

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/31_2017

УДК 550.4:552.578.2/.3(470.41)

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

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ СОСТАВ НЕФТЕЙ И БИТУМОИДОВ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ ПОРОД САРАЙЛИНСКОГО ПРОГИБА ТАТАРСКОГО СВОДА

На основе анализа распределения биомаркеров в составе нефтей и битумоидов разновозрастных пород противоположных склонов Сарайлинского прогиба установлено наличие двух групп объектов, генерированных в восстановительной среде и морских условиях седиментогенеза, но различающихся содержанием карбонатов в глинистых нефтепроизводящих толщах. Показано, что их углеводородный состав обладает различной катагенетической зрелостью, а флюиды, отличающиеся по степени термической преобразованности, присутствуют на обоих склонах прогиба, породы которого имеют трещиноватый характер.

Ключевые слова: нефть, битумоиды, углеводородный состав, биомаркеры, дизъюнктивные породы, Сарайлинский прогиб, Татарский свод.

Одним из признаков нефтеносности пород является, как известно, связь разрывных нарушений фундамента и осадочной толщи, проявляющаяся в результате тектонической активности Земной коры. Наличие такой связи прослеживается для подавляющего числа нефтяных месторождений, в том числе и на территории Республики Татарстан [Каюкова и др., 2009]. Образующиеся разломы и соответствующие им прогибы оказывают существенное влияние на процессы образования, накопления и миграцию углеводородов, что обусловлено сочетанием ряда геохимических, структурно-тектонических и литологических факторов. Так, для Камско-Кинельской системы прогибов – крупнейшего тектонического элемента территории Татарстана, разделяющего Северо- (СТС) и Южно-Татарский своды (ЮТС), депрессионные доманиковые фации осевых зон, а так же терригенные и терригенно-карбонатные породы могут служить нефтепроизводящими толщами углеводородов. Палеогеоморфологическая обстановка бортовых зон некомпенсированной депрессии с шельфовыми биогермами способствует созданию структур облекания и последующего уплотнения, что проявляется в закономерном распределении пластов коллекторов и непроницаемых пород в генетически едином резервуаре [Ларочкина, 2013].

Однако разрывные нарушения пород не всегда указывают на наличие месторождений нефти, что может быть обусловлено различными причинами, в том числе и неоднородностью эндогенного теплового поля. Учет его влияния на юго-востоке Республики Татарстан способствовал выявлению двух групп нефтей, различающихся степенью катагенетической

зрелости, но имеющих единый источник образования [Косачев, Каюкова, Романов, 2015]. Анализ углеводородного состава продуктивных пород, обладающих высокой трещиноватостью и низким термоградиентом, позволит оценить степень влияния эндогенных температур и дополнить представления о формировании нефтяных месторождений.

С этой целью проведено изучение углеводородного состава нефтей и органического вещества (ОВ) разновозрастных трещиноватых пород, отобранных из зон тектонических разломов с низкими показателями эндогенного теплового поля [Христофорова, Христофоров, Бергман, 2008]. В качестве объектов исследования привлечены образцы пород, вскрытых скважинами в прибортовой зоне Сарайлинского прогиба вдоль трассы его развития. Сарайлинский прогиб, входящий в Камско-Кинельскую систему, картируется в верхних структурно-тектонических этажах осадочной толщи, в частности, в нижнепермских отложениях. На поверхности кристаллического фундамента его прообразом является крупнейший Прикамский разлом, который разделяет Южно- и Северо-Татарские глыбы кристаллического основания. Изучение палеотектонического развития Сарайлинского прогиба показало, что и в настоящее время Прикамский разлом архейского возраста является активным [Войтович, Гатиятуллин, 2012]. В осадочном чехле разрывные нарушения Прикамского разлома отражаются в виде линейного увеличения толщины осадков, зон повышенной тектонической трещиноватости [Боронин, Степанов, Гольштейн, 1982]. Прикамский прогиб в поверхности девонских терригенных отложений выражен в виде уступа с крутым северо-западным и пологим юго-восточным бортами. Превышение северо-западного крыла над юго-восточным составляет 70-75 м, протяженность прогиба превышает 200 км. На юго-восточном склоне СТС по поверхности кристаллического фундамента и кровле терригенного девона выделяется система различных по форме, размерам и амплитуде валов северо-восточного простирания: Елабужский, Первомайский, Бондюжский, Усть-Икский, Азев-Салаушский, кулисообразно сопряженных между собой. Нижнекамский прогиб наиболее отчетливо выражен по поверхности карбонатных отложений фаменского яруса и заволжского горизонта: он имеет корытообразную форму с широким пологим дном и узкими, крутыми бортами. На его бортах мощность карбонатных отложений турнейского яруса увеличивается до 350-400 м. В осевой части прогиба мощности франских, фаменских и турнейских отложений резко сокращаются и представлены осадками депрессионного типа. Активные тектонические подвижки в зоне главного Прикамского разлома завершились в неогеновое время формированием вдоль его основной трассы Сарайлинского прогиба. В нижнепермских отложениях Сарайлинский прогиб выражен структурным понижением слоев осадочной толщи. Мощность нижнепермских отложений увеличена в осевой зоне прогиба и уменьшена на бортах. Вверх по разрезу прогиб выполаживается. Осевая зона прогиба смещается в плане

относительно разлома в теле кристаллического фундамента.

Для исследования сформирована коллекция из 34 разновозрастных образцов, отобранных на противоположных склонах Сарайлинского прогиба, незначительно различающихся по термоградиентам. На северном и восточном склонах ЮТС - это нефти Уратьминской (скв. 790), Тлянчи–Тамакской (скв. 513), Бастрыкской (скважины 1616, 3514), Шатчинской (скв. 154) и Мензелино-Актанышской (скв. 150) площадях. На южном и западном склонах СТС - Елабужской (скважины 847 и 250), Салаушской (скважины 1164, 28, 1154, 1313, 1005, 1016) Контузлинской (скв. 958) и Бондюжской (скважины 1116, 355). Хлороформенные экстракты (ХБА) выделялись при обработке пород скважин 752, 792 Уратьминской, скважин 523, 531, 678 Тлянчи-Тамакской и скважин 862, 20005 Мензелино-Актанышской площадей. Для изучения углеводородного состава ОБ с использованием хроматографа Hewlett Packard и хроматомасс-спектрометра Perkin Elmer Q-MASS 910 выделялись насыщенные фракции битумоидов пород и нефтей путем осаждения асфальтенов избытком петролейного эфира. В ходе анализов определялось распределение алканов нормального и изопреноидного строения, а также высших полициклических биомаркеров.

Анализ геохимических данных показал, что все образцы изучаемой коллекции генерированы в морских восстановительных условиях, это подтверждают величины соотношений изопреноидных углеводородов пристана и фитана (Pr/Ph), изменяющиеся в интервале 0,58-0,73 (табл. 1).

Таблица 1

Результаты газохроматографического изучения насыщенных фракций нефтей и хлороформенных экстрактов разновозрастных пород, расположенных вдоль Сарайлинского прогиба

Номер п/п	Флюид	Возраст	Геохимические коэффициенты*				
			Pr/Ph	Pr/n-C ₁₇	Ph/n-C ₁₈	i-Alk/n-Alk	CPI
северо-западный склон Южно-Татарского свода							
1	нефть	карбон	0,58	0,60	1,10	0,29	0,98
2	нефть	девон	0,73	0,60	0,92	0,22	0,98
3	ХБА	девон	0,62	0,82	1,24	0,16	0,88
4	ХБА	рифей-венд	0,63	0,82	1,10	0,20	1,20
5	ХБА	фундамент	0,68	0,71	0,88	0,12	1,0
юго-восточный склон Северо-Татарского свода							
6	нефть	карбон	0,63	0,66	1,14	0,31	0,95
7	нефть	девон	0,65	0,80	1,33	0,32	0,94

* Pr - пристан, Ph - фитан, i-Alk и n-Alk - алканы изо- и нормального строения, соответственно; CPI – коэффициент нечетности, показывающий соотношение n-алканов с нечетным и четным числом атомов углерода в интервале соединений с атомами C₂₃-C₃₃.

По степени катагенетической зрелости, согласно распределению алканов изомерного и

нормального строения, наиболее преобразованными являются нефти девонских отложений ЮТС, а согласно распределению соединений с нечетными и четными атомами углерода (CPI) - битумоиды пород девона ЮТС (рис. 1а, б).

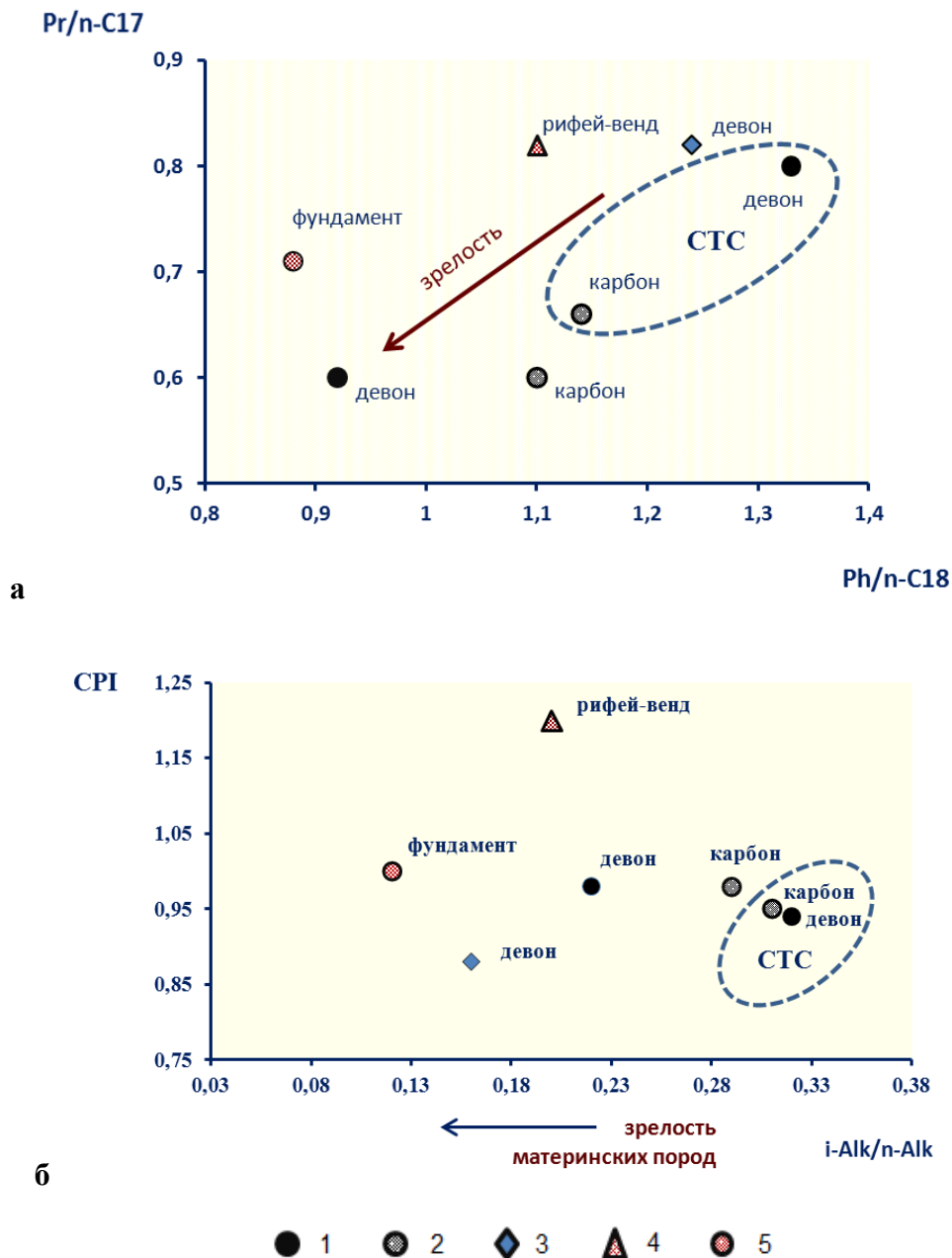


Рис. 1. Распределение углеводородов в составе органического вещества пород Северо- и Южно-Татарского сводов по соотношениям геохимических коэффициентов Pr/n-C17 – Ph/n-C18 (а) и i-Alk/n-Alk – CPI (б)

Нефти: 1 – девона и карбона, 2 - ХБА пород, 3 - осадочной толщи, 4 - рифей венда, 5 - фундамента.

Нефти СТС, как девона, так и карбона, представляются менее зрелыми по сравнению с нефтями ЮТС. Еще менее преобразованными из рассматриваемой коллекции выглядят битумоиды пород рифей-венда. Следует отметить весьма высокую степень зрелости ХБА

фундамента, которая лишь немногим различается от степени преобразования нефтей продуктивных толщ (см. табл. 1, рис. 1). Неоднозначной выглядит катагенетическая зрелость битумоидов пород девона ЮТС. Согласно величинам соотношений, $Pr/n-C17$ и $Ph/n-C18$, представленным на диаграмме Кеннона-Кессоу, они являются слабо преобразованными (см. рис. 1а). А по данным распределения алканов изо- и нормального строения более высокомолекулярной группы ($i-Alk/n-Alk = 0,16$), битумоиды девона ЮТС имеют достаточно высокую степень зрелости (см. рис. 1б).

Для получения дополнительных сведений о природе ОБ в образцах изучаемой коллекции проведен сопоставительный анализ данных по распределению высших биомаркеров в составе их насыщенных фракций (табл. 2). На основе хромато-масс-спектрометрической информации установлено, что генерация исходного ОБ нефтей и ХБА девона, рифей-венда и фундамента, судя по величинам отношений диастеранов и регулярных стеранов ($DIA/REG = 0,41-0,91$), проходила в глинистых отложениях, а нефтей карбона как ЮТС, так и СТС - в глинисто-карбонатных ($DIA/REG = 0,27-0,30$). На генетическую связь нефтей карбона с исходным ОБ карбонатных материнских толщ указывают и соотношения трисноргопанов ($T_s/T_m = 0,21-0,22$). Преобладание гомогопана hC_{35} над гопаном hC_{34} свидетельствует о морском седиментогенезе и восстановительных условиях генерации исходного ОБ практически всех образцов изучаемой коллекции ($hC_{35}/hC_{34} = 1,12-1,30$). А почти равные их концентрации в случае нефти девона и ХБА фундамента ЮТС говорят о наличии в составе примеси ОБ континентального генезиса. Подтверждением морских условий осадконакопления служит преобладание трициклических терпанов C23-C26 над тетрациклическими ($TET/TRI = 0,20-0,61$). Низкое содержание стеранов относительно пентациклических тритерпанов ($STER/PENT = 0,30-0,58$) указывает на доминирование бактериального вещества в качестве исходного материала для нефтей ЮТС и карбона СТС, а также битумоидов пород девона ЮТС (рис. 2). Наибольший вклад водорослевого вещества проявляется в составе ХБА пород рифей-венда и фундамента ЮТС, а также нефти девонских отложений СТС ($STER/PENT = 0,70-0,96$). Содержание трициклических терпанов относительно гопанов - низкое для всех образцов ($TRI/HOP = 0,11-0,31$), лишь в случае девонской нефти СТС оно повышается ($TRI/HOP = 0,60$).

Анализ катагенетического превращения ОБ изучаемых образцов с помощью различных форм стеранов (коэффициенты зрелости $K_1 = C_{29} 20S/C_{29}20S + C_{29}20R$ и $K_2 = C_{29} 20R\beta\beta/C_{29}20R\beta\beta + C_{29}20R\alpha\alpha$) выявил неоднородность их распределения (см. табл. 2, рис. 3). Наиболее преобразованными представляются образцы осадочных отложений ЮТС ($K_1 = 0,99-1,13$ и $K_2 = 1,81-1,92$), менее зрелыми оказались нефти продуктивных толщ СТС. А наименее преобразованными в изучаемой коллекции выглядят ХБА пород рифей-венда и фундамента

($K_1 = 0,84-0,87$ и $K_2 = 1,64-1,50$). Оценка степени зрелости по результатам корреляций биомаркеров TRI/HOP и STER/PENT (см. рис. 2), а также T_s/T_m и DIA/REG (рис. 4) показали разнонаправленные значения для одних и тех же образцов.

Таблица 2

Величины биомаркерных коэффициентов насыщенных фракций нефтей и хлороформенных экстрактов разновозрастных пород, расположенных вдоль Сарайлинского прогиба

Номер п/п	Флюид	Возраст	Величины биомаркерных коэффициентов*							
			$K^{зр}_1 = C_{29S}/R$	$K^{зр}_2 = C_{29BB}/AA$	T_s / T_m	DIA/REG	hC_{35}/hC_{34}	TET/TRI	TRI/HOP	STER/PENT
северо-западный склон Южно-Татарского свода										
1	нефть	карбон	1,00	1,92	0,22	0,30	1,12	0,25	0,23	0,30
2	нефть	девон	1,13	1,82	0,31	0,78	0,99	0,27	0,31	0,58
3	ХБА	девон	0,99	1,81	0,22	0,41	1,30	0,61	0,11	0,46
4	ХБА	рифей-венд	0,84	1,64	0,59	0,91	1,21	0,30	0,28	0,96
5	ХБА	фундамент	0,87	1,50	0,69	0,65	1,00	0,41	0,17	0,70
юго-восточный склон Северо-Татарского свода										
6	нефть	карбон	0,87	1,74	0,21	0,27	1,12	0,21	0,20	0,33
7	нефть	девон	0,91	1,82	0,38	0,70	1,22	0,20	0,60	0,84

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

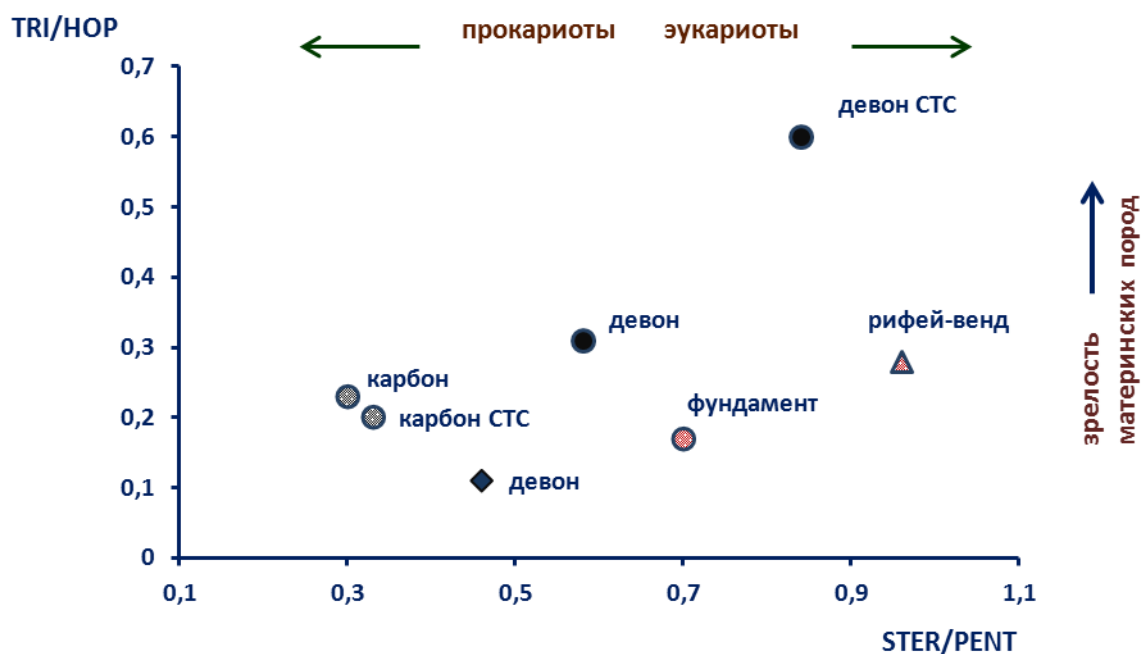


Рис. 2. Распределение биомаркеров в составе нефтей и битумоидов разновозрастных пород Северо- и Южно-Татарского сводов

Усл. обозначения см. на рис. 1.



Рис. 3. Распределение различных форм стеранов в виде коэффициентов зрелости $K_{зр.1}$ и $K_{зр.2}$ в составе нефтей и битумоидов разновозрастных пород Северо- и Южно-Татарского сводов
Усл. обозначения см. на рис. 1.

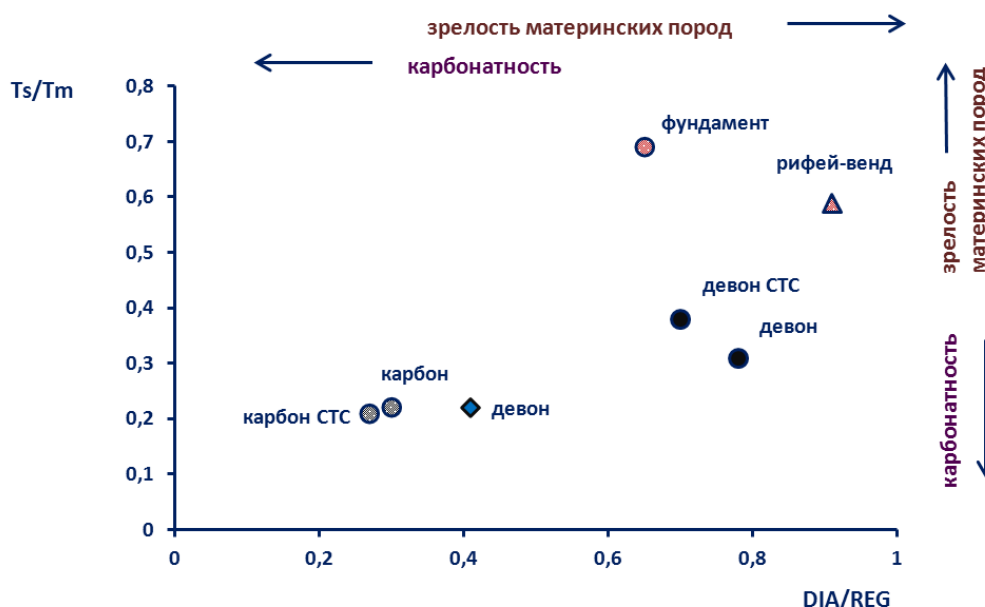


Рис. 4. Распределение трисноргопанов (Ts/Tm) и стеранов (DIA/REG) в составе нефтей и битумоидов разновозрастных пород Северо- и Южно-Татарского сводов
Усл. обозначения см. на рис. 1.

Обобщая экспериментальные данные, можно утверждать, что исходное ОВ образцов изучаемой коллекции генерировалось в восстановительной среде и морских условиях седиментогенеза. На это указывают низкие значения отношения пристан/фитан ($Pr/Ph < 0,73$), высокие показатели гомогопанового индекса ($hC35/C34 > 1$), близкие концентрации четных и нечетных гомологов в ряду C23-C33 н-алканов (CPI), а также небольшое содержание стеранов

в его составе. Для одной части образцов нефтепроизводящими толщами служили глинистые породы, а для другой - глинисто-карбонатные. К первой из них относятся нефти девона ЮТС и СТС, битумоиды рифей-венда и фундамента, а к другой - нефти карбона ЮТС и СТС, а также битумоиды пород девона ЮТС. На это указывают различающиеся величины отношений трисноргопанов Ts/Tm и стеранов DIA/REG . В составе ОБ последней группы содержание стеранов относительно пентациклических тритерпанов меньше ($STER/PENT = 0,30-0,46$), чем в первой группе ($STER/PENT = 0,58-0,96$), что свидетельствует о большем содержании в их составе бактериального материала.

Согласно величинам коэффициентов термической зрелости $K_{зр.1}$ и $K_{зр.2}$ образцы изученной коллекции также условно делятся на две группы. К наиболее термически преобразованным относятся нефти карбона и девона ЮТС, а также битумоиды девона ЮТС. Нефти карбона и девона СТС, битумоиды рифей-венда и фундамента ЮТС составляют другую группу, обладающую меньшей степенью превращения. Наблюдаемый ряд термической зрелости совпадает с принятой геохимической шкалой катагенетической трансформации. Но при этом нефти карбона и девона юго-восточного склона СТС представляются менее зрелыми, чем нефти соответствующих отложений противоположного северо-западного склона ЮТС. Такая оценка согласуется с распределением алканов изо- и нормального строения, в том числе и на диаграмме Кеннона-Кессоу. Однако по другим геохимическим критериям катагенетического преобразования (Ts/Tm , DIA/REG и $STER/PERNT$, а также CPI и $i-Alk/n-Alk$) такое разделение образцов не подтверждается. Вероятно, это связано с влиянием на распределение биомаркеров литофациальных условий осадконакопления, а также наличием в составе материнских пород значительного количества карбонатных минералов [Peters, Walters, Moldovan, 1993].

Следовательно, результаты сопоставительного анализа углеводородного состава образцов изученной коллекции позволяют говорить о наличии в районе Сарайлинского прогиба углеводородов, источником которых служили толщи с различным содержанием карбонатов. На генетические группы нефтей, связанных с отличающимся литологическим составом материнских пород в центральных районах Татарстана, указывают и Ю.А. Киселёва с С.В. Можеговой [Киселёва, Можегова, 2012]. В то же время Г.Н. Гордадзе и В.И. Тихомиров считают, что единственным источником нефтей девона и карбона на северо-востоке Татарстана является доманиковая кремнисто-карбонатная толща [Гордадзе, Тихомиров, 2007]. Разрешением этого противоречия может служить предположение о том, что углеводородный состав нефти мог претерпевать воздействие в ходе миграции в дизъюнктивных породах Сарайлинского прогиба. Учитывая, что отличающиеся нефти встречаются на том и другом склонах, вероятно, что местом такого воздействия будут

глубокие горизонты, состоящие из трещиноватых пород. В этом случае часть нефти, перемещаясь в породах фундамента, обладающих более высоким термоградиентом, чем осадочные толщи, может подвергаться термовоздействию, которое способно изменить распределение ее биомаркерных показателей. Преобразованная таким образом нефть будет формировать залежи на юго-восточном склоне ЮТС, породы которого обладают более высоким термоградиентом [Христофорова, Христофоров, Бергман, 2008]. В пользу этого говорит и корреляция распределения гомогпанов ($hC35/hC34$) и изопреноидных алканов (Pr/Ph), объединяющая нефть девона и битумоиды фундамента (рис. 5).

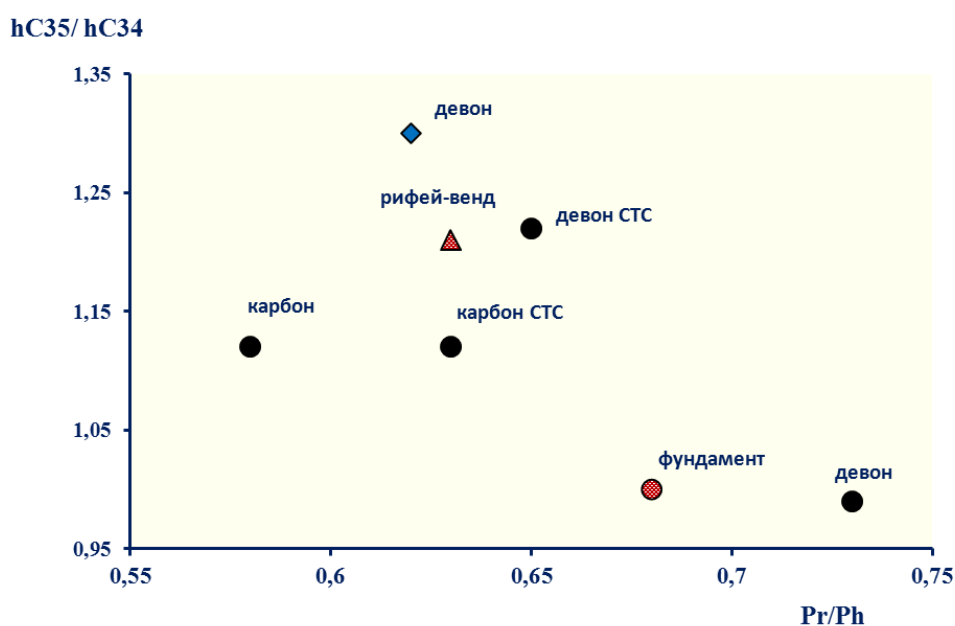


Рис. 5. Дифференциация образцов по параметрам осадконакопления исходного органического вещества: гомогпанов ($hC35/hC34$) и изопреноидных алканов (Pr/Ph)

Усл. обозначения см. на рис. 1.

Такое предположение позволяет объяснить и достаточно высокие значения отдельных геохимических показателей зрелости ($i-Alk/n-Alk$, DIA/REG , Ts/Tm) битумоидов пород рифей-венда и фундамента, через которые мигрируют нефти продуктивных толщ. Фундамент в данном случае выступает в роли своеобразного «проточного реактора», влияющего на распределение биомаркеров.

Таким образом, в результате анализа углеводородного состава 34 разновозрастных образцов, отобранных на противоположных склонах трещиноватых пород Сарайлинского прогиба, установлено, что их исходное ОВ генерировалось в восстановительной среде и морских условиях седиментогенеза. На это указывают низкие значения отношения пристан/фитан ($Pr/Ph < 0,73$), высокие показатели гомогпанового индекса ($hC35/C34 > 1$), близкие концентрации четных и нечетных гомологов в ряду $C23-C33$ n -алканов (CPI), а также

небольшое содержание стеранов в его составе. В качестве нефтепроизводящих толщ для них выступали глинистые породы – для нефтей девона ЮТС и СТС, битумоидов рифей-венда и фундамента, а также глинисто-карбонатные – для нефтей карбона ЮТС, СТС и битумоидов пород девона ЮТС.

Разнонаправленные значения катагенетической зрелости для одних и тех же образцов коллекции, согласно показателям биомаркеров, указывают на влияние внешнего воздействия на их распределение. Одним из них может быть эндогенное тепловое поле пород фундамента, через трещины которого вероятно миграция флюидов с последующей дифференциацией углеводородов на обоих склонах Сарайлинского прогиба.

Литература

Боронин В.П., Степанов В.П., Гольштейн Б.Л. Геофизическое изучение кристаллического фундамента Татарии. – Казань: Изд-во Казанского университета, 1982. – 200 с.

Войтович Е.Л., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. – Казань: Изд-во Казанского университета, 1998 – 132 с.

Гордадзе Г.Н., Тихомиров В.И. Об источниках нефтей на северо-востоке Татарстана // Нефтехимия. – 2007. - Т.47. - № 16. – С. 422-431.

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.

Киселёва Ю.А., Можегова С.В. Генетические группы нефтей Центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и их нефтегенерационные источники // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. - Т.7. - №3 - http://www.ngtp.ru/rub/1/36_2012.pdf

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

Ларочкина И.А. Концепция системного геологического анализа при поисках и разведке месторождений нефти на территории Татарстана. - Казань: ФЭН, 2013 – 230 с.

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., Kosacheva E.M.

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

THE HYDROCARBONS COMPOSITION OF OILS AND BITUMOIDS OF THE TECTONITES OF THE SARALIN TROUGH OF TATAR ARCH

Based on the analysis of distribution of biomarkers in the composition of oils and bitumens of different ages of rocks opposite slopes Saralin trough the presence of two separate entities generated in a reducing environment and marine conditions of sedimentation, but with different content of carbonates in the clay oil-producing strata. It is shown that the hydrocarbons composition has various catagenetic maturity, and the fluids which differ in the degree of thermal transformation, are present on both sides of the trough, in the studied rocks characterized by a fractured texture.

Keywords: hydrocarbon composition, biomarkers, tectonised rocks, Saralin trough, Tatar Arch.

References

Boronin V.P., Stepanov V.P., Golstein B.L. *Geofisicheskoe izuchenie kristallicheskogo fundamenta Tatarii* [Geophysical study of the Tatarstan crystalline basement]. Kazan, Kazan University, 1982, 200p.

Gordadze G.N., Tikhomirov V.I. *Ob istochnikakh neftey na severo-vostoke Tatarstana* [About the sources of oil in the north-east of Tatarstan]. Neftekhimiya, 2007, vol. 47, no. 6, pp. 422-431.

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

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

Kiselyova I.A., Mozhegova S.V. *Geneticheskie gruppy neftey tsentral'nykh rayonov Volgo-Ural'skoy neftegazonosnoy provintsii i ikh generatsionnye istochniki* [Genetic groups and sources of oils in the central part of the Volga-Urals petroleum province]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2012, vol. 7, no. 3, available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/36_2012.pdf

Kosachev I.P., Kayukova G.P., Romanov G.V. *Vliyanie temperaturnykh anomalii kory vyvetrivaniya fundamenta na sostav biomarkerov v devonskikh porodakh 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, available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/3_2015.pdf DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/3_2015

Larochkina I.A. *Konzeptiya sistemnogo geologicheskogo analiza pri poiskach i rasvedke mestorozhdenii neftey na territorii Tatarstana* [The concept of system analysis in geological prospecting for oil accumulations on the territory of Tatarstan]. Kazan, FEN, 2013, 230 p.

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.

Voitovich E.L., Gatijatullin N.S. *Tektonika Tatarstana* [Tectonics of Tatarstan]. Russia, Kazan, Kazan University, 2012, 132 p.

© Косачев И.П., Каюкова Г.П., Косачева Э.М., 2017