

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.4>

УДК 550.4:552.578.2

Ароматические соединения в битумоидах баженовской свиты севера Хантейской гемиантеклизы

И.С. Сотнич*, Е.А. Костырева

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

Рассмотрены основные черты геохимии индивидуальных ароматических соединений (фенантронов, дибензотиофенов, моно- и триароматических стероидов) в битумоидах, экстрагированных хлороформом из открытого (из образцов регулярной формы и грубого дробления ($\geq 0,5$ см)) и закрытого (из образцов мелкого дробления (0,25 мм)) порового пространства пород баженовской свиты. Различия в распределении ароматических соединений органического вещества баженовской свиты на севере Хантейской гемиантеклизы (Сургутский район, Ханты-Мансийский автономный округ, Западная Сибирь) связаны, главным образом, со степенью его катагенетической преобразованности. Установлено, что степень преобразованности аквагенного органического вещества баженовской свиты на территории исследования уменьшается в юго-западном направлении. Показано, что наиболее чувствительны к вариациям зрелости органического вещества в пределах одной градации катагенеза параметры: CPI, Ts/Tm, $1/K_1$, $((n-C_{17}+n-C_{18})/(Pr+Ph))$, MDR (4-МДБТ/1-МДБТ), ДБТИ $((2+3-МДБТ)/ДБТ)$ и ТАСИ (ТАС I/(ТАС I+ТАС II)). Замечена отчетливая тенденция к снижению и выравниванию значений некоторых показателей (ФИ, MPI, PP-1, MDR, ДБТИ и др.) в битумоидах закрытых пор по сравнению с битумоидами из открытого порового пространства, что, по-видимому, связано с удалением наиболее преобразованной, легкой и миграционно-способной части органического вещества из породы при извлечении битумоидов открытых пор.

Ключевые слова: органическое вещество, битумоиды, баженовская свита, ароматические соединения, катагенез, фенантроны, дибензотиофены, ароматические стероиды

Для цитирования: Сотнич И.С., Костырева Е.А. (2021). Ароматические соединения в битумоидах баженовской свиты севера Хантейской гемиантеклизы. *Георесурсы*, 23(1), с. 42–51. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.4>

Введение

Особенности состава и строения нефтяных углеводородов, образованных в ходе эволюции органического вещества (ОВ), особенно насыщенных углеводородов – биомаркеров, используются в качестве наиболее информативных показателей фашиально-генетических условий осадконакопления и степени преобразованности органического вещества. Изучение ароматических соединений органического вещества может способствовать подтверждению и/или уточнению данных, полученных в результате исследований насыщенных фракций битумоидов и нефтей (Alexander et al., 1986; Колесников и др., 1991; Krüge, 2000; Конторович и др., 2004; Каширцев и др., 2018; Деревесникова и др., 2019). К числу таких ароматических соединений относятся углеводороды фенантронового ряда, моно- и триароматические стероиды, т.е. полициклические ароматические углеводороды (Radke et al., 1982; Alexander et al., 1986; Cassini et al., 1988; Budzinski et al., 1995; Borrego et al., 1997; и др.), а также сероароматические соединения (САС) – бензо- и дибензотиофены (Ludwig et al., 1981; Schou, Myhr, 1988; Radke, 1988; Santamaria-Orozco et al., 1998; Чахмахчев, Чахмахчев, 1995; и др.).

Дибензотиофены, как известно, являются хорошими индикаторами сильно восстановительных условий диагенеза морских осадков (Krüge, 2000; Чахмахчев, Чахмахчев, 1995; Конторович и др., 2004), поскольку их образование

обусловлено в основном процессами биохимического осернения липидов на ранних стадиях диагенеза (Конторович и др., 2004). Соотношения дибензотиофен/фенантрен и \sum метилдибензотиофенов/ \sum метилфенантронов могут выступать в качестве индикаторов палеогеографических и литофациальных обстановок формирования состава ОВ и нафтидов (Hughes et al., 1995; Чахмахчев, Виноградова, 2003). Для реконструкций условий осадконакопления используется относительное распределение как моноароматических стероидов ($C_{27}-C_{30}$), так и триароматических ($C_{20}-C_{21}$, $C_{26}-C_{28}$) (Колесников и др., 1991; Деревесникова и др., 2019), а также их соотношение ТАС/МАС (Конторович и др., 2004). В аквагенном ОВ, по данным А.Э. Конторовича с соавторами (Конторович и др., 2004), «стероиды в большей степени преобразуются в ТАС, а в террагенном ОВ – в МАС...».

Вместе с тем генетическое единство моно- и триароматических стероидов позволяет использовать их соотношение (ТАС/МАС) при оценке эволюции нафтидов: количество МАС уменьшается по сравнению с ТАС с увеличением зрелости (Mackenzie et al., 1982; Gallani, Cassani, 1992; Krüge, 2000). Соотношение концентраций высоко- и низкомолекулярных триароматических стероидов (ТАСИ = ТАС I/(ТАС I+ТАС II)) также используется для определения степени катагенетической преобразованности органического вещества (Чахмахчев, 1989; Колесников и др., 1991; Krüge, 2000; Конторович и др., 2004). Низкомолекулярные гомологи триароматических стероидов ТАС I ($C_{20}-C_{21}$) накапливаются при катагенезе либо из-за их большей относительной устойчивости к термическому преобразованию по сравнению с высокомолекулярными ТАС II ($C_{26}-C_{28}$),

* Ответственный автор: Инга Сергеевна Сотнич
e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru

© 2021 Коллектив авторов

либо из-за отрыва алкильного заместителя от циклической структуры ТАС II под действием температуры (Krüge, 2000; Деревесникова и др., 2019).

В процессе эволюции нафтидов в структурах фенантрена и дибензотиофена интенсивно проходят процессы алкилирования и изомеризации с перегруппировкой метильных радикалов в термодинамически более устойчивое положение (Radke et al., 1982; Radke, 1988; Чахмахчев, 1989; Чахмахчев, Чахмахчев, 1995; Budzinski et al., 1995), что позволяет применять метилфенантреновые и метилдибензотиофеновые отношения в качестве показателей термической зрелости ОБ. Среди метилфенантреновых показателей наиболее известными и широко используемыми являются MPR (*Methylphenanthrene ratio*), MPI, MPI-1, MPI-2 (*Methylphenanthrene Indices*), а также PP-1 и PP-1_{modified} (*Phenanthrene parameter*) (таблица).

В 2004 г. был предложен также фенантреновый индекс (Конторович и др., 2004). Среди дибензотиофеновых

параметров наиболее известными являются MDR (*Methyldibenzothiophene ratio*), MDR', MDR₁, MDR₄, MDR_{2,3} или ДБТИ (*Дибензотиофеновый индекс*) (таблица).

Информативность параметров зрелости, по мнению исследователей, зависит от генотипа органического вещества, так, например, фенантреновые параметры зрелости показывают наилучшую информативность для континентального ОБ (III тип керогена) (Radke et al., 1982; Cassini et al., 1988; Farrington et al., 1988; Krüge, 2000). В отличие от фенантреновых показателей, метилдибензотиофеновые отношения имеют одинаково высокую информативность при оценке зрелости продуктов преобразования как морского, так и континентального ОБ (II и III типы керогена) (Чахмахчев, Чахмахчев, 1995). Среди изомеров метилдибензотиофена особенно чувствительны к генотипу ОБ: 1-МДБТ и 4-МДБТ (Schou, Myhr, 1988), однако это влияние существенно только на небольших глубинах (в зонах распространения незрелого ОБ).

Показатель	Формула / Использование	Источник
Генотип ОБ:		
ТАС/МАС	Преобладание в аквагенном ОБ – ТАС, в террагенном - МАС	Конторович и др., 2004
Относительное распределение ТАС (C ₂₆ -C ₂₈)	Преобладание C ₂₆ в аквагенном ОБ	Колесников и др., 1991; Деревесникова и др., 2019
ДБТ/Ф, Σ МДБТ/Σ МФ	Повышенные концентрации ДБТ и МДБТ свидетельствуют о восстановительных условиях диагенеза морских осадков	Hughes, Holba, Dzou, 1995; Чахмахчев, Виноградова, 2003; Конторович и др., 2004
Распределение МДБТ	Преобладание 4-МДБТ в аквагенном ОБ	Schou, Myhr, 1988; Парфенова, 2017
Степень преобразованности ОБ:		
Methylphenanthrene ratio, MPR	2МФ/1МФ	Увеличение значений с повышением степени преобразованности ОБ
Methylphenanthrene Index, MPI	1,5*(2МФ+3МФ)/(0,69*Ф+1МФ+9МФ)	
MPI-1	(1,89*(2МФ+3МФ))/(P+1,26*(1МФ+9МФ))	
MPI-2	(2МФ+3МФ)/(Ф+1МФ+9МФ)	
Phenanthrene parameter, PP-1	1МФ/(2МФ+3МФ)	
PP-1 _{modified}	(1МФ+9МФ)/(2МФ+3МФ)	
Фенантреновый индекс, ФИ	2МФ/Ф	
Methyldibenzothiophene ratio, MDR	4-МДБТ/1-МДБТ	
MDR'	4-МДБТ / (1-МДБТ + 4-МДБТ)	
MDR ₁ , MDR ₄	MDR ₁ = 1-МДБТ/ДБТ MDR ₄ = 4-МДБТ/ДБТ	
MDR _{2,3} или ДБТИ (дибензотиофеновый индекс)	(2+3-МДБТ)/ДБТ	Radke et al., 1982; Radke, 1988; Farrington et al., 1988; Чахмахчев и др., 1995
Триароматический стерановый индекс, ТАСИ	ТАС I/(ТАС I+ТАС II)	Radke et al., 1982; Radke, 1988; Farrington et al., 1988; Чахмахчев, 1989
		Cassani et al., 1988
		Колесников и др., 1991
		Alexander et al., 1986
		Cassani et al., 1988; Gallango, Cassani, 1992; Чахмахчев и др., 1995
		Конторович и др., 2004
		Radke, 1988; Чахмахчев, Чахмахчев, 1995; Гончаров и др., 2005
		Santamaria-Orozco et al., 1998; Krüge, 2000
		Schou, Myhr, 1988; Santamaria-Orozco et al., 1998
		Schou, Myhr, 1988; Santamaria-Orozco et al., 1998; Конторович и др., 2004
		Чахмахчев, 1989; Колесников и др., 1991; Krüge, 2000; Конторович и др., 2004

Таблица. Основные показатели ароматических соединений для определения генотипа ОБ и степени его преобразованности

В составе ароматических соединений ряда фенантрена обращают на себя внимание 1,2,8-триметилфенантрен и 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрен (ТМТГФ), имеющие родственную структуру (Killops, 1991; Vorrego et al., 1997; Каширцев и др., 2018; Бурдельная и др., 2018). В серии триметилзамещенных производных фенантрена преобладающей формой всегда является 1,2,8-триметилфенантрен, который обнаруживается во всех типах ОБ (Killops, 1991; Budzinski et al., 1995; Vorrego et al., 1997). Поскольку ТМТГФ является генетическим «предшественником» 1,2,8-триметилфенантрена (Каширцев и др., 2018; Бурдельная и др., 2018), их соотношение также может быть использовано в качестве дополнительного показателя зрелости.

Целью представленной работы является изучение особенностей распределения ароматических соединений в битумоидах, извлеченных из открытого и закрытого порового пространства пород баженовской свиты.

Материалы и методы

В качестве объекта исследования выбрано органическое вещество баженовской свиты центральных районов Западной Сибири, находящееся в главной фазе нефтеобразования (МК₁²) (Фомин, 2011). Коллекция кернового материала отобрана из разрезов баженовской свиты Дружной, Новоуртыгунской, Повховской и Южно-Ягунской площадей (север Хантейской гемиантеклизы, Сургутский район, Ханты-Мансийский автономный округ), приуроченных к следующим тектоническим элементам: 1) Сургутский свод, 2) Хантейская гемиантеклиза, 3) Южно-Надымская мегамоноклиза и 4) зона сочленения гемиантеклизы и мегамоноклизы (рис. 1).

Баженовская свита на изучаемой территории представлена тонкослоистыми и тонкокристаллическими породами, слагаемыми глинистым, хемогенным кремнистым и карбонатным материалами (микситы, силициты, карбонаты и их «керогеновые» разновидности) (Конторович и др., 2016; Эдер и др., 2016). Общая геохимическая характеристика органического вещества, результаты исследования битумоидов открытых пор по разработанной в Институте нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука

СО РАН методике и особенности органического вещества в карбонатных породах баженовской свиты были ранее опубликованы (Костырева, Сотнич, 2017; Конторович и др., 2018; Эдер и др., 2019). Используемая в работе методика исследования разработана для обогащенных органическим веществом осадочных пород, к которым относится и баженовская свита (Конторович и др., 2018). Методика позволяет в едином цикле исследований определять пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты и изучать геохимию (распределение, состав и генезис) битумоидов, заполняющих открытые и закрытые поры, а также сорбированных на матрице пород (Конторович и др., 2018а,б). В настоящей работе основное внимание уделено изучению ароматической фракции битумоидов (437 обр.), извлеченных как из открытого, так и закрытого порового пространства пород, методом хромато-масс-спектрометрии. Хромато-масс-спектрометрические (ХМС) исследования проводились на системе, включающей газовый хроматограф Agilent Technologies 6890, имеющий интерфейс с высокоэффективным масс-селективным детектором MSD 5973N и компьютерной системой (ChemStation) регистрации и обработки информации HPG 1034. Хроматограф снабжен кварцевой капиллярной колонкой HP-5 длиной 30 м, диаметром 0,25 мм. В качестве газа-носителя служил гелий со скоростью потока 1 мл/мин. Температура испарителя составляла 290 °С. Ввод проб проводился без деления потока. Программирование температуры начиналось от 100 °С (изотерма 4 мин) с последующим подъемом до 290 °С со скоростью 4 °С/мин и конечной изотермой в течение 30 мин. Ионизирующее напряжение источника – 70 эВ, температура – 230 °С. Масс-хроматограммы углеводородов (УВ) получены по общему ионному току (ТIC), по фрагментным и молекулярно-массовым ионам m/z 178, 192, 206, 220 (фенантрены), m/z 184, 198, 212, 226 (дибензотиофены), m/z 253, 231 (моно- и триароматические стероиды), а также m/z 219 (для ретена) и m/z 223 (для 1,1,7,8-тетраметил-1,2,3,4-тетрагидрофенантрена). Типовые хромато-масс-фрагментограммы ароматических



Рис. 1. Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Тектоническая основа – Конторович и др., 2001). Карта ранее опубликована в работе (Эдер и др., 2019).

соединений хлороформенных битумоидов баженовской свиты всех литологических разностей, включая и карбонатные (опубликованные ранее в работе (Эдер и др., 2019)) приведены на рис. 2. Идентификация соединений осуществлялась по времени удерживания путем сравнения полученных масс-фрагментограмм с уже имеющимися, а также с опубликованными данными, включая библиотеку Национального института стандартов (The National Institute of Standards and Technology, NIST).

Результаты исследований

Фациально-генетический тип органического вещества

Состав и распределение ароматических соединений битумоидов (фенантрены, дибензотиофены и ароматические стероиды) хорошо отражают генетический тип ОВ (Колесников и др., 1991; Hughes et al., 1995; Чахмахчев, Чахмахчев, 1995; Kruge, 2000; Конторович и др., 2004).

В составе фенантренов, составляющих 40–60 % от суммы всех ароматических соединений, идентифицированы голядерный фенантрен, метилфенантрены, диметилфенантрены и триметилфенантрены (рис. 2). Среди них на Повховской и Новоортьягунской площадях преобладают метил- и диметилфенантрены, в то время как голядерный фенантрен варьирует в широком диапазоне – от почти полного отсутствия, до концентраций на уровне метилфенантренов. Концентрации метилфенантренов увеличиваются в ряду 3-МФ < 2-МФ < 1-МФ < 9-МФ, при этом содержание 9-МФ составляет около 30–50 % от суммы метилфенантренов, 1-МФ – 25–30 %, а содержания 2- и 3-МФ не превышают 20 %. На Дружной и Южно-Ягунской площадях в наибольших концентрациях присутствуют голядерный фенантрен и метилфенантрены при доминировании в большинстве образцов голядерного фенантрена. Подобное распределение фенантренового ряда отмечено в верхнеюрско-нижнемеловых нефтях Колтогорского прогиба (Белицкая и др., 2008).

Среди триметилзамещенных производных фенантрена (ТМФ) на всех площадях отмечаются высокие концентрации 1,7,8- (или 1,2,8-) триметилфенантрена. Высокое содержание 1,7,8-ТМФ в баженовской свите может быть объяснено его происхождением из бактерий путем деградации гопаноидов (Killors, 1991). На Южно-Ягунской площади в изученных битумоидах идентифицирован также 1,1,7,8-тетраметил-

1,2,3,4-тетрагидрофенантрен (ТМТГФ) – до 3,5 % от суммы всех соединений фенантренового ряда. Повышенные концентрации ТМТГФ, по данным В.А. Каширцева с соавторами (Каширцев и др., 2018), наряду с высокими концентрациями среди триметилфенантренов 1,7,8-триметилфенантрена, свидетельствуют о планктонно-водорослево-бактериальном составе исходного ОВ. В составе УВ фенантренового ряда в битумоидах Южно-Ягунской и Новоортьягунской площадей также идентифицировано соединение 1-метил,7-изопропил-фенантрен (ретен) – до 2,5 % от суммы всех соединений фенантренового ряда. Присутствие ТМТГФ и ретена ранее уже отмечалось в нефтях меловых и юрских отложений Западной Сибири (Белицкая и др., 2008).

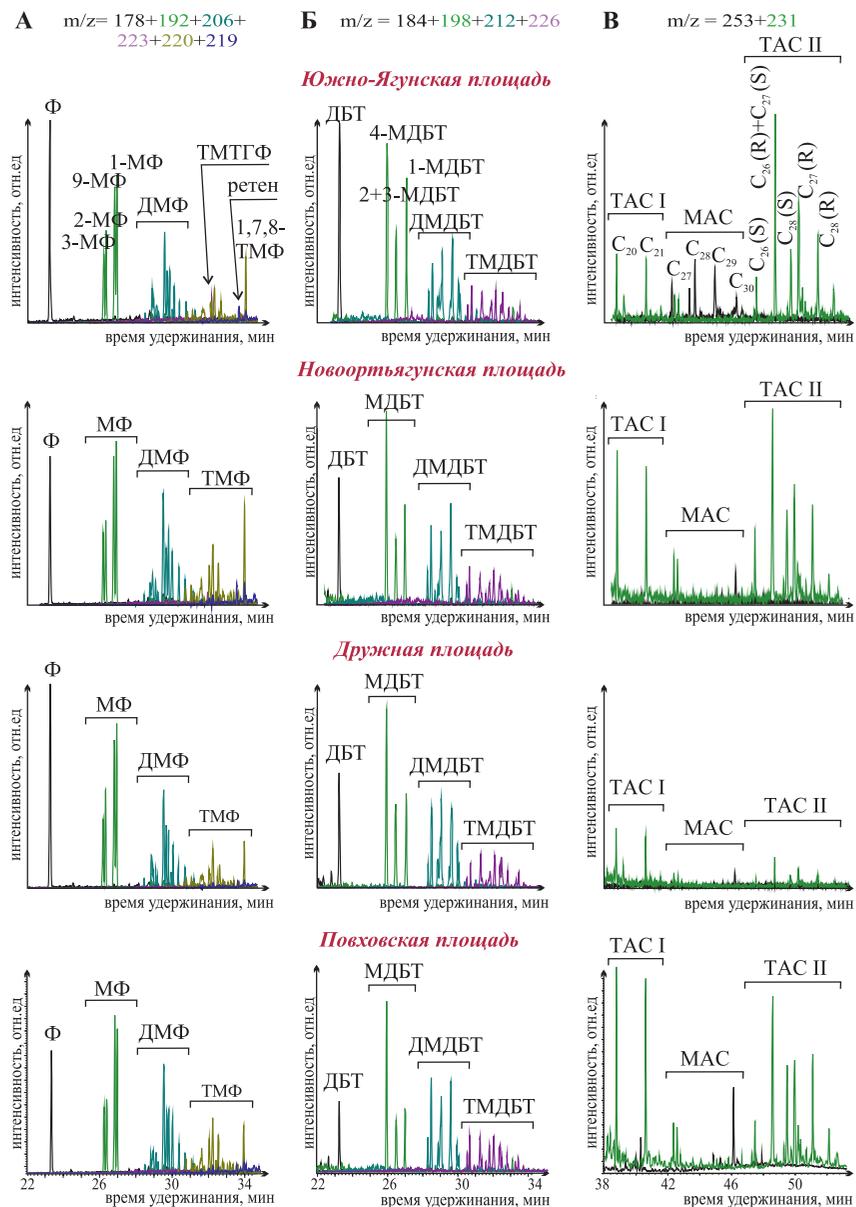


Рис. 2. Типовые хромато-масс-фрагментограммы ароматических соединений в хлороформенных битумоидах баженовской свиты (по (Эдер и др., 2019) с дополнениями): А – трициклические ароматические углеводороды фенантренового ряда: Ф – фенантрен, МФ – метилфенантрены, ДМФ – диметилфенантрены, ТМФ – триметилфенантрены, ТМТГФ – тетрагидрофенантрен; Б – сероароматические соединения ряда дибензотиофена: ДБТ – дибензотиофен, МДБТ – метилдибензотиофены, ДМДБТ – диметилдибензотиофены, ТМДБТ – триметилдибензотиофены; В – ароматические стероиды: MAC – моноароматические стероиды состава C_{27} - C_{30} ; TAC I – триароматические стероиды состава C_{20} - C_{27} , TAC II – триароматические стероиды состава C_{26} - C_{28} .

В составе изученных ароматических соединений фиксируется повышенное (до 45 % и выше) содержание сероароматических соединений ряда дибензотиофена (голоядерный дибензотиофен ($C_{12}H_8S$), его метил-, диметил- и триметилзамещенные гомологи) (рис. 2). По мнению А.Э. Конторовича и Е.А. Белицкой с соавторами, такое повышенное содержание САС в ОВ и нефтях баженковского горизонта может быть свидетельством сероводородного заражения придонных вод Западно-Сибирского морского бассейна в волжское время (Конторович и др., 2004; Белицкая и др., 2008 и др.).

Метилдибензотиофены, которые в изученных битумоидах баженковской свиты преобладают над остальными гомологами, представлены 1-, 2-, 3- и 4-метилзамещенными изомерами, их содержание в битумоидах увеличивается в ряду 2+3-МДБТ < 1-МДБТ < 4-МДБТ (в пропорциях, в среднем, 20:30:50), что также характерно для аквагенного ОВ (Schou, Myhr, 1988; Парфенова, 2017).

Распределение моноароматических стероидов в битумоидах баженковской свиты изменяется незакономерно. Их концентрации варьируют в широких пределах, от довольно значительных до почти полного отсутствия (рис. 2). Отношение ТАС/МАС в изученной коллекции битумоидов всегда превышает 2.

Среди триароматических стероидов идентифицированы как высокомолекулярные (ТАС II) состава C_{26} - C_{28} , так и низкомолекулярные (ТАС I) состава C_{20} - C_{21} . Повышенные концентрации ТАС I отмечаются на Дружной (40–60 % от суммы ТАС) и Повховской (30–50 %) площадях, на Южно-Ягунской и Новоортьягунской преобладают ТАС II (более 70 % от суммы ТАС). Среди высокомолекулярных триароматических стероидов C_{26} - C_{28} во всех битумоидах в наибольших концентрациях присутствует C_{26} , что согласуется с представлениями о механизме образования ароматического стероида C_{26} из предшествующего ему стерана C_{27} (Колесников и др., 1991; Деревесникова и др., 2019). Триароматические стероиды C_{27} и C_{28} находятся примерно в равных концентрациях.

Таким образом, распределение ароматических соединений (высокие концентрации дибензотиофенов, повышенные значения отношения ТАС/МАС, повышенные концентрации триароматических стероидов C_{26}) подтверждают аквагенную природу ОВ баженковской свиты, что согласуется с результатами исследования индивидуального состава насыщенной фракции битумоидов (одномодальное распределение n-алканов с преобладанием низкомолекулярных n-алканов состава C_{16} - C_{19} , отношение Pr/Ph ≤ 1 , стерановый индекс $C_{29}/C_{27} = 0,6–0,8$, трициклановый индекс $I_{tc} = 0,2–0,6$, отношения гомопанов $C_{35}/C_{34} = 0,7–1$).

Катагенетическая преобразованность (зрелость) органического вещества

В качестве показателей зрелости органического вещества, основанных на распределении ароматических соединений, рассматриваются, как было указано выше (таблица), следующие параметры: фенатреновый индекс (ФИ), метилфенантреновые индексы (MPI, MPI-I, MPI-2, PP-1 и PP-1^{modified}), дибензотиофеновый индекс (ДБТИ), метилдибензотиофеновое отношение (MDR), триароматический стерановый индекс (ТАСИ).

Фенантреновый индекс (ФИ) в битумоидах баженковской свиты на всех площадях изменяется преимущественно от 0,3 до 0,5, однако повышенные значения (0,6–1,0) отмечаются в образцах Повховской и Новоортьягунской площадей битумоидов открытых пор (рис. 3).

Метилфенантреновые индексы (MPI, MPI-1 и MPI-2) в битумоидах изменяются в основном в пределах значений 0,4–0,6. В битумоидах открытых пор значения этих параметров выше, чем в закрытых (рис. 3). Для битумоидов Повховской и Новоортьягунской площадей характерны повышенные значения этих параметров (до 1,0), что указывает на их большую преобразованность по сравнению с битумоидами Дружной и Южно-Ягунской площадей.

Метилфенантреновое отношение (PP-1) варьирует от 0,8 до 1,0 на всех площадях. Значения этого параметра в битумоидах закрытых пор по сравнению с открытыми увеличивается на Дружной площади, уменьшается на Повховской и Новоортьягунской (рис. 3). В отличие от PP-1, значения модифицированного параметра PP-1^{modified} остаются постоянными. В южно-ягунских и дружных битумоидах разброс значений PP-1^{modified}, как правило, 1,5–2,0, а в новоортьягунских и повховских битумоидах – 2,0–4,0.

Значения метилдибензотиофенового отношения (MDR) в битумоидах закрытых пор дифференцируются по площадям, увеличиваясь в ряду: Южно-Ягунская (1,1÷1,5, при среднем 1,3) → Новоортьягунская (1,5÷2,3, при среднем 1,8) → Дружная (1,7÷2,3, при среднем 2,0) → Повховская (2,1÷2,9, при среднем 2,5) (рис. 3). Для битумоидов открытых пор тенденция сохраняется, но менее контрастно.

Повышенные значения (до 4,0) дибензотиофенового индекса (ДБТИ) подтверждают, что наиболее преобразованным является органическое вещество баженковской свиты Повховской и Новоортьягунской площадей, при этом в битумоидах закрытых пор этот параметр снижается – до 1,0 (рис. 3). Для южно-ягунских и дружных битумоидов этот показатель не изменяется для открытых и закрытых пор – 0,3–0,6 (рис. 3).

Распределение высших и низших гомологов триароматических стероидов в битумоидах баженковской свиты свидетельствует о большей преобразованности органического вещества Дружной и Повховской площадей по сравнению с Южно-Ягунской и Новоортьягунской.

Значения ТАСИ во всех битумоидах Повховской и Дружной площадей варьируют преимущественно от 0,3 до 0,6, в Новоортьягунской и Южно-Ягунской – от 0,1 до 0,3 (рис. 3).

Для уточнения степени катагенетической преобразованности ОВ рассмотрены показатели, рассчитанные по насыщенным УВ-биомаркерам, такие как CPI, Ts/Tm, стерановые отношения $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R$ C_{29} и $(\beta\beta 20S+20R)/\alpha\alpha 20R$ C_{29} , а также отношение $1/K_1 = (n-C_{17} + n-C_{18}) / (Pr + Ph)$ (Чахмахчев и др., 1995; Петров, 1984; Конторович и др., 2004; Peters et al., 2005; Гончаров и др., 2004, 2013 и др.).

Значения индекса CPI в битумоидах баженковской свиты как открытых, так и закрытых пор варьируют от 0,8 до 1,2, причем 85 % всей исследуемой выборки попадает в диапазон значений 0,9–1,0.

Значения параметра $1/K_1$ изменяются от 1 до 3,5, наибольших значений достигая в битумоидах открытых пор Повховской и Дружной площадей (>2,5).

В битумоидах закрытых пор значения $1/K_1$ этих образцов снижаются до 2–2,5. Значения показателя для образцов Новоортьягунской и Южно-Ягунской площадей изменяются в основном в пределах 1–1,5 в битумоидах закрытых пор и 1–2 в битумоидах открытых пор.

Значения отношения стеранов $(\beta\beta 20S+20R)/\alpha\alpha 20R$ C_{29} варьируют в битумоидах от 3,0 до 5,5, при этом дифференциации по территории не наблюдается. Значения отношения $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R$ стеранов C_{29} в образцах Повховской площади изменяются преимущественно от 0,6 до 1, в образцах Дружной и Южно-Ягунской – от 0,8 до 1,2, в образцах Новоортьягунской площади – от 1 до 1,6. В битумоидах закрытых пор по сравнению с битумоидами открытого порового пространства отмечается тенденция занижения значений этих параметров.

Соотношение трисноргопанов Ts/Tm довольно хорошо разграничивает коллекцию битумоидов на изучаемой территории, при этом битумоиды открытого и закрытого порового пространства пород характеризуются близкими значениями. Разброс значений Ts/Tm определяется интервалами: на Повховской площади (76 % образцов) – 1,25–1,5, Дружной площади (82 %) – 1,0–1,25, Новоортьягунской площади (67 %) – 0,75–1, на Южно-Ягунской площади (92 %) – 0,5–0,75. Средние значения этого параметра в образцах Повховской, Дружной, Новоортьягунской и Южно-Ягунской площадей составляют 1,3; 1,0; 0,8 и 0,6, соответственно.

Таким образом, анализ молекулярных параметров показал уменьшение степени зрелости органического вещества баженовской свиты в пределах Хантейской гемиантеклизы в юго-западном направлении – от Повховской площади к Южно-Ягунской (рис. 1, 4). По результатам углепетрографических (отражательная способность витринита $R_{vt}^o = 0,67–0,78$) и пиролизических ($T_{max} = 436–449$ °C) исследований керн (по данным А.Н. Фомина и В.Н. Меленевского) ОВ находится в главной фазе нефтеобразования (градация катагенеза MK_1^2) (Фомин, 2011; Конторович и др., 2018; Лопатин, Емец, 1987; Грамберг и др., 2001).

Поскольку процессы катагенетического преобразования ОВ в одинаковой мере влияют на битумоиды из открытого и закрытого порового пространства пород, то отмечаемые в них различия значений показателей зрелости ОВ объясняются влиянием миграционных процессов, которые, в первую очередь, сказываются на битумоидах открытых пор (Белецкая, Боровая, 1977). По мнению Гордадзе Г.Н. и Русиновой Г.В., истинная степень зрелости ОВ в течение геологического времени может «затушеваться» из-за постоянной подпитки термодинамически менее устойчивыми новообразованными УВ, и при прочих равных условиях степень зрелости ОВ коррелирует с групповым составом нефтей (и битумоидов) (Гордадзе, Русинова, 2003). По результатам битуминологического анализа, групповой состав изученных битумоидов закрытых пор характеризуется пониженным содержанием углеводородов, большим содержанием асфальтенов по сравнению с битумоидами открытых пор. Содержание УВ в битумоидах открытых пор достигает 80 % на битумоид, а концентрация асфальтенов – около 10 %. В битумоидах закрытых пор содержание УВ изменяется от 40 до 60 % на битумоид, а асфальтенов увеличивается до 20 %.

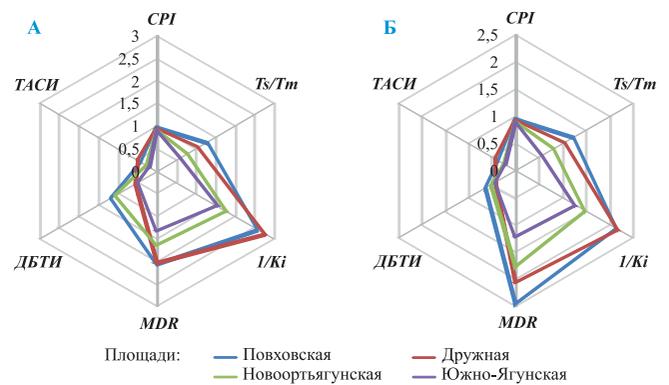


Рис. 4. Преобразованность ОВ баженовской свиты в битумоидах из открытого (А) и закрытого (Б) порового пространства пород

Наиболее легкий групповой состав наблюдается в битумоидах открытых пор Новоортьягунской и Повховской площадей, где насыщенных углеводородов в 2 раза больше, чем ароматических. В битумоидах Дружной и Южно-Ягунской площадей концентрация ароматических УВ увеличивается (отношение насыщенные УВ/ароматические УВ в среднем ≈ 1). В битумоидах закрытых пор отношение насыщенные УВ/ароматические УВ в среднем уменьшается по сравнению с открытыми (1,29; 0,98; 0,81; 0,67, соответственно, для Повховской, Новоортьягунской, Дружной и Южно-Ягунской площадей).

Обсуждение и выводы

Характер распределения ароматических соединений в битумоидах баженовской свиты на территории Хантейской гемиантеклизы хорошо сопоставим с распределением индивидуальных соединений насыщенной фракции битумоидов, что позволяет использовать их для определения условий формирования и дальнейшей преобразованности органического вещества в процессе катагенеза.

Анализ молекулярных параметров, характеризующих фациально-генетический тип исходного органического вещества, таких как распределение нормальных алканов, отношение Pr/Ph , стерановый индекс, трициклановый индекс, гомогопановый индекс, а также повышенное содержание дибензотиофенов, распределение метилдибензотиофенов, преобладание триароматических стероидов над моноароматическими, преобладание C_{26} среди триароматических стероидов, подтверждает резковосстановительную обстановку в осадках в диагенезе и аквагенную природу ОВ баженовской свиты, а также генетическое единство битумоидов, извлеченных из открытого и закрытого порового пространства пород.

Различия в распределении ароматических соединений ОВ на территории исследования, связаны, главным образом, со степенью его катагенетической преобразованности (зрелости). Несмотря на довольно близкое территориальное расположение изучаемых площадей, преобразованность ОВ на севере Хантейской гемиантеклизы (Сургутский район ХМАО) уменьшается в юго-западном направлении: от Повховской площади, приуроченной к Южно-Надымской мегамоноклизе, к Новоортьягунской (зона сочленения Южно-Надымской мегамоноклизы и Хантейской гемиантеклизы) и Дружной (собственно

Хантейская гемиантекклиза) площадям, и затем к Южно-Ягунской площади (Сургутский свод).

По информативности использования показатели, характеризующие степень зрелости ОВ, можно разделить на информативные и слабоинформативные. К первым относятся CPI , Ts/Tm , $1/K_1 = (n-C_{17} + n-C_{18}) / (Pr + Ph)$, $MDR = 4\text{-МДБТ}/1\text{-МДБТ}$, $ДБТИ = (2+3\text{-МДБТ})/ДБТ$ и $TACI = TAC\ I / (TAC\ I + TAC\ II)$ (рис. 4), к последним – отношения стеранов $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R\ C_{29}$ и $(\beta\beta 20S+20R)/\alpha\alpha 20R\ C_{29}$, фенантеновые индексы MPI , $MPI-1$, $MPI-2$, $PP-1$ (за исключением, может быть, $PP-1_{modified}$). Наиболее информативными и контрастными геохимическими показателями катагенетической преобразованности ОВ являются соотношения алканов ($1/K_1$), трисноргопанов (Ts/Tm) и дибензотиофенов (MDR и $ДБТИ$). Ранее исследователями (Конторович и др., 2004; Гончаров и др., 2004; 2013) уже отмечалась эффективность этих показателей для ОВ баженовской свиты.

Кроме того, значения некоторых показателей (Phi , MPI , $PP-1$, MDR , $ДБТИ$, $1/K_1$, $(\beta\beta 20S+20R)/\alpha\alpha 20R\ C_{29}$, $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R\ C_{29}$) отличаются в битумоидах, извлеченных из открытого и закрытого порового пространства пород. Замечена отчетливая тенденция к снижению и выравниванию значений этих параметров в битумоидах закрытых пор по сравнению с битумоидами из открытого порового пространства. Ранее такой эффект был отмечен при сравнении «связанного» и «легкорастворимого» битумоидов баженовской свиты Салымского месторождения (Снимщикова и др., 1989). По-видимому, такая закономерность связана с удалением наиболее преобразованной, легкой и миграционно-способной части битумоида из породы при извлечении битумоидов из открытых пор.

Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке проектов ФНИ № 0331-2019-0022 «Органическая геохимия и история геологического развития доминантных нефтегазовых систем верхнего протерозоя и фанерозоя Сибири» и № 0266-2019-0006 «Разработка методик оценки ресурсов, разведки и подсчета запасов залежей трудноизвлекаемой нефти в углеродистых карбонатно-глинисто-кремнистых, карбонатных и засолоненных песчаных коллекторах».

Авторы выражают большую благодарность рецензенту за качественный, профессиональный и детальный анализ статьи, а также за ценные и полезные комментарии и замечания.

Литература

Белецкая С.Н., Боровая Г.М. (1977). Закономерности распределения подвижных компонентов рассеянного органического вещества в поровой системе пород. *Тезисы докладов VIII Межд. конгресса по органической геохимии*, Т.1, с. 90–96.

Белицкая Е.А., Серебренникова О.В., Кадычаров П.Б. (2008). Нефти Колтогорского прогиба и прилегающих районов (Западная Сибирь). Особенности состава ароматических соединений. *Нефтехимия*, 48(4), с. 262–270.

Бурдельная Н.С., Бушнев Д.А., Деревесникова А.А. (2018). 1,2,8-триметилфенантрен в составе битумоида и нефтей доманика Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. *Тезисы докладов межд. конф. «Перспективные материалы с иерархической структурой для новых технологий и надежных конструкций» и «Химия нефти и газа»*. Томск: Изд. ТГУ, с. 671. DOI: 10.17223/9785946217408/420

Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Носова С.В. (2004). Молекулярные параметры катагенеза органического вещества пород баженовской свиты Томской области. *Геология нефти и газа*, 5, с. 53–60.

Гончаров И.В., Самойленко В.В., Носова С.В., Обласов Н.В. (2005). Способ определения зрелых нефтематеринских пород. Патент № 2261438 РФ, МПК7 G 01 N 30/02, G 01 V 9/00.

Гончаров И.В., Самойленко В.В., Обласов Н.В., Фадеева С.В. (2013). Катагенез органического вещества пород баженовской свиты юго-востока Западной Сибири (Томская область). *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 32–37.

Гордадзе Г.Н., Русинова Г.В. (2003). Достоверность оценки степени зрелости органического вещества по углеводородам-биомаркерам. *Мат. V Межд. конф. «Химия нефти и газа»*. Томск: ИХН СО РАН, с. 127–129.

Грамберг И.С., Евдокимова Н.К., Супруненко О.И. (2001). Катагенетическая зональность осадочного чехла баренцевоморского шельфа в связи с нефтегазоносностью. *Геология и геофизика*, 42(11–12), с. 1808–1820.

Деревесникова А.А., Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. (2019). Ароматические биомаркеры стеранового и гопанового рядов в верхнепечорского бассейна и битумоидах доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна. *Вестник Института геологии Коми научного центра УрО РАН*, 5, с. 3–12. DOI: 10.19110/2221-1381-2019-5-3-12

Каширцев В.А., Парфенова Т.М., Голово А.К., Никитенко Б.Л., Зуева И.Н., Чалая О.Н. (2018). Биомаркеры-фенантрены в органическом веществе докембрийских и фанерозойских отложений и в нефтях Сибирской платформы. *Геология и геофизика*, 59(10), с. 1720–1729. DOI: 10.15372/GiG20181013

Колесников А.Ю., Найденев О.В., Матвеева И.А. (1991). Реликтовые полициклические ароматические углеводороды как показатели условий генезиса нефтей. *Нефтехимия*, 31(6), с. 723–736.

Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко О.И. (2001). Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии. *Геология и геофизика*, 42(11–12), с. 1832–1845.

Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Иванова Е.Н., Фомин А.Н. (2004). Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии. *Геология и геофизика*, 45(7), с. 873–883.

Конторович А.Э., Ян П.А., Замирайлова А.Г., Костырева Е.А., Эдер В.Г. (2016). Классификация пород баженовской свиты. *Геология и геофизика*, 57(11), с. 2034–2043. DOI: 10.15372/GiG20161106

Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В., Сотнич И.С., Ян П.А. (2018а). Геохимия битумоидов баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, 2, с. 79–88. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-2-79-88

Конторович А.Э., Родякин С.В., Бурштейн Л.М., Костырева Е.А., Рыжкова С.В., Ян П.А. (2018б). Пористость и нефтенасыщенность пород баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, 5, с. 61–73. DOI: 10.31087/0016-7894-2018-5-61-73

Костырева Е.А., Сотнич И.С. (2017). Геохимия органического вещества баженовской свиты севера Хантейской антекклизы. *Геология и геофизика*, 58(3–4), с. 533–543. DOI: 10.15372/GiG20170316

Лопатин Н.В., Емец Т.П. (1987). Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М.: Наука, 144 с.

Парфенова Т.М. (2017). Геохимия серы и сернистых соединений куонамского комплекса нижнего и среднего кембрия (восток Сибирской платформы). *Георесурсы*, 19(1), с. 45–51. <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.8>

Петров Ал.А. (1984). Углеводороды нефти. Москва: Наука, 264 с.

Снимщикова Е.В., Трофимова И.А., Руднева Н.М., Северинова Л.П. (1989). Легкорастворимые и связанные битумоиды баженовской свиты. *Сб. тр.: Геохимические проблемы оценки нефтегазоносности*. М.: ИГиРГИ, с. 122–127.

Фомин А.Н. (2011). Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 331 с.

Чахмахчев В.А. (1989). Углеводороды – геохимические показатели нефте- и газоносности недр. *Геохимия*, 8, с. 1108–1119.

Чахмахчев А.В., Чахмахчев В.А. (1995). Ароматические сернистые соединения как показатели термической зрелости углеводородных систем. *Геохимия*, 11, с. 1656–1669.

Чахмахчев А.В., Виноградова Т.Л., Агафонова З.Г., Гордадзе Т.И., Чахмахчев В.А. (1995). Бензотиофены – высокоинформативные показатели катагенеза углеводородных систем. *Геология нефти и газа*, 7, с. 32–37.

Чахмахчев В.А., Виноградова Т.Л. (2003). Геохимические показатели фациально-генетических типов исходного органического вещества. *Геохимия*, 5, с. 554–560.

Эдер В.Г., Замирайлова А.Г., Жигульский И.А. (2016). Литология баженовской свиты в районах Хантейской гемиантекклизы и Межовского мегамыса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. *Геология нефти и газа*, 6, с. 87–96.

Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю., Балущкина Н.С., Сотнич И.С., Козлова Е.В., Замирайлова А.Г., Савченко Н.И. (2019). Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири. *Георесурсы*, 21(2), с. 129–142. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142>

Alexander R., Strachan M.G., Kagi R. I., Van Bronswuk W. (1986). Heating rate effects on aromatic maturity indicators. *Org. Geochem.*, 10, pp. 997–1003. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(86\)80038-9](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80038-9)

Borrego A.G., Blanco C.G., Püttmann W. (1997). Geochemical significance of the aromatic hydrocarbon distribution in the bitumens of the Puertollano oil shales, Spain. *Organic Geochemistry*, 26(3/4), pp. 219–228. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(96\)00158-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00158-1)

Budzinski H., Garrigues P.H., Connan J., Devillers J., Domine D., Radke M., Oudin J.L. (1995). Alkylated phenanthrene distributions as maturity and origin indicators in crude oils and rock extracts. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(10), pp. 2043–2056. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00125-5](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00125-5)

Cassini F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C., Ehrmann U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 1–3, pp. 73–89. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90027-7](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7)

Farrington J.W., Davis A.C., Tarafa M.E., McCarrrey M.A., Whelan J.K., Hunt J.M. (1988). Bitumen molecular maturity parameters in the Ikipuk well, Alaskan North Slope. *Organic Geochemistry*, 13(1–3), pp. 303–310. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90049-6](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90049-6)

Gallango O., Cassani F. (1992). Biological marker maturity parameters of marine crude oils and rock extracts from the Maracaibo Basin, Venezuela. *Organic Geochemistry*, 18(2), pp. 215–224. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(92\)90133-1](https://doi.org/10.1016/0146-6380(92)90133-1)

Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I.P. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), pp. 3581–3598. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00225-0](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-0)

Killops S.D. (1991). Novel aromatic hydrocarbons of probable bacterial origin in a Jurassic lacustrine sequence. *Organic Geochemistry*, 17(1), pp. 25–36. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90037-K](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90037-K)

Kruege M.A. (2000). Determination of thermal maturity and organic matter type by principal components analysis of the distributions of polycyclic aromatic compounds. *International Journal of Coal Geology*, 43, pp. 27–51. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(99\)00053-1](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(99)00053-1)

Ludwig B., Hussler G., Wehrung P., Albrecht P. (1981). C₂₆-C₂₉ triaromatic steroid derivatives in sediments and petroleum. *Tetrahedron Lett.*, 22, pp. 3313–3316. [https://doi.org/10.1016/S0040-4039\(01\)81893-1](https://doi.org/10.1016/S0040-4039(01)81893-1)

Mackenzie A.S., Brassell S.C., Eglinton G., Maxwell J.R. (1982).

Chemical fossil: the geological fate of steroids. *Science*, 217, pp. 491–504. DOI: 10.1126/science.217.4559.491

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005) The biomarker guide. V.2. New York: Cambridge University Press, 1155 p.

Radke M., Willsch H., Leuthaeuser D., Teichmüller M. (1982). Aromatic components of coal: relation of distribution pattern to rank. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 46, pp. 1831–1848. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(82\)90122-3](https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90122-3)

Radke M. (1988). Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine and Petroleum Geology*, 5, pp. 224–236. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(88\)90003-7](https://doi.org/10.1016/0264-8172(88)90003-7)

Santamaria-Orozco D., Horsfield B., Di Primio R., Welte D.H. (1998). Influence of maturity on distributions of benzo- and dibenzothiophenes in Tithonian source rocks and crude oils, Sonda de Campeche, Mexico. *Organic Geochemistry*, 28(7–8), pp. 423–439. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00009-6](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00009-6)

Schou L., Myhr M.B. (1988). Sulfur aromatic compounds as maturity parameters. *Organic Geochemistry*, 13, pp. 61–66. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90025-3](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90025-3)

Сведения об авторах

Инга Сергеевна Сотнич – научный сотрудник лаборатории проблем геологии, разведки и разработки месторождений трудноизвлекаемой нефти; научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Коптюга, д. 3

Елена Анатольевна Костырева – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник лаборатории геохимии нефти и газа, Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука СО РАН

Россия, 630090, Новосибирск, пр. ак. Коптюга, д. 3

Статья поступила в редакцию 07.05.2020;

Принята к публикации 15.10.2020; Опубликовано 30.03.2021

IN ENGLISH

Aromatic compounds in bitumoids of the Bazhenov Formation in the North of the Khantey hemiantheclise

I.S. Sotnich, E.A. Kostyeva*

Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Novosibirsk, Russian Federation

*Corresponding author: Inga S. Sotnich, e-mail: SotnichIS@ipgg.sbras.ru

Abstract. The main features of the geochemistry of individual aromatic compounds (phenanthrenes, dibenzothiophenes, mono- and triaromatic steroids) in chloroform extracts (bitumoids) from the open (regular form and coarse-crushed (≥ 0.5 cm) samples) and closed (fine-crushed (0.25 mm) samples) pore space of the Bazhenov Formation have been determined. The differences in the aromatic compounds distribution of organic matter of the Bazhenov Formation in the North of the Khantey hemiantheclise (Surgut region, Khanty-Mansiysk Autonomous District, Western Siberia) are mainly related to its stage of thermal maturity which decreases in the south-west direction within the studying area. The most sensitive to maturity variations at the same catagenesis gradation are the parameters: CPI, Ts/Tm, 1/Ki ((n-C17 + n-C18)/(Pr + Ph)), MDR (4-MDBT/1-MDBT), DBTI ((2+3-MDBT)/DBT) and TASI (TAS I/(TAS I + TAS II)). Based on some indicators (PI, MPI, PP-1, MDR, DBTI etc.), it is possible to notice the decrease and equalization of its values in bitumoids from closed pores compared with those from open ones. It seems to be associated with the removal of the most transformed, light and migratory-capable part of bitumoids during their extraction from the open pore space of rocks.

Keywords: organic matter, bitumoids (chloroform extracts), Bazhenov Formation, aromatic compounds, catagenesis, phenanthrenes, dibenzothiophenes, aromatic steroids

Recommended citation: Sotnich I.S., Kostyeva E.A. (2021). Aromatic compounds in bitumoids of the Bazhenov Formation in the North of the Khantey hemiantheclise. *Georesursy = Georesources*, 23(1), pp. 42–51. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.4>

Acknowledgments

This work was supported by the Basic Scientific Research Projects No. 0331-2019-0022 «Organic geochemistry and the history of geological development of the dominant oil and gas systems of the Upper Proterozoic and Phanerozoic of Siberia» and No. 0266-2019-0006 «Development of resource assessment methodologies, exploration and calculation of reserves of hard-to-recover oil in carbonate-argillaceous-siliceous, carbonate and saline sand reservoirs».

The authors are grateful to the reviewer for the high quality, professional and detailed analysis of the article, as well as for valuable and helpful comments and remarks.

References

Alexander R., Strachan M.G., Kagi R. I., Van Bronswuk W. (1986). Heating rate effects on aromatic maturity indicators. *Org. Geochem.*, 10, pp. 997–1003. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(86\)80038-9](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(86)80038-9)

Beletskaya S.N., Borovaya G.M. (1977). Distribution patterns of mobile components of dispersed organic matter in the pore system of rocks. *Proc. VIII Int. Congress on Organic Geochemistry*, I, pp. 90–96. (In Russ.)

Belitskaya E.A., Serebrennikova O.V., Kadycharov P.B. (2008). Crude oils from the Koltogor rift and adjacent areas (West Siberia): Specifics of the composition of aromatic compounds. *Petroleum Chemistry*, 48(4), pp. 260–268. <https://doi.org/10.1134/S0965544108040038>

Borrego A.G., Blanco C.G., Püttmann W. (1997). Geochemical significance of the aromatic hydrocarbon distribution in the bitumens of the Puertollano oil shales, Spain. *Organic Geochemistry*, 26(3/4), pp. 219–228. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(96\)00158-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00158-1)

Budzinski H., Garrigues P.H., Connan J., Devillers J., Domine D., Radke M., Oudin J.L. (1995). Alkylated phenanthrene distributions as maturity and origin indicators in crude oils and rock extracts. *Geochimica et Cosmochimica*

- Acta*, 59(10), pp. 2043–2056. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00125-5](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00125-5)
- Burdelnaya N.S., Bushnev D.A., Derevesnikova A.A. (2018). 1,2,8-trimethylphenanthrene in bitumen and Domanik oils of the Timan–Pechora oil and gas province. *Proc. Int. Conf.: Advanced materials with a hierarchical structure for new technologies and reliable structures* and “Chemistry of oil and gas”. Tomsk: TSU, p. 671. DOI: 10.17223/9785946217408/420 (In Russ.)
- Cassini F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C., Ehrmann U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 1–3, pp. 73–89. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90027-7](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7)
- Chakhmakhchev V.A. (1989). Hydrocarbons – geochemical indicators of the oil and gas content of the subsoil. *Geokhimiya*, 8, pp. 1108–1119. (In Russ.)
- Chakhmakhchev A.V., Chakhmakhchev V.A. (1995). Aromatic sulfur compounds as indicators of the thermal maturity of hydrocarbon systems. *Geokhimiya*, 11, pp. 1656–1669. (In Russ.)
- Chakhmakhchev A.V., Vinogradova T.L., Agafonova Z.G., Gordadze T.I., Chakhmakhchev V.A. (1995). Benzothiophenes are highly informative indicators of the hydrocarbon systems catagenesis. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 7, pp. 32–37. (In Russ.)
- Chakhmakhchev V.A., Vinogradova T.L. (2003). Geochemical indicators of facies and genetic types of parent organic matter. *Geochemistry International*, 5, pp. 497–502.
- Derevesnikova A.A., Bushnev D.A., Burdelnaya N.S. (2019). Aromatic biomarkers of sterane and hopane series in upper devonian oils and bitumoids of domanik deposits of the Timan-Pechora basin. *Vestnik of the Institute of Geology of the Komi Science Centre UB RAS*, 5, pp. 3–12. DOI: 10.19110/2221-1381-2019-5-3-12 (In Russ.)
- Eder V.G., Zamiraylova A.G., Zhigul'skiy I.A. (2016). Lithology of the Bazhenov Formation in the Khanteyskaya Hemianteclise and Mezhevskiy Megamys of the West Siberian Oil and Gas Basin. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 6, pp. 87–96. (In Russ.)
- Eder V.G., Kostyreva E.A., Yurchenko A.Yu., Balushkina N.S., Sotnich I.S., Kozlova E.V., Zamiraylova A.G., Savchenko N.I. (2019). New data on lithology, organic geochemistry and accumulation conditions of the Bazhenov formation in Western Siberia. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 129–142. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142> (In Russ.)
- Farrington J.W., Davis A.C., Tarafa M.E., McCarrrey M.A., Whelan J.K., Hunt J.M. (1988). Bitumen molecular maturity parameters in the Ikpikuk well, Alaskan North Slope. *Organic Geochemistry*, 13(1–3), pp. 303–310. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90049-6](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90049-6)
- Fomin A.N. (2011). Catagenesis of organic matter and petroleum potential of Mesozoic and Paleozoic deposits of the West Siberian megabasin. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 331 p. (In Russ.)
- Gallango O., Cassini F. (1992). Biological marker maturity parameters of marine crude oils and rock extracts from the Maracaibo Basin, Venezuela. *Organic Geochemistry*, 18(2), pp. 215–224. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(92\)90133-1](https://doi.org/10.1016/0146-6380(92)90133-1)
- Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Nosova S.V. (2004). Molecular parameters of organic matter catagenesis in rocks of the Bazhenov Formation, Tomsk Region. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 5, pp. 53–60. (In Russ.)
- Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Nosova S.V., Oblasov N.V. (2005). Method for determining mature oil source rocks. Patent 2261438 RF (In Russ.)
- Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Fadeeva S.V. (2013). Organic matter catagenesis of the Bazhenov formation rocks in the southeast of Western Siberia (Tomsk region). *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 10, pp. 32–37. (In Russ.)
- Gordadze G.N., Rusinova G.V. (2003). The reliability of assessing the degree of organic matter maturity by hydrocarbon-biomarkers. *Proc. V Int. Conf.: Chemistry of oil and gas*. Tomsk: NIIC SB RAS, pp. 127–129. (In Russ.)
- Gramberg I.S., Evdokimova N.K., Suprunenko O.I. (2001). Catagenetic zoning and petroleum potential of the sedimentary cover of the Barents sea shelf. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 42(11–12), pp. 1808–1820. (In Russ.)
- Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I.P. (1995). The ratios of dibenzothiophene to phenanthrene and pristane to phytane as indicators of depositional environment and lithology of petroleum source rocks. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 59(17), pp. 3581–3598. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(95\)00225-0](https://doi.org/10.1016/0016-7037(95)00225-0)
- Kashirtsev V.A., Parfenova T.M., Golovko A.K., Nikitenko B.L., Zueva I.N., Chalaya O.N. (2018). Phenanthrene biomarkers in the organic matter of Precambrian and Phanerozoic deposits and in oils of the Siberian platform. *Russian Geology and Geophysics*, 59(10), pp. 1380–1388. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.09.013>
- Killops S.D. (1991). Novel aromatic hydrocarbons of probable bacterial origin in a Jurassic lacustrine sequence. *Organic Geochemistry*, 17(1), pp. 25–36. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90037-K](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90037-K)
- Kolesnikov A.Yu., Naydenov O.V., Matveeva I.A. (1991). Relict polycyclic aromatic hydrocarbons as indicators of the conditions for the genesis of oils. *Petroleum Chemistry*, 31(6), pp. 723–736. (In Russ.)
- Kontorovich, V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O., Kontorovich A.A., Suprunenko O.I. (2001). Tectonic structure and development history of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 42(11–12), pp. 1832–1845. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Melenevskiy V.N., Ivanova E.N., Fomin A.N. (2004). Phenanthrenes, aromatic steranes and dibenzothiophenes in Jurassic deposits of the West Siberian oil and gas basin and their importance for organic geochemistry. *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 45(7), pp. 873–883. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Yan P.A., Zamiraylova A.G., Kostyreva E.A., Eder V.G. (2016). Classification of rocks of the Bazhenov Formation. *Russian Geology and Geophysics*, 57(11), pp. 1606–1612. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.10.006>
- Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Rodyakin S.V., Sotnich I.S., Yan P.A. (2018a). Geochemistry of Bazhenov Formation bitumoids. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 2, pp. 79–88. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Rodyakin S.V., Burshteyn L.M., Kostyreva E.A., Ryzhkova S.V., Yan P.A. (2018b). Porosity and oil saturation of pore space in the Bazhenov Formation rocks. *Geologiya nefi i gaza = Russian Oil and Gas Geology*, 5, pp. 61–73. (In Russ.)
- Kostyreva E.A., Sotnich I.S. (2017). Geochemistry of organic matter of the Bazhenov Formation in the north of the Khantey anteclise. *Russian Geology and Geophysics*, 58(3–4), pp. 434–442. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.09.019> (In Russ.)
- Krue M.A. (2000). Determination of thermal maturity and organic matter type by principal components analysis of the distributions of polycyclic aromatic compounds. *International Journal of Coal Geology*, 43, pp. 27–51. [https://doi.org/10.1016/S0166-5162\(99\)00053-1](https://doi.org/10.1016/S0166-5162(99)00053-1)
- Lopatn N.V., Emets T.P. (1987). Pyrolysis in petroleum geochemistry. Moscow: Science, 144 p. (In Russ.)
- Ludwig B., Hussler G., Wehrung P., Albrecht P. (1981). C₂₆-C₂₉ triaromatic steroid derivatives in sediments and petroleum. *Tetrahedron Lett.*, 22, pp. 3313–3316. [https://doi.org/10.1016/S0040-4039\(01\)81893-1](https://doi.org/10.1016/S0040-4039(01)81893-1)
- Mackenzie A.S., Brassell S.C., Eglinton G., Maxwell J.R. (1982). Chemical fossil: the geological fate of steroids. *Science*, 217, pp. 491–504. DOI: 10.1126/science.217.4559.491
- Parfenova T.M. (2017). Geochemistry of Sulfur and Sulfur Compounds of the Cambrian Kuonamka Complex (Eastern Siberian Platform). *Georesursy = Georesources*, 19(1), pp. 45–51. <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.8>
- Petrov A.I.A. (1984). Petroleum hydrocarbons. Moscow: Science, 264 p. (In Russ.)
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005) The biomarker guide. V.2. New York: Cambridge University Press, 1155 p.
- Radke M. (1988). Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine and Petroleum Geology*, 5, pp. 224–236. [https://doi.org/10.1016/0264-8172\(88\)90003-7](https://doi.org/10.1016/0264-8172(88)90003-7)
- Radke M., Willsch H., Leuthaeuser D., Teichmuller M. (1982). Aromatic components of coal: relation of distribution pattern to rank. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 46, pp. 1831–1848. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(82\)90122-3](https://doi.org/10.1016/0016-7037(82)90122-3)
- Santamaria-Orozco D., Horsfield B., Di Primio R., Welte D.H. (1998). Influence of maturity on distributions of benzo- and dibenzothiophenes in Tithonian source rocks and crude oils, Sonda de Campeche, Mexico. *Organic Geochemistry*, 28(7–8), pp. 423–439. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00009-6](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00009-6)
- Schou L., Myhr M.B. (1988). Sulfur aromatic compounds as maturity parameters. *Organic Geochemistry*, 13, pp. 61–66. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90025-3](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90025-3)
- Snimshchikova E.V., Trofimova I.A., Rudneva N.M., Severinova L.P. (1989). Readily soluble and bound bitumen of the Bazhenov Formation. Geochemical problems of assessing oil and gas content. Moscow: IGIRGI, pp. 122–127. (In Russ.)

About the Authors

Inga S. Sotnich – Researcher, Laboratory of the Problems of Geology, Exploration and Development of hard-to-recover oil fields; Researcher of the Laboratory of Petroleum Geochemistry, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Elena A. Kostyreva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher of the Laboratory of Petroleum Geochemistry, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics of Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

3, Ak. Koptyug ave., Novosibirsk, 630090, Russian Federation

Manuscript received 7 May 2020;

Accepted 15 October 2020; Published 30 March 2021