

Геохимия органического вещества пород верхнеюрских отложений форланда Индигиро-Зырянского прогиба

И. Н. Зуева^{1,✉}, О. Н. Чалая¹, В. А. Каширцев^{1,2}, А. И. Сивцев³,
А. Р. Александров¹, Ю. С. Глязнецова¹, С. Х. Лифшиц¹

¹Институт проблем нефти и газа СО РАН, г. Якутск, Российская Федерация

²Институт нефтегазовой геологии и геофизики СО РАН им. А.А.Трофимука, г. Новосибирск, Российская Федерация

³Северо-Восточный федеральный университет им. М. К. Аммосова, г. Якутск, Российская Федерация

✉ inzu@ipng.ysn.ru

Аннотация

Работа посвящена геохимическим исследованиям органического вещества пород по разрезу верхней юры Илин-Тасского антиклинория по естественным обнажениям и керновому материалу из зоны форланда, где верхнеюрские отложения надвинуты на меловые. В отличие от меловых и кайнозойских отложений для юрских отсутствуют материалы по органической геохимии, позволяющие оценить их нефтематеринский потенциал. Результаты геохимических исследований юрских пород аллохтона (форланда) дадут возможность прогноза материнских свойств в области автохтона под меловыми отложениями внутренней части краевого прогиба. Новые данные по составу и химической структуре битумоидов показали, что исходное органическое вещество характеризуется смешанной природой с преобладанием планктоногенного материала, способного генерировать большие количества жидких углеводородов. Преимущественно алифатический состав углеводородной части битумоидов обусловлен главным образом аквагенной природой исходного материала, на что указывают данные хромато-масс-спектрометрии по распределению насыщенных углеводородов. Вместе с тем сдвиг максимума n-алканов в высокомолекулярную область, заметное присутствие полиаренов и ароматический характер углеродного скелета смол и асфальтенов обусловлены примесью углефицированных остатков. В целом полученные результаты показали, что геохимические особенности органического вещества верхнеюрских отложений Индигиро-Зырянского бассейна позволяют их оценивать как нефтематеринские. Присутствие аллохтонных битумоидов свидетельствует о миграционных процессах, происходивших внутри юрской толщи. Это позволяет считать, что на Алазейском поднятии в области выклинивания юрских пород можно ожидать нефтяные скопления.

Ключевые слова: форланд, органическое вещество, битумоиды, углеводороды, смолы, ИК-фурье-спектрометрия, хромато-масс-спектрометрия

Финансирование. Работа выполнена в рамках Госзадания Министерства науки и высшего образования РФ по программе ФНИ № 122011200369-1 с использованием научного оборудования Центра коллективного пользования ФИЦ ЯНЦ СО РАН, грант №13.ЦКП.21.0016.

Благодарности. Авторы благодарят коллег, принимавших участие в выполнении аналитических определений. Мы также признательны рецензенту и редакторам за замечания и рекомендации, которые улучшили содержание статьи и ее восприятие.

Для цитирования: Зуева И.Н., Чалая О.Н., Каширцев В.А., Сивцев А.И., Александров А.Р., Глязнецова Ю.С., Лифшиц С.Х. Геохимия органического вещества пород верхнеюрских отложений форланда Индигиро-Зырянского прогиба. *Природные ресурсы Арктики и Субарктики*. 2022;27(4):514–526. <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2022-27-4-514-526>

The organic geochemistry of rocks from Upper Jurassic deposits foreland of the Indigiro-Zyryansky trough

I. N. Zueva^{1,✉}, O. N. Chalaya¹, V. A. Kashirtsev^{1,2}, A. I. Sivtsev³,
A. R. Aleksandrov¹, Yu. S. Glyaznetsova¹, S. Kh. Lifshits¹

¹Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russian Federation

²A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics,

Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences Novosibirsk, Russian Federation

³Ammosov North-Eastern Federal University, Yakutsk, Russian Federation

✉ inzu@ipng.ysn.ru

Abstract

The work is devoted to geochemical studies on the organic matter of rocks along the section of the Upper Jurassic of the Ilin-Tassky anticlinorium using natural outcrops and core material from the foreland zone, where the Upper Juras-

sic deposits were thrust over the Cretaceous. There are no materials on organic geochemistry for the Jurassic sediments in contrast to the Cretaceous and Cenozoic, that would allow us to assess their oil source potential. The results of geochemical studies of Jurassic rocks of the allochthon (foreland) will make it possible to predict the oil source properties in the autochthonous area under the Cretaceous deposits of the inner part of the trough. New obtained data on the composition and chemical structure of bitumoids showed that the initial organic matter was of a mixed nature with a predominance of planktonic material capable generating large amount of liquid hydrocarbons. The predominantly aliphatic composition of the hydrocarbon part of the bitumoids was mainly due to the aquagenic nature of the initial material, as indicated by the chromatomass spectrometry data on the distribution of saturated hydrocarbons. At the same time, the shift of the maximum of n-alkanes to the high-molecular-weight region, the noticeable presence of polyarenes, and aromatic character of the carbon skeleton of resins and asphaltenes could be due to the admixture of carbonized residues. In general, the obtained results showed that the geochemical features of the organic matter of the Upper Jurassic deposits of the Indigiro-Zyryansky basin allow them to assess as oil source. The presence of allochthonous bitumoids indicates migration processes that took place within the Jurassic strata. This suggests that oil accumulations can be expected on the Alazeysky uplift in the area of pinch-out of the Jurassic rocks

Keywords: foreland, organic matter, bitumoids, hydrocarbons, resins, IR-Fourier spectrometry, gas chromatography-mass spectrometry

Funding. This study was carried out in the framework of fundamental research program 122011200369-1 on scientific equipment of the Shared core facilities (SCF) of the Federal Research Centre “The Yakut Scientific Centre SB RAS”, grant number 13.SCF.21.0016.

Acknowledgements. The authors are thankful all colleagues who participated in the analytical studies. We are also grateful to the editors and reviewers for the comments and recommendations, which improved the manuscript and its perception.

For citation: Zueva I.N., Chalaya O.N., Kashirtsev V.A., Sivtsev A.I., Aleksandrov A.R., Glyaznetsova Yu.S., Lifshits S.Kh. The organic geochemistry of rocks from Upper Jurassic deposits foreland of the Indigiro-Zyryansky trough. *Arctic and Subarctic Natural Resources*. 2022;27(4):514–526. (In Russ.); <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2022-27-4-514-526>

Введение

Индиги́ро-Зыря́нский прогиб (ИЗП) расположен между Илин-Тасским антиклинорием Момского хребта и Алазейским поднятием. Его протяженность составляет около 500 км при ширине до 100 км. В целом ИЗП имеет структуру краевого прогиба: зона сочленения прогиба с антиклинорием (форланд) имеет чешуйчатонадвиговое строение и пологое Приалазейское (субплатформенное) крыло. Во внутреннем крыле складчато-разрывные деформации проявлены не только в нижнемеловых, но и в кайнозойских отложениях, вплоть до миоценовых. Меловые и палеоген-неогеновые толщи смяты в крутые линейные асимметричные и запрокинутые складки и нарушены взбросами и надвигами [1]. Разрез верхнемезозойских и кайнозойских отложений представлен главным образом континентальными, нередко угленосными образованиями, мощность которых нарастает к внутреннему крылу прогиба и оценивается в 5 км для верхнемезозойских и в 2,5 км для кайнозойских пород. Форланд антиклинория сложен верхнеюрскими отложениями, надвинутыми на меловые. Все исследователи отмечают, что формирование верхнеюрских осадков происходило в морских и лагунных бассейнах в восстановительных и нейтральных

обстановках диагенеза [2–4]. Органическое вещество (ОВ) осадков представлено планктонным и водорослевым материалом, в той или иной мере разбавленным детритом высшей континентальной растительности. Если степень преобразованности ОВ меловых отложений ожогинской свиты вблизи форланда достигает стадии МК₂ [1–4], то катагенетическая изменчивость ОВ верхнеюрского комплекса на территории антиклинория оценивается до стадии апокатагенеза и, возможно, начального метаморфизма. Здесь нефтематеринский потенциал мезозойских пород практически полностью исчерпан, а возможные скопления углеводородов (УВ) разрушены в результате коллизии [5, 6]. После бурения четырех параметрических скважин (рис. 1) в конце прошлого века региональные и поисковые работы в ИЗП были свернуты. Вместе с тем, если по меловым и кайнозойским отложениям имеются материалы по органической геохимии [2, 4, 6], позволяющие в первом приближении оценить их нефтематеринский потенциал, то любые, даже немногочисленные, данные по юрским породам аллохтона (форланда) дают возможность прогноза материнских свойств в области автохтона под меловыми отложениями внутренней части краевого прогиба.

Материал и методы исследования

В работе геохимическим исследованиям подверглись образцы, представляющие разрез верхней юры Илин-Тасского антиклинория (естественные обнажения вдоль р. Индигирка, 8 образцов) и керновый материал (6 образцов) из скважины № 272-05, пробуренной в зоне форланда. Из метаморфизованных пород антиклинория не удалось экстрагировать хлороформом сколько-нибудь заметных количеств растворимого ОВ, и поэтому они из дальнейшего обсуждения исключены. Результаты исследования керна кернового материала скважины отражены в таблицах 1–3 и на рисунках 1–4.

Образцы пород керна скважин и естественных обнажений после дезинтеграции в шаровых мельницах экстрагировались хлороформом. Мальтеновая часть битумоидов, полученная после осаждения асфальтенов избытком петролейного эфира, исследовалась методами ИК-фурье-спектрометрии и хромато-масс-спектрометрии (ХМС) на системе, включающей газовый хроматограф

Agilent 6890, имеющий интерфейс с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent 5973N. Масс-хроматограммы получены по общему ионному току (ГИС), а также сканированием по характеристическим фрагментным ионам. Идентификация индивидуальных УВ осуществлялась компьютерным поиском в библиотеках Национального института стандартов NIST05, по литературным данным и, главным образом, реконструкцией структур по характеру ионной фрагментации при электронном ударе [7].

Результаты исследований и обсуждение

Общая геохимическая характеристика образцов из скважины №272-05 приведена в табл. 1. По групповому и компонентному составу битумоидов (с учетом особенностей распределения алифатических и ароматических УВ см. табл. 2, 3 и рис. 2–4) вполне отчетливо намечаются два типа ОВ, характеризующие верхнюю часть разреза (в интервалах глубин 352–633 м) и нижнюю (641–688,2 м). В литологическом отношении эти части разреза мало чем отличаются друг от друга и представлены главным образом алевролитами, реже темными, почти черными аргиллитами с редкими прослоями серых мелкозернистых песчаников. Стратиграфически оба уровня относятся к бастахской свите верхней юры.

Содержание органического углерода в аргиллитах и алевролитах бастахской свиты обычно выше 1 % и достигает почти 4 % в основании верхнего горизонта. Битумоиды (битумы) с концентрациями выше 0,1 % обычно видны в породах в виде полосчатого насыщения, а при битумоидных коэффициентах выше 4–5 % их вполне можно относить к аллохтонным (подвижным) компонентам. В частности, подобные битумы в пермских отложениях Хараулахского форланда рассматриваются как вещественные следы миграции УВ в направлении Сибирской платформы на доколлизийном этапе развития Верхоянского бассейна.

В групповом составе битумоидов в верхней части разреза содержание масел составляет от 47 до 50 % и смол 42–45 %, заметно изменяется только количество асфальтеновых компонентов от 5 до 9,6 %. В нижней части разреза (626–682 м) возрастает количество масел до 66 % и уменьшается – смол и асфальтенов (см. табл. 1).

Результаты изучения химической структуры битумоидов верхней части разреза показали

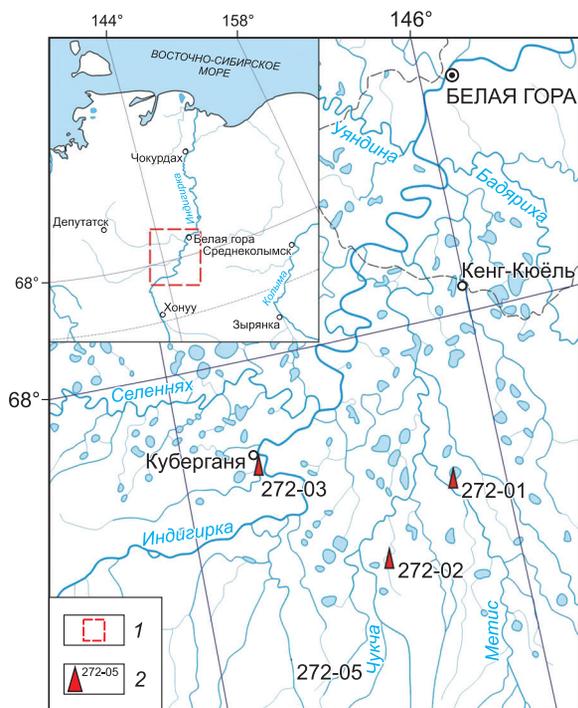


Рис. 1. Схема расположения структурно-параметрических скважин в северо-западной части Индигиро-Зырянского прогиба. 1 – место расположения объекта; 2 – структурно-параметрические скважины.

Fig. 1. Location scheme of structural-parametric wells in the northwestern part of the Indigiro-Zyryansky trough. 1 – object location; 2 – structural-parametric wells.

**Геохимическая характеристика битумоидов
из верхнеюрских отложений (Индигорская скв. 272-05)**

Table 1

**Geochemical characteristics of bitumoids
from the Upper Jurassic deposits (the Indigirskaya well 272-05)**

Номер образца Sample number	Глубина отбора, м Sampling Interval, m	CPI* CPI*	C _{орг.} , % C _{org.} , %	α _{ХБ} , % α _{ChB} , %	β _{ХБ} , % β _{ChB} , %	Групповой состав ХБ, % Group composition ChB, %			Смоли спб/бенз Resins alk-benz/benz
						УВ HC	Смоли Resins	Асфальтены Asphaltenes	
10984	416	0,99	1,11	0,016	1,5	50,2	41,7	8,0	1,21
10985	494-498	0,84	2,01	0,025	1,3	47,5	42,9	9,6	1,06
10986	626-633		3,68	0,136	3,7	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
10987	641	0,98	2,06	0,112	5,5	66,4	30,8	2,8	1,19
10988	682-688	0,97	1,40	0,053	3,8	62,4	32,7	4,9	0,91

Примечание. * – степень зрелости органического вещества; n.d. – нет данных; ХБ – хлороформенный битумоид; УВ – углеводороды; бенз – бензолные смолы; спб – спиртобензолные смолы.

Note. * – maturity coefficient of organic matter; n.d. – no data; ChB – chloroform bitumoid; HC – hydrocarbons; benz – benzol resins; alch-benz – alcoholbenzene resins.

невысокие значения относительной оптической плотности поглощения карбонильных групп ($D_{1700}^I = D_{1700}/D_{1460}$) от 0,41 до 0,47 и низкие – (0,21) в нижней части разреза (см. рис. 2). В то же время, установлены высокие концентрации карбонильных групп в бензолных и особенно в спиртобензолных смолах. Относительные коэффициенты поглощения этих групп в спиртобензолных смолах $D_{1700}^I \geq 1$ при $D_{1700}^I > D_{1600}^I$ и в бензолных – $D_{1700}^I < 1$ при $D_{1700}^I > D_{1600}^I$ (см. рис. 2). Судя по высокому содержанию смолистых компонентов (см. табл. 1) и особенностям их химической структуры (см. рис.2), битумопроявления, вероятно, в разной степени подверглись химическому окислению [8].

В химической структуре углеводородной части битумоидов по данным ИК-фурье-спектроскопии обращает внимание существенно алифатический характер битумоидов из нижней части разреза при сравнительно незначительном содержании ароматических циклов. Преобладание здесь высокомолекулярных алифатических структур (по данным ХМС) обычно характерно для УВ, генерированных ОВ с существенной примесью высшей континентальной растительности. Не противоречат этому и отношения пристан/фитан, типичные для субокислительных обстановок диагенеза. Вместе с тем, примесь углефи-

цированных остатков могла обусловить значительное содержание ароматических циклов и в битумоидах верхней части разреза, для которых относительная оптическая плотность поглощения ароматических циклов (D_{1600}^I) составляет в среднем 0,33 по сравнению с $D_{1600}^I = 0,19$ растворимой части ОВ нижней части разреза (см. рис. 2).

Результаты исследования насыщенных УВ методом ХМС показали, что изученные образцы характеризуются преобладанием алканов нормального строения с преимущественным содержанием относительно низкомолекулярных гомологов в верхней части разреза, а в нижней – максимум сдвинут на высокомолекулярные УВ (см. табл. 2, рис. 3). Содержание изопреноидов составляет от 5,3 до 10,3 %, их соотношение с н-алканами 0,07–0,20. В составе изопреноидов основная доля 48–63 % приходится на сумму пристана и фитана.

Отношение пристан/фитан в низах разреза (1,79–2,07) типично для субокислительных обстановок диагенеза, а вверху (0,61–0,94) – для восстановительных. Судя по значениям отношений пристана и фитана к рядом элюирующимся н-алканам nC_{17} и nC_{18} (<1), ОВ, по-видимому, не подвергалось существенным бактериальным изменениям [9–11]. Коэффициент отношения нечетных алканов к четным (CPI), близкий к еди-

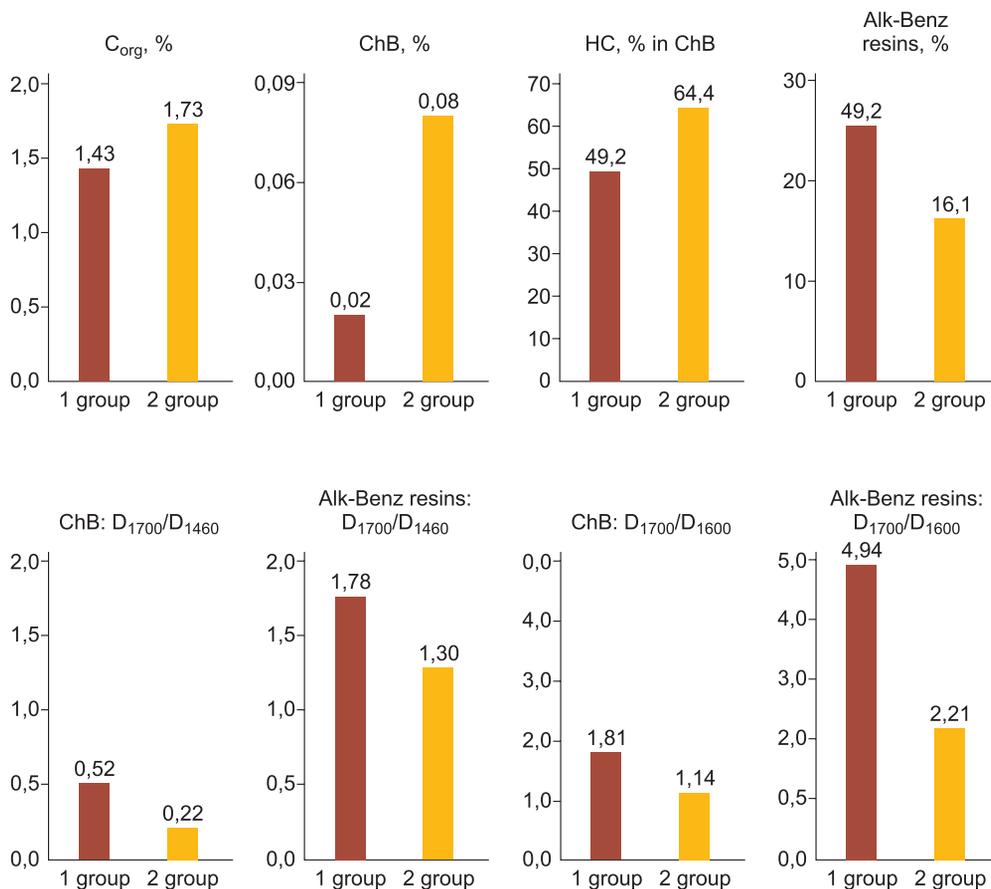


Рис. 2. Средние значения геохимических параметров битумоидов из верхнеюрских отложений
1 группа – верхняя часть разреза, обр. 10983 – 10986, 2 группа – нижняя часть разреза обр. 10987 и 10988, ChB – содержание хлороформенного битумоида; HC – содержание углеводородов, Alk-Benz – содержание спиртобензольных смол, D₁₄₆₀ – относительная оптическая плотность поглощения метиленовых и метильных групп; D₁₇₀₀ – относительная оптическая плотность поглощения карбонильных групп, D₁₆₀₀ – относительная оптическая плотность поглощения ароматических циклов.

Fig. 2. Average values of geochemical parameters of bitumoids for two groups samples from the Upper Jurassic deposits.
1 group – the top part of the section, the samples: 10983–10986; 2 group – the bottom part of the section, the samples: 10987 and 10988; ChB – chloroform bitumoid; HC – hydrocarbons; Alk-Benz – alcohol-benzol resins; D₁₄₆₀ – relative absorbance of methylene and methyl groups; D₁₇₀₀ – relative absorbance of carbonyl group; D₁₆₀₀ – relative absorbance of aromatic rings.

нице (0,84–0,99), указывает на высокую катагенетическую зрелость ОВ.

Данные ИК-фурье-спектрометрии и ХМС по индивидуальному составу показали, что состав и характер распределения ароматических УВ верхней части разреза принципиально не отличаются от нижней (см. табл. 3). Единственное, что их различает, это существенная разница в концентрациях фракций АУ на общее количество масел. Состав и особенности распределения ароматических УВ зависят как от исходного ОВ (ретен, например, типичен для хвойных растений), так и от интенсивности диагенетических и катагенетических преобразований [12–14]. В ряде работ рассматриваются процессы образо-

вания полициклических аренов планктоногенным ОВ в зависимости от условий диагенеза и катагенеза [15–17]. Значения метилфенантренового индекса 1,79–1,94, как и СРІ, свидетельствуют о существенном, почти апокатагенетическом преобразовании ОВ (см. табл. 3). Индекс рассчитывается как соотношение концентраций термодинамически устойчивых β-замещенных метилфенантренов (2-метилфенантренов и 3-метилфенантренов) к концентрациям собственно фенантрена и его α-замещенных структур [18]. Количество нафталиновых УВ невелико, среди них преобладают диметилзамещенные гомологи. Для β- и α-метилнафталинов прослеживается та же направленность в изменениях соотноше-

ний изомеров, как и в фенантренах. Присутствие перилена, пиреновых, бензпиреновых и хризеновых структур обычно указывает на участие остатков высшей растительности в общем составе исходного ОБ [20–23].

Химическая структура смол и асфальтенов также несет генетическую информацию об исходной органике [29–31]. В частности, уста-

новлена высокая ароматичность углеродного скелета усредненной молекулы смолистой части битумоидов: $D_{1600}^I = 0,15 \rightarrow$ бензолные смолы: $D_{1600}^I = 0,65 \rightarrow$ спиртобензолные смолы: $D_{1600}^I = 0,64 \rightarrow$ асфальтены: $D_{1600}^I = 0,73$ (см. рис. 2).

Геохимическая картина формирования верхнеюрских отложений Индигиро-Зырянского бассей-

Таблица 2

Индивидуальный состав насыщенных углеводородов масляных фракций битумоидов верхнеюрских отложений (Индигирская скв.272-05)

Table 2

Individual composition of saturated hydrocarbons of oil fractions of bitumoids from the Upper Jurassic deposits (Indigirskaya well 272-05)

Параметры Parameters	Номер образца Sample number				
	10983	10984	10985	10987	10988
Интервал отбора, м Sampling interval, m	352–354	416	494–498	641	682–688
Групповой состав алкановых УВ, % на Σ идентифицированных алканов: n-алканы Group composition of alkane-NC on Σ identified alkanes: n-alkanes	50,36	48,15	51,40	74,88	68,68
Изопреноиды Isoprenoids	10,32	8,52	9,58	5,30	8,44
2-и 3-метилалканы 2-and 3methylalkanes	39,32	43,33	39,02	19,82	22,88
12- и 13-метилалканы 12-and 13methylalkanes	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.
$\Sigma_{n.k.-nC_{20}}/\Sigma_{nC_{21}-k.k}$ $\Sigma_{b.b.-nC_{20}}/\Sigma_{nC_{21}-e.b.}$	2,98	1,74	2,15	1,09	1,17
Максимум n-алканов Max. n-alkanes	nC_{13}, nC_{14}	nC_{16}	nC_{16}	$nC_{18}, nC_{19}, nC_{20}$	nC_{15}, nC_{16}
Коэфф. нч/ч по всему ряду (CPI) Coefficient odd/even along whole row	0,90	0,99	0,84	0,98	0,97
Изопреноиды/n-алканы Isoprenoids/n-alkanes	0,20	0,17	0,18	0,07	0,12
Пристан/фитан Pristan/phytan	0,61	0,64	0,94	1,79	2,07
Пристан/норпристан Pristan/norpristan	1,38	1,46	1,40	1,31	1,49
iC_{19}/nC_{17}	0,55	0,59	0,61	0,34	0,58
iC_{20}/nC_{18}	0,66	0,71	0,52	0,17	0,27
$(iC_{19}+iC_{20})/(nC_{17}+nC_{18})$	0,61	0,66	0,56	0,25	0,54
$(iC_{19}+iC_{20})/\Sigma(iC_{15}-iC_{18})$	1,36	2,17	1,89	1,27	1,03

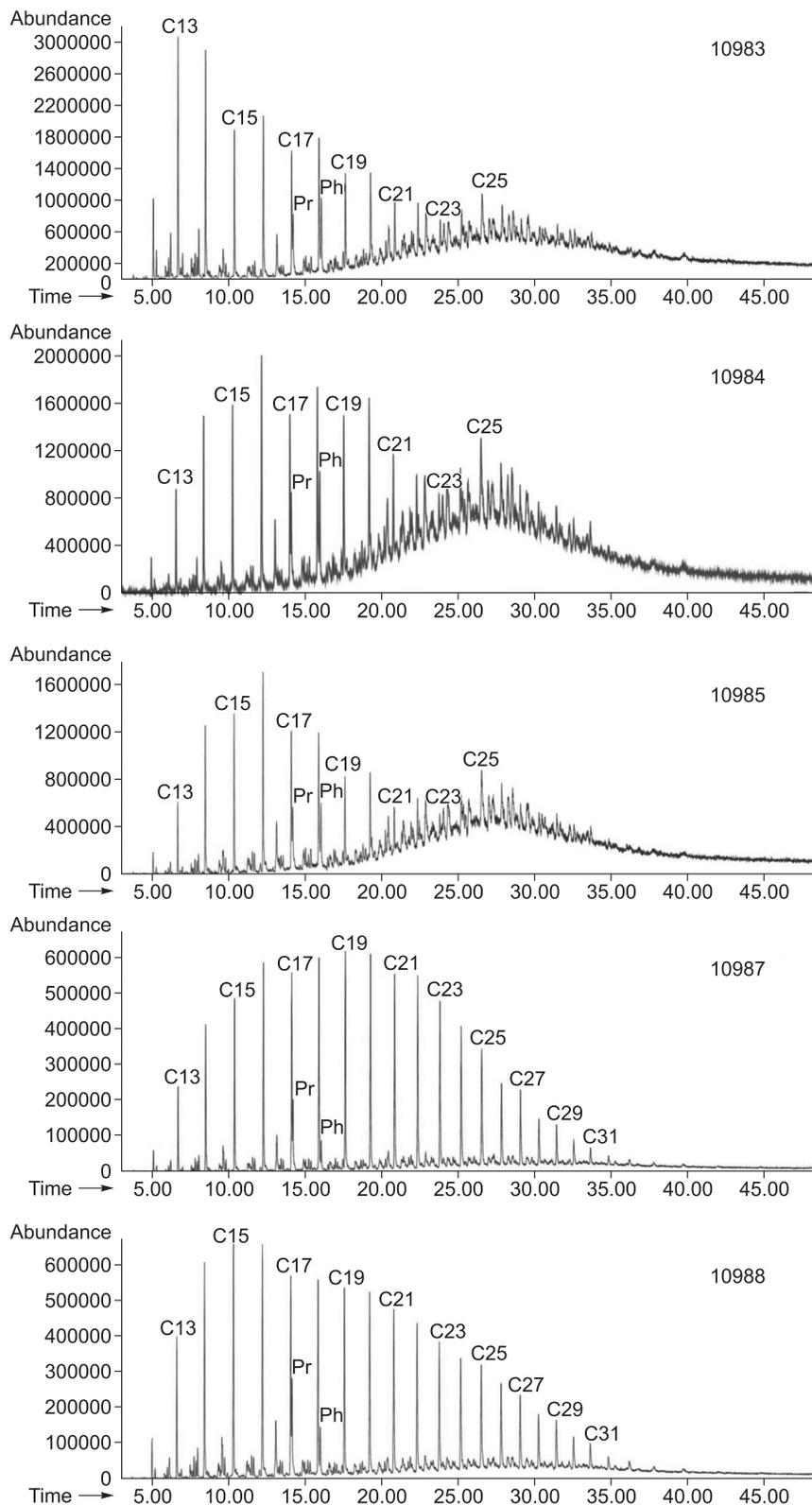


Рис. 3. Масс-фрагментограммы по иону m/z 57 насыщенных углеводородов в битумоидах верхнеюрских отложений.

Fig. 3. Mass fragmentograms by ions m/z 57 of saturated hydrocarbons in the bitumoids of the Upper Jurassic deposits.

**Индивидуальный состав ароматических углеводородов масляных фракций
в битумоидах верхнеюрских отложений (Индигирская скв.272-05)**

**Individual composition of aromatic hydrocarbons of oil fractions of bitumoids
from the Upper Jurassic deposits (Indigirskaya well 272-05)**

Пик Peak	Параметры Parameters	Номер образца Sample number				
		10983	10984	10985	10987	10988
	Интервал отбора, м Sampling interval, m	352–354	416	494–498	641	682–688
	Ароматические УВ, % на масла Aromatic HC, % in oil fraction	27,91	33,33	35,17	7,84	8,31
Нф Nph	Нафталин Naphthalene	0,18	0,18	0,23	0,05	0,05
Мнф Mnph	Метилнафталины (сумма) Methylnaphthalenes (sum)	0,31	0,32	0,39	0,09	0,09
Дмнф Dmnph	Диметилнафталины (сумма) Dimethylnaphthalenes (sum)	0,91	0,93	1,15	0,26	0,27
Тмнф Tmnph	Триметилнафталины (сумма) Trimethylnaphthalene (sum)	0,39	0,40	0,49	0,11	0,12
Ф Ph	Фенантрэн Phenanthrene	4,72	4,91	6,06	1,35	1,43
3-мф 3-mph	3-метилфенантрэн 3-methylphenanthrene	2,61	2,86	3,62	0,73	0,78
2-мф 2-mph	2-метилфенантрэн 2-methylphenanthrene	4,72	4,81	5,95	1,53	1,50
9-мф 9-mph	9-метилфенантрэн 9-methylphenanthrene	0,65	0,66	0,82	0,18	0,19
1-мф 1-mph	1-метилфенантрэн 1-methylphenanthrene	0,76	0,78	0,96	0,21	0,23
Дмф Dmph	Диметилфенантрены (сумма) Dimethylphenanthenes (sum)	4,49	4,58	5,66	1,26	1,34
Тмф Tmph	Триметилфенантрены (сумма) Trimethylphenanthenes (sum)	1,22	1,24	1,54	0,34	0,36
Пир Pyr	Пирен Pyrene	0,69	0,70	0,87	0,19	0,21
Хрз Chrs	Хризен Chrysene	2,58	2,63	3,25	0,72	0,77
Бзп Bzp	Бензопирен Benzopyrene	2,13	2,17	2,58	0,60	0,63
Прл Prl	Перилен Perylene	0,97	0,99	1,22	0,27	0,29

Пик Peak	Параметры Parameters	Номер образца Sample number				
		10983	10984	10985	10987	10988
Инп Inp	Инденопирен Indenopyrene	0,49	0,50	0,62	0,14	0,15
МФИ MPHI	Метилфенантреновый индекс * Methylphenantheren index	1,79	1,81	1,83	1,94	1,84

$$\text{МФИ}^* = 1,5 \cdot (3\text{-мф} + 2\text{-мф}) / (\Phi + 9\text{-мф} + 1\text{-мф})$$

$$\text{MPHI}^* = 1,5 \cdot (3\text{-mph} + 2\text{-mph}) / (\text{Ph} + 9\text{-mph} + 1\text{-mph})$$

на в целом достаточно хорошо совпадает с обще-геологической характеристикой фаций [24–26] и свидетельствует о прибрежно-морских условиях накопления осадков, когда относительно подвижная среда литорали сменилась застойными условиями лагуны и накоплением смешанного план-

ктано-водорослевого ОВ с фрагментами континентальной флоры.

Заключение

Нефтегазоносность краевых прогибов во многом определяется целым рядом особенностей их

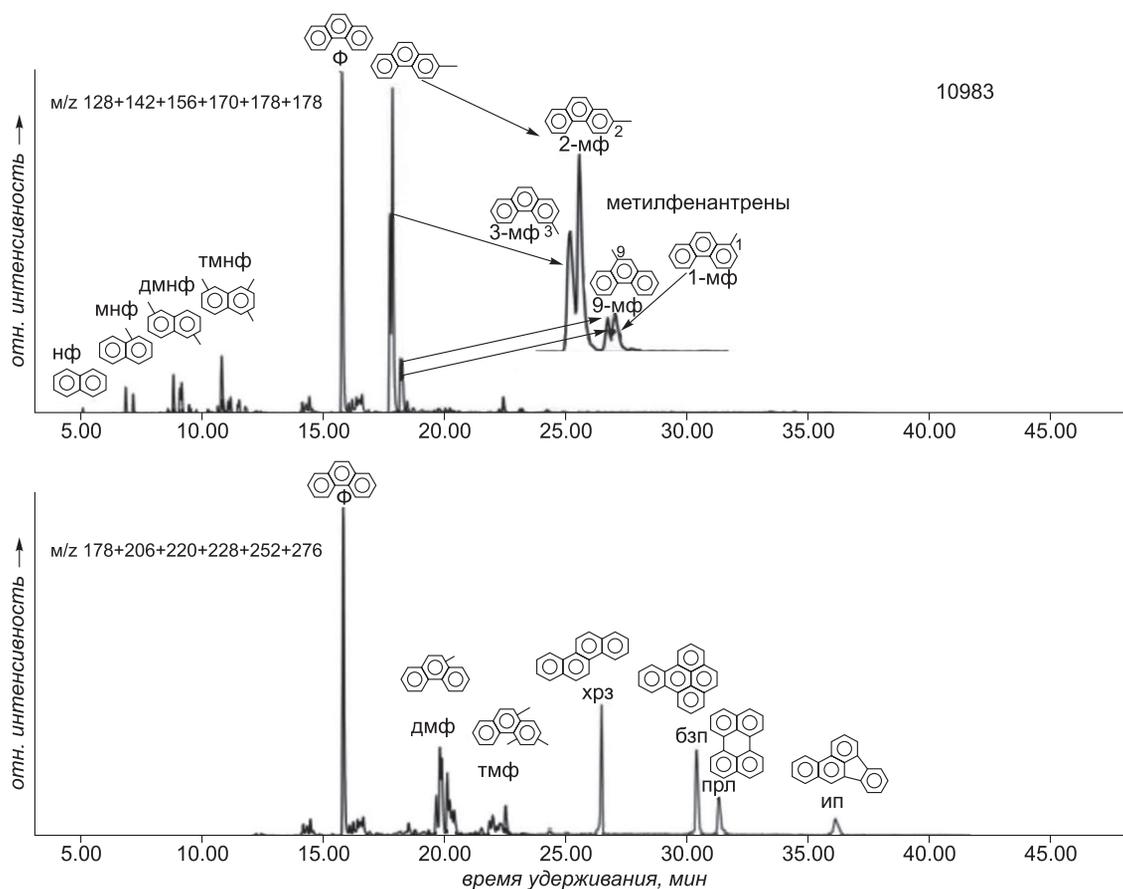


Рис. 4. Синтетические масс-хроматограммы (по фрагментным ионам), характеризующие распределения ароматических углеводородов во фракции масел пробы 10983.

Fig. 4. Synthetic mass chromatograms (by fragment ions) characterizing the distribution of aromatic hydrocarbons in oil fraction of sample 10983.

развития и главным образом геодинамикой. На раннем этапе на краю кратона формируется пассивная континентальная окраина, открывающаяся в обширный морской бассейн. Отложения формируют определенный наклон в сторону кратона, а возрастающая мощность осадков по направлению к открытому морю позволяет достичь термобарических условий главной зоны нефтеобразования. Наклон пород и разность геостатических давлений определяют элизионную миграцию флюидов в сторону кратона, дающую в ряде случаев уникальные скопления УВ. Пример тому битумные месторождения Западно-Канадского прогиба (Атабаска, Колд-Лейк и др.) и Оленекское и Мунское месторождения на платформенном крыле Предверхоаянского прогиба [10, 27]. Коллизионные (складчатые и горообразовательные) процессы по существу завершают процессы нефтеобразования и ведут к частичному разрушению скоплений в области форланда.

Геохимические особенности верхнеюрских отложений Индигиро-Зырянского бассейна вполне позволяют их оценивать как нефтематеринские, а наличие аллохтонных битумоидов свидетельствует о миграционных процессах, происходивших внутри юрской толщи. Поэтому есть все основания считать, что на Алазейском поднятии в области выклинивания юрских пород мы вправе ожидать нефтяные скопления.

Список литературы / References

1. Гайдук В.В., Сяндюков И.Ш., Гриненко О.В., Имаев В.С. Строение и нефтегазоносность кайнозойского Индигиро-Зырянского прогиба. *Тектоника и нефтегазоносность Якутии*. ЯФ СО РАН. Якутск; 1989:75–87.

[Gaiduk V.V., Syundyukov I.Sh., Grinenko O.V., Imayev V.S. Structure and oil and gas potential of the Cenozoic Indigiro-Zyryansk trough. *Tectonics and oil and gas potential of Yakutia*. YaF SO RAN. Yakutsk; 1989: 75–87 (In Russ.)]

2. Иванов В.В., Клубов Б.А. *Нафтиды и нафтоиды Северо-Востока СССР*. М.: Наука; 1979. 147 с.

[Ivanov V.V., Klubov B.A. *Naphthides and naphthoids of the North-East of the USSR*. М.: Nauka; 1979. 147 p. (In Russ.)]

3. Сяндюков И.Ш., Гайдук В.В. Историко-генетические предпосылки нефтегазоносности Индигиро-Зырянского прогиба. *Нефтегазоносность и вопросы освоения месторождений нефти и газа Якутии*. ЯФ СО РАН. Якутск; 1990:39–49.

[Syundyukov I.Sh., Gaiduk V.V. Historical and genetic prerequisites for the oil and gas potential of the Indigiro-Zyryansky trough. *Oil and gas potential and is-*

sues of development of oil and gas fields of Yakutia. ЯФ СО РАН. Якутск; 1990:39–49. (In Russ.)]

4. Каширцев В.А., Гайдук В.В., Чалая О.Н., Зуева И.Н. Геохимия биомаркеров и катагенез органического вещества меловых и кайнозойских отложений Индигиро-Зырянского прогиба (северо-востока Якутии). *Геология и геофизика*. 2012;53(8):1027–1039.

[Kashircev V.A., Gaiduk V.V., Chalaya O.N., Zueva I.N. Geochemistry of biomarkers and catagenesis of organic matter of Cretaceous and Cenozoic deposits of the Indigiro-Zyryansky trough (northeast of Yakutia). *Geology and Geophysics*. 2012;53(8):1027–1039. (In Russ.)]

5. Чочиа Н.Г., Баранова З.Е., Вольнов Д.А. Перспективы нефтегазоносности Зырянского прогиба. *Тектоника и нефтегазоносность востока СССР*. ВНИГРИ. Вып. 309. Л.; 1972:133–150.

[Chochia N.G., Baranova Z.E., Vol'nov D.A. et al. Prospects of oil and gas potential of the Zyryansky trough. *Tectonics and oil and gas potential of the East of the USSR*. VNIIGRI. Issue 309. L.; 1972:133–150. (In Russ.)]

6. Иванов В.В., Семенов Г.А., Гаврилов Б.П., Клубов Б.А., Балькина Е.П. Литолого-битуминологическая характеристика юрских и меловых отложений Индигиро-Зырянского прогиба. *Проблемы нефтегазоносности Северо-Востока СССР*. 1973;49:108–129.

[Ivanov V.V., Semenov G.A., Gavrilov B.P., Klubov B.A., Balykina E.P. Lithological and bituminological characteristics of Jurassic and Cretaceous deposits of the Indigiro-Zyryansky trough. *Problems of oil and gas potential of the North-East of the USSR*. 1973;49:108–129. (In Russ.)]

7. Петров Ал.А., Головкина Л.С., Русинова Г.В. *Масс-спектры нефтяных углеводородов*. Справочник (атлас). М.: Недра; 1986. 312 с.

[Petrov Al. A., Golovkina L.S., Rusinova G.V. *Mass spectra of petroleum hydrocarbons*. Handbook (atlas). М.: Nedra; 1986. 312 p. (In Russ.)]

8. Головкин А.К., Горбунова Л.В., Камьянов В.Ф. Закономерности в структурно-групповом составе высокомолекулярных гетероатомных компонентов нефтей. *Геология и геофизика*. 2010;51(3):364–374.

[Golovko A.K., Gorbunova L.V., Kam'yanov V.F. Regularities in the structural and group composition of high-molecular heteroatomic components of oils. *Geology and geophysics*. 2010;51(3):364–374. (In Russ.)]

9. Петров Ал.А. *Углеводороды нефти*. М.: Наука; 1984. 264 с.

[Petrov Al.A. *Hydrocarbons of oil*. М.: Nauka; 1984. 264 p. (In Russ.)]

10. Каширцев В.А. *Органическая геохимия нефтей востока Сибирской платформы*. Якутск: ЯФ СО РАН; 2003. 160 с.

[Kashircev V.A. *Organic geochemistry of naphthides of the East of the Siberian platform*. Yakutsk: YaF SO RAN; 2003. 160 p. (In Russ.)]

11. Петров Ал.А. *Химия алканов*. М.: Наука; 1974. 243 с.
[Petrov Al. A. *Chemistry of alkanes*. M.: Nauka; 1974. 243 p. (In Russ.)]
12. Hauke V., Adam P., Trendel J.M. Isoarborinol through geological times: evidence for its presence in the Permian and Triassic. *Organic Geochemistry*. 1995; 23:91–93.
13. Borrego A.G., Blanco C.G., P'ttmann W. Geochemical significance of the aromatic hydrocarbon distribution in the bitumens of the Puertollano oil shales. Spain. *Organic Geochemistry*. 1997;26:219–228.
14. Каширцев В.А., Парфенова Т.М., Головки А.К., Никитенко Б.Л., Зуева И.Н., Чалая О.Н. Биомаркеры-фенантрены в органическом веществе разновозрастных отложений и нефтях Сибирской платформы. *Геология и геофизика*. 2018;59(10):1720–1729. DOI: 10.15372/GiG20181013
[Kashircev V.A., Parfenova T.M., Golovko A.K., Nikitenko B.L., Zueva I.N., Chalaya O.N. Biomarkers – phenanthrenes in organic matter of deposits of different ages and oils of the Siberian platform. *Geology and Geophysics*. 2018;59(10):1720-1729. DOI: 10.15372/GiG20181013. (In Russ.)]
15. Azevedo D.A., Aquino Neto F. R., Simoneit B. R. T., Pinto A. C. Novel series of tricyclic aromatic terpanes characterized Tasmanian tasmanite. *Organic Geochemistry*. 1992;18:9–16.
16. Парфенова Т.М., Коровников И.В., Эдер В.Г., Меленевский В.Н. Органическая геохимия синской свиты нижнего кембрия (северный склон Алданской антеклизы). *Геология и геофизика*. 2017;5:723–738. DOI: 10.15372/GiG20170504.
[Parfenova T.M., Korovnikov I.V., Eder V.G., Melenevskij V.N. Organic geochemistry of the Sin formation of the Lower Cambrian (northern slope of the Aldan anticline). *Geology and Geophysics*. 2017;5:723–738. DOI: 10.15372/GiG20170504. (In Russ.)]
17. Парфенова Т.М. Геохимия стеранов и триароматических стероидов битумоидов иниканской свиты кембрия (юго-восток Сибирской платформы). *Химия нефти и газа: Материалы Международной конференции*. Томск; 2015:69–74.
[Parfenova T.M. Geochemistry of stepanov and triaromatic steroids of bitumoids of the Inican formation of the Cambrian (south-east of the Siberian platform) *Chemistry of oil and gas: Proceedings of the International Conference*. IOA SB RAS. Tomsk; 2015:69–74. (In Russ.)]
18. Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicator in source rocks and crude oils. *Mar. Petr. Geol.* 1988;5:224–236.
19. Laflamme R.E., Hites R.A. The global distribution of polycyclic aromatic hydrocarbons in recent sediments. *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1978; 42:289.
20. Борисова Л.С., Фурсенко Е.А. Влияние процессов биодegradации на состав и строение асфальтенов нефтей Западной Сибири. *Георесурсы*. 2018;(4): 301–307. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.4.301-307>
[Effect of biodegradation processes on the composition and structure of asphaltenes in West Siberian oils. *Georesursy*. 2018;(4):301–307. In Russ.] DOI:10.18599/grs.2018.4.301-307
21. Borisova L.S. The origin of asphaltenes and main trends in evolution of their composition in during lithogenesis. *Petroleum Chemistry*. 2019;59(10):1118–1123. DOI: 10.1134/S0965544119100037.
22. Борисова Л.С. *Геохимия асфальтенов и смол рассеянного органического вещества пород и нефтей юры и нижнего мела Западно-Сибирского бассейна*: Автореф. дисс. д-ра геол.-мин. наук. Новосибирск; 2020. 36 с.
[Borisova L.S. *Geochemistry of asphaltenes and resins of dispersed organic matter of rocks and oils of the Jurassic and Lower Cretaceous of the West Siberian basin*: Abstr. ... Diss. Doct. Sci., Novosibirsk. 2020. 36 p. (In Russ.)]
23. Парфенова Т.М. Новые сведения о геохимии порфиринов, смол и асфальтеновых компонентов битумоидов куонамской свиты кембрия (северо-восток Сибирской платформы). *Перспективные материалы с иерархической структурой для новых технологий и надежных конструкций*. Томск; 2018. С. 696. DOI: 10.17223/9785946217408/445
[Parfyonova T.M. New information on the geochemistry of porphyrins, resins and asphaltene components of bitumoids of the Kuonam formation of the Cambrian (northeast of the Siberian platform). *Promising materials with a hierarchical structure for new technologies and reliable structures*. Tomsk; 2018. P. 696 (In Russ.)]. DOI: 10.17223/9785946217408/445
24. Гайдук В.В. *Реконструкция структуры надвиговых поясов и локальная оценка их нефтегазоносности на примере Индигиро-Зырянского, Предверхоаянского прогибов и Нюйсско-Джербинской впадины*: Автореф. дисс. д-ра геол.-мин. наук. Новосибирск. 1995. 37 с.
[Gaiduk V.V. *Reconstruction of the structure of thrust belts and local assessment of their oil and gas potential on the example of the Indigiro-Zyryansky, Predverkhoyansky troughs and the Nyuysko-Dzherba depression*. Abstr. ... Diss. Doct. Sci., Novosibirsk; 1995. 37 p. (In Russ.)]
25. Сивцев А.И., Чалая О.Н., Зуева И.Н. Верхнеюрско-нижнемеловой нефтегазоносный комплекс востока Сибирской платформы. *Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири*. 2018;1:81–87. DOI 10.20403/2078-0575-2018-1-81-87.
[Sivtsev A.I., Chalaya O.N., Zueva I.N. Upper Jurassic-Lower Cretaceous oil and gas complex of the east of the Siberian platform. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*. 2018; 1:81–87. (In Russ.)]. DOI 10.20403/2078-0575-2018-1-81-87
26. Сивцев А.И., Александров А.Р., Алексеев В.А. Литологическая характеристика северо-западной части Индигиро-Зырянского прогиба. *Геология и мине-*

рально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: Материалы VIII Всероссийской научно-практической конференции. Якутск: ИМЗ СО РАН. 2018;1:175–178.

[Sivtsev A.I., Aleksandrov A.R., Alekseev V.A. Lithological characteristics of the northwestern part of the Indigiro-Zyryansky trough. Geology and mineral resources of the North-East of Russia: *Materials of the VIII All-Russian Scientific and Practical Conference*. 2018. Ya-

kutsk: Melnikov Permafrost Institute SB RAS, 2018; 1:175–178. (In Russ.)]

27. Kashirtsev V.A., Hein F.J. Overview of natural bitumen fields of the Siberian platform, Olenek uplift, Eastern Siberia, Russia. F. J. Hein, D. Leckie, S. Larter, and J. R. Suter, eds. Heavy-oil and oil-sand petroleum systems in Alberta and beyond. *AAPG Studies in Geology*. 2012;64:509–529.

Об авторах

¹ЗУЕВА Ираида Николаевна, ведущий научный сотрудник, кандидат геолого-минералогических наук, Researcher ID: J-9373-2018; <https://orcid.org/0000-0001-7576-8282>, e-mail: inzu@ipng.ysn.ru

¹ЧАЛАЯ Ольга Николаевна, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, Researcher ID: J-9329-2018; <https://orcid.org/0000-0002-9662-2028>, e-mail: oncha@ipng.ysn.ru

^{1,2}КАШИРЦЕВ Владимир Аркадьевич, доктор геолого-минералогических наук, член-корреспондент РАН, главный научный сотрудник, Researcher ID: N-1655-2014, <https://orcid.org/0000-0003-3873-1901>, e-mail: KashirtsevVA@ipgg.sbras.ru

³СИВЦЕВ Алексей Иванович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, Researcher ID: F-1077-2014, <https://orcid.org/0000-0001-8386-2383>, e-mail: maraday@yandex.ru

²АЛЕКСАНДРОВ Александр Романович, научный сотрудник, Researcher ID: AAD-8376-2021, <https://orcid.org/0000-0001-6459-8951>, e-mail: sutuka1956@mail.ru

²ГЛАЗНЕЦОВА Юлия Станиславовна, кандидат химических наук, заведующая лабораторией, Researcher ID: J-9714-2018, <https://orcid.org/0000-0002-9195-5296>, e-mail: glyaz1408@mail.ru

²ЛИФШИЦ Сара Хаимовна, кандидат химических наук, ведущий научный сотрудник, Researcher ID: K-1438-2018, <https://orcid.org/0000-0001-5881-2720>, e-mail: shlif@ipng.ysn.ru

Аффилиация

¹Институт проблем нефти и газа, Сибирское отделение РАН, 677980, г. Якутск, ул. Петровского, 2, Российская Федерация

²Институт нефтяной геологии и геофизики, Сибирское отделение РАН, 630090, г. Новосибирск, пр. Академика Коптюга, 3, Российская Федерация

³Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова, 677013, г. Якутск, ул. Кулаковского, 50, Российская Федерация

About the authors

¹ZUEVA, Iraida Nikolaevna, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Researcher ID: J-9373-2018, <https://orcid.org/0000-0001-7576-8282>, e-mail: inzu@ipng.ysn.ru glyaz1408@mail.ru

¹CHALAYA, Olga Nikolaevna, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Researcher ID: J-9329-2018; <https://orcid.org/0000-0002-9662-2028>, e-mail oncha@ipng.ysn.ru

^{1,2}KASHIRCEV, Vladimir Arkadievich, Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Corresponding Member of RAS, Chief Researcher, Researcher ID: N-1655-2014, <https://orcid.org/0000-0003-3873-1901>, e-mail KashirtsevVA@ipgg.sbras.ru

³SIVTSEV, Aleksei Ivanovich, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Researcher ID: F-1077-2014, <https://orcid.org/0000-0001-8386-2383>, e-mail: maraday@mail.ru

²ALEKSANDROV, Alexander Romanovich, Researcher, Researcher ID: AAD-8376-2021; <https://orcid.org/0000-0001-6459-8951>, e-mail: sutuka1956@mail.ru

²GLYAZNETSOVA, Yuliya Stanislavovna, Cand. Sci. (Chemistry), Head of the Laboratory, Researcher ID: J-9714-2018; <https://orcid.org/0000-0002-9195-5296>, e-mail: glyaz1408@mail.ru

И. Н. Зуева и др. ♦ Геохимия органического вещества пород верхнеюрских отложений...

²LIFSHITS, Sara Khaimovna, Cand. Sci. (Chemistry), Leading Researcher, Researcher ID: K-1438-2018; <https://orcid.org/0000-0001-5881-2720>; e-mail: shlif@ipng.ysn.ru

Affiliation

¹Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2 Petrovsky st., Yakutsk 677980, Russian Federation

²A.A. Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 3 Akademika Koptyuga pr., Novosibirsk 630090, Russian Federation

³M.K. Ammosov North-Eastern Federal University, 50 Kulakovskiy st., Yakutsk 677013, Russian Federation

Поступила в редакцию / Submitted 14.03.2022

Поступила после рецензирования / Revised 21.09.2022

Принята к публикации / Accepted 11.10.2022