ISSN 2411-3336; e-ISSN 2541-9404

ЗАПИСКИ ГОРНОГО ИНСТИТУТА
Journal of Mining Institute
Сайт журнала: pmi.spmi.ru

Научная статья Геология

Геолого-геохимическая характеристика включений твердого битума в вулканитах доюрского комплекса Литваковского нефтяного месторождения

Г.Т.Салахидинова[1,2]✉, **М.Г.Кульков**[1], **К.Ю.Кудрин**[1,2], **Р.И.Бутырин**[1,2], **А.Э.Алиев**[1], **Е.М.Мотошин**[1]
[1] *Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана, Ханты-Мансийск, Россия*
[2] *Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия*

Как цитировать эту статью: Салахидинова Г.Т., Кульков М.Г., Кудрин К.Ю., Бутырин Р.И., Алиев А.Э., Мотошин Е.М. Геолого-геохимическая характеристика включений твердого битума в вулканитах доюрского комплекса Литваковского нефтяного месторождения // Записки Горного института. 2026. Т. 278. С. 77-90. EDN RSWIOS

Аннотация
Изучение природы битумов, вкрапления которых приурочены к зонам гидротермальной проработки, развитым по вулканогенным породам позднепермско-раннетриасового возраста, вскрытым скважиной в верхней части разреза доюрского основания Литваковского нефтяного месторождения, представляется актуальным для прогнозирования перспектив нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. Присутствие битумов в метасоматически измененных базальтах свидетельствует о существовании разрушенной нефтяной залежи либо путей миграции нефтяных углеводородов в доюрском комплексе. Поступление углеводородов по результатам минералого-петрографических исследований происходило после гидротермально-метасоматических преобразований вулканитов. По классификации В.А.Успенского изученные битумы отнесены к чистым асфальтитам и переходным разностям асфальтиты – кериты. По молекулярному составу и изотопии углерода предполагается формирование исходного органического вещества нафтидов в восстановительных обстановках мелководного бассейна с повышенной соленостью вод и глинисто-карбонатной седиментацией, куда мог поступать гумусовый материал. Уровень термокаталитического преобразования битумов соответствует фазе начала «нефтяного окна». Нафтиды в различной мере подверглись влиянию гипергенных и, возможно, миграционных процессов. Кроме типичных маркеров биодеградации 25-норгопанов C_{28}-C_{34} в битумах впервые идентифицированы их более легкие гомологи – деметилированные трициклический C_{19} и тетрациклический C_{23}, а также необычные тетрациклические углеводороды гопаноидного типа – секогопаны C_{27}, C_{29}, C_{30}, которые, наряду с бициклическими терпанами C_{17}-C_{24}, можно рассматривать как специфическую особенность твердых нафтидов доюрского комплекса района исследования. Битумы характеризуются низким содержанием стеранов и имеют схожие специфические черты с нефтями Котыгъеганского и Северо-Хохряковского месторождений. По распределению три- и тетрациклических терпанов установлено подобие битумов нефтям и битумоидам тюменской свиты. Выявленные особенности стеранов и терпанов в битумах могут быть обусловлены участием гумусового материала в составе исходного органического вещества и указывать на вероятную связь нафтидов с отложениями тюменской свиты.

Ключевые слова
битум; вулканиты; доюрский комплекс; Западная Сибирь; газовая хроматография-масс-спектрометрия; растровая электронная микроскопия

Поступила: 21.01.2025 ***Принята: 09.12.2025*** ***Онлайн: 24.03.2026*** ***Опубликована: 12.05.2026***

Введение

Литваковское нефтяное месторождение, открытое в 2001 г., расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югры в пределах Васюганской нефтегазоносной области (рис.1). По запасам оно относится к мелким (извлекаемые/геологические – 0,21/0,8 млн т), а по геологическому строению – к простым [1]. Вместе с тем в верхнепермско-нижнетриасовых магматических породах доюрского комплекса (ДЮК) месторождения обнаружены включения твердых битумов [2, 3], происхождение которых остается дискуссионным и может объясняться исследователями с позиций пирогенной, ювенильной или миграционной гипотез [4].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

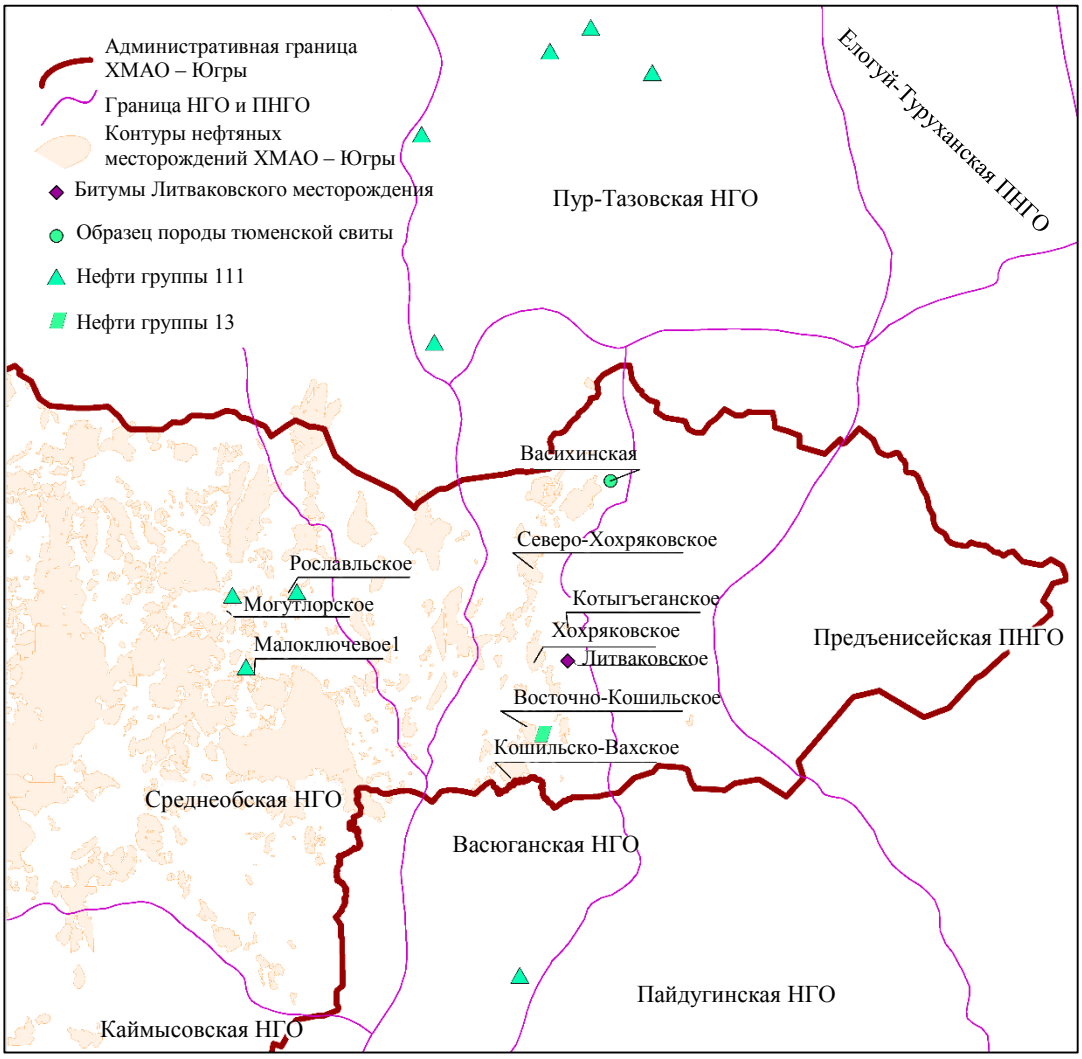


Рис.1. Обзорная схема района исследований

Состав нефтей Западной Сибири по данным [5]: группа 111 – семейства нефтей тюменской и васюганской свит, преимущественно северо-восточной периферии бассейна (13 образцов); группа 13 – семейство нефтей, включающее два образца тюменской свиты скважины 347 Кошильского месторождения

Аналогичные находки битумов встречаются в агатовых миндалинах в пермско-триасовых вулканитах на Среднем Урале, в разрезе по р. Синара [6] и миндалинах в трапповых базальтах Нидымской свиты (T_1), в скальных обнажениях на берегу р. Нижняя Тунгуска (Восточная Сибирь) [7].

Битумы, развитые непосредственно в метасоматитах по позднепермским-раннетриасовым базальтам Литваковского месторождения, изучены ранее в работах [2, 3] методами ИК- и рамановской спектроскопии, отнесены к низшим антраксолитам, а их восстановленные температуры преобразования показали соответствие температуре метасоматических преобразований вмещающих пород на уровне менее 150 °С по термометру [8].

Эти сведения о валовом составе битума первичны и полезны для определения его типа и термических условий формирования, но не позволяют сделать однозначные выводы относительно происхождения. Для того, чтобы установить фациально-генетические особенности исходного органического вещества (ОВ) и вероятный литологический состав материнских пород, традиционно нафтиды изучают на молекулярном уровне.

Решение вопросов, связанных с определением генезиса включений твердого битума в вулканитах доюрского комплекса по результатам минералого-петрографического изучения пород и детальных геохимических исследований битумов, представляется перспективным для понимания нефтегазоносности фундамента Западной Сибири, в пределах которого для территории ХМАО –

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Югры известно более 150 залежей углеводородов (УВ) [9], а на Котыгъеганском месторождении, расположенном к северу от Литваковского, при испытании интервала 3026-3042 м из доломитовых брекчий получен приток нефти с водой дебитом 53,1 м^3/сут [10].

Цель исследования – изучение природы крупных вкрапленников битумов, приуроченных к слабоизмененным вулканогенным породам позднепермско-раннетриасового возраста, вскрытых скважиной в верхней части разреза доюрского основания.

Методы

Минералого-петрографические исследования кернового материала скважины Литваковская-108 выполнены для интервала разреза 2715,00-2738,95 м. Петрографические работы осуществлялись на поляризационном микроскопе Olympus BX53, оборудованном цифровой видеокамерой Simagis XS-6CU. Минералогические исследования выполнялись на растровом электронном микроскопе (РЭМ) Carl Zeiss EVO-50 с ЭДС-спектрометром INCA Energy 350 (Oxford Instruments).

Для изучения состава органического вещества вулканитов доюрского комплекса намечены две точки включений твердых битумов (образцы 5 и 6) в достаточном количестве для выполнения запланированного комплекса аналитических геохимических исследований. Намеченные образцы механически извлечены из обозначенных на фотографиях пор (рис.2, 3). Далее образцы экстрагировались хлороформом в аппаратах Сокслета в течение 72 ч с периодической заменой растворителя на свежий до отсутствия изменения интенсивности люминесценции раствора (в УФ-свете при λ = 365 нм) в экстракционной насадке аппарата после отстаивания за ночь. После удаления растворителя из экстрактов на роторном испарителе Hei-VAP Precision ML Adv/Pre (Heidolph, Германия) рассчитывался выход хлороформ-растворимой части (ХБ «А») в процентах по массе на исходный образец. Затем образцы отправлялись на пиролитический анализ для определения содержания нерастворимого органического вещества (карбены + карбоиды) на анализаторе горных пород HAWK RW (Wildcat technologies, США) в мультизональном режиме PAM.

Выделенные хлороформенные битумоиды подвергались SARA-анализу. Для этого сначала выполнялось осаждение асфальтенов 40-кратным избытком н-пентана (холодный способ

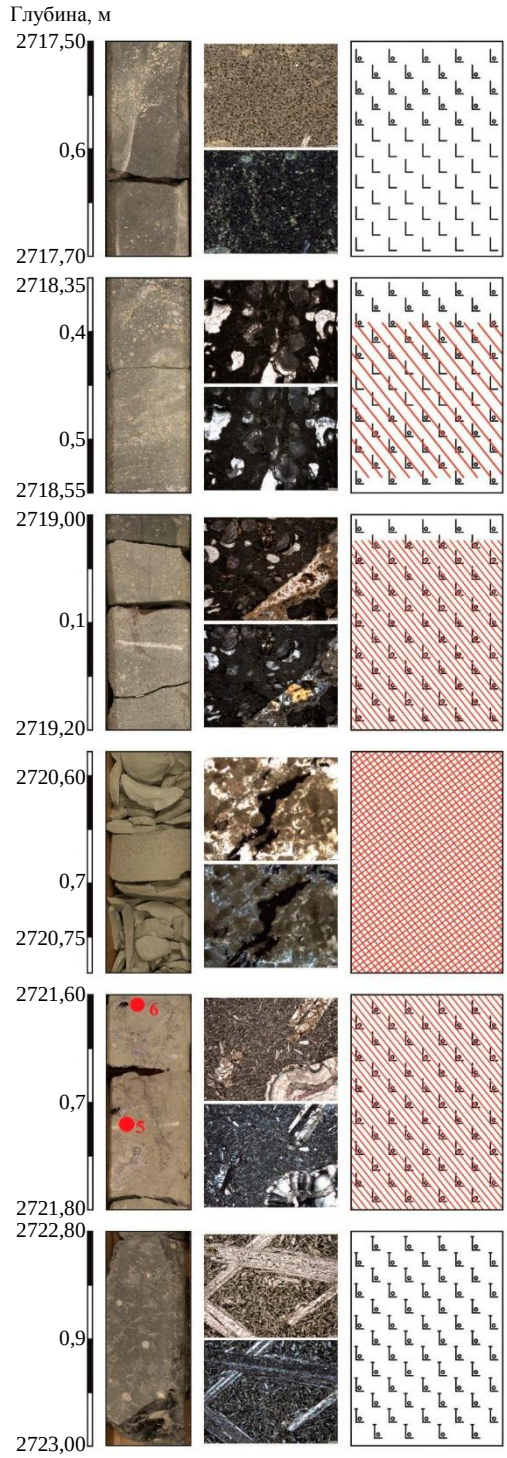


Рис.2. Фрагментированный разрез верхней пачки позднепермско-раннетриасовых метабазальтов, вскрытых скважиной Литваковская-108, и места отбора образцов для лабораторных исследований

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Гольде) [11]. Процедура повторялась дважды для эффективного удаления соосаждаемых компонентов. Далее мальтены из ХБ «А» делились на три группы компонентов (парафино-нафтеновые (ПНФ) и ароматические соединения, смолы) методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле последовательным элюированием растворителями с увеличивающейся полярностью.

Анализ молекулярного состава парафино-нафтеновых и ароматических групп компонентов проводился с использованием хромато-масс-спектрометрического комплекса Trace 1310 TSQ 8000 EVO (Thermo Fisher Scientific, США) в режимах полного ионного тока (TIC), мониторинга выбранных ионов (SIM) и мониторинга множественных реакций (MRM).

Для геохимической интерпретации использовались результаты обработки хроматограмм, полученных в режимах TIC – для нормальных и изопреноидных алканов, MRM – для полициклических нафтенов (в связи со значительным наложением пиков разных классов соединений) и SIM – для ароматических соединений. Сбор и обработка данных производились с применением программного обеспечения Xcalibur 4.0. Для идентификации пиков отдельных компонентов использовались компьютерная библиотека масс-спектров NIST 2017, опубликованные справочники, литература и руководства по биомаркерному анализу нефтей.

Определение изотопного состава углерода (ИСУ), $\delta^{13}C$ парафино-нафтеновой и ароматической групп компонентов выполнено на изотопном масс-спектрометре Delta V Advantage (Thermo Fisher Scientific, Германия), сопряженном с элементным анализатором Flash IRMS (EA IsoLink CNSOH) через универсальный интерфейс ConFlo IV. Измерение $\delta^{13}C$ проводилось относительно стандарта VPDB, погрешность измерения ±0,2 ‰.

Обсуждение результатов

В интервале 2715,00-2738,95 м скважиной Литваковская-108 вскрыты позднепермско-раннетриасовые трапповые долериты и базальты в пределах субмеридионального грабен-рифта Сабунской структурно-формационной зоны [12]. По результатам минералого-петрографических исследований определены структурно-текстурные особенности пород, на основе которых во вскрытом вулканогенном разрезе можно выделить две пачки, в верхней части каждой из которых залегают базальты, а в нижней – долериты. Оценена интенсивность развития метасоматических процессов. Выделены интервалы, затронутые процессами низкотемпературного гидротермального преобразования и пропилитизации (рис.2).

Базальты верхней пачки характеризуются серой и темно-серой окраской с зеленоватым оттенком, нижней пачки – интенсивным вишнево-красным оттенком. Контакт между пачками (глубина 2731,45 м) нарушен сколом керна. Переход между серыми базальтами верхней пачки и долеритами завуалирован продуктами метасоматоза, контакт между вишнево-красными базальтами нижней пачки и подстилающими их долеритами постепенный. Базальты по петрографическим особенностям представлены афировыми, порфировыми, пористыми, миндалекаменными и флюидальными разностями с разным сочетанием структурно-текстурных характеристик. Долериты обладают порфировидной структурой. Порфировые выделения представлены зернами основного и среднего (с отчетливым зональным строением) плагиоклаза удлиненно-призматической и таблитчатой формы, часто образующими звездчатые агрегаты. Для базальтов типична миндалекаменная текстура, реже – такситовая.

По всему вскрытому скважиной разрезу магматических пород фиксируются выделения и вкрапленники битумов. Количество и размеры выделений битумов резко увеличиваются в зоне осветленных вулканитов, непосредственно примыкающих к участкам пропилитизации, достигая 15-20 мм.

Определено несколько форм нахождения битумов в породах:

• в миндалинах и трещинах, совместно с гидротермальными низкотемпературными минералами (рис.3, *а-г*);

• в микротрещинах зоны пропилитизированных пород (рис.3, *д*, *е*);

• в основной массе базальтов без заметной связи с поровым пространством.

Аналогичные по морфологии выделения битумов наблюдались авторами публикаций [13, 14] в вулканитах Сохочульского битумопроявления в Минусинской впадине, которое описывалось в ряде публикаций.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

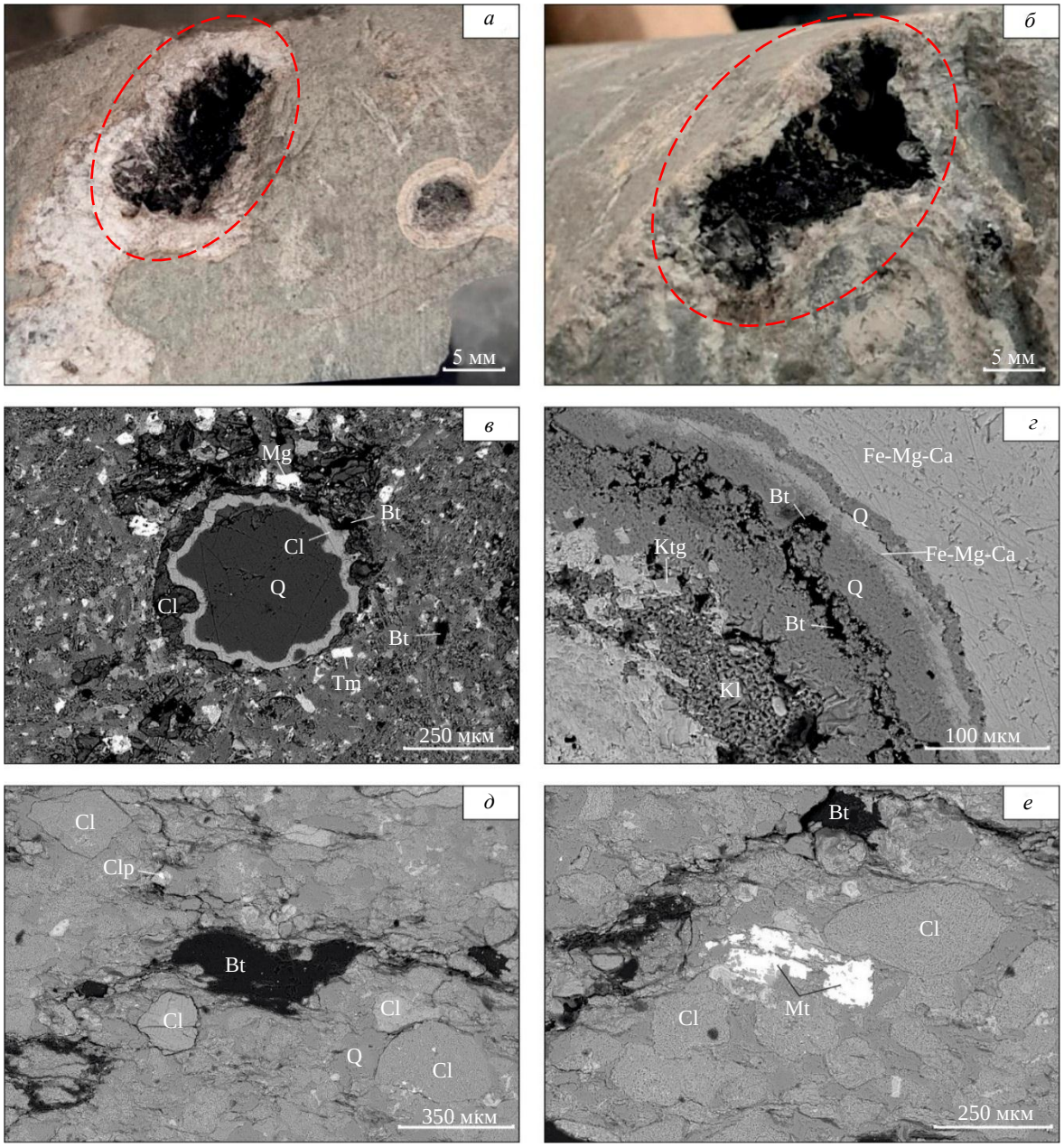


Рис.3. Макро- и микрофотографии (РЭМ) битумсодержащих пород: *а, б* – макровыделения битумов в выполнении миндалин в осветленных базальтах в интервале 2722,3-2722,7 м образцов 5 и 6; *в, г* – минералогическая зональность выполнения миндалин в базальтах; *д, е* – петрографические и минералогические особенности пропилитов

Fe-Mg-Ca – железисто-магнезиальный кальцит; Q – кварц; Cl – хлорит; Ktg – кутногорит; Kl – каолинит; Bt – битумы; Tm – титаномагнетит; Mt – магнетит; Clp – халькопирит; красной пунктирной линией обозначено место взятия проб битумов

В настоящей работе для детальной геохимической характеристики с использованием хроматографических методов исследований выбраны выделения битумов в поровом пространстве базальтов участков метасоматически измененных осветленных базальтов (рис.3), непосредственно примыкающих к зоне пропилитизации, – образцы 5 и 6 из интервала 2721,60-2721,80 м.

Результаты геохимического изучения битумов

Групповой состав битумов. Для диагностики типа битума по классификации В.А.Успенского использовались результаты SARA-анализа хлороформ-растворимой части и данные пиролиза породы после экстракции (для определения содержания остаточного, неэкстрагируемого, ОВ) (см. таблицу). Согласно рассчитанному групповому составу, битум образца 5 отнесен к переходным разностям асфальтиты – кериты, битум образца 6 – к асфальтиту.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Групповой состав битумов

Образец	Глубина, м	Содержание, отн.% на исходный образец			Групповой состав, отн.% на суммарное ОВ				
		Минеральная часть	Растворимое ОВ (ХБ «А»)	Нерастворимое ОВ (карбены + карбоиды)*	Нерастворимое ОВ (карбены + карбоиды)*	Растворимое ОВ (ХБ «А»)			
						Масла		Смолы	Асфальтены
						ПНФ	Ароматические соединения		
5	2721,72	30,51	58,42	11,07	15,9	15,9	10,4	13,1	44,7
6	2721,61	14,60	85,25	0,15	0,17	18,9	16,4	10,3	54,2

Примечание. * – сумма нерастворимых в хлороформе органических веществ; ХБ «А» – хлороформенный битумоид А; ПНФ – парафино-нафтеновая фракция.

Молекулярный состав. В составе группы парафино-нафтеновых соединений ХБ «А» образцов идентифицированы нормальные и изопреноидные алканы (н- и изоалканы), би-, три-, тетра- и пентациклические биомаркеры – сесквитерпаны, прегнаны, стераны, терпаны и деметилированные 25-норгопаны. На профилях масс-хроматограмм по полному ионному току на фоне плохо разрешенных нафтеновых «горбов» н-алканы редуцированы, проявляются заметные, сопоставимые с ними пики терпанов, при этом стераны идентифицируются с трудом (рис.4, *а*). В образце 6, в сравнении с образцом 5, прослеживается меньшее содержание низкомолекулярных соединений. По общему виду масс-хроматограмм предполагается влияние на первичный состав нафтидов вторичных гипергенных процессов, в том числе физических (дегазация, испарение, вымывание водой), химических и биохимических.

Алканы. Идентифицированы нормальные алканы с длиной цепи от 12 до 32 атомов углерода, а также изопреноидные – пристан и фитан. Молекулярно-массовые распределения (ММР) н-алканов имеют одномодальные профили с максимумами, приходящимися на области н-C_{14}-н-C_{16} для образца 5 и н-C_{19}-н-C_{21} для образца 6 (рис.4, *б*). Преобладание в ММР образца 5 н-алканов C_{10}-C_{20} указывает на морской генезис исходного ОВ. Некоторый сдвиг в сторону повышения содержания н-алканов C_{21}-C_{30} в образце 6 вероятно связан с большим влиянием на его состав гипергенных факторов, что отслеживается и по повышенным значениям геохимических индексов Wax и Ki, а также пониженным Pr/Ph (рис.4, *б*). Между тем в образцах выражено преобладание н-алкана C_{29} над гомологами, что обычно связывают с поступлением континентального ОВ в бассейн седиментации. Согласно диаграмме Кеннона – Кессоу (рис.4, *в*), формирование исходного ОВ битумов происходило в мелководно-морских условиях в восстановительной среде.

Стераны. В обоих образцах стераны обнаружены в незначительных количествах – на масс-хроматограммах, снятых в режиме SIM по m/z 217, видны пики только прегнанов C_{21}-C_{22}, перегруппированные и регулярные стераны C_{27}-C_{29} дискриминированы, из чего можно предположить значительное воздействие процессов биохимического окисления на их состав. Вместе с тем при регистрации индивидуальных соединений и их изомеров в режиме MRM идентифицированы искомые нафтены C_{21}-C_{22} и C_{27}-C_{29}. Как видно на рис.5, *а*, пики биостеранов (ααR-изомеры) сопоставимы с геостеранами (ααS-, ββR- и ββS-изомеры). По параметрам соотношений био- и геостеранов, обычно используемых для оценки степени катагенеза ОВ, исследованные битумы можно охарактеризовать как продукты реализации УВ-потенциала керогена на начальных этапах его преобразования – C_{29}Rββ/(ββ + αα) = 0,48-0,59 [15]. Значения параметра C_{29}ααS/(S + R) = 0,55-0,48 могут выглядеть несколько завышенными, однако следует учитывать, что R- и S-эпимеры ααα-конфигурации быстрее достигают термодинамического равновесия, чем αββ- и ααα-эпимеры [16]. Преобладание диастеранов над регулярными стеранами (параметр C_{27}Dia/Reg = 1,49-1,87) может служить индикатором глинистых обстановок раннего диагенеза, а также объясняться их селективным накоплением при биохимическом окислении в связи с большей устойчивостью в сравнении с регулярными стеранами [17]. Учитывая последовательность элиминирования индивидуальных стеранов при биодеградации [18], нельзя исключать, что низкие концентрации прегнанов и стеранов могут обуславливаться особенностями состава ОВ нефтематеринских пород. Среди регулярных стеранов C_{27}, C_{28} и C_{29}, отражающих вклад отдельных видов биопродуцентов в исходное ОВ,

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© Г.Т.Салахидинова, М.Г.Кульков, К.Ю.Кудрин, Р.И.Бутырин, А.Э.Алиев, Е.М.Мотошин, 2026

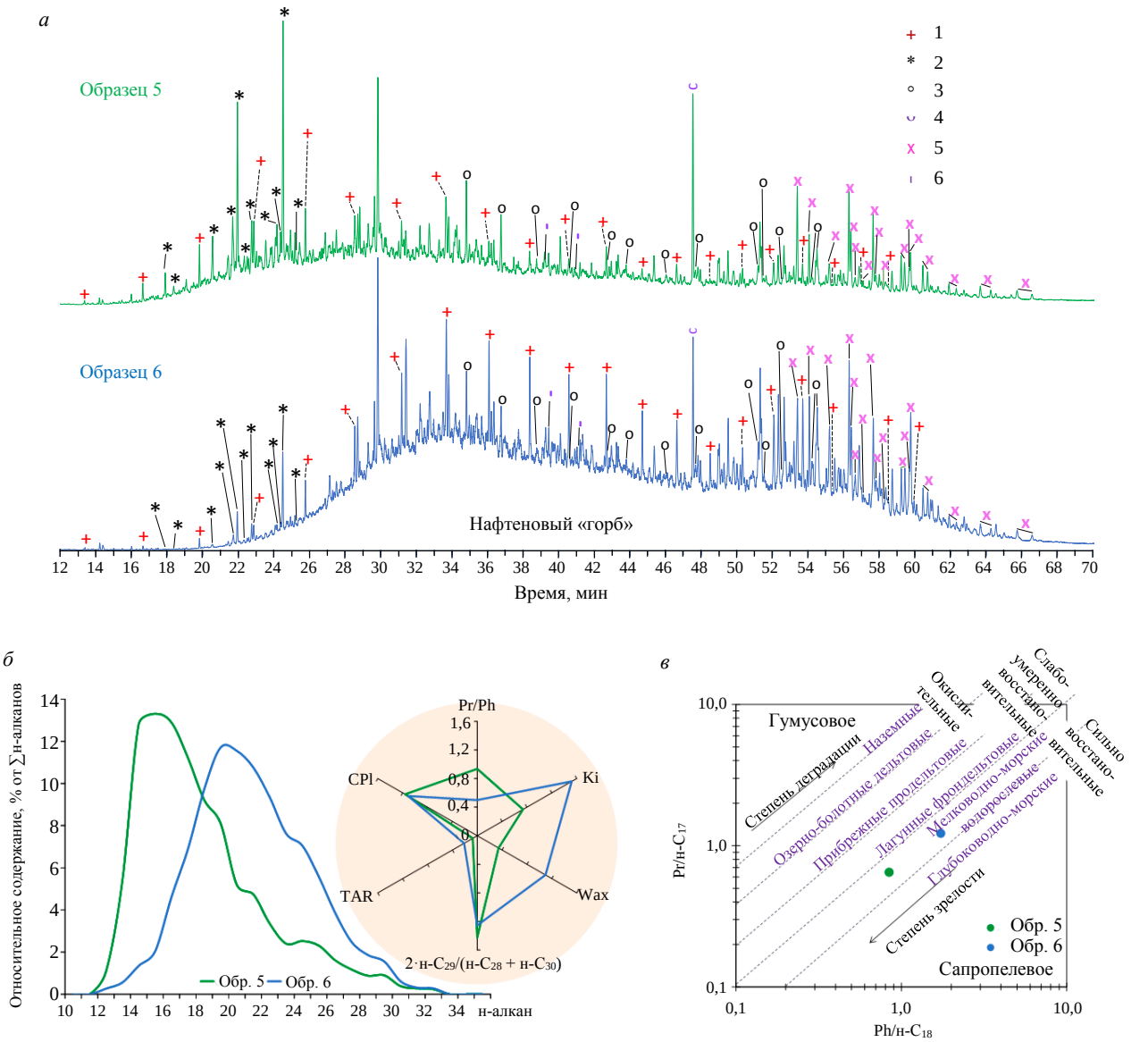


Рис.4. Состав нормальных и изопреноидных алканов: *а* – масс-хроматограммы группы парафино-нафтеновых соединений в режиме TIC; *б* – ММР н-алканов и звездная диаграмма геохимических индексов; *в* – диаграмма Кеннона – Кессоу

1 – нормальные алканы C_{12}-C_{32}; 2 – сесквитерпаны C_{14}-C_{16}; 3 – трициклические терпаны C_{19}-C_{30};
4 – тетрациклический терпан C_{24}; 5 – пентациклические терпаны C_{27}-C_{35}; 6 – прегнаны C_{21}

Pr/Ph = изо-C_{19}/изо-C_{20}; TAR = (н-C_{27} + н-C_{29} + н-C_{31})/(н-C_{15} + н-C_{17} + н-C_{19});
Wax = ∑(н-C_{21}-н-C_{31})/∑(н-C_{15}-н-C_{20}); Ki = (изо-C_{19} + изо-C_{20})/(н-C_{17} + н-C_{18});
CPI = 0,5(((∑нечетные(н-C_{25}-н-C_{33})/∑четные(н-C_{24}-н-C_{32})) + (∑нечетные(н-C_{25}-н-C_{33})/∑четные(н-C_{26}-н-C_{34})));
Pr/н-C_{17} = изо-C_{19}/н-C_{17}; Ph/н-C_{18} = изо-C_{20}/н-C_{18}

близки содержания гомологов C_{27} и C_{29} с некоторым преобладанием C_{29}, что может указывать на смешанный состав исходного ОВ, сформированного некромой гидробионтов с примесью поступавшего в бассейн осадконакопления континентального ОВ (рис.5, *б*).

В большинстве нефтей из различных нефтегазоносных комплексов Западной Сибири стераны содержатся на хорошо детектируемом в режиме SIM уровне, в связи с чем в рамках настоящей работы дополнительно рассмотрен состав стеранов в нефтях из близлежащих к Литваковскому месторождению нефтеносных площадей по литературным данным и ранее полученным результатам исследований нефтей ХМАО. Так, низкое содержание стеранов относительно гопанов отмечалось Е.А.Белицкой [19] в нефтях пластов $Ю_1$, $Ю_2$ Северо-Хохряковского месторождения и объяснялось значительным вкладом наземных растений в состав исходного ОВ или его активной микробиальной переработкой при накоплении. И.В.Гончаровым ранее показано доминирование этилхолестанов C_{29} над холестанами C_{27} при невысоком отношении пристан/фитан в нефтях

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

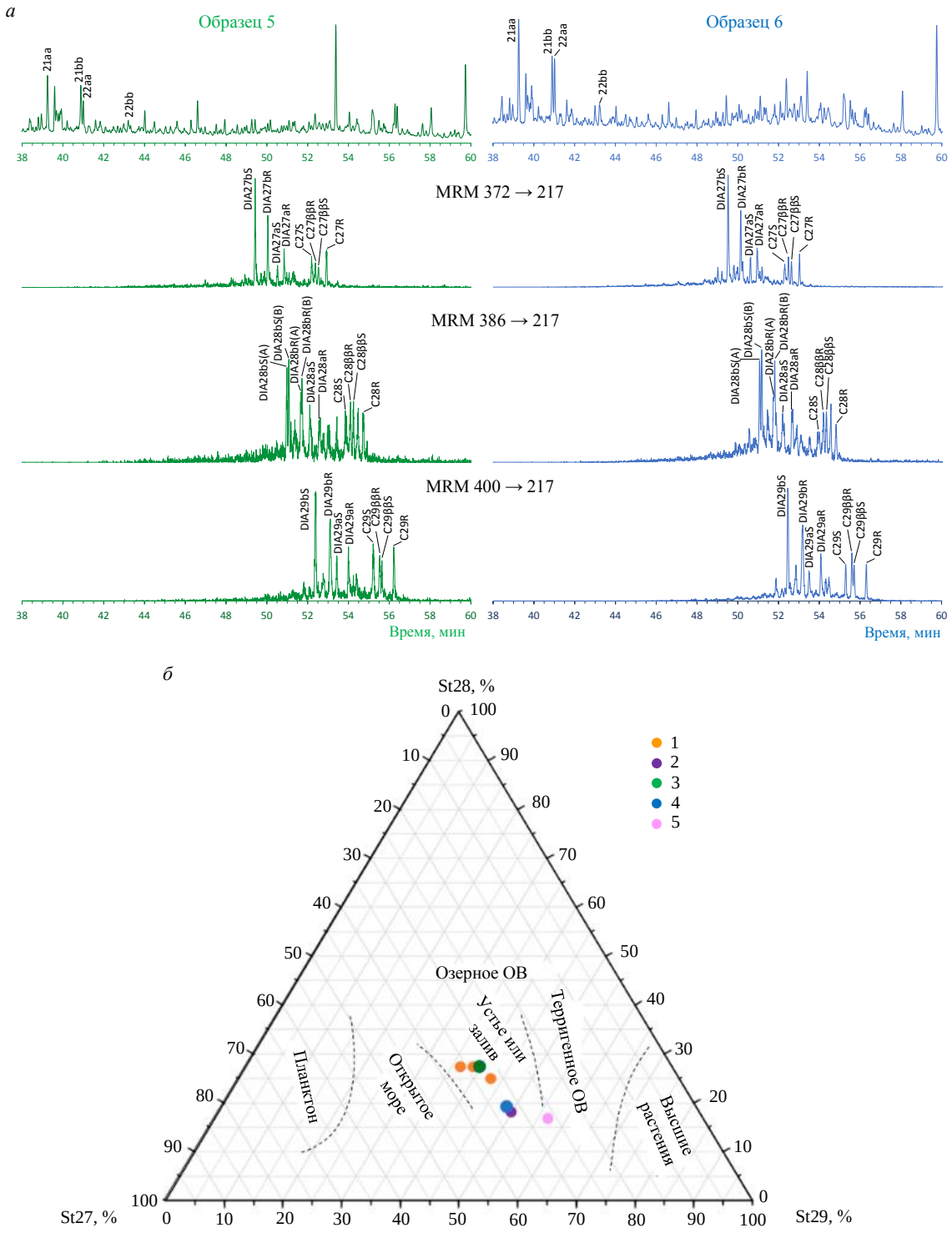


Рис.5. Состав стеранов: *а* – масс-хроматограммы прегнанов C_{21}-C_{22}, перегруппированных (DIA) и регулярных био- и геостеранов C_{27}-C_{29} в режимах SIM и MRM;
б – определение генетических типов ОВ по соотношению изостеранов C_{27}, C_{28}, C_{29}

1 – нефти Северо-Хохряковского месторождения, пласт Ю1/2; 2 – нефть Котыгъеганского месторождения, пласт ЮВ10; 3 – битум, образец 5; 4 – битум, образец 6; 5 – нефть Котыгъеганского месторождения ДЮК

скважины 23 Котыгъеганского месторождения ($Ю_{10}$, Pz), объясняемое наличием генетической связи нефтей с палеозойскими и более древними морскими нефтематеринскими породами [10].

По результатам собственных ранее выполненных работ нефти близлежащих нефтеносных площадей, как и исследуемые битумы, характеризуются преобладанием этилхолестана (см. рис.4, *б*).

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Кроме того, в нефти доюрского комплекса Котыгъеганского месторождения отмечалось подобное битумам значительное преобладание терпанов над стеранами, в нефтях пластов Ю1/2 Северо-Хохряковского и ЮВ10 Котыгъеганского месторождений терпаны в меньшей мере, но также преобладают над стеранами.

Терпаны. Среди терпанов в обоих образцах идентифицированы бициклические C_{14}-C_{16}, трициклические C_{19}-C_{30}, тетрациклический C_{24}, пентациклические C_{27}-C_{35} терпаны, гаммацеран C_{30} и 25-норгопаны C_{27}-C_{34}. На масс-хроматограммах по m/z 191 привлекают внимание высокие пики хейлантанов C_{19}, C_{20} и тетрациклического терпана C_{24} (рис.6, *а*). Впервые в исследуемых битумах обнаружены деметилированные трициклический DTr_{19} и тетрациклический $DTet_{23}$ терпаны, ранее упоминавшиеся в ОВ пород среднего кембрия и хатыспытской свиты венда Сибирской платформы [20, 21]. По фрагментным ионам m/z 123 и 193 обнаружены тетрациклические УВ гопаноидного типа, именуемые секогопанами Sh_{27}, Sh_{29}, Sh_{30} и зачастую ассоциируемые исследователями [22] с биодеградированными нефтяными и битумными залежами (рис.6, *а*). Эти соединения, наряду с вышеобозначенными деметилированными терпанами в составе битумов исследуемого района, в опубликованных литературных источниках ранее не упоминались.

Присутствие деметилированных три- и тетрациклических терпанов указывает на значительную биодеградацию нафтидов [23, 24], но на масс-хроматограммах отмечаются только отдельные структуры подобного типа. Вместе с тем хейлантаны и тетрациклические терпаны относят к числу наиболее устойчивых к термическому и биохимическому воздействию (в разной мере) среди насыщенных хемофоссилий [25]. Можно допустить, что процессы биодеградации не в полной мере изменили состав три- и тетрациклических терпанов, а наблюдаемое на масс-хроматограммах распределение рассматриваемых соединений отражает состав исходного ОВ. Похожее распределение три- и тетрациклических терпанов отмечено в нефтях (J_2, терригенный коллектор) и экстрактах нефтематеринских пород (J_1, угленосная формация) разведочного блока Fukang Sag Джунгарского бассейна в Северо-Западном Китае [26], а также в экстрактах углесодержащих пород тюменской свиты (по результатам собственных исследований) (рис.6, *а*).

Среди трицикланов гомологи C_{19}-C_{20} преобладают над C_{23}-C_{26}, указывая на присутствие континентального ОВ в бассейне седиментации (Its = 1,33-1,32; T_{19}/T_{23} = 4,21-3,58), отмечаемое ранее по составу н-алканов и стеранов. Высокое содержание тетрациклического терпана C_{24} и наличие гаммацерана (Ga/H = 0,37-0,60) могут свидетельствовать о гиперсоленых условиях стратификации водной толщи, в которых обитали исходные биопродуценты [27, 28]. Возможно, с существовавшим солевым режимом вод связано сокращенное видовое разнообразие живых организмов, впоследствии обусловившее особенности состава исходного ОВ, обедненного стеролами, что выразилось в том числе в общем снижении концентрации стеранов в нафтидах и доминировании среди них прегнанов и гомопрегнанов [29]. Повышенные концентрации гаммацерана, типичные для нефтематеринских пород карбонатно-эвапоритовых бассейнов Индостана и Омана, исследователи объясняют широким развитием в древних водных бассейнах простейших инфузорий типа *Tetrahymena* [30]. Вместе с тем в литературе приводятся сведения, что и эукариоты, и бактерии могут служить потенциальными источниками тритерпеноидного спирта тетрахиманола, предшественника гаммацерана [31].

По соотношению пентациклических триснорнеогопана и трисноргопана (Ts/Tm = 2,22-1,06) прослеживается связь нафтидов с глинистыми материнскими породами, при этом учитываются значения параметров T_{24}/T_{23} (0,35-0,42), T_{26}/T_{25} (0,5-0,7) и соотношение адиантан/гопан (H_{29}/H = 1,40-1,61), предполагается формирование исходного ОВ в глинисто-карбонатных обстановках. Изомерные соотношения R- и S-эпимеров гопанов C_{31} стремятся к равновесным (C_{31}HSR = 0,52-0,48) и соответствуют верхней границе «нефтяного окна».

Следует добавить, что ранее в работе [5] изучен молекулярный состав нефтей Западной Сибири, для которых в качестве нефтематеринских предполагаются породы тюменской свиты. Эти нефти и изученные образцы битумов 5 и 6 показывают хорошую сходимость значений параметров по трициклическим терпанам и стеранам, отвечающим за генезис исходного ОВ, предполагая участие континентального ОВ. Некоторые различия обусловлены фациальной изменчивостью среды осадконакопления и выражены в глинистом составе материнских пород для нефтей и глинисто-карбонатном – для битумов. А.А.Севастьяновым приводились данные о наличии карбонатных разностей и прослоев известняков в средней и верхней частях тюменской свиты [32].

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

© Г.Т.Салахидинова, М.Г.Кульков, К.Ю.Кудрин, Р.И.Бутырин, А.Э.Алиев, Е.М.Мотошин, 2026

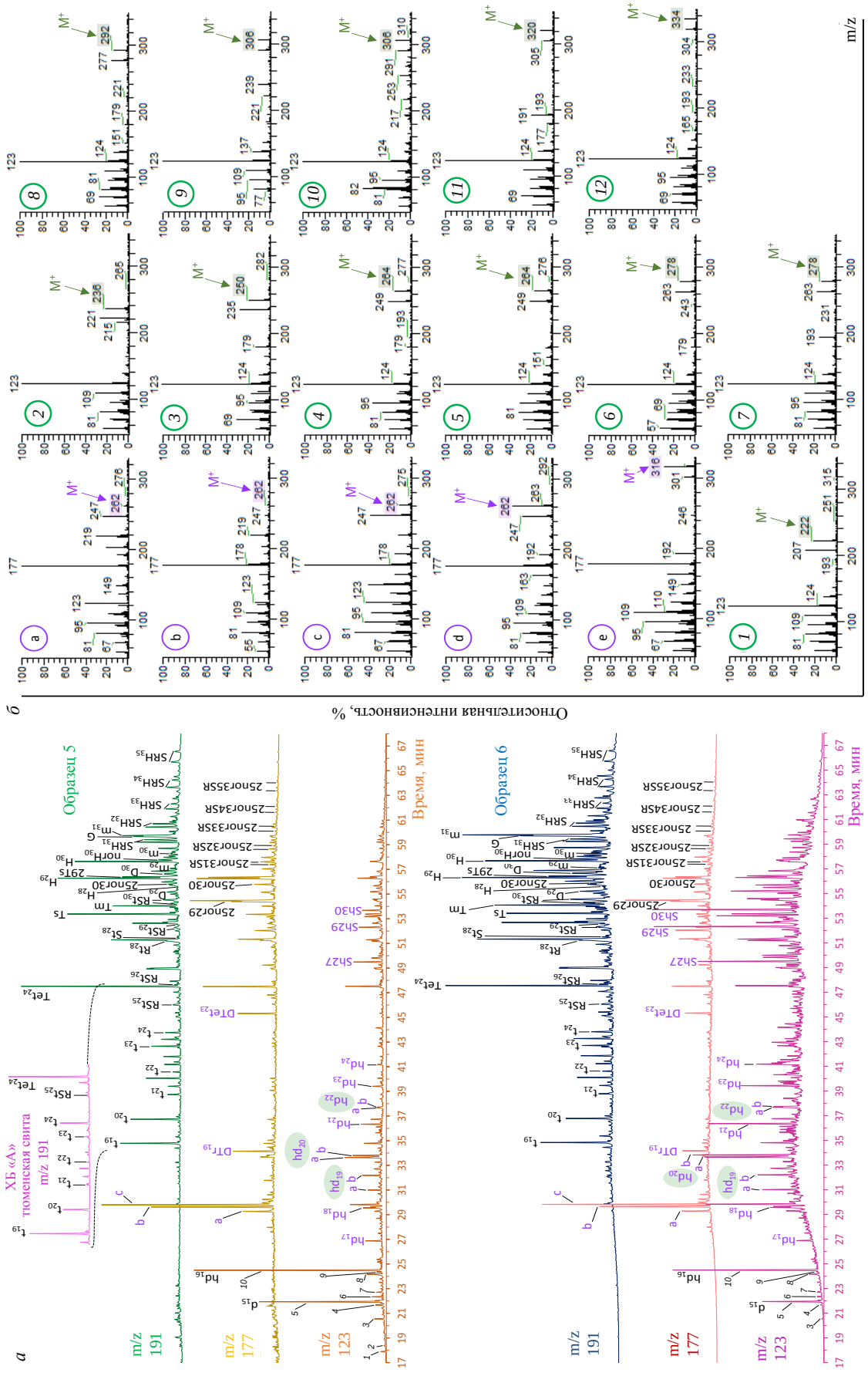


Рис.6. Состав терпанов: *а* – масс-хроматограммы терпанов C_{14}-C_{35} в режиме SIM; *б* – масс-спектры индивидуальных би- и трициклических нафтеновых соединений 1-10 – бициклические сесквитерпаны C_{14}-C_{16}; t_{19}-t_{30} – трициклические терпаны; Ts – триснорнеогопан C_{27}; Tm – трисноргопан C_{27}; 29Ts – триснорнеогопан C_{29}; H_{28}-H_{35} – гопаны и гомогопаны; D_{29}-D_{30} – диагопаны; m_{29}-m_{31} – моретаны; G – гаммацеран; деметилированные 25-нор-: DTr_{19} (хейлантан), $DTet_{23}$ (тетрациклический терпан), гопаны C_{28}-C_{34}; Sh_{27}, Sh_{29}, Sh_{30} – секогопаны; hd_{17}-hd_{24} – бициклические алканы; неидентифицированные структуры: a, b, c – деметилированные 25-нор-C_{19}, *1-12* – бициклические алканы hd_{17}-hd_{24}; идентифицированные структуры: d – деметилированный трициклический терпан DTr_{19}, e – деметилированный тетрациклический терпан $DTet_{23}$

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Зафиксированные в составе битумов бициклические соединения ряда дримана и гомодримана C_{14}-C_{16} обычно рассматриваются как маркеры континентальности, однако в литературе описаны случаи обнаружения их в различных прокариотических организмах [33, 34]. На масс-хроматограммах SIM по m/z 177 и ряду соответствующих MRM-переходов $M^+ \rightarrow 177$ регистрируются деметилированные гопановые структуры – 25-норгопаны C_{28}-C_{34}, наличие которых многими исследователями расценивается как признак интенсивной биодеградации нафтидов [35, 36]. Поскольку гопаны менее устойчивы к биохимическому окислению, чем три- и тетрациклические терпаны, к геохимическим выводам по гомогопановым индексам следует подходить с осторожностью [37]. Кроме вышеобозначенных, в составе битумов встречается ряд структур, которые предположительно можно отнести к деметилированным C_{19} с M^+ 262 по интенсивному фрагментному иону m/z 177 и более высокомолекулярным гомологам (и изомерам) бициклических соединений C_{17}-C_{24} с M^+ 236-334 по доминирующему иону m/z 123. Масс-фрагментограммы этих соединений приведены на рис.6, *б*.

Наличие в составе ПНФ нормальных и изопреноидных алканов, наряду с присутствием маркеров биохимического окисления, возможно связано с разбавлением первично биодеградированных нафтидов в ходе повторного поступления свежих порций нефти, как показано на примере залежей Аргентины [38] и Западной Сибири [39].

Ароматические соединения. В составе ароматической фракции выявлено наличие биароматических (нафталины), триароматических (фенантрены), триароматических (стероиды) и серасодержащих (дибензотиофены) соединений. В относительном распределении последних трех групп соединений в битуме 5 заметно выше содержание фенантренов, в битуме 6 – фенантренов и дибензотиофенов приблизительно по 35 %, триароматических стероидов – 30 %. В битумах присутствует ретен, традиционно считавшийся биомаркером хвойных растений, но в последние годы приводятся сведения о его возможном водорослевом или цианобактериальном генезисе, для достоверного определения происхождения используются изотопные анализы $\delta^{13}C$ как самого ретена, так и н-алканов C_{16}-C_{30} и стигмастана [40]. Среди алкилнафталинов преобладают триметилнафталины (56-57 %), содержание метил- и диметилнафталинов несколько меньше (20 и 23-24 %), что может указывать на вклад гумусовых компонент в состав исходного ОВ [41]. По значениям индекса 4-MDBT/Phen = 0,01-0,04, как и параметрам C_{27} Dia/Reg и Ts/Tm, предполагаются глинистые обстановки формирования исходного ОВ [42]. По соотношению изомеров 4- и 1-метилдибензотиофенов, обладающих различной термодинамической устойчивостью (MDR = 0,87-0,54), нафтиды характеризуются невысокой степенью термического преобразования, рассчитанное значение [43] Ro составляет 0,57-0,55 %.

Изотопный состав углерода. В ПНФ и ароматической фракции образца 5 содержание тяжелого изотопа углерода ^{13}C выше по сравнению с образцом 6 и более близко к таковому в ХБ «А» тюменской свиты (рис.7, *а*), что может быть связано с большим содержанием в его составе продуктов преобразования континентального ОВ. По изотопному составу углерода, как и по ряду биомаркерных параметров в ПНФ, изученные битумы близки к нефтям тюменской свиты из скважины 347 Кошильского месторождения [5], что показано на звездной диаграмме на рис.7, *б*.

Заключение

Присутствие битумов в метасоматически измененных базальтах свидетельствует о существовании разрушенной нефтяной залежи либо путей миграции нефтяных углеводородов в пермско-триасовом доюрском комплексе Литваковского месторождения. По данным проведенных минералого-петрографических исследований, миграция происходила после процесса гидротермально-метасоматических преобразований вулканитов. Результаты изучения группового состава битумов по данным экстракции, пиролиза и SARA-анализа позволили, согласно классификации В.А.Успенского, отнести образец 5 к переходным разностям асфальтиты – кериты, образец 6 – к асфальтиту. По молекулярному составу и изотопии углерода парафино-нафтеновых и ароматических групп соединений предполагается формирование исходного ОВ нафтидов в восстановительных обстановках мелководного бассейна с повышенной соленостью вод, куда мог поступать гумусовый материал. Изомерные соотношения стеранов, терпанов и метилдибензотиофенов демонстрируют уровень термокаталитического преобразования битумов, соответствующий фазе начала «нефтяного окна». Нафтиды подверглись влиянию гипергенных, в том числе биохимических процессов

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

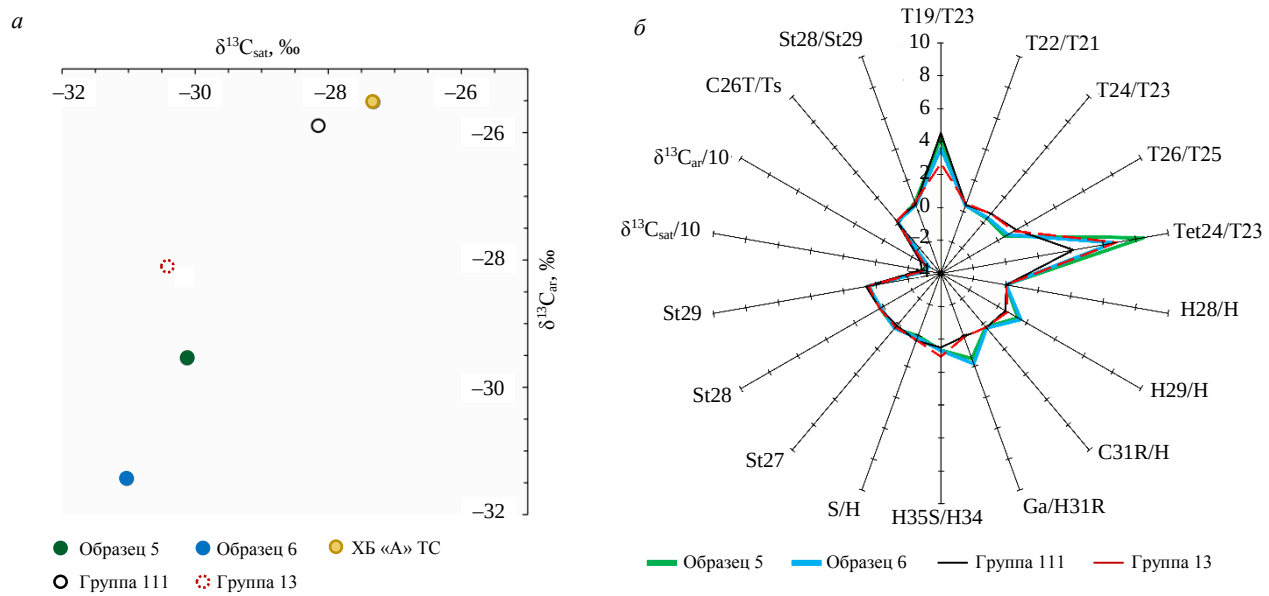


Рис.7. Сравнение состава изученных битумов ДЮК и нефтей и битумоидов тюменской свиты:
а – изотопный состав углерода масляной фракции; *б* – звездная диаграмма биомаркерных параметров ПНФ и ИСУ масляной фракции

Состав нефтей Западной Сибири по данным [5]: группа 111 – семейства нефтей тюменской и васюганской свит преимущественно северо-восточной периферии бассейна (13 образцов); группа 13 – семейство нефтей, включающее два образца тюменской свиты скважины 347 Кошильского месторождения

в различной мере. Кроме типичных маркеров биодеградации 25-норгопанов C_{28}-C_{34}, в битумах впервые идентифицированы их более легкие гомологи – деметилированные трициклический C_{19} и тетрациклический C_{23}, а также необычные тетрациклические углеводороды гопаноидного типа – секогопаны C_{27}, C_{29}, C_{30}, которые, наряду с бициклическими терпанами состава C_{17}-C_{24}, можно рассматривать в качестве характерных особенностей твердых нафтидов доюрского комплекса района исследования. Одновременное присутствие в экстрактах битумов нормальных, изопреноидных алканов и соединений, маркирующих процессы биодеградации, вероятно обусловлено разбавлением ранее сформированных нафтидов свежими порциями УВ-флюидов. К другим особенностям состава битумов относится низкое содержание стеранов, при этом обнаружено наличие схожих специфических черт с нефтями Котыгъеганского и Северо-Хохряковского месторождений. В то же время установлена близость исследованных битумов по распределению трициклических C_{19}-C_{23} и тетрациклического C_{24} терпанов с битумоидами и нефтями, для которых в качестве материнских рассматриваются отложения тюменской свиты. Выявленные особенности стеранов и терпанов в битумах могут быть обусловлены участием гумусового материала в составе исходного органического вещества и указывать на вероятную связь нафтидов с отложениями тюменской свиты. При наличии геологических предпосылок прогнозируются пропущенные залежи углеводородов в нижне-, среднеюрских отложениях и доюрском основании исследуемого района.

Авторы выражают искреннюю благодарность Е.Ю.Кондиной за проведение минералогических исследований на растровом электронном микроскопе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Именные месторождения нефти и газа Тюменской области / Под общ. ред. Н.Н.Закирова. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2020. 208 с.

2. *Лепеха С.В., Берзин С.В.* Изучение природного битума методом инфракрасной Фурье спектроскопии // XXX Зимней Школы по химии твердого тела, 9-10 февраля 2021, Екатеринбург, Россия. Екатеринбург: Изд-во Уральского университета, 2021. С. 58-61.

3. *Берзин С.В., Иванов К.С., Панкрушина Е.А. и др.* Находки битумов в апобазальтовых метасоматитах в доюрском фундаменте Западно-Сибирской платформы // Уральская минералогическая школа. 2022. № 28. С. 15-16.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

4. *Федосеев Г.С., Фадеева В.П., Меленевский В.Н.* Жильный пиробитум в долеритах Кузьменского комплекса (Минусинский межгорный прогиб) // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 7. С. 1110-1117.

5. *Peters K.E., Ramos L.S., Zumberge J.E. et al.* Circum-Arctic petroleum systems identified using decision-tree chemometrics // AAPG Bulletin. 2007. Vol. 91. № 6. P. 877-913. DOI: 10.1306/12290606097

6. *Erokhin Yu.V., Ivanov K.S.* On the discovery and study of anthraxolite in Triassic plagiorhyolite on the border of the Ural and western Siberia // Geosciences Journal. 2019. Vol. 23. Iss. 2. P. 273-279. DOI: 10.1007/s12303-018-0030-3

7. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Норильская. Лист Q-47 – Тура. Объяснительная записка. СПб: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2018. 328 с.

8. *Kouketsu Y., Mizukami T., Mori H. et al.* A new approach to develop the Raman carbonaceous material geothermometer for low-grade metamorphism using peak width // Island Arc. 2014. Vol. 23. Iss. 1. P. 33-50. DOI: 10.1111/iar.12057

9. *Тугарева А.В., Чернова Г.А., Яковлева Н.П., Мороз М.Л.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. № 5. С. 58-66. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-5-58-66

10. *Мороз М.Л., Чернова Г.А.* Вещественный состав, геохимические исследования, находки битумов в породах доюрского комплекса на территории ХМАО – Югры // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири: Материалы Двадцать шестой научно-практической конференции, 22-25 ноября 2022, Ханты-Мансийск, Россия. Ханты-Мансийск: Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана, 2023. С. 324-332.

11. *Юдина Н.В., Небогина Н.А., Прозорова И.В.* Состав смолисто-асфальтеновых компонентов межфазных слоев водонефтяных эмульсий // Петролеомика. 2021. Т. 1. № 1. С. 49-56. DOI: 10.1134/S2782385721010053

12. *Иванов К.С., Федоров Ю.Н., Ерохин Ю.В., Пономарев В.С.* Геологическое строение фундамента Приуральской части Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна. Екатеринбург: Институт геологии и геохимии им. академика А.Н.Заварицкого, 2016. 302 с.

13. *Серебренникова О.В., Васильев Б.Д., Туров Ю.П. и др.* Нефтепроявление «Сохочул» в Северной Хакасии // Известия Томского политехнического университета. 2002. Т. 305. № 8. С. 78-83.

14. *Серебренникова О.В., Васильев Б.Д., Туров Ю.П., Филиппова Т.Ю.* Нафтиды в базальтах нижнего девона Северо-Минусинской впадины // Доклады Академии наук. 2003. Т. 390. № 4. С. 525-527.

15. *Xiaotao Zhang, Bin Shen, Jiajia Yang et al.* Evolution characteristics of maturity-related sterane and terpane biomarker parameters during hydrothermal experiments in a semi-open system under geological constraint // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2021. Vol. 201. № 108412. DOI: 10.1016/j.petrol.2021.108412

16. *Hackley P.C., Ryder R.T.* Organic geochemistry and petrology of Devonian shale in eastern Ohio: Implications for petroleum systems assessment // AAPG Bulletin. 2021. Vol. 105. № 3. P. 543-573. DOI: 10.1306/08192019076

17. *Siqin Huang, Guosheng Xu, Fanghao Xu et al.* Biomarker distributions and depositional environments of continental source rocks in Sichuan Basin, SW China // Energy Exploration & Exploitation. 2020. Vol. 38. Iss. 6. P. 2296-2324. DOI: 10.1177/0144598720915533

18. *Chosson P., Connan J., Dessort D., Lanau C.* In Vitro Biodegradation of Steranes and Terpanes: A Clue to Understanding Geological Situations // Biological Markers in Sediments and Petroleum. Prentice-Hall, 1992. P. 320-349.

19. *Белицкая Е.А.* Типы нефтей территории Колтогорского прогиба и особенности распределения в них ароматических соединений: Автореф. дис. … канд. хим. наук. Томск: Институт химии нефти СО РАН, 2008. 24 с.

20. *Парфенова Т.М., Каширцев В.А., Коровников И.В.* Новые находки нафтидопроявлений в породах среднего кембрия на северо-востоке Сибирской платформы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014. Т. 9. № 2. 22 с. DOI: 10.17353/2070-5379/25_2014

21. *Мельник Д.С., Парфенова Т.М., Рогов В.И.* Биодеградированные рассеянные битумы в породах хатыспытской свиты венда (неопротерозоя) на северо-востоке Сибирской платформы // Георесурсы. 2020. Т. 22. № 2. С. 37-44. DOI: 10.18599/grs.2020.2.37-44

22. *Каширцев В.А.* Новые и редкие стерановые и терпановые углеводороды в нефтях Непско-Ботуобинской антеклизы // Нефтехимия. 2013. Т. 53. № 1. С. 3-10. DOI: 10.7868/S002824211206007X

23. *Каширцев В.А.* Природные битумы северо-востока Сибирской платформы. Якутск: Якутский филиал Сибирского отделения Академии наук СССР, 1988. 103 с.

24. *Alberdi M., Moldowan J.M., Peters K. E., Dahl J.E.* Stereoselective biodegradation of tricyclic terpanes in heavy oils from the Bolivar Coastal Fields, Venezuela // Organic Geochemistry. 2001. Vol. 32. Iss. 1. P. 181-191. DOI: 10.1016/S0146-6380(00)00130-3

25. *Mao-Guo Hou, Ming Zha, Xiu-Jian Ding et al.* Source and accumulation process of Jurassic biodegraded oil in the Eastern Junggar Basin, NW China // Petroleum Science. 2021. Vol. 18. Iss. 4. P. 1033-1046. DOI: 10.1016/j.petsci.2021.07.010

26. *Bocai Li, Youjun Tang, Zhonghong Chen et al.* The Geochemical Characteristics of Source Rock and Oil in the Fukang Sag, Junggar Basin, NW China // Minerals. 2023. Vol. 13. Iss. 3. № 432. DOI: 10.3390/min13030432

27. *Ахмедова А.Р., Серебренникова О.В., Шиганова О.В.* Состав углеводородов нефтей центральной части Восточной Сибири // Журнал Сибирского федерального университета. Химия. 2018. № 11 (2). С. 230-248.

28. *Zibin Zhao, Grohmann S., Zieger L. et al.* Evolution of organic matter quantity and quality in a warm, hypersaline, alkaline lake: The example of the Miocene Nördlinger Ries impact crater, Germany // Frontiers in Earth Science. 2022. Vol. 10. № 989478. DOI: 10.3389/feart.2022.989478

29. *Ахмедова А.Р., Серебренникова О.В., Шиганова О.В.* Насыщенные и ароматические углеводороды–биомаркеры в нефти и битумоидах параметрической скважины Кугасская 364-0 (Республика Саха, Якутия) // Петролеомика. Petroleomics. 2023. Т. 3. № 1. С. 91-102. DOI: 10.53392/27823857-2023-3-1-91

30. *Каширцев В.А., Парфенова Т.М., Моисеев С.А. и др.* Прямые признаки нефтегазоносности и нефтематеринские отложения Суханского осадочного бассейна Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2019. Т. 60. № 10. С. 1472-1487. DOI: 10.15372/GiG2019119

31. *Banta A.B., Wei J.H., Welander P.V.* A distinct pathway for tetrahymanol synthesis in bacteria // PNAS. 2015. Vol. 112. № 44. P. 13478-13483. DOI: 10.1073/pnas.1511482112

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

32. *Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И.* Перспективы разработки отложений тюменской свиты на территории ХМАО-Югры // Успехи современного естествознания. 2016. № 12-2. С. 444-448.

33. *Dongxu Zhang, Wenyu Du, Xingming Pan et al.* Discovery and biosynthesis of bacterial drimane-type sesquiterpenoids from *Streptomyces clavuligerus* // Beilstein Journal of Organic Chemistry. 2024. Vol. 20. P. 815-822. DOI: 10.3762/bjoc.20.73

34. *Коноплева И.В., Севастьянова В.С.* Геохимическая значимость бициклических сесквитерпанов в гидротермальной нефти кальдеры вулкана Узон (Камчатка) // Геохимия. 2023. Т. 68. № 2. Р. 217-224. DOI: 10.31857/S001675252302005X

35. *Peters K.E., Moldowan J.M., McCaffrey M.A., Fago F.J.* Selective biodegradation of extended hopanes to 25-norhopanes in petroleum reservoirs. Insights from molecular mechanics // Organic Geochemistry. 1996. Vol. 24. Iss. 8-9. P. 765-783. DOI: 10.1016/S0146-6380(96)00086-1

36. *Dingsheng Cheng, Lirong Dou, Qingyao Chen, Wenqiang Wang.* Geochemical characteristics and origins of biodegraded oils in the Bongor Basin (Chad) and their implications for petroleum exploration // Energy Exploration & Exploitation. 2022. Vol. 40. Iss. 2. P. 682-700. DOI: 10.1177/01445987211069582

37. *Фурсенко Е.А., Борисова Л.С., Бурухина А.И., Саитов Р.М.* Геохимия нефтей Ванъеганского нефтегазоконденсатного месторождения // Петролеомика. 2021. Т. 1. № 1. С. 70-83. DOI: 10.1134/S2782385721010077

38. *Philp R.P.* Correlation of crude oils from the San Jorges Basin, Argentina // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1983. Vol. 47. Iss. 2. P. 267-275. DOI: 10.1016/0016-7037(83)90139-4

39. *Каширцев В.А., Нестеров И.И., Меленевский В.Н. и др.* Биомаркеры и адамантаны в нефтях из сеноманских отложений севера Западной Сибири // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 1227-1235.

40. *Zakrzewski A., Kosakowski P., Kowalski T.* Terrigenous or not? $\delta^{13}C$ reveals the origin of the retene and dehydroabietic acid methyl ester // Chemical Geology. 2024. Vol. 670. № 122414. DOI: 10.1016/j.chemgeo.2024.122414

41. *Головко А.К., Конторович А.Э., Певнева Г.С., Фурсенко Е.А.* Состав и распределение алкилнафталинов в нефтях Западной Сибири // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5-6. С. 931-940. DOI: 10.15372/GiG20140515

42. *Chakhmakhchev A., Suzuki N.* Saturate biomarkers and aromatic sulfur compounds in oils and condensates from different source rock lithologies of Kazakhstan, Japan and Russia // Organic Geochemistry. 1995. Vol. 23. Iss. 4. P. 289-299. DOI: 10.1016/0146-6380(95)00018-A

43. *Radke M.* Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Marine and Petroleum Geology. 1988. Vol. 5. Iss. 3. P. 224-236. DOI: 10.1016/0264-8172(88)90003-7

***Авторы*: Гульмира Темирхановна Салахидинова,** *канд. геол.-минерал. наук, старший научный сотрудник* (*Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана, Ханты-Мансийск, Россия*), *доцент (Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия*), *g.salakhidinova@gmail.com, https://orcid.org/0000-0003-4055-6831*, **Михаил Григорьевич Кульков,** *заведующий лабораторией* (*Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана, Ханты-Мансийск, Россия*), *https://orcid.org/0000-0002-1784-6315*, **Константин Юрьевич Кудрин,** *канд. геол.-минерал. наук, заведующий лабораторией* (*Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана, Ханты-Мансийск, Россия*), *доцент* (*Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия*), *https://orcid.org/0000-0002-9670-4293*, **Роман Иванович Бутырин,** *ведущий инженер* (*Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана, Ханты-Мансийск, Россия*), *аспирант* (*Югорский государственный университет, Ханты-Мансийск, Россия*), *https://orcid.org/0009-0006-5897-7182*, **Азим Энверович Алиев,** *ведущий инженер* (*Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана, Ханты-Мансийск, Россия*), *https://orcid.org/0009-0009-3220-4562*, **Евгений Михайлович Мотошин,** *заведующий лабораторией* (*Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И.Шпильмана, Ханты-Мансийск, Россия*), *https://orcid.org/0009-0007-9384-9730*.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0