

Изменчивость состава углеводородных соединений в юрских нефтегазоматеринских толщах Каменной вершины Красноленинского свода (Западная Сибирь)

М.С. Тихонова^{1,2*}, А.Г. Калмыков², Д.А. Иванова^{1,2}, О.Н. Видищева¹, И.О. Хомячкова²,
М.А. Большакова², Т.А. Рязанова³, Р.С. Сауткин¹, Г.А. Калмыков¹

¹Фонд «Национальное интеллектуальное развитие», Москва, Россия, Москва, Россия

²Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

³ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

В работе приведены результаты изучения углеводородных соединений из открытых и запечатанных смолисто-асфальтеновыми соединениями пор пород тутлеймской свиты (стратиграфический аналог баженовской свиты) и нижележащих юрских отложений на территории Каменной вершины Красноленинского свода. Целью работы было не только изучить возможную миграцию углеводородов по разрезу и площади, но и оценить изменчивость состава битумоидов пород относительно структурного плана изучаемого участка по разрезу, а также нетрадиционных коллекторов. Показано, что разные обстановки осадконакопления, связанные со структурным планом площади, и дополнительный прогрев пород приводят к изменениям состава углеводородов не только в открытых, но и в запечатанных породах, как по площади распространения тутлеймской свиты, так и в отдельных интервалах одной скважины. Установлено, что в отложениях может накапливаться органическое вещество, которое может несколько отличаться по природе в пределах толщи, что приводит к различиям в протекании процессов генерации, аккумуляции и миграции углеводородных соединений. Показано, что на состав битумоидов в породах тутлеймской свиты также влияют процессы миграции углеводородов из нижележащих отложений.

Ключевые слова: углеводородные соединения, тутлеймская свита, биомаркерный анализ, открытые поры, миграция

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

Введение

Высокоуглеродистые формации (ВУФ) уже на протяжении десятилетий являются предметом пристального внимания исследователей, в первую очередь как нефтегазоматеринские толщи, характеристики которых необходимы для определения количества сгенерированных углеводородных соединений (УВС), мигрировавших в резервуары, и построения бассейновых моделей территорий. В последнее время их также изучают как нетрадиционный источник углеводородов, позволяющий получать дебиты нефти, но зачастую требующий дополнительных технологий, применения сложных и дорогостоящих методов разработки. Перспектива разработки ВУФ связана с наличием нетрадиционных коллекторов в породах на отдельных площадях, которые позволяют получать приток нефти, а в некоторых случаях практически не требуют дополнительного стимулирования пласта. В то же время отложения характеризуются сложным строением, изменчивостью по площади, в большинстве случаев обладают низкой пористостью и проницаемостью, а УВС представлены как лёгкими подвижными компонентами нефти, так и тяжёлыми малоподвижными смолисто-асфальтеновыми

соединениями (Калмыков, Балущкина, 2017; Ступакова и др., 2015). При этом количество УВС, соотношения различных молекулярных соединений, а также объём порового пространства определяются не только исходными обстановками осадконакопления, первичными диагенетическими и катагенетическими процессами, но и результатом действия вторичных процессов, мощностью нижележащих отложений, отделяющих формацию от фундамента, и целым набором дополнительных факторов. В результате вторичных процессов могут образовываться коллекторы, дополнительное поровое пространство (Кирюхина и др., 2015; Хотылев и др., 2019), которое будет способствовать протеканию процессов миграции УВС, в первую очередь внутри пласта ВУФ.

На территории России наиболее обогащённой УВС и сланцевой нефтью ВУФ является юрско-меловая баженовская свита (БС) и её аналоги в Западной Сибири (U.S. Energy Information Administration – EIA). Площадь распространения свиты составляет 1,2 млн км², на которой зафиксирована изменчивость как зрелости органического вещества (ОВ), так и состава пород на разных площадях (Фомин, 2004). При этом породы обладают сложной структурой порового пространства, характеризуются наличием как открытых, так и закрытых пор заполненных различными УВС, тяжёлые компоненты которых могут блокировать отдельные каналы и поры (Билибин и др.,

* Ответственный автор: Маргарита Станиславовна Тихонова
E-mail: m.tikhonova@oilmsu.ru

© 2021 Коллектив авторов

2015). Теория о сложном строении порового пространства БС поднимает вопрос о генетическом единстве УВС в разных участках порового пространства.

Для изучения данного вопроса в качестве основной методики исследования применяется экстракция образцов различными растворителями. Эксперименты с использованием набора растворителей с различной полярностью или одного растворителя в течение разного по длительности периода для извлечения углеводородов изначально проводились зарубежными учёными как для нефтематеринских, так и для пород-коллекторов различных отложений (Sajgo et al., 1983; Spiro, 1984; Price, Clayton, 1992; Wilhelms, 1996; Schwark et al., 1997; Mohnhoff et al., 2016). Приведенные исследования показали наличие различий в составе углеводородных соединений, что может свидетельствовать о протекании ряда вторичных процессов во время и после генерации УВС, происходивших в породах, запечатыванию пор на определённых этапах геологической эволюции территории, потенциально разной скорости преобразования ОВ в разных участках порового пространства. Следовательно, возникает предположение, что традиционная одноступенчатая экстракция сильным полярным растворителем (хлороформ, спиртобензол или их аналоги) может приводить к извлечению УВС из разных частей порового пространства, отсутствию возможности дифференцировать битумоиды разной природы, различной зрелости, что может дать неточные или некорректные данные для дальнейшего геохимического анализа (Тихонова и др., 2019).

На образцах пород БС также проводились исследования битумоидов открытых, запечатанных и закрытых пор. Так, изучение пород без нарушения структуры порового пространства методом последовательной холодной экстракции гексаном и спиртобензолом выполнены Костенко О.В. (2014), а холодной и горячей экстракции хлороформом и спиртобензолом – Конторовичем А.Э. с соавторами (2018). В первом случае автор рассматривались соотношения мальтеновой фракции в открытых порах относительно заблокированных смолисто-асфальтовыми соединениями растворимых УВС запечатанных пор. Установлено, что значительная часть легких соединений может быть заблокирована высокомолекулярными нерастворимыми соединениями, описана разница в молекулярных коэффициентах и зрелости битумоидов открытых и запечатанных пор по результатам газовой хроматографии. При этом автор рассматривает разные генотипы ОВ на одной стадии зрелости, однако не рассматривается влияние катагенетической преобразованности ОВ на состав УВС. Эксперименты проводились на двух образцах с одинаковым литологическим составом. В то же время возможно, что в породах другого состава результаты могут отличаться. Пористость и проницаемость пород в работе также не рассмотрены. Полученные О.В. Костенко результаты являются крайне важными для изучения состава УВС в породах ВУФ, однако необходимы следующие шаги в изучении влияния различных факторов на насыщение пород.

Конторович А.Э. с соавторами (2018), наоборот, получили схожие по молекулярным параметрам составы УВС, извлекаемые разными растворителями из открытых и закрытых пор пород, содержащих ОВ со степенью

преобразованности от незрелого до главной зоны нефтеобразования. При этом отмечается, что в автохтонных (т.е. находящихся в нефтематеринских породах УВС в сорбционном состоянии) битумоидах существенно выше доля смолисто-асфальтоновых соединений, чем в аллохтонных (существующих как самостоятельная фаза УВС, претерпевших существенную миграцию) битумоидах. Состав извлекаемых УВС по результатам исследования авторов варьируется, что позволяет устанавливать влияние зрелости на процессы генерации и миграции. В то же время необходимо отметить, что и хлороформ, и спиртобензол являются сильными полярными растворителями, которые могли извлекать неподвижные соединения и открывать запечатанные поры. В случае изучения пород, в которых активно протекала миграция, использование только сильных растворителей может не позволить разделить подвижные и запечатанные, фиксированные смолисто-асфальтовыми соединениями УВС, что приведёт к получению неполной информации об отложениях.

То, что УВС могут различаться по составу в зависимости от положения в поровом пространстве, было также показано Тихоновой М.С. и соавторами (2019). Использование трех растворителей позволило выделить подвижную часть УВС в открытых порах, УВС, заблокированных смолисто-асфальтовыми соединениями, а также УВС закрытых пор. Установлено, что битумоиды отличаются по составу и характеристикам, в первую очередь это касается уровня термической зрелости. Исследование показало, что битумоиды из закрытых пор характеризуются преимущественно незрелыми УВС, тогда как зрелость в открытых порах может быть достаточно высокой. Полученные результаты позволяют предполагать сложный механизм сегрегации и эволюции углеводородов в поровом пространстве пород БС и её аналогов.

Таким образом, последовательная экстракция растворителями с разной полярностью сначала из открытых и запечатанных пор, а затем закрытых пор позволяет изучать различия в составе УВС и делать предположения о процессах заполнения порового пространства в ходе геологической эволюции пород, отслеживать механизмы генерации, миграции и аккумуляции различных соединений. Для этого необходимо уделить дополнительное внимание не только нефтематеринским породам, но и интервалам с повышенной пористостью в разрезах ВУФ, которые могут обеспечивать приток нефти (как происходит, например, в случае радиоляритов на Среднем Назыме). Важно также понять, происходит ли миграция соединений из нижележащих отложений, которые могли сформироваться в более раннее время, при насыщении коллекторов. Необходимо рассмотреть влияние состава пород на формируемые в них УВС. Кроме того, в литературе недостаточно освещена изменчивость состава УВС на одной площади, на которой могут различаться характеристики пород и ОВ.

Целью данной работы являлось изучение изменчивости состава УВС в открытых и запечатанных порах пород тутлеймской свиты (ТС, стратиграфический аналог БС) и сопоставить их с характеристиками пород и нефти нижележащей тюменской свиты, а также нефти вышележащего резервуара в викуловской свите на небольшой территории с различной зрелостью ОВ. В породах присутствуют нетрадиционные коллекторы, которые

также могут в последствии обеспечивать приток нефти из месторождения, поэтому стояла задача сопоставить характеристики УВС в нефтематеринской толще ВУФ и коллекторских интервалах. Полученные результаты дают информацию о процессах генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в зависимости от состава и строения пород, позволят установить источники нефти в уже открытых резервуарах и дают больше данных для оценки перспектив разработки ТС различными способами. Дополнительно эти данные важны для оценки возможности распространения результатов исследований пород отдельной скважины на всю территорию месторождения и прилегающие площади.

Материалы и методы

Материалы. Для проведения исследований была подготовлена коллекция образцов пород ТС и нижележащих отложений. Образцы были отобраны из 6 скважин (С1, С4, С5, С6, С8 и С9), расположенных во Фроловской зоне, в районе Каменной вершины. Положение скважин на исследуемой территории приведено на рис. 1. Как видно из рисунка, скважины располагаются на небольшой площади, однако отличаются положением на структурном плане. В частности, скважина С5 находится на поднятии и имеет неполный разрез ТС, мощность которого не превышает 25 м, скважины С1 и С6 располагаются на склоне данного поднятия, а скважины С4, С8 и С9 пробурены в погруженных участках месторождения и имеют самую большую мощность отложений, достигающую 55–60 м. В них варьирует мощность тюменской свиты, которая в скважине С5 отсутствовала, в скважинах С1 и С6 представлена пластами Ю2–Ю4 мощностью 40–50 м, а скважины погруженной территории вскрывают пласты Ю2–Ю9 с мощностью до 150 м. Помимо мощности, породы

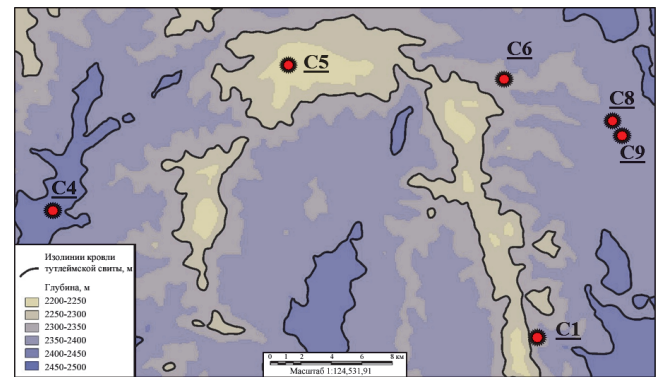


Рис. 1. Карта территории исследований с расположением скважин

ТС в скважинах отличается зрелость ОБ: в скважинах С8 и С9 стадия катагенеза характеризуется как МК₂, в скважинах С1 и С6 – МК₃, в скважинах С4 и С5 – МК₄. По результатам анализа сейсмических данных скважина С4 располагается внутри грабенообразной структуры, которая могла обеспечивать повышенные температуры в пласте, что объясняет высокую зрелость ОБ.

Коллекция образцов состояла из 10 цилиндров пород ТС, а также 3 цилиндров нижележащих отложений. Основные характеристики образцов приведены в таблице 1. Для исследований были выбраны как образцы из нефтематеринской толще, так и нетрадиционные коллекторы. Коллекторы характеризуются значением пористости более 3% и высоким значением параметра S1, зачастую соизмеримым или превышающим параметр S2. В нефтематеринских породах параметр S2 преимущественно >25–30 мг УВ/г породы. Выделяются образцы с высокими значениями параметра S1, нередко превышающими общее содержание органического углерода, но при этом

Образец	Свита	Пористость, %	Проницаемость, мД	Литологический состав	S1, мг УВ/г породы	S2, мг УВ/г породы	ТОС, мас.%
С1 образец 1	ТС	0,52	2,238	Керогеново-кремнисто-глинистая порода	6,43	36,05	11,62
С1 образец 2	ТС	1,16	0,020	Керогеново-кремнисто-глинистая порода	1,35	92,93	15,00
С4 образец 1	ТС	2,81	2,422	Глинистый силицит	5,23	6,01	3,81
С4 образец 2	ТС	4,56	0,033	Керогеново-глинисто-кремнистая порода	8,90	12,24	6,06
С5 образец 1	ТС	14,81	13,888	Глинисто-кремнистый фосфорит	17,84	9,45	4,06
С5 образец 2	ТС	0,42	0,973	Керогеново-глинисто-кремнистая порода	4,05	15,88	8,93
С6 образец 1	ТС	10,63	0,001	Глинистый радиоларит	10,52	12,55	5,03
С8 образец 1	ТС	2,26	0,054	Карбонатно-керогеново-кремнисто-глинистая порода	11,45	31,09	10,78
С8 образец 2	ТС	3,55	0,011	Керогеново-глинисто-кремнистая порода	13,89	27,77	8,81
С9 образец 1	ТС	0,55	0,044	Керогеново-глинисто-кремнистая порода	8,80	25,44	7,75
С4 образец Ю1	Ю	3,47	2,079	Аргилит углистый пиритизированный	3,73	26,33	28,23
С8 образец Ю1	Ю	18,04	2212,328	Песчаник битуминизированный	10,83	1,42	1,48
С9 образец Ю1	Ю	1,31	1,371	Аргилит углистый	4,24	27,73	20,68

Табл. 1. Основные характеристики исследуемых образцов

их пористость существенно ниже 3%. Такие образцы отнесены к нефтенасыщенным породам (параметр S1/Сорг, по (Lorain et al., 2003)). Большинство образцов имеют схожий состав и представлены керогеново-глинисто-кремнистыми породами, исключением являются радиоляритовый и фосфоритовый коллекторы. Образцы юрских отложений тюменской свиты (Ю) были взяты для сравнения, оценки возможности миграции УВС из нижележащих отложений в ТС, а также для определения их участия в процессах формирования и насыщения нефтью юрских отложений изучаемого региона.

Методики исследования. Для извлечения битумоидов из открытых и запечатанных пор использовалась методика ступенчатой экстракции, подробно описанная в статье М.Е. Тихоновой с соавторами (2019). Экстракция УВС из цилиндрических образцов размером 30×30 мм выполнялась в аппаратах Сокслета с помощью гексана и хлороформа согласно международному стандарту D5369-93. Экстракция оканчивалась при достижении в растворе охлажденного аппарата Сокслета концентрации битумоида в растворе менее 0,000625%. Полученные экстракты упаривали до постоянной массы, хлороформенные экстракты разделяли на мальтены и асфальтены с помощью н-гексана 99%. Затем мальтены разделяли на насыщенную и ароматическую фракции на силикагеле КСКГ 0,04–0,1 мм с использованием н-гексана 99% и толуола. Анализ состава высокомолекулярных углеводородных и гетероатомных соединений выполняли с помощью хромато-масс-спектрометрического анализа на базе газового хроматографа Agilent 6890В снабженного масс-спектрометром Agilent 5977А MSD. Условия хроматографического интерфейса: газ-носитель – гелий, расход газа-носителя – 1 см³/мин. Использовалась капиллярная колонка HP-5MS с размерами 30 м × 0,25 мм × 25 мкм и неподвижной фазой DB-5. Скорость программирования температуры термостата колонок 8–4–3 °С/мин, начальная температура – 60°С, конечная – 300°С. Время программирования составляло 63 мин, выдержка при изотермическом режиме 300°С – 10 мин. Обработка данных велась с помощью программного обеспечения MassHunter.

Результаты и обсуждение

Результаты исследований позволили установить как сходства, так и различия в количестве и составе УВС в открытых и запечатанных порах пород ТС на исследуемой

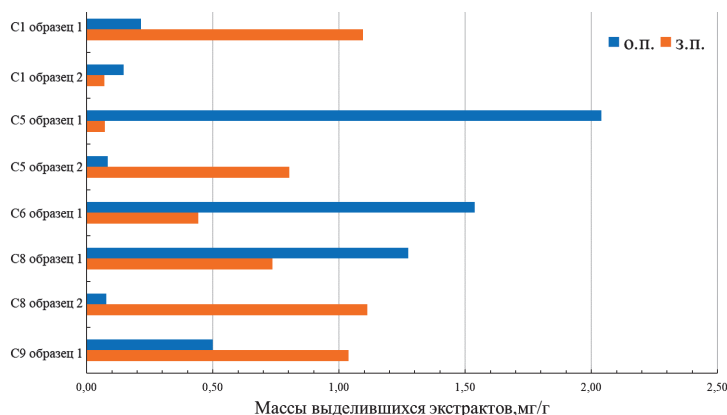


Рис. 2. Количество УВС, выделившихся из открытых и запечатанных пор в результате экстракции пород ТС

территории. Установлено, что в образцах пород ТС с повышенной пористостью и проницаемостью количество экстракта, выделившегося из открытых пор, существенно превышает количество экстрактов из запечатанных пор (рис. 2). Исключение составляет образец 2 скважины С8, который является коллектором, но количество экстракта из открытых пор достигает всего 0,08 мг/г породы, тогда как количество экстракта из запечатанных пор в 11 раз больше (1,11 мг/г породы). Вероятно, это связано с низкой проницаемостью породы и возможностью смолисто-асфальтовых соединений запечатывать малые поры (табл. 1). Однако проницаемость в образце 1 скважины 6 также низка, но количество выделившегося экстракта из открытых пор заметно выше. В будущем для интерпретации полученных данных необходимо будет более детально исследовать строение порового пространства отдельных пород и его влияние на насыщение и возможность извлечения УВС. В образцах тюменской свиты количество экстракта в открытых порах крайне мало и составляет 0,03–0,04 мг/г породы. Это может объясняться крайне высокой проницаемостью в коллекторе и малым количеством остаточной нефти. В запечатанных порах количество экстракта составляет 0,08–0,11 мг/г породы и сопоставимо с количеством экстракта в открытых порах.

Количество выделившихся экстрактов позволяет предположить, что в запечатанных порах содержится большое количество смолисто-асфальтовых соединений, блокирующих каналы миграции УВС. Разделение экстрактов на мальтены и асфальтены показало, что в породах ТС количество асфальтенов достигает 15–25% в образцах с повышенной пористостью и проницаемостью, а для остальных не достигает 10%. Фактически, количество асфальтенов относительно всего экстракта, извлекаемого гексаном и хлороформом, в образцах близко. Аналогичная картина наблюдалась и в образцах нижележащих отложений, где доля асфальтенов в запечатанных порах составила 25–35%.

Оценка возможной миграции должна учитывать вероятность миграционных процессов: а) внутри свиты; б) из нижележащих отложений; в) в вышележащие отложения. При одинаковой доле асфальтенов в образцах встает вопрос, одновременно ли происходило запечатывание поровых каналов, либо экстракт в породах не будет отличаться? Для ответа на данный вопрос на первом этапе исследовали распределение нормальных алканов, как самых легких и наиболее способных к миграции компонентов нефтей и битумоидов. При смешении или миграции их состав быстро меняется, что отражается на характере распределения.

При анализе распределений н-алканов выявлены заметные различия в распределении соединений между гексановым (открытые поры) и хлороформенным (запечатанные поры) экстрактами у большинства исследуемых образцов ТС (рис. 3, 4). При этом при сравнении распределений в одну группу были объединены коллекторы и насыщенные легкими УВС (высокий параметр S1) нефтематеринские породы, а ненасыщенные нефтематеринские породы – в другую. Так, в насыщенных нефтематеринских породах и коллекторах у гексановых экстрактов в составе выше относительное содержание легких (с короткой длиной цепи) н-алканов,

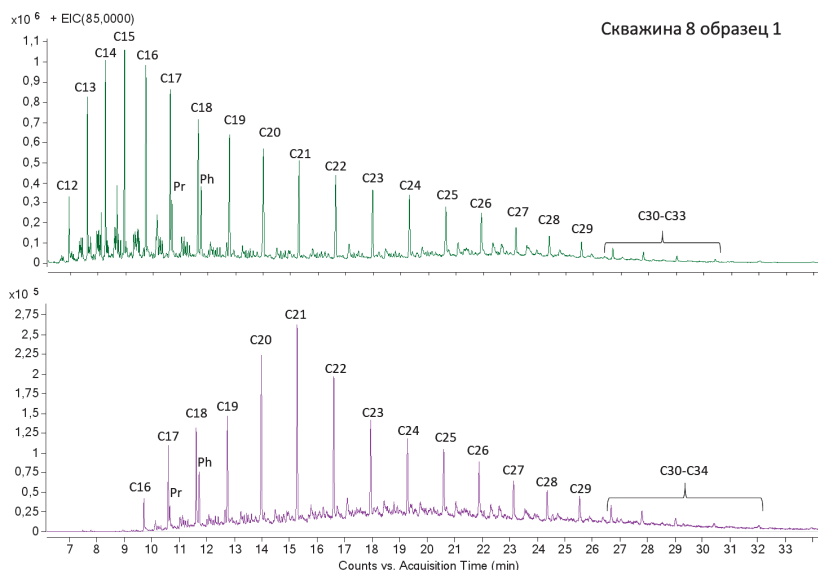


Рис. 3. Масс-фрагмент m/z 85 с указанием пиков n -алканов и изопреноидов

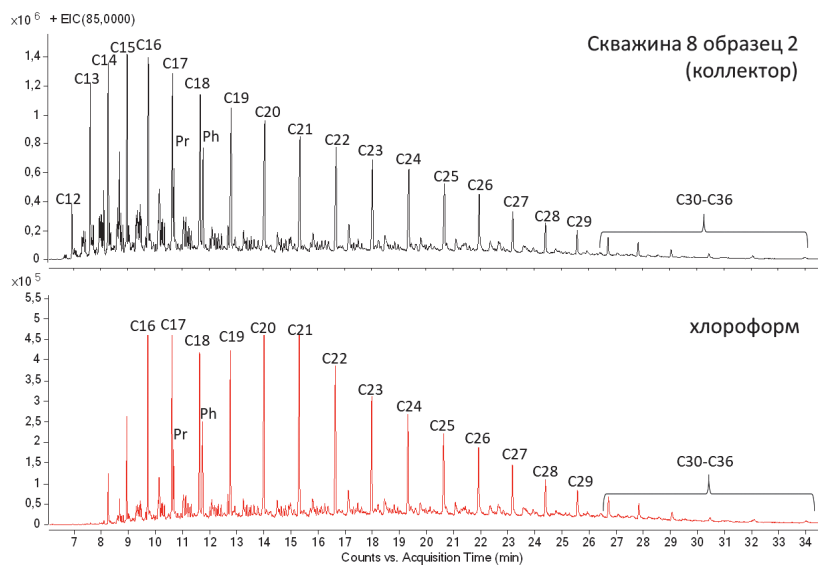


Рис. 4. Масс-фрагмент m/z 85 с указанием пиков n -алканов и изопреноидов

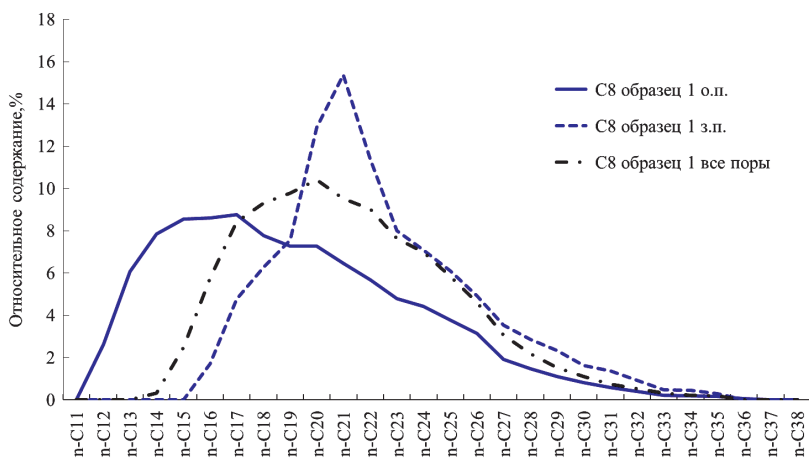


Рис. 5. Распределение n -алканов в открытых (о.п.) и запечатанных (з.п.) порах, а также общее распределение во всех порах, полученное в результате одноступенчатой экстракции хлороформом из порошкообразного образца 1 нефтенасыщенной породы скважины С8 n -алканов в открытых (о.п.) и запечатанных (з.п.) порах в нефтематеринских породах и коллекторах ТС и сравнение с распределением n -алканов в нефти викуловской (ВС) и тюменской (Ю) свит

распределения не обладают ярко выраженным максимумом, в среднем максимум приходится на соединения с длиной цепи C15-C19 (рис. 3, 5). Распределения хлороформных экстрактов в большинстве случаев смещены в более высокомолекулярную область, для многих экстрактов характерен выраженный максимум содержания n -алкана с длиной цепи C21. Данный тип распределения характерен практически для всех изученных пород ТС и зачастую не зависит от степени зрелости ОБ (рис. 3, 5). При этом в указанных образцах количество извлеченных УВС в открытых и запечатанных порах близко, в результате чего результирующее распределение n -алканов, полученное одноступенчатой экстракцией из порошкообразного образца, не коррелирует ни с гексановым, ни с хлороформным экстрактами, а является усредненным (рис. 5).

В случае образцов нефтематеринских пород установлено, что распределение n -алканов в гексановых экстрактах аналогично распределению в нефтенасыщенных породах и коллекторах (рис. 6). Идентичность распределения в гексановых экстрактах как в коллекторах, так и в нефтематеринских породах по всей территории исследования и глубине разреза может показывать, что в породах происходит миграция по глубине, и, вероятно, по латерали в интервалах нетрадиционных коллекторов. В то же время распределение n -алканов в запечатанных порах в нефтематеринских породах (хлороформный экстракт) характеризуется широким максимумом, приходящимся на n -алканы с длиной цепи C16-C22. При сопоставлении экстрактов из нефтематеринских пород разных скважин установлено, что распределение n -алканов в гексановых и хлороформных экстрактах достаточно близки, но между экстрактами одного образца они отличаются друг от друга (рис. 6).

Сопоставление всех гексановых и хлороформных экстрактов всех образцов пород ТС, а также нефтей викуловской и тюменской свиты приведено на рис. 6. Полученные результаты показали, что нефть вышележащего резервуара (викуловская свита, ВС) идентична по распределению n -алканов с гексановым экстрактом из коллектора в скважине 6, и в целом похожа по распределению на экстракты из разных скважин пород ТС. Фактически, породы ТС являются нефтематеринскими для резервуара ВС. В то же время нефть нижележащих отложений (тюменская свита, Ю) имеет в своём составе более лёгкие компоненты и два максимума распределения, приходящихся на n -алканы C14 и C17, что позволяет предполагать, что ТС не была единственным источником УВС для коллекторов юрских отложений, либо же вообще не принимала участия в их формировании.

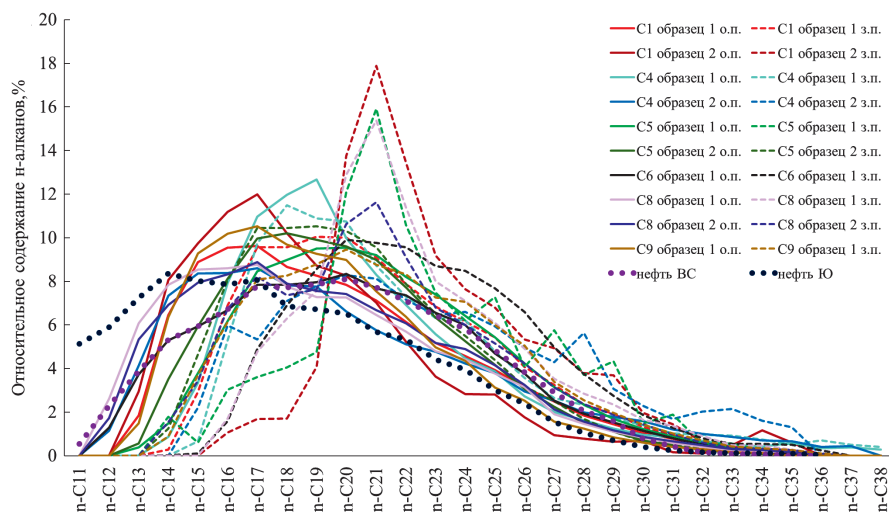


Рис. 6. Распределение *n*-алканов в открытых (о.п.) и запечатанных (з.п.) порах в нефтематеринских породах и коллекторах ТС и сравнение с распределением *n*-алканов в нефти викуловской (ВС) и тюменской (Ю) свит

Результаты сравнения распределения *n*-алканов в экстрактах из пород ТС и нефтях позволяют сделать следующие предварительные выводы. УВС, формируемые в ТС исследуемой площади, являются достаточно зрелыми, мигрировали вверх по разрезу и насыщали коллекторы ВС. Смолисто-асфальтеновые компоненты запечатывали УВС, при этом распределение *n*-алканов в запечатанных порах пород с повышенной пористостью близко между собой и отличается от распределения в аналогичных порах нефтематеринских толщ, а также в открытых порах всех пород. Возможно, отличие распределений объясняется миграцией УВС другого состава в породы-коллекторы или из них, а также запечатыванием битумоидов в другой момент геологической эволюции по сравнению с нефтематеринскими породами. Другим объяснением различия в результатах может быть разница в природе ОВ в отдельных интервалах. Фактически, тип ОВ в породах – II, однако его состав определяется флорой и фауной, жившей в конце юрского-начале мелового периода. Различие в соотношении видов организмов в отдельных прослоях потенциально может приводить к различию в составе формирующихся УВС. Однако данное предположение требует более детального рассмотрения, возможно, привлечения других методов исследования.

Пиролитические исследования показали, что образцы нефтематеринских пород тюменской свиты содержат ОВ смешанного II-III типа. Вероятно, такое ОВ может генерировать УВС другого состава, а нефти, насыщающие резервуары тюменской свиты, формировались в данных прослоях. В то же время вероятна миграция УВС вверх по разрезу, и тогда может происходить смешение УВС тюменской и тутлейской свит. Для проверки данных предположений было выполнено сопоставление распределения *n*-алканов в экстрактах из нескольких образцов Ю (рис. 7). Как видно из рисунка, в большинстве случаев состав гексанового и хлороформенного экстракта по разрезу идентичен. Только в образце битуминизированного песчаника из подошвы Ю, являющегося коллектором (скважина С8 образец Ю1), присутствует ярко выраженный максимум распределения в хлороформенном экстракте,

приходящийся на *n*-алканы с длиной цепи С21. В то же время во всех экстрактах отсутствуют лёгкие *n*-алканы с длиной цепи С12-С16, которые характерны для ОВ морского генезиса. В целом распределения в экстрактах Ю закономерно отличаются от распределения в нефтях ВС и Ю.

Отличие распределения *n*-алканов в гексановых экстрактах из пород Ю и нефти тех же отложений, предположительно, указывает на наличие смешения УВС двух источников, либо другой источник вещества для нефтей тюменской свиты. При этом наличие пика в хлороформенном экстракте образца Ю1 скважины С8 позволяет предполагать, что в процессе геологической эволюции могла проходить миграция УВС из нижележащих отложений,

вплоть до частичного насыщения коллекторов в ТС, что выражено в наличии максимума в распределении *n*-алканов в экстрактах из запечатанных пор. Поскольку породы ТС достаточно зрелые (стадия катагенеза МК₂ и выше), можно предполагать, что после запечатывания части порового пространства, в которое попали и миграционные битумоиды, могла происходить более интенсивная генерация УВС из собственного ОВ ТС. Это может объяснять отсутствие схожести в распределениях *n*-алканов в открытых порах пород ТС и Ю, и отсутствие аналогичного распределения в запечатанных порах нефтематеринских пород пласта ТС.

Полученные результаты позволяют предполагать стадийность процессов формирования мальтенов и смолисто-асфальтеновых соединений в разных толщах, а также наличие миграции из нижележащих отложений только в определённый момент времени. Данные предположения не являются окончательными и требуют хорошей доказательной базы. Однако можно говорить, что на исследуемой территории стоит дополнительно рассмотреть процессы генерации и миграции УВС из разных нефтематеринских пород в различное время.

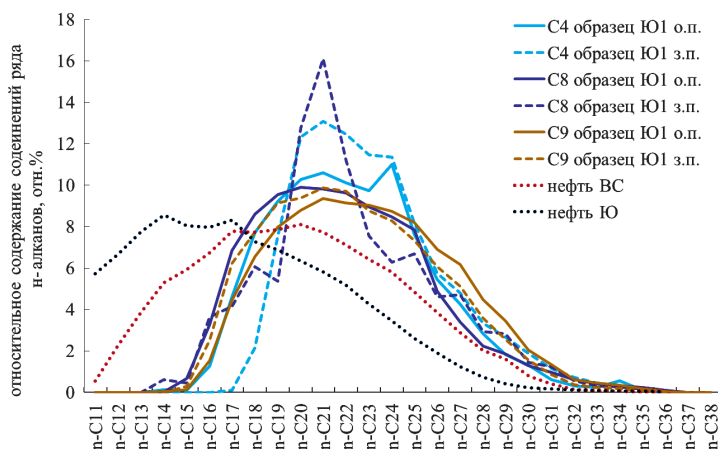


Рис. 7. Распределение *n*-алканов в открытых (о.п.) и запечатанных (з.п.) порах в нефтематеринских породах и коллекторе тюменской свиты и сравнение с распределением *n*-алканов в нефти викуловской (ВС) и тюменской (Ю) свит

Биомаркерный анализ. Исследование биомаркерных параметров также подтвердило некоторые сходства и различия между УВС в открытых и запечатанных породах ТС. При исследованиях анализировались как параметры зрелости, к которым относятся $Ts/(Ts+Tm)$, $dia/(dia+reg)C27$ и MPI-1, так и параметры обстановок осадконакопления, в частности, Pr/Ph, DBT/Phen, $t22/t21$, $T24/H30$ и $t23/H30$. Важно отметить, что некоторые отличия наблюдались в обоих типах параметров и прослеживаются не только между скважинами, но и между экстрактами. В качестве примера на рисунке 8 приведены масс-фрагментограммы m/z 191 для УВС из открытых и запечатанных пор образца 1 скважины 8, на которых визуально отмечается разница в соотношении ключевых пиков для подсчета биомаркерных параметров. Различия в параметрах обстановок осадконакопления позволяют предполагать влияние ряда процессов на характеристики экстрактов, в том числе наличие миграции УВС, разные условия во время седиментации, природе ОБ.

Для проверки выдвинутых предположений, изучения различий в составе битумоидов по глубине разреза и по территории исследований были построены лепестковые диаграммы, на которые вынесены все перечисленные выше биомаркерные параметры, которые в совокупности образуют паттерн образца (рис. 9). Термическая преобразованность экстрактов из открытых и запечатанных пор варьирует в пределах главной зоны нефтеобразования, некоторые из них прошли пик нефтегенерации: параметр $Ts/(Ts+Tm)$ варьирует от 0,55 до 0,80, параметр $dia/(dia+reg)C27$ находится в диапазоне 0,20–0,35, а параметр MPI-1 характеризуется значениями 0,5–0,7 (Peters et al., 2005). Стоит отметить, что для параметров зрелости это довольно широкий диапазон значений, что, в свою очередь, говорит о том, что полученные экстракты обладают некоторыми различиями в степени преобразованности. Как было упомянуто выше, УВС из открытых и запечатанных пор в первую очередь различаются по зрелости (Тихонова и др., 2019), при этом следует отметить в целом высокую степень преобразования ОБ, что способствует развитию миграционных процессов.

Параметры для оценки обстановок осадконакопления также могут заметно варьировать в экстрактах. В первую очередь необходимо отметить, что на рисунке 8 отсутствуют образцы скважины 4 для горизонта ТС. Это связано с тем, что в экстрактах данной скважины пики соединений групп терпанов и стеранов либо отсутствуют (не превышают фоновых значений), либо находятся в очень низких концентрациях. Таким образом, рассчитать биомаркерные параметры не представляется возможным. В экстрактах пород из данной скважины был получен ограниченный набор параметров, не позволявший выполнять сравнение с другими экстрактами. Как уже было сказано выше, скважина находится в погруженной части территории (рис. 1), однако имеет высокую степень преобразованности ОБ (конец нефтяного окна) и располагается внутри грабенообразной структуры. Скорее всего, по разломам данной структуры проходил прогрев пород, что привело к резкому и существенному преобразованию всего ОБ в породах ТС; мог протекать вторичный крекинг. Таким образом,

важно отметить, что в случае построения геологических и бассейновых моделей данной территории использовать данную скважину в качестве опорной нельзя, необходимо будет скорректировать получаемые модели с учётом протекания вторичных процессов и более высокой степени преобразованности ОБ.

Также можно выделить гексановые экстракты из открытых пор в образце 1 скважины 1, образцах 1 и 2 скважины 5, образце 2 скважины 8. Как видно из рисунка 9, в битумоидах образца 1 скважины 1 параметр $t22/t21 > 0,35$ при средних значениях для изученных образцов 0,2. Данное значение не является реперным для характеристики смены обстановок, но позволяет предполагать миграцию УВС из нижележащих отложений. В экстрактах из образцов 1 и 2 скважины 5 установлено существенное отклонение от общих паттернов параметров $T24/H30$ и $t23/H30$, в экстракте из образца 2 скважины 8 – только параметра $t23/H30$. Эти параметры характеризуют фациальные различия накопления ОБ (Farrimond et al., 1999; Peters et al., 2005; Tao et al., 2015), таким образом, можно предполагать фациальную изменчивость пород

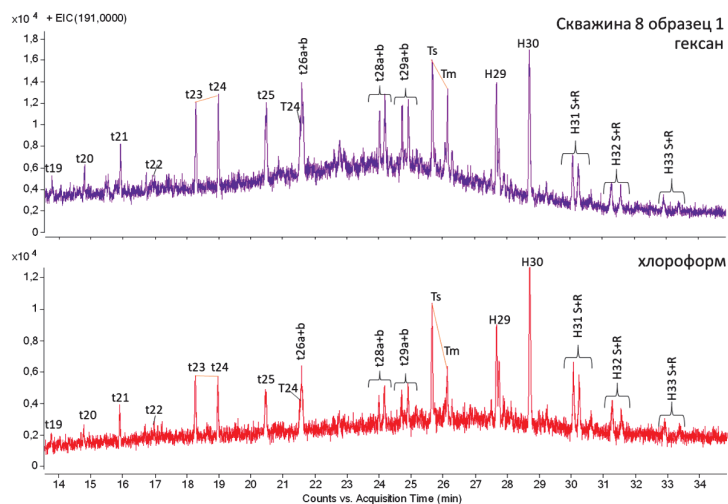


Рис. 8. Масс-фрагмент m/z 191 с указанием пиков тритерпанов и гопанов в экстрактах из открытых и запечатанных пор образца 1 скважины 8

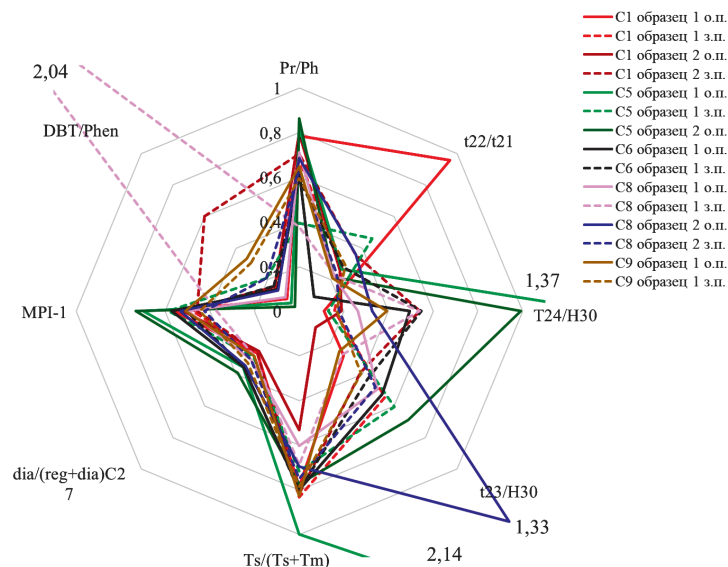


Рис. 9. Лепестковая диаграмма основных биомаркерных параметров УВС из открытых и запечатанных пор пород ТС изучаемой площади

ТС скважины 5 от пород остальной территории. Помимо фациальных различий экстракты из образцов данной скважины характеризуются наличием наиболее термически преобразованных битумоидов ($Ts/(Ts+Tm)$ 0,7–1,0; $dia/(dia+reg)C27$ 0,36–0,39, MPI-1 0,7–0,73). Важно отметить, что на структурном плане данная скважина находится на поднятии (рис. 1), характеризуется меньшей мощностью ТС, отсутствием нижней части разреза, и залегает непосредственно на фундаменте. Можно предполагать, что во время накопления ТС в первое время в районе скважины 5 был остров, который затем погрузился в море, однако малая глубина и возможное отсутствие сильных течений способствовали существованию отличающихся от глубоководных животных и растительных организмов. В то же время близость к фундаменту могла привести к формированию разломов, а также наличию тепловых потоков, большому прогреву отложений. Другим объяснением таких различий может служить миграция УВС в данные отложения. Миграция также может объяснять отличия в ОБ образца 2 скважины 8.

Показанные признаки наличия миграции УВС не только внутри пород ТС, но и, предположительно, из нижележащих отложений, не позволяют однозначно характеризовать породы по экстрактам из открытых пор. Поэтому на следующем этапе было выполнено сопоставление пород по экстрактам из запечатанных пор, чтобы постараться исключить влияние миграционной составляющей. Значения основных биомаркерных параметров для этих экстрактов вынесены на рисунке 10. Как видно из рисунка, практически во всех экстрактах паттерны по большинству биомаркерных параметров (Pr/Ph, $t22/t21$, $t23/H30$, DBT/Phen) экстрактов схожи между собой. Отличия наблюдаются в первую очередь для образца 1 скважины 5, который накапливался в отличающихся обстановках и представлен фосфоритами.

Отличие в параметре DBT/Phen в образце 2 скважины 1 и, особенно, образце 1 скважины 8 (нет на графике, значение DBT/Phen равно ~2,0), что с учетом отсутствия зависимости от степени термической зрелости может свидетельствовать о повышенном количестве активной

серы и серосодержащих соединений (Hughes et al., 1995). Действительно, в образцах присутствует несколько большая доля пирита, достигающая 9 мас.%, тогда как в остальных образцах доля пирита не превышает 3–5 мас.% от общей массы при сравнительно схожем содержании общей серы в образце. Следовательно, данный параметр, чувствительный к наличию сернистых соединений, не является признаком другого типа органического вещества и будет характеризовать УВС, сформировавшиеся непосредственно в нефтематеринской ТС, а не мигрировавших из других отложений. При этом полученные результаты свидетельствуют о влиянии литологического состава пород на характеристики УВС. Дополнительно это подтверждается несколько повышенными величинами параметра DBT/Phen для экстрактов из открытых и запечатанных пор образца 1 скважины 9, который равен примерно ~0,3.

Основное отличие между хлороформными экстрактами заключается в значении параметра $T24/H30$, равного 0,15–0,20 для образцов скважин 5, 8, 9 и образца 1 скважины 1. Для образца 2 скважины 1 и образца породы-фосфоритового коллектора скважины 6 этот параметр более высокий и равен 0,55. Данный параметр может быть зависим от степени преобразованности ОБ (Peters et al., 2005), но в данном случае такой корреляции не наблюдается. Этот вывод можно сделать на основании градации параметров зрелости. Например, образцы из скважины 1, обладая схожим уровнем преобразованности по биомаркерным параметрам, попадают в разные группы по величине как $T24/H30$, так и $t23/H30$. Важно отметить, что в образце 2 скважины 1 ОБ несколько отличается от ОБ в общей массе пород ТС, предположительно, содержит больше сапропелевого вещества. В образце-коллекторе из скважин 6 кероген такой же, как в основной массе разреза, однако в соседнем тонком прослое ОБ также представлено преимущественно сапропелевой составляющей. Вероятно, это существенно повлияло на состав УВС, часть из которых была запечатана в порах исходной нефтематеринской породы (образец 2 скважины 1), а часть мигрировала и была запечатана в образце-коллекторе скважины 6. Стоит отметить, что такой интервал встречен только в скважинах на склоне структурного поднятия. Вероятно, при накоплении ТС на склонах сформировались особые условия для накопления ОБ, несколько отличающегося по природе от ОБ основной массы пород.

Для выявления источников нефти из ниже- и выше-лежащих отложений было выполнено сравнение биомаркерных параметров нефтей ВС и Ю с параметрами гексановых и хлороформных экстрактов из скважин 6, 8 и 9. Выбор скважин обусловлен наличием нефтей из погруженной зоны как из викуловской, так и из тюменской свиты, а также отсутствием сильного влияния отличающихся обстановок осадконакопления, установленных в скважине 5. Лепестковая диаграмма со значениями основных биомаркерных параметров указанных нефтей и экстрактов приведена на рисунке 11. Как видно из рисунка, нефть ВС имеет идентичный паттерн с УВС из открытых пор образца 1 скважины 9 и близка к хлороформному экстракту из коллектора скважины 6 и нефтенасыщенной породы

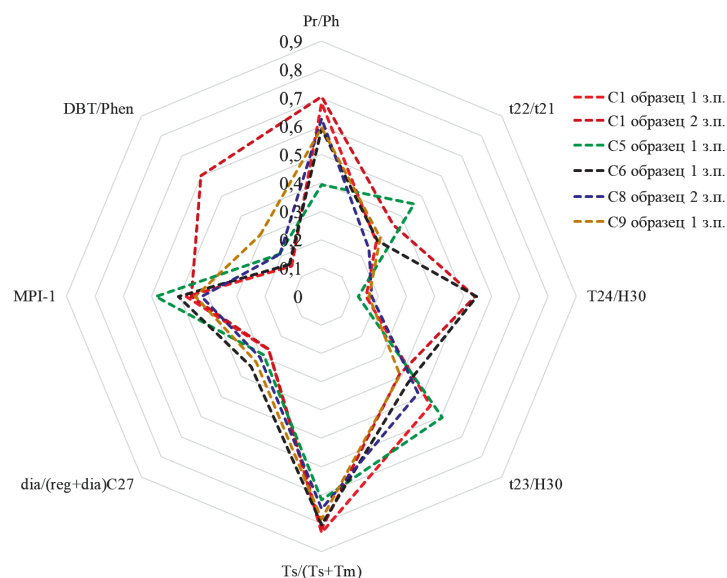


Рис. 10. Лепестковая диаграмма основных биомаркерных параметров УВС из запечатанных пор пород ТС изучаемой площади

образца 2 скважины 1. Можно предполагать, что нефть ВС формировалась в породах ТС, которые являлись основной нефтематеринской породой, однако не вся толща участвовала в формировании нефти.

Сравнивая характеристики УВС и нефти пласта Ю, можно говорить о схожем паттерне изменения параметров с хлороформными экстрактами образца 2 скважины 8 и образца 1 скважины 9, за исключением параметра t_{23}/H_{30} . Данный параметр в нефти Ю равен 0,8, тогда как в экстрактах значение меньше 0,6. Однако высокое значение данного параметра также наблюдается в УВС открытых пор образца 2 скважины 8. Фактически, с учётом результатов анализа распределения n-алканов можно говорить, что по ряду параметров (Pr/Ph, T24/H30) нефть Ю схожа с экстрактами из пород ТС, по другим (t_{22}/t_{21} , t_{23}/H_{30}) – отличается. Можно предполагать, что углеводороды нефти пласта Ю формировались в нескольких нефтематеринских породах, одной из которых являлась ТС. За счёт палеорельефа и наличия острова в центре изучаемой территории в районе современного поднятия тюменская свита не накапливалась, а ТС контактировала с породами доюрского комплекса, который в других участках находился в контакте с тюменской свитой. Данное предположение требует дополнительной проверки.

Для большинства образцов пород Ю характерен единый паттерн с высокими величинами параметра Pr/Ph (рис. 12). При этом в основном параметры для УВС из открытых и запечатанных пор схожи. С другой стороны, в открытых порах образца Ю1 скважины 8, который является коллектором в подошве Ю, встречены более высокие значения параметров t_{23}/H_{30} и T24/H30. Аналогичный паттерн параметров наблюдается в образце Ю1 скважины 4, которая обладает очень высокой степенью преобразованности и находится внутри грабенообразной структуры. Можно предполагать, что в обоих случаях УВС содержит миграционную компоненту, вероятно, пришедшую из нижележащих отложений. Паттерны всех экстрактов отличаются от паттерна для нефти пласта ВС, но похожи по ряду параметров на нефть пласта Ю. Полученные результаты подтверждают выдвинутые ранее предположения, что нефть ВС формировалась только в нефтематеринской толще ТС, тогда как нефть Ю имеет более одного источника, не только породы ТС генерировали УВС, мигрировавших в нижележащие породы.

Для проверки природы УВС, насыщавших породы пластов ТС и Ю, значения процентного содержания стеранов C27, C28 и C29 были нанесены на треугольную диаграмму (рис. 13). Полученные результаты подтвердили, что УВС из тюменской свиты имеют несколько другую природу, в то время как УВС коллектора из основания пласта Ю скважины 8 практически идентично по природе к углеводородным соединениям тутлеймской свиты. Полученные результаты могут подтвердить предположение о миграции УВС по породам доюрского комплекса, но требуются более детальные исследования, чтобы этот вывод можно было считать полностью достоверным.

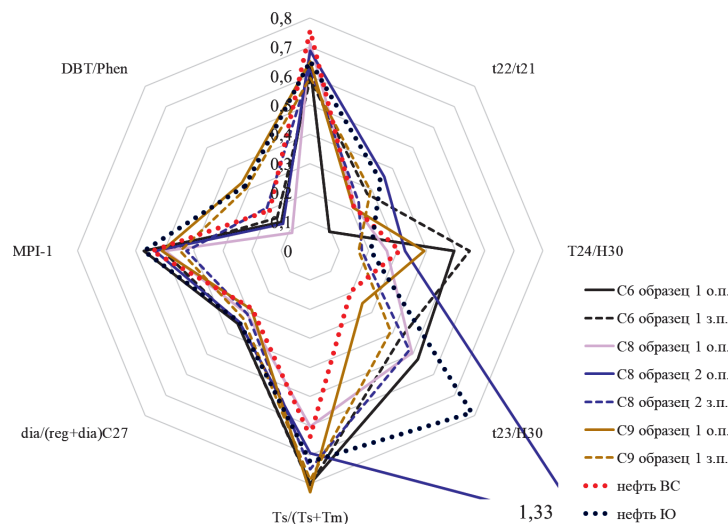


Рис. 11. Лепестковая диаграмма основных биомаркерных параметров УВС из открытых и запечатанных пор пород ТС скважин 6, 8 и 9, а также нефтей викуловской и тюменской свиты

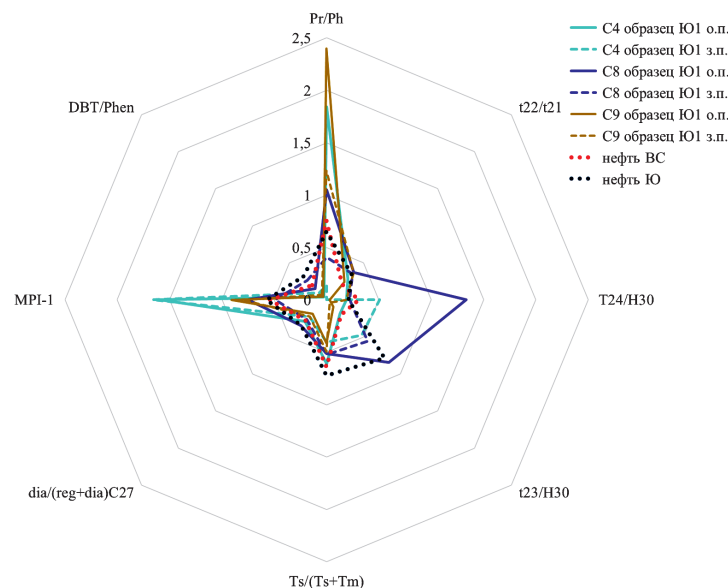


Рис. 12. Лепестковая диаграмма основных биомаркерных параметров УВС из открытых и запечатанных пор пород Ю и нефтей викуловской и тюменской свиты

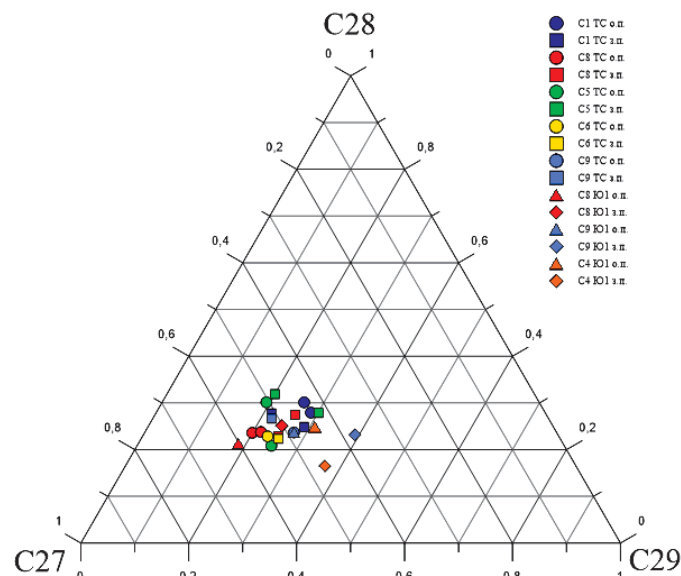


Рис. 13. Треугольная диаграмма распределения стеранов в исследуемых экстрактах

Выводы

В результате проделанной работы установлена изменчивость состава углеводородных соединений в породах тутлеймской свиты, расположенных на разных участках структурного плана, характеризующихся разной степенью катагенетической зрелости ОВ и содержащих породы с различными фильтрационно-емкостными характеристиками. Установлено, что состав экстрактов в открытых и запечатанных порах пород тутлеймской свиты различается, при этом самые заметные отличия наблюдаются между экстрактами в породах с повышенной пористостью. Незначительные отличия в составе УВС отражают различия в зрелости ОВ в породах и наличии отдельных минеральных компонентов, которые влияют на отдельные биомаркерные параметры. Различие в составе экстрактов по площади определяется разницей в палеогеографических обстановках при накоплении отложений. Так, поднятие, существовавшее в начале накопления тутлеймской свиты, способствовало отсутствию накопления нижележащих отложений, что также, как и наличие грабенообразной структуры в районе скважины 4, предположительно приводило к дополнительному прогреву отложений, в результате чего состав УВС как в открытых, так и в запечатанных порах скважин 4 и 5 существенно отличается от состава УВС в отложениях других скважин.

Породы тутлеймской свиты на исследованной площади генерировали УВС, которые мигрировали по разрезу, являлись источником нефти вышележащих отложений. В то же время полученные результаты позволяют предполагать, что породы ТС также могли отдавать УВС в нижележащие отложения путём миграции в местах контакта с доюрским комплексом, на территориях, где в конце юрского времени присутствовало поднятие и тюменская свита не накапливалась. В результате в тюменской свите состав нефти смешанный. При этом исследования нефтематеринских прослоев тюменской свиты на участке, где её мощность составляла 100–150 м, показали, что тюменская свита не только являлась одним из источников нефти для собственных резервуаров, но в то же время формируемые в них УВС мигрировали вверх по разрезу и могли частично заполнять поры пород в подошве тутлеймской свиты.

Таким образом, комплексирование результатов изучения состава УВС в открытых и запечатанных порах с данными других исследований (литологический состав, характеристики ОВ, пористость) позволяет получить больше информации о процессах генерации нефти, её миграции по разрезу и аккумуляции. В то же время результаты работы показали, что необходимо внимательно относиться к выбору опорных разрезов для характеристики пород баженовской свиты и её аналогов, нужно учитывать влияние структурно-тектонических факторов и не использовать для обобщения результаты, полученные по керну сильно изменённых пород. Необходимо дополнительное изучение большего количества образцов методом ступенчатой экстракции, которое позволит получить более подробную характеристику изменчивости состава битумоидов в основной нефтематеринской толще Западной Сибири.

Литература

- 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 её использование для оценки ресурсного потенциала. Москва: ГЕОС, 247 с.
- Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В. и др. (2015). Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна. *Георесурсы*, 2(61), с. 87–100. <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.8>
- Конторович А.Э., Костырева Е.А., Родякин С.В. и др. (2018). Геохимия битумоидов баженовской свиты. *Геология нефти и газа*, 2, с. 79–88. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-2-79-88>
- 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), с. 1–13. https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2014
- Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., и др. (2015). Поиск критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна. *Георесурсы*, 2(61), с. 77–86. <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.7>
- Тихонова М.С., Иванова Д.А., Калмыков А.Г. и др. (2019). Методика ступенчатой экстракции пород высокоулеродистых формаций для изучения компонентного распределения битумоидов и изменчивости их основных геохимических параметров. *Георесурсы*, 2(21), с. 172–182. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182>
- Фомин А.Н. (2004). Катагенетические условия нефтегазообразования в палеозойских отложениях Западно-Сибирского мегабассейна. *Геология и геофизика*, 45(7), с. 833–842.
- Хотылев О.В., Балушкина Н.А., Вишневская В.С., и др. (2019). Модель накопления радиоларитовых слоев в баженовской свите Западной Сибири. *Вестник Московского университета. Серия 4. Геология*, 1, с. 89–94. <https://doi.org/10.3103/S0145875219020054>
- 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)
- Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I. (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)
- Lopatin N.V., Zubairaeв S.L., Kos I.M. et al. (2003) Unconventional oil accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: A self-sourced reservoir system. *J. Petrol. Geology*, 26(2), pp. 225–244. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2003.tb00027.x>
- Mohnhoff D., Littke R., Krooss B., 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., Walters C.C., Moldowan, J.M. (2005). The biomarker guide. *Cambridge University Press*, 1155 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>
- 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)
- Schwark L., Stoddart D., Keuser C. et al. (1997). A novel sequential extraction system for whole core plug extraction in a solvent flow-through cell-application to extraction of residual petroleum from an intact pore-system in secondary migration studies. *Organic Geochemistry*, 26, pp. 19–31. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(96\)00163-5](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00163-5)
- Spiro B. (1984). Effects of mineral matrix on the distribution of geochemical markers in thermally affected sedimentary sequences. *Organic Geochemistry*, 6, pp. 543–559. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(84\)90077-9](https://doi.org/10.1016/0146-6380(84)90077-9)
- Tao S., Wang C., Du J., et al. (2015). Geochemical application of tricyclic and tetracyclic terpanes biomarkers in crude oils of NW China. *Marine and Petroleum Geology*, 67, pp. 460–467. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.05.030>

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

Сведения об авторах

Маргарита Станиславовна Тихонова – специалист- геохимик, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»; инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1
E-mail: mgtikhonova@gmail.com

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, Ленинские горы, д. 1

Дарья Андреевна Иванова – специалист-геохимик, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»; инженер кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1

Олеся Николаевна Видищева – геолог, Фонд «Национальное интеллектуальное развитие»

Россия, 119234, Москва, Ломоносовский пр., д. 27, к.1

Инна Олеговна Хомячкова – магистр кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Мария Александровна Большакова – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Татьяна Алексеевна Рязанова – эксперт по геохимии отдела аналитики и систематизации лабораторных исследований керн и пластовых флюидов Центра исследований керн, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Россия, 625048, Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42

Роман Сергеевич Сауткин – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru

Георгий Александрович Калмыков – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;

Принята к публикации 05.05.2021; Опубликовано 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Variability in the composition of hydrocarbon compounds in the Jurassic oil-and-gas-bearing strata of the Kamennaya crest of the Krasnoleninsky arch (Western Siberia)

M.S. Tikhonova^{1,2*}, A.G. Kalmykov², D.A. Ivanova^{1,2}, O.N. Vidishcheva¹, I.O. Khomyachkova², M.A. Bolshakova², T.A. Ryzanova³, R.S. Sautkin¹, G.A. Kalmykov¹

¹National Intellectual Development Foundation, Moscow, Russian Federation

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

³Tyumen Oil Research Center LLC, Tyumen, Russian Federation

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

Abstract. The article presents the results of hydrocarbon compounds extracted from open pores and blocked by resinous-asphaltene compounds pores in the Tutleim formation rocks (a stratigraphic analogue of the Bazhenov formation) and the underlying Jurassic deposits on the territory of the Kamennaya crest of the Krasnoleninsky arch investigation. The aim of the work was both to study the possible migration of hydrocarbons along the section and area and to assess the variability of the bitumen composition in rocks relative to the structural plan of the area of interest, along the section, as well as unconventional reservoirs. It is shown that the structural features and the assumed additional heating of the rocks lead to variety in the hydrocarbons composition not only in open, but also in blocked pores, both through the area of Tutleim formation distribution and in different intervals of one well. It was established that in the sediments organic matter, which may slightly differ in nature within the formation, can accumulate, and this leads to some differences in the generation, accumulation and migration

of hydrocarbon compounds processes. It is shown that the process of migration of hydrocarbons from the underlying sediments also affects the bitumen composition in the rocks of the Tutleim formation.

Keywords: hydrocarbon compounds, tutleim formation, biomarker analysis, open pores, migration

Recommended citation: Tikhonova M.S., Kalmykov A.G., Ivanova D.A., Vidishcheva O.N., Khomyachkova I.O., Bolshakova M.A., Ryzanova T.A., Sautkin R.S., Kalmykov G.A. (2021). Variability in the composition of hydrocarbon compounds in the Jurassic oil-and-gas-bearing strata of the Kamennaya crest of the Krasnoleninsky arch (Western Siberia). *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 158–169. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.16>

References

Bilibin S.I., Kalmykov G.A., Ganchev D.I., Balushkina N.S. (2015). Model of the petroliferous rocks of the Bazhen Formation. *The Russian Geophysics Journal*, 3, pp. 5–14. (In Russ.)

- 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)
- Fomin A.N. (2004). Catagenetic conditions of oil and gas formation in the Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin. *Geology and Geophysics*, 45(7), pp. 833–842. (In Russ.)
- Hughes W.B., Holba A.G., Dzou L.I. (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)
- Kalmykov G.A., Balushkina N.S. (2017). Model of oil saturation of the pore space of rocks of the Bazhenov Formation in Western Siberia and its use for assessing the resource potential. Moscow: GEOS, 247 p. (In Russ.)
- Khotylev O.V., Balushkina N.S., Vishnevskaya V.S. et al. (2019). A Model of the Accumulation of Radiolarite Layers in the Bazhenov Formation of West Siberia. *Moscow University Geology Bulletin*, 74(2), pp. 206–211. <https://doi.org/10.3103/S0145875219020054>
- Kiryukhina T.A., Bolshakova M.A., Stoupakova A.V. et al. (2015). Lithological and geochemical characteristics of Domanik deposits of the Timan-Pechora basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 87–100. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.8>
- Kontorovich A.E., Kostyreva E.A., Rodyakin S.V. et al. (2018). Geochemistry of bitumoids of the Bazhenov formation. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 2, pp. 79–88. (In Russ.) <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-2-79-88>
- Kostenko O.V. (2014). Blocking character of distribution of high-molecular compounds of bitumen in the pore system of the Bazhenov formation (West Siberian basin). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 9(1), pp. 1–13. (In Russ.) https://doi.org/10.17353/2070-5379/12_2014
- Lopatin N.V., ZubairaeV S.L., Kos I.M. et al. (2003) Unconventional oil accumulations in the Upper Jurassic Bazhenov Black Shale Formation, West Siberian Basin: A self-sourced reservoir system. *J. Petrol. Geology*, 26(2), pp. 225–244. <https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.2003.tb00027.x>
- Mohnhoff D., Littke R., Krooss B., 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., Walters C.C., Moldowan, J.M. (2005). The biomarker guide. *Cambridge University Press*, 1155 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511524868>
- 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)
- Schwark L., Stoddart D., Keuser C. et al. (1997). A novel sequential extraction system for whole core plug extraction in a solvent flow-through cell-application to extraction of residual petroleum from an intact pore-system in secondary migration studies. *Organic Geochemistry*, 26, pp. 19–31. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(96\)00163-5](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00163-5)
- Spiro B. (1984). Effects of mineral matrix on the distribution of geochemical markers in thermally affected sedimentary sequences. *Organic Geochemistry*, 6, pp. 543–559. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(84\)90077-9](https://doi.org/10.1016/0146-6380(84)90077-9)
- Stoupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A. et al. (2015). Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin. *Georesursy = Georesources*, 2(61), pp. 77–86. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.7>
- Tao S., Wang C., Du J., et al. (2015). Geochemical application of tricyclic and tetracyclic terpanes biomarkers in crude oils of NW China. *Marine and Petroleum Geology*, 67, pp. 460–467. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.05.030>
- Tikhonova M.S., Ivanova D.A., Kalmykov A.G. et al. (2019). Methods of step extraction of rocks of high-carbon formations for the study of the component distribution of bitumen and variability of their basic geochemical parameters. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 2–10. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.172-182>
- Wilhelms A., Horstad L., Karlson D. (1996). Sequential extraction – a useful tool for reservoir geochemistry. *Organic Geochemistry*, 24, pp. 1157–1172. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(96\)00100-3](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00100-3)

About the Authors

Margarita S. Tikhonova – Researcher in geochemistry, National Intellectual Development Foundation; Engineer of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

e-mail: m.tikhonova@oilmsu.ru

Anton G. Kalmykov – PhD (Chemistry), Senior Researcher of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Daria A. Ivanova – Researcher in geochemistry, National Intellectual Development Foundation; Engineer of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

Olesia N. Vidishcheva – Geologist, National Intellectual Development Foundation

27, build. 1, Lomonosovsky ave., Moscow, 119192, Russian Federation

Inna O. Khomyachkova – Master of the Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Maria A. Bolshakova – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatiana A. Ryazanova – Expert in geochemistry of Department of Analytics and Systematization in Core and Reservoir Fluids Studying Laboratory, Tyumen Oil Research Center LLC

42, Maxim Gorky str., Tyumen, 625048, Russian Federation

Roman S. Sautkin – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Georgy A. Kalmykov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;
Accepted 3 May 2021; Published 25 May 2021