

УДК 552.574:550.4:51.762.2

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО И ГЕОХИМИЯ УГЛЕЙ СРЕДНЕЮРСКОГО ВОЗРАСТА МЕЖЕГЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (УЛУГ-ХЕМСКИЙ БАССЕЙН, ТЫВА)

Ондар Солангы Александровна¹,
ondarsa@tikopr.sbras.ru

Бушнев Дмитрий Алексеевич²,
boushnev@geo.komisc.ru

¹ Тувинский институт комплексного освоения природных ресурсов СО РАН,
Россия, 667004, г. Кызыл, ул. Интернациональная, 117А.

² Институт геологии Коми НЦ УрО РАН,
Россия, 167982, г. Сыктывкар, ул. Первомайская, 54.

Актуальность. Каменные угли Межегейского месторождения используются преимущественно в качестве спекающей основы для производства кокса. Однако неоднородность и многокомпонентность их вещественного состава позволяет рассматривать угли как сырье для глубокой химической переработки и как носитель ценных металлов в различных концентрациях, а угольный пласт – как угольно-газовую залежь. Подобный комплексный подход в освоении горючего ископаемого нуждается в исследованиях с различных позиций особенностей органического и неорганического вещества углей, которые зависят от исходных условий накопления и источников вещества.

Цель: изучить состав органического вещества углей пласта Улуг среднеюрского возраста Межегейского месторождения Улуг-Хемского угольного бассейна впервые в комплексе углепетрографических и органогеохимических методов исследования.

Методы: углепетрографическое изучение мацерального состава под микроскопом в шлифах в проходящем свете; определение аналитической влажности и зольности стандартизированными методами. В составе геохимических исследований выполнено выделение хлорформенного битумоида из углей, фракционирование полученного экстракта, газовой хроматографический и хромато-масс-спектрометрический анализ алифатической и ароматической фракций битумоида. На основе полученных данных вычислены индексы, характеризующие обстановки накопления органического вещества, его возможные источники и степень термической преобразованности.

Результаты проведенных углепетрографических и геохимических исследований углей среднеюрского возраста Межегейского месторождения Улуг-Хемского бассейна показывают, что по микрокомпонентному составу угли практически мономацеральные с преобладанием бесструктурного витринита. Формирование углей происходило на периферии крупного, возможно, периодически связывавшегося с морем озера в условиях, близких к маршевым. Изучен состав и распределение алканов, стеранов и гопанов в алифатической фракции битумоида. Характер распределения *n*-алканов и изопреноидов свидетельствует об образовании углей преимущественно из остатков водной растительности при некотором участии гумусового вещества. Существенный вклад высшей наземной растительности подтверждается также и распределением стеранов C_{27} , C_{28} , C_{29} . Значения коэффициента нечетности алканов, известные соотношения изомеров стеранов, гопанов и ароматических углеводородов свидетельствуют о высокой зрелости угольного вещества.

Ключевые слова:

каменные угли, органическое вещество, витринит, Межегейское месторождение, Улуг-Хемский угольный бассейн, Республика Тыва.

Введение

Межегейское месторождение каменных углей расположено в юго-западной части Улуг-Хемского бассейна (УХБ) и находится на территории Тандинского района Республики Тыва в 40 км к югу от г. Кызыла. Изученность месторождения тесно связана с этапами освоения Улуг-Хемского угольного бассейна [1]. В разные годы прошлого столетия в рамках поисково-оценочных и геологоразведочных работ были изучены основные черты геологического строения, угленосность разреза, состав и качество углей, подсчитаны их запасы, которые составили 2,3 млрд т углей марок Ж и ОК. В геологическом строении угленосного разреза принимают участие юрские отложения – элегестская (J_{1el}), эрбекская (J_{2er}) и салдамская (J_{2-3sl}) свиты. Основным объектом разработки месторождения является пласт Улуг эрбекской свиты среднеюрского возраста. В нем содержится 65 % запасов углей Межегейского месторождения. Показатель отража-

тельной способности витринита R_o меняется от 0,75 в восточной части Межегейской площади до 0,85–0,99 % на остальной ее территории [2].

Основным направлением использования межегейских углей является их применение в качестве спекающей основы шихты для производства металлургического кокса. При коксовании, пиролизе и других методах углубленной переработки углей получают ряд жидких и газообразных продуктов, которые служат ценным сырьем химической промышленности. Состав вторичных продуктов естественным образом зависит от состава исходного органического вещества углей, поэтому геохимические исследования последнего имеют важное значение для прогноза продуктов переработки углей [3]. Содержащийся в угольной залежи метан угольных пластов в последние годы становится важным компонентом в удовлетворении энергетических потребностей разных стран [4, 5]. Результаты изучения особенностей органического ве-

щества геохимическими и петрографическими методами могут быть использованы для оценки объемов сгенерированного органическим веществом газа. Исследование мацерального состава, подсчитанные на его основе фациальные индикаторы и анализ углеводов-биомаркеров являются в последние десятилетия важными инструментами для реконструкции условий образования органического вещества углей.

Методы исследования

Исследованы шесть образцов угля пласта Улуг среднеюрского возраста Межегейского месторождения Улуг-Хемского бассейна. Пробы угля отобраны в шахте ООО «УК «Межегейуголь». Опробование пласта мощностью 3,0 м проведено поинтервально через каждые 0,5 м, образцы пронумерованы, начиная от кровли пласта.

Определение аналитической влажности и зольности образцов проведено с использованием стандартных методик [6, 7]. Углететрографические исследования включали изучение мацерального состава под микроскопом ПОЛАМ 312-Р в тонких шлифах в проходящем свете. Количественное соотношение мацералов определялось для каждого образца методом подсчета не менее 500 точек [8]. При определении мацералов использовалась классификация [8], разработанная в соответствии с рекомендациями Международного комитета по петрологии углей (ИССР).

Хлороформенный битумоид А (ХБА) экстрагировался из растёртой породы в аппарате Сокслета в течение 40 часов. Удаление элементной серы из экстракта достигалось добавлением в приёмник губчатой меди.

Фракционирование ХБА проводилось после осаждения асфальтенов из растворенного в 1 мл бензола битумоида 40 мл *n*-гексана. Полученная мальтеновая фракция разделялась на оксиде алюминия (Fluka) на фракцию аполярных соединений – элюирование 20 %

раствором хлороформа в *n*-гексане, и фракцию полярных соединений (смола) – элюирование 50 % раствором хлороформ-этанол. Аполярная фракция разделялась на колонке с силикагелем (Fluka) на фракцию насыщенных углеводородов при элюировании *n*-гексаном и ароматических углеводородов – элюент – бензол.

Газовая хроматография выполнялась на приборе Кристалл-2000М с программированием температуры колонки от 110 до 300 °С со скоростью 5 °С/мин. и выдержкой при начальной и конечной температурах 1 и 19 минут, соответственно. Колонка SPB-1, 30 м×0,32 мм, 0,25 мкм. Хромато-масс-спектрометрия алифатической и ароматической фракций была выполнена на приборе Shimadzu QP2010 Ultra. Применена колонка с параметрами DB-5, 30 м×0,25 мм, 0,10 мкм для разделения. Температура термостата колонок задавалась от 100 до 300 °С со скоростью 5 °С/мин. Температура интерфейса составляла 250 °С, а ионного источника – 200 °С.

Результаты и обсуждение

Мощность пласта Улуг в опробованном разрезе составляет 3,0 м, глубина залегания его кровли 110 м. По визуальной оценке пласт однородный, без видимых породных прослоев и минеральных включений. Образцы угля черные, блестящие. Характерные показатели качества изученных образцов угля приведены в табл. 1. Угли Межегейского месторождения относятся к малозольным – величина A^d варьирует от 4,5 до 6,5 %.

По данным ООО «УК «Межегейуголь», согласно протоколам испытаний качественных показателей угольного пласта, отражательная способность витринита R_v в образцах из шахты на глубине 100 м равна 0,86, на глубине 143 м – 0,88. Таким образом, жирные угли Межегейского месторождения по шкале катагенеза ОВ [9] соответствуют началу градации МК₂.

Таблица 1. Технические показатели и состав микрокомпонентов исследованных проб углей Межегейского месторождения

Table 1. Characteristics of quality and petrographic composition of Mezhegey deposit coal samples

№ обр./Sample no.		МУ-18-1	МУ-18-2	МУ-18-3	МУ-18-4	МУ-18-5	
W^a , %		0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	
A^d , %		4,5	5,3	5,7	4,8	5,4	
Витринит Vitrinite	Подгруппа теловитринита Telovitrinite subgroup	Коллотелинит Collotelinite V_{tct}	1,6	1,4	1	1,2	1
	Подгруппа геловитринита Gelovitrinite subgroup	Гелинит Gelinite V_{tg}	97,2	96,6	98	97,6	97,4
Инертинит Inertinite	Мацералы с сохранившейся клеточной структурой Macerals with plant cell structures	Фюзинит Fusinite I_f	0,2	1			1,2
		Семифюзинит Semifusinite I_{sf}	0,2	0,6		0,2	
	Мацералы, утратившие клеточную структуру, и фрагментарные Macerals lacking plant cell structures	Микринит Micrinite I_{mi}	0,4		0,8	0,4	0,4
		Секретинит Secretinite I_{sec}	0,2	0,4	0,2	0,6	
Фрагментарный инертинит Fragmented inertinite	Инертодетринит Inerto-detrinite I_{det}	0,8	0,4	1	1	0,4	
$TPI = \frac{Vt(t)+I(f)+I(sf)}{Vt(g)+Vt(det)+I(det)+I(ma)+I(mi)}$		0,02	0,03	0,01	0,01	0,02	
$GI = \frac{\sum Vt}{\sum I}$		82,33	49	99	82,33	61,5	

При изучении шлифов угля под микроскопом в проходящем поляризованном свете установлены мацералы группы витринита и инертинита.

Изученные образцы однородные по мацеральному составу и практически полностью сложены мацералами группы витринита. Он представлен бесструктурной оранжево-красной гелифицированной основной массой – гелинитом Vt_g (до 98,0 %) (табл. 1, рис. 1). Иногда проявлена слоистость, подчеркнутая мелкими линзами бурого коллотелинита Vt_{ct} – мацерала подгруппы теловитринита с четкими ровными контурами, утратившего внутреннюю клеточную структуру исходной растительной ткани (рис. 1, а).

Мацералы группы инертинита с содержанием 1–2 % представлены секретинитом, микринитом, микрофузинитом, реже обломками фузинита и семифузинита. Секретинит встречается в виде округлых выделений неправильной формы (рис. 1, б).

Мацералы группы липтинита в изученных нами образцах не были встречены. По данным ВУХИН в угле Межегейского месторождения группа липтинита представлена кутинитом и споринитом [10]. Присут-

ствие же сапропелевой примеси в пласте Улуг УХБ в виде водорослей типа *Pila* и участков бесструктурной сапропелевой основной массы отмечалось еще в 1952 г. Н.А. Афанасьевой в фондовых работах. Позднее в В.И. Вяловым с соавторами [11] такие участки были выделены в гумосапропелитовую парагенетическую ассоциацию микрокомпонентов, эпизодически встречающуюся в крайних частях разреза пласта Улуг. Эта ассоциация является индикатором процесса сильного обводнения древнего торфяника. Мацерал альгинит в изученных нами шлифах в проходящем свете не встречен.

Минеральные включения в шлифах немногочисленны и представлены преимущественно кальцитом, слагающим основную часть некоторых обломков породы (рис. 1, в) либо заполняющим трещины в витрините и полости в редких обломках фузинита. Отмечаются единичные выделения фрамбоидального пирита.

Согласно генетической классификации [12] по своему вещественно-петрографическому составу угли относятся к группе гумолитов – класс гелитолитов, подкласс гелиты, тип гелиты, подтип гомогелиты.

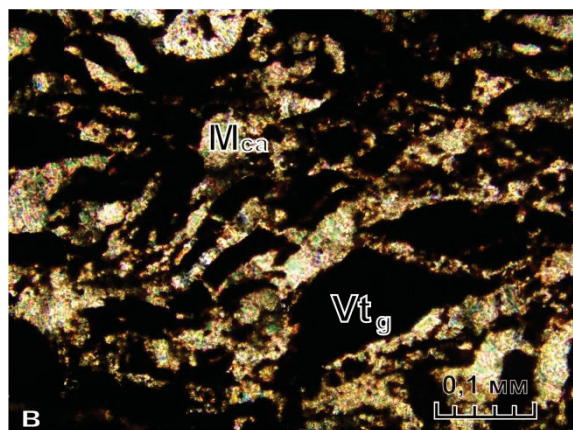
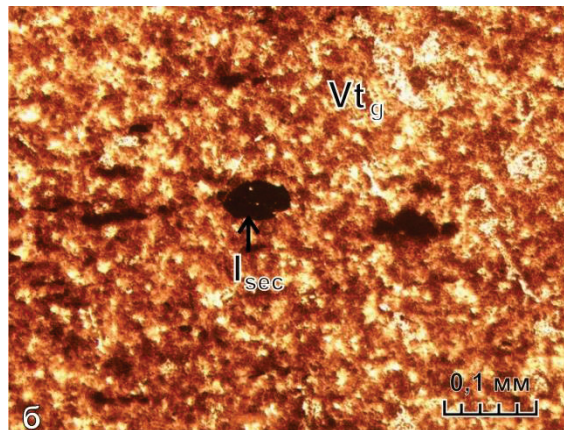
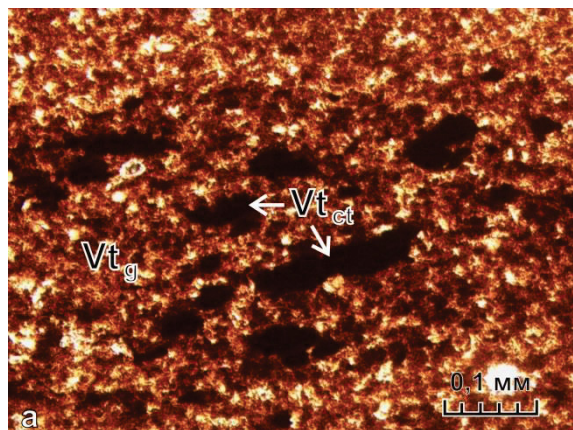


Рис. 1. Компоненты органической и минеральной массы углей пласта Улуг Межегейского месторождения: Vt_g – гелинит, Vt_{ct} – коллотелинит, I_{sec} – секретинит, M_{ca} – кальцит; обр. №: а) МУ-18-2; б) МУ-18-5; в) МУ-18-4

Fig. 1. Organic and mineral matter components of coals from the Ulug seam of the Mezhegey deposit: Vt_g – gelinite, Vt_{ct} – collotelinite, I_{sec} – secretinite, M_{ca} – calcite; samples: а) МУ-18-2; б) МУ-18-5; в) МУ-18-4

Для реконструкции условий накопления ОВ по данным исследований мацерального состава углей часто применяются различные индексы и генетические диаграммы [13, 14]. В основе диаграммы С.Ф.К. Дисселя лежат индексы ТРІ (Tissue Preservation Index) и GІ (Gelification Index), которые характеризуют сохранность структуры и гелификацию соответственно. Индекс сохранности структуры ТРІ явля-

ется отношением суммы структурных компонентов к сумме бесструктурных. Индекс гелификации GІ представляет собой отношение гелифицированных компонентов к негелифицированным [13]. Формулы для расчета индексов и полученные значения приведены в табл. 1. Нанесение подсчитанных индексов на генетическую диаграмму показывает, что накопление пласта Улуг на Межегейском месторождении проис-

ходило преимущественно в обстановках озерных окраин, близких к маршевым болотам, в условиях сильной обводненности (рис. 2). Это подтверждается данными на генетической диаграмме, предложенной Р. Mukhopadhyay [15], на которой образцы также образовали поле в зоне маршей [16]. По Дисселю [13] марши представляют собой заболоченные низменности, периодически затопливаемые пресной или соленой водой близлежащего водоема, обычно лишены древесной растительности, а большая часть растительности представлена травянистыми растениями, местами развиты кустарники. В нашем случае диаграмма Дисселя отражает дифференциацию условий формирования межегейских углей по профилю побережья, а именно их близость к палеобассейну седиментации.

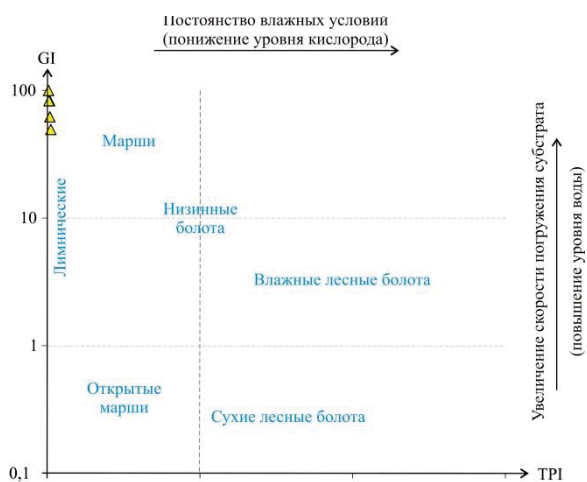


Рис. 2. Генетическая диаграмма условий торфонакопления по С.Ф.К. Дисселю [13]

Fig. 2. Genetic diagram of peat accumulation conditions according to C. Diessel [13]

Полученные нами данные не противоречат палеогеографическим реконструкциям юрской угленосной формации Тувинского прогиба, выполненным П.П. Тимофеевым [17]. Так, им в разрезах юрской угленосной формации фиксируется частая смена направленности трансгрессивно-регрессивного режима бассейна седиментации, который располагался на юго-востоке Тувинского прогиба и за его пределами, в области северной окраины Долины Великих озер Монголии, а обширная суша, откуда сносился обломочный материал, находилась на северо-востоке и востоке, в области Восточно-Тувинского нагорья. Основной водной артерией была довольно крупная река, так называемый пра-Улуг-Хем (или Палео-Улуг-Хем), имевший широкую и разветвленную дельту [17]. Бассейн седиментации представлял собой обширный пресный внутриконтинентальный водоем (озерного типа) с преобладающим осадконакоплением на глубинах до первых десятков метров [18]. Обнаруженные в известняках вышележающей салдамской свиты Улуг-Хемского бассейна ископаемые пресноводные пелелиподы являются типичными обитателями прибрежной зоны сравнительно крупных,

но мелководных озерных бассейнов [19]. Еще Тимофеев полагал, что уровень воды этого юрского внутриконтинентального бассейна зависел не только от региональных условий, но в какой-то мере мог регулироваться гидрографически связанным с ним морским бассейном, располагавшимся южнее. Согласно последним представлениям [20] климатические условия и устройство рельефа на протяжении ранней и средней юры способствовали стоку вод Палео-Улуг-Хема по территории Тувы и Монголии в залив Монголо-Охотского моря, проникавшего в начале юры в восточную часть Монголии.

Началу торфонакопления (пласта Улуг) предшествовала обширная ингрессия бассейна вглубь суши, захватив всю юго-западную и центральную части Тувинского прогиба. Это обеспечило длительное заболачивание прибрежных пространств, включая дельту пра-Улуг-Хема [17]. В углях Каа-Хемского месторождения УХБ соотношение Sr/Ba, являющееся индикатором палеосолености бассейна, имеет значение 1,5, что указывает на нормально соленые условия, а в подстилающих и перекрывающих пласт Улуг песчаниках этот показатель не превышает 0,4, характеризующая пресноводные условия [21].

Угли УХБ с относительно сильной и сильной степенью разложения растительного материала по Тимофееву относятся к фациям устойчивых и относительно устойчивых торфяных болот, но без привязки к конкретным обстановкам осадконакопления. Полученные нами данные позволяют уточнить и детализировать, что межегейские угли образовались в пределах прибрежных болот на окраине озера, возможно, эпизодически имевшего связь с морем, в условиях, близких к маршевым.

Нормальные и изопреноидные алканы

Распределение ациклических углеводородов, к которым относятся нормальные и изопреноидные алканы, изучалось методом ГЖХ в составе алифатической фракции хлороформенных битумоидов исходных образцов углей. Идентифицирован гомологический ряд *n*-алканов C₁₃–C₃₃. Распределение *n*-алканов мономодальное с максимумом, приходящимся на *n*-C₁₉–C₂₃ (рис. 3).

Поскольку различные нечетные *n*-алканы происходят из различных первоначальных организмов-источников, по их составу можно оценить состав исходного органического вещества. Морские организмы синтезируют и накапливают липиды, играющие роль энергетического резерва, изоляционного материала и служащие для регуляции плавучести, они сосредоточены во внутренних частях организмов и должны быть жидкими, а значит – низкомолекулярными [22]. Основные липиды зоо- и фитопланктона – это короткоцепочечные *n*-алканы и олефины до C₂₁, которые обладают свойствами жидкостей. Наземные растения, наоборот, нуждаются в твердых наружных липидах для защитных функций – предотвращения потери воды из организма, защиты от механических повреждений и вредителей. Они синтезируют углеводороды вплоть до C_{37–40}, входящие в состав восков [23, 24]. Травянистая растительность, произрастающая в мор-

ских и солоноватоводных прибрежных водах, характеризуется промежуточным между морскими водорослями и наземными растениями набором продуцируемых углеводов, здесь доминируют УВ состава

С₂₁, С₂₃, С₂₅. Так, алканы *n*-С_{21, 23, 25} могут принадлежать как сосудистым растениям, так и микроводорослям, цианобактериям, погруженным макрофитам, сфагнуму [25–27].

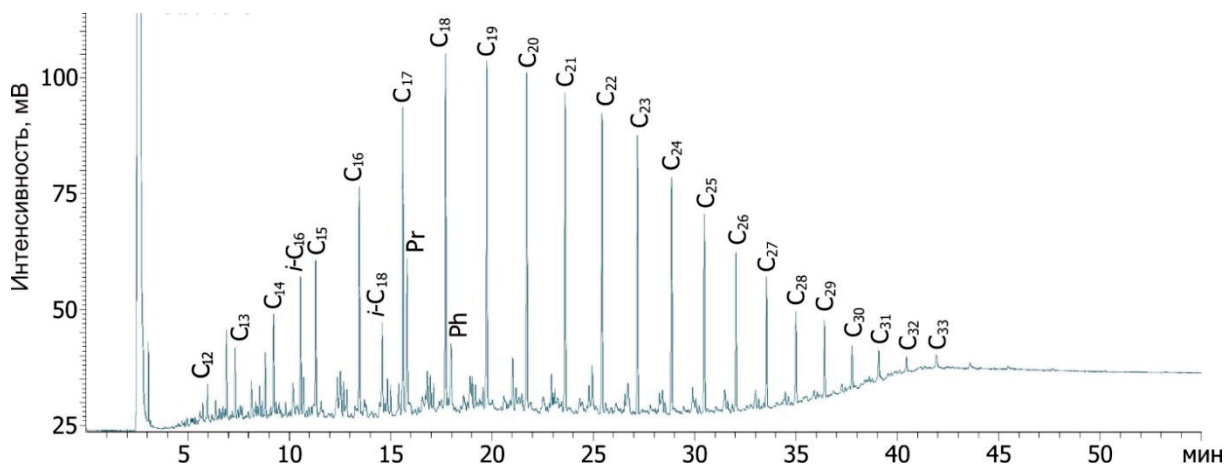


Рис. 3. Хроматограмма насыщенной фракции битумоида из угля (обр. № МУ-18-6), пласт Улуг Межегейского месторождения

Fig. 3. Chromatogram of the saturated fraction of bitumoid from Ulug seam coal (sample MU-18-6) at the Mezhegey deposit

По сравнению с ранее изученными образцами из разрезов Каа-Хемского месторождения (марка Г), Элегестского (ГЖ) и обнажения на г. Бегреда (Д–Г), которые характеризуются максимумом молекулярного распределения *n*-алканов на С₂₃ [28], смещение максимума в сторону С₁₉–С₂₁ на Межегейском месторождении может быть связано с некоторым изменением состава исходного органического вещества (ОВ) в связи с более близким расположением к палеобассейну седиментации и уменьшением вклада ОВ, источником которого была высшая наземная растительность. С другой стороны, это может быть связано с более высокой степенью углефикации межегейских углей (Ж). Уменьшение содержаний длинноцепочечных и увеличение содержаний средне- и короткоцепочечных *n*-алканов в битумоидах из углей по мере роста метаморфизма в ряду от длиннопламенных к жирным углям отмечается в работах [29–31].

Оценка вклада водного и терригенного видов растительности в состав органической массы углей может быть проведена на основании коэффициентов R_{aq} и R_{wax} , предложенных в [25, 32] соответственно. В изученных углях коэффициент R_{aq} выше, чем R_{wax} , что может свидетельствовать о выраженном вкладе водной растительности в состав исходного органического вещества (табл. 2). С другой стороны, битумоид бактерий, принимающих участие в разложении захоронившегося ОВ в современных торфяниках, характеризуется преобладанием *n*-алканов состава С₁₆, которые вносят свой вклад в накопление короткоцепочечных алканов, погружаясь вместе с торфяником на глубину [27].

Нечётные *n*-алканы, входящие в состав тканей разнообразных организмов продуцентов при попадании в осадок и на начальных стадиях катагенеза ОВ являются доминирующими в составе алифатической фракции битумоида. Рост метаморфизма углей при-

водит к выравниванию концентраций чётных и нечётных *n*-алканов [29]. Коэффициент нечетности K_n в изученных углях имеет значения около единицы.

В изученных образцах содержания алканов нормального строения преобладают над изопреноидными структурами. Величина отношения Pr/Ph в изученных образцах варьирует от 1,63 до 3,12. Такие значения отношения пристана к фитану характеризуют гумусовое ОВ (лагунно-дельтовые и озерно-континентальные фации), а преобладание пристана указывает на субокислительные условия осадконакопления. Известно, что в ископаемых углях величина отношения Pr/Ph зависит от метаморфизма. Согласно опубликованным данным это отношение достигает максимума в интервале 0,5–1,12 % R₀ [13, 33].

Отношение Pr/C₁₇ также считается индикатором обстановок седиментации. Значение отношения Pr/C₁₇ > 0,6 может указывать на наземные обстановки, как в нашем случае, а Pr/C₁₇ < 0,5 – на морские [34].

Полициклические биомаркеры

К числу традиционно рассматриваемых информативных реликтовых соединений относятся углеводороды стеранового и гопанового рядов. Они изучены в составе алифатической фракции методом хромато-масс-спектрометрии на основании масс-хроматограмм, построенных по 217 и 218 фрагментарным ионам для стеранов, и по 191 – для гопанов. Распределение гомологов стеранов С₂₇, С₂₈ и С₂₉, используемое для диагностики типа ОВ, в битумоидах межегейских углей характеризуется преобладанием этил-холестана (С₂₉) (табл. 2). Известно, что современные (и фанерозойские) морские организмы продуцируют преимущественно стероиды С₂₇, тогда как высшие растения – С₂₉, из которых в процессе постседиментационных изменений образуются соответствующие стераны. В [35] предложили тригонограмму для установления

возможных условий накопления ОБ (рис. 4). По сравнению с ранее изученными образцами углей из других обнажений УХБ [28], межегейские угли характеризуются наибольшим содержанием стерана C_{27} (до 18 % против 2–3 %).

Биологический стеран – холестеран ($C_{27}H_{48}$) – имеет конфигурацию 5 α H,14 α H,17 α H,20R. Первичным продуктом эпимеризации биостеранов является 5 α H,14 α H,17 α H,20S-изомер. По мере каталитического воздействия пород образуются геостераны в виде

двух изомеров – 5 α H,14 β H,17 β H,20R и 20S. [36]. Соотношения 20S/(20S+20R) и $\alpha\beta\beta/\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha$ изомеров, рассчитанные по составу стеранов состава C_{29} , наиболее часто используются для оценки катагенеза [37, 38]. Стерановые коэффициенты термической зрелости битумоидов межегейских углей не достигли равновесных значений (табл. 2), что в первом приближении указывает на стадию катагенеза ниже 0,8–0,9 % R_o .

Таблица 2. Параметры углеводородов-биомаркеров

Table 2. Parameters of biomarker hydrocarbons

Образец/Sample		МУ-18-1	МУ-18-2	МУ-18-3	МУ-18-4	МУ-18-5	МУ-18-6
Ациклические УВ Acyclic HCs	Pr/Ph	2,43	1,63	2,89	3,12	2,66	2,66
	Pr/C ₁₇	0,68	0,77	0,73	0,71	0,78	0,78
	Ph/C ₁₈	0,20	0,33	0,20	0,18	0,23	0,22
	(Pr+Ph)/(C ₁₇ +C ₁₈)	0,4	0,51	0,43	0,42	0,47	0,47
	$2 * C_{27} / (C_{26} + C_{28})$	1,02	1,02	1,02	1,03	1,02	1,02
	$P_{aq} = (C_{23} + C_{25}) / (C_{23} + C_{25} + C_{29} + C_{31})$	0,8	0,79	0,81	0,82	0,8	0,8
	$P_{max} = (C_{27} + C_{29} + C_{31}) / (C_{23} + C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31})$	0,35	0,37	0,35	0,33	0,36	0,36
CPI ₂₅₋₃₁	1,09	1,07	1,08	1,1	1,06	1,06	
Стераны Steranes	$\alpha\alpha\alpha$ 20R C_{27} , %			21	15	19	20
	$\alpha\alpha\alpha$ 20R C_{28} , %			21	21	18	25
	$\alpha\alpha\alpha$ 20R C_{29} , %			58	64	63	55
	20S/(20S+20R) C_{29} $\alpha\alpha\alpha$	0,40	0,42	0,37	0,42	0,37	0,44
	$\alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta + \alpha\alpha\alpha)$ C_{29}	0,55	0,53	0,55	0,54	0,55	0,53
Гопаны Hopanes	$\beta\alpha$ C_{29} , %	9,36	9,44	9,56	9,17	8,53	6,94
	$\beta\alpha/\alpha\beta$ C_{29}	0,10	0,10	0,11	0,10	0,09	0,07
	22S/(22S+22R) C_{31}	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,58
Ароматические УВ Aromatic HC	MPI-1	1,33	1,42	1,37	1,32	1,31	1,20
	Rc=0,6 MPI+0,37	1,17	1,22	1,19	1,16	1,15	1,09
	MPDF	0,53	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
	Rc=2,2424 MPDF – 0,166	1,02	1,05	1,05	1,04	1,05	1,04

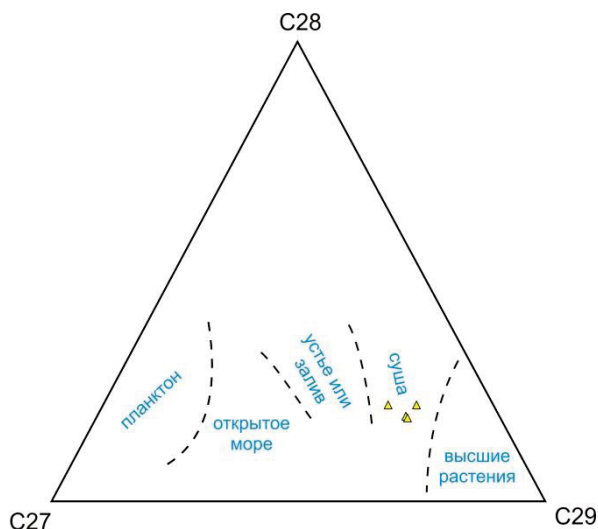


Рис. 4. Распределение стеранов C_{27} , C_{28} , C_{29} в битумоидах углей Межегейского месторождения на тригонограмме [35]

Fig. 4. Steranes C_{27} , C_{28} , C_{29} distribution in bitumoids of Mezegey coal deposit [35]

Углеводороды ряда гопана в изученных битумоидах представлены гомологами C_{29} – C_{35} , среди них доминирует C_{30} -гопан. Гомологи C_{31} – C_{35} в угольном битумоиде идентифицированы в виде смеси S- и R-диастереомеров при 22 атоме углерода. Гопаны яв-

ляются биомаркерами бактерий и имеют биологическую 17 β ,21 β (H)22R-конфигурацию [39]. В ОБ каустобиолитов они находятся в виде стереохимически преобразованных нефтяных $\alpha\beta$ -гопанов и менее стабильных в условиях катагенеза $\beta\alpha$ -моретанов. Для оценки степени катагенного созревания ОБ используются показатели 22S/(22S+22R) и отношение $\beta\alpha$ -моретаны/ $\alpha\beta$ -гопаны (или $\beta\alpha/(\alpha\beta+\beta\alpha)$), рассчитанные для гомологов C_{29} или C_{30} . Высокие равновесные значения 22S/(22S+22R) и низкие значения моретан-гопанового отношения указывают на высокую зрелость ОБ исследуемого угля.

Ароматические углеводороды

Основными компонентами ароматической фракции являются метил- и диметил-производные фенантрена. Укажем, что сочленение циклов по типу фенантрена и отсутствие заместителей при 4- и 5-м атомах углерода типично для стероидов как очевидных источников ряда фенантрена [36]. В ароматических фракциях битумоидов межегейских углей ретен (1-метил-7-изопропил-фенантрен) является минорным компонентом в сравнении с ранее изученными битумоидами углей Каа-Хемского месторождения [28], в которых этот маркер хвойных растений сильно доминировал. Отношение Ретен/Фенантрен меняется в интервале 0,17–0,48, что говорит о низких концентрациях ретена. В таких же резко подчиненных количе-

ствах обнаруживаются алкилнафталины с различными типами замещения, в их числе ароматическая биометка кадален (1,6-диметил-4-изопропилнафталин). Структура последнего генетически связана с бициклическими сесквитерпенами – кадиненами, присутствующими в эфирных маслах многих растений [36]. Соотношение кадален/ретен незначительно меняется в пределах разреза.

Распределение различных гомологов фенантронов и нафталинов используется в качестве параметров термической зрелости ОВ. Так, применение метилфенантронового индекса $MPI-1=1,5 \times (2MP+3MP)/(P+1MP+9MP)$ основано на том, что в исходном ОВ выше концентрации α -замещенных структур (1- и 9-метилфенантронов), а по мере увеличения степени катагенеза более термодинамически устойчивыми оказываются β -замещенные метилфенантроны [38, 40]. Аналогичный смысл имеет индекс $MPDF= (2MP+3MP)/(1MP+9MP+2MP+3MP)$. $MPI-1$ показывает тесную положительную взаимосвязь с R_o в пределах главной фазы нефтеобразования и служит для определения расчётной величины отражательной способности витринита $Rc=0,6 MPI+0,37$ [40]. Метилфенантроновый индекс $MPI-1$ изменяется в пределах 1,2–1,4 и соответствует катагенезу MK_3^1 , что несколько выше фактически измеренного по витриниту.

Заключение

Результаты петрографического анализа, выполненного при исследовании шлифов в проходящем свете, показывают, что угли Межегейского месторождения Улуг-Хемского бассейна однородные по мацеральному составу и сложены преимущественно бесструктурным витринитом ($Vt > 98\%$). Накопление и преобразование исходного материала углей происходило в восстановительной обстановке в пределах сильно обводненных застойных торфяных болот на окраине озера, возможно, эпизодически имевшего связь с морем, в условиях, близких к маршевым.

Молекулярно-массовое распределение алканов в битумоидах межегейских углей показывает доминирование среднепечочных n -алканов, что в совокупности с преобладанием коэффициента P_{aq} , отвечающего за вклад водного органического вещества, и значениями отношения Pr/Ph указывает на их образование из остатков преимущественно травянистой растительности прибрежных вод, накапливавшихся в субокислительных условиях при диагенезе. Существен-

ный вклад высшей наземной растительности подтверждается также и распределением стеранов C_{27} , C_{28} , C_{29} , при этом определён констатируется и заметная доля органического вещества аквагенного происхождения, более высокая по сравнению с ранее изученными разрезами Каа-Хемского месторождения Улуг-Хемского бассейна.

Наблюдаются противоречия между данными о составе углеводородов-биомаркеров, которые свидетельствуют о присутствии в составе исходного органического вещества, в том числе остатков водной биоты – фитопланктона и водорослей – и данными углететрографии, свидетельствующими за исключительный вклад высшей растительности. Значительный вклад метаморфизм углей, их принадлежность к каменноугольной стадии в сочетании с применённым для исследования мацерального состава углей проходящего света в тонких шлифах ограничили диагностику возможно присутствующего в пробах альгинита и других мацералов группы липтинита. Можно констатировать, что данные геохимии биомаркеров дополняют проведённые углететрографические исследования и подтверждают формирование угленосной толщи Межегейского месторождения в результате поступления в осадок в основном высшей наземной растительности с определённой долей органического вещества аквагенного генезиса.

Результаты изучения показателей зрелости по составу углеводородов-биомаркеров свидетельствуют о значительном катагенезе органического вещества. Об этом говорят низкие значения коэффициента нечетности n -алканов CPI , высокие значения отношения гопанов $22S/(22S+22R)$ и низкие $\beta\alpha/\alpha\beta$. Результаты исследований состава метилзамещённых фенантронов, а именно расчёт индексов $MPI-1$ и $MPDF$, с последующим расчётом значений показателей отражающей способности витринита по опубликованным корреляционным зависимостям дали несколько более высокие значения показателя R_o по сравнению с известными прямыми определениями. Это 1,16 % по $MPI-1$ и 1,04 % по $MPDF$ и диапазон 0,85–0,90 % по фактическим и опубликованным данным.

Авторы благодарят главного геолога Андрея Леонидовича Труля за предоставленный каменный материал и доктора геолого-минералогических наук Надежду Степановну Бурдельную за оказанную помощь в аналитических работах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Котельников В.И., Куликова М.П., Прудников С.Г. История исследований каменных углей и их переработки в Туве // Новые исследования Тувы. – 2020. – № 2. – С. 225–240.
2. Лебедев Н.И. Угли Тувы: состояние и перспективы освоения сырьевой базы. – Кызыл: ТувайКОПР СО РАН, 2007. – 180 с.
3. Влияние удержания летучих веществ в зоне пиролиза углей Каа-Хемского и Межегейского месторождений на компонентный состав каменноугольной смолы / Г.Р. Монгуш, К.К. Чульдун, Н.В. Гарынцева, Б.Н. Кузнецов // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. – 2020. – № 13 (4). – С. 606–619.
4. Нетрадиционные ресурсы и запасы газа в России и ПАО «Газпром» / И.А. Зинченко, Б.И. Шарипов, А.А. Крутой, Е.В. Перлова, С.А. Леонов // Геология нефти и газа. – 2018. – № 48. – С. 87–92.
5. Vedanti N., Vadapalli U., Sain K. A brief overview of CBM development in India // Proceedings of the Indian National Science Academy. – 2020. – V. 86. – № 1. – P. 623–629.
6. ГОСТ 33503-2015 (ISO 11722:2013, ISO 5068-2:2007). Топливо твердое минеральное. Методы определения влаги в аналитической пробе. – М.: Стандартинформ, 2016. – 11 с.
7. ГОСТ Р 55661-2013 (ИСО 1171:2010) Топливо твердое минеральное. Определение зольности (Издание с Изменением N 1). – М.: Стандартинформ, 2019. – 29 с.
8. ГОСТ 55662-2013 Методы петрографического анализа углей. Ч. 3. Метод определения мацерального состава. – М.: Стандартинформ, 2014. – 21 с.
9. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 250 с.
10. Золотухин Ю.А., Красковская Т.Ф. О генезисе и свойствах юрских углей Улуг-Хемского бассейна. Сообщение 1. Разно-

- видности витринита и его ассоциаций с микрокомпонентами и минеральными составляющими // Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. – 2016. – № 3. – С. 43–49.
11. Вялов В.И., Корнилов Ю.Н., Черезов М.Ю. Петрографический состав и метаморфизм углей Улуг-Хемского бассейна // Советская геология. – 1991. – № 5. – С. 3–7.
 12. Вальц И.Э., Гинзбург А.И., Крылова Н.М. Основные принципы вещественно-петрографической классификации углей // Химия твердого топлива. – 1968. – № 3. – С. 9–20.
 13. Diessel C.F.K. Coal-bearing depositional systems. – Berlin; Heidelberg: Springer-Verlag, 1992. – 721 p.
 14. Recognition of peat depositional environments in coal: a review / S. Dai, A. Bechtel, C.F. Eble, R.M. Flores, D. French, I.T. Graham, M.M. Hood, J.C. Hower, V.A. Korasidis, T.A. Moore, W. Püttmann, J.M.K. O'Keefe // International Journal of Coal Geology. – 2020. – V. 219. – article 103383. – 67 p.
 15. Mukhopadhyay P. Organic petrography and organic geochemistry of tertiary coals from Texas in relation to depositional environment and hydrocarbon generation. Report of Investigations. – Texas: Bureau of Economic Geology, 1989. – 118 p.
 16. Ондар С.А., Бушнев Д.А. Условия образования и источники органического вещества среднеюрских углей Тувы // Успехи органической геохимии. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2022. – С. 186–188.
 17. Тимофеев П.П. Юрская угленосная формация Тувинского межгорного прогиба. – М.: Наука, 1964. – 262 с.
 18. Сушанек (Печинина) Е.Б., Алексеев В.П. Литолого-фациальный состав угленосных отложений Улугхемского бассейна // Известия УГГУ. Сер.: Геология и геофизика. – 1998. – Вып. 8. – С. 112–116.
 19. Мартинсон Г.Г. Мезозойские и кайнозойские моллюски континентальных отложений Сибирской платформы, Забайкалья и Монголии. – М.: Изд-во АН СССР, 1961. – 364 с.
 20. Забелина В.И., Заика В.В. Гидрографическая связь Палео-Улуг-Хема с бассейнами рек Монголии и Амуром // Известия Русского географического общества. – 2021. – Т. 153. – № 1. – С. 19–31.
 21. Янчат Н.Н., Тас-оол Л.Х. Геохимия породообразующих элементов и РЗЭ в Каа-Хемском угольном месторождении // Химия твердого топлива. – 2021. – № 1. – С. 29–39.
 22. Комплекс химических и физических методов получения и исследования компонентов органического вещества пород и нефтяных / Л.С. Борисова, Е.А. Фурсенко, Е.А. Костырева, И.Д. Тимошина. – Новосибирск: РИЦ НГУ, 2016. – 82 с.
 23. Хант Дж. Геохимия и геология нефти и газа. – М.: Мир, 1982. – 706 с.
 24. Tegelaar E.W., Mattheizing R.M., Jansen J.B.H. Possible origin of n-alkanes in high-wax crude oils // Nature. – 1989. – V. 342. – P. 529–531.
 25. An n-alkane proxy for sedimentary input of submerged/floating freshwater aquatic macrophytes / K.J. Ficken, B. Li, D.L. Swain, G. Eglinton // Organic Geochemistry. – 2000. – V. 31. – P. 745–749.
 26. Impacts of paleohydrological changes on n-alkane biomarker compositions of a Holocene peat sequence in the eastern European Russian Arctic / R.A. Andersson, P. Kuhry, P. Meyers, Y. Zebühr, P. Crill, M. Mörth // Organic Geochemistry. – 2011. – V. 42. – P. 1065–1075.
 27. Дучко М.А. Геохимия биомаркеров в торфах юго-восточной части Западной Сибири: дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Томск, 2016. – 149 с.
 28. Бушнев Д.А., Ондар С.А., Бурдельная Н.С. Геохимия органического вещества углей Улуг-Хемского бассейна // Геология и геофизика. – 2021. – Т. 62. – № 11. – С. 1499–1510.
 29. Закономерности распределения нормальных и изопреноидных алканов в углях различной стадии метаморфизма / Н.Д. Гуляева, О.А. Арефьев, В.Л. Соколов, Ал.А. Петров // Химия твердого топлива. – 1976. – № 1. – С. 106–111.
 30. Идентификация и распределение реликтовых соединений (биомаркеров) в смолах пиролиза углей / В.Н. Шевкопляс, Л.Ф. Булузова, М. Стефанова, С. Маринов, Н.Д. Янева // Вопросы химии и химической технологии. – 2009. – № 5. – С. 61–70.
 31. Взаимосвязь между технологическими свойствами углей и составом экстрактов / Л.Ф. Булузова, Ш.М. Шакир, В.О. Кулакова, В.А. Колбаса // Вестник Донецкого национального технического университета. – 2016. – № 1. – С. 13–20.
 32. Lipid biomarkers in the Zoige-Hongyuan peat deposit: indicators of Holocene climate changes in West China / Y. Zheng, W. Zhou, P. Meyers, S. Xie // Organic Geochemistry. – 2007. – V. 38. – P. 1927–1940.
 33. Radke M., Schaefer R.G., Leythaeuser D. Composition of soluble organic matter in coals: relation to rank and liptinite fluorescence // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1980. – V. 44. – P. 1787–1800.
 34. Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall, 1993. – 363 p.
 35. Huang W.-Y., Meinschein W.G. Sterols as ecological indicators // Geochimica et Cosmochimica Acta. – 1979. – № 43 (5). – P. 739–745.
 36. Петров А.А. Углеводороды нефти. – М.: Наука, 1984. – 263 с.
 37. Seifert W.K., Moldowan J.M. Use of biological markers in petroleum exploration // Methods Geochem. Geophys. – 1986. – № 24. – P. 261–290.
 38. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. 2nd ed. – New York: Cambridge University Press, 2005. – 1155 p.
 39. Ourisson G., Albrecht P., Rohmer M. The microbial origin of fossil fuels // Scientific American. – 1984. – V. 251 (2). – P. 44–51.
 40. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Marine Petrol. Geol. – 1988. – V. 5. – P. 224–236.

Поступила 25.03.2022 г.

Прошла рецензирование 11.10.2022 г.

Информация об авторах

Ондар С.А., младший научный сотрудник химико-технологической лаборатории Тувинского института комплексного освоения природных ресурсов СО РАН.

Бушнев Д.А., доктор геолого-минералогических наук, главный научный сотрудник, заведующий лабораторией органической геохимии Института геологии Коми НЦ УрО РАН.

UDC 552.574:550.4:51.762.2

ORGANIC MATTER AND GEOCHEMISTRY OF MIDDLE JURASSIC COALS OF THE MEZHEGEY DEPOSIT (ULUG-KHEM BASIN, TUVA)

Solangy A. Ondar¹,
ondarsa@tikopr.sbras.ru

Dmitry A. Bushnev²,
boushnev@geo.komisc.ru

¹ Tuvian Institute for Exploration of Natural Resources, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 117A, Internatsionalnaya street, Kyzyl, 667004, Russia.

² Institute of Geology, Komi Science Center, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 54, Pervomayskaya street, Syktyvkar, 167982, Russia.

The relevance. Hard coals of the Mezhegey deposit are used mainly as a sintering additive for coke production. However, the heterogeneity and multicomponent nature of coal composition make it possible to consider coal as a raw material for deep chemical processing and as a carrier of valuable metals in various concentrations, and a coal seam as a coal-gas deposit. Such an integrated approach to the development of fossil fuels requires research from various positions on the features of organic and inorganic matter, which depend on the initial conditions of accumulation and sources of matter.

The purpose: to study the composition of Middle Jurassic coals organic matter in the Mezhegey deposit of the Ulug-Khem coal basin in a complex of coal-petrographic and organic geochemical research methods.

Methods: microscopic study of maceral composition in thin sections in transmitted light. Analytical moisture content and ash content were determined by standardized methods. Geochemical studies included the extraction of chloroform bitumoid from coals, fractionation of the obtained extract, gas chromatographic and chromatographic analysis of the aliphatic and aromatic bitumoid fractions. Based on the obtained data indices characterizing the conditions of accumulation of organic matter, its possible sources, and the degree of thermal transformation were calculated.

Results of petrographic and geochemical studies of Middle Jurassic coals of the Mezhegey deposit of the Ulug-Khem basin show that their microcomponent composition is almost monomaceral with a predominance of structureless vitrinite. Coals were formed on the periphery of a large lake, possibly periodically connected with a sea, under conditions close to marsh. The composition and distribution of alkanes, steranes, and hopanes in the aliphatic fraction of bitumoid were studied. Distribution of n-alkanes and isoprenoids indicates the formation of coals mainly from the remains of aquatic vegetation with some participation of humic matter. The significant contribution of higher terrestrial vegetation is also confirmed by the distribution of C₂₇, C₂₈, C₂₉ steranes. Values of carbon preference index of alkanes, the known ratios of steranes and hopanes isomers and aromatic hydrocarbons testify to the high maturity of the coal organic matter.

Key words:

coal, organic matter, vitrinite, Mezhegey deposit, Ulug-Khem coal basin, Republic of Tuva.

We thank chief geologist Andrey L. Trul for providing valuable samples and Dr. Sc. Nadezhda S. Burdelnaya for assistance in analytical work.

REFERENCES

- Kotelnikov V.I., Kulikova M.P., Prudnikov S.G. The history of coal studies and coal industry in Tuva. *The new research of Tuva*, 2020, no. 2, pp. 225–240. In Rus.
- Lebedev N.I. *Ugli Tuvy: sostoyanie i perspektivy osvoeniya syrovoy bazy* [Coals of Tuva: the present state and prospects for the development of the raw materials base]. Kyzyl, Tuvian Institute for Exploration of Natural Resources, SB of the RAS, 2007. 180 p.
- Mongush G.R., Chuldum K.K., Garyntseva N.V., Kuznetsov B.N. The influence of retention of volatile substances in pyrolysis zone Kaa-Khemsky and Mezhegeisky coal deposits on component composition of coal tar. *J. Sib. Fed. Univ. Chem.*, 2020, vol. 13 (4), pp. 606–619. In Rus.
- Zinchenko I.A., Sharipov B.I., Krutoi A.A., Perlova E.V., Leonov S.A. Unconventional gas resources and reserves in Russia and Gazprom. *Oil and gas geology*, 2018, no. 4s, pp. 87–92. In Rus.
- Vedanti N., Vadapalli U., Sain K. A brief overview of CBM development in India. *Proceedings of the Indian National Science Academy*, 2020, vol. 86, no. 1, pp. 623–629.
- GOST 33503-2015. *Toplivo tverdoe mineralnoe. Metody opredeleniya vlagi v analiticheskoy probe* [11722-2013 Solid mineral fuels – Hard coal. Determination of moisture in the general analysis test sample by drying in nitrogen]. Moscow, Standartinform Publ., 2016. 11 p.
- GOST R 55661-2013. *Toplivo tverdoe mineralnoe. Opreделение zolnosti (Izdanie s Izmeneniyem N 1)* [ISO 1171:2010 Solid mineral fuels – Determination of ash]. Moscow, Standartinform Publ., 2019. 29 p.
- GOST 55662-2013 *Metody petrograficheskogo analiza ugley. Ch. 3. Metod opredeleniya matseralnogo sostava* [ISO 7404-3:2009 Methods for the petrographic analysis of coals. P. 3. Method of determining maceral group composition]. Moscow, Standartinform Publ., 2014. 21 p.
- Kontorovich A.E. *Geokhimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti* [Geochemical methods for quantitative petroleum potential prediction]. Moscow, Nedra Publ., 1976. 250 p.
- Zolotukhin Yu.A., Kraskovskaya T.F. O genezise i svoistvakh yurskikh ugley Ulug-Khemskogo basseyna. Soobshchenie 1. Raznovidnosti vitrinita i ego assotsiatsii s mikrokomponentami i mineralnymi sostavlyayushchimi [The genesis and properties of Jurassic coals of the Ulug-Khem basin. Message 1. Varieties of vitrinite and its associations with microcomponents and mineral components]. *Chernaya metallurgiya. Byulleten nauchno-tehnicheskoi i ekonomicheskoi informacii*, 2016, no. 3, pp. 43–49.
- Vyalov V.I., Kornilov Yu.N., Cherezov M.Yu. Petrograficheskiy sostav i metamorfizm ugley Ulug-Khemskogo basseyna [Petrographic composition and metamorphism of the Ulug-Khem basin coals]. *Sovetskaya geologiya*, 1991, no. 5, pp. 3–7.

12. Valc I.E., Ginzburg A.I., Krylova N.M. Osnovnye printsiipy veshchestvenno-petrograficheskoy klassifikatsii ugley [Basic principles of the material-petrographic classification of coals]. *Khimiya tverdogo topliva*, 1968, no. 3, pp. 9–20.
13. Diessel C.F.K. *Coal-bearing depositional systems*. Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag, 1992. 721 p.
14. Dai S., Bechtel A., Eble C.F., Flores R.M., French D., Graham I.T., Hood M.M., Hower J.C., Korasidis V.A., Moore T.A., Püttmann W., O’Keefe J.M.K. Recognition of peat depositional environments in coal: a review. *International Journal of Coal Geology*, 2020, vol. 219, article 103383, pp. 67.
15. Mukhopadhyay P. *Organic petrography and organic geochemistry of tertiary coals from Texas in relation to depositional environment and hydrocarbon generation. Report of Investigations*. Texas, Bureau of Economic Geology, 1989. 118 p.
16. Ondar S., Bushnev D. Usloviya obrazovaniya i istochniki organicheskogo veshchestva sredneyurskikh ugley Tuvy [Depositional environments and organic matter sources of coals in Ulug-Khem Basin (Tuva)]. *Uspekhi organicheskoy geokhimii. II Vserossiyskaya yfexyfz ryyferentsiya* [II All-Russian Scientific Conference. Advances in Organic Geochemistry]. Novosibirsk, Novosibirsk State University Publ., 2022. pp. 186–188.
17. Timofeev P.P. *Yurskaya ughenosnaya formatsiya Tuvinskogo mezhgornogo progiba* [Jurassic coal-bearing formation of Tuvinsk intermontane depression]. Moscow, Nauka Publ., 1964. 262 p.
18. Sushanek (Pechinina) E.B., Alekseev V.P. Litologo-fatsialnyi sostav ughenosnykh otlozheniy Ulughemskogo basseyna [Lithological-facies composition of coal-bearing deposits of the Ulughkem basin]. *Izvestiya UGGU. Ser.: Geologiya i geofizika*, 1998, no. 8, pp. 112–116.
19. Martinson G.G. *Mezozoyskie i kaynozoyiskie molluski kontinentalnykh otlozheniy Sibirskoy platformy, Zabaykalya i Mongolii* [Mesozoic and Cenozoic molluscs of continental deposits of the Siberian Platform, Transbaikalia and Mongolia]. Moscow, USSR AS Publ., 1961. 364 p.
20. Zabelin V.I., Zaika V.V. Hydrographic connection of the Paleoulug-Hem with the Basins of Mongolian’s Rivers and Amur River. *Izvestiya Russkogo geograficheskogo obshchestva*, 2021, vol. 153, no. 1, pp. 19–31. In Rus.
21. Yanchat N.N., Tas-Ool L. Kh. Geochemistry of rock-forming and rare earth elements in the Kaa-Khem coal deposit. *Solid Fuel Chemistry*, 2021, vol. 55, no. 1, pp. 26–36.
22. Borisova L.S., Fursenko E.A., Kostyreva E.A., Timoshina I.D. *Kompleks khimicheskikh i fizicheskikh metodov polucheniya i issledovaniya komponentov organicheskogo veshchestva porod i naftidov* [A complex of chemical and physical methods for obtaining and studying the components of organic matter of rocks and naphthides]. Novosibirsk, Novosibirsk State University Publ., 2016. 82 p.
23. Hant J. *Geokhimiya i geologiya nefii i gaza* [Petroleum geochemistry and geology]. Moscow, Mir Publ., 1982. 706 p.
24. Tegelaar E.W., Mattheizing R.M., Jansen J.B.H. Possible origin of n-alkanes in high-wax crude oils. *Nature*, 1989, vol. 342, pp. 529–531.
25. Ficken K.J., Li B., Swain D.L., Eglinton G. An n-alkane proxy for the sedimentary input of submerged/floating freshwater aquatic macrophytes. *Organic Geochemistry*, 2000, vol. 31, pp. 745–749.
26. Andersson R.A., Kuhry P., Meyers P., Zebühr Y., Crill P., Mörth M. Impacts of paleohydrological changes on n-alkane biomarker compositions of a Holocene peat sequence in the eastern European Russian Arctic. *Organic Geochemistry*, 2011, vol. 42, pp. 1065–1075.
27. Duchko M.A. *Geokhimiya biomarkerov v torfakh yugo-vostochnoy chasti Zapadnoy Sibiri*. Dis. Kand. nauk [Geochemistry of biomarkers in peats of the southeastern part of Western Siberia. Cand. Diss.]. Tomsk, 2016. 149 p.
28. Bushnev D.A., Ondar S.A., Burdel’naya N.S. Geochemistry of the organic matter of Ulug-Khem basin coals. *Russian Geology and Geophysics*, 2021, vol. 62, no. 11, pp. 1229–1239.
29. Gulyaeva N.D., Aref’ev O.A., Sokolov V.L., Petrov A.I.A. Zakonomernosti raspredeleniya normalnykh i izoprenoidnykh alkanov v uglyakh razlichnoy stadii metamorfizma [Regularities of distribution of normal and isoprenoid alkanes in coals of different stages of metamorphism]. *Khimiya tvyordogo topliva*, 1976, no. 1, pp. 106–111.
30. Shevkoplyas V.N., Butuzova L.F., Stefanova M., Marinov S., Yaneva N.D. Identifikatsiya i raspredelenie reliktovykh soedineniy (biomarkerov) v smolakh piroliza ugley [Identification and distribution of relic compounds (biomarkers) in coal pyrolysis resins]. *Voprosy khimii i khimicheskoy tekhnologii*, 2009, no. 5, pp. 61–70.
31. Butuzova L.F., Shakir Sh.M., Kulakova V.O., Kolbasa V.A. Possibilities of coal technological properties assessment by the extracts composition. *Khimiya i khimicheskaya tekhnologiya*, 2016, no. 1, pp. 13–20. In Rus.
32. Zheng Y., Zhou W., Meyers P., Xie S. Lipid biomarkers in the Zoige-Hongyuan peat deposit: Indicators of Holocene climate changes in West China. *Organic Geochemistry*, 2007, vol. 38, pp. 1927–1940.
33. Radke M., Schaefer R.G., Leythaeuser D. Composition of soluble organic matter in coals: relation to rank and liptinite fluorescence. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1980, vol. 44, pp. 1787–1800.
34. Peters K.E., Moldowan J.M. *The biomarker guide*. Englewood Cliffs, New Jersey, Prentice Hall, 1993. 363 p.
35. Huang W.-Y., Meinschein W.G. Sterols as ecological indicators. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1979, no. 43 (5), pp. 739–745.
36. Petrov A.A. *Uglevodorody nefii* [Petroleum hydrocarbons]. Moscow, Nauka Publ., 1984. 263 p.
37. Seifert W.K., Moldowan J.M. Use of biological makers in petroleum exploration. *Methods Geochem. Geophys.*, 1986, no. 24, pp. 261–290.
38. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. *The biomarker guide*. 2nd ed. New York, Cambridge University Press, 2005. 1155 p.
39. Ourisson G., Albrecht P., Rohmer M. The Microbial Origin of Fossil Fuels. *Scientific American*, 1984, vol. 251 (2), pp. 44–51.
40. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Marine Petrol. Geol.*, 1988, vol. 5, p. 224–236.

Received: 25 March 2022.
Reviewed: 11 October 2022.

Information about the authors

Solangy A. Ondar, junior researcher, Tuvinian Institute for Exploration of Natural Resources, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences.

Dmitry A. Bushnev, Dr. Sc., chief researcher, head of the laboratory, Institute of Geology, Komi Science Center, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences.