

Особенности молекулярного состава битумоидов в баженовских отложениях в северной части Западно-Сибирской платформы

М.С. Тихонова^{1*}, А.Г. Калмыков¹, О.Н. Видищева¹, Ю.В. Колосова², Л.Ю. Сигачева¹,
Т.В. Григоренко¹, М.О. Костышина¹, Д.Л. Гендель², Е.М. Голь³, С.Н. Резник³

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюмень, Россия

³ООО «Арктик СПГ 1», Новый Уренгой, Россия

Данная работа является продолжением цикла статей, посвященных исследованию молекулярного состава углеводородных соединений (УВС) в поровом пространстве пород баженовского горизонта. Исследование проводилось на образцах нефтегазоматеринской толщи (НГМТ) с органическим веществом (ОВ) смешанного и континентального состава, отобранных из двух скважин Г5 и Г6, расположенных в северной части Западной Сибири. Биомаркерный анализ битумоидов из открытых, запечатанных и закрытых пор показал существенные различия в составе УВС, что позволило выделить их в две группы. Различия величин биомаркерных параметров, характеризующих условия осадконакопления ОВ, предполагают наличие миграционных УВС в открытых порах исследуемых образцов. Предполагаемые миграционные битумоиды обладают составом, характерным для окислительных обстановок осадконакопления материнского ОВ преимущественно континентального происхождения. Битумоиды из закрытых пор, напротив, формировались из ОВ преимущественно морского генезиса, накапливавшегося в восстановительных условиях. При этом отмечается, что миграционные битумоиды в скважинах имеют разный источник, что дополнительно подтверждается параметрами зрелости. Величины $Ts/(Ts+Tm)$, $Ts/C30$, $4MDBT/1MDBT$, $TAI/(I+II)$ для миграционных битумоидов Г5 и Г6 характеризуют стадии катагенеза МК1 и МК2-3 соответственно, УВС закрытых пор – ПК3-МК1.

Ключевые слова: баженовский горизонт, углеводородные соединения, миграция углеводородов, заполнение порового пространства, хромато-масс-спектрометрические исследования, ступенчатая экстракция, биомаркерные параметры

Для цитирования: Тихонова М.С., Калмыков А.Г., Видищева О.Н., Колосова Ю.В., Сигачева Л.Ю., Григоренко Т.В., Костышина М.О., Гендель Д.Л., Голь Е.М., Резник С.Н. (2025). Особенности молекулярного состава битумоидов в баженовских отложениях в северной части Западно-Сибирской платформы. *Георесурсы*, 27(4), с. 163–176. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.24>

Введение

Баженовский горизонт (баженовская свита и её стратиграфические аналоги) – нефтематеринская толща, которая распространена на территории Западной Сибири и характеризуется повышенным содержанием органического вещества (ОВ). После генерации часть углеводородных соединений (УВС) мигрирует по разрезу и насыщает резервуары, другая часть остается в поровом пространстве толщ. Проницаемость баженовских отложений низкая (зачастую не превышает 0,1 мД), а пористость до экстракции большинства пород редко достигает 2%. Сложное

строение формации, изменчивость ее характеристик по площади вкупе с низкой пористостью и проницаемостью создает дополнительные сложности при прогнозировании перспектив разработки баженовского горизонта (Калмыков, Балущкина, 2017; Ступакова и др., 2015).

Исследование на микроуровне процессов формирования, выделения и эволюции УВС может стать ключом к пониманию макропроцессов изменения состава нефти при её миграции из материнской породы в коллектор. Для подобных исследований первостепенной задачей является извлечение УВС из порового пространства пород. Основная и наиболее распространённая методика – экстракция образцов органическими растворителями. Работы по изучению состава УВС, приуроченных к открытым и закрытым порам, проводили многие исследователи (Sajko et al., 1983; Price, Clayton, 1992; Wilhelms et al., 1996; Костенко, 2014; Mohnhoff et al., 2016; Конторович и др., 2018 и другие). В ряде указанных работ удалось

* Ответственный автор: Маргарита Станиславовна Тихонова
e-mail: o.vidishcheva@oilmsu.ru

© 2025 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

зафиксировать различия в составе УВС в разных частях порового пространства. Эти различия могут свидетельствовать о протекании вторичных процессов, происходивших в породах во время геологической эволюции, запечатывании пор на определенных этапах процессов нефтегенерации, возможных отличиях в скорости преобразования ОВ в разных участках порового пространства. При этом приведенные исследования не характеризуются сходством полученных результатов, что в первую очередь связано с отсутствием единой методики проведения подобных работ.

Коллективом специалистов из МГУ имени М.В. Ломоносова была разработана методика ступенчатой экстракции, подробно описанная в статье (Тихонова и др., 2019). На основании анализа получаемых результатов была предложена следующая последовательность растворителей: гексан, хлороформ, смесь спирта и бензола (1:1). Неполярный гексан позволяет извлекать УВС из открытых пор, состав которых близок к составу добываемой нефти. Применение полярного растворителя хлороформа позволяет растворять смолисто-асфальтеновые пробки, высвобождая запечатанные ими УВС. После этого этапа экстракции в породах все еще остаются запечатанные поры более ранней генерации, а блокирующие их смолисто-асфальтеновые соединения растворяются только в более полярном растворителе – спиртобензоле (Тихонова и др., 2021a). Если проводить исследования последовательно с применением всех трёх растворителей сначала на куске породы или цилиндре, а затем повторно применить на том же образце после его измельчения до размеров, менее размера образующих породу частиц, можно получить битумоиды, приуроченные к открытым, закрытым и запечатанным порам. Показано, что состав битумоидов в открытых и закрытых порах образцов баженовского горизонта может отличаться по молекулярному составу, в первую очередь – по уровню термической зрелости (Тихонова и др., 2019).

В рамках предыдущих работ (Тихонова и др., 2021a, b) были исследованы составы УВС в центральной части Западной Сибири. Полученные результаты позволили сделать вывод о процессах генерации и аккумуляции флюидов в породах, содержащих кероген морского генезиса, а также оценить возможность их миграции из пласта в зависимости от стадии катагенеза (Тихонова и др., 2021a). Однако на окраинных участках бассейна обстановки осадконакопления отличаются от центральных областей увеличенной долей сноса материала с сухопутных территорий, в результате чего состав керогена мог меняться. В настоящей статье исследовались образцы баженовского горизонта из двух скважин с северных территорий Западной Сибири, характеризующиеся ОВ смешанного и иногда континентального типа. Основная цель данной работы – изучение особенностей молекулярного состава УВС в разных участках порового пространства таких пород, а также оценка влияния процессов миграции на насыщение пород. Последнее связано с тем, что отличия могут определяться не только составом материнского ОВ, но и большей глубиной залегания нефтегазоматеринской толщи, что обеспечит другие температуры и давления в пласте. Изучение внутривисковых процессов генерации и эволюции УВС – это ключ к пониманию динамики

заполнения порового пространства, механизмов смешения и миграции, что может существенно улучшить возможности прогноза распространения резервуаров нефти и газа по результатам анализа геохимических данных.

Материалы и методы исследования

Исследованные образцы. В качестве объекта исследования в работе были отобраны 8 образцов из двух скважин Г5 и Г6, которые приурочены к северной части Западно-Сибирского нефтегазового бассейна (рис. 1). Образцы из скважины Г5 относятся к верхней части разреза баженовского горизонта, образцы из скважины Г6 – к нижней, а также к кровле абалакского горизонта (образцы 5Г6 и 11Г6). Литологический состав образцов преимущественно глинистый (табл. 1). Стоит отметить, что для образца из абалакской свиты 11Г6 установлено значительное содержание сидерита (~63 мас.%). По результатам пиролитических исследований ОВ скважины Г5 находится на стадии катагенеза ПК3-МК1, скважины Г6 – МК2 (табл. 2). В отличие от традиционно морского состава керогена баженовской свиты ОВ в данных скважинах характеризуется смешанным (скважина Г5) и преимущественно континентальным (скважина Г6) составом.

Методики исследования. Исследуемые образцы были проэкстрагированы согласно упомянутой выше методике ступенчатой экстракции (Тихонова и др., 2019). Экстракцию выполняли гексаном, хлороформом и спиртобензолом (1:1) последовательно сначала на цилиндрических образцах размером 30×30 мм для извлечения УВС из открытых пор, после чего образец дробили, и ступенчатая экстракция проводилась уже на порошке для получения битумоидов из закрытых пор. После окончания экстракции растворитель удалялся путем выпаривания при комнатной температуре до достижения постоянной массы битумоида. Далее битумоиды были разделены на насыщенную, ароматическую, смолистую и асфальтеновую фракции по методике SARA. Для отделения асфальтенов от мальтеновой фракции добавляли н-гексан 99,5% в массовом соотношении растворителя к битумоиду 40:1. Нерастворимая в гексане фракция относится к асфальтенам. Растворенную часть переносили в стеклянные колонки, заполненные силикагелем марки КСКГ с размером зёрен 0,04–0,1 мм (70–230 mesh ASTM). Насыщенную, ароматическую фракции и смолы выделяли элюированием гексаном, толуолом и спиртобензолом соответственно.

Молекулярный состав основных ациклических и циклических соединений насыщенной и ароматической фракций определяли методом хромато-масс-спектрометрии (ХМС). Анализ выполняли на газовом хроматографе Agilent 8890, соединенным с масс-селективным детектором 5977В с высокоэффективным источником ионизации Inert plus. Газ-носитель – гелий; расход газа-носителя через колонку – 1 см³/мин, объем вводимой пробы – 1 м³. Температура испарителя – 290 °С, температура интерфейса – 300 °С. Регистрация хроматограмм проводится в режиме сканирования по полному ионному току в диапазоне m/z 35÷600, время регистрации диапазона m/z – 0,2 с (положительно заряженные ионы), температура ионного источника – 230 °С, энергия ионизирующих электронов – 70 эВ. Капиллярная колонка 60 м × 0,25 мкм × 0,25 мкм (HP-5ms).

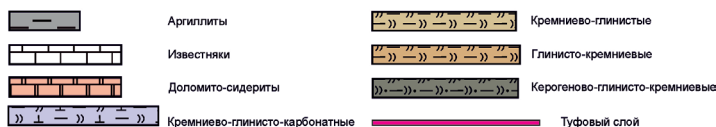
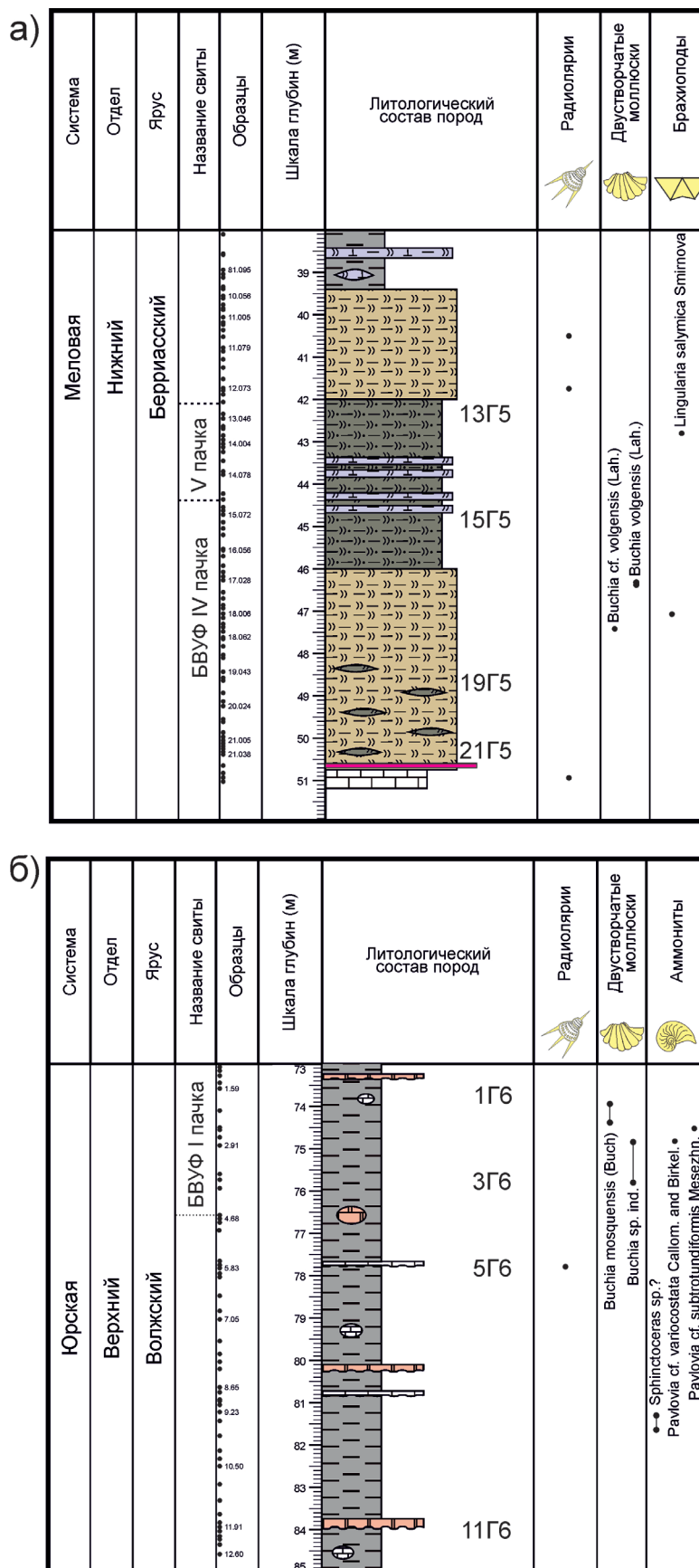


Рис. 1. Литологические колонки скважин Г5 (а) и Г6 (б) с указанием точек отбора образцов на экстракцию. Примечание: БВУФ – Баженовская высокоуглеродистая формация.

№ п/п	№ скв.	Геологический номер образца	Глубина отбора, м	Минеральный состав пород, мас.%								
				Альбит	Глинистые минералы	Кремнезем	Доломит	Кальцит	Сидерит	Пирит	Апатит	ОВ
1	Г5	13Г5	3542	8,3	42,0	2,1	0,0	0,1	4,0	23,0	7,9	12,7
2	Г5	15Г5	3544	17,4	41,2	3,4	1,3	1,7	5,2	13,3	0,0	16,4
3	Г5	19Г5	3548	18,1	60,3	5,3	3,0	0,0	5,4	3,4	0,0	4,6
4	Г5	21Г5	3550	13,2	44,9	6,7	0,9	0,0	5,8	14,0	0,0	14,6
5	Г6	1Г6	3573	17,5	51,3	11,6	3,3	0,0	10,7	1,6	0,0	4,0
6	Г6	3Г6	3575	15,4	52,7	9,8	3,5	0,0	14,3	1,6	0,0	2,7
7	Г6	5Г6	3577	13,8	51,3	12,1	3,2	0,5	16,0	0,5	0,0	2,5
8	Г6	11Г6	3583	2,7	8,5	2,1	11,7	7,7	62,7	0,4	3,0	1,1

Табл. 1. Минерально-компонентный состав исследуемых образцов из скважин Г5 и Г6

№ п/п	№ скв.	Геологический номер образца	Глубина отбора, м	Пиролитические параметры				
				S2 мг УВ/г породы	ТОС мас.%	Tmax °C	НП мг УВ/г ТОС	ОИ мг CO ₂ /г ТОС
1	Г5	13Г5	3542	32,54	8,02	427	406	14
2	Г5	15Г5	3544	60,95	11,59	433	526	6
3	Г5	19Г5	3548	5,33	2,20	436	242	36
4	Г5	21Г5	3550	35,35	8,37	434	422	8
5	Г6	1Г6	3573	5,70	3,27	441	174	18
6	Г6	3Г6	3575	2,41	2,40	440	100	36
7	Г6	5Г6	3577	2,17	2,24	439	97	37
8	Г6	11Г6	3583	0,21	1,04	433	20	174

Табл. 2. Пиролитические характеристики исследуемых образцов из скважин Г5 и Г6 после экстракции

Условия анализа: начальная температура 60°C в течение 2 минут, затем нагрев со скоростью 15 °C/мин, далее со скоростью 3 °C/мин до 310 °C, конечная температура выдерживается 40 минут. Общее время анализа 104 минуты. Искомые соединения идентифицируются в масс-фрагментограммах m/z 57 (алканы и ациклические изопреноиды), m/z 191 (три- и пентациклические терпаны), m/z 217, 218 и 259 (регулярные стераны и диастераны), m/z 178 и 192 (фенантрен и метилфенантрены), m/z 184 и 198 (дибензотиофен и метилдибензотиофены) и m/z 231 (триароматические стероиды) в программном обеспечении Agilent MassHunter.

Результаты исследования

Анализ суммарных масс экстрактов

Суммарная масса выделившихся на каждом этапе экстракции битумоидов из всех образцов скважин Г5 и Г6 отдельно для открытых, запечатанных и закрытых пор приведены на рис. 2. Как видно из графика, породы скважины Г6 с более зрелым ОВ содержат меньшее количество выделившегося битумоида, чем породы скважины Г5 с менее катагенетически преобразованным керогеном. В целом для пород скважины Г5 установлено, что среди 3 применяемых растворителей наибольшее количество УВС извлекается спиртобензолом (запечатанные части) как в открытых, так и закрытых порах. Это может быть связано с тем, что на первых стадиях генерации формируется большое количество высокомолекулярных смолисто-асфальтеновых соединений с большим содержанием NSO-групп, которые растворимы только в сильных полярных растворителях. Они блокируют часть

порового пространства, не позволяя более лёгким УВС перемещаться в открытые поры. Ранее было показано, что в незрелых породах центральной части Западной Сибири в запечатанных порах преимущественно преобладают УВС, растворимые в хлороформе (Тихонова и др., 2021a). Вероятно, различия связаны со строением тяжелых УВ молекул, генерируемых другим типом ОВ.

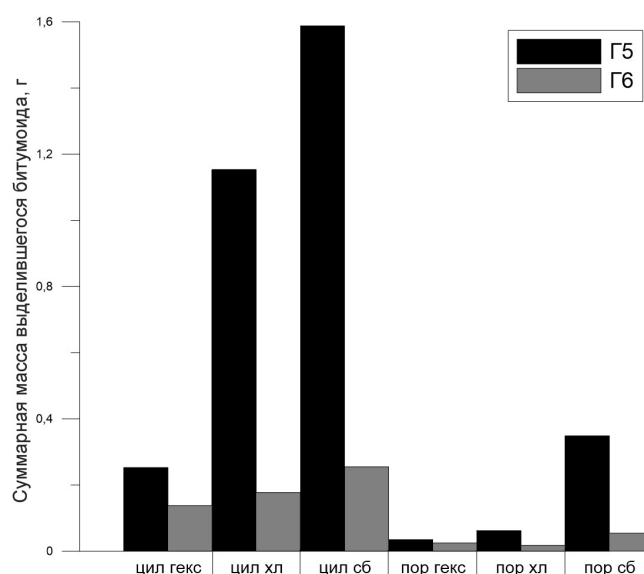


Рис. 2. Суммарные массы выделившихся в ходе исследования битумоидов из образцов скважин Г5 и Г6 на каждом этапе экстракции до разделения на фракции. Примечание: цил – цилиндр, пор – порошок, гекс – гексан, хл – хлороформ, сб – спиртобензол.

При этом на низких стадиях катагенеза не протекают вторичные процессы, изменяющие строение высокомолекулярных УВС и повышающие их подвижность. Масса экстрактов из образцов скважины Г6 в 2–4 раза меньше, чем в скважине Г5. Это, вероятно, объясняется большей степенью преобразованности ОБ и высокомолекулярных УВС, что приводит к повышенной подвижности битумоидов. В сочетании с меньшей удерживающей способностью керогена это вызывает миграцию сгенерированных флюидов из нефтематеринских пород. Другой причиной различия выходов экстрактов может быть разница в природе и структуре материнского ОБ. В таком случае будет различаться и количество, и состав генерируемых продуктов. Для проверки данного предположения необходимо изучить молекулярный состав экстракта, в первую очередь из открытых пор.

Массы полученных фракций мальтенов в результате ступенчатой экстракции приведены на рис. 3А, Б. В скважине Г5 наибольшее количество мальтеновой фракции установлено в битумоидах из хлороформенных экстрактов открытых пор, в скважине Г6 – в гексановых экстрактах открытых пор. Масса мальтеновой фракции экстрактов из закрытых пор значительно меньше массы соответствующих экстрактов из открытых пор в обеих скважинах. Лишь для образца 11Г6 с высоким содержанием сидерита и малым количеством керогена количество мальтенов в открытых и закрытых порах сопоставимо друг с другом, но количество выходов достаточно низкое.

Анализ молекулярного состава битумоидов

Молекулярный состав битумоидов сопоставлялся по ряду ключевых показателей. Помимо анализа распределения n-алканов выполнялось сопоставление биомаркерных параметров для определения природы материнского ОБ, обстановок его накопления и литологического состава нефтегазоматеринской толщи. Так, отношение Pr/Ph, как правило, используют для характеристики окислительно-восстановительной обстановки

накопления ОБ (Didyk et al., 1978, Peters et al., 2005). Корреляция параметров Pr/C₁₇ и Ph/C₁₈ характеризует состав ОБ, в меньшей степени используется для оценки зрелости и окислительно-восстановительной обстановки (Connan, Cassou, 1980). Соотношения соединений группы терпанов, например, t₂₂/t₂₁, t₂₄/t₂₃, t₂₆/t₂₅, C₂₉/C₃₀, H₃₅S/H₃₄S, могут характеризовать обстановки осадконакопления и литологический состав (преобладание глинистых минералов, карбонатов и др.) вмещающих пород (Peters et al., 2005). Регулярные стераны и диастераны C₂₇-C₂₈-C₂₉ также используются для оценки обстановок осадконакопления и состава первичного ОБ. Таким образом, величины приведенных параметров могут дать подробную характеристику обстановки осадконакопления изучаемых УВС.

Анализ молекулярного состава полученных экстрактов позволил разделить их на две группы: группа А (гексановые и хлороформенные экстракты из открытых пор) и группа Б (спиртобензольные экстракты открытых пор и экстракты закрытых пор). Распределение n-алканов в экстрактах группы А характеризуется преобладанием короткоцепочечных соединений ряда C₁₃-C₁₇ в своем составе, в то время как в экстрактах группы Б преобладают n-алканы ряда C₂₁-C₃₄ (рис. 4). Связана ли такая разница состава легких УВС с миграционными процессами, сложно установить без анализа биомаркерных параметров.

На графике Кеннона-Кассоу в рамках соотношения параметров Pr/C₁₇-Ph/C₁₈ материнское ОБ экстрактов из образцов скважины Г5 характеризуется преимущественно смешанным составом (рис. 5А). При этом, если значения для битумоидов группы А целиком попадают в область, соответствующую смешанному ОБ, то кероген для экстрактов группы Б характеризуется составом как смешанным, близким к морскому, так и морским. В скважине Г6 значения для экстрактов групп А и Б показывают контрастные отличия состава материнского ОБ (рис. 5Б). Так, экстракты группы А формировались из керогена континентальной природы, а экстракты группы Б – морской.

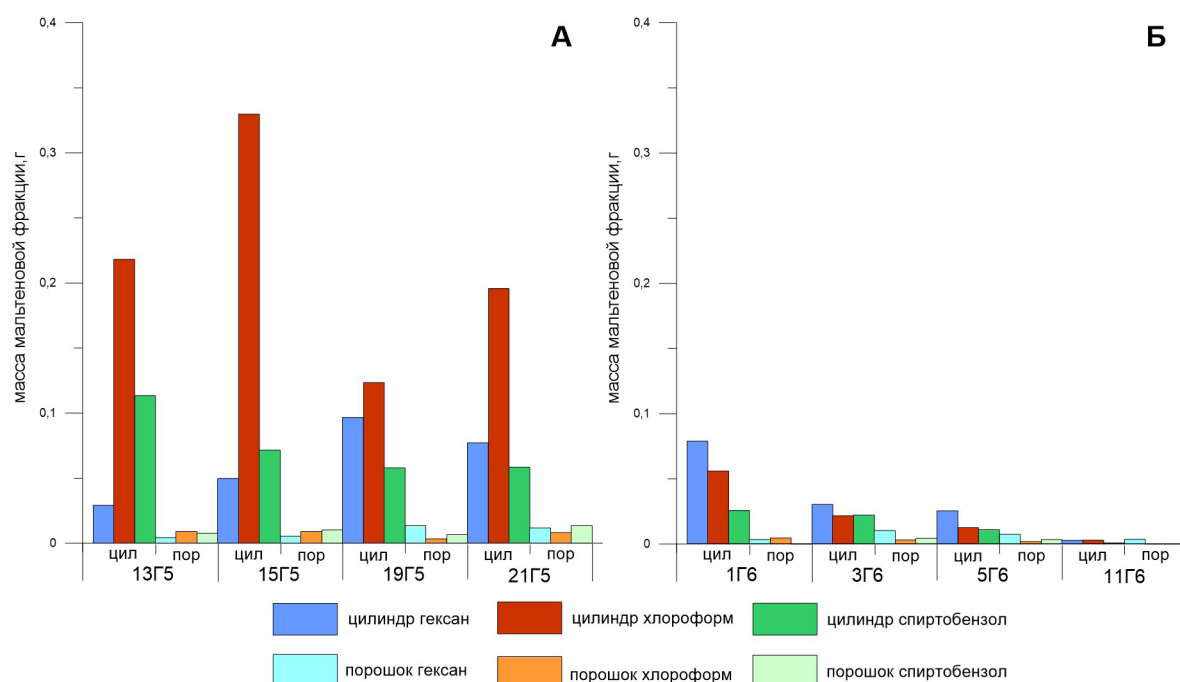


Рис. 3. Массы мальтеновой фракции выделившихся битумоидов на каждом этапе экстракции для скважин: А) Г5 и Б) Г6

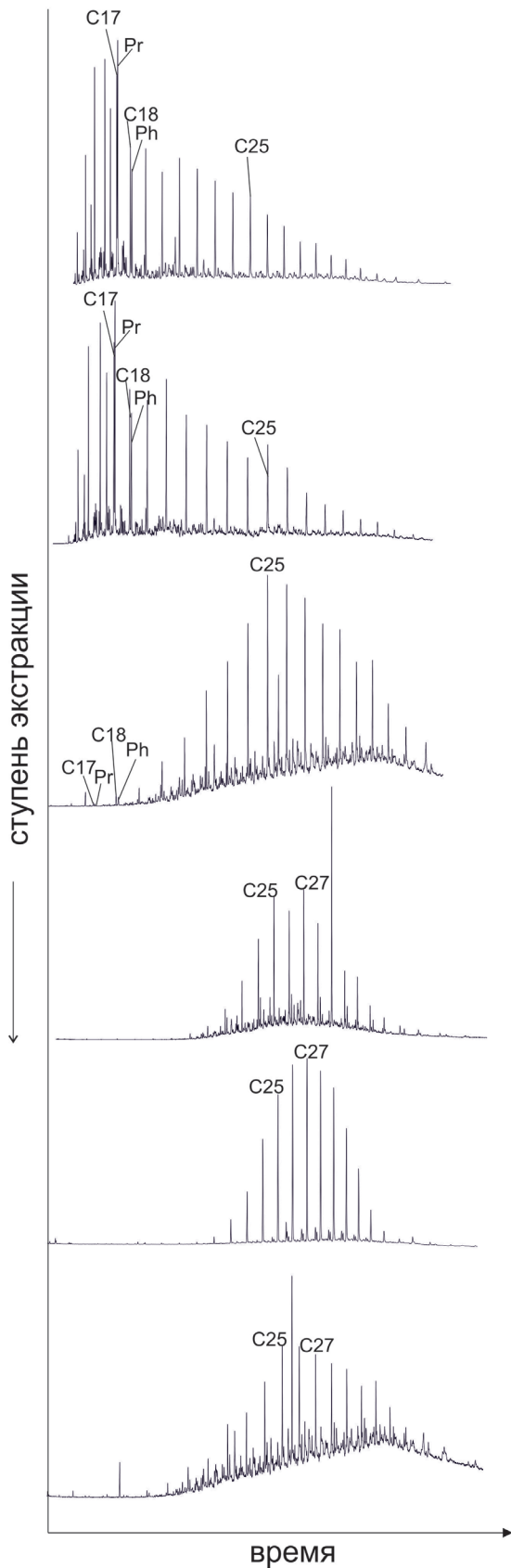


Рис. 4. Масс-фрагментограмма m/z 57 с пиками n -алканов и ациклических изопреноидов для всех ступеней экстракции образца 13Г5

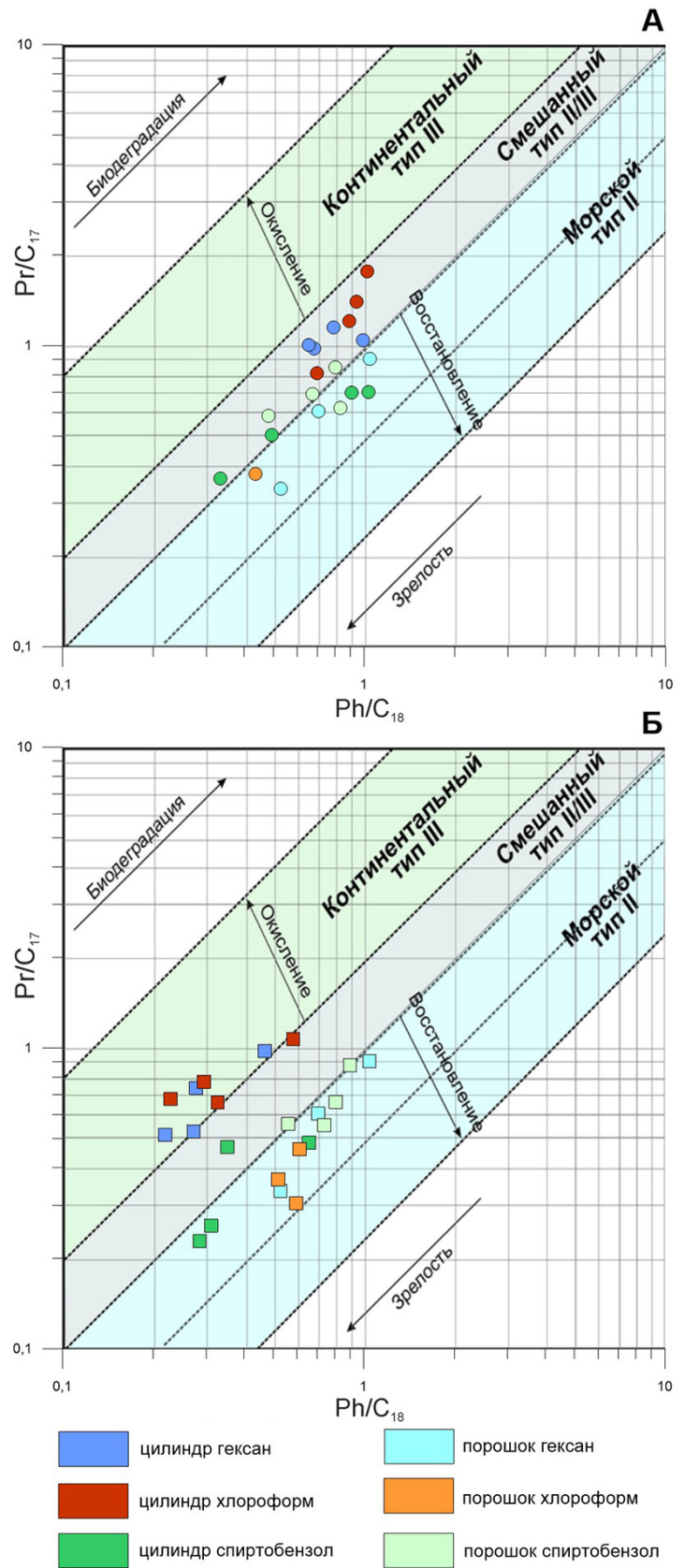


Рис. 5. Диаграмма Кеннона-Кассоу для экстрактов из скважин: А) Г5, Б) Г6

Такая значительная разница природы материнского ОВ может свидетельствовать о протекании процессов миграции УВС по разрезу скважины. При этом различия в составе УВС из закрытых пор баженовского и абалакского горизонтов не установлено.

Изменение величин основных параметров условий осадконакопления нефтегазоматеринских пород для экстрактов из скважин Г5 и Г6 приведены на рис. 6. Параметры Pr/Ph, Pr/C17, Ph/C18 существенно отличаются между экстрактами групп А и Б. В экстрактах группы А Pr/Ph > 1, группы Б Pr/Ph < 1, что в целом может свидетельствовать о разных обстановках осадконакопления материнского ОВ полученных экстрактов (рис. 6в, г). Такая закономерность отмечается для экстрактов из пород обеих скважин.

Значения параметров C_{29}/C_{30} - $H_{35}S/H_{34}S$ в экстрактах закономерно увеличиваются от группы А к группе Б (рис. 6а, б). В данном случае это также может характеризовать разные обстановки осадконакопления нефтегазоматеринских толщ для экстрактов. Низкие значения данных параметров, как правило, характерны для озерно-болотных обстановок осадконакопления. Повышенные значения параметров ассоциируются с морскими обстановками осадконакопления. При сравнении значений параметров $t_{26}/t_{25}-(t_{28}+t_{29})/C_{29}$ наблюдается отрицательный тренд изменения величин (рис. 6ж, з). У битумоидов группы А отмечается высокое значение t_{26}/t_{25} и низкое $(t_{28}+t_{29})/C_{29}$, что характерно для прибрежных обстановок осадконакопления с наличием пресноводного источника. В то же время группа Б отличается высокими значениями $(t_{28}+t_{29})/C_{29}$ на фоне низких t_{26}/t_{25} , что характерно для морского бассейна. Параметр t_{24}/t_{23} показывает повышенные значения (> 0,6) для экстрактов группы Б относительно группы А (рис. 6д, е), что говорит о большем количестве глинистых минералов в составе нефтегазоматеринских пород.

Величины параметров t_{22}/t_{21} и $dia/regC_{27}$ не зависят от принадлежности экстракта к той или иной группе (рис. 6в–е). Величины параметра t_{22}/t_{21} в исследуемых экстрактах указывают на малую долю карбонатных минералов в нефтематеринских породах. Для параметра $dia/regC_{27}$ сложно однозначно выявить причину отсутствия различий для разных групп, так как он зависит и от окислительно-восстановительных условий осадконакопления, и от количества глинистых минералов вмещающих пород, а также от зрелости ОВ в момент генерации.

Величина соотношения стеранов C_{27}/C_{29} напрямую связана с положением экстракта в разных участках порового пространства: отмечается увеличение доли C_{29} относительно C_{27} в ряду гексановый-хлороформенный-спиртобензольный экстракт для битумоидов как из открытых, так и из закрытых пор (рис. 6и, к). В целом стоит отметить, что для битумоидов из образцов скважины Г6 различия в значениях величин приведенных параметров между группами А и Б больше, чем для битумоидов из образцов скважины Г5. Различий между битумоидами из баженовского и абалакского горизонта не установлено.

Полученные величины параметров зрелости не так значительно различаются между двумя группами экстрактов из скважины Г5. Соотношение $Ts/(Ts+Tm)-Ts/C_{30}$

позволяет дифференцировать УВС по грациям степени зрелости битумоидов, приуроченных к разным частям порового пространства в рамках одного образца (Тихонова и др., 2019). Ранее было показано, что чем выше стадия катагенеза керогена, тем больше вероятность миграции УВС из открытых пор и различие в катагенетической зрелости битумоидов в открытых и закрытых порах. Это объясняется менее интенсивными процессами генерации УВС в закрытых порах из-за отсутствия возможности их миграции (Тихонова и др., 2021а, б). В таком случае в исследуемых образцах можно ожидать слабую дифференциацию степени зрелости экстрактов из пород скважины Г5, где ОВ катагенетически слабо преобразовано, и более ярко выраженную – для экстрактов из пород скважины Г6 с более зрелым ОВ.

В результате анализа биомаркерных параметров зрелости в скважине Г5 группы экстрактов А и Б характеризуются примерно одинаковым уровнем зрелости материнского ОВ (рис. 7а). Величина параметра $Ts/(Ts+Tm)$ лежит в диапазоне 0,4–0,6, что характерно для стадии катагенеза МК1 и в целом коррелирует с результатами пиролитических исследований (табл. 2). Для экстрактов из пород скважины Г6 отмечается незначительное уменьшение зрелости в ряду группа А – группа Б (рис. 7б). Стоит отметить, что в данном случае диапазон величин $Ts/(Ts+Tm)$ для экстрактов группы Б также соответствует стадии катагенеза МК1, в то время как экстракты группы А – характеризуются $Ts/(Ts+Tm) \sim 0,7$, что присуще более высокой стадии катагенеза МК2 согласно данным, полученным для экстрактов из пород баженовской свиты в рамках проведенных ранее исследований (Тихонова и др., 2021а, б).

Отношение параметров $4MDBT/1MDBT - Ts/(Ts+Tm)$ для экстрактов из пород скважины Г5 показывает, что при изменении значений $4MDBT/1MDBT$ и более высоких отношениях для хлороформенных экстрактов из открытых пор значения параметра $Ts/(Ts+Tm)$ практически не изменяются (рис. 7в). Возможно, это связано с влиянием вторичных процессов, поскольку соотношение трисноргопанов Ts и Tm чувствительно не только к зрелости (Peters et al., 2005). Соотношение данных параметров у экстрактов из скважины Г6 показывает более высокие значения величин обоих параметров для экстрактов группы А (рис. 7г). Для группы Б наименьшие значения $4MDBT/1MDBT$ установлены для гексановых экстрактов из закрытых пор.

Дополнительно был использован параметр зрелости TAI(I+II). В экстрактах из пород из обеих скважин он выше для группы А (рис. 7д, е). В целом можно заключить, что экстракты из пород скважины Г5 имеют менее ярко выраженные различия в уровне термической зрелости материнского ОВ между выделенными группами, в то время как у групп А и Б скважины Г6 отмечается более существенная разница.

Стоит отметить, что экстракты из образцов, приуроченных к кровле абалакского горизонта, не отличаются по биомаркерному составу от экстрактов из образцов баженовского горизонта как внутри группы А, так и внутри группы Б.

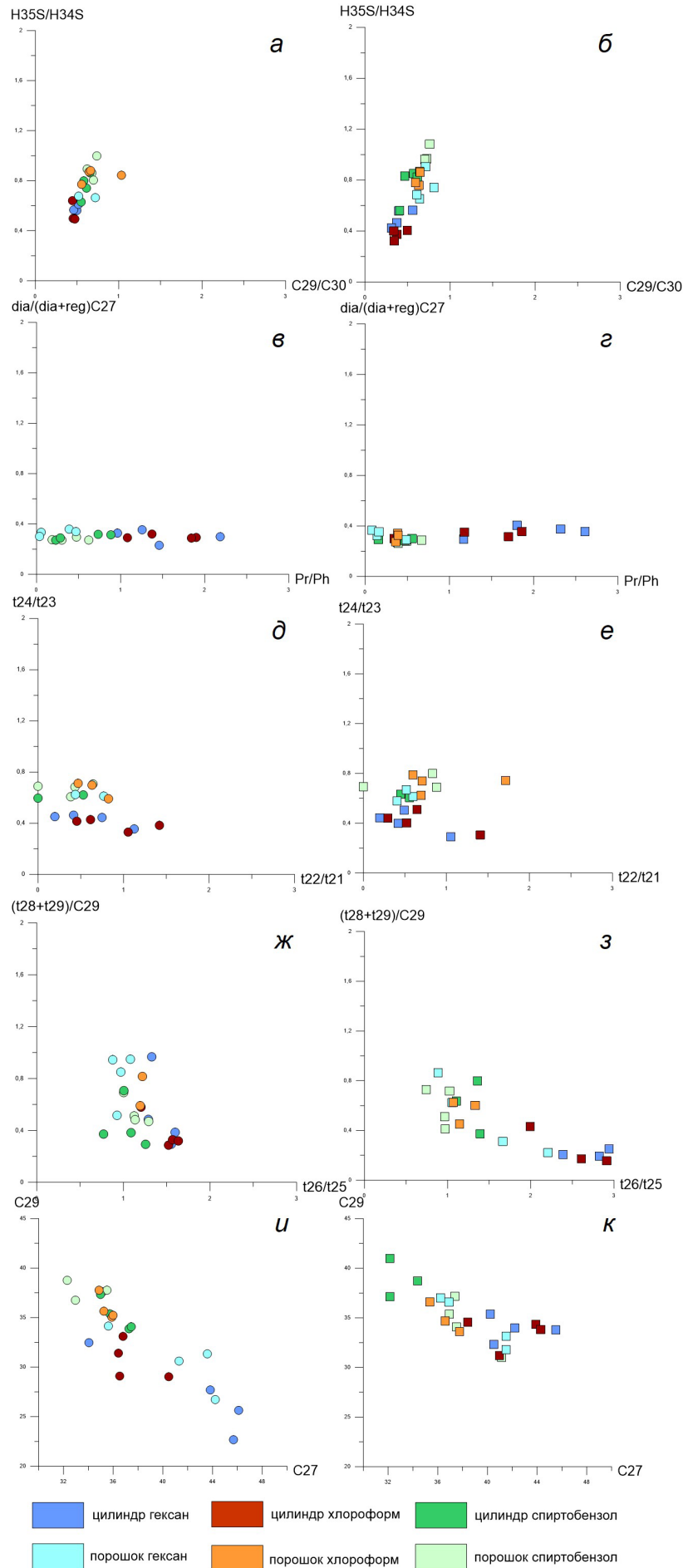


Рис. 6. Графики отношения основных биомаркерных параметров условий осадконакопления нефтегазоматеринских толщ. Круглыми символами маркированы параметры для экстрактов из скважины Г5, квадратными символами – из скважины Г6.

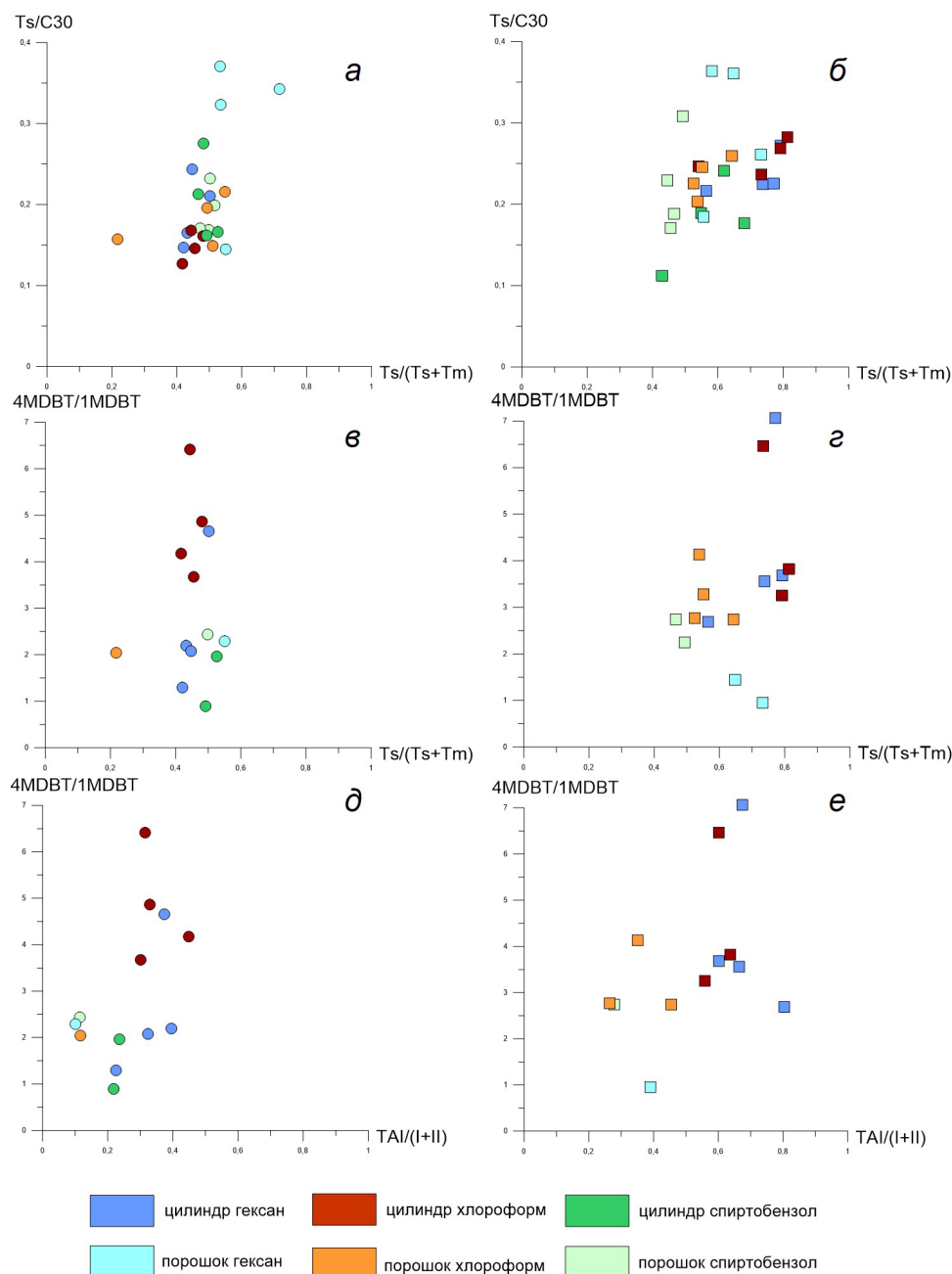


Рис. 7. Графики отношения биомаркерных параметров зрелости материнского ОВ. Круглыми символами маркированы параметры для экстрактов из скважины Г5, квадратными символами – из скважины Г6.

Обсуждение результатов

Полученные результаты показывают, что в каждой скважине выделяются две группы битумоидов контрастного молекулярного состава. Первая группа битумоидов приурочена к открытым порам и затрагивает как потенциально подвижные УВС, так и соединения, блокированные смолисто-асфальтеновыми соединениями, растворимыми в хлороформе. Вторая группа включает преимущественно УВС из закрытых пор, а также битумоиды, блокированные смолисто-асфальтеновыми соединениями, растворимые смесью спирта и бензола. Различия в составе могут объясняться разными причинами.

Результаты предыдущих исследований (Тихонова и др., 2019; 2021a, b) показали, что различия в составе УВС нефтематеринских пород могут быть связаны не только непосредственно с процессами миграции. На отношение

биомаркеров существенно может влиять разница в степени зрелости между УВС открытых и закрытых пор. Помимо этого, сами внутрипоровые процессы преобразования УВС изучены слабо. Далее в работе будет рассматриваться возможность влияния отдельных факторов на молекулярные параметры.

Отношение Pr/Ph в первую очередь зависит от окислительно-восстановительных условий осадконакопления (Didyk et al., 1978), но может быть подвержено значительному влиянию зрелости и состава ОВ (Peters et al., 2005). Помимо этого, на значения Pr/Ph могут влиять процессы биodeградации легких УВС, что выражается в отсутствии, либо низкой концентрации n-алканов C₁₂-C₁₆ (Peters et al., 2005). На протекание процессов биodeградации также будут указывать повышенные значения Pr/C₁₇ и Ph/C₁₈ (Winters, Williams, 1969). В изучаемых экстрактах

в группе А, которая может быть наиболее подвержена воздействию микроорганизмов, присутствуют *n*-алканы C_{14} - C_{16} (рис. 4), а значения параметров Pr/C_{17} и Ph/C_{18} достаточно низкие, что исключает влияние биodeградации. Оценка параметров зрелости показала, что существенная дифференциация между группами А и Б характерна только для экстрактов из пород скважины Г6. При этом отношение Pr/Ph меняется одинаково в экстрактах из образцов обеих скважин. Таким образом, на величину отношений Pr/Ph , Pr/C_{17} и Ph/C_{18} , предположительно, влияют в первую очередь окислительно-восстановительные обстановки и/или состав материнского ОВ.

Изменение параметров C_{29}/C_{30} и $H_{35}S/H_{34}S$ характеризует различия в обстановках осадконакопления и литологическом составе нефтегазоматеринских пород. При этом оба параметра могут также зависеть от степени зрелости. Параметр $H_{35}S/H_{34}S$ тем выше, чем, как правило, ниже зрелость (Peters, Moldowan, 1991). Параметр C_{29}/C_{30} , наоборот, должен увеличиваться пропорционально стадии катагенеза (Peters et al., 2005). В экстрактах из пород обеих скважин характер изменения данных параметров практически идентичен. При этом параметр C_{29}/C_{30} показывает самые низкие значения у наиболее зрелых экстрактов. В таком случае можно считать, что указанные параметры не зависят от зрелости и характеризует непосредственно различия в обстановках осадконакопления нефтегазоматеринских пород. Таким образом, экстракты группы А из обеих скважин, предположительно, характеризуются озерно-болотными обстановками осадконакопления, в то время как битумоиды группы Б – морскими. Так, для первых, как правило, характерны пониженные значения параметров $C_{29}/C_{30} < 0,6$ и $H_{35}S/H_{34}S < 0,8$, в то время, как морское ОВ отличается величинами, превышающими указанные значения (Peters et al., 2005).

Помимо увеличения концентрации норгопана C_{29} в экстрактах из закрытых пор также увеличивается и концентрация высокомолекулярных терпанов t_{28} и t_{29} , отношение $(t_{28}+t_{29})/C_{29}$ растет в ряду экстрактов группа А – группа Б. Исследователи связывают повышенное количество длинноцепочечных трициклических терпанов с одноклеточными водорослями и относительно высокой соленостью бассейна (Liu et al., 2014). Обратная зависимость данного параметра от t_{26}/t_{25} подтверждает ранее сделанный вывод о разных условиях осадконакопления для УВС групп А и Б. Высокие значения $t_{26}/t_{25} > 1,5$ являются одной из важных отличительных характеристик озерных обстановок, что подкрепляется низкими величинами параметра $(t_{28}+t_{29})/C_{29}$, косвенно указывая на низкую соленость бассейна (Peters et al., 2005, Liu et al., 2014). Значения параметра t_{24}/t_{23} выше для битумоидов группы Б, чем для группы А. Согласно литературным данным, на этот параметр, помимо условий седиментации, может влиять и степень зрелости ОВ (Farrimond et al., 1999; Cassani et al., 1988). Ключевое противоречие между этими работами связано с геологическим контекстом исследований. Farrimond et al. (1988) анализировали экстракты из пород, испытавших стрессовое температурное воздействие (вследствие интрузии даек), тогда как Cassani et al. (1988) изучали породы, не затронутые вторичными процессами.

В нашем случае признаки стрессового воздействия на породы отсутствуют. Это делает выводы Cassani et al. (1988) более релевантными для интерпретации наших данных. Согласно их модели, параметр t_{24}/t_{23} должен возрастать с ростом зрелости, однако наши результаты этой тенденции не следуют.

Таким образом, можно заключить, что степень термической преобразованности либо не оказывала существенного влияния на соотношение терпанов t_{24}/t_{23} , либо её влияние было второстепенным. Полученные значения параметра, скорее всего, отражают различия в фациальных условиях седиментации ОВ и литологическом составе нефтематеринских пород для групп УВС А и Б.

В целом можно отметить дискуссионный характер природы образования и накопления трициклических терпанов (Philp et al., 2021). Предполагается влияние множественных факторов на формирование и накопление терпанов в нефти, в том числе и окислительно-восстановительных условий (Kruge et al., 1990). Несмотря на комплекс факторов, которые могут влиять на значения отношений терпанов, по совокупности полученных данных можно предполагать, что отличие в значениях параметров t_{24}/t_{23} , t_{26}/t_{25} , $(t_{28}+t_{29})/C_{29}$ между УВС выделенных групп может быть связано именно с различием в обстановках осадконакопления и литологическом составе материнского ОВ для экстрактов групп А и Б.

Увеличение количества стеранов C_{29} по отношению к C_{27} в ряду гексановый – хлороформенный – спиртобензольный битумоид можно связать с лучшей миграционной способностью более легких молекул относительно тяжелых. В случае закрытых пор вместо миграции стоит иметь ввиду дифференциацию молекул по массе в объеме порового пространства. При фракционировании легкие молекулы (в данном случае стераны с длиной цепи C_{27}) скорее всего будут находиться в жидких подвижных УВС закрытых пор, которые извлекаются гексаном, в то время как более тяжелые молекулы стеранов C_{29} будут предпочтительно оставаться в малоподвижной смеси УВС (будущие запечатанные поры). Подобная зависимость описана в статье (Zhusheng et al., 1988). Отмечается, что параметры на основе регулярных стеранов и диастеранов претерпевают малозначительные изменения величин по сравнению с ациклическими изопреноидами, три- и пентациклическими терпанами.

Совокупность полученных данных свидетельствует о том, что термическая зрелость не оказала значимого влияния на значения параметров, отражающих условия седиментации, природу ОВ и литологию материнских пород. При этом динамика изменения параметров не согласуется с моделью их преобразования за счёт неких внутривисеральных процессов. В таком случае можно заключить, что в породах баженовского горизонта фиксируются различающиеся по составу и характеристикам УВС в открытых и закрытых порах. Можно предполагать наличие миграционных процессов в разрезе, в результате которых в открытых порах как скважины Г6, так и скважины Г5 накапливались УВС, мигрировавшие из нижележащих нефтегазоматеринских толщ. Схожий характер изменения большинства параметров в экстрактах из обеих скважин указывает на миграцию углеводородов из единого

источника (вероятнее всего, из одной свиты с несколько различающимися характеристиками). Характер изменения многих параметров схож в экстрактах из обеих скважин, что позволяет предположить миграцию из схожего по природе источника (наиболее вероятно, одна свита с несколько различающимися характеристиками). При этом важно учитывать, что разная преобразованность ОБ в породах баженовского горизонта двух скважин, вскрытого примерно на одинаковой глубине, может свидетельствовать о разных тепловых потоках, которые могут быть связаны с переносом нагретых флюидов и наличием дополнительных путей миграции. Можно предполагать, что более ярко выраженная разница в экстрактах из открытых пор пород скважины Гб связана с более значительным прогревом нижележащих пород и возможностью более интенсивного переноса УВС.

Выводы

Методика ступенчатой экстракции позволила дифференцировать молекулярный состав битумоидов из пород баженовского горизонта двух скважин с северных территорий Западной Сибири, выделив две группы, существенно отличающиеся друг от друга. Изменение биомаркерных параметров коррелирует с положением битумоидов в поровом пространстве (открытые или закрытые поры) и возможностью участвовать в миграционных процессах. Битумоиды открытых пор (группа А) характеризуются озерно-болотными условиями осадконакопления материнского ОБ смешанного и континентального состава, в то время как битумоиды закрытых пор (группа Б) указывают на морские восстановительные обстановки осадконакопления керогена морского и смешанного состава. Такая разница в величинах биомаркерных параметров между открытыми и закрытыми порами может объясняться миграцией УВС в открытые поры исследуемых образцов из нижележащих отложений и удерживание за счёт низких фильтрационно-емкостных свойств баженовской толщи. При этом данные битумоиды мигрировали из разных источников, но, возможно, одной свиты, так как отмечается разница в составе и зрелости ОБ.

Литература

Балушкина Н.С., Калмыков Г.А., Кирихина Т.А., Коробова Н.И., Корост Д.В., Соболева Е.В., Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Шарданова Т.А. (2013). Закономерности строения баженовского горизонта и верхов абалакской свиты в связи с перспективами добычи нефти. *Геология нефти и газа*, (3), с. 48–61.

Билибин С.И., Калмыков Г.А., Ганичев Д.И., Балушкина Н.С. (2015). Модель нефтесодержащих пород баженовской свиты. *Геофизика*, (3), с. 5–14.

Калмыков Г. А., Балушкина Н. С. (2017). Модель нефтенасыщенности порового пространства пород баженовской свиты Западной Сибири и ее использование для оценки ресурсного потенциала. М.: ГЕОС.

Конторович А.Э., Пономарева Е.В., Бурштейн Л.М., Глинских В.Н., Ким Н.С., Костырева Е.А., Павлова М.А., Родченко А.П., Ян П.А. (2018). Распределение органического вещества в породах баженовского горизонта (Западная Сибирь). *Геология и геофизика*, 59(3), с. 357–371.

Костенко О.В. (2014). Блокирующий характер распределения высокомолекулярных соединений битумоида в поровой системе баженовской свиты (Западно-Сибирский бассейн). *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 9(1), 12. https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2014

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Фадеева Н.П., Богомолов А.Х., Кирихина Т.А., Коробова Н.И., Мальцев В.В., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Сусллова А.А., Шарданова Т.А. (2015). К оценке ресурсов

и запасов сланцевой нефти. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 3, с. 3–10.

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сусллова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. (2017). Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разреза, условия формирования и Перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*, (Спецвыпуск), с. 112–124. <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>

Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г., Борисов Р.С., Калмыков Г.А. (2019). Методика ступенчатой экстракции пород высокоуглеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров. *Георесурсы*, 21(2), с. 172–182. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182>

Тихонова М.С., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Видишева О.Н., Хомячкова И.О., Большакова М.А., Рязанова Т.А., Сауткин Р.С., Калмыков Г.А. (2021а). Изменчивость состава углеводородных соединений в юрских нефтегазоматеринских толщах Каменной вершины Красноленского свода (Западная Сибирь). *Георесурсы*, 23(2), с. 158–169. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.16>

Тихонова М.С., Калмыков А.Г., Иванова Д.А., Видишева О.В., Калмыков Г.А., Борисов Р.С. (2021b). Модель распределения углеводородных соединений в пустотном пространстве баженовского горизонта. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, (6), с. 98–109.

Cassani 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 In Petroleum Exploration*, pp. 73–80, Pergamon. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-037236-5.50013-0>

Connan J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(1), pp. 1–23. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90173-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8)

Didyk B.M., Simoneit B.R.T., Brassell S.T., Eglinton G. (1978). Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, 272(5650), pp. 216–222. <https://doi.org/10.1038/272216a0>

Farrimond P., Bevan J.C., Bishop A.N. (1999). Tricyclic terpene maturity parameters: response to heating by an igneous intrusion. *Organic Geochemistry*, 30(8), pp. 1011–1019. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(99\)00091-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00091-1)

Farrimond P., Eglinton G., Brassell S. C., & Jenkyns, H. C. (1988). The Toarcian black shale event in northern Italy. *Organic geochemistry*, 13(4-6), pp. 823–832. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90106-4](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90106-4)

Kruege M.A., Hubert J.F., Akes R.J., Meriney P.E. (1990). Biological markers in Lower Jurassic synrift lacustrine black shales, Hartford basin, Connecticut, USA. *Organic Geochemistry*, 15(3), pp. 281–289. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90006-L](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90006-L)

Liu H., Zhang M., Li X. (2014). Genesis study of high abundant 17 α (H)-diahopanes in Lower Cretaceous lacustrine source rocks of the Lishu Fault Depression, Songliao Basin, Northeast China. *Chinese Journal of Geochemistry*, 33, pp. 201–206. <https://doi.org/10.1007/s11631-014-0679-x>

Mohnhoff D., Littke R., Krooss B.M., Weniger P. (2016). Flow-through extraction of oil and gas shales under controlled stress using organic solvents: Implications for organic matter-related porosity and permeability changes with thermal maturity. *International Journal of Coal Geology*, 157, pp. 84–99. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.09.010>

Peters K.E., Moldowan J.M. (1991). Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic geochemistry*, 17(1), pp. 47–61. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90039-M](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90039-M)

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). The biomarker guide. Cambridge university press, Vol 1. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>

Philp P. et al. (2021). Possible explanations for the predominance of tricyclic terpanes over pentacyclic terpanes in oils and rock extracts. *Organic Geochemistry*, 155, 104220. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2021.104220>

Price L.C., Clayton J.L. (1992). Extraction of whole versus ground source rocks: Fundamental petroleum geochemical implications including oil-source rock correlation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 56(3), pp. 1213–1222. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(92\)90057-P](https://doi.org/10.1016/0016-7037(92)90057-P)

Sajgó C.S., Maxwell J.R., Mackenzie A.S. (1983). Evaluation of fractionation effects during the early stages of primary migration. *Organic Geochemistry*, 5(2), pp. 65–73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(83\)90004-9](https://doi.org/10.1016/0146-6380(83)90004-9)

Wilhelms A., Horstad I., Karlsen D. (1996). Sequential extraction—a useful tool for reservoir geochemistry. *Organic Geochemistry*, 24(12), pp. 1157–1172. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(96\)00100-3](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00100-3)

Winters J.C., Williams J.A. (1969). Microbiological alteration of crude oil in the reservoir. *Symposium on Petroleum Transformation in Geologic Environments, American Chemical Society, Division of Petroleum Chemistry, Paper PETR*, 86, E22–E31.

Zhusheng J., Philp R.P., Lewis C.A. (1988). Fractionation of biological markers in crude oils during migration and the effects on correlation and maturation parameters *Organic Geochemistry In Petroleum Exploration*, pp. 561–571. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-037236-5.50062-2>

Сведения об авторах

Мargarita Станиславовна Тихонова – ведущий инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: m.tikhonova@oilmsu.ru

Антон Георгиевич Калмыков – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

Олеся Николаевна Видищева – кандидат геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник кафедры нефтегазовой седиментологии и морской геологии, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: o.vidishcheva@oilmsu.ru

Юлия Владимировна Колосова – старший эксперт отдела поиска перспективных объектов ШЕЛЬФ, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д.7
e-mail: yuliya.kolosova@novatek.ru

Любовь Юрьевна Сигачева – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: sigacheva_l@list.ru

Татьяна Витальевна Григоренко – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: t.grigorenko@oilmsu.ru

Мария Олеговна Костышина – аспирант кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1
e-mail: m.kostyshina@oilmsu.ru

Данил Леонидович Гендель – начальник отдела поиска перспективных объектов ШЕЛЬФ, ООО «НОВАТЭК НТЦ»

Россия, 625031, Тюмень, ул. Пожарных и спасателей, д.7
e-mail: dlgendel@novatek.ru

Евгения Михайловна Голь – начальник отдела, ООО «АСПГ-1»

Россия, 629309, Новый Уренгой, Славянский мкр, д. 9
e-mail: evgeniya.gol@arcticspg1.ru

Сергей Николаевич Резник – кандидат геол.-минерал. наук, главный геолог, ООО «АСПГ-1»

Россия, 629309, Новый Уренгой, Славянский мкр, д. 9
e-mail: Sergey.Reznik@arcticspg1.ru

Статья поступила в редакцию 20.05.2025;

Принята к публикации 06.08.2025;

Опубликована 20.12.2025

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Peculiarities of Molecular Composition of Bitumoids in Bazhenov Deposits in the Northern Part of the West Siberian Platform

M.S. Tikhonova^{1}, A.G. Kalmykov¹, O.N. Vidishcheva¹, Yu.V. Kolosova², L.Yu. Sigacheva¹, T.V. Grigorenko¹, M.O. Kostyshina¹, D.L. Gendel², E.M. Gol³, S.N. Reznik³*

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²NOVATEK STC LLC, Tyumen, Russian Federation

³ASPG-1 LLC, Novy Urengoy, Russian Federation

* Corresponding author: Margarita S. Tikhonova, e-mail: m.tikhonova@oilmsu.ru

Abstract. The aim of the investigation is to study the molecular composition of hydrocarbon compounds (HC) in the pore space of the Bazhenov horizon rocks in the northern part of Western Siberia. The oil and gas source rock samples with mixed and continental organic matter from two wells G5 and G6 were investigated. The biomarker analysis of the bitumen from open, blocked, and closed pores showed significant differences in the composition of HC, which allowed to divide

them into two groups. The presence of migrated HC in the open pores of the studied samples was determined by the differences in the biomarker parameter values characterizing the conditions of organic matter sedimentary conditions. The composition of migrated bitumen expresses the oxidative conditions of the parent predominantly continental organic matter sedimentation. Bitumen in the closed pores, on the contrary, was formed from predominantly marine OM in the

reducing conditions. The maturity parameters of bitumen confirmed that the migrated HC have a different source. The values of $T_s/(T_s+T_m)$, $T_s/C30$, 4MDBT/1MDBT, TAI/(I+II) for migrated bitumen from G5 and G6 wells characterize the stages of early-middle oil window respectively, closed pore HC – the stage of immature kerogen to early oil window.

Keywords: bazhenov horizon, hydrocarbon compounds, hydrocarbon migration, pore space filling, gas chromatography-mass-spectrometry, step extraction, biomarker parameters

Recommended citation: Tikhonova M.S., Kalmykov A.G., Vidishcheva O.N., Kolosova Yu.V., Sigacheva L.Yu., Grigorenko T.V., Kostyshina M.O., Gendel D.L., Gol E.M., Reznik S.N. (2025). Peculiarities of Molecular Composition of Bitumoids in Bazhenov Deposits in the Northern Part of the West Siberian Platform. *Georesursy = Georesources*, 27(4), pp. 163–176. <https://doi.org/10.18599/grs.2025.4.24>

References

- Balushkina N.S., Kalmykov G.A., Kiryuhina T.A., Korobova N.I., Korost D.V., Soboleva E.V., Stupakova, A.V., Fadeeva N.P., Hamidullin R.A., Shardanova T.A. (2013). Regularities of the structure of the Bazhenov horizon and the top of the Abalak Formation in connection with the prospects of oil production. *Geologiya nefi i gaza = Geology of Oil and Gas*, (3), pp. 48–61. (In Russ.)
- Bilibin S.I., Kalmykov G.A., Ganichev D.I., Balushkina N.S. (2015). A model of oil-bearing rocks of the Bazhenov Formation. *Geofizika*, (3), pp. 5–14. (In Russ.)
- Cassani 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 In Petroleum Exploration*, pp. 73–80. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-037236-5.50013-0>
- Connan J., Cassou A.M. (1980). Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 44(1), pp. 1–23. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(80\)90173-8](https://doi.org/10.1016/0016-7037(80)90173-8)
- Didyk B.M., Simoneit B.R.T., Brassell S.T., Eglinton G. (1978). Organic geochemical indicators of palaeoenvironmental conditions of sedimentation. *Nature*, 272(5650), pp. 216–222. <https://doi.org/10.1038/272216a0>
- Farrimond P., Bevan J.C., Bishop A.N. (1999). Tricyclic terpane maturity parameters: response to heating by an igneous intrusion. *Organic Geochemistry*, 30(8), pp. 1011–1019. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(99\)00091-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(99)00091-1)
- Farrimond, P., Eglinton, G., Brassell, S. C., & Jenkyns, H. C. (1988). The Toarcian black shale event in northern Italy. *Organic geochemistry*, 13(4-6), pp. 823–832. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90106-4](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90106-4)
- Kalmykov G. A., Balushkina N. S. (2017). Model of oil saturation in the pore space of rocks of the Bazhenov Formation in Western Siberia and its use for assessing resource potential. Moscow: GEOS. (In Russ.)
- Kontorovich A.E., Ponomareva E.V., Burshtein L.M., Glinskikh V.N., Kim N.S., Kostyreva E.A., Pavlova M.A., Rodchenko A.P., Yan P.A. (2018). Distribution of organic matter in rocks of the Bazhenov horizon (West Siberia). *Russ. Geol. Geophys.*, 59(3), pp. 285–298. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.03.007>
- Kostenko O.V. (2014). Blocking character of distribution of high molecular weight bitumoid compounds in the pore system of the Bazhenov Formation (West Siberian basin). *Oil and Gas Geology. Theory and practice*, 9(1). (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2014
- Kruege M.A., Hubert J.F., Akes R.J., Meriney P.E. (1990). Biological markers in Lower Jurassic synrift lacustrine black shales, Hartford basin, Connecticut, USA. *Organic Geochemistry*, 15(3), pp. 281–289. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90006-L](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90006-L)
- Liu H., Zhang M., Li X. (2014). Genesis study of high abundant 17 α (H)-diahopanes in Lower Cretaceous lacustrine source rocks of the Lishu Fault Depression, Songliao Basin, Northeast China. *Chinese Journal of Geochemistry*, 33, pp. 201–206. <https://doi.org/10.1007/s11631-014-0679-x>
- Mohnhoff D., Littke R., Krooss B.M., Weniger P. (2016). Flow-through extraction of oil and gas shales under controlled stress using organic solvents: Implications for organic matter-related porosity and permeability changes with thermal maturity. *International Journal of Coal Geology*, 157, pp. 84–99. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.09.010>
- Peters K.E., Moldovan J.M. (1991). Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum. *Organic geochemistry*, 17(1), pp. 47–61. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(91\)90039-M](https://doi.org/10.1016/0146-6380(91)90039-M)
- Peters K.E., Walters C.C., Moldovan J.M. (2005). The biomarker guide. Cambridge university press, Vol 1. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>
- Philp P. et al. (2021). Possible explanations for the predominance of tricyclic terpanes over pentacyclic terpanes in oils and rock extracts. *Organic Geochemistry*, 155, 104220. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2021.104220>
- Price L.C., Clayton J.L. (1992). Extraction of whole versus ground source rocks: Fundamental petroleum geochemical implications including oil-source rock correlation. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 56(3), pp. 1213–1222. [https://doi.org/10.1016/0016-7037\(92\)90057-P](https://doi.org/10.1016/0016-7037(92)90057-P)
- Sajgó C.S., Maxwell J.R., Mackenzie A.S. (1983). Evaluation of fractionation effects during the early stages of primary migration. *Organic Geochemistry*, 5(2), pp. 65–73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(83\)90004-9](https://doi.org/10.1016/0146-6380(83)90004-9)
- Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Fadeeva N.P., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Maltsev V.V., Pronina N.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., Shardanova T.A. (2015). On the assessment of resources and reserves of shale oil. *Bulletin of Moscow University. Series 4. Geology*, 3, pp. 3–10. (In Russ.)
- Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovsky Y.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bolshakova M.A., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. (2017). Domanic sediments of the Volga-Ural basin section types, formation conditions and prospects of oil and gas bearing capacity. *Georesursy = Georesources*, Special Issue, pp. 112–124. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>
- Tikhonova M.S., Kalmykov A.G., Ivanova D.A., Vidishcheva O.V., Kalmykov G.A., Borisov R.S. (2021a). A model of the distribution of hydrocarbon compounds in the void space of the Bazhenov horizon. *Bulletin of the Moscow University. Series 4. Geology*, (6), pp. 98–109. (In Russ.)
- Tikhonova M.S., Ivanova D.A., Kalmykov A.G., Borisov R.S., Kalmykov G.A. (2019). Methodology of stepwise extraction of rocks of high-carbon-dist formations for studying the component distribution of bitumoids and variability of their main geochemical parameters. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 172–182. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182>
- Tikhonova M.S.; Kalmykov A.G.; Ivanova D.A.; Vidishcheva O.N.; Khomyachkova I.O.; Bolshakova M.A.; Ryazanova T.A.; Sautkin R.S.; Kalmykov G.A. (2021b). Variability of hydrocarbon compound composition in the Jurassic oil and gas maternal strata of the Kamennaya vertex of the Krasnoleninskiy vault (Western Siberia). *Georesursy = Georesources*, 23(2), 158–169. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.16>
- Wilhelms A., Horstad I., Karlsen D. (1996). Sequential extraction—a useful tool for reservoir geochemistry. *Organic Geochemistry*, 24(12), pp. 1157–1172. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(96\)00100-3](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00100-3)
- Winters J.C., Williams J.A. (1969). Microbiological alteration of crude oil in the reservoir. *Symposium on Petroleum Transformation in Geologic Environments, American Chemical Society, Division of Petroleum Chemistry, Paper PETR*, 86, E22–E31.
- Zhusheng J., Philp R. P., Lewis C. A. (1988). Fractionation of biological markers in crude oils during migration and the effects on correlation and maturation parameters. *Organic Geochemistry In Petroleum Exploration*, pp. 561–571. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-037236-5.50062-2>

About the Authors

Margarita S. Tikhonova – Leading Engineer, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskiy Gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: m.tikhonova@oilmsu.ru

Anton G. Kalmykov – Cand. Sci. (Chemistry), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskiy gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: a.kalmykov@oilmsu.ru

Olesya N. Vidishcheva – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Lithology and marine geology, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: o.vidishcheva@oilmsu.ru

Yuliya V. Kolosova – Senior Expert of the Department, NOVATEK STC LLC
7 Pozharnykh i spasateley St., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: yuliya.kolosova@novatek.ru

Lyubov Yu. Sigacheva – Postgraduate student, Petroleum Geology and Geochemistry Department, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: sigacheva_l@list.ru

Tatiana V. Grigorenko – Postgraduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: grigorenko.tanya@gmail.com

Mariia O. Kostyshina – Postgraduate student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1 Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation
e-mail: kostyshina99@mail.ru

Danil L. Gendel – Head of the Department, NOVATEK STC LLC
7 Pozharnykh i spasateley St., Tyumen, 625031, Russian Federation
e-mail: dlgendel@novatek.ru

Evgeniya M. Gol – Head of the Department, ASPG-1 LLC
9 Slavyansky distric, Novy Urengoy, 629309, Russian Federation
e-mail: evgeniya.gol@arcticspg1.ru

Sergey N. Reznik – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Geologist, ASPG-1 LLC
9 Slavyansky distric, Novy Urengoy, 629309, Russian Federation
e-mail: Sergey.Reznik@arcticspg1.ru

Manuscript received 20 May 2025;

Accepted 6 August 2025;

Published 20 December 2025

© 2025 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)