

Геохимия нафтидов среднекаменноугольных отложений Приколымского поднятия (Северо-Восток России)

И.Н. Зуева, О.Н. Чалая, Ю.С. Глязнецова, С.Х. Лифшиц

Институт проблем нефти и газа СО РАН, Якутск, Россия

inzu@ipng.yasn.ru

Аннотация. Приведены результаты геохимического изучения проб из поверхностных битумопроявлений нятвенской толщи среднекаменноугольных отложений по обнажениям правого берега р. Поповка, притока р. Колыма, с целью выяснения типа нафтидопроявлений и их генетической взаимосвязи с вмещающими породами. Согласно полученным данным, изученные нафтиды относятся к битумам гипергенного ряда, которые в значительной степени окислены в зоне гипергенеза, но не несут заметных следов влияния процессов биохимического окисления. Установленное высокое содержание органического углерода и выхода битумоидов в породах и особенности распределения реликтовых углеводородов свидетельствуют об аквагенной природе исходного органического вещества. В изученных образцах катагенетические изменения органического вещества соответствуют средним грациям мезакатагенеза и оно сохранило свой углеводородный потенциал. Это позволяет считать, что битуминозная нятвинская толща генерировала жидкие углеводороды и могла быть их источником для широко развитых битумопроявлений в среднекаменноугольных отложениях Омuleвского и Приколымского поднятий вплоть до формирования скоплений углеводородов в погруженных частях Индигиро-Зырянского прогиба. Новые данные об особенностях группового состава и химической структуре хлороформенных битумоидов и спиртобензольных смол являются свидетельством многоэтапности миграционных процессов и указывают на смешанный характер битумопроявлений в нятвенской толще в результате наложения миграционных углеводородных флюидов из новинской свиты на сингенетичные битумопроявления нятвенской толщи, уже испытавшие значительные гипергенные изменения. С геохимических позиций полученные результаты подтверждают точку зрения на палеозойские отложения юго-восточной части Индигиро-Зырянского прогиба и прежде всего – девонские и каменноугольные – как самостоятельный объект для поиска залежей углеводородов.

Ключевые слова: органическое вещество, битумоиды, нефти, мальты, углеводороды, смолы, ИК-фурье-спектроскопия, хромато-масс-спектроскопия, катагенез, гипергенез.

Благодарности. Авторы благодарят коллег, принимавших участие в выполнении аналитических определений, А.В. Прокопьева (ИГАБМ СО РАН) за предоставленные геологические образцы. Работа выполнена по Программе ФНИ государственных академий наук Рег. № НИОКТР АААА-А17-117040710037-1.

Введение

В терригенно-карбонатных толщах нижне-среднекаменноугольных отложений Омuleвского и Приколымского поднятий (ОПП) широко развиты различные по масштабу и характеру нефте- и битумопроявления [1–3]. Позднее большой материал по геологическому строению и нефтегазонасности Магаданской области был проанализирован специалистами СНИИГиМС [4]. Как и предыдущие исследователи, отмечая широкое развитие черносланцевых и битуминозных толщ

в палеозойском разрезе, они не рассматривали территорию Омuleвского поднятия перспективной на поиски нефти и газа. По результатам последующих полевых тематических и лабораторных исследований был сделан вывод о перспективности возможно нефтегазоносной Омuleвской области [5]. Дальнейшее развитие эта точка зрения получила в работе [6], в которой на основе комплексного геолого-геофизического моделирования геологического строения была проведена оценка перспектив нефтегазонасности Омuleв-

ского поднятия. В ней автор обосновывает расширение нефтегазоносных районов за счет территорий со сложным геологическим строением, т. е. предлагает расширить границы потенциально нефтегазоносной Омудевской области за счет территорий, прилегающих с севера к Омудевскому поднятию.

В ряде работ приводится подробное геологическое описание нефтепроявлений в районе р. Поповка на границе ОПП, приуроченных к центральной части Нятовенской грабен-синклинали [1, 2]. Что касается геохимических исследований органического вещества (ОВ) пород, то они для каменноугольных отложений малочисленны. Так, в обобщающей работе по нефтегазоносности палеозойских отложений [5] детальная битуминологическая характеристика ОВ среднекаменноугольных отложений ограничена всего тремя образцами из нятовенской толщи. Для выяснения роли ниже-среднекаменноугольных отложений в процессах нефтегазообразования в палеозойском разрезе нами были выполнены детальные геохимические исследования для более представительного количества образцов.

Материал и методы исследования

В данной работе с целью определения типа нафтидопроявлений и выяснения их генетической взаимосвязи со вмещающими породами выполнено геохимическое изучение проб из поверхностных битумопроявлений (нятовенская толща, среднекаменноугольные отложения, р. Поповка) современными геохимическими методами. Мощность нятовенской толщи составляет около 100 м, накопление осадков происходило в мелководной обстановке, характерной для прибрежной зоны морей и лагун бореальных бассейнов с преобладанием восстановительной обстановки [7, 8]. Судя по присутствию в породах известняков с фрагментами среднекаменноугольной фауны (брахиопод и остатков раковин), исходное ОВ соответствовало аквагенному типу [1]. Поповкинская свита сложена, главным образом, осадочными породами палеозойского возраста суммарной мощностью 4–5 км, в которых обнаружены жидкие битумы в полостях раковин, в конкрециях и обломках известняков, а также твердые хрупкие смоляно-черные битумы в туфоалевролитах в виде рассеянной вкрапленности. По люминесцентно-битуминологическим определениям би-

тумопроявления были отнесены к эпигенетическому нефтяному ряду нафтидов [1].

Были изучены 10 образцов битуминозных пород, отобранных из обнажения № 5 по правому берегу р. Поповка, в 2,7 км ниже устья ручья Широкий и в 1 км выше устья ручья Осока, любезно предоставленных А.В. Прокопьевым (ИГАБМ СО РАН). По данным Н.И. Караваевой, битуминозные породы относятся к нятовенской толще среднего карбона C_2^{nt} [9].

Аналитические определения выполнены по общепринятой схеме битуминологических исследований [10,11]. Содержание органического углерода в породах (C_{org}) определяли методом сжигания, выход хлороформенного битумоида (ХБ) – методом горячей экстракции хлороформом. ХБ после осаждения асфальтенов избытком петролейного эфира разделяли методом колоночной хроматографии (на силикагеле АСК) на смолы и углеводороды (УВ). Структурно-групповой состав ХБ и их фракций определяли методом ИК-фурье-спектроскопии. ИК-спектры записаны на спектрометре «Protégé 460» фирмы «Nicolet» в области $4000–600\text{ см}^{-1}$, в кювете с окошками КВг, толщина поглощающего слоя 33×10^{-6} м, расшифровка ИК-спектров проводилась по руководству Л. Беллами [12]. Хромато-масс-спектрометрические (ХМС) исследования насыщенных УВ масляных фракций проводили на системе, включающей газовый хроматограф Agilent 6890 с интерфейсом и высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent 5973N. Хроматограф снабжен кварцевой капиллярной колонкой длиной 25 м, диаметром 0,25 мм, импрегнированной фазой HP-5MS. Газ-носитель – гелий, скорость потока 1 мл/мин. Температура испарителя 320 °С; программирование подъема температуры – от 100 до 300 °С со скоростью 4 °С/мин с последующей изотермой в течение 30 мин. Ионизирующее напряжение источника – 70 эВ, температура источника – 220 °С. Масс-хроматограммы УВ получены по общему ионному току и характеристическим фрагментным ионам. По иону $m/z = 57$ определены алифатические УВ: n-алканы, монометилалканы и изопреноиды. Идентификация индивидуальных УВ проводилась компьютерным поиском в библиотеке Национального института стандартов NIST-05, по литературным данным и реконструкцией структур по характеру ионной фрагментации при электронном ударе [13,14].

Результаты исследования и обсуждение

Изученные образцы представлены черными глинисто-битуминозными алевролитами, с обломками осадочных и эффузивных пород; известняками, известковистыми песчаниками, органогенными известняками, алевролитами с остатками раковин. У берега под обнажением на воде обнаружены маслянистые пятна со слабым запахом керосина, отмечается периодический характер появления пленки, подобные маслянистые пленки наблюдали и ниже по течению р. Поповки в районе устья р. Белая ночь [15].

По нашим данным, высокое содержание $S_{\text{орг}}$ до 6 %, а также от 2,3 до 3,6 % [15] и 1,4–4,7 % [5] и большие значения выхода ХБ до 0,219 % в изученных образцах (табл. 1) и до 0,190–0,200 % [2, 15] позволяют сделать вывод о доманикоидной природе пород поповкинской свиты. Учитывая низкие коэффициенты битуминозности, можно предположить параавтохтонный характер битумопроявлений. Вместе с тем нельзя исключить возможный подток УВ из нижележащей новинской свиты нижнего карбона, что указывает на смешанный характер нафтидов [2].

Изученные образцы различаются по содержанию УВ и смолистых компонентов в составе ХБ и особенностям химической структуры ХБ и их фракций. По групповому составу (см. табл. 1) они относятся к нефтям (8 образцов) и мальтам (2 образца). Судя по высокому содержанию УВ (до 85 %) и низкому – смол (13–14 %) и асфальтеновых компонентов (2 %), большая часть образцов, по-видимому, отобрана из нефтепроявлений. Близок по составу к этим образцам и образец из нефтепроявления из обнажений по р. Поповка, который представлял собой жидкий битум в полостях конкреций нятвенской толщи [2]. Два изученных образца (10726 и 10717) с содержанием УВ около 61 %, смол до 34 % и асфальтенов до 5 % тяготеют к мальтам и, вероятнее всего, занимают промежуточное положение между классами нефтей и мальт по классификации [11]. Различия по ряду геохимических параметров для нефтей и мальт показаны на рис. 1.

По характеру ИК-спектров установлено, что в химической структуре усредненной молекулы нефтей доминирующими являются алифатические соединения с длинными метиленовыми цепями (интенсивная полоса поглощения (п.п.) 720 см^{-1}) при менее значительном участии ароматических

циклов – п.п. 750, 810, 880 и 1600 см^{-1} (рис. 2). По типу ИК-спектров и групповому компонентному составу близким к этим нефтям можно считать образец из нефтепроявления (см. табл. 1) из коллекции В.В. Иванова и Б.А. Клубова [2], генезис которого авторы этой работы связывают с ОВ нижележащей новинской свиты нижнего карбона. По ИК-спектру он обнаруживает большое сходство с образцом из другого нефтепроявления, отобранным Г.А. Семеновым в 1971 г. также на р. Поповка [2]. В этом нефтепроявлении в виде маслянистых пленок и примазок загустевшей нефти по трещинам обломков органогенных и глинистых известняков были обнаружены фаунистические находки нижнего карбона. Изученные два образца мальт различаются по структурно-групповому составу. В образце мальты (обр. 10726) отчетливо выражено преобладание ароматических циклов над соединениями с длинными метиленовыми цепями, что отражает характерный тип ИК-спектра (см. рис. 2) и значения относительной оптической плотности полос поглощения (см. рис. 3).

По ИК-спектру отличительной особенностью состава ароматических УВ в мальте является высокое содержание фенантронов, на что указывает появление в спектре фракции УВ (наряду с интенсивной п.п. 1600 см^{-1}) высоко интенсивных п.п. 880 и 810 см^{-1} , значительно превышающих п.п. 750 см^{-1} . От этого образца резко отличается другой – обр. 10717 (мальта) с преобладанием алифатических структур в химической структуре ХБ.

В целом следует отметить, что при преобладающем алифатическом характере состава среди нефтей встречаются образцы со значительным содержанием ароматических УВ, а среди мальт – образец, близкий к нефтям алифатического состава (см. рис. 2).

Отмеченные большие различия в химической структуре ХБ могут указывать на различную степень воздействия многообразных геологических факторов и их меняющийся характер, что повлияло на изменение первоначального состава нафтидов.

Сведения о высокой информативности данных о химической структуре смол и асфальтенов при изучении генезиса нафтидов можно найти в работах [15, 16]. Наши данные ИК-спектроскопии показали, что мальты характеризуются большей степенью окисленности. Это отражают высокие значения относительной плотности по-

**Геохимическая характеристика битумоидов из поверхностных нафтидопроявлений
нятвенской толщи (среднекаменноугольные отложения, правый берег р. Поповка)**

Table 1

**Geochemical characteristics of bitumoids from surface naphthide shows of the Nyatvin strata
(Middle Carboniferous deposits, right bank of the Popovka River)**

Номер образца Number of sample	Порода Rock	C_{org} C_{org}	$\alpha_{хб}$ α_{CHB}	$\beta_{хб}$ β_{CHB}	Групповой состав ХБ, % Group composition CHB, %					УВ-состав, % на Σ УВ HC-composition, % on Σ HC	
		%	%	%	УВ HC	смолы resins			асф. asph. компоненты components	M-H Mn-Na	H-A Na-Ar
						бенз. benz.	сп/бенз alch/benz	сумма sum			
10723	темно/серые плотные	5,20	0,205	3,93	75,9	7,3	13,4	20,5	3,6	86,4	13,5
10722	песч. алевролиты	6,01	0,096	1,59	64,9	9,0	22,2	31,2	3,9	69,3	30,7
10726	черные углисто-глинистые	5,34	0,053	0,99	61,4	14,0	20,6	34,6	4,0	н.о. n.d.	н.о. n.d.
10725	битуминозные алевролиты	5,32	0,047	0,88	78,3	11,5	8,2	19,7	2,0	н.о. n.d.	н.о. n.d.
10724	dark gray sandstones	5,25	0,197	3,75	84,2	6,0	8,0	14,0	1,8	73,7	26,3
10721	siltstones, black coal-clay bituminous siltstones	5,12	0,158	3,08	85,3	4,3	9,1	13,4	1,3	79,7	20,3
10720		5,55	0,219	3,94	73,6	16,1	8,2	24,3	2,1	81,3	18,7
10719		5,25	0,165	3,13	69,2	17,2	12,2	29,4	1,4	н.о. n.d.	н.о. n.d.
10718	органоген. изв-ки, известк. песч-ки organogenic limestones, calcareous sands	4,97	0,098	1,97	77,5	10,0	10,3	20,3	2,2	н.о. n.d.	н.о. n.d.
10717	черные слабослоистые алевролиты black weakly stale siltstones	5,12	0,104	2,04	60,8	9,8	24,1	33,9	5,4	н.о. n.d.	н.о. n.d.
10716	черные слабослоистые алевролиты black weakly stale siltstones	7,37	0,090	1,22	42,41	9,49	32,28	41,77	15,82	н.о. n.d.	н.о. n.d.
45*	примазки нефти по трещинам в обломках известняков oil inclusions along cracks in the wreckage limestone	n.d.	n.d.	n.d.	71,2	11,8	16,5	28,3	0,5	94,1	5,9

Обозначения: * жидкий битум в полостях конкреций нятвинской толщи C_2^m , р. Поповка в 118 км от устья [2]; ХБ – хлороформные битумоиды; УВ – углеводороды; бенз. – бензольные смолы; сп/бенз – спиртобензольные смолы; асф – асфальтены.

Signs: n.d. – no data; * liquid bitumen in the cavities of concretions of the Nyatva strata C_2^m , r. Popovka 118 km from the mouth [2]; CHB – chloroform bitumoid, HC – hydrocarbons, benz – benzol resins, alch/benz – alcoholbenzene resins, asph – asphaltene components.

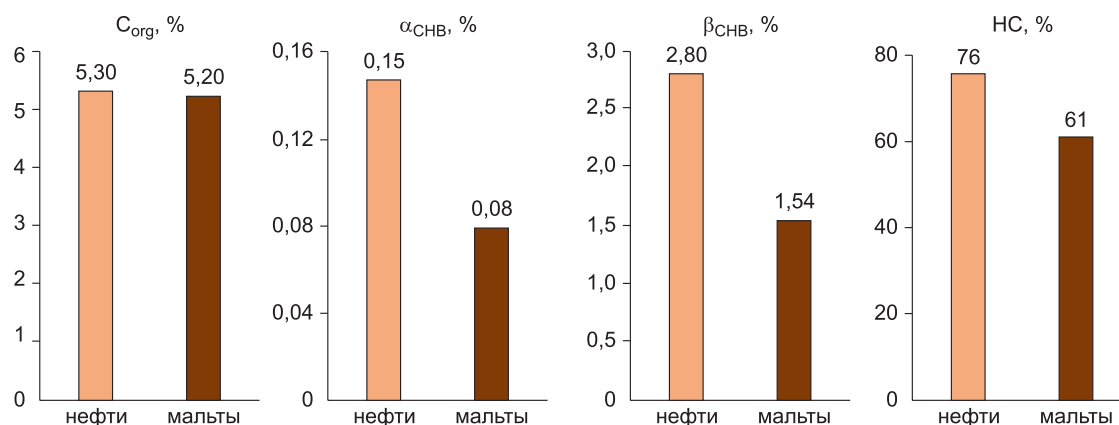


Рис. 1. Средние значения геохимических параметров для нефтей и мальт нятовенской толщи.

$\alpha_{снв}$ – содержание хлороформенного битумоида; $\beta_{снв}$ – величина отношения $\alpha_{снв}$ к C_{org} , HC – углеводороды.

Fig. 1. Average values of geochemical parameters for oils and malthas of the Nyatvin strata.

$\alpha_{снв}$ – chloroform bitumoid content, $\beta_{снв}$ – relation value of $\alpha_{снв}$ to C_{org} ; HC – hydrocarbons.

глощения карбонильных групп (D'_{1700}), в три раза и более превышающие значения для нефтей (рис. 4). Вместе с тем следует отметить такой интересный установленный нами факт – фракции спиртобензольных смол как в мальтах, так и в нефтях характеризуются одинаково высокой окисленностью, что отражают достаточно близкие высокие значения поглощения карбонильных групп – $D'_{1700} \geq 1$ в химической структуре спиртобензольных смол в тех и других. Это свидетельствует о высокой степени воздействия процессов интенсивного окисления нафтидов в результате долгого пребывания в зоне гипергенеза. Большие вариации в количестве карбонильных групп в химической структуре в изученных образцах нефтей и мальт определяются количественным содержанием в их составе смолистых компонентов и прежде всего спиртобензольных смол. Это отражают высокие коэффициенты корреляции $R(D'_{1700} : \text{количество спиртобензольных смол}) = 0,75$ и $R(D'_{1700} : \text{сумма смол}) = 0,84$. Исходя из полученных результатов, можно сделать вывод о том, что большие колебания в содержании смолистых компонентов и количестве карбонильных групп в химической структуре нафтидов (см. табл. 2, рис. 4) могут быть обусловлены различной степенью «наложения» новых подтоков легких УВ из нижележащих отложений на нафтидопроявления, уже ранее испытывавшие значительные изменения в зоне гипергенеза. Полученные результаты подтверждают наблюдения предшествующих исследователей о периодическом характере появления маслянистой пленки на водной поверхности р. По-

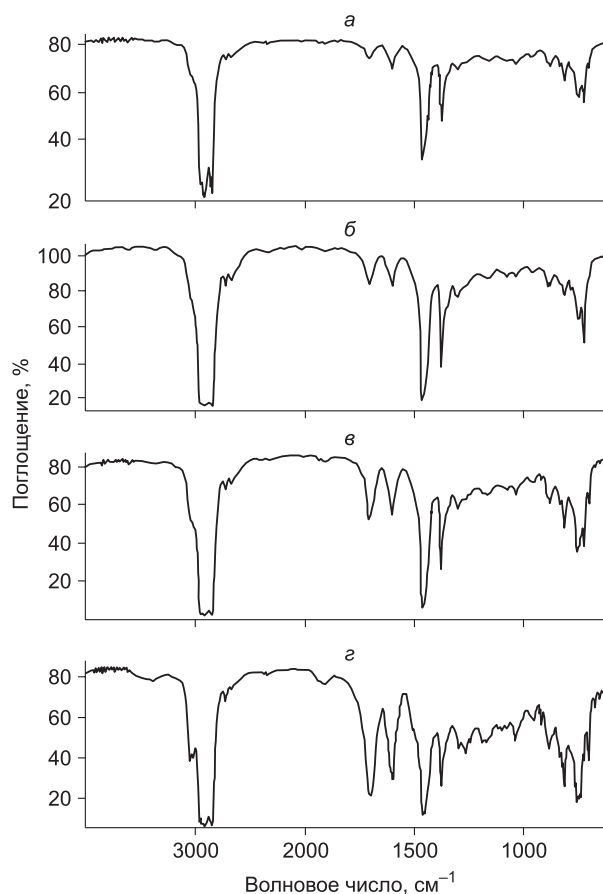


Рис. 2. ИК-спектры ХБ пород из нафтидопроявлений нятовенской толщи.

а–в – нефти: *а* – обр.10724, *б* – обр.10721, *в* – обр.10718; *г* – мальта – обр.10726.

Fig. 2. IR spectra of chloroform bitumoids of rocks from naphthide shows of the Nyatvin strata.
Oils – *а* (s.10724), *б* (s.10721), *в* (s.10718); maltha – *г* (s.10726).

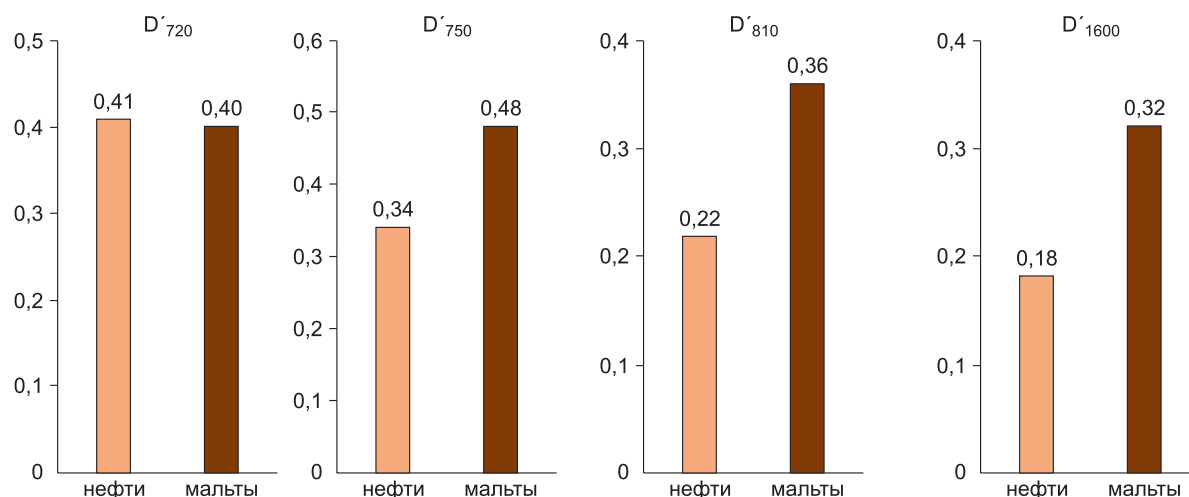


Рис. 3. Средние значения относительной оптической плотности поглощения длинных метиленовых цепей (D'_{720}) и ароматических циклов (D'_{750} и D'_{1600}) в нефтях и мальтах.

Fig. 3. Average values of the relative optical absorption density of long methylene chains (D'_{720}) and aromatic rings (D'_{750} and D'_{1600}) in oils and malthas.

повка и ее пространственной приуроченности к зоне разлома, с которой связана поровая битумонасыщенность нятвенской толщи, что скорее

всего обусловлено разгрузкой нефтяной залежи нижележащей новинской свиты по системе тектонических трещин [17].

Таблица 2

Индивидуальный состав насыщенных УВ в битумоидах из поверхностных нафтидопроявлений нятвинской толщи (среднекаменноугольные отложения, правый берег р. Поповка, приток Колымы)

Table 2

Individual composition of saturated hydrocarbons from surface naphthide shows of the Nyatvin strata (Middle Carboniferous deposits, right bank of the Popovka River)

Параметры Parameters	Тип нафтида naphthides type	$\frac{\sum \text{н.к.}-\text{nC}_{20}/\sum \text{н.к.}-\text{к.к.}}{\sum \text{б.б.}-\text{nC}_{20}/\sum \text{н.к.}-\text{к.к.}}$	максимум н-алканов max. n-alkanes	изопр./ н-алк. isopr./ n-alk.	нч/ч odd/even	п/ф Pr/Ph	п/н C_{17} Pr/n C_{17}	ф/н C_{18} Ph/n C_{18}	п+ф/ н C_{17} +н C_{18} Pr+Ph/ n C_{17} +n C_{18}
мин min	нефти oils	1,51	н $C_{15,16}$ nC $_{15,16}$	0,02	0,95	0,97	0,04	0,03	0,04
макс max	нефти oils	2,19	н $C_{16,18,19}$ nC $_{16,18,19}$	0,04	0,98	2,19	0,08	0,06	0,07
среднее mean	нефти oils	1,89	н $C_{16,17,18}$ nC $_{16,17,18}$	0,03	0,97	1,31	0,06	0,05	0,05
мин min	мальты malthas	0,94	н C_{18} nC $_{18}$	0,04	0,96	0,93	0,1	0,05	0,09
макс max	мальты malthas	1,84	н $C_{15,16}$ nC $_{15,16}$	0,04	1,01	3,06	0,16	0,09	0,11
среднее mean	мальты malthas	1,39	н $C_{15,16,18}$ nC $_{15,16,18}$	0,04	0,99	2,00	0,13	0,07	0,10

Обозначения: н.к. – начало кипения, к.к. – конец кипения, п – пристан, ф – фитан.

Signs: b.b. – beginning boiling; e.b. – end boiling; Pr – pristan; Ph – phytan.

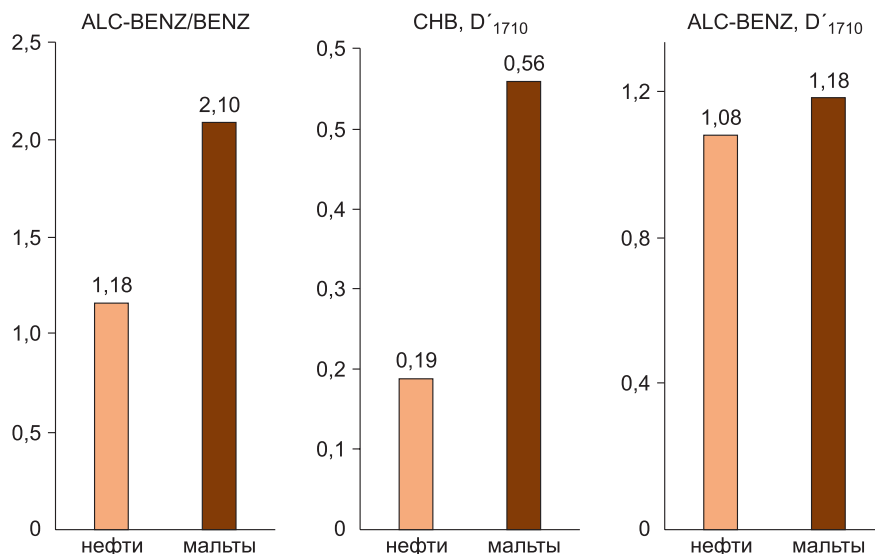


Рис. 4. Сравнение относительной оптической плотности поглощения карбонильных групп в ЧВБ, спиртобензольных смолах (ALC-BENZ) и отношение содержания ALC-BENZ смол к бензольным (BENZ) в нефтях и мальтах.

Fig. 4. Comparison of the relative optical absorption density of carbonyl groups (D'_{1710}) in chloroform bitumoids (CHB), alcohol-benzene resins (ALC-BENZ) and the ratio of ALC-BENZ resins content to benzene resins content (BENZ) in oils and malthas.

Исследование ациклических УВ-биомаркеров выполнено методом ХМС. Изученные образцы близки по составу и характеру распределения насыщенных УВ (см. табл. 2, рис. 5).

В образцах как нефтей, так и мальт доминируют алканы нормального строения (71,85–82,63 %) с одномодальным распределением и преобладанием относительно низкомолекулярных гомологов. Об этом свидетельствуют значения отношений $\sum \text{н.к.} - \text{н-C}_{20} / \sum \text{н-C}_{21} - \text{к.к.} = 1,51 - 2,19$. Только в одном образце мальты (обр.10717) это соотношение близко к единице (0,94). Максимум распределения н-алканов расположен в области н- C_{15} –н- C_{19} , при этом основной максимум в большинстве образцов расположен на н- C_{15} и н- C_{16} , что типично для аквагенного ОВ [18–20]. Вариации в соотношениях относительно низко- и высокомолекулярных н-алканов авторы работы [5] объясняют разнообразием геологических условий залегания пород.

Изученные битумоиды характеризуются практически одинаковыми соотношениями н-алканов с нечетным и четным количеством атомов углерода в молекуле. Значение коэффициента нч/ч близко к единице (0,95–1,01), что указывает на термическую зрелость генерировавшего ОВ, достигшего главной фазы нефтеобразования, и свойственно для битумоидов и нефтей нефтегазоносных районов [21–27]. Согласно данным [17], судя по плотности аргиллитов (2,55–2,59 г/см³), степень ката-

генетической преобразованности пород нижнего и среднего карбона соответствовала грациям $\text{МК}_1 - \text{МК}_2$ (за исключением локальных зон проявления контактового метаморфизма). Внутри прогиба эти породы могут находиться в интервале ГФН. Подобный характер распределения насыщенных УВ и степень катагенетической зрелости ОВ были установлены и для ОВ пород саггирской и доманикоидной неличенской свит нижнего девона Селенняхского поднятия, а также ниже-среднедевонских отложений о. Котельный, исходным для которых послужило аквагенное ОВ [28, 29].

Отличительной особенностью ХБ являются невысокие концентрации изопреноидов 1,8–3,1 % и низкие значения соотношений с н-алканами 0,02–0,04. Это характерно для процесса преобразования ОВ в зоне катагенеза, сопровождающегося уменьшением концентрации изопреноидов относительно н-алканов с увеличением степени катагенеза [13]. В составе изопреноидов пристан преобладает над фитаном. Соотношения пристана (п) и фитана (ф) с рядом элюируемыми н-алканами значительно меньше единицы: $\text{п/н-C}_{17} = 0,04 - 0,16$, $\text{ф/н-C}_{18} = 0,04 - 0,09$, что может указывать на отсутствие заметного влияния процессов биodeградации на формирование состава нафтидов. Увеличение количества изопреноидов сопровождается повышением отношений п/н-гептадекан и ф/н-октадекан . Содерж-

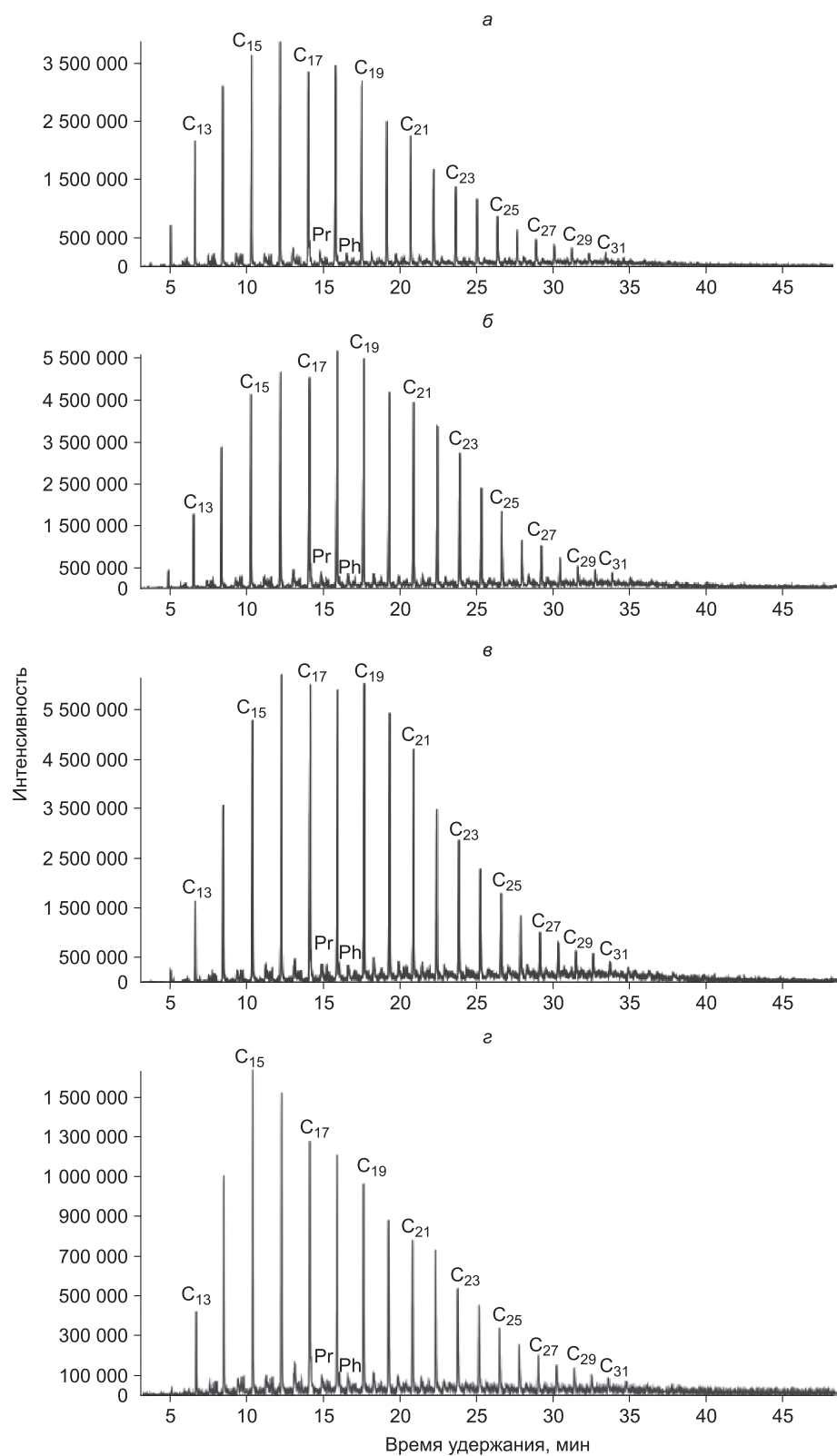


Рис. 5. Масс-фрагментограммы (m/z 57) насыщенных УВ в нефтях нятвинской толщи.
 а–в: нефти (а – обр.10724, б – обр.10721, в – обр.10718); г – мальта – обр.10726; C₁₃–C₃₁ – н-алканы; Pr – пристан; Ph – фитан.

Fig. 5. Mass fragmentograms (m/z 57) of saturated hydrocarbons in naphthides of the Nyatvin strata.
 Oil samples – а (s.10724); б (s.10721); в (s.10718); maltha sample – г (s.10726); C₁₃–C₃₁ – n-alkanes; Pr –pristan; Ph – phytan.

жание изопреноидов в мальтах несколько выше, чем в нефтях (2,7–3,1 % против 1,8–2,8 %). Такая же тенденция отмечается и для соотношений п/н-гептадекан (0,10–0,16 в мальтах; 0,04–0,08 в нефтях) и ф/н-октадекан (0,05–0,09 в мальтах; 0,03–0,06 в нефтях).

В составе УВ-фракции изученных нафтидов отсутствуют реликтовые УВ ряда 12- и 13-монометилалканов, которые являются характерными метками ОВ пород докембрийских отложений востока Сибирской платформы [5, 20, 27]. По нашим данным, реликтовые УВ ряда 12- и 13-монометилалканов также не были обнаружены в составе нафтидов из битумопроявлений в отложениях нижнего и среднего девона в Индигиро-Зырянском бассейне и на о. Котельный Новосибирского архипелага [28, 29]. Это может указывать на отсутствие заметного вклада ОВ докембрийских отложений в процессы нефтеобразования в девонских и каменноугольных отложениях в данном регионе.

Перечисленные выше особенности состава и распределения биомаркеров указывают на то, что нафтиды нятвинской толщи сингенетичны вмещающим отложениям и генетически связаны с ОВ морских фаций, формировавшимся в восстановительных условиях диагенеза в мелководной обстановке с нормальной соленостью вод и обладали высоким нефтегенерационным потенциалом.

По мнению авторов работы [5], западные районы Омuleвского поднятия, где наиболее распространены черносланцевые толщи, обогащенные РОВ, были областью активного нефтеобразования, но по условиям геологического развития региона возможные скопления УВ здесь были разрушены. Согласно полученным данным, изученные нафтиды нятвенской толщи относятся к битумам гипергенного ряда, которые в значительной степени окислены в зоне гипергенеза, но не несут заметных следов влияния процессов биохимического окисления.

Заключение

Таким образом, полученные результаты по геохимии изученных нафтидопроявлений в среднекаменноугольных отложениях Омuleвского и Приколымского поднятий по обнажениям р. Поповка – высокие концентрации органического углерода и выхода битумоида, особенности распределения реликтовых углеводородов свидетельствуют об аквагенной природе исходного органи-

ческого вещества и сингенетичности нафтидов вмещающим отложениям. В изученных нафтидопроявлениях катагенетические изменения ОВ соответствуют средним грациям мезакатагенеза и ОВ сохранило свой УВ-потенциал. Это позволяет считать, что битуминозная нятвинская толща генерировала жидкие УВ и могла быть источником для широко развитых битумопроявлений в среднекаменноугольных отложениях ОПП вплоть до формирования скоплений УВ в погруженных частях Индигиро-Зырянского бассейна.

Новые данные об особенностях группового состава и химической структуры ХБ и спиртобензольных смол являются свидетельством многоэтапности миграционных процессов и указывают на смешанный характер битумопроявлений в нятвенской толще в результате наложения миграционных углеводородных флюидов из новинской свиты нижнего карбона на сингенетичные битумопроявления нятвинской толщи, уже испытавшие значительные гипергенные изменения.

С геохимических позиций полученные результаты подтверждают точку зрения на палеозойские отложения юго-восточной части Индигиро-Зырянского прогиба и прежде всего – девонские и каменноугольные – как самостоятельный объект для поиска залежей углеводородов [15, 30, 31].

Литература

1. Иванов В.В., Семенов Г.А., Пепеляев В.Б. Нафтидопроявления на юго-восточном обрамлении Индигиро-Зырянского прогиба // Докл. АН СССР. 1975. Т. 224, № 4. С. 918–921.
2. Иванов В.В., Клубов Б.А. Нафтиды и нафтоиды Северо-Востока СССР. М.: Наука, 1979. 147 с.
3. Клубов Б.А., Мерзляков В.М. Кериты и антраксолиты девонских доминикоидов Омuleвского поднятия (северо-восток СССР) // Тихоокеанская геология. 1989. № 5. С. 37–43.
4. Комплексный анализ геолого-геофизических материалов с целью обоснования на нефть и газ наиболее перспективных районов Магаданской области и составление плана региональных работ / отв. исп. Ларичев А. И. Отчет. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1995. 83 с.
5. Изучение верхнедокембрийских и палеозойских отложений Омuleвского поднятия с целью прогноза нефтегазоносности / Ларичев А.И., Соболев П.Н. Отчет. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2002. 258.
6. Мигурский Ф.А. Перспективы нефтегазоносности Омuleвского поднятия: Автореф. дис. канд. геол.-мин. наук. Новосибирск, 2007. 19 с.
7. Гагиев М.Х. Стратиграфия девона и нижнего карбона Приколымского поднятия (Северо-Восток

Азии). Магадан: СВНЦ ДВО РАН: СВКНИИ ДВО РАН, 2009. 290 с.

8. Ганелин В.Г. Стратиграфия и брахиоподы верхнепалеозойских отложений Колымо-Омолонского массива: Дис. канд. геол.-мин. наук. М.: ГИН, 1973. С. 191.

9. Сопоставление опорных разрезов Омудевского и Приколымского поднятий / Караваева Н.И. Отчет по теме: 1173. 1990–1993 г. г. Магадан, 1993.

10. Руководство по анализу битумов и рассеянного органического вещества горных пород (1966) // Под ред. В.А. Успенского, К.Ф. Родионовой, А.И. Горской, А.П. Шишкиной. Л.: Недра, 1966. 316 с.

11. Основы генетической классификации битумов / В.А. Успенский, О.А. Радченко, Е.А. Глебовская и др. Л.: Недра, 1964. 268 с.

12. Беллами Л. Инфракрасные спектры молекул. М.: ИЛ, 1963. 590 с.

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

14. Лебедев А.Т. Масс-спектрометрия в органической химии. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2003. 493 с.

15. Борисова Л.С. Геохимия смол рассеянного органического вещества и нефтей Западной Сибири // Докл. РАН. 2008. Т. 420, № 3. С. 382–384.

16. Борисова Л.С. Геохимия асфальтенов и смол рассеянного органического вещества пород и нефтей юры и нижнего мела Западно-Сибирского бассейна. Автореф. дисс. ... докт. геол.-мин. наук. Новосибирск, 2020. 36 с.

17. Иванов В.В., Семенов Г.А., Ваццлов Ю.Я. О перспективах нефтегазоносности палеозойских отложений Индигиро-Зырянского прогиба // Докл. АН СССР. 1978. Т. 239, № 6. С. 1170–1173.

18. Изосимова А.Н., Чалая О.Н. Реликтовые углеводороды в органическом веществе и нефтях Западной Якутии. Новосибирск: Наука, 1989. 127 с.

19. Геохимия нефтей востока Сибирской платформы. Якутск: ЯНЦ СО РАН, 2009. 180 с.

20. Каширцев В.А., Конторович А.Э., Ким Н.С., Чалая О.Н., Зуева И.Н. Стераны в неопротерозойских нефтях Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы и Южно-Оманского соленосного бассей-

на аравийской платформы // Нефтехимия. 2015. Т. 55, № 5. С. 197–205. DOI: 10.7868/S0028242115020136

21. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. М.: Недра, 1976. 250с.

22. Moldovan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. 1985. Vol. 69. P. 1255–1268.

23. Peters K.E., Moldovan J.M. The biomarker guide. New Jersey: Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1993. 363 p.

24. Неручев С.Г. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Изд. 1. М.: Гостоптехиздат, 1962. 224 с.

25. Неручев С.Г., Rogozina E.A. Геохимические основы прогноза нефтегазоносности. СПб.: ВНИГРИ. 2010. 280 с.

26. Оценка потенциальных ресурсов углеводородов на основе моделирования процессов их генерации, миграции и аккумуляции С.Г. Неручев, Т.К. Баженова, С.В. Смирнов и др. СПб.: Недра, 2006. 364 с.

27. Арефьев О.А., Забродина М.Н., Русинова Г.И., Петров Ал.А. Биометки нефтей Восточной Сибири // Нефтехимия. 1993. Т.33. С.488–504.

28. Зуева И.Н., Чалая О.Н., Лифшиц С.Х., Глязнецова Ю.С. Нафтиды нижнедевонских отложений Селеняхского поднятия (северо-восток Якутии) // Материалы VI ВНКП «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России». 6–8 апреля. Якутск: Издательский дом СВФУ. 2016. С. 346–349.

29. Зуева И.Н., Чалая О.Н., Глязнецова Ю.С., Лифшиц С.Х., Прокопьев А.В., Еришова В.Б., Васильев Д.А., Худолей А.К. Геохимические особенности битумопроявлений в нижне-среднедевонских отложениях северо-западной части о. Котельный //Георесурсы. 2019. Т. 21, № 3. С. 31–38. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.31-38>

30. Иванов В.В., Гревцов А.В., Щербань О.В. Седикахиты осадочных бассейнов Северо-Восточной Азии. М.: Наука, 1988. 166 с.

31. Шишкин В.А., Ганов А.П. Перспективы нефтегазоносности южной части Тасканской структурной зоны Омудевского поднятия // Вестник СВНЦ ДВО РАН. 2010. № 2. С. 8–13.

Поступила в редакцию 16.08.2020

Принята к публикации 05.11.2020

Об авторах

ЗУЕВА Ираида Николаевна, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Якутск, ул. Петровского, 2, Россия, Researcher ID: J-9373-2018; <https://orcid.org/0000-0001-7576-8282>; inzu@ipng.ysn.ru;

ЧАЛАЯ Ольга Николаевна, кандидат геолого-минералогических наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа СО РАН. 677980, Якутск, ул. Петровского, 2, Россия, Researcher ID: J-9329-2018; <https://orcid.org/0000-0002-9662-2028>; oncha@ipng.ysn.ru;

ГЛАЗНЕЦОВА Юлия Станиславовна, кандидат химических наук, заведующая лабораторией, Институт проблем нефти и газа СО РАН, 677980, Якутск, ул. Петровского, 2, Россия, Researcher ID: J-9714-2018; <https://orcid.org/0000-0002-9195-5296>; glyaz1408@mail.ru;

ЛИФШИЦ Сара Хаимовна, кандидат химических наук, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа СО РАН. 677980, Якутск, ул. Петровского, 2, Россия, Researcher ID: K-1438-2018; <https://orcid.org/0000-0001-5881-2720>; shlif@ipng.ysn.ru.

Информация для цитирования

Зуева И.Н., Чалая О.Н., Глазнецова Ю.С., Лифшиц С.Х. Геохимия нафтидов среднекаменноугольных отложений Приколымского поднятия (Северо-Восток России) // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. 2020, Т. 25, № 4. С. 59–71. <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2020-25-4-4>

DOI 10.31242/2618-9712-2020-25-4-4

Geochemistry of naphthides of the Middle Carboniferous sediments of the Prikolym Uplift (North-East of Russia)

I.N. Zueva, O.N. Chalaya, Yu.S. Glyaznetsova, S.Kh. Lifshits

*Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, Yakutsk, Russia
inzu@ipng.ysn.ru*

Abstract. *The paper presents the results of the geochemical investigation of samples from the surface bitumen occurrences in the Nyatvin stratum of the Middle Carboniferous sediments over the outcrops of the right bank of the Popovka river, a tributary of the Kolyma river, for the purpose of determining the type of naphthides and their genetic relations with the enclosing rocks. According to the obtained data, the studied samples relate to naphthides of hypergenic row, which are oxidized to a high extent in the hypergenesis zone but do not bear any evident traces of biochemical oxidizing. The detected high content of organic carbon and bitumoids in the rocks, together with the features of the distribution of relict hydrocarbons, prove evidence of the aquagenic nature of initial organic matter. In the studied samples, catagenic changes of the organic matter correspond to the average stage of mesocatagenesis, and the matter had conserved its hydrocarbon potential. This allows us to suppose that the bituminous Nyatvin stratum had generated liquid hydrocarbons and could be their source for widespread bitumen occurrences in the Middle Carboniferous sediments of the Omulev and Prikolym uplifts up to the formation of hydrocarbon pools in the submerged parts of the Indigiro-Zyryan trough. The new data on the features of group composition and chemical structure of the chloroform bitumoids and alcohol-benzene resins prove evidence of the multistage nature of migration processes and point to the mixed character of bitumen shows in the Nyatvin stratum as a result of the overlay of hydrocarbon migration fluids from the Novin suite on syngenetic bitumens of the Nyatvin stratum, which had already underwent substantial changes in the hypergenesis zone. From the geochemical point of view, the obtained results confirm the opinion that the Paleozoic sediments, first of all Devonian and Carboniferous, in the south-eastern part of the Indigiro-Zyryan trough are a self-object for the search of hydrocarbon pools.*

Key words: organic matter, bitumoids, oils and malthas, hydrocarbons, resins, IR-Fourier spectrometry, gas chromatography-mass spectrometry, catagenesis, hypergenesis.

Acknowledgements. *The authors are thankful all colleagues who participated in the laboratory and analytical studies and geologist Andrey Prokopiev for geological samples. The work was carried out in the framework of fundamental scientific research program No. ИИОКТР АААА-А17-117040710037-1.*

References

1. *Ivanov V.V., Semjonov G.A., Pepeljaev V.B.* Naftidoproyavleniya na jugo-vostochnom obramlenii Indigiro-Zyrjanskogo progiba // Dokl. SSSR. 1975. Vol. 224, No 4. P. 918–921.
2. *Ivanov V.V., Klubov B.A.* Naftidy i naftoidy Severo-Vostoka SSSR. Moscow: Nauka, 1979. 147 p.
3. *Klubov B.A., Merzljakov V.M.* Kerity i antrakso-lity devonskih dominikoidov Omulevskogo podnjatija (severo-vostok SSSR) // Tihookeanskaja geologija. 1989. No 5. P. 37–43.
4. *Kompleksnyj analiz geologo-geofizicheskikh materialov s cel'ju obosnovaniya na neft' i gaz naibolee perspektivnyh rajonov Magadanskoj oblasti i sostavlenie plana regional'nyh rabot / otv. isp. Larichev A. I. Otchjot.* Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1995. 83 p.
5. *Izuchenie verhnedokembrijskih i paleozojskih otlozhenij Omulevskogo podnjatija s cel'ju prognoza neftegazonosnosti / Larichev A.I., Sobolev P.N. Otchet.* Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2002. 258 p.
6. *Migurskij F.A.* Perspektivy neftegazonosnosti Omul'jovskogo podnjatija: Avtoref. diss. cand. geol.-min. nauk. Novosibirsk: 2007. 19 p.
7. *Gagiev M.H.* Stratigrafija devona i nizhnego karbona Prikolym'skogo podnjatija (Severo-Vostok Azii). Magadan: SVNC DVO RAN, SVKNII DVO RAN. 2009. 290 p.
8. *Ganelin V.G.* Stratigrafija i brahiopody verhnepaleozojskih otlozhenij Kolymo-Omolonskogo massiva. Avtoref. diss. cand. geol.-min. nauk. Moscow: Geologicheskij Institut, 1973. 191 p.
9. *Sopostavlenie opornyh razrezov Omul'jovskogo i Prikolym'skogo podnjatij / Karavaeva N.I. Otchjot po teme: 1173. 1990–1993.* Magadan, 1993.
10. *Rukovodstvo po analizu bitumov i rassejannogo organicheskogo veshhestva gornyh porod / Pod red. Uspenskogo V.A., Rodionovoj K.F., Gorskoj A.I., Shishki-noj A.P.* Leningrad: Nedra, 1966. 316 p.
11. *Uspenskij V.A., Radchenko O.A., Glebovskaja E.A. i dr.* Osnovy geneticheskoy klassifikacii bitumov. Leningrad: Nedra, 1964. 268 p.
12. *Bellami L.* Infrakrasnye spektry molekul. Moscow: IL, 1963. 590 p.
13. *Petrov A.A., Golovkina L.S., Rusinova G.V.* Mass-spektry neftyanyh uglevodorodov. Spravochnik (atlas). Moscow: Nedra, 1986. 312 p.
14. *Lebedev A.T.* Mass-spektrometrija v organicheskoy himii. Moscow: BINOM. Laboratorija znanij, 2003. 493 p.
15. *Borisova L.S.* Geohimija smol rassejannogo organicheskogo veshhestva i neftej Zapadnoj Sibiri // Dokl. RAN. 2008. Vol. 420, No 3. P. 382–384.
16. *Borisova L.S.* Geohimija asfal'tenov i smol rassejannogo organicheskogo veshhestva porod i neftej jury i nizhnego mela Zapadno-Sibirskogo bassejna. Avtoref. diss. doct. geol.-min. nauk. Novosibirsk, 2020. 36 p.
17. *Ivanov V.V., Semjonov G.A., Vashhilov Ju.Ja.* O perspektivah neftegazonosnosti paleozojskih otlozhenij Indigiro-Zyrjanskogo progiba // Dokl. AN SSSR. 1978. Vol. 239, No 6. P. 1170–1173.
18. *Izsimova A.N., Chalaja O.N.* Reliktovye uglevodorody v organicheskom veshhestve i neftyah Zapadnoj Jakutii. Novosibirsk: Nauka, 1989. 127 p.
19. *Geohimija neftej vostoka Sibirskoj platformy.* Jakutsk: JaNC SO RAN, 2009. 180 p.
20. *Kashircev V.A., Kontorovich A.Je., Kim N.S., Chalaja O.N., Zueva I.N.* Sterany v neoproterozojskih neftyah Nepsko-Botuobinskoj anteklizy Sibirskoj platformy i Juzhno-Omanskogo solenosnogo bassejna aravijskoj platformy // Neftehimija. 2015. Vol. 55, No 5. P. 197–205. <https://doi.org/0.7868/S0028242115020136>
21. *Kontorovich A.Je.* Geohimicheskie metody kolichestvennogo prognoza neftegazonosnosti. Moscow: Nedra, 1976. 250 p.
22. *Moldovan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J.* Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks // Amer. Assoc. Petrol. Geol. Bull. 1985. Vol. 69. P. 1255–1268.
23. *Peters K.E., Moldovan J.M.* The biomarker guide. New Jersey: Prentice Hall, Englewood Cliffs, 1993. 363 p.
24. *Neruchev S.G.* Nefteprodukcijashhie svity i migracija nefti. Izd. 1. Moscow: Gostoptehizdat, 1962. 224 p.
25. *Neruchev S.G., Rogozina E.A.* Geohimicheskie osnovy prognoza neftegazonosnosti. St. Petersburg: VNIGRI, 2010. 280 p.
26. *Neruchev S.G., Bazhenova T.K., Smirnov S.V.* Ocenka potencial'nyh resursov uglevodorodov na osnove modelirovaniya processov ih generacii, migracii i akumuljacii. St. Petersburg: Nedra, 2006. 364 p.
27. *Aref'ev O.A., Zabrodina M.N., Rusinova G.I., Petrov A.A.* Biometki neftej Vostochnoj Sibiri // Neftehimija. 1993. Vol. 33. P. 488–504.
28. *Zueva I.N., Chalaja O.N., Lifshic S.H., Glyaznetsova Yu.S.* Naftidy nizhnedevonskih otlozhenij Selen'janskogo podnjatija (severo-vostok Jakutii) // Materialy VI VNPk «Geologija i mineral'no-syr'evye resursy Severo-Vostoka Rossii». Jakutsk: Izdatel'skij dom SVFU, 2016. P. 346–349.
29. *Zueva I.N., Chalaja O.N., Glyaznetsova Yu.S., Lifshic S.H., Prokop'ev A.V., Ershova V.B., Vasil'ev D.A., Hudolej A.K.* Geohimicheskie osobennosti bitumoprojavenij v nizhne-srednedevonskih otlozhenijah severo-zapadnoj chasti o. Kotel'nyj // Georesursy. 2019. Vol. 21. No 3. P. 31–38. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.3.31-38>
30. *Ivanov V.V., Grevcov A.V., Shherban' O.V.* Sedikahity osadochnykh bassejnov Severo-Vostochnoj Azii. Moscow: Nauka, 1988. 166 p.
31. *Shishkin V.A., Ganov A.P.* Perspektivy neftegazonosnosti juzhnoj chasti Taskanskoj strukturnoj zony Omulevskogo podnjatija // Vestnik SVNC DVO RAN. 2010. No 2. P. 8–13.

About the authors

ZUEVA Iraida Nikolaevna, candidate of geological and mineralogical sciences, leading researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 2 Petrovsky st., Yakutsk 677980, Russia,

Researcher ID: J-9373-2018; <https://orcid.org/0000-0001-7576-8282>; inzu@ipng.ysn.ru;

CHALAYA Olga Nikolaevna, candidate of geological and mineralogical sciences, leading researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 2 Petrovsky st., Yakutsk 677980, Russia,

Researcher ID: J-9329-2018; <https://orcid.org/0000-0002-9662-2028>; oncha@ipng.ysn.ru;

GLYAZNETSOVA Yuliya Stanislavovna, candidate of chemical sciences, head of laboratory, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 2 Petrovsky st., Yakutsk 677980, Russia,

Researcher ID: J-9714-2018; <https://orcid.org/0000-0002-9195-5296>; glyaz1408@mail.ru;

LIFSHITS Sara Khaimovna, candidate of chemical sciences, leading researcher, Institute of Oil and Gas Problems SB RAS, 2 Petrovsky st., Yakutsk 677980, Russia,

Researcher ID: K-1438-2018; <https://orcid.org/0000-0001-5881-2720>; shlif@ipng.ysn.ru.

Citation

Zueva I.N., Chalaya O.N., Glyaznetsova Yu.S., Lifshits S.Kh. Geochemistry naphthides of the Middle Carboniferous sediments of the Prikolym Uplift (North-East of Russia) // Arctic and Subarctic Natural Resources. 2020, Vol. 25, No. 4. pp. 59–71. (In Russ.) <https://doi.org/10.31242/2618-9712-2020-25-4-4>