

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.47-63>

УДК 547.91:533.98 (571.1)

Углеводороды-биомаркеры и изотопный состав углерода битумоидов и нефтей мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области

А.П. Афанасенков^{1,2}, Т.П. Жеглова¹, А.Л. Петров^{1*}

¹Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, Москва, Россия

²Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

На основе анализов изотопного состава углерода, состава и распределения углеводородов-биомаркеров нефтей и битумоидов из нефтематеринских пород мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области и северо-востока Западно-Сибирской плиты выделены две группы нефтей и битумоидов, генетически связанные с органическим веществом преимущественно сапропелевого типа (I группа) и преимущественно гумусового типа (II группа). Проведена генетическая корреляция нефтей и битумоидов. Определены возможные очаги генерации, участвовавшие в формировании залежей углеводородов.

Ключевые слова: Енисей-Хатангская нефтегазоносная область, углеводороды-биомаркеры, изотопный состав углерода, битумоиды, органическое вещество, нефть, генетическая типизация, корреляция

Для цитирования: Афанасенков А.П., Жеглова Т.П., Петров А.Л. (2019). Углеводороды-биомаркеры и изотопный состав углерода битумоидов и нефтей мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области. Георесурсы, 21(1), с. 47-63. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.47-63>

Введение

Изучение углеводородов-биомаркеров является приоритетным направлением в органической геохимии последних десятилетий. Состав и закономерности распределения этих углеводородов используются для определения фациально-генетического типа исходного органического вещества (ОВ), условий его накопления, преобразования в диагенезе и катагенезе. Эти исследования дают возможность не только коррелировать разделенные в пространстве скопления углеводородов, но и проводить достаточно корректные реконструкции облика и условий формирования материнских отложений, что в конечном счете позволяет определять очаги генерации углеводородов. Все это обуславливает актуальность биомаркерных исследований, являющихся важным и необходимым компонентом современного комплекса геолого-геохимических исследований с целью оценки перспектив нефтегазоносности и определения дальнейших направлений поиска и разведки залежей углеводородов.

Результаты выполненных в последние годы геохимических исследований нефтей и битумоидов мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты, отражены в работах А.П. Афанасенкова (Афанасенков и др., 2015), И.В. Гончарова (Гончаров и др., 2010а, Гончаров и др., 2010б), М.В. Дахновой (Дахнова и др., 2009), Н.С. Ким (Ким, 2013), А.И. Ларичева (Ларичев и др., 2003), Ю.Ф. Филипцова (Филипцов и др., 2006), Е.Ф. Фурсенко (Фурсенко, 2016) и др. Выделение авторами генотипов ОВ и нефтей основывалось на совокупности биомаркерных параметров и изотопном составе углерода.

Дальнейшим направлением исследований в этом регионе является дополнительное изучение геохимических особенностей органического вещества и пластовых флюидов в пределах месторождений, изучение изменений их генезиса по площади и разрезу рассматриваемого региона, установление генетических связей нефть – исходное ОВ и определение очагов генерации уже открытых месторождений и залежей углеводородов (УВ).

Биомаркерные характеристики и генетическая типизация битумоидов

Выполнены исследования состава и закономерностей распределения углеводородов-биомаркеров 48 образцов автохтонных битумоидов, выделенных из потенциально нефтематеринских пород, залегающих в интервале глубин 2552,3-4015,5 м в западной части Енисей-Хатангской нефтегазоносной области (НГО) и прилегающих районах: скв. Дерябинская 5 и 6; Пеляткинская 15; Яковлевская 2; Турковская 1; Ушаковская 1; Пайяхская 1,4; Озерная 10, Горчинская 1; Сузунская 4 (Рис. 1). Стратиграфический диапазон распространения образцов охватывает преимущественно юрские отложения: яновстанскую (J_3-K_1 jan) гольчихинскую (J_2-K_1 gl), сивовскую (J_3 sg), точинскую (J_{2-3} tc), малышевскую (J_2 ml) и вымскую (J_2 wm) свиты.

Комплекс выполненных исследований включал газохроматографический, хромато-масс-спектрометрический и изотопный анализы битумоидов. Все исследования выполнены во Всероссийском научно-исследовательском геологическом нефтяном институте (ВНИГНИ) по единым аттестованным методикам (Свидетельства об аттестации методик №223.0009/RA.RU.311866/2018; №224/2013-01.00115-2013).

Результаты геохимических исследований образуют значительные по объему массивы данных. Надежным способом для их комплексного обобщения является

* Ответственный автор: Александр Леонидович Петров
E-mail: a.petrov@vniigni.ru

© 2019 Коллектив авторов

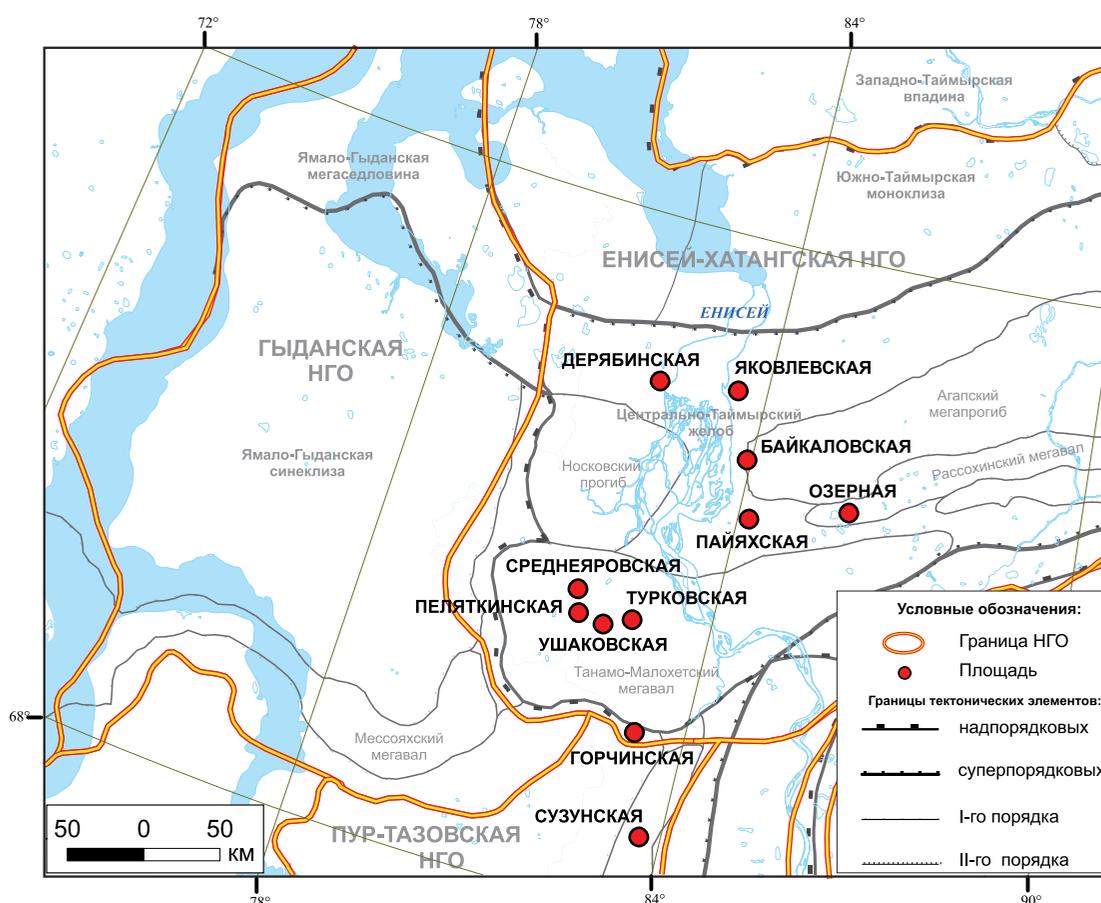


Рис. 1. Схема расположения площадей, из скважин которых отобраны образцы керн для геохимических исследований

использование методов математической статистики. Для генетической типизации битумоидов и нефтей применялся кластерный анализ.

В качестве исходных данных для анализа использовались изотопный состав углерода битумоидов и молекулярные параметры их углеводородного состава, отражающие генетический тип ОВ, геохимические условия его накопления, преобразования в диагенезе и катагенезе (Табл. 1). Мерой сходства изучаемых объектов служило евклидово расстояние, алгоритмом их объединения в кластеры – метод Уорда. Дендрограмма объединения изученных образцов в группы приведена на рисунке 2.

Согласно результатам кластерного анализа, изученные битумоиды подразделяются на две группы (кластера).

Сравнение параметров, использованных в кластерном анализе, позволило выявить основные различия между битумоидами выделенных групп.

Одной из основных характеристик, отличающей битумоиды I-ой группы от II-ой, является изотопный состав углерода (ИСУ). Битумоиды I группы, по сравнению со II-ой, существенно обогащены легким изотопом углерода (^{12}C); присущие им значения $\delta^{13}\text{C}$ меняются от -29,9 до -32,5 ‰. Значения $\delta^{13}\text{C}$ для битумоидов II группы колеблются в интервале от -25,2 до -27,4 ‰ (Табл. 1).

По составу и распределению н-алканов четких различий между битумоидами выделенных групп не выявлено, что показано на рисунке 3, на котором приведены хроматограммы насыщенных фракций типичных образцов битумоидов обеих групп.

Большинство битумоидов I-ой группы (за исключением образца из скв.5 Дерябинская, J_2-K_1gl , гл. 3026 м)

характеризуются одномодальным распределением н-алканов с преобладанием относительно низкомолекулярных гомологов и максимумом на $n-C_{15-17}$. Такое распределение характерно для ОВ морского происхождения невысоких градаций катагенеза.

Образец из скв.5 Дерябинская (J_2-K_1gl , гл. 3026 м), отличающийся от большинства других в I-ой группе, характеризуется преобладанием средне-высокомолекулярных гомологов ($n-C_{15}-n-C_{27}$) без ярко выраженного максимума и нечетностью при $n-C_{17}$, $n-C_{19}$, $n-C_{21}$, $n-C_{23}$, $n-C_{25}$, $n-C_{27}$ (Рис. 3).

Похожими на образец из скв. 5 Дерябинская (J_2-K_1gl , гл. 3026 м) распределениями н-алканов характеризуется и большинство битумоидов II-ой группы из скважин: Озерная, 8 (J_3sg); Горчинская, 1 (J_2wm); Средняяровская, 3 (J_2-K_1gl); Яковлевская, 2 (J_2-K_1gl); Турковская, 1 (J_2-K_1gl , J_2ml); Ушаковская, 1 (J_2ml); Дерябинская, 5 (J_2ml), отобранных в диапазоне глубин 3266,0-3495,8 м (Рис. 3). Такой профиль распределения н-алканов, как правило, свойственен ОВ наземного происхождения. Среди битумоидов II-ой группы выделяются два образца сиговской свиты из скважин Пайяхская, 1 и Озерная, 10, отобранные с глубин более 3500 м. Они характеризуются одномодальной кривой распределения н-алканов с максимумом на $n-C_{15-16}$ и плавным снижением концентраций н-алканов по мере увеличения их молекулярного веса. Такое распределение, как было сказано выше, присуще ОВ морского генезиса невысоких градаций катагенеза, однако отмечается и в нефтях и битумоидах наземного происхождения, но высоких градаций катагенеза (Рис. 3).

Различия между битумоидами выделенных групп в

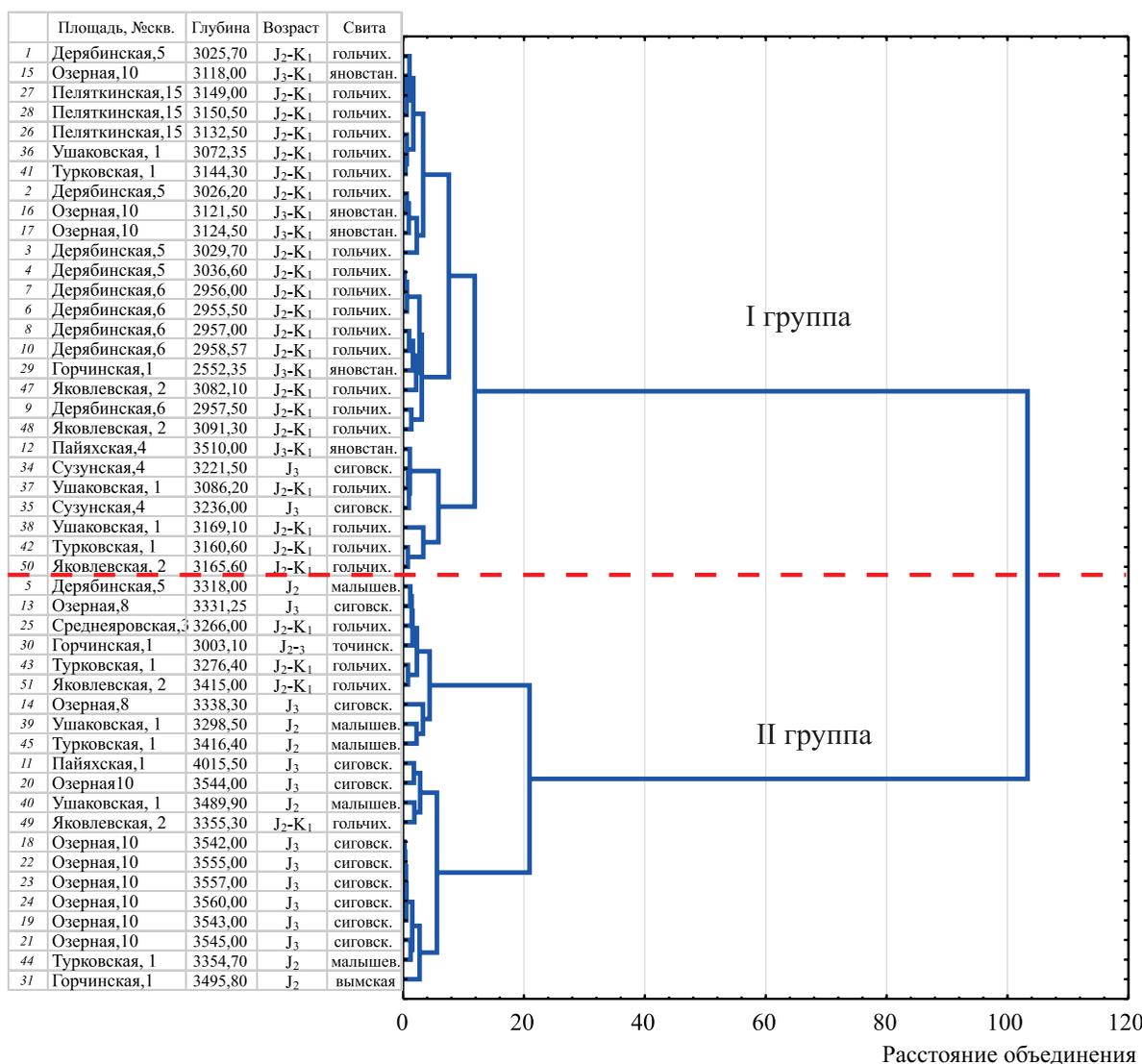


Рис. 2. Дендрограмма объединения битумоидов западной части Енисей-Хатангской НГО и сопредельных территорий в кластеры. Мера сходства между объектами – эвклидово расстояние. Алгоритм кластерного анализа – метод Уорда.

значениях отношения Pr/Ph не значительны. Так, в большинстве образцов I-ой группы величина этого отношения 1,79-3,66, а в образцах II-ой – 2,17-5,71 (Табл. 1).

Необходимо отметить, что в ряде образцов битумоидов I-ой группы (Дерябинская, скв.5, гл. 3036,6 м; Дерябинская, скв.6, гл. 2955,5-2958,6 м; Яковлевская, скв.2, гл. 3082,1-3355,3 м) зарегистрированы высокие относительные концентрации пристана (Pr/nC₁₇, табл. 1). Кроме того, в этих образцах явно выражено преобладание нечетных гомологов над четными в относительно высокомолекулярной области распределения n-алканов, что указывает на невысокую зрелость ОВ этих образцов¹. Об этом же говорит наличие на хроматограммах отчетливых пиков полициклических нафтенос, свидетельствующих об их высоком содержании в этих битумоидах (Рис. 3).

Несмотря на отсутствие ярко выраженных различий в характере распределения n-алканов и ациклических изопреноидов в битумоидах I и II групп², они явно

разнятся по распределению полициклических нафтенос (стеранов, три-, тетра- и пентациклических тритерпанов), что хорошо видно на масс-хроматограммах по основным фрагментарным ионам (m/z 218 и m/z 191) (Рис. 4).

Так, в составе полициклических нафтенос битумоидов I группы, по сравнению со II-ой, существенно выше доля стерановых углеводородов. Битумоиды II группы, наоборот, характеризуются резким преобладанием пентациклических тритерпанов, поэтому значения отношения STER/PENT для большинства из них существенно ниже, чем в образцах I-ой группы. Исключение представляют три образца из скважин: Пайяхская пл., 1, J₃sg, гл. 4015,5 м; Озерная пл., 10, J₃sg, гл. 3544,0 м; Горчинская, пл., 1, J₂wm, гл. 3495,8 м) (Табл. 1, рис. 5).

Одним из важнейших генетических признаков, отличающим битумоиды I-ой группы от II-ой, является распределение в них стерановых углеводородов. Образцы I-ой группы характеризуются примерно равным содержанием C₂₇, C₂₈, C₂₉ стеранов. В битумоидах II-ой группы резко преобладают C₂₉ гомологи как среди биоэпимеров ааа-стеранов, так и среди изостеранов (Табл. 1, рис. 6).

¹ Следует также учитывать, что повышенное содержание пристана в битумоидах может быть обусловлено генетическими особенностями ОВ этих отложений – наличием специфических форм биопродуктов с повышенным содержанием пристана в исходной биомассе, например, зоопланктона и/или биомассы бактерий (Серебрянникова и др., 2012).

² Ранее это отмечалось для битумоидов ЕХРП в работах Ким Н.С. и Родченко А.П. (Ким, Родченко, 2013).

№ обр.	Площадь	Скв.	Глубина, м	Возраст	Свита	$\delta^{13}C, \text{‰}$ (PDB)	Pr/Ph	Pr/nC ₁₇	Ph/nC ₁₈	TRICYC	PENT	STER	C ₂₉ SSR	C ₂₉ BAA	$\Sigma C_{29BB}/C_{29R}$	C ₂₇ BBS/C ₂₈ BBS	C ₂₉ BBS	C ₂₉ S/R	C ₂₉ BB/AA	MOR/HOP	hC ₃₅ /hC ₃₄	STER/PENT	HOP/C ₂₉ SR	C ₃₀ */NEO	
1	Дерябинская	5	3025,70	J ₂ -K ₁	гольчих.	-32,5	2,14	0,99	0,54	9,8	61,3	28,9	0,37	0,47	0,93	0,32	0,31	0,37	0,60	0,23	0,57	0,47	1,71	0,13	
15	Озерная	10	3118,00	J ₂ -K ₁	яновстан.	-31,8	2,43	0,94	0,45	11,2	54,5	34,3	0,48	0,37	1,56	0,32	0,28	0,40	0,93	0,89	0,13	0,62	0,63	1,85	0,32
27	Пелятинская	15	3149,00	J ₂ -K ₁	гольчих.	-31,8	2,04	1,02	0,64	4,5	58,7	36,8	0,44	0,37	1,20	0,33	0,30	0,37	0,79	0,59	0,15	0,59	0,63	1,94	0,32
28	Пелятинская	15	3150,50	J ₂ -K ₁	гольчих.	-31,6	2,08	1,02	0,62	3,2	56,3	40,5	0,43	0,37	1,27	0,31	0,30	0,39	0,76	0,61	0,15	0,53	0,72	1,62	0,60
26	Пелятинская	15	3132,50	J ₂ -K ₁	гольчих.	-31,5	2,10	1,14	0,69	4,4	63,2	32,4	0,46	0,39	1,22	0,33	0,29	0,38	0,86	0,63	0,17	0,55	0,51	2,33	0,43
36	Ушаковская	1	3072,35	J ₂ -K ₁	гольчих.	-31,6	2,29	1,21	0,65	5,3	60,5	34,1	0,54	0,49	1,66	0,35	0,32	0,33	1,15	0,95	0,14	0,49	0,56	2,26	0,40
41	Турковская	1	3144,30	J ₂ -K ₁	гольчих.	-31,3	2,14	1,10	0,57	9,2	59,1	31,7	0,57	0,53	2,08	0,37	0,29	0,34	1,33	1,13	0,18	0,48	0,54	2,31	0,59
2	Дерябинская	5	3026,20	J ₂ -K ₁	гольчих.	-32,4	2,11	0,93	0,46	8,6	69,0	22,4	0,38	0,41	1,07	0,33	0,30	0,37	0,61	0,70	0,25	0,49	0,32	2,56	0,23
16	Озерная	10	3121,50	J ₂ -K ₁	яновстан.	-32,1	2,55	0,84	0,36	12,4	63,4	24,2	0,48	0,48	1,62	0,32	0,28	0,40	0,93	0,94	0,14	0,44	0,38	2,54	0,27
17	Озерная	10	3124,50	J ₂ -K ₁	яновстан.	-31,9	2,44	0,93	0,46	9,0	71,0	20,0	0,48	0,50	1,68	0,31	0,28	0,41	0,93	1,00	0,18	0,44	0,28	3,20	0,43
3	Дерябинская	5	3029,70	J ₂ -K ₁	гольчих.	-31,5	3,19	1,36	0,49	7,7	70,8	21,5	0,42	0,44	1,16	0,34	0,27	0,39	0,73	0,80	0,18	0,47	0,30	4,05	0,22
4	Дерябинская	5	3036,60	J ₂ -K ₁	гольчих.	-32,0	2,55	1,97	0,90	8,3	68,2	23,5	0,42	0,42	1,09	0,31	0,30	0,39	0,72	0,72	0,24	0,46	0,34	2,33	0,26
7	Дерябинская	6	2956,00	J ₂ -K ₁	гольчих.	-32,1	2,60	1,95	0,92	8,8	68,2	23,0	0,30	0,29	0,56	0,33	0,31	0,36	0,43	0,41	0,22	0,46	0,34	2,15	0,20
6	Дерябинская	6	2955,50	J ₂ -K ₁	гольчих.	-32,3	2,91	1,28	0,94	6,5	71,0	22,5	0,30	0,31	0,59	0,31	0,32	0,38	0,43	0,46	0,21	0,48	0,32	2,11	0,16
8	Дерябинская	6	2957,00	J ₂ -K ₁	гольчих.	-32,0	1,92	2,69	1,13	7,7	65,7	26,7	0,30	0,28	0,30	0,34	0,34	0,36	0,43	0,39	0,28	0,46	0,41	1,74	0,20
10	Дерябинская	6	2958,57	J ₂ -K ₁	гольчих.	-31,7	2,67	2,30	1,00	7,1	62,9	30,0	0,29	0,28	0,52	0,30	0,34	0,36	0,42	0,38	0,31	0,48	0,48	1,29	0,13
29	Горчинская	1	2552,35	J ₂ -K ₁	яновстан.	-31,9	1,79	1,53	1,06	2,9	50,7	46,4	0,29	0,22	0,49	0,30	0,30	0,40	0,40	0,28	0,25	0,60	0,92	0,89	0,30
47	Яковлевская	2	3082,10	J ₂ -K ₁	гольчих.	-31,5	2,93	2,87	1,35	6,4	53,4	40,1	0,36	0,31	0,65	0,37	0,31	0,32	0,55	0,44	0,31	0,65	0,75	1,01	0,46
9	Дерябинская	6	2957,50	J ₂ -K ₁	гольчих.	-31,3	3,48	2,38	0,86	7,8	64,9	27,4	0,30	0,29	0,55	0,28	0,38	0,35	0,42	0,41	0,23	0,50	0,42	1,95	0,07
48	Яковлевская	2	3091,30	J ₂ -K ₁	гольчих.	-31,0	3,66	3,27	1,08	8,5	59,5	32,0	0,36	0,29	0,61	0,37	0,29	0,34	0,57	0,41	0,39	0,56	0,54	1,16	0,47
12	Пайковская	4	3510,00	J ₂ -K ₁	яновстан.	-30,4	1,81	0,72	0,48	6,8	55,2	38,0	0,46	0,52	2,03	0,33	0,32	0,35	0,84	1,10	0,12	0,72	0,69	1,85	0,55
34	Сузунская	4	3221,50	J ₂ -K ₁	ситовск.	-30,0	2,73	1,00	0,39	5,2	59,1	35,7	0,42	0,35	0,89	0,34	0,23	0,44	0,73	0,53	0,29	0,56	0,60	1,51	0,35
37	Ушаковская	4	3086,20	J ₂ -K ₁	гольчих.	-30,0	2,35	0,90	0,50	7,2	61,0	31,8	0,58	0,54	2,02	0,36	0,28	0,36	1,38	1,16	0,19	0,44	0,52	1,90	0,60
35	Ушаковская	4	3236,00	J ₂ -K ₁	ситовск.	-29,9	2,19	1,43	0,86	5,3	55,3	39,4	0,39	0,29	0,76	0,33	0,29	0,38	0,64	0,41	0,28	0,80	0,71	1,40	0,29
38	Ушаковская	1	3169,10	J ₂ -K ₁	гольчих.	-29,9	3,01	1,02	0,42	6,5	67,8	25,7	0,38	0,58	2,82	0,40	0,24	0,36	0,60	1,39	0,12	0,47	0,38	5,72	0,45
42	Турковская	1	3160,60	J ₂ -K ₁	гольчих.	-29,1	3,03	1,17	0,45	5,8	67,1	27,1	0,55	0,58	2,34	0,38	0,22	0,40	1,23	1,36	0,16	0,41	0,40	3,50	0,76
50	Яковлевская	2	3165,60	J ₂ -K ₁	гольчих.	-29,1	2,76	0,91	0,39	10,1	62,9	27,1	0,56	0,57	2,22	0,40	0,22	0,38	1,25	1,32	0,18	0,50	0,43	2,84	0,62
5	Дерябинская	5	3318,00	J ₂	малышев.	-25,9	2,71	0,99	0,36	7,6	82,7	9,7	0,42	0,54	1,64	0,19	0,22	0,59	0,72	1,19	0,22	0,40	0,12	6,53	1,09
13	Озерная	8	3331,25	J ₂	ситовск.	-26,6	2,97	0,73	0,28	5,3	81,9	12,8	0,45	0,59	2,27	0,21	0,21	0,57	0,82	1,44	0,17	0,54	0,16	5,66	1,40
25	Среднеуровск.	3	3266,00	J ₂ -K ₁	гольчих.	-25,8	3,46	0,99	0,32	4,9	82,0	13,1	0,42	0,46	1,62	0,21	0,29	0,50	0,74	0,86	0,17	0,48	0,16	5,60	1,43
30	Горчинская	1	3003,10	J ₂ -3	тонинск.	-26,4	3,62	0,81	0,25	5,3	84,4	10,3	0,46	0,55	2,23	0,23	0,22	0,54	0,84	1,23	0,16	0,55	0,12	6,93	0,72
43	Турковская	1	3276,40	J ₂ -K ₁	гольчих.	-25,9	4,20	0,60	0,19	8,8	79,1	12,1	0,52	0,59	2,44	0,29	0,21	0,50	1,07	1,41	0,17	0,40	0,15	6,09	0,99
51	Яковлевская	2	3415,00	J ₂ -K ₁	гольчих.	-26,3	4,71	1,02	0,27	8,5	80,7	10,9	0,55	0,56	2,10	0,30	0,22	0,48	1,21	1,26	0,23	0,50	0,13	5,93	1,07
14	Озерная	8	3338,30	J ₂	ситовск.	-27,4	2,69	0,54	0,21	7,3	83,3	9,4	0,46	0,64	2,66	0,22	0,21	0,57	0,85	1,77	0,19	0,47	0,11	7,89	1,23
39	Ушаковская	1	3298,50	J ₂	малышев.	-25,4	4,65	1,12	0,25	6,7	79,7	13,6	0,49	0,49	2,32	0,18	0,23	0,58	0,95	1,69	0,11	0,46	0,17	7,95	1,30
45	Турковская	1	3416,40	J ₂	малышев.	-27,1	5,71	0,47	0,10	7,8	83,3	8,9	0,58	0,56	2,92	0,18	0,20	0,62	1,40	1,27	0,14	0,45	0,11	7,34	1,66
11	Пайковская	1	4015,50	J ₂	ситовск.	-25,3	3,09	0,78	0,29	12,0	43,8	44,2	0,48	0,54	2,25	0,26	0,32	0,42	0,93	1,17	0,19	0,68	1,01	1,06	1,78
20	Озерная	10	3544,00	J ₂	ситовск.	-25,2	3,39	0,94	0,31	12,7	62,6	24,7	0,47	0,63	2,80	0,19	0,21	0,60	0,90	1,67	0,15	0,42	0,40	2,33	2,78
40	Ушаковская	1	3489,90	J ₂	малышев.	-25,7	2,84	1,28	0,45	7,2	78,9	13,9	0,6	0,60	2,70	0,17	0,24	0,60	1,51	1,51	0,20	0,6	0,18	3,17	0,87
49	Яковлевская	2	3355,30	J ₂ -K ₁	гольчих.	-25,8	4,48	1,57	0,37	6,7	77,1	16,2	0,48	0,41	1,17	0,31	0,26	0,43	0,92	0,69	0,40	0,5	0,21	2,64	1,47
22	Озерная	10	3555,00	J ₂	ситовск.	-25,3	3,43	0,96	0,30	7,9	76,4	15,8	0,43	0,59	2,34	0,18	0,21	0,62	0,74	1,43	0,14	0,59	0,21	3,82	1,94
23	Озерная	10	3557,00	J ₂	ситовск.	-25,3	3,60	0,79	0,24	8,2	76,3	15,4	0,45	0,62	2,68	0,20	0,20	0,60	0,83	1,62	0,17	0,55	0,20	3,89	2,11
24	Озерная	10	3560,00	J ₂	ситовск.	-25,3	3,46	0,92	0,29	8,1	76,2	15,7	0,45	0,62	2,67	0,17	0,21	0,62	0,82	1,62	0,10	0,62	0,21	3,89	2,38
19	Озерная	10	3543,00	J ₂	ситовск.	-25,5	3,67	1,05	0,32	8,8	74,3	17,0	0,45	0,62	2,56	0,20	0,10	0,70	0,7						

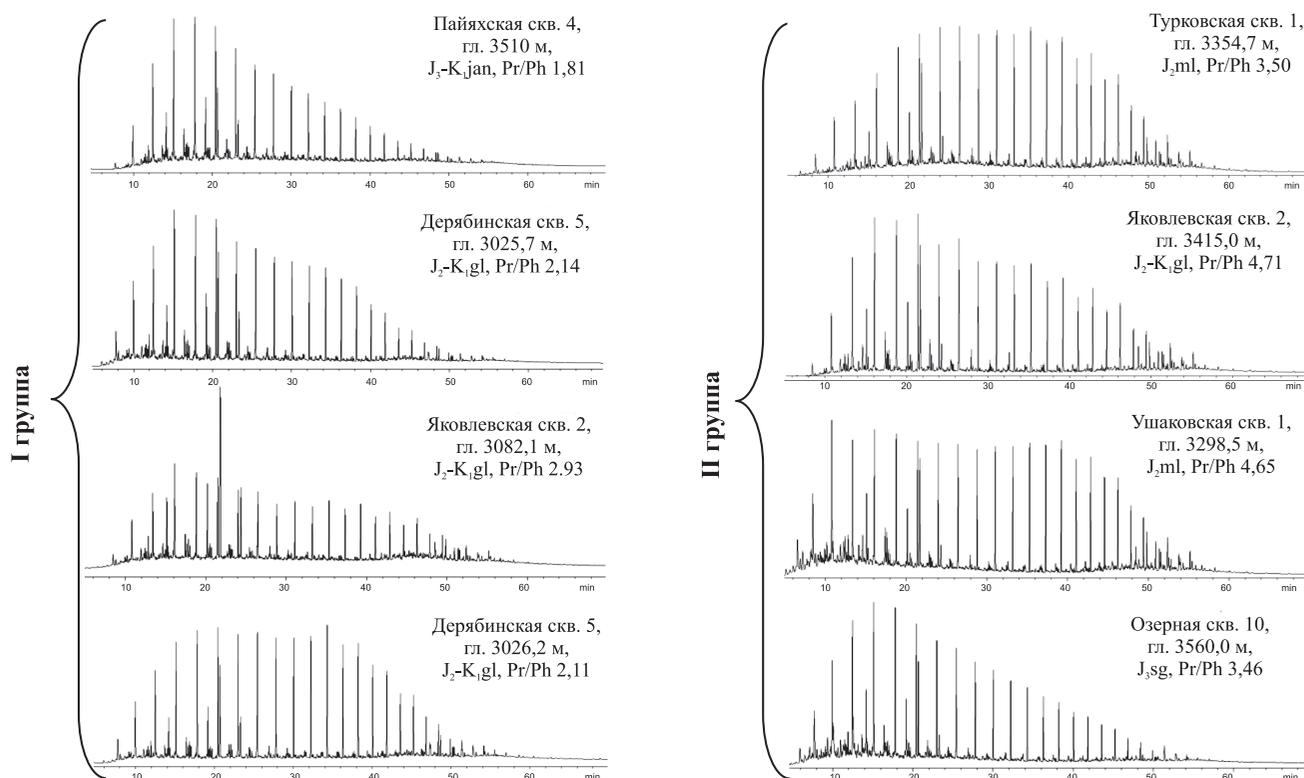


Рис. 3. Хроматограммы насыщенных фракций битумоидов выделенных групп западной части Енисей-Хатангской НГО и сопредельных территорий

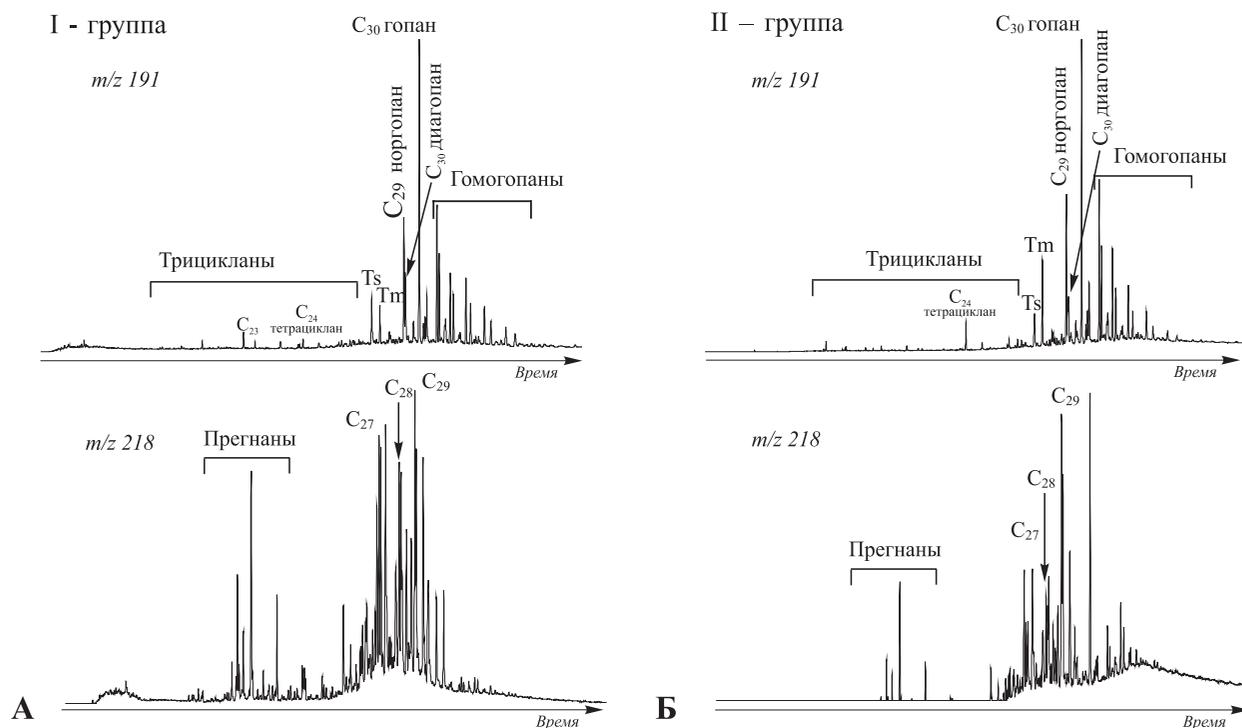


Рис. 4. Типичные масс-хроматограммы тритерпановых ($m/z 191$) и изостерановых ($m/z 218$) углеводородов насыщенных фракций битумоидов из образцов пород Дерябинской пл., скв.5. А – J₂-K₁ (гольчихинская свита), гл.3025 м, Б – J₂ (мальшевская свита), гл.3318 м.

Из-за крайне низких концентраций трициклических тритерпанов (особенно в битумоидах II-ой группы) параметры, отражающие их распределение, не использовались для диагностики типа ОБ.

Таким образом, рассмотренные выше различия в составе и распределении полициклических углеводородов-биомаркеров свидетельствуют о разном типе ОБ битумоидов выделенных групп: преимущественно сапропелевом (планктонно-бактериогенное) битумоидов I-ой и

преимущественно гумусовом (липиды высших наземных растений) в образцах II-ой.

Дополнительным признаком преимущественно гумусового типа ОБ битумоидов II-ой группы может служить повышенное содержание в них C₂₄ тетрациклана относительно C₂₃ и C₂₆ трициклов, визуальное фиксируемое на масс-хроматограммах (Рис. 4).

В битумоидах и I, и II групп зафиксированы повышенные значения отношения Pr/Ph (>2), низкие значения

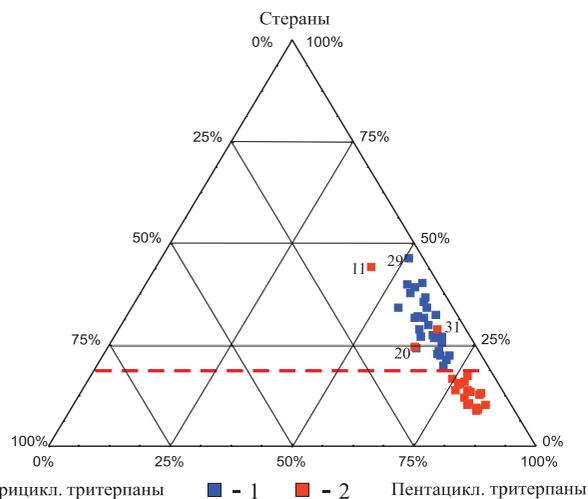


Рис. 5. Диаграмма относительного содержания стеранов, три- и пентациклических тритерпанов в битумоидах выделенных групп западной части Енисей-Хатангской НГО и сопредельных территорий. 1 – битумоиды I группы, 2 – битумоиды II группы. Цифры соответствуют номерам образцов в табл. 1.

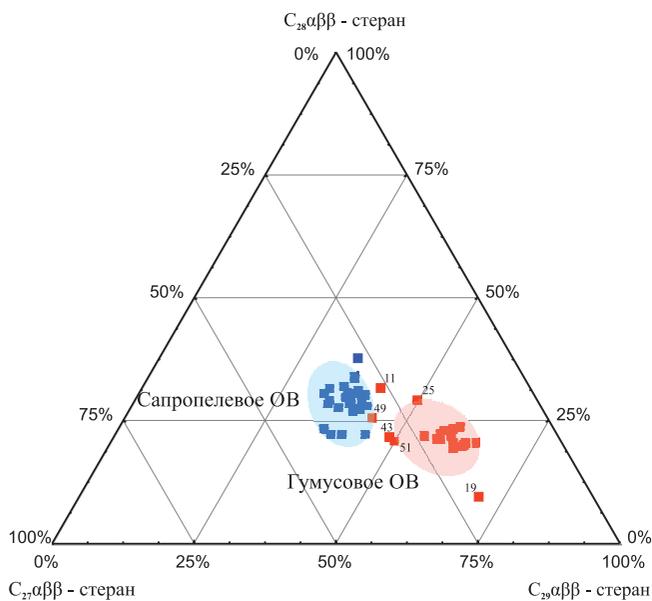


Рис. 6. Диаграмма относительного распределения C_{27} - C_{29} изо-стеранов в битумоидах выделенных групп западной части Енисей-Хатангской НГО и сопредельных территорий. Условные обозначения см. на рис. 5.

отношения гомоганового индекса $hC35/hC34$ (<1), а также присутствие в них диагопана $C30^*$, что указывает на субокислительные условия седиментации и раннего диагенеза ОБ битумоидов обеих групп (Табл. 1). Однако более высокие значения отношения Pg/Ph и более высокое относительное содержание диагопана $C30^*(C30^*/NEO)$ в битумоидах II группы свидетельствуют о более интенсивных окислительных преобразованиях ОБ этих образцов, по сравнению с ОБ битумоидов I-ой группы (Табл. 1). Различия в осадочной обстановке накопления ОБ битумоидов обеих групп отчетливо видны на диаграмме Кеннона-Кессоу, характеризующей условия накопления ОБ, его тип и зрелость (Рис. 7).

Таким образом, среди изученных битумоидов средне-верхнеюрских нефтематеринских пород западной части Енисей-Хатангской НГО и северо-востока Западно-Сибирской плиты выделяются две генетические группы,

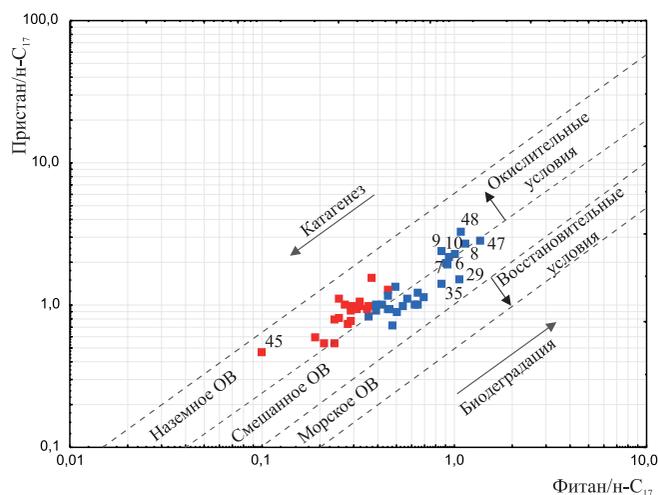


Рис. 7. Диаграмма Кеннона-Кессоу для битумоидов Енисей-Хатангской НГО и прилегающих территорий, отражающая тип ОБ, фациальные условия его накопления и степень катагенеза. Условные обозначения см. на рис. 5.

причем наиболее четкое разделение на группы отмечается по составу полициклических нафенов (STER/PENT), распределению стерановых углеводородов (C_{27} : C_{28} : C_{29} $\alpha\beta\beta$ -стераны) и изотопному составу углерода, что хорошо видно на рисунке 8.

В I-ой группе, представленной образцами из верхней юры (гольчихинская, яновстанская свиты Енисей-Хатангской НГО, сиговская свита Сузунско-Ванкорского вала Пур-Тазовской НГО), отобранными, по большей части, в интервале глубин 2552,35-3169,10 м, состав и распределение полициклических углеводородов-биомаркеров и изотопный состав углерода указывают на преимущественно сапропелевый тип ОБ (липидный комплекс планктонно-бактериального вещества) в этих отложениях. Условия седиментации и раннего диагенеза ОБ битумоидов I-ой группы – субокислительные.

Зрелость образцов I-ой группы, определяемая по биомаркерным параметрам, зависит от глубины их залегания. Так, согласно полученным значениям стерановых параметров термической зрелости (Табл. 1, $C_{29}SSR$, $C_{29}VBAA$, $\Sigma C_{29}VB/C_{29}R$, $C_{29}S/R$, $C_{29}VB/AA$) битумоиды, приуроченные к глубинам 2552,35-3000,00 м, менее зрелые, по сравнению с битумоидами из образцов пород с глубин больше 3000 м. Самой большой зрелостью характеризуется приуроченный к наибольшей глубине (3510,0 м) образец из отложений яновстанской свиты скв. Пайяхская, 4.

Оценка катагенеза ОБ верхнеюрских отложений этого района по биомаркерным параметрам согласуется с зональностью катагенеза, определенного с помощью углететрографического метода (Ким, Родченко, 2013; Фомин и др., 2010).

Состав и распределение углеводородов-биомаркеров и изотопный состав углерода в битумоидах II-ой группы, представленной образцами из средне-верхнеюрских отложений (вымская, малышевская, точинская, сиговская свиты и отдельные интервалы гольчихинской свиты), указывают на существенный вклад в ОБ этих отложений липидов высшей наземной растительности. Седиментация и ранний диагенез ОБ битумоидов II-ой группы протекали в более окислительных условиях, по сравнению с I-ой группой.

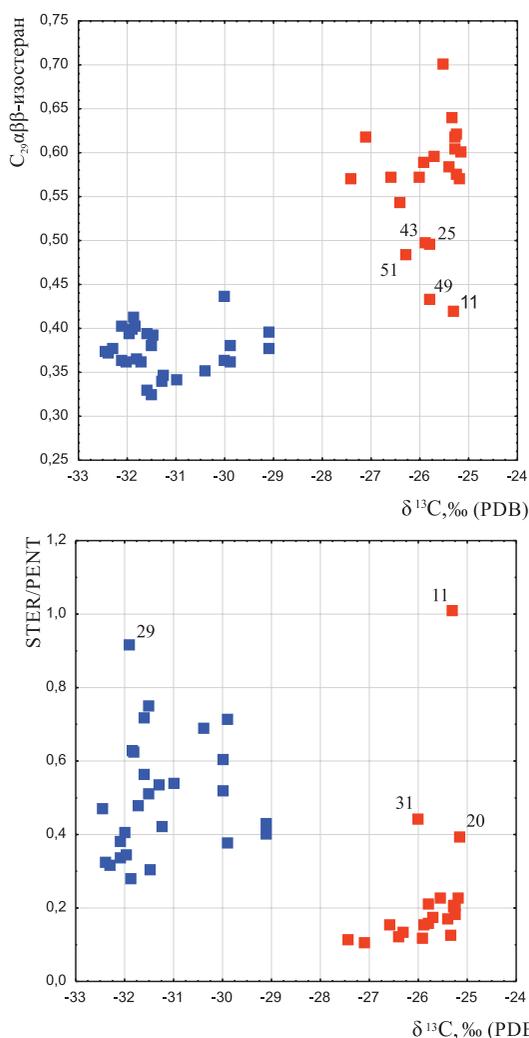


Рис. 8. Корреляция битумоидов западной части Енисей-Хатангской НГО и прилегающих территорий по биомаркерным параметрам и изотопному составу углерода. Условные обозначения см. на рис. 5.

Значения, перечисленных выше стерановых параметров термической зрелости (Табл. 1), указывают на большую зрелость битумоидов II-ой группы, по сравнению с I-ой. При этом наибольшей зрелостью характеризуются сиговские образцы из скв. Пайяхская, 1 (гл. 4015,5 м) и Озерная, 10 (гл. 3544,0 м), а также вымский – из скв. Горчинская, 1 (гл. 3495,8 м).

Помимо стерановых параметров термической зрелости на высокий катагенез ОВ пород сиговской и вымской свит в интервале глубин 3495,8-4015,5 м указывают профиль распределения в образцах из этих свит n-алканов с одним низкомолекулярным максимумом (Рис. 3, обр. Озерная, 10), а также повышенное содержание в них стерановых углеводородов, возрастающее при высоком катагенезе за счет остаточного накопления в результате большей скорости деструкции пентациклических тритерпанов, чем стеранов (Van Graas, 1990).

В целом, согласно выполненным изотопным и биомаркерным исследованиям, ОВ средне-верхнеюрских отложений западной части Енисей-Хатангской НГО и северо-востока Западно-Сибирской плиты имеет смешанный состав. В отложениях яновстанской свиты на глубинах 2552,4 м (Горчинская, скв.1), 3118,0-3124,5 м (Озерная, скв.10) и 3510,0 м (Пайяхская, скв.4) доминирует ОВ с

высоким содержанием сапропелевой составляющей, накопившейся в мелководно-морских и прибрежно-морских зонах в субокислительных условиях при небольших поступлениях аллохтонного гумусового материала.

Гольчихинская свита неоднородна по типу ОВ. В верхней части разреза свиты на глубинах 2955,5-2958,6 м (Дерябинская, скв.6), 3025,7-3036,6 м (Дерябинская, скв.5), 3072,4-3169,1 м (Ушаковская, скв.1), 3144,3-3160,6 м (Турковская, скв.1), 3082,1-3165,6 м (Яковлевская, скв.2) в составе ОВ преобладает сапропелевая составляющая. По изотопным и биомаркерным характеристикам ОВ этих интервалов разреза гольчихинской свиты не отличается от ОВ яновстанской свиты (Табл. 1).

В составе ОВ нижней части разреза гольчихинской свиты на глубинах 3266,0 м (Среднеяровская, скв.3), 3276,4 м (Турковская, скв.1) и 3355,3-3415,0 м (Яковлевская, скв. 2) зафиксированы высокие содержания гумусовой составляющей (воска высших наземных растений). По изотопным и биомаркерным параметрам ОВ этой части разреза гольчихинской свиты похоже на ОВ точинской и сиговской свит. Не отличается оно и от ОВ среднеюрских нефтематеринских толщ (вымская, малышевская свиты). ОВ этих свит накапливалось в более окислительной обстановке, чем ОВ яновстанской свиты.

Сиговская свита Пур-Тазовской НГО в интервале глубин 3221,5-3236,0 м (Сузунская площадь, скв.4) содержит ОВ сапропелевого типа.

На основании вышеизложенного можно заключить, что полученные результаты исследований изотопного состава углерода и детального состава углеводородов-биомаркеров в образцах битумоидов западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты позволяют выделить в разрезе гольчихинской свиты интервалы, отнесенные к стратиграфическим аналогами яновстанской, сиговской и точинской свит.

Биомаркерные параметры термической зрелости ОВ изученной территории подтверждают, установленную ранее на основании определения отражательной способности витринита и пиролитических данных, глубинную зональность катагенеза ОВ юрско-меловых отложений на западе Енисей-Хатангского регионального прогиба (Филипцов и др., 2006; Болдушевская и др., 2002; Филипцов и др., 1998; Фомин, 2011).

По биомаркерным параметрам термической зрелости преимущественно гумусовое ОВ средне-верхнеюрских отложений вымской, малышевской, точинской и сиговской и нижней части гольчихинской свит характеризуется большей зрелостью, чем сапропелевое ОВ яновстанской и верхней части гольчихинской свит.

Биомаркерные характеристики и генетическая типизация нефтей

Коллекция изученных нефтей включает 37 проб из 16 месторождений, залегающих в широком интервале глубин 847-3735 м в стратиграфическом диапазоне отложениях от байосского яруса средней юры до сеноманского яруса верхнего мела. При этом большинство нефтей приурочено к нижнемеловым отложениям.

Изученные нефти сильно различаются по плотности, зависящей по большей части от глубины их залегания.

Так, на глубине 847-1680 м в апт-альб-сеноманских отложениях присутствуют очень тяжелые нефти ($\geq 900 \text{ кг/м}^3$). К их числу относятся нефти Средне-Мессояхского, скв.24 (897-906 м), Восточно-Мессояхского, скв.46 и 58 (847-893 м) месторождений, Антипаютинского, скв. 5 (1002-1007 м) и Геофизического, скв.59 (1406-1414 м) месторождений. К тяжелым относятся также нефти из неглубоко залегающих отложений баррема Тагульского, скв.10, Лодочного, скв.5 ($K_1 \text{mch}$; гл. 1849-1854 м) и Ванкорского, скв.6 ($K_1 \text{mch}$; гл. 1640-1643 м) месторождений. Большинство нефтей в нижележащих меловых (берриасс-баррем) и юрских отложениях на глубинах 2250-3735 м по плотности относятся к категории средних и легких. Исключением являются нефти из нижнехетской свиты Байкаловского (скв.4, гл. 2782-2799 м) и Сузунского (скв.4, гл. 2787-2792 м) месторождений, которые по плотности ($883\text{-}884 \text{ кг/м}^3$) относятся к категории тяжелых.

Все изученные нефти (и нижнемеловые и юрские) по содержанию серы относятся к классу малосернистых ($< 0,3\%$).

При проведении генетической типизации нефтей осложняющим фактором являются вторичные процессы, изменяющие их первоначальный облик. Наиболее распространенный из них – процесс микробиологического окисления углеводородов, в результате которого возможно постепенное изменение углеводородного состава нефти, что существенно сказывается на её физико-химических свойствах.

Изменения в составе n-алканов и ациклических изопреноидов под влиянием биодегradации проиллюстрированы на примере нефракционированных нефтей Восточно-Мессояхского месторождения (скв. 46 и 58), хроматограммы которых приведены на рис. 9. Как видно на рисунке, признаки биодегradации фиксируются в нефтях, залегающих в широком интервале глубин 872-2332 м. При этом с ростом глубины залегания интенсивность биодегradации уменьшается. На глубинах более 2700 м признаков биодегradации нефтей уже не выявлено.

В исследованной коллекции, кроме рассмотренных выше сеноманских (пласты ПК 1-3) нефтей Восточно-Мессояхского месторождения, интенсивной биодегradации подверглись нефти Средне-Мессояхского и Антипаютинского месторождений из отложений альб-сеномана, залегающие на небольших глубинах ($\leq 1000 \text{ м}$). В них полностью разрушены n-алканы и ациклические изопреноиды. Более того, микробиально окислены не только алкановые, но и гопановые углеводороды, поскольку, наряду с регулярными $17\alpha(\text{H})$, $21\beta(\text{H})$ -гопанами, в этих нефтях найдены в относительно высоких концентрациях C_{27} - C_{32} деметилированные гопаны (25-норгопаны). Образование гомологического ряда этих углеводородов до последнего времени рассматривалось исключительно в качестве признака высоких стадий биодегradации нефтей (Peters et al., 1996)³. Присутствие деметилированных (25нор) гопановых структур установлено по масс-хроматограммам с $m/z 177$ и показано на примере сеноманской нефти Восточно-Мессояхского месторождения, скв.58 (Рис. 10).

К умеренно биодегradированным в коллекции относятся нефти из следующих месторождений: Лодочного, скв. 5 ($K_1 \text{b-v}$; гл. 2755-2806 м) и Восточно-Лодочного, скв.1 ($K_1 \text{b-v}$; гл. 2732-2736 м); Восточно-Мессояхского, скв. 46 и 58, залегающие в стратиграфическом диапазоне от $K_1 \text{g}$ до $K_1 \text{bg}$ на глубинах от 1913 до 2031 м. В большинстве проб этих нефтей n-алканы полностью окислены, ациклические изопреноиды присутствуют и, иногда, в значительных концентрациях.

Нефти, в которых n-алканы присутствуют, но определенная часть их окислена микроорганизмами, относятся к слабо биодегradированным. К этой категории причисляются нефти следующих месторождений: Байкаловского, скв.1 ($K_1 \text{pch}$; гл. 2742-2751 м и 2772-2782 м); Соленинского, скв.8 ($K_1 \text{sd}$; гл. 2408-2415 м) и Восточно-Мессояхского, скв. 46, 58 и P-33, залегающие в стратиграфическом диапазоне от $K_1 \text{g}$ до $K_1 \text{v}$ на глубинах 2144-2332 м.

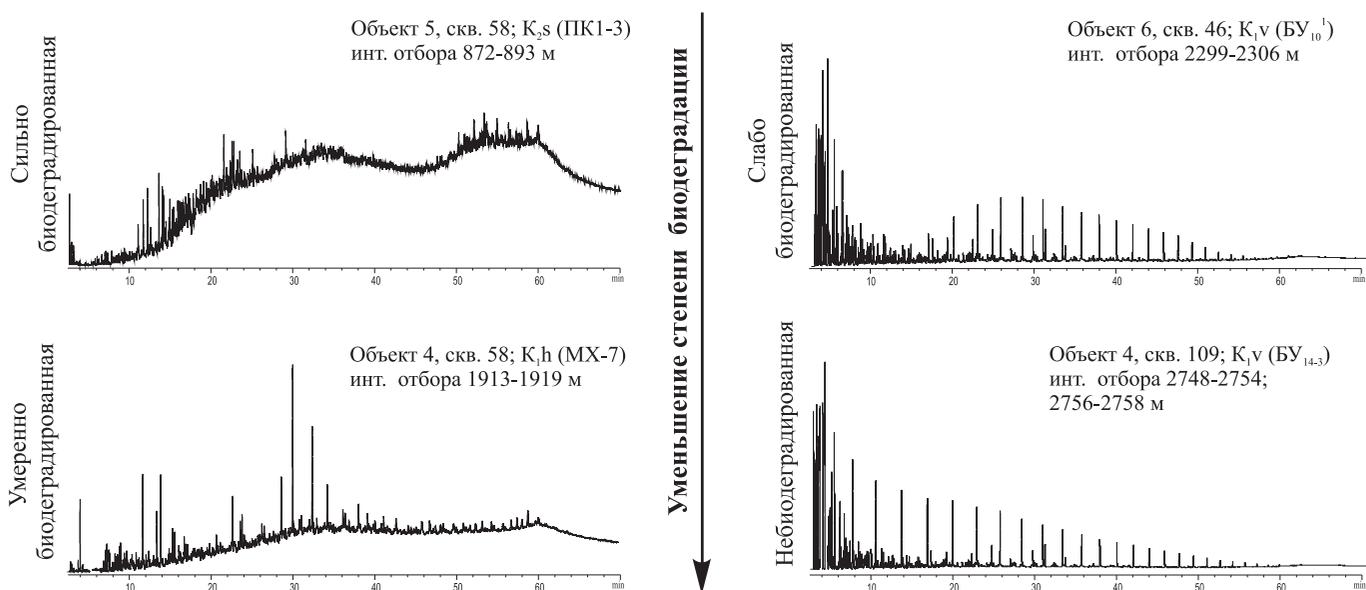


Рис. 9. Изменение состава n-алканов и ациклических изопреноидов нефтей западной части Енисей-Хатангской НГО в результате процессов микробиологического окисления

³ В последние годы появились публикации, сообщающие об обнаружении 25-норгопанов в органическом веществе пород, образовавшихся из бактерий, существовавших при определенных специфических условиях диагенеза осадков, а не только в результате микробиального деметилирования регулярных гопанов в нафтидах (Сао et al., 2008; Вао, 1997). Происхождение этих углеводородов до настоящего времени остается невыясненным.

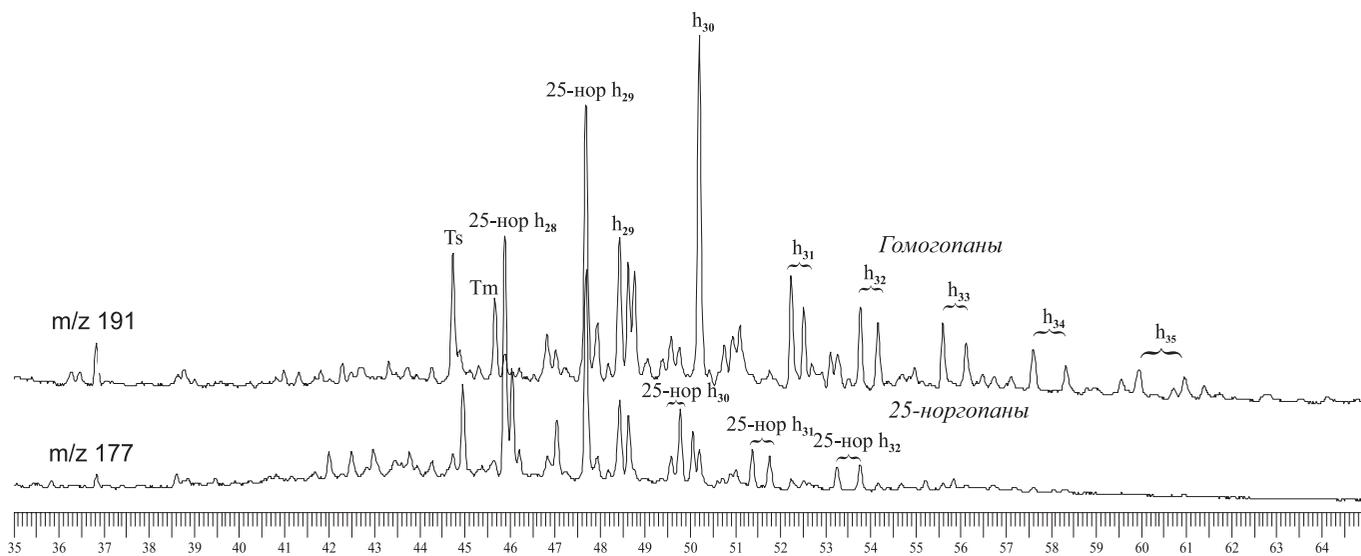
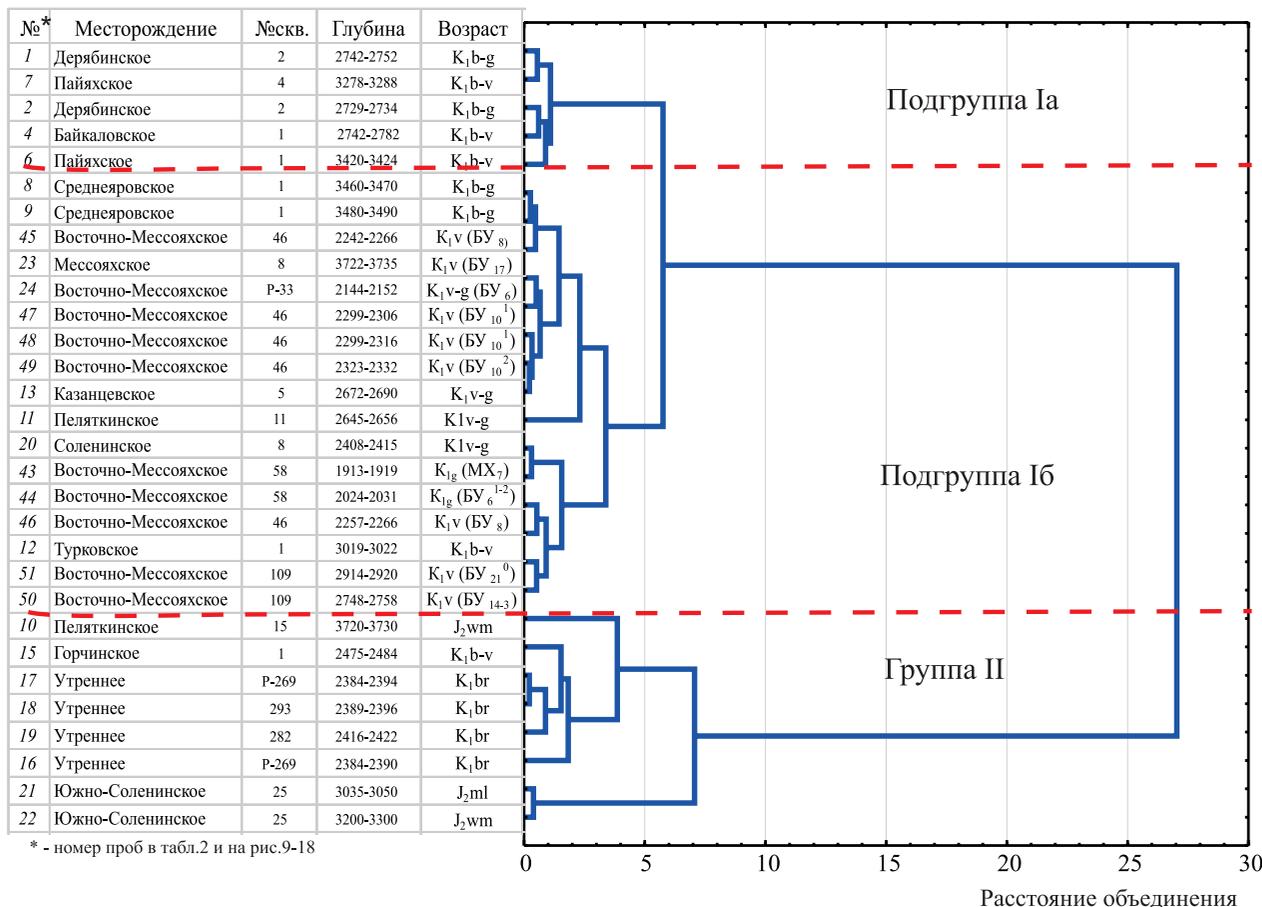


Рис. 10. Масс-хроматограммы (m/z 191 и m/z 177), иллюстрирующие присутствие 25-норгопанов в сильно биодegradированной нефти Восточно-Мессояхского месторождения, скв. 58 (K₂, пласт ПК_{1,3}), гл. отбора – 872-893 м, h – 17(αβ)-гопаны, 25-нор h – 25-нор-17(α)гопаны.

Описанные изменения в составе n-алканов и ациклических изопреноидов изученных нефтей запада Енисей-Хатангской НГО и сопредельных территорий в результате процессов микробиологического окисления весьма значительны и затрагивают многие пробы в коллекции, что уже отмечалось исследователями этого региона (Фурсенко, 2016). Поэтому нефти очень высоких и высоких стадий биодegradации не использовались в кластерном анализе, выполненном с целью их генетической типизации.

По результатам кластерного анализа исследованные нефти подразделяются на две группы. Дендрограмма объединения нефтей в кластеры приведена на рис. 11. В качестве исходных данных для анализа использовались те же параметры, что и при анализе битумоидов. Схема расположения месторождений нефтей выделенных групп на изученной территории западной части Енисей-Хатангской НГО и сопредельных территорий приведена на рис. 12.



* - номер проб в табл.2 и на рис.9-18

Рис. 11. Дендрограмма объединения нефтей западной части Енисей-Хатангской и Гыданской НГО в кластеры. Мера сходства между объектами – евклидово расстояние. Алгоритм кластерного анализа – метод Уорда.

Анализ результатов кластерного анализа показал, что нефти I-ой и II-ой групп четко различаются по изотопному составу углерода. Нефти I-ой группы обогащены легким изотопом углерода (^{12}C) (значения $\delta^{13}\text{C}$ меняются от -30,8 до -32,4 ‰). Нефти II группы, по сравнению с нефтями I-ой, заметно обогащены тяжелым изотопом углерода

(^{13}C). Значения $\delta^{13}\text{C}$ этих нефтей колеблются в интервале от -27,6 до -28,7 ‰ (Табл. 2).

Четких различий между нефтями выделенных групп по составу и распределению в них n-алканов не выявлено, хотя прослеживается тенденция к обогащению нефтей II группы более высокомолекулярными гомологами (Рис. 13).

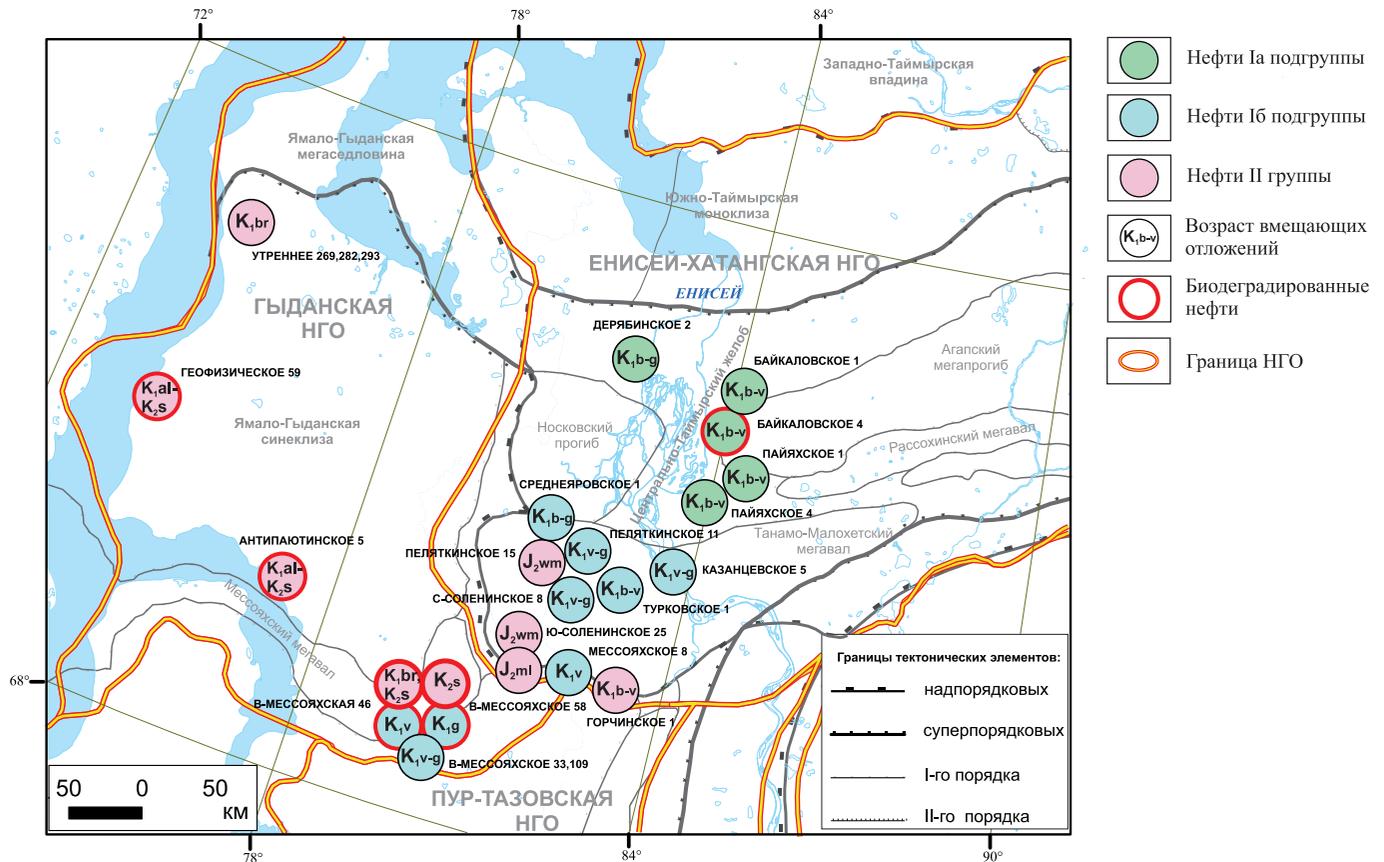


Рис. 12. Схема расположения месторождений нефтей выделенных групп западной части Енисей-Хатангской и Гыданской НГО

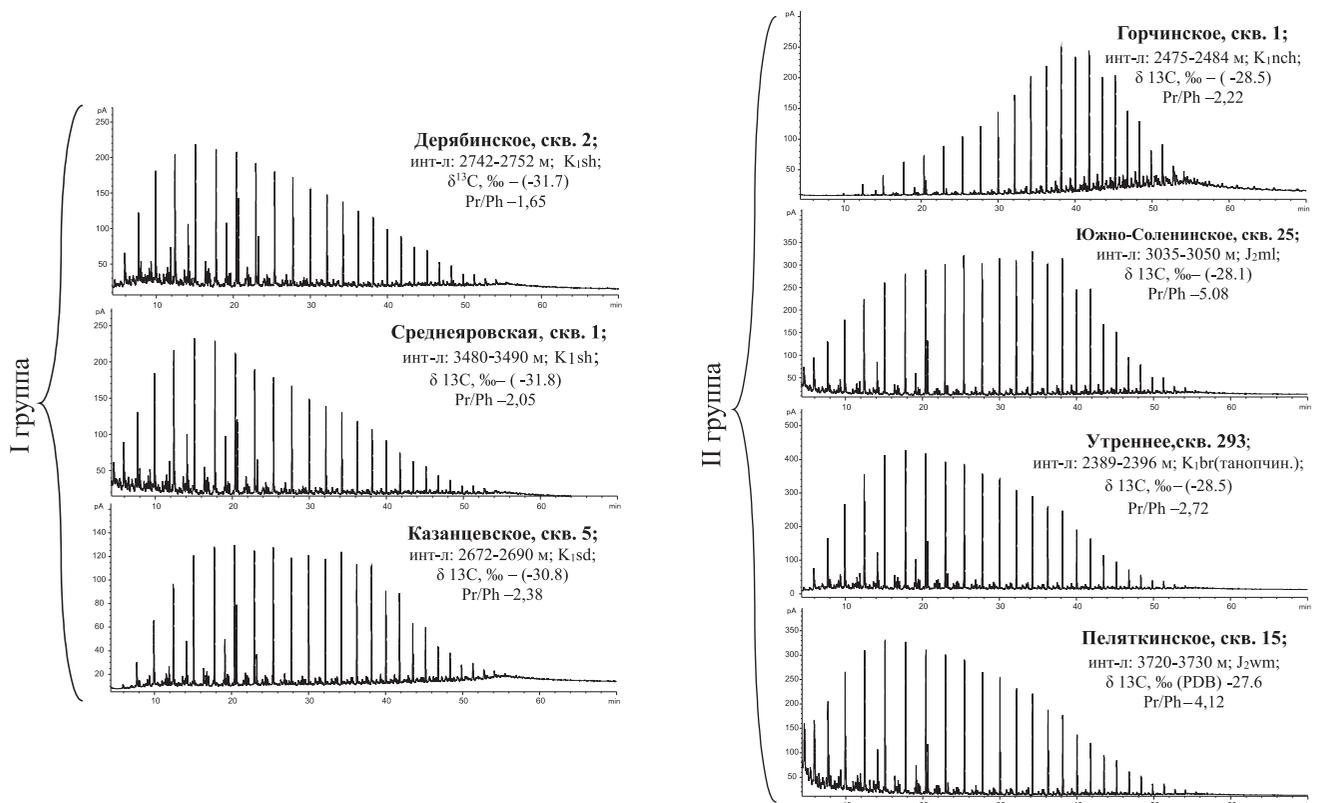


Рис. 13. Хроматограммы насыщенных фракций нефтей выделенных групп западной части Енисей-Хатангской и Гыданской НГО

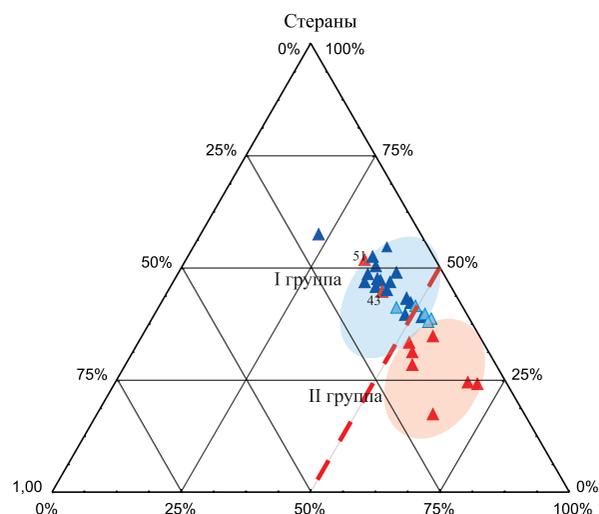
№ п/п	Месторождение	№ скважины	Интервал перфорации	Возраст	Сыгн./Пласт	δ ¹³ C, ‰ (PDB)	P ₁₇ /P ₁₈	P ₁₇ /P ₁₈	P ₁₇ /P ₁₈	TRICYC	PENT	STER	C29SSR	ΣC29BB/C29R	C27BBST/C27BB	C28BBST/C28BB	C29BBS/C29BBS	C29S/R	C29BB/AA	DIA/REG	TET/C26 TRI	Ts/Tm	Ic35/Ic34	STER/PENT	HOP/C29SR	C30*/NEO	MPI	4-MDBT/1-MDBT	Ro (%) (MPI-1)	
																														Сыгн./Пласт
1	Дербиинское	2	2742-2752	K ₁ -b-g	шуртов.	-31,7	1,65	0,80	0,55	8,1	52,3	39,6	0,43	0,47	1,60	0,32	0,33	0,34	0,76	0,89	0,74	0,69	1,28	0,83	0,76	1,68	0,45	0,68	2,67	0,81
7	Пайхское	4	3278-3288	K ₁ -b-v	нижелект.	-31,9	1,56	0,78	0,56	8,3	53,8	37,9	0,47	0,58	2,34	0,33	0,30	0,36	0,88	1,40	1,11	0,92	2,49	0,79	0,70	1,69	0,81	0,54	12,95	0,72
2	Дербиинское	2	2729-2734	K ₁ -b-g	шуртов.	-32,1	1,98	0,79	0,44	7,2	54,1	38,7	0,45	0,48	1,62	0,34	0,33	0,34	0,82	0,94	0,90	0,71	1,31	0,76	0,72	1,90	0,52	0,67	3,28	0,80
4	Байкаловское	1	2742-2751	K ₁ -b-v	нижелект.	-32,1	2,50	1,45	0,72	7,8	50,4	41,8	0,45	0,49	2,04	0,34	0,30	0,37	0,83	0,97	0,90	0,87	1,47	0,40	0,83	1,71	0,37	0,77	4,65	0,86
6	Пайхское	1	3420-3424	K ₁ -b-v	нижелект.	-32,4	1,90	0,83	0,50	12,8	46,2	41,0	0,48	0,57	2,26	0,36	0,32	0,32	0,92	1,32	1,24	0,94	1,65	0,69	0,89	1,58	0,50	0,58	4,74	0,75
8	Среднеуровневое	1	3460-3470	K ₁ -b-g	шуртов.	-31,7	2,14	0,66	0,37	13,3	39,0	47,7	0,38	0,56	2,40	0,35	0,33	0,33	0,61	1,28	1,39	0,59	3,57	0,72	1,22	1,12	1,41	0,71	5,18	0,83
9	Среднеуровневое	1	3480-3490	K ₁ -b-g	шуртов.	-31,8	2,05	0,66	0,37	13,0	40,0	47,0	0,48	0,53	2,29	0,34	0,32	0,34	0,92	1,15	1,23	0,67	3,81	0,79	1,18	0,97	1,45	0,74	4,65	0,85
45	В.-Мессоях.	46	2242-2248; 2250-2256; 2257-2266	K ₁ v	БУ ₈	-31,5	2,07	1,15	0,54	12,9	42,1	45,0	0,51	0,58	2,33	0,34	0,32	0,34	1,04	1,38	1,46	0,37	4,38	0,85	1,07	1,05	1,38	0,66	3,55	0,79
23	Мессояхское	8	3722-3735	K ₁ v-g	БУ ₁₇	-30,9	2,00	0,66	0,38	11,7	35,8	52,5	0,50	0,53	2,13	0,35	0,33	0,34	1,01	1,15	1,57	0,89	12,63	0,66	1,47	0,86	1,56	0,77	5,51	0,86
24	В.-Мессоях.	P-33	2144-2152	K ₁ v-g	БУ ₈	-31,2	1,96	1,38	0,65	14,6	36,8	48,6	0,47	0,57	2,13	0,35	0,30	0,34	0,90	1,31	1,63	0,46	4,24	0,87	1,32	1,01	1,89	0,69	5,67	0,81
47	В.-Мессоях.	46	2299-2306	K ₁ v	БУ ₀₁ ¹	-31,2	1,98	0,68	0,38	9,1	41,9	49,0	0,52	0,51	1,99	0,35	0,34	0,31	1,07	1,04	1,52	0,52	3,90	0,89	1,17	1,11	1,59	0,93	3,84	0,96
48	В.-Мессоях.	46	2299-2316	K ₁ v	БУ ₀₁ ¹	-31,3	1,95	0,74	0,41	12,3	37,2	50,5	0,46	0,55	2,29	0,34	0,31	0,34	0,86	1,23	1,60	0,43	4,91	0,74	1,36	1,14	1,45	0,52	2,65	0,71
49	В.-Мессоях.	46	2323-2332	K ₁ v	БУ ₀₂ ²	-31,2	1,93	1,26	0,67	8,1	37,4	54,5	0,49	0,56	2,24	0,33	0,34	0,33	0,95	1,27	1,58	0,39	4,28	0,98	1,46	1,25	1,54	0,87	2,53	0,92
13	Казаньское	5	2672-2690	K ₁ v-g	сухолодин.	-30,8	2,38	0,72	0,32	19,6	22,8	57,6	0,52	0,56	2,30	0,43	0,30	0,34	0,94	1,18	1,17	0,91	2,78	0,47	2,52	0,88	1,06	0,59	4,68	0,75
11	Пелягинское	11	2645-2656	K ₁ v-g	сухолодин.	-31,0	2,11	0,67	0,35	16,0	37,1	46,9	0,45	0,53	2,00	0,34	0,30	0,36	0,82	1,13	1,22	0,80	2,38	0,67	1,26	1,18	0,90	0,69	5,29	0,82
20	Солевинское	8	2408-2415	K ₁ v-g	сухолодин.	-31,0	2,35	0,91	1,57	14,6	39,7	45,7	0,49	0,55	2,17	0,34	0,31	0,35	0,96	1,21	1,26	0,76	2,77	0,68	1,15	1,17	0,99	0,80	4,36	0,88
43	В.-Мессоях.	58	1913-1919	K ₁ g	MX ₇	-30,9	-	-	-	11,2	41,8	47,0	0,45	0,56	2,22	0,32	0,35	0,32	0,81	1,28	1,48	0,54	3,38	0,84	1,13	1,28	1,45	0,26	0,57	0,55
44	В.-Мессоях.	58	2024-2031	K ₁ g	БУ ₆ ^{1,2}	-30,9	-	-	-	10,2	46,8	43,0	0,44	0,57	2,29	0,29	0,35	0,36	0,79	1,32	1,32	0,43	2,75	0,74	0,92	1,41	1,25	0,82	0,90	0,89
46	В.-Мессоях.	46	2257-2266	K ₁ v	БУ ₈	-31,2	2,30	0,97	0,54	9,5	48,3	42,2	0,47	0,56	2,33	0,33	0,36	0,31	0,87	1,25	1,61	0,38	4,24	0,42	0,87	1,54	1,40	0,91	2,61	0,95
12	Турковское	1	3019-3022	K ₁ -b-v	нижелект.	-31,2	2,40	0,72	0,31	8,8	52,0	39,1	0,49	0,54	2,01	0,32	0,30	0,37	0,94	1,18	0,95	1,02	1,75	0,57	0,75	1,96	0,67	0,61	4,07	0,76
57	В.-Мессоях.	109	2914-2920	K ₁ v	БУ ₂₁ ⁰	-31,3	2,21	0,67	0,36	11,4	49,5	39,1	0,50	0,56	2,39	0,35	0,35	0,30	1,00	1,27	1,72	0,41	2,96	0,77	0,79	2,12	0,98	0,48	2,55	0,69
50	В.-Мессоях.	109	2748-2754; 2756-2758	K ₁ v	БУ _{14,3}	-31,4	2,20	0,71	0,38	9,5	47,1	43,4	0,47	0,52	2,21	0,36	0,33	0,31	0,90	1,09	1,32	0,39	3,38	0,73	0,92	1,61	1,02	0,68	1,46	0,81
10	Пелягинское	15	3720-3730	Ж ₂ пт	вышелект.	-27,6	4,12	0,43	0,11	13,9	34,4	51,7	0,49	0,55	2,33	0,25	0,28	0,48	0,95	1,20	0,55	1,29	2,09	-	1,50	0,50	1,62	0,92	4,09	0,95
15	Горинское	1	2475-2484	K ₁ -b-v	нижелект.	-28,5	2,22	0,48	0,17	13,4	43,6	43,0	0,50	0,53	2,09	0,27	0,25	0,49	0,99	1,14	0,65	8,39	1,38	0,43	0,99	1,49	1,55	1,15	7,23	1,09
17	Угреннее	P-2(6)	2384-2394	K ₁ br	тапоглин.	-28,6	2,78	0,41	0,15	14,8	54,1	31,1	0,40	0,52	1,75	0,29	0,24	0,47	0,67	1,10	0,63	1,80	1,32	0,59	0,57	2,22	0,70	0,47	2,28	0,68
18	Угреннее	293	2389-2396	K ₁ br	тапоглин.	-28,5	2,72	0,42	0,16	16,3	55,3	28,4	0,42	0,51	1,73	0,30	0,27	0,43	0,73	1,05	0,57	3,03	1,37	0,68	0,51	2,25	0,79	0,55	3,75	0,73
19	Угреннее	282	2416-2422	K ₁ br	тапоглин.	-28,7	2,71	0,39	0,14	14,4	52,3	33,3	0,40	0,52	1,66	0,27	0,24	0,49	0,68	1,07	0,48	0,92	1,10	0,80	0,64	1,62	1,06	0,34	3,28	0,61
16	Угреннее	P-2(6)	2384-2390	K ₁ br	тапоглин.	-28,6	2,80	0,41	0,15	17,6	64,8	17,6	0,37	0,53	1,71	0,27	0,21	0,52	0,60	1,11	0,50	1,31	1,26	0,59	0,27	3,20	0,72	0,48	2,49	0,69
21	Южно-Соленин.	25	3035-3050	Ж ₂ п	малышев.	-28,2	5,08	0,52	0,10	5,8	70,2	24,1	0,49	0,60	2,80	0,10	0,23	0,67	0,96	1,51	0,19	8,86	1,06	0,51	0,34	3,35	1,82	0,72	1,78	0,83
22	Южно-Соленин.	25	3200-3200	Ж ₂ пт	вышелект.	-28,1	5,43	0,56	0,10	7,4	68,0	24,7	0,51	0,61	3,02	0,09	0,23	0,68	1,04	1,58	0,24	8,19	1,04	0,49	0,36	3,24	1,81	0,68	2,78	0,81
5	Байкаловская	4	2782-2799	K ₁ -b-v	нижелект.	-31,9	-	-	-	9,0	49,4	41,6	0,44	0,48	1,94	0,32	0,30	0,37	0,80	0,92	0,84	0,81	2,50	0,47	0,84	1,58	0,67	0,67	6,24	0,80
36	Антпаитовская	5	1002-1007	K ₁ al-K ₂ s	-	-27,5	-	-	-	13,8	41,6	44,5	0,58	0,65	3,78	0,16	0,23	0,61	1,41	1,84	0,59	2,19	2,27	0,70	1,07	0,25	1,48	-	-	
37	Геофизическая	59	1406-1414	K ₁ al-K ₂ s	-	-28,2	-	-	-	11,4	49,5	39,1	0,46	0,51	2,19	0,29	0,28	0,43	0,86	1,06	0,77	1,39	1,52	0,38	0,79	1,69	1,00	0,52	4,13	0,71
39	В.-Мессоях.	46	847-866	K ₂ s	ПК _{1,3}	-29,7	-	-	-	8,4	54,1	37,5	0,49	0,56	2,34	0,27	0,36	0,37	0,98	1,29	0,93	1,23	1,45	0,74	0,69	1,66	0,97	0,51	-	0,70
40	В.-Мессоях.	58	850-870	K ₂ s	ПК _{1,3}	-29,4	-	-	-	13,0	49,7	37,3	0,53	0,58	2,46	0,26	0,37	0,37	1,12	1,39	1,04	1,04	1,51	0,85	0,75	1,16	1,00	-	-	
41	В.-Мессоях.	58	872-893	K ₂ s	ПК _{1,3}	-29,6	-	-	-																					

При отсутствии ярко выраженных закономерностей в характере распределения *n*-алканов, различия между нефтями выделенных групп проявляются в содержании и распределении в них ациклических изопреноидов. В нефтях I-ой группы, по сравнению с нефтями II-ой, содержание последних относительно *n*-алканов значительно выше (Pg/nC_{17} , Ph/nC_{18}), величины отношений пристан/фитан (Pg/Ph) меньше и изменяются в довольно узких пределах – от 1,65 до 2,50. В нефтях II-ой группы значения отношений Pg/nC_{17} и Ph/nC_{18} ниже, а отношения Pg/Ph заметно выше, меняясь в интервале 2,22-5,43 (Табл. 2).

Более четко различия между нефтями выделенных групп выражены в составе и распределении полициклических нафтенов. Особенно отчетливо эти различия проявляются по параметрам, характеризующим тип материнского ОВ: относительному содержанию стеранов и пентациклических тритерпанов и закономерностям распределения стеранов и трициклических тритерпанов (хейлантанов).

Так, в нефтях I-ой группы, по сравнению со II-ой, заметно выше доля стерановых углеводородов. В подавляющем большинстве проб нефтей I-ой группы доминируют стераны. В нефтях II-ой группы преобладают пентациклические тритерпаны, за исключением двух проб из Пеляткинского (скв.15; J_2 , гл. 3720-3730 м) и Горчинского (скв.1; K_1b-v , гл. 2475-2484 м) месторождений, в которых доля стеранов примерно такая же, как в нефтях I-ой группы⁴ (Рис. 14, табл. 2).

Нефти обеих групп (за исключением единичных проб) характеризуются низким содержанием трициклических и тетрациклических тритерпанов, но различаются по их



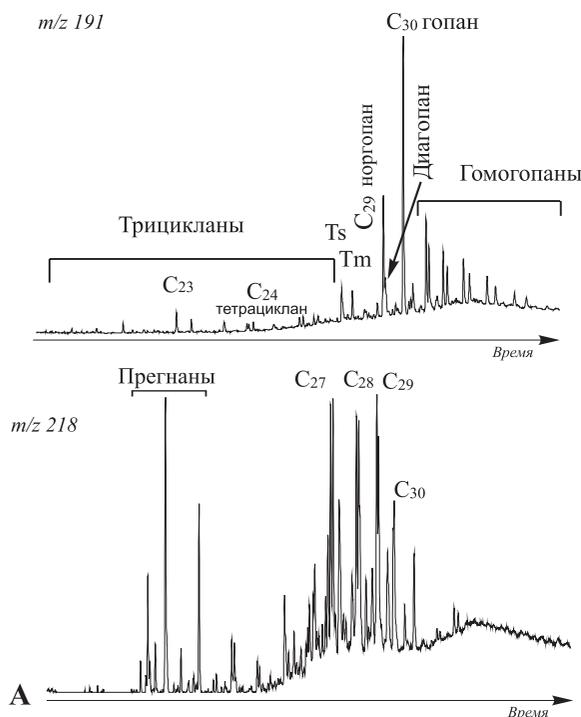
Трицикл.тритерпаны ▲ -1 ▲ -2 ▲ -3 Пентацикл.тритерпаны

Рис. 14. Диаграмма относительного содержания стеранов, три- и пентациклических тритерпанов в нефтях выделенных групп Енисей-Хатангской НГО и сопредельных территорий. 1 – нефти подгруппы Ia, 2 – нефти подгруппы Ib, 3 – нефти группы II.

распределению. В нефтях I-ой группы преобладает C_{23} гомолог, в нефтях II-ой – C_{19} . Различия в распределении трициклических иллустрирует рис. 15, на котором приведены типичные масс-хроматограммы нефтей I и II групп по основным фрагментарным ионам (m/z 218 и m/z 191).

Кроме того, как видно на рис. 15, в нефтях II-ой группы, в отличие от нефтей I-ой, отмечены повышенные концентрации C_{24} тетрациклана относительно C_{23} и C_{26}

I-ая группа



II-ая группа

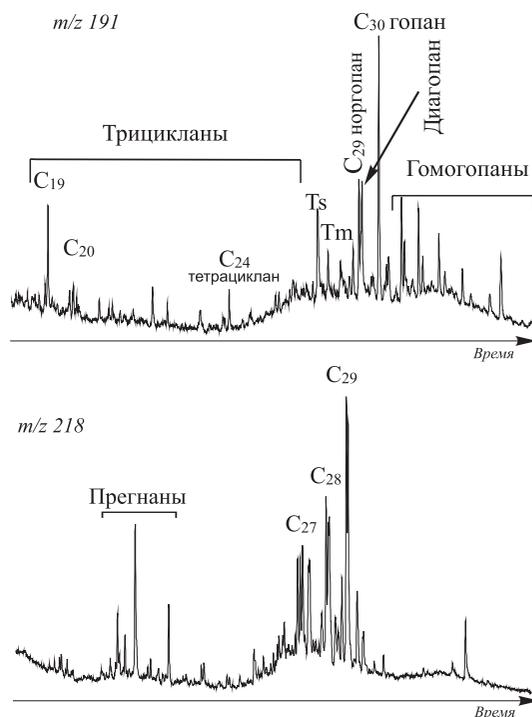


Рис. 15. Типичные масс-хроматограммы тритерпановых (m/z 191) и изостерановых (m/z 218) углеводородов насыщенных фракций нефтей I и II групп западной части Енисей-Хатангской НГО и сопредельных территорий. Месторождения: А – Дерябинское, скв. 2, K_1b-g , шуратовская свита, гл. 2729-2734 м, Б – Пеляткинское, скв.15, J_2a-b , вымская свита, гл. 3720-3730 м.

⁴Повышенное содержание стеранов относительно пентациклических тритерпанов в нефтях Пеляткинского, скв.15 и Горчинского, скв.1 месторождений обусловлено высоким катагенезом их материнского ОВ, о чем будет сказано далее.

трициклов. Повышенное относительное содержание C_{24} тетрациклана и преобладание в распределении трициклических тритерпанов C_{19} гомолога являются признаками наземного генезиса материнского ОВ нефтей II-ой группы (Philp, 1986).

Одним из важнейших генетических признаков, отличающим нефть I-ой группы от II-ой, является распределение в них стерановых углеводородов. Нефти I группы, помимо присутствия в них C_{30} стеранов (высокоспецифичного маркера «морских» нефтей), визуально фиксируемых на масс-хроматограммах (Рис. 15), характеризуются примерно равным содержанием C_{27} , C_{28} , C_{29} изостеранов, нефть же II-ой группы – преобладанием C_{29} гомолога (этилхолестана) (Рис. 16).

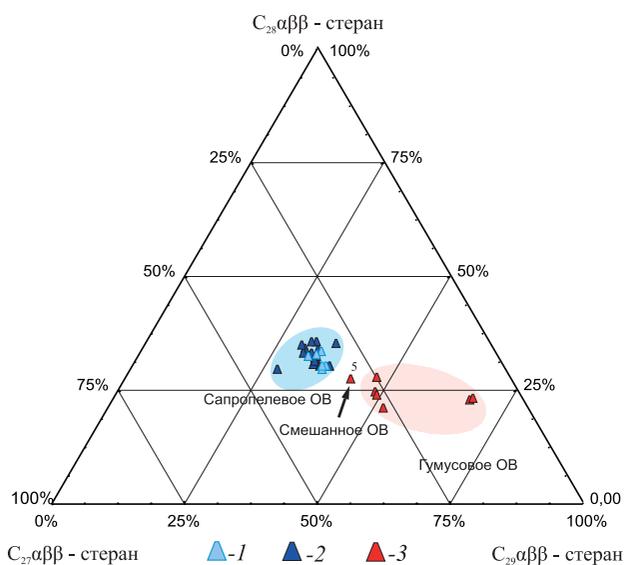


Рис. 16. Диаграмма относительного распределения C_{27} - C_{29} изостеранов в нефтях выделенных групп Енисей-Хатангской НГО и сопредельных территорий. 1 – нефть подгруппы Ia, 2 – нефть подгруппы Ib, 3 – нефть группы II.

Что касается биомаркерных параметров, характеризующих обстановку накопления и раннего диагенеза ОВ, то наблюдаемые в изученных нефтях значения гомоганового индекса $hC35/hC34$ (<1), как и значения отношений Pr/Ph (≥ 2), свидетельствуют о субокислительных условиях седиментации и раннего диагенеза материнского ОВ нефтей обеих групп. На это же указывают повышенное содержание в нефтях диагопана (C_{30}^*). Считается, что диагопан продуцируется аэробными бактериями в глинистых толщах, в субокислительных и окислительных обстановках (Табл. 2, $C30^*/NEO$) (Peters, 2005). Более высокие значения параметров Pr/Ph и $C30^*/NEO$, отмечаемые в нефтях II-ой группы, позволяют предположить, что накопление и раннедиагенетические преобразования нефтематеринского ОВ протекали в более окислительной обстановке, по сравнению с исходным ОВ нефтей I-ой группы.

Различия между нефтями выделенных групп проявляются и по ряду других параметров состава полициклических нафтен. В частности, в нефтях I-ой группы, по сравнению с нефтями II-ой, заметно выше значения отношений диастеранов к регулярным (DIA/REG) и C_{27} триснорганов (Ts/Tm), что может быть обусловлено различиями в литологическом составе и/или зрелости их материнских пород (Табл. 2, рис. 17).

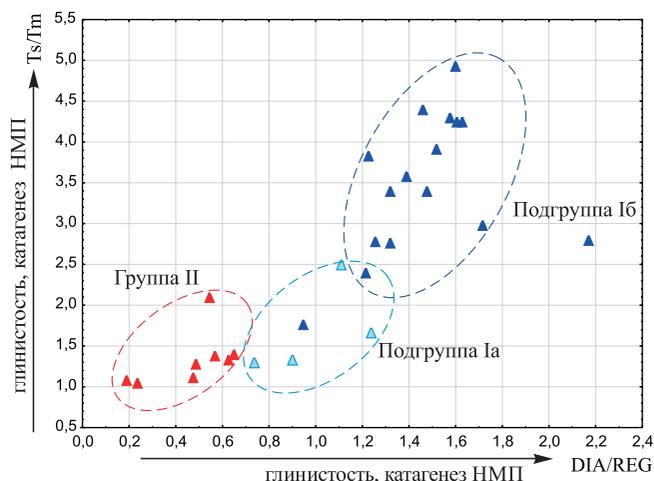


Рис. 17. Диаграмма корреляции биомаркерных параметров DIA/REG и Ts/Tm , иллюстрирующая различия в литологическом составе и/или катагенезе материнских пород нефтей выделенных групп и подгрупп. Условные обозначения см. на рис. 14.

Нефти I-ой и II-ой генетических групп практически не различаются по значениям стерановых параметров термической зрелости, определяемым по характерным для катагенеза стереохимическим изменениям C_{29} стеранов (Табл. 2, $C29SSR$, $C29BBA$, $\Sigma C29BB/C29R$, $C29S/R$, $C29BB/AA$). В то же время различия в зрелости фиксируются по значениям параметров, рассчитанным по составу ароматических УВ нефтей (метилфенантеновый и бензотиофеновый индексы). Наибольшей зрелостью характеризуются нефть, отобранные с глубин ниже 3700 м: в I-ой группе – нефть из валанжинских отложений Мессояхского месторождения (скв.8) пласта БУ₁₇, во II-ой – нефть из вымских отложений Пеляткинского месторождения (скв.15) (Табл. 2, MPI-1; 4-MDBT/1-MDBT; Ro, %). По этим же индексам наиболее катагенетически преобразована в коллекции нефть с глубины 2475-2484 м из нижнехетских отложений Горчинского месторождения (скв. 1).

Наименее катагенетически преобразовано материнское ОВ нефтей из барремских отложений Утреннего месторождения Ямало-Гыданской синеклизы, залегающих в интервале глубин 2384-2422 м (Табл. 2).

Таким образом, полученные данные, а именно: обогащенность легким изотопом углерода (^{12}C), относительно невысокие значения отношения Pr/Ph ($<2,5$), преобладание стеранов над пентациклическими тритерпанами, присутствие C_{30} стеранов, равное содержание C_{27} , C_{28} , C_{29} изостеранов, преобладание C_{23} гомолога в распределении трициклических тритерпанов, свидетельствуют о том, что **нефти I-ой группы** генетически связаны с органическим веществом преимущественно сапропеллевого типа, накопившимся в субокислительных условиях в мелководно-морских и прибрежно-морских зонах. Они приурочены к берриасс-готеривским отложениям (нижнехетская, шура-товская и сухоудинская свиты) западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба и Мессояхского мегавала в интервале глубин 1913-3735 м (Рис. 12).

Следует отметить, что нефть I-ой группы подразделяется на 2 подгруппы, что видно на дендрограмме объединения нефтей в кластеры (Рис. 11). Нижнемеловые нефть подгруппы Ia отличаются от нефтей подгруппы Ib более

низкими значениями следующих биомаркерных соотношений: диастеранов к регулярным (DIA/REG), $C_{27} 17\alpha(H)$ - и $18\alpha(H)$ -трисноргопанов (Ts/Tm), стеранов к пентациклическим тритерпанам (STER/PENT) и C_{30} диагопана к C_{29} норнеогпану ($C30^*/NEO$). Кроме того, нефти подгруппы **Ia** слегка обогащены легким изотопом углерода (^{12}C), по сравнению с нефтями подгруппы **Ib**. Учитывая то обстоятельство, что области локализации нефтей подгрупп **Ia** (Усть-Енисейская часть Центрально-Таймырского желоба) и **Ib** (Танамо-Малохетский и Мессояхский мегавалы) пространственно разобщены (Рис. 12), можно предположить, что наблюдаемые различия перечисленных биомаркерных параметров могут быть связаны с небольшими вариациями фациальных особенностей и/или зрелости одновозрастных нефтематеринских отложений по площади рассматриваемого региона. Возможные различия фациальных условий накопления исходного ОБ и уровня его катагенетической преобразованности для нефтей подгрупп **Ia** и **Ib** иллюстрирует рис. 17.

Комплекс биомаркерных параметров: повышенные значения отношения Pr/Ph ($>2,5$); преобладание пентациклических тритерпанов над стеранами; C_{29} гомологов в распределении изостеранов; C_{19} гомолога в распределении трициклических тритерпанов; повышенное относительное содержание C_{24} тетрациклана и обогащенность тяжелым изотопом углерода (^{13}C), свидетельствует о генетической связи **нефтей II-ой группы** с преимущественно гумусовым ОБ, накапливавшимся в более окислительных условиях, чем материнское ОБ нефтей I-ой группы. Нефти II-ой группы приурочены к среднеюрским (вымская и малышевская свиты), берриасс-валанжинским, барремским и альб-сеноманским отложениям Танамо-Малохетского мегавала и Ямало-Гыданской синеклизы и залегают в интервале глубин от 2384 м до 3730 м (Рис. 12).

Разброс значений отдельных биомаркерных параметров, особенно соотношений Pr/Ph и STER/PENT, наблюдаемый в нефтях II-ой группы, обусловлен, главным образом, долей гумусовой составляющей в материнском ОБ и уровнем его катагенетической зрелости (Табл. 2).

Так, нефти из Пеляткинского, скв.15 и Горчинского, скв.1 месторождений отличаются от других нефтей II-ой группы повышенным содержанием стерановых углеводородов (Табл. 2, STER/PENT). Обогащение этих нефтей стеранами обусловлено высоким уровнем катагенеза материнского ОБ, о чем свидетельствуют самые высокие значения метилфенантренового индекса (Табл. 2, MPI-1) и рассчитанные по этому параметру величины отражательной способности витринита (Табл. 2, Ro, %). В рассматриваемых пробах содержание стеранов, как уже говорилось, увеличивается за счет их остаточного накопления в результате большей скорости деструкции пентациклических тритерпанов, чем стеранов при высоком катагенезе материнского ОБ (Van Graas, 1990).

Что касается генетической типизации сильно и очень сильно биодegradированных нефтей, то по совокупности молекулярных параметров состава полициклических нафтенных, не затронутых процессами биодegradации, и данных изотопного состава углерода сильно биодegradированную нефть Байкаловского месторождения скв.4 ($K_1 b-v$; гл. 2782-2799 м) из отложений нижнехетской свиты Усть-Енисейская части Центрально-Таймырского желоба можно

отнести к нефтям I-ой группы, генетически связанным с преимущественно сапропелевым ОБ. Очень сильно биодegradированные нефти из альб-сеноманских отложений Средне-Мессояхского, скв.24 (897-906 м); Восточно-Мессояхского, скв.46 и 58 (847-1885 м); Антипаутинского, скв.5 (1002-1007 м) и Геофизического, скв.59 (1406-1414 м) месторождений относятся ко II-ой группе и генетически связаны с преимущественно гумусовым ОБ.

Корреляция нефтей и битумоидов западной части Енисей-Хатангской НГО и прилегающих территорий

Анализ материалов по составу и распределению углеводородов-биомаркеров в нефтях и битумоидах западной части Енисей-Хатангской НГО и прилегающих районов позволяет заключить, что материнскими толщами для нефтей I-ой группы из нижнемеловых отложений (нижнехетская, шуратовская и суходудинская свиты) могли быть отложения верхней части гольчихинской свиты, яновстанская свита и, возможно, отдельные интервалы сивговской свиты, содержащие пакки пород, обогащенные сапропелевым ОБ. Полученные результаты согласуются с результатами исследований, выполненных ранее (Гончаров и др., 2010б; Ларичев и др., 2003; Филипцов и др., 2006; Фомин и др., 2010; Ким и др., 2009).

Вопрос об участии ОБ нижнемеловых пород в генерации нефтяных УВ до сих пор остается дискуссионным. Значительную часть меловых отложений этого района, с позиций Филипцова и др., основанных на изучении глубинной зональности катагенеза, составляют слабо преобразованные, неспособные к нефтегенерации породы (Филипцов и др., 2006).

По результатам более поздних исследований (Ким, 2013; Родченко, 2016) нижнемеловые породы нижнехетской и шуратовской свит юго-западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба с Токачинской, Туколандо-Вадинской, Пеляткинской, Турковской и Озерной площадей содержат уровни, обогащенные ОБ «аквагенного» типа, зрелость которого соответствует началу «нефтяного окна». Поэтому нижнемеловые породы, с точки зрения этих авторов, могли генерировать нефти, правда, в небольших количествах.

Генетическое родство нефтей I-ой группы из нижнемеловых отложений с битумоидами из верхнеюрских отложений установлено по ряду биомаркерных параметров, характеризующих фациально-генетический тип материнского ОБ. Характерными особенностями нижнемеловых нефтей (I-ая группа) и верхнеюрских битумоидов (I-ая группа) является их обогащенность легким изотопом углерода (^{12}C), относительно невысокие значения соотношения Pr/Ph, повышенная доля стеранов в составе полициклических нафтенных, примерно равное содержание C_{27} , C_{28} , C_{29} изостеранов (Рис. 18). Выявленное сходство перечисленных параметров указывает на генетическую связь нижнемеловых нефтей I-ой группы с преимущественно сапропелевым ОБ, накапливавшимся в отложениях яновстанской и верхней части гольчихинской свит.

Также было установлено, что наблюдаемые в нефтях I-ой группы значения таких биомаркерных параметров, как соотношения Pr/Ph, гомогпанового индекса $hC35/hC34$,

а также присутствие в заметных концентрациях диагопана C_{30}^* свидетельствуют о субокислительных условиях седиментации и раннего диагенеза органического вещества, ставшего впоследствии источником этих нефтей.

Нефти II-ой группы, приуроченные к отложениям широкого стратиграфического диапазона от ааленского яруса средней юры до сеноманского яруса верхнего мела ($J_2a-b - K_1al-K_2s$), и локализованные, главным образом, в районе Танамо-Малохетского мегавала и Ямало-Гыданской синеклизы, по биомаркерным параметрам и изотопному составу углерода сходны с битумоидами II-ой группы из средне-верхнеюрских отложений (малышевская, вымская, точинская, сиговская свиты), распространенных в пределах западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба.

Сходство закономерностей распределения углеводородов-биомаркеров в нефтях и битумоидах II-ой группы проявляется в резком преобладании пентациклических тритерпанов над стеранами, низком содержании стеранов и трициклических тритерпанов, преобладании C_{19} - C_{20} углеводородов в распределении последних, резком преобладании C_{29} гомологов в составе стеранов (Рис. 18) и в обогащенности тех и других тяжелым изотопом углерода (^{13}C). Совокупность приведенных параметров указывает на связь этих нефтей и битумоидов с преимущественно гумусовым ОБ (липиды высшей наземной растительности), накапливавшимся в окислительных условиях, что фиксируется по высоким значениям параметров Pr/Ph, hC35/hC34 и C_{30}^*/NEO .

Сходство нефтей и битумоидов II-ой группы позволяет предположить, что источником изученных нефтей II-ой группы из отложений средней юры (вымская и малышевская свиты) в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба могли быть нефтематеринские породы этих же отложений.

Меньшая катагенетическая преобразованность нефтей II-ой группы из барремских отложений Ямало-Гыданской синеклизы (Рис. 19) свидетельствует об их связи с другим генерационным источником. Материнскими породами этих нефтей, скорее всего, могли быть нижнемеловые отложения (ахская и танопчинская свиты) Гыданской НГО.

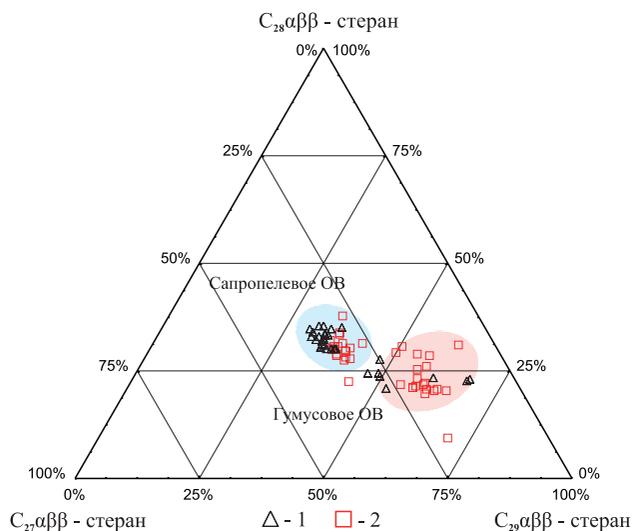


Рис. 18. Диаграмма относительного распределения C_{27} - C_{29} изостеранов в нефтях и битумоидах западной части Енисей-Хатангской НГО и прилегающих территорий. 1 – нефти, 2 – битумоиды.

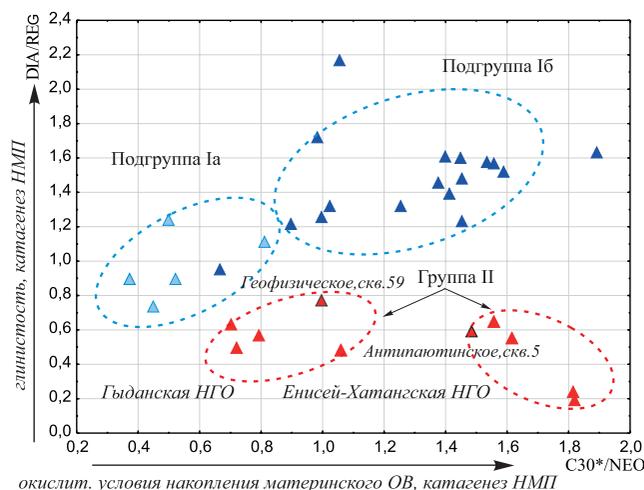


Рис. 19. Диаграмма корреляции биомаркерных параметров DIA/REG и C_{30}^*/NEO , иллюстрирующая различия в фациальных условиях накопления и/или уровне катагенеза материнского ОБ нефтей выделенных групп. Условные обозначения см. на рис. 14.

Заключение

По результатам исследований изотопного состава углерода, состава и распределения углеводородов-биомаркеров нефтей и битумоидов из нефтематеринских пород мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангской НГО и северо-востока Западно-Сибирской плиты выделены две группы битумоидов и нефтей, генетически связанные с ОБ преимущественно сапропелевого (I группа) и преимущественно гумусового типа (II группа). Наиболее четкое разделение на генетические группы отмечается по относительному содержанию стеранов и пентациклических тритерпанов, закономерностям распределения стеранов и трициклических тритерпанов и изотопному составу углерода.

ОБ средне-верхнеюрских отложений, в целом, имеет смешанный состав. В отложениях яновстанской свиты доминирует ОБ с высоким содержанием сапропелевой составляющей.

Гольчихинская свита неоднородна по типу ОБ. В верхней части разреза свиты в составе ОБ преобладает сапропелевая составляющая. ОБ этих интервалов разреза гольчихинской свиты не отличается от ОБ яновстанской свиты. В составе ОБ нижней части разреза гольчихинской свиты зафиксированы высокие содержания гумусовой составляющей.

Материнскими толщами для нефтей I-ой группы из нижнемеловых отложений (нижнехетская, шураговская и суходудинская свиты) могли быть отложения верхней части гольчихинской свиты, яновстанская свита и, возможно, отдельные интервалы сиговской свиты, содержащие пачки пород, обогащенные сапропелевым ОБ.

Различия в значениях отдельных биомаркерных параметров нефтей подгрупп Ia и Ib позволяют предположить, что они связаны с территориально разобценными верхнеюрскими очагами генерации. Источником нефтей подгруппы Ia могли являться верхнеюрские материнские толщи, приуроченные к осевой, наиболее погруженной части Центрально-Таймырского желоба. Определенный вклад в формирование залежей нефтей подгруппы Ia могли внести и нефтематеринские породы нижнемеловых отложений,

вошедшие в осевой части Центрально-Таймырского желоба в главную зону нефтеобразования (Афанасенков и др., 2019). Источником генерации для нефтей подгруппы **I6** помимо верхнеюрских отложений Танамо-Малохетского мегавала, могли быть верхнеюрские материнские толщи Пендомаяхской впадины (Ларичев и др., 2003).

Источником изученных нефтей **II**-ой группы из отложений средней юры, а также из нижнемеловых отложений Горчинской площади в западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба могли быть среднеюрские нефтематеринские породы вымской и малышевской свит (Афанасенков и др., 2018).

Материнскими породами нефтей **II**-ой группы из барремских отложений Гыданской НГО, скорее всего, могли быть нижнемеловые толщи ахской и таноупчинской свит (Афанасенков и др., 2018). Выявленная по биомаркерным параметрам невысокая градация катагенеза материнского ОВ этих нефтей исключает участие зрелых среднеюрских нефтематеринских толщ Ямало-Гыданской синеклизы в формировании залежей УВ в барремских отложениях.

Литература

Афанасенков А.П., Петров А.Л., Грайзер Э.М. (2018). Геохимическая характеристика и нефтегазогенерационный потенциал мезозойских отложений Гыданской и Енисей-Хатангской нефтегазоносных областей. *Геология нефти и газа*, 6, с. 109-127. DOI <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-6-109-127>

Афанасенков А.П. и др. (2015). О возможно пропущенных нефтяных оторочках в Гыдано-Хатангской нефтегазоперспективной зоне на примере Дерябинского месторождения. *Геология нефти и газа*, 2, с. 34-44.

Болдушевская Л.Н. и др. (2002). Перспективы нефтегазоносности юрско-меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба и северо-востока Западно-Сибирской плиты по геохимическим данным. *Российская Арктика: геологическая история, минералогия, геоэкология*, с. 364-371.

Гончаров И.В. и др. (2010а). Нефтематеринские породы и нефти восточной части Западной Сибири. *Нефтяное хозяйство*, 8, с. 24-28.

Гончаров И.В. и др. (2010б). Нефти нижнехетской свиты Ванкорского месторождения и источник их генерации. *Успехи органической геохимии: Материалы Всерос. науч. конф.* Ред. А.Э. Конторович. Новосибирск: ИНГТ СО РАН, с. 100-104.

Дахнова М.В. и др. (2009). Геохимия и генезис нефтей Ванкорского месторождения. *Геология нефти и газа*, 5, с. 30-37.

Ким Н.С. и др. (2009). Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности юрских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Интерэкспо Гео-Сибирь*, 2, с. 20-23.

Ким Н.С., Родченко А.П. (2013). Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба. *Геология и геофизика*, 54(8), с. 1236-1252. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.013>

Ларичев А.И. и др. (2003). Органическая геохимия среднеюрско-нижнемелового разреза восточного борта Большехетской впадины. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 11, с. 4-13.

Родченко А.П. (2016). Геохимия органического вещества верхнеюрских отложений северо-востока западной сибери и генезис меловых нефтей региона. *Геология нефти и газа*, 6, с. 107-118.

Серебренникова О.В. и др. (2012). Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов. *Известия Томского Политехнического Университета*, 320(1), с. 134-137.

Филипцов Ю.А. и др. (1998). Катагенез органического вещества и фазовый состав залежей углеводородов северо-западного обрамления Сибирской платформы. *Геология нефти и газа*, 12, с. 25-33.

Филипцов Ю.А. и др. (2006). Взаимосвязь материнских пород и нефтей в мезозойских отложениях северо-востока Западно-Сибирской плиты на основе изучения углеводородов-биомаркеров и катагенеза органического вещества. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 5-6, с. 52-57.

Фомин А.Н. и др. (2010). Катагенез РОВ мезозойских отложений западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба по биомаркерным, пиролитическим и углепетраграфическим данным. *Успехи органической геохимии: Материалы Всерос. науч. конф.* Ред. А.Э. Конторович. Новосибирск: ИНГТ СО РАН, с. 338-342.

Фомин А.Н. (2011). Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских (юра, триас) и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 331 с.

Фурсенко Е.А. (2016). Геохимия нефтей Северо-Востока Западной Сибири. *Интерэкспо Гео-Сибирь*, 2(1), с. 166-169.

Bao J.P. (1997). 25-Norhopane series in the nonbiodegraded oil and the source rocks. *Chin.Sci.Bull.*, 42, pp. 1388-1391. <https://doi.org/10.1007/BF02882874>

Caio J. et al. (2008). Possible origin 25-norhopanes in Jurassic organic-poor mudstones from the northern Qaidam Basin (NW China). *Org. Geochem.*, 39, pp. 1058-1065. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.01.021>

Peters K.E. et al. (1996). Selective biodegradation of extended hopanes to 25-norhopanes in petroleum reservoirs. Insights from molecular mechanics. *Organic Geochemistry*, 24(8/9), pp. 765-783. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(96\)00086-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00086-1)

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). *The Biomarker Guide*. Cambridge University Press, 489 p.

Philp R.P., Gilbert T.D. (1986). Biomarker distributions in Australian oils predominantly derived from terrigenous source material. *Organic Geochemistry*, 10(1), pp. 73-84. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90010-0](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90010-0)

Van Graas G.W. (1990). Biomarker maturity parameters for high maturities: Calibration of the working range up to the oil/condensate threshold. *Organic Geochemistry*, 16, pp. 1025-1032. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90139-Q](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90139-Q)

Сведения об авторах

Александр Петрович Афанасенков – канд. геол.-мин. наук, Заместитель генерального директора, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт; ведущий научный сотрудник Кафедры теоретических основ разработки месторождений нефти и газа, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 105118, Москва, шоссе Энтузиастов, д. 36

Татьяна Павловна Жеглова – канд. хим. наук, ведущий научный сотрудник, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт
Россия, 105118, Москва, шоссе Энтузиастов, д. 36

Александр Леонидович Петров – геолог 1 категории, Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт
Россия, 105118, Москва, шоссе Энтузиастов, д. 36
E-mail: a.petrov@vniigni.ru.

Статья поступила в редакцию 02.10.2018;

Принята к публикации 07.11.2018;

Опубликована 30.03.2019

IN ENGLISH

Hydrocarbon biomarkers and isotopic composition of carbon from bitumoids and oils of Mesozoic sediments in the western part of the Yenisei-Khatanga oil and gas region

A.P. Afanasenkov^{1,2}, T.P. Zheglava¹, A.L. Petrov^{1*}

¹All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russian Federation

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Alexander L. Petrov, e-mail: a.petrov@vniigni.ru

Abstract. Based on analyzes of carbon isotopic composition, distribution and composition of hydrocarbon biomarkers of oils and bitumoids from source rocks of the Mesozoic sediments in the western part of the Yenisei-Khatanga oil and gas region and the northeast of the West-Siberian plate, two groups of oils and bitumoids are identified, genetically associated with organic matter, mainly sapropel type (I group) and mainly humus type (II group). The genetic correlation of oils and bitumoids has been made. Possible foci of generation, which participated in the formation of hydrocarbon deposits, have been determined.

Keywords: Yenisei-Khatanga oil and gas region, hydrocarbon biomarkers, carbon isotopic composition, bitumoids, organic matter, oil, genetic correlation

Recommended citation: Afanasenkov A.P., Zheglova T.P., Petrov A.L. (2019). Hydrocarbon biomarkers and isotopic composition of carbon from bitumoids and oils of Mesozoic sediments in the western part of the Yenisei-Khatanga oil and gas region. *Georesursy = Georesources*, 21(1), pp. 47-63. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.1.47-63>

References

- Afanasenkov A.P., Petrov A.L., Grayzer E.M. (2018). Geochemical description and oil&gas generation potential of Mesozoic formations within the Gydan and Yenisei-Khatanga oil and gas bearing regions. *Geologiya nefii i gaza = Oil and Gas Geology*, 6, pp. 109-127. DOI 10.31087/0016-7894-2018-6-109-127 (In Russ.)
- Afanasenkov A.P., Poroskun V.I., Tsarev V.V., Evstratova I.A., Lugovaya O.V., Petrov A.L. (2015). About concerning probably skipped oil fringes in the Gydan-Khatangskaya oil and gas bearing zone at the example of the Deryabinskoe deposit. *Geologiya nefii i gaza = Oil and Gas Geology*, 2, pp. 34-44. (In Russ.)
- Bao J.P. (1997). 25-Norhopane series in the unbiodegraded oil and the source rocks. *Chin.Sci.Bull.*, 42, pp. 1388-1391. <https://doi.org/10.1007/BF02882874>
- Boldushevskaya L.N. et al. (2002). Prospects for the oil and gas potential of the Jurassic-Cretaceous sediments of the Yenisei-Khatanga regional trough and the northeast of the West Siberian Plate according to geochemical data. *Rossiiskaya Arktika: geologicheskaya istoriya, mineralogiya, geoekologiya* [Russian Arctic: geological history, mineralogy, geocology], pp. 364-371. (In Russ.)
- Cao J. et al. (2008). Possible origin 25-norhopanes in Jurassic organic-poor mudstones from the northern Qaidam Basin (NW China). *Org. Geochem.*, 39, pp. 1058-1065. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.01.021>
- Dakhnova M.V., Zheglova T.P., Nechitailo G.S., Nazarova E.S., Myalkina Yu.A. (2009). Geochemistry and genesis of oils of Vankorskoye field. *Geologiya nefii i gaza = Oil and Gas Geology*, 5, pp. 30-37. (In Russ.)
- Filipstov Yu.A. et al. (1998). Catagenesis of organic matter and phase composition of hydrocarbon deposits of the north-western framing of the Siberian platform. *Geologiya nefii i gaza = Oil and Gas Geology*, 12, pp. 25-33. (In Russ.)
- Filipstov Yu.A. et al. (2006). The relationship of source rocks and oils in Mesozoic deposits of the North-East of West Siberian plate (based on the study of hydrocarbons-biomarkers and catagenesis of organic matter. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefityanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 5-6, pp. 52-57. (In Russ.)
- Fomin A.N. (2011). Katagenez organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' mezozoiskikh (yura, trias) i paleozoiskikh otlozhenii Zapadno-Sibirskogo megabasseina [Catagenesis of organic matter and petroleum potential of the Mesozoic (Jurassic, Triassic) and Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin]. Novosibirsk: INGG SO RAN, 331 p.
- Fomin A.N. et al. (2010). Catagenesis of the DOM of the Mesozoic sediments of the western part of the Yenisei-Khatanga regional trough according to biomarker, pyrolytic and carbon data. *Uspekhi organicheskoi geokhimii: Materialy Vseros. nauch. konf.* [Successes of organic geochemistry: Proc. All-Russ. sci. conf.]. Ed. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: INGG SO RAN, pp. 338-342. (In Russ.)
- Fursenko E.A. (2016). Geochemistry of petroleum from the northeast of West Siberia. *Interespo Geo-Sibir*, 2(1), pp. 166-169. (In Russ.)
- Goncharov I.V. et al. (2010b). Oils of Nizhnekhetksy suite of the Vankor field and the source of their generation. *Uspekhi organicheskoi geokhimii: Materialy Vseros. nauch. konf.* [Successes of organic geochemistry: Proc. All-Russ. sci. conf.]. Ed. A.E. Kontorovich. Novosibirsk: INGG SO RAN, pp. 100-104. (In Russ.)
- Goncharov I.V., Oblasov N.V., Samoilenko V.V., Fadeeva S.V., Krinin V.A., Volkov V.A. (2010a). Source rocks and oils in eastern part of West Siberia. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 8, pp. 24-28. (In Russ.)
- Kim N.S., Rodchenko A.P. (2013). Organic geochemistry and petroleum potential of Jurassic and Cretaceous deposits of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Russian Geology and Geophysics*, 54(8), pp. 966-979. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.013> (In Russ.)
- Kim N., Kontorovich A., Kostyreva E., Fomin A., Melenevskiy V. (2009). Geochemical criteria for predicting the petroleum potential in bitumens of Jurassic deposits of the Yenisei-Khatanga regional trough. *Interespo Geo-Sibir*, 2, pp. 20-23. (In Russ.)
- Larichev A.I. et al. (2003). Organic geochemistry of the Middle Jurassic – Lower Cretaceous section of the eastern side of the Bolshekhetskaya depression. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefityanykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 11, pp. 4-13. (In Russ.)
- Peters K.E. et al. (1996). Selective biodegradation of extended hopanes to 25-norhopanes in petroleum reservoirs. Insights from molecular mechanics. *Organic Geochemistry*, 24(8/9), pp. 765-783. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(96\)00086-1](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(96)00086-1)
- Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. (2005). *The Biomarker Guide*. Cambridge University Press, 489 p.
- Philp R.P., Gilbert T.D. (1986). Biomarker distributions in Australian oils predominantly derived from terrigenous source material. *Organic Geochemistry*, 10(1), pp. 73-84. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90010-0](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90010-0)
- Rodchenko A.P. (2016). Organic matter geochemistry of the upper-jurassic deposits in the north-east of Western Siberia and cretaceous oil genesis in the region. *Geologiya nefii i gaza = Oil and Gas Geology*, 6, pp. 107-118. (In Russ.)
- Serebrennikova O.V. et al. (2012). The genesis of the oil deposits of the White Tiger (Vietnam) according to the data on the composition of saturated acyclic hydrocarbons. *Izvestiya Tomskogo Politehnicheskogo Universiteta = The Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*, 320(1), pp. 134-137. (In Russ.)
- Van Graas G.W. (1990). Biomarker maturity parameters for high maturities: Calibration of the working range up to the oil/condensate threshold. *Organic Geochemistry*, 16, pp. 1025-1032. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(90\)90139-Q](https://doi.org/10.1016/0146-6380(90)90139-Q)

About the Authors

Alexander P. Afanasenkov – PhD (Geology and Mineralogy), Deputy Director General, All-Russian Research Geological Oil Institute; Leading Researcher, Department of Theory for the Development of Oil and Gas Fields, Lomonosov Moscow State University

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russian Federation

Tatyana P. Zheglova – PhD (Chemistry), Leading Researcher, All-Russian Research Geological Oil Institute

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russian Federation

Alexander L. Petrov – Geologist, All-Russian Research Geological Oil Institute

36, Shosse Entuziastov, Moscow, 105118, Russian Federation

E-mail: a.petrov@vnignri.ru

Manuscript received 2 October 2018;

Accepted 7 November 2018;

Published 30 March 2019