tm, DIA/REG, TRI/HOP (рис. 2), так и более устойчивых к температурным воздействиям соотношениям алканов изо-строения к нормальным (Pr/n-C<sub>17</sub>, Ph/n-C<sub>18</sub>), показал следующие результаты (рис. 3). Термическая зрелость битумоидов пород пашийского горизонта Мухарметовского месторождения занимает промежуточное положение между битумоидами пород живетского яруса, также непосредственно расположенных на породах фундамента и менее катагенно превращенными органическими компонентами пород франского яруса Матросовского месторождения, не подвергнувшихся заметному влиянию глубинных термоэманаций [Косачев, Каюкова, Романов, 2015].

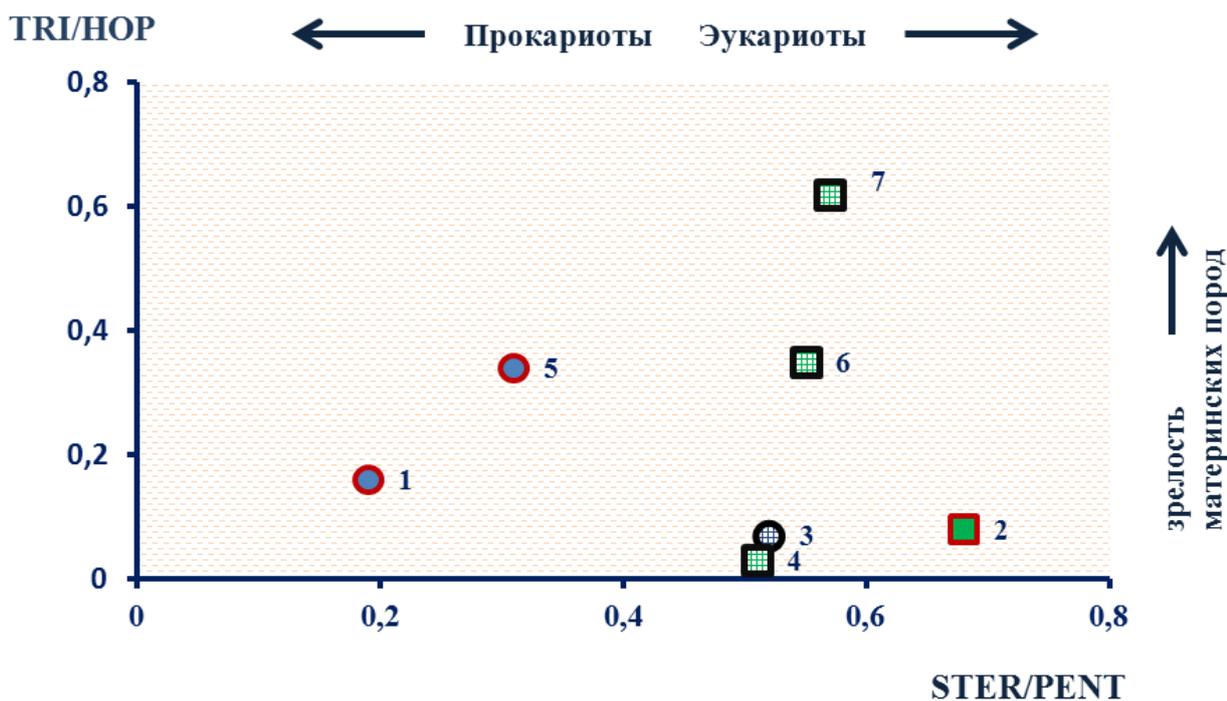
В целом, термическая зрелость битумоидов осадочных пород девона Мухарметовского месторождения соответствуют возрасту вмещающих их пород, то есть влияние глубинных термоэманаций не оказывает видимого воздействия на их УВ состав.

Однако, следует заметить, что степень катагенного преобразования битумоидов пород фундамента и осадочной толщи Мухарметовской площади является практически равной, хотя в случае Бавлинского месторождения, расположенного в зоне высоких значений теплового поля, ОВ пород фундамента оказалась значительно менее зрелым.

Сопоставление геохимических параметров битумоидов фундамента из зон с различной прогремостью позволило выявить не очевидную, на первый взгляд, тенденцию зависимости их катагенной зрелости от термоэманаций. Выделенные из пород нормальных тепловых зон битумоиды оказались более термически преобразованными (образцы Абдрахмановской и Минибаевской площади), чем из зон с высокими термоэманациями (см. рис. 2, 3). Наличие такой тенденции может быть связано с разнонаправленностью движения геофлюидов и неравномерной скоростью их перемещения, обусловленной различной проницаемостью пород. Вероятно, в рассматриваемом случае битумоиды пород фундамента являются остатками нефтей осадочного чехла, обладающих меньшей температурой, чем глубинные геофлюиды, что и нашло отражение на картах линий изотерм пород фундамента ЮТС [Христофорова, 2008].



а



б

● - 1, 5   ■ - 2   ⊙ - 3   ⊠ - 4, 6, 7

**Рис. 2. Распределение по усредненным значениям параметров биомаркеров битуминозных компонентов пород**

Соотношение биомаркеров: а -  $Ts/Tm$  и  $DIA/REG$ , б -  $TRI/HOP$  и  $STER/PENT$ . Битумоиды пород из зон высоких глубинных термоэманаций: 1 – девона  $D_3$ , fr Матросовского месторождения, 2 – фундамента AR-PR Бавлинского месторождения, 5 - девона  $D_2$ , gv Матросовского месторождения. Битумоиды пород из зон низких глубинных термоэманаций: 3 – девона  $D_3$ , psh Мухарметовского месторождения, 4 - фундамента AR-PR Мухарметовского месторождения, 6 – фундамента AR-PR Абдрахмановского месторождения, 7 – фундамента AR-PR Минибаевского месторождения.

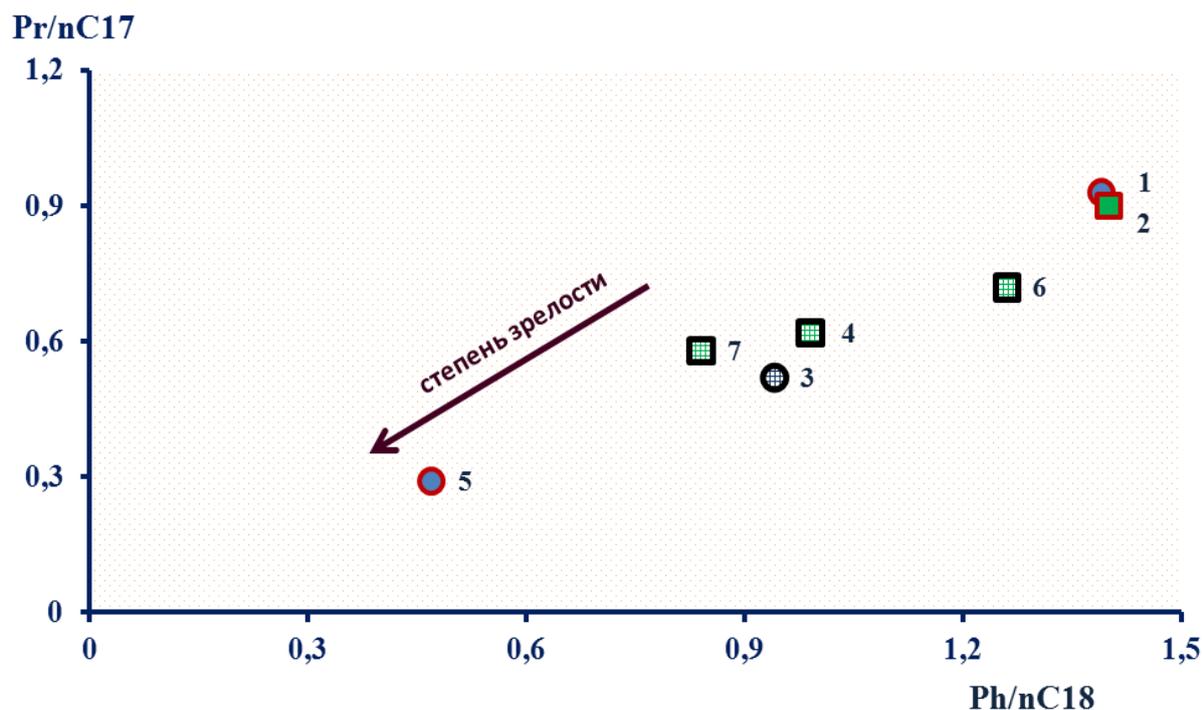


Рис. 3. Диаграмма Кеннона-Кессоу для битумоидов пород Южно-Татарского свода из зон с различным тепловым полем

Условные обозначения см. на рис. 2.

Таким образом, на основе данных компонентного анализа и распределения геохимических параметров показано, что УВ состав битумоидов осадочных пород и пород фундамента Мухарметовского месторождения обладают генетической однотипностью и близкой термической зрелостью. Сопоставление содержания биомаркеров пород Мухарметовского месторождения и пород из зон с повышенной глубинной термоэманацией (Матросовское и Бавлинское месторождения) выявило, что битумоиды осадочного чехла Мухарметовского месторождения не подвергались воздействию температур. А вот для битумоидов пород фундамента рассматриваемого месторождения наблюдается обратная зависимость, проявляющаяся в том, что их термическая зрелость оказывается выше, чем в случае пород фундамента, расположенных в зонах с высокими значениями термоградиента. Подобная тенденция прослеживается и для битумоидов пород фундамента других месторождений Южно-Татарского свода.

*Работа выполнена при поддержке гранта Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 15-45-02367 р\_поволжье\_а).*

### Литература

*Зинатуллина И.П.* Литолого-минералогическая характеристика живецких отложений юго-востока Татарстана в связи с перспективами их нефтеносности // Автореферат дисс. на соиск. уч. степени канд. геол.-минерал. наук. - Казань, 2007. – 27 с.

*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.

*Косачев И.П., Каюкова Г.П., Романов Г.В.* Влияние температурных аномалий коры выветривания фундамента на состав биомаркеров девонских пород Матросовского месторождения Южно-Татарского свода // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. - Т.10. - №1. - [http://www.ngtp.ru/rub/1/3\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/3_2015.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/3\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/3_2015)

*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](http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2011.pdf).

*Христофорова Н.Н., Непримеров Н.Н., Христофоров А.В., Николаев А.В., Христофорова М.А.* Тепловой режим и оценка перспектив нефтегазоносности Приволжского региона // Георесурсы. - 2004. - № 1(15). - С. 24-27.

*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.

*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.**

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

## HYDROCARBON COMPOSITION OF BITUMOIDS FROM ROCKS BELONGING TO MUHARMETOVSK OIL FIELD (SOUTH-TATAR ARCH)

*Based on the data of component analysis and distribution of geochemical parameters shown the genetic uniformity of the hydrocarbon composition of bitumoids from Devonian rocks and basement of Muharmetovsk oil field. The hydrocarbon was generated by sapropel material associated with clay minerals under reducing diagenetic conditions. Almost identical catagenic maturity of organic matter of these rocks is identified. Comparative analysis of bitumoids biomarkers of sedimentary and metamorphic rocks of the regions with different thermal gradients have shown that the hydrocarbon composition of bitumoids component of Muharmetovsk oil field Devonian strata has not borne the effects of the deep thermal evolution. On the contrary the maturity degree of bitumoids from basement was higher than for the rocks from zones of higher thermal gradient.*

**Keywords:** bitumoid, hydrocarbon composition, biomarker, Devonian, basement, thermal gradient field, Muharmetovsk oil field, South-Tatar arch.

### References

Kayukova G.P., Romanov G.V., Luk'yanova R.G., Sharipova N.S. *Organicheskaya geokhimiya osadochnoy tolshchi i fundamenta territorii Tatarstana* [Organic geochemistry of sedimentary rocks and basement in Tatarstan]. Moscow: GEOS, 2009, 487 p.

Khristoforova N.N., Khristoforov A.V., Bergman M.A. *Analiz geotermicheskikh kart i perspektivy neftegazonosnosti glubinykh otlozheniy (na primere Respubliki Tatarstan)* [Analysis of geothermal maps and petroleum potential of the deep deposits (Republic Tatarstan for example)]. *Georesursy*, 2008, no. 3(26), p. 10-12.

Khristoforova N.N., Neprimerov N.N., Khristoforov A.V., Nikolaev A.V., Khristoforova M.A. *Teplovoy rezhim i otsenka perspektiv neftezazonosnosti Privolzhskogo regiona* [Geothermal heat flow and assessment of petroleum prospects of Volga region]. *Georesursy*, 2004, no. 1(15), p.24-27.

Kosachev I.P., Kayukova G.P., Romanov G.V. *Vliyanie temperaturnykh anomalii kory vyvetrivaniya fundamenta na sostav biomarkerov devonskikh porod Matrosovskogo mestorozhdeniya Yuzhno-Tatarskogo svoda* [Influence of temperature anomalies in the basement weathering crust on the Matrosov oil field (South-Tatar Arch) Devonian biomarkers]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2015, vol. 10, no. 1, [http://www.ngtp.ru/rub/1/3\\_2015.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/3_2015.pdf). DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/3\\_2015](https://doi.org/10.17353/2070-5379/3_2015)

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, vol. 2, 1155 p.

Predtechenskaya E.A. Fomichev A.S. *Vliyanie razryvnykh narusheniy na temperaturnyy rezhim i katageneticheskie preobrazovaniya mezozoyskikh otlozheniy Zapadno-Sibirskoy plity* [The impact of faulting on thermal regime and catagenetic transformations of Mesozoic deposits, West Siberian plate]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2011, vol. 6, no. 1, [http://www.ngtp.ru/rub/4/2\\_2011.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/2_2011.pdf).

Zinatullina I.P. *Litologo-mineralogicheskaya kharakteristika zhivetskikh otlozheniy yugovostoka Tatarstana v svyazi s perspektivami ikh neftenosnosti* [The lithologic-mineralogical characteristics of Givetian deposits of the southeast of Tatarstan in connection with oil-bearing prospects]. Synopsis of dissertation for the degree of PhD in Geological and Mineralogical Sciences. Kazan', 2007, 27 p.