

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/23_2018

УДК 552.578.061.32:551.736(571.51)

Петрова В.И., Батова Г.И., Куршева А.В., Литвиненко И.В., Моргунова И.П., Русинович А.В.Федеральное государственное бюджетное учреждение «Всероссийский научно-исследовательский институт геологии и минеральных ресурсов Мирового океана имени академика И.С. Грамберга» (ФГБУ «ВНИИОкеангеология»), Санкт-Петербург, Россия, retrovavi@mail.ru

МОЛЕКУЛЯРНАЯ ГЕОХИМИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ВЕРХНЕПАЛЕОЗОЙСКИХ ПОРОД ПРЕДТАЙМЫРСКОЙ ЗОНЫ ПОДНЯТИЙ

Впервые комплексом современных методов органической геохимии (хромато-масс-спектрометрия) выполнены исследования органического вещества верхнепалеозойских отложений, отобранных из естественных обнажений в зоне сочленения Сибирской платформы со складчатым Таймыром. Битуминологическая характеристика и распределение углеводородных биомаркеров позволили определить состав, условия формирования и уровень термальной зрелости рассеянного органического вещества. Показано, что под воздействием магматических и тектонических процессов активизация первичной миграции привела к появлению в пермских отложениях эпигенных углеводородов, источником которых могут быть как подстилающими породы нижнего карбона, так и прилегающие юрские породы мезозойско-кайнозойского мегакомплекса. Утрата изученными образцами признаков, позволяющих отнести их к нефтегазоматеринским, не исключает перспективы нефтегазоносности данного района в целом.

Ключевые слова: органическое вещество, верхнепалеозойские отложения, углеводороды-биомаркеры, нефтегазоносность, Предтаймырская зона поднятий.

Основные перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Сибирской платформы со складчатым Таймыром связывают с несколькими районами нефтегазонакопления: южным (Сибирская платформа), центральным (Анабаро-Хатангский солеродный прогиб) и северным (Предтаймырская зона Киряко-Таских поднятий) [Пронкин и др., 2012, 2013].

Для последнего района предполагается, что потенциально нефтематеринские толщи могут находиться в пределах всего осадочного чехла. Вместе с тем, основные перспективы связывают с пермскими отложениями, по аналогии с прилегающими территориями Анабаро-Хатангской седловины, где в синхронных отложениях были открыты непромышленные залежи вязкой нефти на Нордвикской, Чайдахской, Кожевниковской и других площадях.

Известно, что оценка перспектив нефтегазоносности в значительной мере базируется на определении основного «очага» генерации углеводородных (УВ) флюидов исследуемого района. Так, для Анабаро-Хатангской седловины, по мнению целого ряда исследователей, таковым является комплекс отложений пермского возраста, которые рассматриваются в

качестве основных нефтегазопроизводивших толщ в верхнепалеозойско-мезозойском разрезе этого района [Гедройц, 1951; Калинин, 1958, 1959; Грамберг, 1958, 1959; Грамберг, Преображенская, 1969; Данюшевская и др., 1969; Конторович и др., 1978; Степаненко, 1983, 1985; Полякова и др., 1982, 2017; Мазитов и др., 2017].

Значимыми аргументами в пользу данного вывода являются гумусо-сапропелевый состав рассеянного органического вещества (РОВ) и его широкое распространение в глинистых разрезах восточной части Енисей-Хатангского и Лено-Анабарского нефтегазоносных бассейнов (НГБ), что позволяет предполагать их нефтеносными [Полякова и др., 1982; Степаненко, 1983]. Кроме того, показано, что пермские отложения с высокой долей сапропелевого ОВ по уровню термальной зрелости находятся в главной зоне нефтеобразования и, соответственно могут быть источником региональной нефтеносности. Впрочем, авторы не исключают возможность поступления УВ и из более древних толщ [Полякова и др., 1982]. В то же время, исследования молекулярного состава нафтидов Анабаро-Хатангской седловины позволили установить, что они обязаны своим происхождением, главным образом, ОВ девонского соленосного комплекса [Каширцев, 2013]. Целью настоящей работы являлась характеристика состава, генезиса и уровня термальной зрелости РОВ палеозойских отложений Киряко-Тасского поднятия и, как следствие, оценка их нефтегазогенерационного потенциала.

Материалы и методы

Для исследований использовались образцы пород, отобранные из естественных обнажений Киряка-Тасской площади (фондовые коллекции ВНИИО). Киряка-Тасский вал, представляющий собой линейный инверсионный выступ в верхнепалеозой-нижнемезозойском комплексе, входит в Киряка-Тасскую группу поднятий. В результате тектонических движений, начавшихся в рэтском веке (Т₃) и продолжающихся до сих пор, небольшой блок фундамента оказался выведенным на поверхность, образовав возвышенность Киряка-Тасс [Погребницкий и др., 1971; Проскурнин и др., 2009].

Исследуемый стратиграфический разрез (рис. 1) охватывает среднекаменноугольно-раннепермский, средне-позднепермский и раннетриасовый этапы формирования осадочного чехла [Грамберг, 1958; Проскурнин и др., 2009].

Изученные образцы представлены преимущественно глинистыми и алевролитисто-глинистыми разностями, мелкозернистые песчаники присутствуют лишь в единичных образцах макаровской и соколинской свит. Обломочный материал всех терригенных пород имеет приблизительно сходный состав.

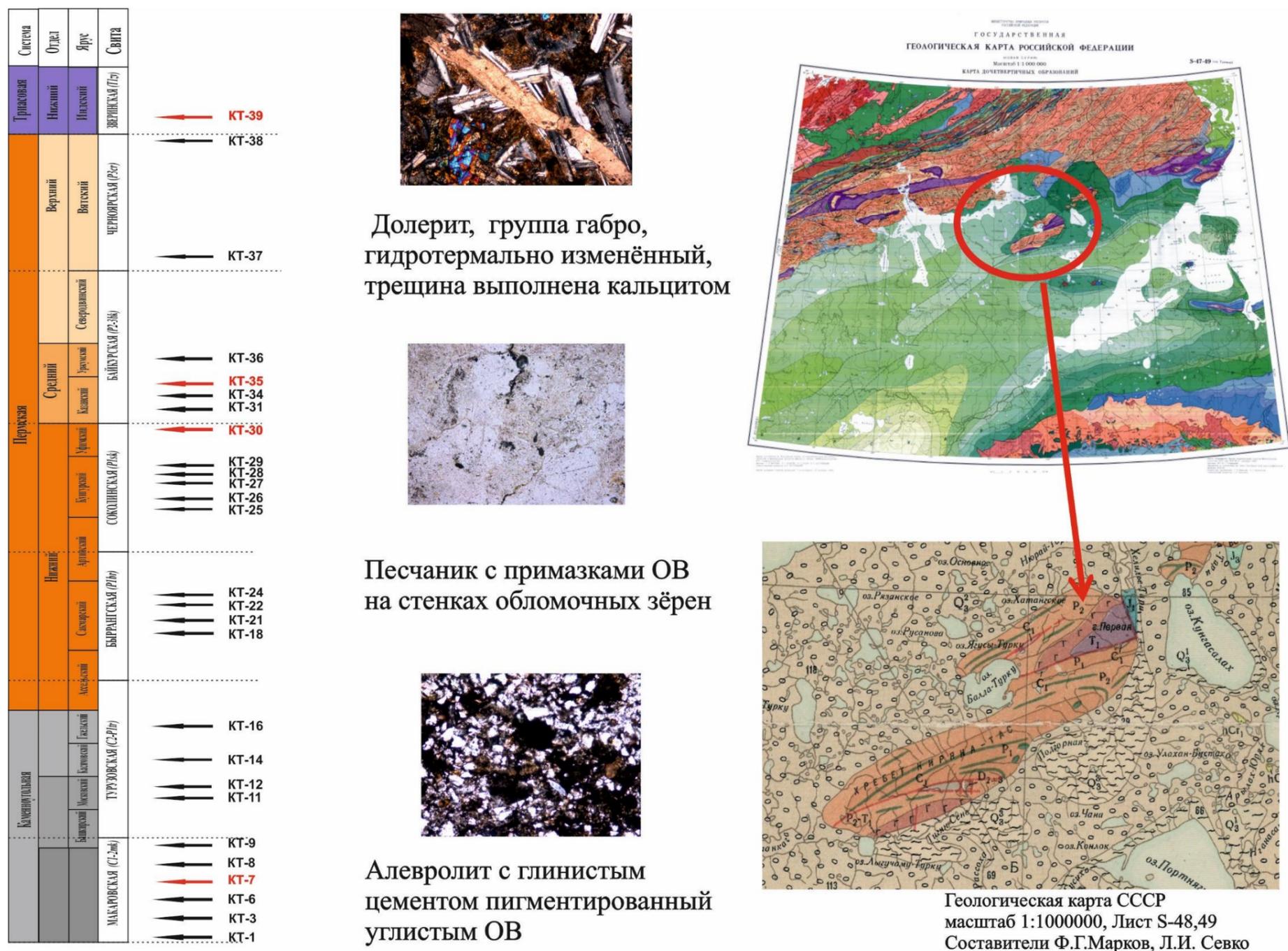


Рис. 1. Район исследований, сводный разрез и микроскопическая характеристика верхнепалеозойских пород

Согласно результатам описания петрографических шлифов ОБ, присутствующее практически во всех образцах, характеризуется высокой степенью углефикации ОБ и представлено угловатыми включениями неправильной формы. В единичных образцах углистые включения окружает тонкий ореол битумов темно-коричневого цвета (см. рис. 1). Наблюдаемая специфика обусловлена, по-видимому, значительной катагенной трансформацией РОВ, не характерной для пермских отложений Енисей-Хатангского прогиба.

Аналитическая процедура исследования РОВ включала: определение в породе нерастворимого остатка, содержания органического (Сорг) и карбонатного (Скарб) углерода, извлечение хлороформного (Ахл) и спиртобензольного (Асп-б) битумоидов, гуминовых кислот (ГК), определение группового и УВ состава Ахл.

Фракции насыщенных и ароматических УВ выделялись хроматографически и исследовались методом ГХ-МС на комплексе Agilent 5973/6850 с квадрупольным масс-детектором и программным пакетом обработки аналитической информации.

Анализ алифатических и циклических УВ: капиллярная колонка HP DB 30 м x 0,25 мм, неподвижная фаза 5% фенил- 95% метилсиликон; газ-носитель – гелий, скорость потока 1,2 мл/мин; температура инжектора 320°C. Температурный режим анализа: от 50 до 320°C по 3°C/мин, затем удерживание 7 мин при 320°C. Детектирование по полному ионному току (SCAN от 50 до 500 m/z, 70 eV). Н-алканы и изопреноиды анализировали по селективным ионам m/z 71 и 183, тритерпаны по m/z 191, 370, 398, 412, 426, 440, 454, стераны по m/z 217, 218, 372, 386, 400.

Анализ полиароматических УВ: капиллярная колонка HP DB 30 м x 0,25 мм, неподвижная фаза 5% фенил- 95% метилсиликон; газ-носитель – гелий, скорость потока 1,2 мл/мин; температура инжектора 290°C. Температурный режим анализа: от 60 до 200°C по 20°C/мин, далее до 300°C по 10°C и удерживание 5 мин при 300°C. Детектирование по полному ионному току (SCAN от 50 до 500 m/z, 70 eV). Голоядерные и алкилзамещённые ПАУ анализировали по селективным ионам m/z 128, 152, 154, 178, 192, 202, 206, 228, 252, 276, 278.

Обсуждение результатов

Специфической особенностью изученных образцов являются широкие вариации содержания в них органического углерода (Сорг) (рис. 2, табл. 1). Для аргиллитов и алевролитов содержание Сорг изменяется от 0,25 до 4,25%, а для песчаников - от 0,11 до 1,30%, причём в пределах одной свиты (P_{1sk}). Распределение карбонатного углерода (Скарб) также заметно варьирует, а его максимальным содержанием характеризуются образцы

интрузивных пород. Этот факт полностью согласуется с результатами микроскопического описания шлифов, согласно которым в долеритах наблюдаются выполненные кальцитом трещины с раскрытием до 0,1 мм, а образец базальта зверинской свиты (T1zv) выделяется широко развитой хлоритизацией.

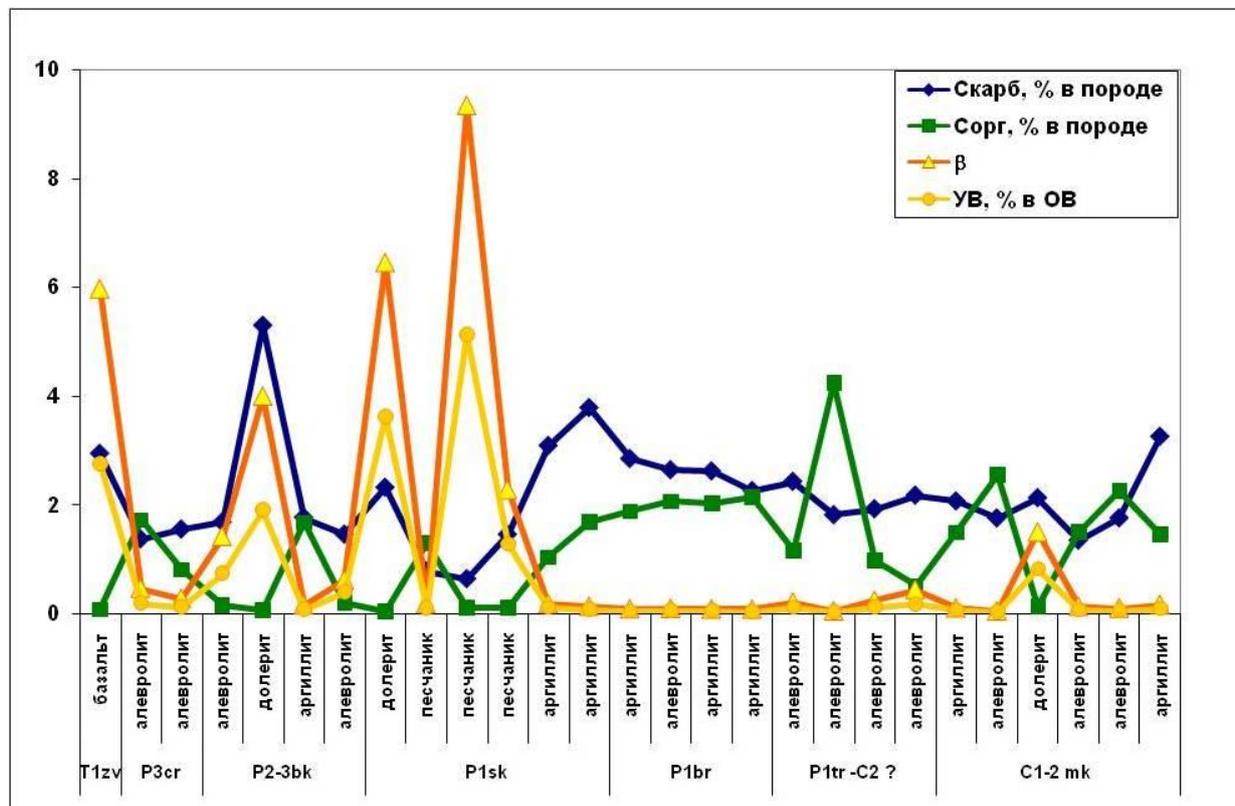


Рис. 2. Геохимическая характеристика верхнепалеозойских пород

Это даёт основание полагать, что наблюдаемая специфика обусловлена постмагматическими процессами [Проскурнин и др., 2009; Афанасенков и др., 2016], поскольку в интрузивных телах под влиянием гидротермального метасоматоза происходит интенсивное развитие вторичных минералов - карбоната, гидробиотита, хлорита [Schaefer et al., 2010].

Содержание растворимых компонентов РОВ в глинистых породах - низкое (менее 0,01%), а состав - преимущественно окисленный ($A_{хл}/A_{сп-б} = 0,3-0,8$), что позволяет отнести их к «остаточным» битумоидам, свойственным для пород, претерпевших процесс первичной миграции. Крайне низкие значения степени битуминизации в аргиллитах (0,09-0,36%) свидетельствуют о значительном уровне преобразования РОВ и полностью согласуются с результатами микроскопических исследований, согласно которым органические компоненты характеризуются высокой степенью углефикации.

Таблица 1

Геохимическая характеристика верхнепалеозойских пород

№ образца	Отдел	Свита	Ярус	Литологическая характеристика	Содержание в породе, %			$\beta_{хл}$ %	% УВ		$\beta_{ув}$ %	Состав УВ, %	
					Скарб	Сорг	Ахл		в битумоиде	в породе		Ме-Nf	Ar
КТ-39/1	T _{1zv}	зверинская	индский	базальт	2,95	0,08	0,005	6,0	60,0	0,003	2,75	77,8	22,2
КТ-38/2	P _{3cr}	черноярская	вятский	алевролит	1,38	1,73	0,008	0,5	53,2	0,004	0,19	72,0	28,0
КТ-37/3				алевролит	1,56	0,81	0,002	0,3	60,9	0,001	0,13	71,4	28,6
КТ-36/4	P _{2,3bk}	байкурская	уржумский, казанский	алевролит	1,69	0,15	0,002	1,4	68,2	0,002	0,75	73,3	26,7
КТ-35/5				долерит	5,30	0,07	0,003	4,0	62,1	0,002	1,91	66,7	33,3
КТ-34/6				аргиллит	1,77	1,68	0,003	0,2	60,7	0,002	0,08	64,7	35,3
КТ-31/7				алевролит	1,46	0,21	0,001	0,6	84,6	0,001	0,40	81,8	18,2
КТ-30/8	P _{1sk}	соколиная	уфимский, кунгурский	долерит	2,33	0,04	0,003	6,5	73,1	0,002	3,63	73,7	26,3
КТ-29/9				песчаник	0,79	1,30	0,002	0,2	75,0	0,002	0,11	55,6	44,4
КТ-28/10				песчаник	0,65	0,11	0,011	9,3	71,4	0,008	5,13	62,9	37,1
КТ-27/11				песчаник	1,46	0,11	0,003	2,3	73,1	0,002	1,28	68,4	31,6
КТ-26/12				аргиллит	3,09	1,04	0,002	0,2	78,9	0,002	0,11	66,7	33,3
КТ-25/13				аргиллит	3,79	1,68	0,002	0,1	73,9	0,002	0,08	64,7	35,3
КТ-24/14	P _{1br}	быррангская	сакмарский	аргиллит	2,85	1,88	0,002	0,1	70,6	0,001	0,05	66,7	33,3
КТ-22/15				алевролит	2,65	2,06	0,002	0,1	80,0	0,002	0,06	56,3	43,8
КТ-20/16				аргиллит	2,63	2,02	0,002	0,1	82,4	0,001	0,05	50,0	50,0
КТ-18/17				аргиллит	2,27	2,15	0,002	0,1	61,1	0,001	0,04	72,7	27,3
КТ-16/18	P _{1tr} -C ₂ ?	турузовская	гжельский, касимовский, московский	алевролит	2,43	1,16	0,003	0,2	68,0	0,002	0,11	76,5	23,5
КТ-14/19				алевролит	1,82	4,25	0,002	0,0	81,0	0,002	0,03	70,6	29,4
КТ-12/20				алевролит	1,93	0,98	0,002	0,2	70,8	0,002	0,13	76,5	23,5
КТ-11/21				алевролит	2,18	0,52	0,002	0,4	52,2	0,001	0,18	66,7	33,3
КТ-9/22	C ₁₋₂ mk	макаровская	?	аргиллит	2,07	1,50	0,002	0,1	81,3	0,001	0,07	69,2	30,8
КТ-8/23				алевролит	1,76	2,56	0,001	0,1	92,9	0,001	0,04	61,5	38,5
КТ-7/24				долерит	2,13	0,14	0,002	1,5	71,4	0,002	0,83	60,0	40,0
КТ-6/25				алевролит	1,35	1,51	0,002	0,1	61,9	0,001	0,07	61,5	38,5
КТ-3/26				алевролит	1,76	2,26	0,002	0,1	62,5	0,002	0,05	73,3	26,7
КТ-1/27				аргиллит	3,26	1,46	0,003	0,2	72,0	0,002	0,09	66,7	33,3

Таблица 2

Геохимическая характеристика тритерпанов

Образцы	Ts/Ts+Tm	C31 (S/S+R)	29Ts/(29Ts+C29)	H29/H30	H35R/H34R	Tricic/Hop
аргиллиты/алевролиты						
P _{3cr}	0,42	0,56	0,18	0,65	0,66	0,27
P _{2,3bk}	0,38	0,56	0,17	0,72	0,79	0,35
P _{1sk}	0,37	0,59	0,18	0,69	0,57	0,20
P _{1br}	0,39	0,57	0,18	0,68	0,65	0,37
P _{1tr} -C ₂ ?	0,36	0,58	0,17	0,70	0,71	0,30
C ₁₋₂ mk	0,37	0,58	0,19	0,65	0,64	0,59
долериты	0,38	0,57	0,18	0,66	0,60	0,18
песчаники P _{1sk}	0,39	0,55	0,18	0,68	0,77	0,18

Обращает на себя внимание, что наибольшей битуминозностью ($\beta = 3-9$) характеризуются долериты и песчаники верхней части разреза (P_{1sk}, P_{2-3bk}, T_{1zv}). Эта особенность также обусловлена процессом миграции, на что указывает повышенное в данных образцах содержание УВ в составе битумоидов (см. рис. 2). Повышенное содержание масел (более 50%) в них верхнепалеозойских пород восточной части Енисей-Хатангского прогиба, предположительно обусловленное первичной миграцией в процессе регионального катагенеза, отмечалось и ранее [Преображенская, Грамберг, 1971].

Следует отметить, что групповой состав битумоидов (Ахл) всех изученных образцов также весьма специфичен и представлен преимущественно УВ (в среднем 70,5%) метаново-нафтенового состава ($Me-Nf/Ar = 2,5$). При этом молекулярная характеристика алифатических УВ всех изученных образцов наглядно свидетельствует об их едином гумусово-сапропелевом составе, сходстве условий формирования и уровне термальной зрелости. На это указывает единообразный полимодальный характер молекулярно-массового распределения n-алканов с доминирующим максимумом в низкомолекулярной области ($C_{27}/C_{17} = 0,3-0,8$) (рис. 3).

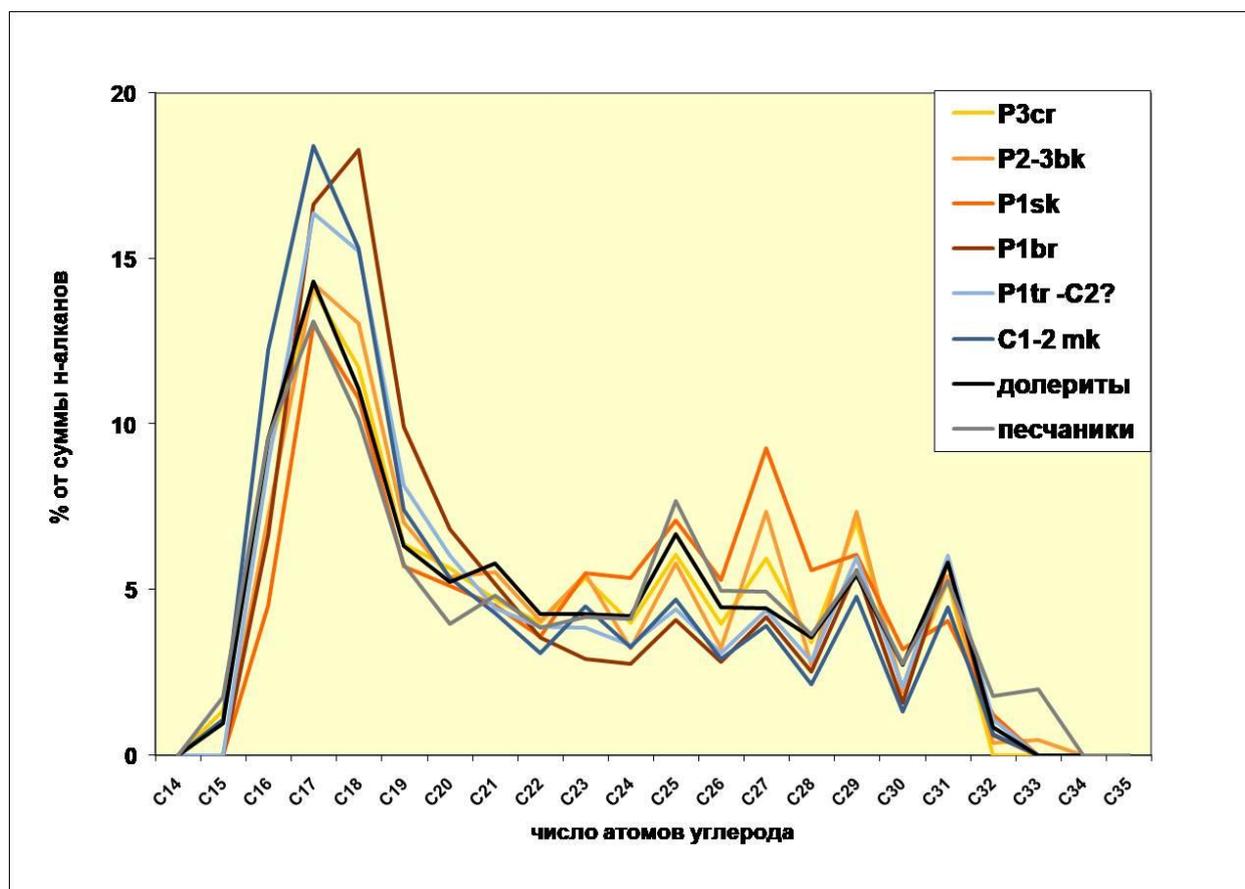


Рис. 3. Молекулярно-массовое распределение n-алканов

Некоторые различия в положении и интенсивности максимумов в распределении

высокомолекулярных n-алканов в породах пермского возраста могут быть обусловлены спецификой состава исходной гумусовой биоты. Так, для аргиллитов и алевролитов быррангской и, особенно, соколинской свит характерно регрессивное осадконакопление, вплоть до лагунного и дельтово-барового [Устрицкий, 1971]. В то время как отложения байкурской свиты формировались в мелководно-морских условиях.

Однако эти отличия не носят принципиального характера. Как следует из диаграммы Кеннона–Кессоу (рис. 4), все изученные образцы содержат близкое по уровню термальной зрелости РОВ, сформированное, очевидно, в мелководно-морских слабо восстановительных условиях осадконакопления. Исключением является верхнепермский алевролит, РОВ которого можно охарактеризовать как постзрелое ($K_i = 0,35$).

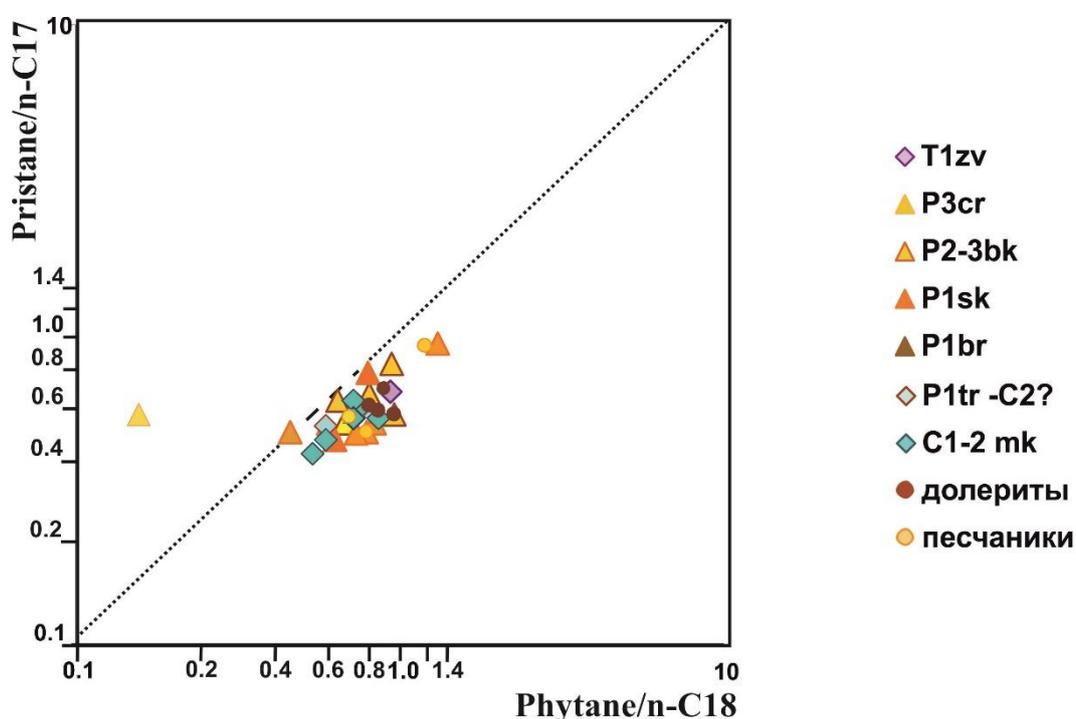


Рис. 4. Диаграмма Кеннона-Кессоу

Ещё одна особенность распределения n-алканов - единообразие их состава в образцах и интрузивных пород.

Совокупность приведённых данных свидетельствует о миграционной природе УВ, содержащихся в долеритах и базальте; в осадочных породах присутствуют как остаточные сингенетичные УВ в аргиллитах и алевролитах, так и смешанные с долей эпигенетичных в песчаниках и некоторых алевролитах.

Об этом свидетельствует характерный «нефтяной» облик (рис. 5) распределения n-алканов в образце алевролита черной свиты (P_{3cr}), отобранном в зоне контакта с перекрывающимися туфогенно-осадочными породами зверинской свиты нижнего триаса

(T_{1zv}), экранирующее действие которых могло препятствовать дальнейшей вертикальной миграции УВ в вышележащие толщи.

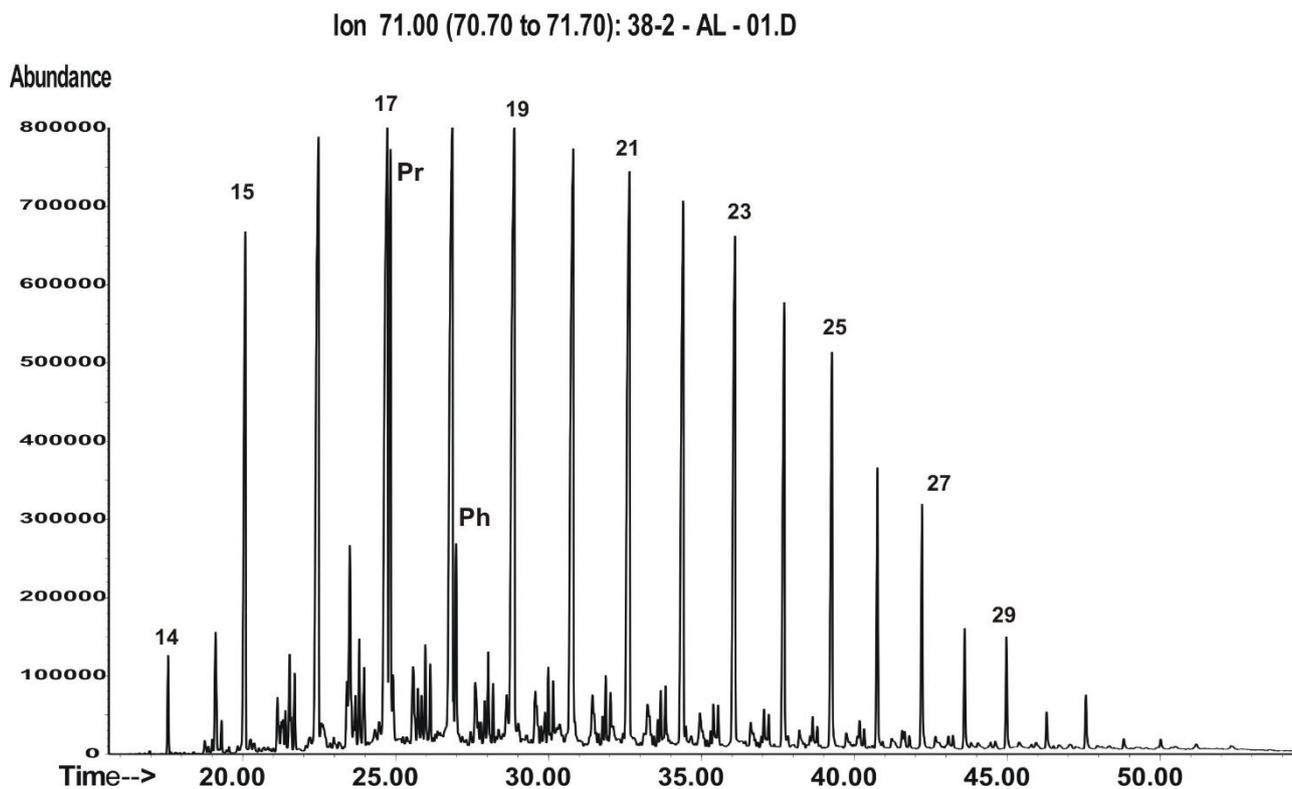


Рис. 5. Масс-хроматограмма алифатических углеводородов алевролита чернойарской свиты (P3cr)

О единстве источника УВ и сходстве уровня термальной зрелости РОВ свидетельствует и распределение терпанов, практически идентичное для всех изученных образцов (табл. 2). Трисноргопановый ($Ts/(Ts+Tm)$) и гомогопановый ($C_{31}(S/S+R)$) показатели термальной зрелости соответствуют подстадии мезокатагенеза ($> MK_2$). Отношения адиантана к гопану ($H_{29}/H_{30} = 0,6-0,8$) и высших гомогопанов ($H_{35R}/H_{34R} > 0,5-0,9$) позволяют считать морские карбонатные породы одним из источников УВ [Peters, Moldowan, 2004]. В то же время, значения этих индексов, не превышающие 1, а также отсутствие в составе терпанов гаммацераана, одного из наиболее характерных показателей РОВ эвапоритовых формаций, не даёт оснований для проведения аналогий между нефтидами изученных пород и нефтидами Анабаро-Хатангской седловины, источником которых полагают РОВ девонского соленосного комплекса [Каширцев и др., 2013].

Композиционный состав стерановых биомаркеров также соответствует, очевидно, мелководно-морским условиям формирования РОВ изученных образцов (рис. 6), а невысокие значения отношения этилхолестана к холестерану ($C_{29}/C_{27} = 1,2-1,3$) отражают его смешанный гумусо-сапропелевый генезис [Peters, Moldowan, 2004]. При этом соотношение

диастеранов и стеранов ($C_{27dia}/C_{27} = 0,5-0,9$) свидетельствует об участии глинистых минералов в преобразовании РОВ в диагенезе.

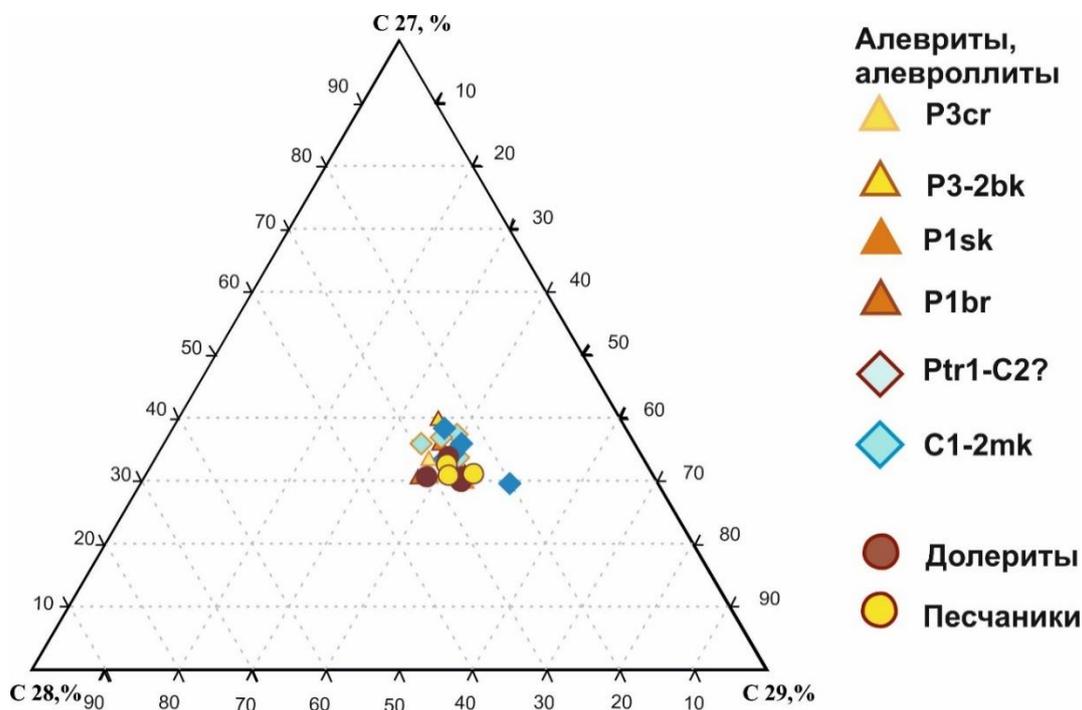
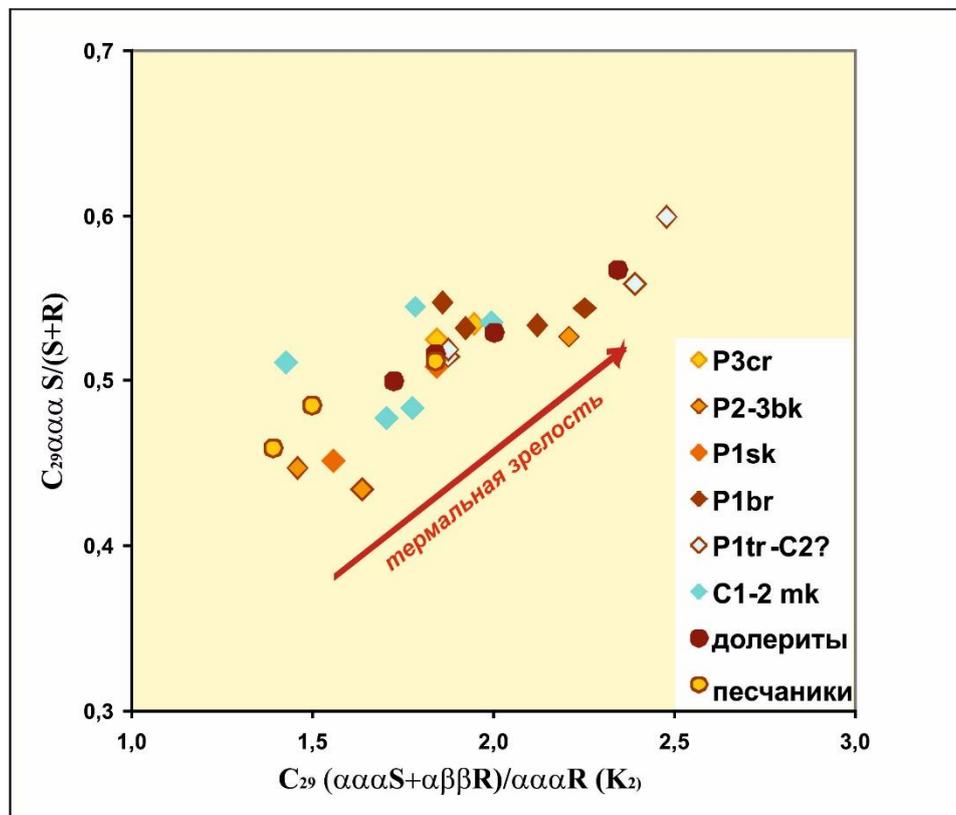


Рис. 6. Характеристика рассеянного органического вещества по составу стеранов

Достаточно широкий диапазон значений стерановых показателей термальной зрелости (рис. 7) не обусловлен стратиграфически и не носит систематического характера. Так, для ряда алевролитов турузовской свиты ($P_1-C_2?$) эти показатели выше, чем для алевролитов и аргиллитов макаровской (C_{1-2}), достигая термодинамического предела изомеризации, соответствующего градации катагенеза MK_{1-2} . Аналогичная тенденция наблюдается и для отложений пермского возраста, что может быть обусловлено различиями в соотношении сингенетичной и наложенной компонент в составе УВ, первая из которых более термально преобразована.

Ещё одним аргументом в пользу присутствия в изученных образцах миграционных УВ является специфика состава аренов, представленных практически полностью нафталином, фенантrenom и их алкилгомологами. Можно предположить, что высшие арены (алкилхризены, перилен и др.) аллохтонного ОВ, характерные для РОВ мелководных фаций, перешли в нерастворимое состояние. Это согласуется с экстремальными значениями ОВ ($> 99\%$), о чём сказано выше. При этом значения метилфенантренового индекса ($MPI = 0,3-0,5$) и рассчитанных на его основе показателей отражения витринита ($R^{vt} = 0,5-0,7$) соответствуют стадии раннего мезокатагенеза. Сочетание значительной полимеризации, характерной для РОВ высоких градаций катагенеза, и невысоких значений биомаркерных

показателей термальной зрелости можно объяснить лишь смешанным син- и эпибитумоидным происхождением УВ.



миграции могли послужить разрывные нарушения, характерные для данного региона в целом и наиболее широко распространенные в позднепалеозойско-раннемезозойских отложениях на возвышенности Киряка-Тасс [Погребницкий, 1971; Проскурнин и др., 2009; Афанасенков и др., 2016]. На это указывает определённое сходство УВ состава битумоидов изученных образцов с таковыми для среднеюрских отложений восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба [Ким и др., 2013].

Отсутствие у изученных образцов верхнепалеозойских пород признаков, позволяющих отнести их к нефтегазоперспективным, не исключает такие перспективы для данного района в целом [Нефтегазоносные бассейны..., 1994; Савченко и др., 2017]. Уровень термальной зрелости и состав битумоидов (гумусово-сапропелевый) характерны для нефтематеринских толщ.

Литература

Афанасенков А.П., Никишин А.М., Унгер А.В., Бордунов С.И., Луговая О.В., Чикишев А.А., Яковшина Е.В. Тектоника и этапы геологической истории Енисей-Хатангского бассейна и сопряжённого Таймырского орогена // Геотектоника. - 2016. - № 2. - С. 23–42.

Гедройц Н.А. Таймырская депрессия - возможный бассейн пермского нефтеобразования. Сборник статей по геологии Советской Арктики. - Л.-М., 1951. - С. 5-13.

Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Таймырско-Североземельская. Лист S-48 – оз. Таймыр (восточная часть). Объяснительная записка / В.Ф. Проскурнин, А.В. Гавриш, В.В. Межубовский, В.Р. Трофимов, В.Н. Егоров, Н.Н. Соболев, М.В. Наумов, Б.С. Васильев, Н.Н. Нагайцева, И.Н. Мозолева, Н.Я. Черненко, О.А. Межубовская, В.Д. Тарноградский, А.А. Багаева, В.В. Кямря, А.В. Шманяк, Ю.В. Заика, Н.Р. Горбацевич, Б.С. Петрушков, А.П. Матюшев, Е.А. Гусев, О.Г. Ромащенко. - СПб.: Картфабрика ВСЕГЕИ, 2009 (Минприроды России, Роснедра, ФГУП «ВСЕГЕИ», МУП «ПГРЭ», ОАО «МАГЭ»). - 253 с.

Грамберг И.С. О взаимоотношении пермских и триасовых отложений на севере Средней Сибири // Сборник статей по геологии Арктики. - Л.: Труды НИИГА, 1959. - Вып. 14. - Т. 65. - С. 44–51.

Грамберг И.С. Стратиграфия и литология пермских отложений северо-восточного края Сибирской платформы. - Л.: Гостоптехиздат, 1958. - 215 с.

Грамберг И.С., Преображенская Э.Н. Верхнепалеозойские и триасовые осадочные формации севера Сибирской платформы (в связи с проблемой нефтегазоносности) // Литология и осадочные полезные ископаемые Сибирской платформы. - Новосибирск. -

Труды СНИИГГИМС. - 1969. - С.107-110.

Данюшевская А.И., Войцеховская А.Г., Копылова Т.Н., Иванов В.Л. Геохимия органического вещества пермских отложений Оленёкского поднятия // Сборник статей по геохимии осадочных пород. - Л.: Недра. - Труды НИИГА. - 1969. - Т.161. - С.157-182.

Калинко М.К. История геологического развития и перспективы нефтегазоносности Хатангской впадины. - Л.: Труды НИИГА. - 1959. - Вып.104. - 360 с.

Калинко М.К. Перспективы нефтегазоносности севера Средней Сибири. Нефтегазоносность севера Сибири / Под ред. И.С. Грамберга и М.К. Калинко. - Л.: Гостоптехиздат, 1958. - С.183-214.

Каширцев В.А., Ким Н.С., Фурсенко Е.А., Дзюба О.С., Фомин А.Н., Чалая О.Н. Генезис нефтей и нефтепроявлений Анабаро-Хатангской седловины (Арктический сектор Сибирской платформы) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. - 2013. - №1. - С. 54-63.

Ким Н.С., Родченко А.П. Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика. - 2013. - Т. 54. - № 8. - С. 1236-1252.

Конторович А.Э., Бабина Н.М., Богородская Л.И., Кащенко С.А., Ларичев А.И., Мельникова В.М., Соболев П.Н., Стасова О.Ф. История залежей нефти и газа в верхнедокембрийских и нижне-среднепалеозойских отложениях Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Восточной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СНИИГГИМС, 1978. - С. 61-97.

Мазитов М.Р., Качкин А.А., Скачек К.Г., Ларичев А.И., Бостриков О.И., Хабаров А.Н., Семенова З.А. Геолого-геохимические критерии нефтегазоносности Анабаро-Хатангской седловины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2017. - Т.12. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/1/43_2017.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/43_2017

Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Енисей-Хатангский бассейн / Под ред. А.Э. Конторовича. – Новосибирск, 1994. - Выпуск 3. - 71 с.

Погребицкий Ю.Е. Палеотектонический анализ Таймырской складчатой системы. - Л.: Труды НИИГА. - 1971. - Т.166. - 248 с.

Полякова И.Д., Борукаев Г.Ч. Структура и нефтегазовый потенциал Лаптевоморского региона // Литология и полезные ископаемые. - 2017. - № 4. - С. 322–339.

Полякова И.Д., Колганова М.М., Соболева Е.И., Степаненко Г.Ф. Геохимические критерии нефтегазоносности севера Сибирской платформы // Геология и нефтегазоносность Енисей-Хатангского бассейна. - М.: Наука, 1982. - С.119-132.

Преображенская Э.Н., Грамберг И.С. Генетическая природа рассеянного органического вещества верхнепалеозойских отложений северного борта Енисей-

Хатангского прогиба // Состав и происхождение органического вещества осадочных толщ Арктики. - Л.: Труды НИИГА. - 1973. - С. 22-25.

Пронкин А.П., Савченко В.И., Хлебников П.А., Эрнст В.А., Филипов Ю.А., Афанасенков А.П., Ефимов А.С., Ступакова А.В., Бордунов С.И., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Глухова Т.А., Перетолчин К.А. Новые данные о геологическом строении и возможной нефтегазоносности зон сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ со складчатым Таймыром // Геология нефти и газа. - 2012. - № 1. - С. 30-44.

Пронкин А.П., Савченко В.И., Шумский Б.В. Перспективы нефтегазоносности Хатангского залива // Offshore [Russia]. Мировые тренды и технологии морской нефтегазодобычи. - 2013. - № 1. - С. 18–22.

Савченко В.И., Ступакова А.В., Перетолчин К.А. О перспективах наличия крупных месторождений нефти и газа на Восточном Таймыре // Георесурсы. Спецвыпуск. Часть 2. – 2017. - С. 186-193.

Степаненко Г.Ф. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности верхнепалеозойских и мезозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины // Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. – Новосибирск: СНИИГГиМС, 1985. - 20 с.

Степаненко Г.Ф. Закономерности распределения органического вещества в пермских отложениях Анабаро-Хатангского междуречья // Геохимические и гидрогеологические предпосылки поисков нефти и газа Сибири. - Новосибирск, 1983. - С. 54-60.

Устрицкий В.И. Биостратиграфия верхнего палеозоя Арктики. - Л.: Труды НИИГА. - 1971. - Т.164. - 278 с.

Peters K., Walters C., Moldowan J. The biomarker guide. Cambridge University Press, 2004. - 364 p.

Schaef H.T., Mc Grail B.P., Owen A.T. Carbonate mineralization of volcanic province basalts // Intern. J. of Greenhouse Gas Control. - 2010. - V. 4. - Issue 2. - P. 249-261. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.10.009>

Petrova V.I., Batova G.I., Kursheva A.V., Litvinenko I.V., Morgunova I.P., Rusinovich A.V.
All-Russia Research Institute for Geology and Mineral Resources of the World named after I.S. Gramberg (VNIOkeangeologia named after I.S. Gramberg), St. Petersburg, Russia, petrovavi@mail.ru

MOLECULAR GEOCHEMISTRY OF ORGANIC MATTER AND PETROLEUM GENERATION POTENTIAL OF THE UPPER PALEOZOIC ROCKS BELONGING TO THE PRE-TAIMYR UPLIFT ZONE

Studies of organic matter from the Upper Paleozoic sequences were carried out for the first time using complex of modern organic geochemistry (GC-MS) methods. Samples were obtained from outcrop in the junction zone with the Siberian Basin folded Taimyr. Bituminological analysis and distribution of hydrocarbon biomarkers allowed determining the composition, conditions of formation and the level of thermal maturity of organic mater. The impact of dynamocatagenesis on the activation of primary migration led to the appearance of epigenic hydrocarbons in the Permian sections. The source of which may be either the underlying rocks of the Lower Carboniferous other the adjacent Jurassic rocks of hydrocarbons the Mesozoic-Cenozoic megacomplex. The source rocks quality determined in samples collected only from outcrops is moderate but that does not exclude petroleum prospects in this areas as a whole.

Keywords: organic matter, Upper Paleozoic deposits, hydrocarbons biomarkers, petroleum potential, Pre-Taimyr uplift zone.

References

Afanasenkov A.P., Nikishin A.M., Unger A.V., Bordunov S.I., Lugovaya O.V., Chikishev A.A., Yakovishina E.V. *Tektonika i etapy geologicheskoy istorii Enisey-Khatangskogo basseyna i sopryazhennogo Taymyrskogo orogena* [Tectonics and stages of the geological history of the Yenisei-Khatanga basin and the conjugated Taimyr orogen]. *Geotektonika*, 2016, no. 2, p.23–42.

Danyushevskaya A.I. Voytsekhovskaya A.G., Kopylova T.N., Ivanov V.L. *Geokhimiya organicheskogo veshchestva permskikh otlozheniy Olenekskogo podnyatiya* [Geochemistry of the organic matter of the Permian sediments of the Olenyok Uplift]. *Sbornik statey po geokhimi osadochnykh porod*, Leningrad: Nedra, Trudy NIIGA, 1969, vol.161, p.157-182.

Gedroyts H.A. *Taymyrskaya depressiya - vozmozhnyy basseyn permskogo nefteobrazovaniya* [The Taimyr depression is a possible basin of Perm oil formation. Collection of articles on the geology of the Soviet Arctic]. *Sbornik statey po geologii Sovetskoy Arktiki*, Leningrad-Moscow, 1951, p. 5-13.

Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii. Masshtab 1:1000000 (tret'e pokolenie). Seriya Taymyrsko-Severozemel'skaya [State Geological Map of the Russian Federation. The Taimyr-Severozemelskaya series]. List S-48 – oz. Taymyr (vostochnaya chast'). Ob'yasnitel'naya zapiska / V.F. Proskurnin, A.V. Gavrish, V.V. Mezhubovskiy, V.R. Trofimov, V.N. Egorov, N.N. Sobolev, M.V. Naumov, B.S. Vasil'ev, N.N. Nagaytseva, I.N. Mozoleva, N.Ya. Chernenko, O.A. Mezhubovskaya, V.D. Tarnogradskiy, A.A. Bagaeva, V.V. Kyamyarya, A.V. Shmanyak, Yu.V. Zaika, N.R. Gorbatshevich, B.S. Petrushkov, A.P. Matyushev, E.A. Gusev, O.G. Romashchenko. St. Petersburg: Kartfabrika VSEGEI, 2009 (Minprirody Rossii, Rosnedra, FGUP «VSEGEI», MUP «PGRE», OAO «MAGE»), 253 p.

Gramberg I.S. *O vzaimootnoshenii permskikh i triasovykh otlozheniy na severe Sredney Sibiri* [On the relationship between the Permian and Triassic deposits in the north of Middle Siberia]. *Sbornik statey po geologii Arktiki*, Leningrad: Trudy NIIGA, 1959, issue 14, vol. 65, p. 44–51.

Gramberg I.S. *Stratigrafiya i litologiya permskikh otlozheniy severo-vostochnogo kraya Sibirskoy platform* [Stratigraphy and lithology of the Permian deposits of the northeast edge of the Siberian platform]. Leningrad: Gostoptekhizdat, 1958, 215 p.

Gramberg I.S., Preobrazhenskaya E.N. *Verkhnepaleozoyskie i triasovye osadochnye formatsii*

severa Sibirskoy platformy (v svyazi s problemoy neftegazonosnosti) [Upper Paleozoic and Triassic sedimentary formations of the north of the Siberian platform (in connection with the problem of oil and gas potential)]. *Litologiya i osadochnye poleznye iskopaemye Sibirskoy platformy*, Novosibirsk, Trudy SNIIGGIMS, 1969, p.107-110.

Kalinko M.K. *Istoriya geologicheskogo razvitiya i perspektivy neftegazonosnosti Khatangskoy vpadiny* [History of geological development and prospects of oil and gas potential of the Khatanga depression]. Leningrad: Trudy NIIGA, 1959, issue 104, 360 p.

Kalinko M.K. *Perspektivy neftegazonosnosti severa Sredney Sibiri* [Prospects of oil and gas potential in the north of Central Siberia. Oil and gas potential of the north of Siberia]. *Neftegazonosnost' severa Sibiri*, Editor I.S. Gramberga i M.K. Kalinko, Leningrad: Gostoptekhizdat, 1958, p.183-214.

Kashirtsev V.A., Kim N.S., Fursenko E.A., Dzyuba O.S., Fomin A.N., Chalaya O.N. *Genezis neftey i nefteproyavleniy Anabaro-Khatangskoy sedloviny (Arkticheskiy sektor Sibirskoy platformy)* [Genesis of oil and oil manifestations of the Anabar-Khatangskaya saddle (Arctic sector of the Siberian platform)]. *Geologiya i mineral'no-syr'evye resursy Sibiri*, 2013, no.1, p. 54-63.

Kim N.S., Rodchenko A.P. *Organicheskaya geokhimiya i neftegazogeneratsionnyy potentsial yurskikh i melovykh otlozheniy Enisey-Khatangskogo regional'nogo progiba* [Geochemistry and oil and gas generation potential of the Jurassic and Cretaceous deposits of the Yenisei-Khatanga regional trough]. *Geologiya i geofizika*, 2013, vol. 54, no. 8, p. 1236-1252.

Kontorovich A.E., Babina N.M., Bogorodskaya L.I., Kashchenko S.A., Larichev A.I., Mel'nikova V.M., Sobolev P.N., Stasova O.F. *Istoriya zalezhey nefti i gaza v verkhnedokembriyskikh i nizhne-srednepaleozoyskikh otlozheniyakh Sibirskoy platformy* [History of oil and gas deposits in the Upper Precambrian and Lower-Middle Paleozoic deposits of the Siberian Platform]. *Geologiya i neftegazonosnost' Vostochnoy Sibiri*, Novosibirsk: Izd-vo SNIIGGiMS, 1978, p. 61-97.

Mazitov M.R., Kachkin A.A., Skachek K.G., Larichev A.I., Bostrikov O.I., Khabarov A.N., Semenova Z.A. *Geologo-geokhimicheskie kriterii neftegazonosnosti Anabaro-Khatangskoy sedloviny* [Geological-geochemical criteria of the Anabaro-Khatang petroleum saddle]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2017, vol. 12, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/1/43_2017.pdf. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/43_2017

Neftegazonosnye basseyny i regiony Sibiri. Enisey-Khatangskiy basseyn [Oil and gas bearing basins and regions of Siberia. Yenisei-Khatanga basin]. Editor A.E. Kontorovicha, Novosibirsk, 1994, no. 3, 71 p.

Peters K., Walters C., Moldowan J. *The biomarker guide*. Cambridge University Press, 2004, 364 p.

Pogrebitskiy Yu.E. *Paleotektonicheskiy analiz Taymyrskoy skladchatoy sistemy* [Paleotectonic analysis of the Taimyr fold system]. Leningrad: Trudy NIIGA, 1971, vol. 166, 248 p.

Polyakova I.D., Borukaev G.Ch. *Struktura i neftegazovyy potentsial Laptevomorskogo regiona* [Structure and oil and gas potential of the Laptev Sea region]. *Litologiya i poleznye iskopaemye*, 2017, no. 4, p. 322-339.

Polyakova I.D., Kolganova M.M., Soboleva E.I., Stepanenko G.F. *Geokhimicheskie kriterii neftegazonosnosti severa Sibirskoy platformy* [Geochemical criteria of oil and gas potential of the north of the Siberian platform]. *Geologiya i neftegazonosnost' Enisey-Khatangskogo basseyna*, Moscow: Nauka, 1982, p.119-132.

Preobrazhenskaya E.N., Gramberg I.S. *Geneticheskaya priroda rasseyannogo organicheskogo veshchestva verkhnepaleozoyskikh otlozheniy severnogo borta Enisey-Khatangskogo progiba* [The genetic origin of the dispersed organic matter of the Upper Paleozoic deposits of the northern side of the Yenisei-Khatanga trough]. *Sostav i proiskhozhdenie organicheskogo veshchestva osadochnykh tolshch Arktiki*, Leningrad: Trudy NIIGA, 1973, p. 22-25.

Pronkin A.P., Savchenko V.I., Khlebnikov P.A., Ernst V.A., Filiptsov Yu.A., Afanasenkov A.P., Efimov A.S., Stupakova A.V., Bordunov S.I., Suslova A.A., Sautkin R.S.,

Glukhova T.A., Peretolchin K.A. *Novye dannye o geologicheskoy stroenii i vozmozhnoy neftegazonosnosti zon sochleneniya Zapadno-Sibirskoy i Sibirskoy platform so skladchatym Taymyrom* [New data on the geological structure and possible oil and gas potential of the junction zones of the West Siberian and Siberian platforms with folded Taimyr]. *Geologiya nefti i gaza*, 2012, no. 1, p. 30-44.

Pronkin A.P., Savchenko V.I., Shumskiy B.V. *Perspektivy neftegazonosnosti Khatangskogo zaliva* [Prospects for the oil and gas potential of the Khatanga Bay]. *Offshore [Russia]. Mirovye trendy i tekhnologii morskoy neftegazodobychi*, 2013, no. 1, p. 18–22.

Savchenko V.I., Stupakova A.V., Peretolchin K.A. *O perspektivakh nalichiya krupnykh mestorozhdeniy nefti i gaza na Vostochnom Taymyre* [On the prospects for the presence of large oil and gas deposits in the Eastern Taimyr]. *Georesursy. Spetsvypusk, part 2*, 2017, p.186-193.

Schaefer H.T., Mc Grail B.P., Owen A.T. Carbonate mineralization of volcanic province basalts. *Intern. J. of Greenhouse Gas Control.* - 2010. - V. 4. - Issue 2. - P. 249-261. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.10.009>

Stepanenko G.F. *Geologo-geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti verkhnepaleozoyskikh i mezozoyskikh otlozheniy Anabaro-Khatangskoy sedloviny* [Geological and geochemical preconditions for the oil and gas content of the Upper Paleozoic and Mesozoic deposits of the Anabar-Khatangskaya saddle]. *Avtoreferat dissertatsii na soiskanie uchenoy stepeni kandidata geologo-mineralogicheskikh nauk*, Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1985, 20 p.

Stepanenko G.F. *Zakonomernosti raspredeleniya organicheskogo veshchestva v permskikh otlozheniyakh Anabaro-Khatangskogo mezhdurech'ya* [Regularities in the distribution of organic matter in the Permian sediments of the Anabar-Khatang interfluvium. Geochemical and hydrogeological prerequisites for the search for oil and gas in Siberia]. *Geokhimicheskie i gidrogeologicheskie predposylki poiskov nefti i gaza Sibiri*, Novosibirsk, 1983, p. 54-60.

Ustritskiy V.I. *Biostratigrafiya verkhnego paleozoya Arktiki* [Biostratigraphy of the Upper Paleozoic of the Arctic]. Leningrad: Trudy NIIGA, 1971, vol. 164, 278 p.

© Петрова В.И., Батова Г.И., Куршева А.В., Литвиненко И.В., Моргунова И.П., Русинович А.В., 2018