



О ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГОРНОГО ТАЙМЫРА НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

А. П. Афанасенков^{1,2}, А. К. Битнер³, А. П. Романов⁴, Ю. В. Шеходанова¹, В. И. Казаис⁵,
Д. Г. Кушнир⁵, С. Л. Каламкарров¹

¹Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва, Россия; ²Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова, Москва, Россия; ³Институт нефти и газа Сибирского федерального университета, Красноярск, Россия; ⁴Красноярский НИИ геологии и минерального сырья, Красноярск, Россия; ⁵АО «Таймыргеофизика», Дудинка, Россия

Описаны результаты геохимических исследований рассеянного органического вещества и битумов юга складчатого Таймыра и Енисей-Хатангского регионального прогиба. Показано, что в палеозойском разрезе Таймыра возможны несколько уровней нефтегазогенерации: рифейский, нижнекембрийский, верхнеордовикский, нижнесилурийский, девонский, карбон-пермский. Результаты исследования УВ-биомаркеров в битумоидах пород и пробах битумов Сырадасайской площади и Тарейского участка Центрального Таймыра показали их генетическую связь с ОВ аквагенного (сапропелевого) типа усть-пясинской, домбинской, зелеевской, макаровской свит северной фациальной зоны, что указывает на нефтеперспективность территории. В зоне сочленения северного борта прогиба и Горного Таймыра выделяется территория, перспективная на поиски нефти и газа. Источником является черносланцевая толща силура, девона и карбона. Тарейский вал и склоны Янгодо-Горбитского выступа инверсионного типа в северной части прогиба рассматриваются как наиболее перспективные объекты, что подтверждается сейсмическими данными последних лет.

Ключевые слова: органическое вещество, кероген, Горный Таймыр, Енисей-Хатангский региональный прогиб, нефтегазоматеринские толщи.

ON THE PETROLEUM POTENTIAL PROSPECTS OF THE GORNY TAYMYR PRE-JURASSIC DEPOSITS BASED ON GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL STUDIES

A. P. Afanasenkov^{1,2}, A. K. Bitner³, A. P. Romanov⁴, Yu. V. Shekhodanova¹, V. I. Kazais⁵,
D. G. Kushnir⁵, S. L. Kalamkarov¹

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia; ²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia; ³Institute of Oil and Gas, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, Russia; ⁴Krasnoyarsk Research Institute of Geology and Mineral Resources, Russia, Krasnoyarsk; ⁵Taymyrgeofizika, Dudinka, Russia

The results of geochemical studies of the dispersed organic matter and bitumens of the south folded Taymyr and Yenisey-Khatanga regional trough (YKhRT) are described. It is shown that several levels of the oil-and-gas generation are possible in the Paleozoic section of the Taymyr: Riphean, Lower Cambrian, Upper Ordovician, Lower Silurian, Devonian, Carboniferous-Permian. The results of the HC-biomarkers study in bitumoids of rocks and bitumen samples of the Syradasayskaya area and Tareyskiy block of the Central Taymyr showed their genetic relationship with the OM of aquatic (sapropelic) type of the Ust-Pyasininskaya, Dombinskaya, Zeledeevskaya, Makarovskaya Formations of the northern facies zone, that indicates the oil prospect of the territory. In the conjunction zone of the northern flank of the YKhRT and Gorny Taymyr, there is a territory that is promising for petroleum exploration. The source is the black-shale stratum of the Silurian, Devonian and Carboniferous. One of the most promising targets is the Tareya swell and slopes of the Yangoda-Gorbit salient of inversion type in the northern part of the YKhRT, confirmed by seismic data of recent years.

Keywords: organic matter, kerogen, Gorny Taymyr, Yenisey-Khatanga regional trough, petroleum bearing strata.

DOI 10.20403/2078-0575-2019-2-51-64

На территории севера Таймырского муниципального района ресурсный потенциал УВ-сырья недооценен, что обусловлено слабой геолого-геофизической изученностью, невыясненными закономерностями генерации углеводородов (УВ) и локализации их скоплений. Исследуемая площадь в геологическом отношении включает южную часть Таймырской складчатой системы и Енисей-Хатангский региональный прогиб (рис. 1) [5].

Важное значение имеет выделение в разрезе крупных структурно-формационных комплексов, разделенных пенепами (поверхностями крупных несогласий,

размытов и тектонических перестроек). Эти несогласия стали базой для структурной интерпретации сейсмических данных (выделения основных отражающих горизонтов и структурных этажей, которые представлены на сводном геологическом разрезе) (рис. 2) [5].

Исследованиями, проведенными ранее [1], установлено, что нефтегазоматеринскими толщами в юрско-меловых отложениях Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) и Западно-Сибирской плиты являются отложения юры. Однако на Западно-Сибирской плите не исключается образование УВ и в палеозойских отложениях.

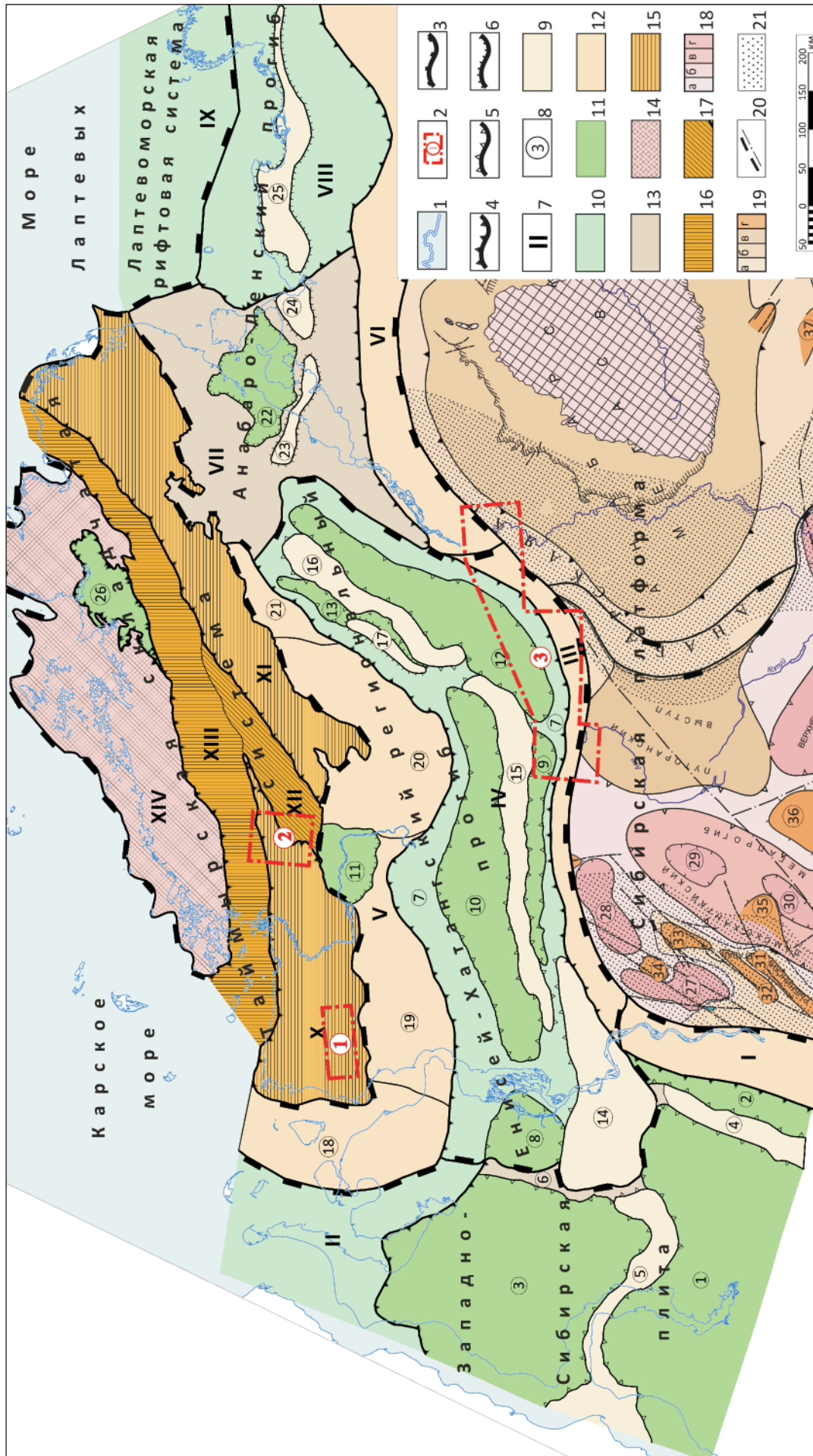


Рис. 1. Структурно-тектоническая карта мезозойско-кайнозойского комплекса северного обрамления Сибирской платформы с использованием данных В. С. Старосельцева, В. А. Балдина и др. [5]

1 – береговая линия; 2 – границы участков созданных геохимических коллекций (1 – Сырадасайский, 2 – Тарейский, 3 – Хетский); 3–6 – границы тектонических элементов: 3 – надпорядковых, 4 – суперпорядковых, 5 – I порядка, 6 – II порядка; 7–11 – структурно-тектонические элементы: 7 – суперпорядковые, 8 – I и II порядков, 9 – положительные, 10 – отрицательные суперпорядковые, 11 – отрицательные I и II порядков; 12–13 – мезозойские отложения: 12 – моноклизы и выступы; 13 – седловины; 14–19 – палеозойские отложения: 14 – выходы кристаллического фундамента на поверхность и под пермские или юрские отложения; 15 – впадины; 16 – флексуры; 17 – валы; 18 – положительные структурно-тектонические элементы Сибирской платформы (а – надпорядковые, б – суперпорядковые, в – I порядка, г – II порядка (перспективных на нефть и газ горизонтов)); 19 – отрицательные структурно-тектонические элементы Сибирской платформы (а – надпорядковые, б – суперпорядковые, в – I порядка, г – II порядка (перспективных на нефть и газ горизонтов)); 20 – основные разломы по геолого-геофизическим данным; 21 – зоны интенсивного рифейского прогибания; структурно-тектонические элементы **Западно-Сибирской плиты**: суперпорядковые: I – Пакулихинская моноклиза; II – Ямало-Гыданская переходная зона; I порядка: 1 – Пендомаяхская впадина, 2 – Долганский прогиб, 3 – Ямало-Гыданская синеклиза, 4 – Сузунско-Ванкорский вал, 5 – Мессояхский мегавал, 6 – Гыданская седловина; **ЕХРП**: суперпорядковые: III – Северо-Сибирская моноклиза; IV – Центрально-Таймырский желоб; V – Таймырская моноклиза; I и II порядка: 7 – Гыдано-Хатангская переходная зона; 8 – Носковский прогиб; 9 – Дудыптинский мегапрогиб; 10 – Агапский мегапрогиб; 11 – Пясинский полуграбен; 12 – Боганидо-Жданихинский мегапрогиб; 13 – Турку-Логатский прогиб; 14 – Танамо-Малохетский вал; 15 – Рассохинский мегавал; 16 – Балахнинский мегавал; 17 – Кубалахский вал; 18 – Таймырский выступ; 19 – Енисей-Янгодский склон; 20 – Янгодо-Горбитский выступ; 21 – Горбито-Байкурский склон; **Анабаро-Ленского прогиба**: суперпорядковые: VI – Анабарская моноклиза; VII – Анабаро-Хатангская седловина; VIII – Лено-Анабарская впадина; I и II порядка: 22 – Харатумусская впадина; 23 – Сопочная зона поднятий; 24 – Нордвикский вал; 25 – Тигяно-Анабарская зона поднятий; **Лаптевоморской рифтовой системы**: суперпорядковые: IX – Юго-Западно-Лаптевоморская впадина; **Таймырской складчатой системы**: суперпорядковые: X – Западно-Таймырская палеозойская впадина; XI – Восточно-Таймырская палеозойская впадина; XII – Тарейский вал; XIII – Пограничная флексура; XIV – Северо-Таймырский выступ; I и II порядка: 26 – полуграбен Шренк; **Сибирской платформы**: I и II порядка: 27 – Норильско-Вологочанский прогиб; 28 – Хараелахско-Иконский прогиб; 29 – Верхнекетская котловина; 30 – Колюбинская котловина; 31 – Кулюмбинский структурный мыс; 32 – Хантайский вал; 33 – Рыбнинское куполовидное поднятие; 34 – Южно-Пясинское куполовидное поднятие; 35 – Хантайский структурный мыс; 36 – Анамское куполовидное поднятие

Основными тектоническими структурами, определяющими закономерности генерации и локализации УВ в зоне сочленения ЕХРП и южной части горного Таймыра, являются Центрально-Таймырский желоб, Западно-Таймырская впадина, Таймырская моноклиза, а также палеозойские поднятия – Тарейский вал и Янгодо-Горбитский выступ [5]. Общая закономерность локализации месторождений УВ – их приуроченность к межблоковым зонам, совпадающим с зонами долгоживущих глубинных разломов.

Признаками **нефтегазоносности** юга складчатого Таймыра и севера ЕХРП считаются нефтепроявления. В Таймыро-Североземельской складчатой области известны естественные выходы битумов, горючего газа, выпоты нефти, что может быть связано с углеводородными залежами, скрытыми на глубине, поэтому заслуживает специального исследования.

Нефтегазоносность западной части Таймыра подтверждается находками капельно-жидкой нефти в различных частях южного сочленения Горного Таймыра с ЕХРП. Содержание органического углерода ($C_{орг}$) в породах палеозойских отложений варьирует в значительных пределах, наиболее высокие (2,99–8,18 %) содержания отмечаются в породах верхнего девона и нижней перми.

В Сырадасайской горст-антиклинали установлены многочисленные проявления нефти, битумов и горючего газа в скважинах ДС-1 и ДС-4 на глубинах 11,4–100,0 м. В трещинах и миндалинах базальтов триаса наблюдались жидкие УВ, горящие ярким коптящим пламенем. Количество миндалинов, заполненных жидкостью, составляет 10–15 %. По резуль-

татам исследований это преобразованная нефть. Основное воздействие на нее оказал термолиз, сопровождавшийся деструкцией смол и асфальтенов, а также и естественным испарением с потерей низкокипящих соединений. Температура воздействия оценивается в 200 °С; очевидно, поступление нефти в базальты происходило по зонам разломов после остывания магматического расплава.

В скважинах СС-6, 8, 9, 19, НТ-20 и 28 отмечены жидкие битумы в терригенно-угленосной толще перми и известняках нижнего карбона. Битумы наблюдались в виде капельно-жидких включений в трещинах и порах пород. Анализ образцов из скв. СС-6, отобранных с глубины 282,5 м, показал присутствие веществ нефтяного ряда с преобладанием углеводородных структур в основном метано-нафтенового состава. В то же время образцы из скважин СС-8 и СС-9 характеризуются преимущественным развитием углеводородных радикалов, а наличие значительных содержаний непредельных структур не исключает их принадлежности к нефтяному веществу. Это, возможно, объясняется изменением битумов под воздействием трапповых интрузий. В скв. СС-19 наблюдались тонкие прослои алевролита, пропитанного битумом, который образует линзы толщиной до 3 мм. В скважинах НТ-20, 28 каплевидные включения жидких битумов диаметром 1–2 мм приурочены к трещинам в песчаниках, алевролитах и долеритах.

Твердые битумы обнаружены в отложениях ефремовской свиты нижней перми (скв. СС-18, инт. 154–179 м).



Масштаб, км	Группа	Система	Отдел	Свита	Литологическая колонка	Отражающие горизонты	Структурные этажи	Литологические комплексы	Толщина, м
1	KZ		Pg, Q				Палеоген-четвертичный (альпийской активизации)	Терригенный	до 600
2	K	K	K ₂			--C --Г	Среднетриас-верхнемеловой платформенный (этаж молодой платформы)	Терригенный	390–1030
3			K ₁			--M1-IIa --M --H --Б (ГО)			670–2560
4	J	J	J ₃			--T1	Рифей-палеозойский переходный (этаж древней платформы)	Терригенно-угленосный	10–1050
5			J ₂			--T2-4-III --T5			180–1040
6	MZ	J	J ₁			--Ia --Iб			130–1000
7			T ₂₃			--Iв			1340–1700
8	T	T	T ₁	T ₁ bt			Верхнепермско-нижнетриасовый рифтовый	Вулканогенно-терригенный	1380–1730
9			T ₁ zv			--A (V)			230–560
10	P	P	P ₂ sd			--VI	Рифей-палеозойский переходный (этаж древней платформы)	Терригенно-угленосный	150–450
11			P ₂ mb			--VI			350–600
12			P ₂ kr			--VIa			700–800
13			P ₁ ub			--VIa			700–900
14	P	P	P ₁ el			--VIб			700–800
15			P ₁ ev			--VII			1000
16			C _{2,3} mk			--VII			300
17	C	C	C ₁ n						250
18			C ₁ v						150–200
19	PZ	D	D ₃ vn						250
20			D ₃ hr						380–560
21	S	S	S ₂ +D ₂ br						420
22			S ₁ sn						950
23	O	O	O ₃ mt						360
24			O ₂ mt						300–350
25			O ₂ on						320
26			O ₁ ε-O ₁ l			--VIII --Xa			300
27	V	R	R ₃ ps			--Xa	Рифей-палеозойский переходный (этаж древней платформы)		400–450
28			R ₃ gl			--Xб			150–200
29			R ₃ sv			--Xб			200
30	PR	R	cl ₂						200
31			R ₃ cl			--Xв			300
32	AR	AR	R ₃ kr			--Ф	Метаморфический фундамент		350–400
33									350–400
34									–1200
35									260–300
36									>6000

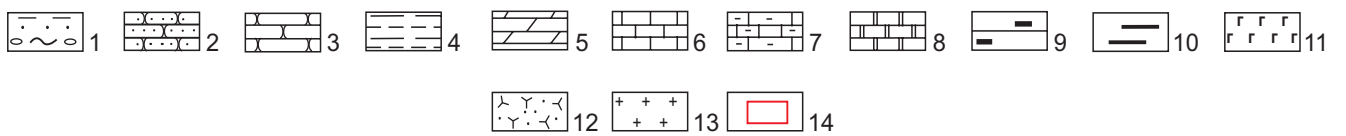


Рис. 2. Сводный геологический разрез северо-запада Северо-Азиатского кратона. Сост. А. П. Афанасенков (1986) с использованием данных Г. Н. Карцевой, А. П. Салманова, А. В. Мартынова, В. В. Беззубцева, О. П. Кривошеева с дополнениями [1]

1 – брекчии, конгломераты, галька; 2 – пески, песчаники; 3 – алевриты, алевролиты; 4 – глины, аргиллиты, филлиты, сланцы; 5 – мергели; 6 – известняки, мраморы; 7 – глинистые известняки; 8 – доломиты; 9 – угли; 10 – кремнистые конкреции; 11 – долериты, габбро-долериты, базальты; 12 – туфы, туфобрекчии, туфопесчаники; 13 – метаморфические и кристаллические породы фундамента, 14 – область детального исследования

Кроме перечисленных нефте- и битумопроявлений, при бурении скважин СС-10 и НТ-22 на глубинах 30,0 и 42,6 м соответственно, зафиксированы выбросы метана, которые продолжались в течение нескольких суток из горизонта четвертичных песков, перекрытых глинистыми отложениями.

Большинство перечисленных проявлений приурочено к сводовой и краевым частям Сырадасайской горст-антиклинали площадью около 350 км². Наличие в этой структуре изолированных блоков карбонатных пород нижнего карбона, вероятно, отражает сводовые части диапиров, являющихся благоприятными ловушками для концентрации нефти и газа.

Нефтеносность северного склона Янгодо-Горбитского поднятия подтверждается находками капельно-жидкой нефти на р. Толбато. Нефть локализуется в порах кавернозных известняков среднего девона.

В центральном Таймыре исследования распределения органического вещества (ОВ) и битумов по разрезу палеозойских и мезозойских отложений были фрагментарны. По результатам единичных изучений ОВ капиллярно-люминесцентным методом и определением $C_{орг}$ установлено, что по разрезу его содержания наиболее высоки (до 15,85 %) в песчаниках и алевролитах шренковской свиты нижнего мела (K_1sr) и чернойарской (P_3cr) верхней перми (до 8,31 %). Повышенные содержания $C_{орг}$ (до 2,96–4,5 %) отмечаются также в ниже-среднепалеозойских терригенно-карбонатных отложениях (широкинская (P_3cr), многовершининская ($O_{1-2}mn$), мутнинская (O_3mt) и дикарабигайская (C_1dk) свиты). Результаты анализа палеозойских и мезозойских отложений показывают повышение содержаний хлороформенного битума «А» в отложениях свит шренковской (K_1sr) до 0,33 %, синедабигайской (S_2sn) до 0,37 %, мутнинской (O_3mt) до 0,29 % и многовершининской ($O_{1-2}mn$) до 0,62 %. Верхнепалеозойские и триасовые образования характеризуются повышением содержаний рассеянного ОВ за счет гумусового материала, а значительная толщина отложений создает благоприятные условия для нефтегазообразования.

На территории складчатого Таймыра отмечена региональная приуроченность нефтепроявлений и битумов преимущественно к нижедевонским отложениям. Прослеживается зональность степени метаморфизма ОВ. На севере Таймыра и юго-востоке архипелага Северная Земля в девонских отложениях ОВ метаморфизовано до антраксолитовой стадии. На северо-западе архипелага, как и в южном складчатом поясе Горного Таймыра, наблюдаются

многочисленные проявления жидкой капельной нефти. На р. Таймыра в нижедевонской толще рифогенных кавернозных вторичных доломитов толщиной около 1000 м содержатся включения метаморфизованных битумов.

Перспективы нефтегазоносности территории юга Горного Таймыра и северной части ЕХРП связывают с отложениями мезозоя, верхнего и среднего палеозоя.

Для выявления отложений, обладающих нефтегазоматеринскими свойствами, проанализированы данные о **содержании $C_{орг}$** в породах.

Средние значения содержаний $C_{орг}$ для палеозойского комплекса Тарейского участка подсчитаны по результатам пиролиза по ТОС (total organic carbon) 128 проб.

В отложениях ордовика опробованы следующие свиты.

Многовершининская свита ($O_{1-2}mn$) сложена светло-серыми и темно-коричневато-серыми известняками, глинистыми известняками, серыми и зеленовато-серыми сланцами и мергелями. Содержание $C_{орг}$ в пробе 0,35 %.

Толмачевская свита (O_2tl) представлена серыми, желтовато-серыми, темно-серыми, коричневатосерыми известняками, глинистыми известняками, мергелями, глинистыми сланцами, доломитами. Для мергелей и сланцев характерна окраска пестроцветная (зеленовато-серая, красновато-бурая, лиловая, серая и темно-серая). Содержание $C_{орг}$ в известняках 0,07–0,28 %, в среднем 0,12 %.

Мутнинская свита (O_3mt) образована известняками глинистыми и органогенными, мергелями, глинистыми сланцами. Содержание $C_{орг}$ в известняках меняется от 0,02 до 0,47 %, в среднем 0,28 %.

В отложениях силура опробована только синедабигайская (S_2sn) толща. Она сложена глинистыми и водорослевыми доломитами, известковистыми мергелями, глинистыми сланцами и известняками. Содержание $C_{орг}$ определено в доломитах (в среднем 0,21 %) и известняках (0,35 %); но наиболее высокое в известняках – 1,06 %. Для всей свиты среднее содержание $C_{орг}$ 0,28 %.

Наиболее детально изучен разрез девона. Пробы отобраны из четырех свит.

Тарейская свита (D_1tr) представлена доломитами, известняками, мергелями, глинистыми сланцами, аргиллитами, алевролитами, также содержит гипсы и маломощные линзы карбонатных конгломератов. Доломиты и известняки часто кавернозные, пустоты заполнены кальцитом, глинистым ОВ и битумом. Проанализированы сланцы, доломиты, из-

вестняки, мергели, аргиллиты, алевролиты. Самые высокие содержания $C_{орг}$ зафиксированы в аргиллитах (до 4,73, в среднем 1,16 %), кроме того, в известняках и доломитах (от 0,03 до 2,26 %). Средние значения $C_{орг}$ в мергелях 0,33 %, алевролитах 0,27 %, сланцах 0,29 %. Мергели характеризуются выдержанностью концентраций по всему опробованному разрезу. Среднее содержание $C_{орг}$ по свите 0,5 %.

Дептурмалинская толща (D_2dp) сложена известняками, глинистыми известняками, доломитами. Доломиты представлены одной пробой, содержание $C_{орг}$ 0,06 %; в известняках – от 0,08 до 1,28 %, в среднем в свите 0,33 %.

Валентиновская свита (D_3vl) сложена светлоокрашенными известняками (0,05 % $C_{орг}$) и доломитами (0,06 %).

Отложения домбинской свиты (D_3dm) представлены черными глинистыми и глинисто-кремнистыми сланцами, известняками. Породы формировались в обстановке с застойным водным режимом. В свите опробованы черные глинистые сланцы (3,52 и 5,28 % $C_{орг}$). Эти отложения Д. В. Наливкин в 1956 г. относил к фациям к доманикового типа; они могут рассматриваться как нефтегазоматеринские и при прохождении нефтяного окна могли генерировать значительные объемы УВ.

Каменноугольная система представлена перекатинской (C_1pr) и макаровской (C_2mk) свитами. Первая сложена известняками органогенными, песчанистыми, реже глинистыми; органогенные известняки битуминозные с сильным запахом сероводорода. Содержание $C_{орг}$ в известняках 0,07 и 0,2 %, в среднем по свите 0,14 %. Вторая представлена алевролитами, аргиллитами и песчаниками, известняками. Известняки темно-серые органогенные песчанистые битуминозные. В известняках 0,23 % $C_{орг}$, в доломитах 0,2 %.

Макаревичско-бражниковская свита (P_2mb) позднепермского возраста состоит из терригенных угленосных отложений – аргиллитов, алевролитов и песчаников. В последних $C_{орг}$ от 0,09 % до 0,62 %. В аргиллитах аномально – 10,19 %.

В связи с низкой обнаженностью территории изученность палеозойского разреза неравномерная. Лучше всего представлен разрез тарейской свиты девона (D_1tr). Средние содержания $C_{орг}$ по свите составляют 0,5 %, но в разрезе встречаются прослои аргиллитов, известняков и доломитов с повышенными содержаниями $C_{орг}$: до 4,73, 2,26 и 1,77 % соответственно. Два последних в доломитах и известняках могут быть связаны как с присутствием в породе глинисто-органического вещества, так и с битумом, встречающимся в кавернах. В сланцах наибольшее содержание $C_{орг}$ составляет 0,49 %.

Высокие концентрации $C_{орг}$ в домбинской свите (D_3dm) девона (рис. 3) указывают на присутствие в разрезе нефтегазоматеринских отложений – черных глинистых сланцев с содержаниями $C_{орг}$ 3,52 и 5,28 %.

В целом изученный разрез представляет большой интерес, поскольку наличие пород, обогащенных УВ, свидетельствует о нефтегазоносности территории.

Для оценки перспектив нефтегазоносности территории большое значение имеет **нефтегазоматеринский потенциал УВ**.

В настоящее время установлено, что водородный индекс (HI), определяемый при пиролизе, достаточно достоверно характеризует остаточный нефтегазоматеринский потенциал УВ и указывает на фациально-генетический тип керогена. Также применение пиролиза по методикам Б. Тиссо, Д. Вельте (1981) позволяет определить количество жидких УВ и количество углеводородов при полной реализации нефтегазогенерационного потенциала.

Температура максимального выхода углеводородов в зоне крекинга керогена (T_{max}) – критерий степени катагенетического преобразования нефтематеринской породы наряду с отражательной способностью витринита (R°); он позволяет установить тип керогена и, следовательно, нефтегазогенерационный потенциал отложений.

В изученной коллекции углеводородные показатели S_1 и S_2 во многих пробах низкие, что не позволяет фиксировать температуру максимального выхода УВ (T_{max}), а следовательно, рассчитать индекс продуктивности и водородный индекс. Большая часть проанализированных образцов показывает практически полное отсутствие нефтегенерационных свойств ($S_1 = 0-0,03$, $S_2 = 0-0,19$ мгУВ/г породы). В некоторых образцах отмечаются минимальные количества жидких углеводородов (S_1 до 0,87 мгУВ/г породы) и значительные колебания выхода продуктов пиролиза ($S_2 = 0,21-3,5$ мгУВ/г породы). Только в пробе из пермских отложений макаревичско-бражниковской свиты (р. Бонато) в аргиллите $S_2 = 51,73$ %.

По результатам пиролиза рассчитаны водородный ($HI = S_2 \cdot 100 / C_{орг}$) и кислородный ($OPI = S_1 / (S_1 + S_2)$) индексы.

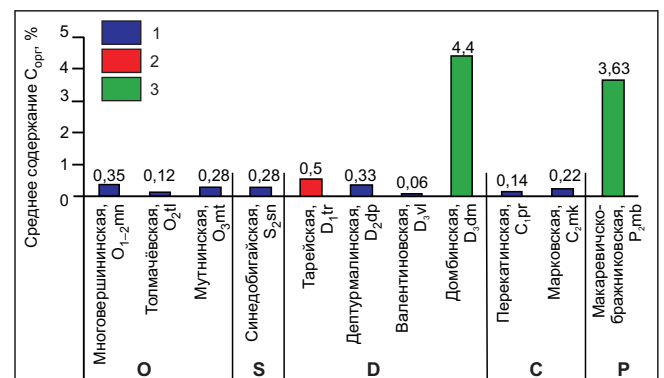


Рис. 3. Распределение значений $C_{орг}$ в палеозойских отложениях Тарейского участка

Отложения: 1 – девона – ордовика с пониженными содержаниями $C_{орг}$, 2 – девона с повышенными содержаниями $C_{орг}$, 3 – девона и перми с высокими содержаниями $C_{орг}$



В пробах из ордовикских толщ (многовершинская, толмачевская и мутнинская свиты) водородный и кислородный индексы не определены, поскольку значения S_2 0,6–0,15 мгУВ/г породы, а S_1 0,03–0,12 мгУВ/г породы. При S_1 и S_2 менее 0,2 мгУВ/г породы водородный индекс и индекс продуктивности (ОПИ) не имеют значения, интерпретация кислородного индекса (ОИ) невозможна при $C_{орг}$ ниже 0,5 %.

В отложениях силура пробы на пиролиз были отобраны из синедабигагской свиты (S_2sp).

Углеводородные показатели S_1 и S_2 в проанализированной коллекции образцов из силурийских пород низкие: $S_1 = 0,02–0,14$ мгУВ/г породы, $S_2 = 0,04–0,08$ мгУВ/г породы. Это характеризует отложения как бедные нефтематеринские и не фиксирует температуру максимального выхода УВ. Значение S_3 , характеризующее выход CO_2 в процессе пиролиза, выше, чем углеводородные показатели, что позво-

лило в двух пробах определить кислородный индекс (ОИ), хотя он невысок.

Представительная коллекция изучена для отложений девона, наиболее полно охарактеризован разрез тарейской (D_1tr) свиты. Выборка представительных проб приведена в табл. 1.

В большей части проб углеводородные показатели S_1 и S_2 низкие: S_1 – от 0 до 0,87, S_2 – от 0 до 3,5 мгУВ/г породы; T_{max} изменяется от 376 до 526 °С, высокие значения соответствуют пробам, в которых $S_1 = 0$. Выход CO_2 от 0,02 до 0,69 мг CO_2 /г породы; $HI = 13–155$ мгУВ/г $C_{орг}$, $OI = 5–98$ мг CO_2 /г $C_{орг}$.

Дептурмалинская свита (D_2dp) характеризуется низкими значениями показателей: $S_1 = 0–0,04$, $S_2 = 0–0,08$, $S_3 = 0,13–0,23$ мг CO_2 /г породы. Температура максимального выхода УВ (T_{max}) определена лишь в одной пробе – 467 °С; для этого образца значения S_1 и S_2 выше: 0,31 и 0,98 мгУВ/г породы соответственно. Водородный индекс 77 мгУВ/г $C_{орг}$.

Таблица 1

Результаты пиролиза отложений девона

№ обр.	Возраст	Литология	Карбонатность, %	$C_{орг}$, вес. %	Параметры пиролиза Rock-Eval						
					S_1	S_2	ОПИ	T_{max}	HI	S_3	OI
4091	D ₃ dm	Сланец углистый	51	5,28	0,08	0,06	–	–	–	0,49	9
4092		”	28	3,52	0,10	0,05	–	–	–	1,09	31
4082	D ₃ vl	Доломит	97	0,08	0,09	0,08	–	–	–	0,39	–
4082–2		Известняк черный	99	0,07	0,04	0,09	–	–	–	0,20	–
4183–29	D ₂ dp	Известняк	96,0	1,28	0,31	0,98	0,24	467	77	0,43	–
4034	D ₁ tr	Глина известковая	22	0,23	0,06	0,06	–	–	–	0,29	–
4035		Известняк	94	1,45	0,13	0,08	–	–	–	0,41	28
4036		”	94	0,83	0,09	0,07	–	–	–	0,35	42
4042		”	100	1,14	0,12	0,08	–	–	–	0,41	36
4043		”	100	0,10	0,16	0,18	–	–	–	0,62	–
4044		Известняк окремненный	100	1,24	0,13	0,13	–	–	–	0,41	33
4051		Известняк глинистый	69	0,70	0,02	0,04	–	–	–	0,13	19
4058		Мергель	65	0,71	0,01	0,03	–	–	–	0,12	17
4072		”	60	0,53	0,25	0,26	0,49	376	49	0,52	98
761–10		Аргиллит известковистый	25,0	0,67	0	0,09	–	–	–	0,26	38
762–10		Мергель	13,0	0,52	0	0,04	–	–	–	0,24	46
762–22		Аргиллит	10,0	1,19	0	0,21	0	472	18	0,60	50
762–23		”	35,0	2,15	0,01	0,63	0,02	475	29	0,69	32
762–25		”	93,0	4,73	0	1,66	0	510	35	0,47	10
4049–3	Известняк	90,7	0,44	0,03	0,04	–	–	–	0,48	–	
4076–3	”	82,7	0,74	0,18	0,73	0,20	457	99	0,05	7	
4076–5	”	69,3	2,26	0,87	3,5	0,20	461	155	0,11	5	
742–8–1	Доломит	94,2	1,40	0	0,18	0	525	13	0,40	29	
742–8–3	”	95,2	1,77	0	0,36	0	524	20	0,44	25	
742–8–4	”	96,7	1,31	0	0,12	–	–	–	0,24	18	
742–10	Известняк	89,5	2,25	0	1,75	0	526	78	0,29	13	

Примечания. Единицы измерения: S_1, S_2 – мгУВ/г породы; T_{max} – °С; HI – мгУВ/г $C_{орг}$; S_3 – мг CO_2 /г породы; OI – мг CO_2 /г $C_{орг}$.

В валентиновской (D_3vl) и домбинской (D_3dm) свитах значения основных пиролитических характеристик низкие. Черные глинистые и глинисто-кремнистые сланцы домбинской свиты характеризуются высоким $C_{орг}$, но низкими значениями S_1 и S_2 , что может быть связано с реализацией этими отложениями нефтегазоматеринского потенциала ранее или влиянием фактора гипергенного окисления.

В пробах, характеризующих каменноугольные отложения (перекатнинская (C_1pr) и макаревская (C_2mk) свиты), значения S_1 и S_2 очень низкие (0–0,14 мгУВ/г породы), поэтому остальные параметры определить невозможно.

По результатам пиролиза пермских отложений, было установлено наличие проб с высоким нефтегазогенерационным потенциалом. В аргиллите из макаревичско-бражниковской свиты (P_2mb) $C_{орг}$ 10,19 %, S_2 51,73 мгУВ/г породы, водородный индекс HI 508 мгУВ/г $C_{орг}$. В остальных пробах значения S_1 0,05–0,09, S_2 0,04–0,17, выход CO_2 0,27–0,88 мг CO_2 /г породы; T_{max} не фиксируется.

Результаты пиролиза дают возможность проинтерпретировать их следующим образом.

В России широко используется классификация типов ОВ (типов керогена) по структурно-химическому признаку Б. Тиссо и Д. Вельте (1981).

Установлено, что водородный и кислородный индексы хорошо коррелируются с элементным составом ОВ (индексы H/C и O/C), определяемым в керогене. Поэтому на диаграмму Ван Кревелена нанесены результаты определений водородного и кислородного индекса, полученные расчетным путем исходя из пиролитических характеристик (рис. 4).

Типы керогенов отличаются и по характеру генерируемых продуктов. Кероген I типа обладает высоким нефте- и газогенерационным потенциалом, нефте- и газогенерационный потенциал II типа ниже, чем у керогена типа I, однако еще очень значительный, а кероген III типа характеризуется весьма умеренным нефтегенерационным потенциалом, хотя на значительных глубинах способен генерировать большое количество газа.

В макаревичско-бражниковской свите в ОВ определен кероген второго типа, а в тарейской свите распределение коллекции неоднозначное, часть проб относится к третьему типу, остальные – вне области построений.

По классификации, предложенной Н. В. Лопатиным и Т. П. Емец (1987), HI проанализированной коллекции характеризует кероген как бедный. В тарейской свите наиболее высокие значения HI в известняках. Распределение по типам керогена неоднозначное.

Высокие значения HI (508 мгУВ/г $C_{орг}$) получены в пробе из пермских отложений, кероген относится ко второму типу. Кероген этого типа формируется в результате отложения и накопления морских организмов (фито- и зоопланктон, бактерии с участием принесенного в бассейн ОВ высших растений). Ос-

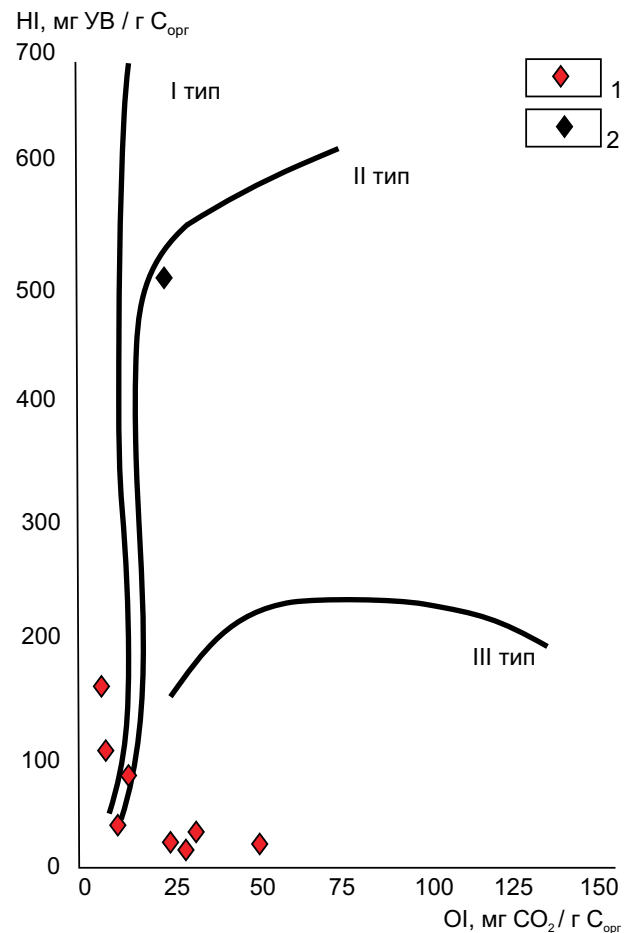


Рис. 4. Типы керогенов на диаграмме Ван Кревелена по результатам пиролитических исследований палеозойских отложений Тарейского участка

Пробы из отложений: 1 – тарейской свиты нижнего девона (D_1tr), 2 – пермских (P_2)

новная масса керогена в шлифах определяется как микстинит с примесью альгинита и витринита; его петрографический тип – как лейптинит. Этот кероген является источником УВ для большого числа нефтяных месторождений, в том числе и гигантских.

Важный показатель потенциала ОВ – это также и его катагенетическая зрелость. Для определения степени преобразованности ОВ используют показатели T_{max} и отражательной способности витринита.

На диаграмме пиролитических параметров $HI-T_{max}$ (рис. 5) видно, что исследуемое ОВ относится ко II (аквагенному) и III (террагенному) типам. В область аквагенного (морского) ОВ попали пробы из отложений тарейской и дептурмалинской свит девона и одна проба из отложений перми, макаревичско-бражниковской свиты. Две пробы из тарейской свиты попали в область ОВ, связанного с высшей наземной растительностью.

В тех пробах, которые можно использовать для интерпретации, T_{max} варьирует от 441 до 475 °С. Степень преобразованности ОВ макаревичско-бражниковской свиты соответствует стадии МК₂, главной зоне нефтеобразования. Одна проба из дептурма-

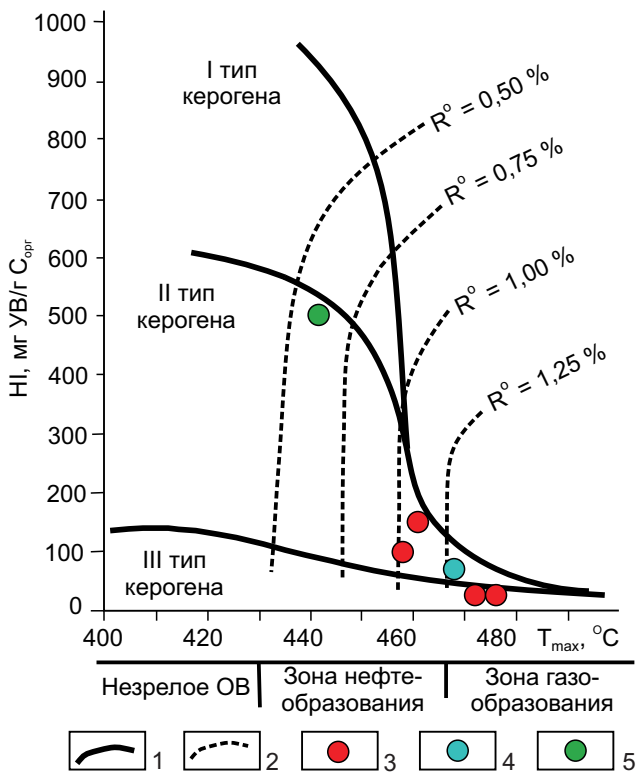


Рис. 5. Диаграмма пиролитических параметров HI – T_{max} для палеозойских отложений Тарейского участка

1 – линии, ограничивающие максимальные значения водородного индекса (HI) для трех типов ОБ: I – аквагенного озерного; II – аквагенного морского; III – террагенного, связанного с высшей наземной растительностью; 2 – изолинии отражательной способности витринита (R°); стратиграфическая принадлежность образцов: 3 – тарейская свита нижнего девона (D_1tr), 4 – дептурмалинская свита (D_2dp), 5 – пермские отложения (P_2)

линской свиты преобразована до стадии MK_3 , нефтематеринский потенциал уже реализован, но еще возможна генерация газообразных углеводородов. ОБ тарейской свиты имеет разную степень преобразованности, аквагенное ОБ преобразовано до стадии MK_3 – MK_4 , а террагенное – до стадии MK_4 – MK_5 (см. рис. 4, 5).

Другим хорошо зарекомендовавшим себя методом определения степени преобразованности ОБ является углепетрографический. Отражательная способность микрокомпонента углей витринита (R°) фиксирует максимальные температурные изменения и использована нами наряду с другими геохимическими данными для определения степени катагенеза ОБ пород, стадии реализации нефтегазогенерационного потенциала в зоне нефтяного окна.

Авторами изучены две пробы из верхнепермских отложений. Вещественно-петрографический состав представлен мацералами витринита, семи-витринита, инертенита и липтинита. Преобладают витринит и инертенит. Отражательная способность витринита углей (P_2) в долине р. Дюрасимо состав-

ляет 0,78–0,80 %, что соответствует газовой стадии углефикации, этапу катагенеза $MK_2(\Gamma)$, главной зоне нефтеобразования.

Также газовая стадия углефикации подтверждается данными по влажности, выходу летучих веществ и элементному составу. Содержание углерода 81,0–81,8, выход летучих веществ 34,9–36,0, влажность 1,6 %.

Изучение углей пермских отложений Горного Таймыра показало ряд особенностей регионального преобразования ОБ. Метаморфизм углей носит пятнистый локальный характер. В ряде месторождений метаморфизм углей, не затронутых контактовыми интрузивными изменениями, достигает газовой и жирной стадий, т. е. отложения находятся в главной зоне нефтеобразования; следовательно, для нафтидов, изученных на Сырадасайской площади одним из источников, вероятно, является ОБ пермских отложений.

Проведены анализы результатов **детальных геохимических** исследований состава битумоидов.

Исследуемые породы представлены известняками органогенными и алевролитами макаровской (C_2mk) свиты, сланцами домбинской (D_3dm), известняками и мергелями тарейской (D_1tr), известняками синедабигайской (S_2sn) и мутнинской (O_3mt) (табл. 2). В целом отложения характеризуются невысокими содержаниями битумоида ХБ «А» (0,002–0,03 %).

В синедабигайской свите содержание битумоида 0,002 % на породу, в элементном составе отмечается повышенное содержание серы – 1,78 %.

Для девонских отложений характерны низкие содержания битумоида – от 0,002 до 0,007 %. В элементном составе углерода 77,98–79,21 %, серы 0,79–1,39 %. Преобладает метано-нафтенная фракция УВ.

В составе ХБ «А» тарейской свиты отношение $i-C_{19}/i-C_{20}$ составляет 0,81 и 1,0, что указывает на восстановительную обстановку накопления ОБ.

По соотношениям $i-C_{19}/n-C_{17} = 0,28$ – $0,23$ и $i-C_{20}/n-C_{18} = 0,61$ – $0,30$ трудно оценить уровень катагенеза: он колеблется от стадии $MK_1(D)$ до $MK_3(J)$, что, возможно, связано с низкими концентрациями вещества. Легкие n-алканы (до C_{16}) отсутствуют, а алканы C_{17} – C_{31} распределены равномерно. В составе высокомолекулярных алканов отмечается преобладание нечетных над четными, значения $K_2 (2n-C_{29}/n-C_{28}+n-C_{30})$ составляет 1,16 и 1,20, что указывает на присутствие остатков наземного материала в исходном ОБ. Это подтверждается коэффициентом $CrI > 23 (1,14$ и $1,15)$. Содержания нафтеновых углеводородов для $n-C_{17}+n-C_{18}/Nf = 3,81$ и $4,04$, для $n-C_{19}+n-C_{29}/Nf = 1,00$ и $1,72$.

Домбинская свита характеризуется значениями геохимических коэффициентов, указывающих на прибрежно-морские условия накопления ОБ, восстановительную обстановку, уровень катагенеза стадии MK_2 – MK_3 .



Таблица 2

Распределение нормальных алканов и изопреноидов в хлороформных битумоидах образцов пород из палеозойских отложений Тарейского вала

№ обр.	Возраст	Литология	i-C ₁₉ /i-C ₂₀	i-C ₁₉ /n-C ₁₇	i-C ₂₀ /n-C ₁₈	n-C ₁₃₋₁₅ /n-C ₂₅₋₂₇	2n-C ₂₉ /n-C ₂₈ +n-C ₃₀	CPI>23	i-C ₁₉ ⁺ /i-C ₂₉ /Nf	n-C ₁₇ ⁺ /n-C ₁₈ /Nf	n-C ₃₁ /n-C ₁₉
4035	D ₁ tr	Известняк	0,81	0,28	0,61	–	1,20	1,15	1,72	4,04	–
4072	D ₁ tr	Глинистый известняк	1,00	0,23	0,30	–	1,16	1,14	1,00	3,81	–
4091	D ₃ dm	Сланец углисто-кремнистый	1,00	0,45	0,47	–	1,18	1,15	1,68	3,63	–
738/1	C ₂ mk	Известняк органиогенный битуминозный	1,00	0,29	0,31	1,06	1,11	1,09	0,75	2,60	0,35
738/2	C ₂ mk	То же	1,14	0,27	0,30	1,15	1,20	1,11	1,11	3,80	0,40
738/3	C ₂ mk	"	1,12	0,27	0,30	2,79	1,00	1,00	1,51	5,26	0,20
738/6	C ₂ mk	"	1,31	0,29	0,25	4,28	1,11	1,08	1,94	7,06	0,12
738/8	C ₂ mk	Алеврит темно-серый (сланец)	0,08	0,18	2,11	1,60	1,01	1,00	4,80	4,16	0,11
783/4	C ₂ mk	Известняк органиогенный битуминозный	1,08	0,22	0,32	4,00	1,07	1,04	1,29	5,09	0,13

В каменноугольных отложениях макаровской свиты содержание битумоида 0,01–0,03 %. Отношение пристан/фитан находится в пределах 0,84–1,31; это восстановительные условия накопления ОВ. В составе высокомолекулярных алканов нечетные преобладают над четными – коэффициент $2n-C_{29}/n-C_{28}+n-C_{30}$ от 1,0 до 1,2, индекс CPI>23 (коэффициент нечетности n-алканов) варьирует от 1,0 до 1,11, что может быть связано с присутствием остатков наземного материала в исходном ОВ. Значения $i-C_{19}/n-C_{17}$ от 0,22 до 0,29 и $i-C_{20}/n-C_{18}$ от 0,25 до 0,32, ОВ преобразовано до стадии МК₂–МК₃. Содержание нефтяных углеводородов (Nf) для $n-C_{17}+n-C_{18}/Nf$ 1,33–1,81, для $n-C_{19}+n-C_{29}/Nf$ равно 0,31–0,93.

Таким образом, в коллекции отмечается низкое содержание битумоидов (ХБ «А»), отношение пристана к фитану от 0,81 до 1,31. Это можно рассматривать как признак накопления исходного ОВ в морских и прибрежно-морских восстановительных условиях (рис. 6).

В составе высокомолекулярных алканов нечетные преобладают над четными ($2n-C_{29}/n-C_{28}+n-C_{30}$), это подтверждается коэффициентом CPI>23. Преобладание нечетных n-алканов над четными не очень большое, значит, битумоиды могли быть образованы морским или озерным ОВ. Доминирование гомологов с нечетным числом атомов углерода в молекуле является показателем вклада наземного материала в ОВ.

Изучение элементного состава керогена ОВ позволяет определять степень катагенеза ОВ. В составе керогена синедабигайской свиты силура концентрация углерода на горючую массу равна 74,1 %, водорода – 2,4 %, (табл. 3) что соответствует по степени преобразованности стадии ПК₃–МК₁ (Б–Д) – бу-

роугольная, на границе с длиннопламенной. Выход летучих веществ 15,2 %. Низкая степень катагенеза ОВ свидетельствует о том, что глубины погружения в этом районе были небольшие, до 1–2 км.

В отложениях тарейской свиты (D₁tr) в составе керогенов двух проб концентрации углерода 84,3–85,9 %, водорода 3,3–2,8 % соответственно. Иными словами, преобразованность ОВ достигла стадии МК₃(Ж) и соответствует главной зоне нефтеобразования. В третьей пробе в составе керогена концентрация углерода 77,7 %, водорода 2,3 %, что указывает на катагенетическую преобразованность ОВ до стадии МК₂(Г) и соответствует главной зоне нефтеобразования. Катагенез ОВ по элементному составу керогена хорошо сопоставляется с данными пиролиза.

Черные глинистые сланцы верхнедевонских отложений с содержаниями C_{орг} 3,52 % и 5,28 %, рассматриваемые как нефтегазоматеринские [4], в составе керогена концентрация углерода на горючую массу 92,9 %, водорода 1,3 %. Преобразованность ОВ высокая, достигла стадии АК, значит, глубины погружения могли быть более 6 км. В этом случае при прохождении отложениями нефтяного окна они должны были генерировать углеводороды. Не исключено, что высокий катагенез может быть обусловлен и контактовым влиянием интрузии.

Каменноугольные отложения макаровской свиты по степени преобразованности близки к отложениям тарейской, в составе керогена концентрация углерода на горючую массу 84,3 %, водорода 4,1 %, катагенетическая преобразованность ОВ достигла стадии МК₃(Ж) и соответствует главной зоне нефтеобразования.

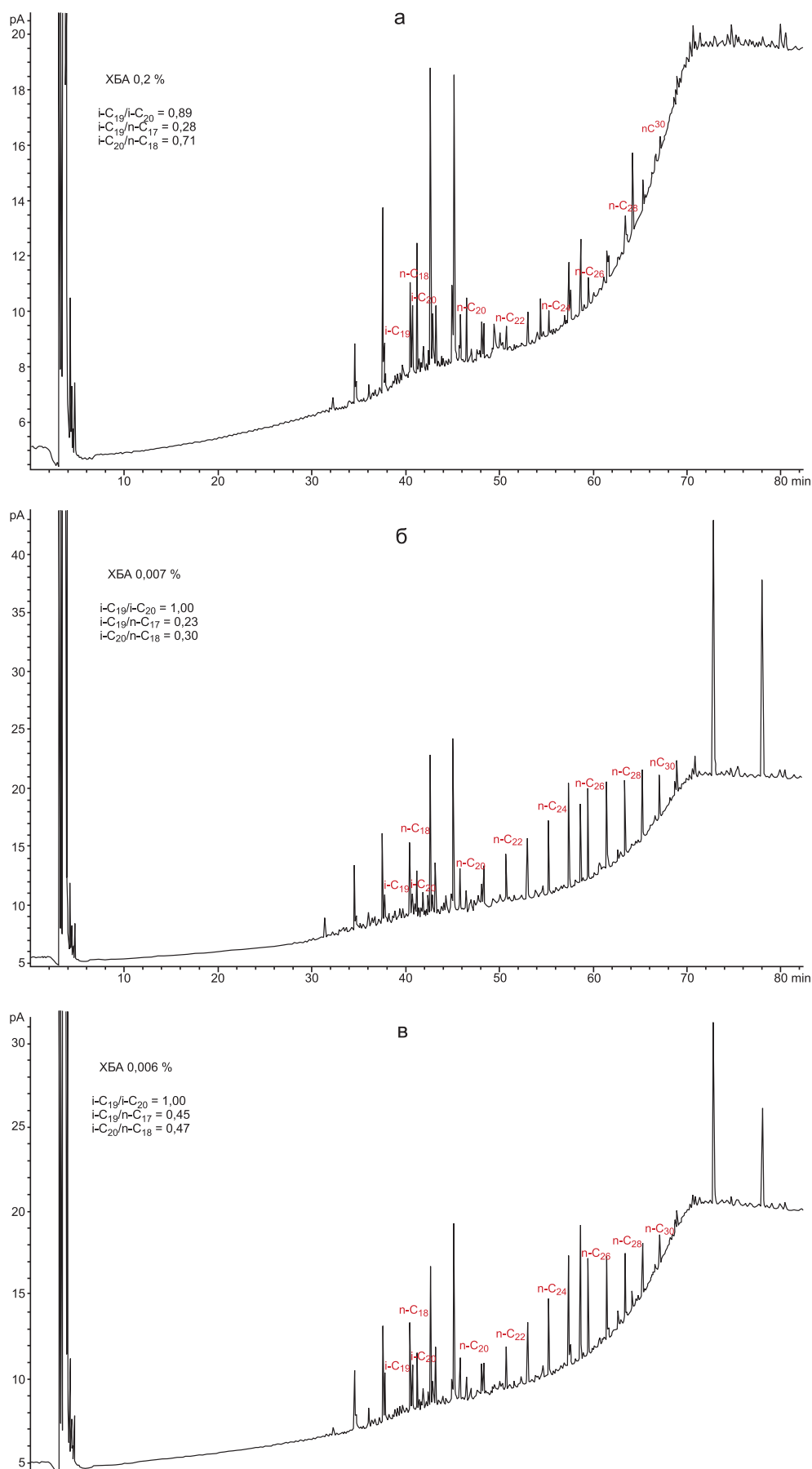


Рис. 6. Распределение алканов в хлороформном битумоиде
 а – известняк темно-серый (обр. 4035), б – глинистый известняк (обр. 4072), в – сланец
 углисто-кремнистый (обр. 4091)



Таблица 3

Характеристика керогена палеозойских отложений Западного Таймыра и Анабаро-Хатангской седловины

№ обр.	Возраст (индекс)	Порода	Характеристики органического вещества, %						Степень катагенеза ОВ
			Элементный состав					V	
			C	H	N	S	O		
4027	S ₂ sn	Известняк	74,1	2,4	1,5	12,8	9,2	15,2	ПК ₃ –МК ₁ (Б–Д)
4051	D ₁ tr	Известняк глинистый	85,9	2,8	1,5	1,0	8,8	9,3	МК ₃ –МК ₄ (Ж–К)
4058	D ₁ tr	Мергель	84,3	3,3	1,6	0,9	9,9	19,0	МК ₃ (Ж)
4091	D ₃ dm	Сланец	92,9	1,3	1,0	1,3	3,5	2,2	АК
700–4–1	D ₁ tr	Известняк	77,7	2,3	1,6	9,7	8,7	13,9	МК ₂ (Г)
738–2	C ₂ mk	"	84,3	4,1	1,4	4,9	5,3	15,5	МК ₃ (Ж)

Выводы

По результатам аналитических исследований установлено следующее:

1. Обогащенные ОВ породы встречаются в девонских отложениях, макаревичско-бражниковской свите перми и синедабигаической свите силура.

2. По отражательной способности витринита и результатам пиролиза, достоверно, можно судить о преобразованности верхнепермских отложений, которые достигли главной зоны нефтеобразования, катагенез стадии МК₂ (Г). Учитывая фациально-генетический тип ОВ этих отложений – аквагенное (сапропелевое) планктоногенно-водородное ОВ (кероген II типа), эти отложения могли генерировать нефтяные углеводороды. Нефтематеринский потенциал высокий: НI – 508, S₂ – 51,73 мгУВ/г породы. Остальная коллекция в основном имеет водородный индекс, характеризующий кероген как бедный. В тарейской свите наиболее высокие значения НI до 155 мгУВ/г породы в известняках. Распределение по типам керогена неоднозначное, часть проб относится ко второму типу керогена, часть – к третьему. К области аквагенного (морского) ОВ относятся пробы из отложений тарейской и дептурмалинской свит, две пробы из тарейской свиты попали в область ОВ, связанного с высшей наземной растительностью. Такой «гумусовый облик» хлорбитумоидов «А» сапропелевого РОВ может приобретать под влиянием зоопланктонной составляющей. Окисление ОВ уменьшает значение параметра НI. Прибрежно-морские условия накопления также могут объяснить присутствие высшей наземной растительности в органическом веществе.

3. Одна проба из дептурмалинской свиты преобразована до стадии МК₃(Ж)–МК₄(К), реализация нефтематеринского потенциала практически завершена, но еще возможна генерация газообразных УВ. ОВ тарейской свиты имеет разную степень преобразованности, от МК₃(Ж)–МК₄(К) до стадии МК₄(К)–АК₁(Т), можно рассчитывать только на остаточные порции газообразных углеводородов. Такой неравномерный прогрев толщи может быть связан и с влиянием траппового магматизма или большими глубинами, достигнутыми на этапе максимальных погружений.

4. Результаты аналитических исследований указывают на постепенный прогрев отложений от пермских к девонским – от МК₂(Г) до МК₄(К)–АК₁(Т). Если исключить влияние траппового прогрева, получается, что отложения тарейской свиты на этапе максимального погружения, достигли глубины около 5 км и более. А глубина погружения пермских отложений (макаревичско-бражниковской свиты) около 3–4 км.

5. На основании геохимических данных, полученных ранее Л. Н. Болдушевской с соавторами [2] на сопредельных территориях, предполагается, что в пределах Западного Таймыра время максимального погружения – конец триаса, в ЕХРП – конец палеогена. ОВ девонских отложений усть-пясинской и домбинской свит в пределах Западного Таймыра было преобразовано до стадии апокатагенеза. На этапе максимального погружения в конце триаса эти породы были погружены на глубины 7–8 км и полностью исчерпали свой нефтегазогенерационный потенциал. Южнее Сырадасайской антиклинали в пределах Нижнепуринского вала отложения девона и силура находились в главной зоне нефтеобразования, на этапе максимального погружения (в конце триаса) могли генерировать УВ. Результаты исследования УВ-биомаркеров в битумоидах пород и пробах битумов Сырадасайской площади и Тарейского участка Центрального Таймыра показали их генетическую связь с ОВ аквагенного (сапропелевого) типа усть-пясинской, домбинской, зелеевской, макаревичской свит северной фациальной зоны, что также указывает на нефтеперспективность территории (рис. 7).

6. В разрезе палеозоя в пределах сочленения Горного Таймыра и ЕХРП прогнозируется развитие нефтегазопроизводящих пород со значимым генерационным потенциалом. Степень преобразованности ОВ свидетельствует, что некоторые комплексы прошли главную фазу нефтеобразования. В пределах южного сочленения Горного Таймыра и Енисей-Хатангского прогиба могут быть обнаружены залежи нефти и газа, что подтверждается развитием нефтепроявлений, наличием коллекторов, обилием самых различных структурных форм. Количество УВ, генерированных в пределах Запад-

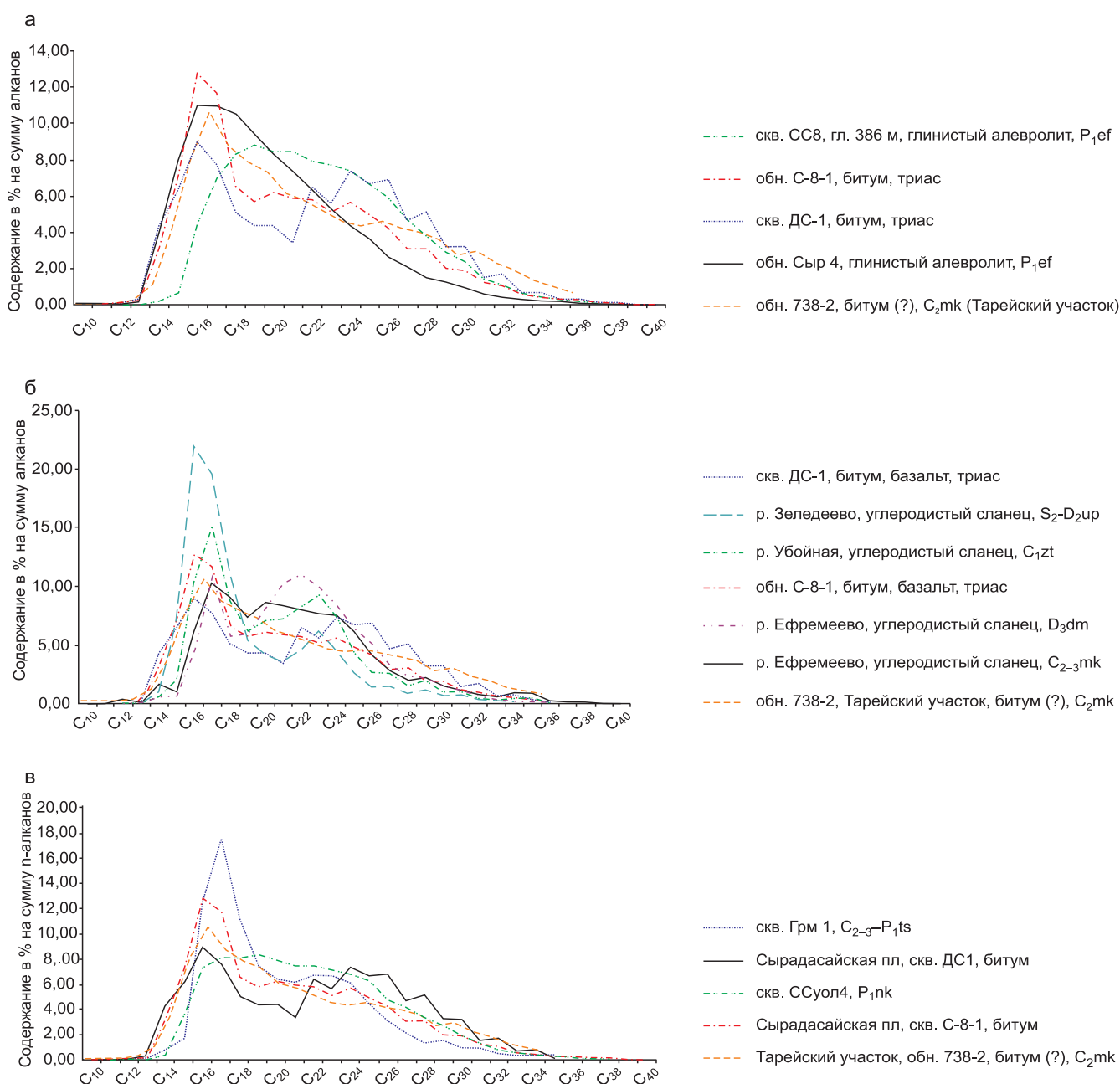


Рис. 7. Распределение нормальных алканов битумов

а – Сырадасайской площади, битумоидов ОВ глинистых алевролитов ефремовской свиты (P_{1ef}) и битумов Тарейского участка (C_{2mk}); б – Сырадасайской площади, битумоидов углеродистых сланцев Северной фациальной зоны и битумов Тарейского участка (C_{2mk}); в – Сырадасайской площади, битумоидов пермских и триасовых отложений восточной части ЕХРП и Анабаро-Хатангской седловины и битумов Тарейского участка (C_{2mk})

ного Таймыра из черных сланцев усть-пясинской, домбинской, зелеевской и макаровской свит, по мнению Н. З. Мунасыпова, составило около 4 млрд т при расчетной интенсивности эмиграции 89,1 тыс. т/км² [3].

7. В пределах сочленения северного борта Енисей-Хатангского регионального прогиба и Горного Таймыра выделяется зона, перспективная на поиски нефти и газа, источником которых является черносланцевая толща силура, девона и карбона Западного Таймыра. Как один из наиболее перспективных объектов в ее контуре мы рассматриваем Тарейский вал и склоны Янгодо-Горбитского высту-

па инверсионного типа в северной части ЕХРП. Эти объекты подтверждаются сейсмическими данными последних лет.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Афанасенков А. П.** Историко-генетические предпосылки нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангской нефтегазоносной области: автореф. дис. ... к. г.-м. н. – М., 1987. – 16 с.

2. **Литология** и органическая геохимия палеозойских отложений западного Таймыра / Л. Н. Болдушевская, С. В. Ладыгин, Г. Д. Назимков и др. // Литологические и геохимические основы прогноза



нефтегазоносности: сб. матер. Междунар. науч.-практ. конф. (Санкт-Петербург, 30 июня – 3 июля 2008 г.). – СПб.: ВНИГРИ, 2008. – С. 198–202.

3. **Мунасыпов Н. З.** Геологическое строение и оценка перспектив нефтегазоносности Таймырской системы надвигов: автореф. дис. ... к. г.-м. н. – Екатеринбург, 2013. – 27 с.

4. **Нефтегазоматеринские** толщи палеозойского разреза Западного Таймыра и корреляционные связи: органическое вещество пород – нефтиды / Л. Н. Болдушевская, Ю. А. Филиппов, С. В. Ладыгин, А. П. Романов // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2012. – № 4 (12). – С. 26–32.

5. **Тектоника** северного обрамления Сибирской платформы по результатам комплексного анализа геолого-геофизических данных / А. П. Афанасенков, А. Н. Обухов, А. А. Чикишев и др. // Геология нефти и газа. – 2018. – № 1. – С. 5–25.

REFERENCES

1. Afanasenkov A. P. *Istoriko-geneticheskiye predposylki neftegazonosnosti yurskikh otlozheniy Yenisey-Khatangskoy neftegazonosnoy oblasti. Avtoref. kand. dis.* [Historical and genetic prerequisites of petroleum potential for Jurassic deposits of the Yenisey-Khatanga petroleum region. Author's abstract of PhD thesis]. Moscow, 1987. – 16 p. (In Russ.).

2. Boldushevskaya L.N., Ladygin S. V., Nazimkov G. D., et al. [Lithology and organic geochemistry of Paleozoic deposits in Western Taymyr]. *Sb. mater. Mezhdunar. nauch.-prakt. konf. "Litologicheskie i geokhimicheskie osnovy prognoza neftegazonosnosti"* [Proc. Int. Sci. – Pract. Conf. "Lithological and Geochemical Basis of Oil and Gas Potential Forecast]. Saint Petersburg, VNIGRI, 2008, pp. 198–202. (In Russ.).

3. Munasypov N. Z. *Geologicheskoye stroeniye i otsenka perspektiv neftegazonosnosti Taymyrskoy sistemy nadvigov, Avtoref. kand. dis.* [Geological structure and evaluation of the Taymyr thrust system petroleum potential, Author's abstract of PhD thesis]. Yekaterinburg, 2013. 27 p. (In Russ.).

4. Boldushevskaya L.N., Filiptsov Yu.A., Ladygin S. V., Romanov A. P. [Oil and gas source sequences of the Paleozoic section of the Western Taymyr and correlation links: the organic matter of rocks-naphthydes]. *Geologiya i mineral'no syr'eviyе resursy Sibiri – Geology and mineral resources of Siberia*, 2012, no. 4 (12), pp. 26–32. (In Russ.).

5. Afanasenkov A.P., Obukhov A. N., Chikiшев A. A., et al. [Tectonic setting of the northern surroundings of the Siberian Platform based on the integrated study of geological and geophysical data]. *Geologiya nefiti i gaza – Oil and Gas Geology*, 2018, no. 1, pp. 5–25. (In Russ.).

© А. П. Афанасенков, А. П. Романов, Ю. В. Шеходанова,
А. К. Битнер, В. И. Казаис, Д. Г. Кушнир,
С. Л. Каламкаров, 2019