

УДК 665.61+553.982.2+547.91

## НАСЫЩЕННЫЕ И АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ–БИОМАРКЕРЫ В НЕФТИ И БУТУМОИДАХ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ КУГАССКАЯ 364-0 (РЕСПУБЛИКА САХА, ЯКУТИЯ)

© 2023 г. А. Р. Ахмедова<sup>\*1</sup>, О. В. Серебrenникова<sup>2</sup>, О. В. Шиганова<sup>1</sup>

<sup>1</sup> АО Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья,  
Новосибирск, 630091 Россия

\* E-mail: [ahmedova-sniiggims@yandex.ru](mailto:ahmedova-sniiggims@yandex.ru)

<sup>2</sup> Институт химии нефти СО РАН, Томск, 634055 Россия  
E-mail: [ovs49@yahoo.com](mailto:ovs49@yahoo.com)

Поступила в редакцию 26.11.2021 г.

После доработки 31.01.2022

Принята к публикации 10.02.2022

Методами газожидкостной хроматографии и хромато-масс-спектрометрии изучены особенности состава и распределения биомаркеров в нефти и рассеянном органическом веществе венд-кембрийских отложений из скважины Кугасская 364-0. Идентифицированы алканы нормального и изопреноидного строения, моноцикланы, стераны, терпаны, а также алкилароматические углеводороды ряда бензола, нафталина и фенантрена. По геохимическим показателям биомаркеров определено, что исходное органическое вещество формировалось преимущественно в карбонатных породах морского бассейна с восстановительной средой и повышенной соленостью вод. Показатели термической зрелости соответствуют началу «нефтяного» этапа катагенеза.

**Ключевые слова:** Сибирская платформа; Восточная Сибирь; нефтяные углеводороды; стераны; терпаны; ароматические углеводороды

DOI: 10.53392/27823857-2023-3-1-91; EDN: ILZFRF

Создание крупнейшего нефтепровода «Восточная Сибирь–Тихий океан» в 2008 г. привело к активному освоению месторождений нефти и газа на территории центральной части Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия). Данный регион характеризуется низким показателем степени разведанности (12%) и высокой долей прогнозных и перспективных ресурсов (75%) [1]. Наиболее крупные месторождения были открыты в период 1970–1980-х гг.: Среднеботуобинское, Ярактинское, Сузунское, Кулюмбинское, Верхнечонское, Юрубчено-Тохомское, Талаканское, Тагульское и др. Начиная с 1990-х гг. объем геологоразведочных работ значительно сократился и последующие 30 лет прирост запасов происходил за счет доразведки. Основной задачей на региональном этапе являлось получение новых данных о продуктивных горизонтах и глубинном строении разреза.

Данные о составе и распределении углеводородов (биомаркеров) в нефтях и рассеянном органи-

ческом веществе (РОВ) пород широко применяются для определения факторов, влияющих на нефтегазонасыщенность, таких как фациально-генетический тип исходного органического вещества (ОВ), условия его накопления и термическая преобразованность (зрелость, катагенез), а также для оценки влияния миграции, гипергенных процессов (биодегградация) [2, 3, 4]. Обычно к биомаркерам относят нормальные алканы, алканы изостроения, изопреноиды, полициклические насыщенные углеводороды (стераны, ди- и тритерпаны). Ароматические углеводороды (АРУВ) почти не синтезируются живыми организмами, а образуются из биологических предшественников в результате биохимических и термохимических реакций на ранних стадиях диагенеза осадков и при созревании осадочного ОВ на поздних стадиях диа- и катагенеза, поэтому они рассматриваются, как «вторичные» биометки [2, 3, 4]. Применение АРУВ менее распространено, чем насыщенных углеводородов в связи со сложностью их определения и

недостаточной изученностью механизмов их образования в недрах.

Изучению насыщенных биомаркеров нефтей и РОВ пород верхнего протерозоя (венд, рифей) и нижнего кембрия центральной части Восточной Сибири посвящены работы [5–18], в которых установлены специфические черты докембрийских флюидов, отличающие их от фанерозойских: наличие 12- и 13-монометилалканов (ММА), высокое содержание трициклических тритерпанов (хейлантанов)  $C_{19-31}$ , с максимумом на  $C_{23}$ , преобладание среди стеранов  $C_{29}$  гомологов, низкое содержание диастеранов и преобладание гопанов  $C_{35}$  над  $C_{34}$ . Однако среди докембрийских нефтей были выявлены отличия, связанные с разновозрастными источниками: рифейским и вендским [6, 7, 9]. ОВ рифейского происхождения характеризуется преобладанием в составе *n*-алканов четных гомологов [9], пониженным содержанием разветвленных структур (включая ММА) [6] и стеранов (относительно гопанов) [7], повышенными показателями термической преобразованности по составу АРУВ [12]. По составу насыщенных и ароматических биомаркеров были выявлены районы преимущественного влияния генетического, катагенетического и миграционного факторов на состав нефтей Байкитской антеклизы [15], установлены критерии для диагностики типа исходного ОВ пород и нефтей докембрия и фанерозоя отложений Сибирской платформы [14].

Таким образом, расширение числа определяемых биомаркеров дает более полные представления об условиях накопления и преобразования РОВ в недрах и позволяет выработать надежные критерии прогноза нефтегазоносности, особенно в тех случаях, когда насыщенные углеводороды (УВ) отсутствуют или данные по ним не информативны, например при биодеградациии, или высокой термической преобразованности [2, 3, 4].

Цель работы — характеристика нефти и битумоидов, полученных из венд-кембрийских отложений при бурении параметрической скважины Кугаская 364-0, на основе состава биомаркеров: *n*-алканов, изопреноидов, стеранов, трицикланов, гопанов, а также *n*-алкилциклопентанов, *n*-алкилциклогексанов, алкилбензолов, нафталинов и фенатренов.

### Экспериментальная часть

Скважина Кугаская 364-0 расположена на северо-восточной части Мирнинского выступа [19] у северо-восточной границы Ботубинского нефтегазоносного района Непско-Ботубинской нефтегазоносной области, Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. В данной работе представлены данные

по нефтегазоносным комплексам (НГК): вендскому (V), верхневендско-нижнекембрийскому (V– $C_1$ ) и кембрийскому (С). В кембрийском НГК выделяется карбонатный олекминский продуктивный горизонт (олекминская свита — *ol*), в подсолевом V– $C_1$  комплексе карбонатные продуктивные горизонты: осинский (билирская свита — *bl*) и юряхский (юряхская свита — *yr*). Отложения вендского НГК представлены терригенными, возможно продуктивными горизонтами: ботубинским (бюкская свита — *bk*) и талахским (курсовская свита — *kr*).

Объекты исследования: образец нефти и 15 проб хлороформенных битумоидов «А» в породах венд-кембрийских отложений Кугаской площади (табл. 1). Содержание органического углерода в породе определяли кулонометрическим методом (СТП ИГ–021). Групповой состав битумоидов и нефти определяли методом жидкостно-адсорбционной хроматографии на силикагеле и оксиде алюминия (СТП ИГ–027–10). Физико-химические свойства нефти были изучены в соответствии с ГОСТ Р 51858–2002. Состав ациклических алканов определяли методом газо-жидкостной хроматографии (СТП ИГ–023–05) насыщенной фракции [11]. Анализ циклических насыщенных и ароматических УВ проводили методом хромато-масс-спектрометрии гексановой фракции, полученной методом адсорбционной хроматографии на оксиде алюминия (IV степени активности по Брокману) [12]. Идентификацию осуществляли по полным масс-спектрам с привлечением спектро-структурных корреляций [20] и компьютерной библиотеки масс-спектров NIST 2005. Описание молекулярно-массового распределения (ММР) и расчеты геохимических коэффициентов осуществляли по характеристическим ионам:  $m/z$  85 — ациклические алканы,  $m/z$  69 — *n*-алкилциклопентаны,  $m/z$  83 — *n*-алкилциклогексаны,  $m/z$  217 — стераны,  $m/z$  191, 177 — терпаны,  $m/z$  91, 105 — *n*-алкилбензолы,  $m/z$  92, 106, 120, 134 — фитанилбензолы,  $m/z$  128, 142, 156, 170, 184 — нафталины,  $m/z$  178, 192, 206, 220, 234 — фенатрены.

### Результаты и их обсуждение

По всему разрезу фиксируется чередование пород с низкой и повышенной битуминозностью, преимущественно за счет миграционной составляющей ОВ (эпигенетичные битумоиды). Содержание органического углерода ( $C_{орг}$ ) 0.14–2.8% (табл. 1), выход хлороформенного битумоида «А» менее 1%, битуминозный коэффициент ( $\beta$ ) меняется в интервале 10.4–127.0%. Пониженная битуминозность ( $\beta = 10.4\%$ ) зафиксирована в образце № 14, что свидетельствует о его сингенетичности. В соответствии

с генетической классификацией В.А. Успенского [4] по групповому составу битумоиды являются мальтами (43.5–61.6% УВ), за исключением образца № 16, относящегося к асфальту (27.0% УВ). Содержание насыщенных УВ в 1.1–3.2 раза выше ароматических. Смолы составляют 25.3–50.4%, среди которых доминируют спирто-бензольные смолы (СБС); их в 1.5–7.1 раза больше, чем бензольных (БС), однако вниз по разрезу наблюдается снижение их доли в составе смол. Преобладание спирто-бензольных смол связано с участием кислородсодержащих соединений при окислении ОВ в зоне гипергенеза, либо с их остаточным накоплением при миграции. Содержание асфальтенов меняется в широком диапазоне от 1.3 до 39.9%. Вниз по разрезу содержание асфальтово-смолистых компонентов растет (табл. 1), что вероятно, обусловлено остаточным нефтенасыщением продуктивных горизонтов в краевой части залежи, либо в зоне контактов вода–нефть. Подобные нефтиды типичны для подсолевых горизонтов Непско-Ботубинской антеклизы [6, 9].

Проба нефти была получена только из пород олекминской свиты. Нефть тяжелая, с плотностью 874.0 кг/м<sup>3</sup>, сернистая — 1.0%, малопарафинистая — 1.2% и высокосмолистая — 16.6%, содержит асфальтены — 0.3%. Насыщенные УВ преобладают над ароматическими, их содержание составляет 61.5%.

**Ациклические алканы.** Изученные образцы характеризуются типичным для нефтидов центральной части Восточной Сибири профилем распределения ациклических алканов (рис. 1), указывающим на аквагенный источник ОВ, сформированный в морских, восстановительных условиях. В нефти с максимумом ММР на *n*-C<sub>15</sub>, *n*-C<sub>17</sub>, в битумоидах — на *n*-C<sub>17</sub>, *n*-C<sub>19</sub> *n*-алканы доминируют над изопреноидами (изо-/*n*-алканы 0.2–0.4), в диапазоне *n*-C<sub>16–25</sub> гомологи с четным и нечетным числом атомов углерода в молекуле присутствуют в близких концентрациях (чет/нечет 0.8–1.0), фитан (Ф) в большинстве образцов преобладает над пристаном (П) (П/Ф 0.6–1.4).

**Таблица 1.** Групповой состав нефти и битумоидов и содержание органического углерода в породах венд-кембрийских отложений Кугасской площади

№ п.п.	Образец	Глубина отбора, м	Возраст, свита	C <sub>орг</sub>	ХБА <sup>а</sup>	β, %	Σ Насыщенные УВ	Σ Ароматические УВ	БС	СБС	Асфальтены
				% на исходную породу							
1	Нефть	1315–1345	Є <sub>1</sub> , ol	—	—	—	61.5	21.6	16.6		0.3
2	Доломит	1318.4	Є <sub>1</sub> , ol	0.14	0.16	117.4	39.5	19.5	7.4	29.0	4.6
3	Доломит	1318.5	Є <sub>1</sub> , ol	—	0.66**	—	44.2	13.7	7.2	32.8	2.0
4	Доломит	1337.47	Є <sub>1</sub> , ol	—	0.24*	—	37.1	24.5	4.6	32.5	1.3
5	Доломит	2197.6	Є <sub>1</sub> , bl	0.66	0.84	126.9	37.1	22.2	8.8	29.9	2.1
6	Доломит	2202.82	Є <sub>1</sub> , bl	0.31	0.27	85.4	37.1	20.8	6.5	33.7	1.9
7	Доломит	2236.5	V-Є <sub>1</sub> , уг	—	0.60**	—	40.0	20.8	7.0	28.3	3.9
8	Доломит	2244.78	V-Є <sub>1</sub> , уг	—	0.73**	—	34.6	21.9	8.9	20.6	13.9
9	Доломит	2251.23	V-Є <sub>1</sub> , уг	—	1.17**	—	28.9	23.3	12.5	27.3	8.0
10	Доломит	2264.35	V-Є <sub>1</sub> , уг	—	2.23**	—	31.2	21.4	13.0	28.9	5.4
11	Доломит	2291.2	V-Є <sub>1</sub> , уг	—	0.97**	—	25.7	23.7	13.1	30.5	7.1
12	Известняк	2296.2	V-Є <sub>1</sub> , уг	—	0.06**	—	26.3	17.2	15.9	34.5	6.2
13	Аргиллит	2712.1	V, bk	0.84	0.86	102.6	27.4	21.1	6.5	18.8	26.3
14	Аргиллит	2724.95	V, kr	0.86	0.09	10.4	29.5	19.7	12.9	33.9	4.0
15	Песчаник	2786.7	V, kr	—	0.71*	—	34.2	20.3	9.2	20.5	15.8
16	Песчаник	2805.9	V, kr	2.78	0.62	22.3	14.8	12.2	13.3	19.7	39.9

Примечание. <sup>а</sup> ХБА — хлороформенный битумоид «А» по Н.Б. Вассоевичу: без обозначения — экстракция из порошка; \* — из щебня, \*\* — из камня; прочерк — параметр не определялся; БС — бензольные смолы, СБС — спирто-бензольные смолы; β = 100 · ХБА/С<sub>орг</sub>.

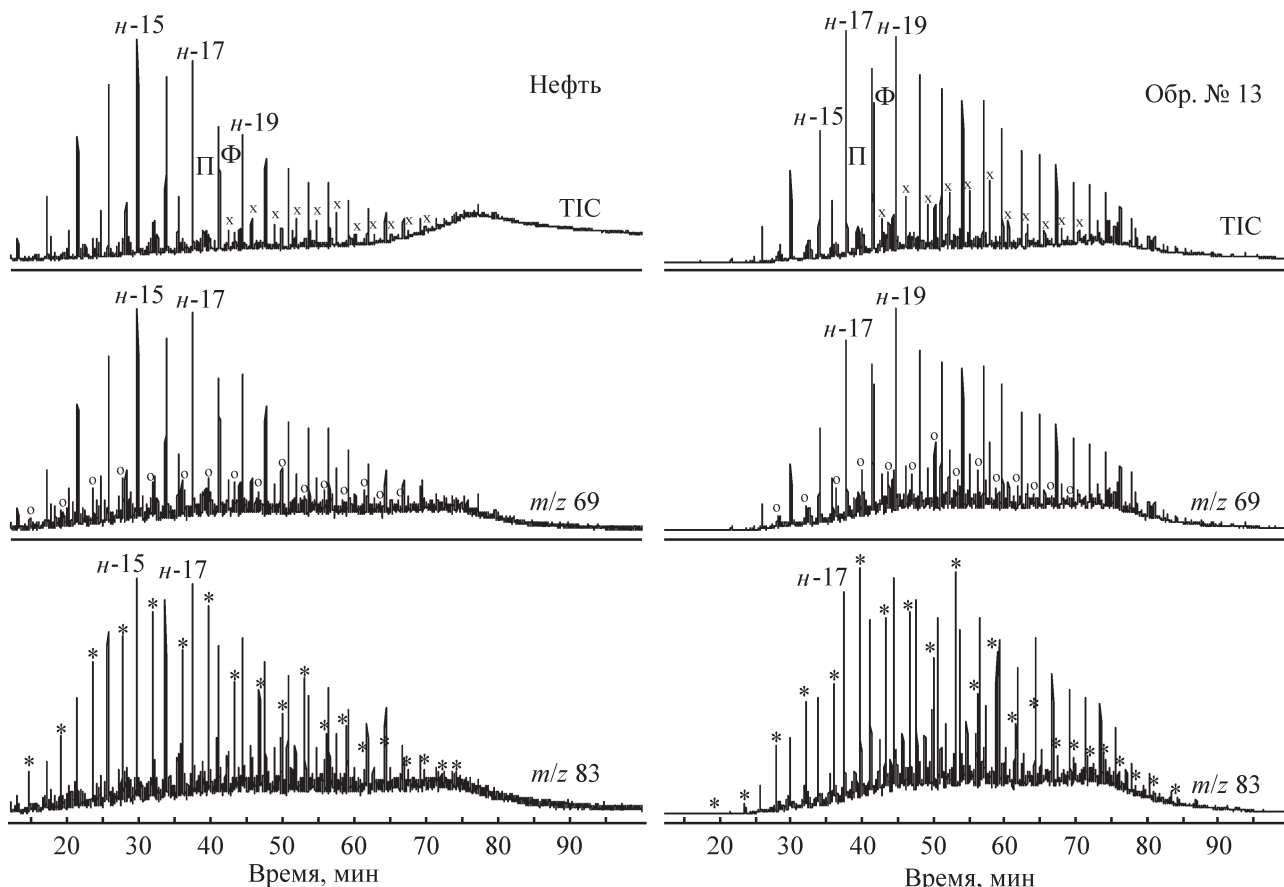


Рис. 1. Типичные масс-хроматограммы УФ фракции нефти № 1 и битумоида № 13 (табл. 1).

Обозначения: ТИС — полный ионный ток, ациклические алканы;  $m/z$  83 — *n*-алкилциклогексаны (\*),  $m/z$  69 — *n*-алкилциклопентаны (o); П — пристан; Ф — фитан; *n*-17 — число атомов углерода в *n*-алканах; (x) — 12- и 13-монометилалканы.

Присутствие 12- и 13-монометилалканов состава  $C_{19-30}$  (рис. 1), указывает на мелководный бассейн осадконакопления. Биологическим предшественником монометилалканов (ММА) являлась 12,13-метилтетракозановая кислота липидов цианобактерий (строматолиты, цианобактериальные маты), для которых лимитирующим фактором существования является солнечный свет [3, 7, 16]. По данным [17, 18] строматолиты играли главенствующая роль в формировании исходного ОВ докембрийских нефтей Восточной Сибири. ММА также обнаружены в верхнепротерозойских отложениях Пакистана [21] и Омана [22], что свидетельствует о схожих условиях для развития биопродуцентов.

**Моноциклические алканы.** Распределение *n*-алкилциклопентанов (*n*-ЦП) и *n*-алкилциклогексанов (*n*-ЦГ) практически идентично во всех образцах и напоминает профиль *n*-алканов (рис. 1). Среди *n*-ЦП идентифицированы  $C_{12-32}$  гомологи (в пробе № 2 до  $C_{35}$ ) с максимумом на  $C_{17}$ ,  $C_{20}$  ( $C_{20} \geq C_{17}$ ) и

преобладанием четных гомологов в диапазоне  $C_{16-25}$  (чет/нечет 1.2–1.7). В профиле распределения *n*-ЦГ  $C_{11-C_{32-35}}$  положение максимума в нефти на  $C_{15}$ , в битумоидах на  $C_{17}$ ,  $C_{21}$ . В диапазоне  $C_{16-25}$  преобладают нечетные гомологи (чет/нечет 0.7–0.9).

**Три-, тетра- и пентациклические алканы.** Распределение терпанов и стеранов в изученных пробах типично для нафтидов данного района (рис. 2). Преобладание гопанов  $C_{27-35}$  над стеранами  $C_{27-29}$  (в 1.5–5 раз) свидетельствует об активной бактериальной деятельности при накоплении исходного ОВ. Среди хейлантанов  $C_{19-30}$  доминирует  $C_{23}$ , а среди пентациклических — гопан  $C_{30}$ , что типично для нефтей морского генезиса. Присутствие тетрациклического терпана  $C_{24}$ , гаммацерана  $C_{30}$  и прегнанов  $C_{21-22}$  указывает на повышенную соленость в бассейне осадконакопления (гиперсоленые условия) [2, 3, 4].

Преобладание гомогопанов  $C_{35}$  над  $C_{34}$  ( $C_{35}/C_{34} = 1.1-1.7$ ) и присутствие 28,30-бисноргопана  $C_{28}$

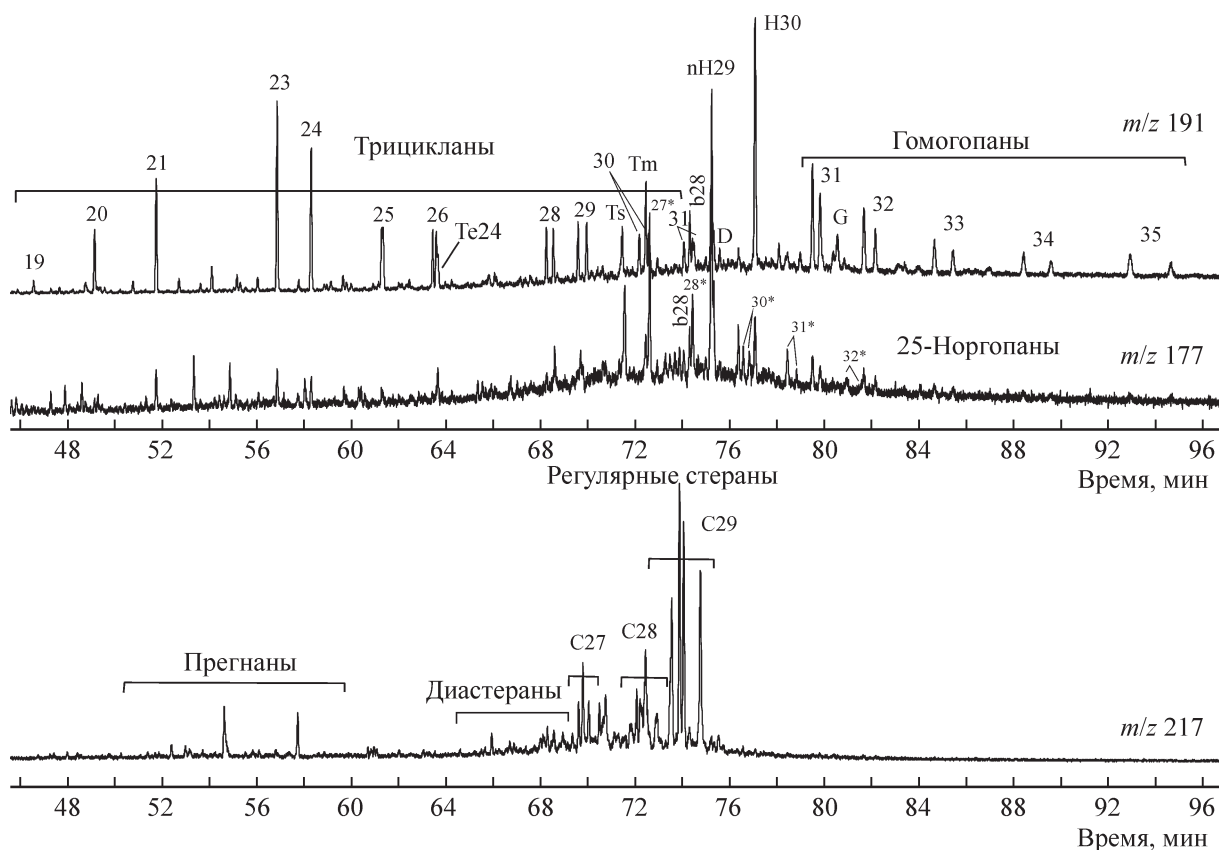
(образуется в зоне апвеллинга [2]) указывает на морские условия седиментации и восстановительную обстановку в диагенезе, за исключением пробы нефти и образца № 14, в которых преобладает гомогопан  $C_{34}$  (0.9–0.7). Исходное ОВ изученных флюидов формировалось преимущественно в карбонатных породах морского бассейна [2, 4], о чем свидетельствуют низкое содержание диастеранов по сравнению с регулярными (диа/рег = 0.1–0.3). Однако, присутствие диагопана  $C_{30}$  (рис. 2) свидетельствует о влиянии на исходное ОВ на стадии раннего диагенеза кислотных катализаторов — глинистой составляющей [2].

Во всех образцах, кроме битумоида № 14, по  $m/z$  177 обнаружены 25-норгопаны — деметилированные гопапы  $C_{27-32}$  (рис. 2). Их образование до последнего времени связывали исключительно с высокой степенью биodeградации ОВ во вмещающих породах (уровень 6 из 10), когда микроорганизмами во флюиде последовательно разрушены *n*-алканы, ациклические изопреноиды и регулярные гопапы [2,

4]. Однако в изученных пробах этого не наблюдается и присутствие 25-норгопанов вероятно связано с деятельностью бактерий, существовавших в специфических условиях диагенеза [23].

Среди стеранов доминируют этилхолестаны  $C_{29}$  (41–71%), биопродуктами которых в протерозое являлись колонии цианобактерий [2]. Однако в нефти и битумоиде № 14 наблюдается пониженное содержание  $C_{29}$  (41–51%) и повышенное  $C_{28}$  (28–30%), вероятно связанное с увеличением доли в исходном ОВ диатомей [24]. Значения коэффициентов зрелости  $K_1$  (0.4–0.5) и  $K_2$  (1.3–2.5), рассчитанных по соотношению S- и R-эпимеров регулярных стеранов  $C_{29}$  ( $K_1 = 20S/(20S + 20R)$ ,  $K_2 = \beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$ ) соответствуют началу «нефтяного» этапа и средним стадиям катагенеза МК<sub>1</sub>–МК<sub>2</sub> [2, 3]. Соотношение эпимеров гомогопанов  $C_{31}$  (S/(R + S)) близко к равновесному (0.5–0.6).

**Алкилбензолы.** Вниз по разрезу наблюдается чередование образцов с преобладанием моно- и биароматических УВ (табл. 2). Среди моноаренов



**Рис. 2.** Масс-хроматограммы УВ фракции битумоида № 7 (табл. 1) по фрагмент-ионам:  $m/z$  191 — терпаны,  $m/z$  177 — 25-норгопаны,  $m/z$  217 — стераны.

Обозначения: цифры — число атомов углерода, Те — тетрациклический терпан; Ts — 18 $\alpha$ , 21 $\beta$ -норнеогопан  $C_{27}$ ; Tm — 17 $\alpha$ , 21 $\beta$ -трисноргопан  $C_{27}$ ; b28 — 17 $\alpha$ , 18 $\alpha$ , 21 $\beta$  — 28, 30-бисноргопан  $C_{28}$ ; H — 17 $\alpha$ , 21 $\beta$ -гопан  $C_{30}$ , G — гаммацеран  $C_{30}$ , D — диагопан  $C_{30}$ , nH — 17 $\alpha$ , 21 $\beta$  норгопан  $C_{29}$ , (30\*) — 25-норгопаны.

**Таблица 2.** Геохимическая характеристика нефти и битумоидов по составу насыщенных и ароматических УВ

№ пробы*	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
П/Ф	0.8	0.7	0.6	0.8	0.6	0.5	0.8	0.7	0.7	0.7	0.4	0.6	0.7	1.4	0.9	1.0
П/н-С <sub>17</sub>	0.4	0.6	0.4	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.7	0.5	0.4	0.4	0.5	0.7	0.5	0.4
Ф/н-С <sub>18</sub>	1.0	1.2	1.0	0.9	1.1	1.2	1.0	1.0	1.7	1.3	1.6	1.2	1.1	0.9	0.9	0.6
изо-/н-	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.4	0.2	0.2
н-Алканы, %	76.9	71.7	66.9	68.4	68.2	67.8	63.2	68.5	67.0	62.8	63.3	60.2	63.5	69.8	70.0	69.7
изо-Алканы, %	12.8	17.7	14.7	15.6	15.7	15.8	15.8	16.4	17.8	22.0	19.3	18.4	18.7	14.9	23.1	15.5
ММА, %	10.3	10.6	18.4	16.0	16.2	16.5	21.0	15.1	15.2	15.2	17.5	21.4	17.8	15.3	6.8	14.8
(ββ + αα)St <sub>27</sub> , %	18.9	18.4	19.3	17.6	22.3	16.8	17.6	15.9	17.0	17.5	16.9	17.0	18.5	30.9	23.0	20.0
(ββ + αα)St <sub>28</sub> , %	30.1	16.8	17.0	16.9	21.1	16.9	14.4	16.2	12.3	12.0	17.6	17.3	13.4	28.1	14.9	15.7
(ββ + αα)St <sub>29</sub> , %	50.9	64.8	63.7	65.4	56.6	66.3	68.0	68.0	70.8	70.5	65.5	65.7	68.1	41.0	62.1	64.2
ββ/(ββ + αα)St <sub>29</sub>	0.5	0.6	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.5	0.4	0.6	0.5
dSt/(ββ + αα)St <sub>27-30</sub>	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.2	0.1
Pg <sub>21-22</sub> /ΣSt <sub>27</sub>	0.4	0.5	0.5	0.5	0.6	0.4	0.5	0.6	0.4	0.5	0.4	0.5	0.4	0.3	0.6	1.0
T <sub>19-30</sub> /17α-H <sub>29-33</sub>	0.7	0.9	1.1	1.0	1.1	0.8	1.1	0.9	0.7	0.7	0.8	0.9	0.7	1.1	1.0	1.0
dH <sub>30</sub> /Ts <sub>29</sub>	1.0	0.8	0.8	0.6	0.9	0.8	0.8	0.9	0.9	0.7	0.4	0.9	0.7	0.8	0.6	0.6
Ts <sub>27</sub> /(Ts <sub>27</sub> + Tm <sub>27</sub> )	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4
hH <sub>31</sub> (S/(R + S))	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.5	0.6	0.5	0.6	0.6
hH <sub>35</sub> /hH <sub>34</sub>	0.9	1.1	1.1	1.1	1.7	1.2	1.2	1.0	1.1	1.2	1.2	1.1	1.2	0.7	1.2	1.1
G <sub>30</sub> /17α-H <sub>30</sub>	0.3	0.2	0.2	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.2	0.2
28,30-BNH <sub>28</sub> /17α-H <sub>30</sub>	0.3	0.2	0.3	0.2	0.3	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1
dH <sub>30</sub> /17α-H <sub>30</sub>	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1
(ββ + αα)St <sub>27-29</sub> / 17α-H <sub>29-33</sub>	0.3	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.7	0.5	0.2	0.2	0.3
Алкилбензолы, %	29.5	56.3	83.8	36.4	69.8	29.2	52.8	20.3	22.3	31.7	50.1	76.7	37.0	80.7	45.9	38.2
Нафталины, %	47.2	39.5	14.6	57.6	5.1	60.9	41.8	73.3	72.8	59.3	39.5	20.0	63.0	19.3	48.1	61.8
Фенантрены, %	23.3	4.2	1.6	6.0	25.1	9.9	5.4	6.4	5.0	8.9	10.3	3.4	0.0	0.0	6.0	0.0
MNR	1.2	1.2	1.2	1.2	1.0	1.3	1.1	1.2	1.2	1.0	1.0	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3
ENR	1.8	1.3	1.3	1.3	1.8	1.4	1.8	1.4	1.5	1.4	1.7	1.7	2.0	1.2	1.6	1.7
DNR-1	4.1	1.8	2.0	2.1	2.1	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	2.1	1.9	2.8	2.2	2.7	3.5
TNR-1	0.8	0.8	0.7	0.8	0.6	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.7	0.6
TNR-2	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7
TMNr	0.6	0.4	0.4	0.4	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.6	0.6	0.3	0.6	0.5	0.4	0.4
MPI1	0.6	0.3	0.3	0.4	0.7	0.4	0.3	0.3	0.2	0.5	0.5	0.3	—	—	0.8	—
Rc	0.8	0.6	0.6	0.6	0.8	0.6	0.6	0.6	0.5	0.7	0.7	0.6	—	—	0.9	—
PAI1	1.9	0.5	0.6	0.7	3.3	0.7	0.6	0.7	0.5	0.9	1.2	0.4	—	—	3.0	—

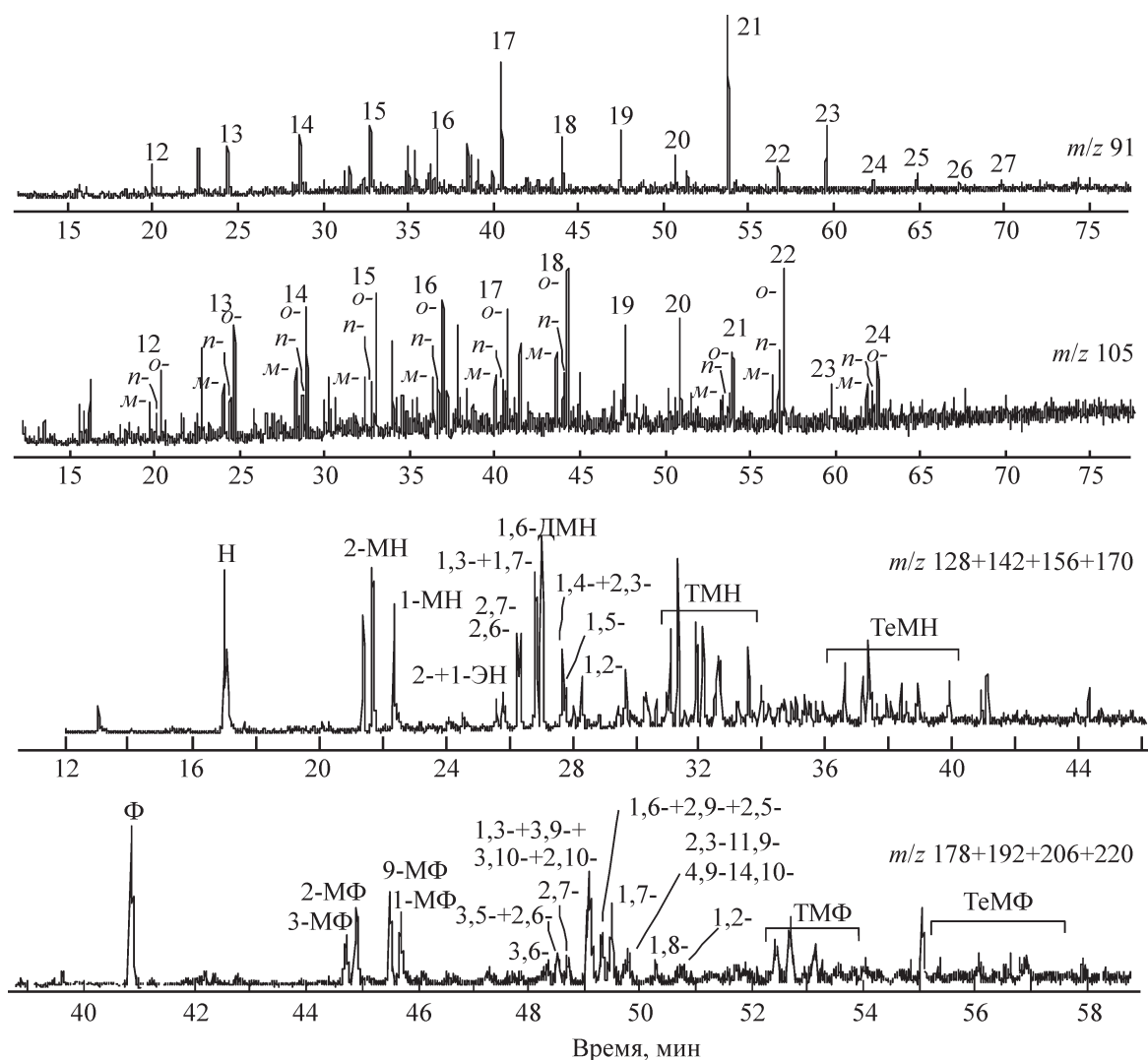
Примечание. \* — номер пробы в соответствии с табл. 1. Обозначения: прочерк — параметр не определялся; П — пристан; Ф — фитан; St — стераны; Н — гопаны; Pg — прегнан; Т — трициклический терпан (хейлантан); Ts — 18α,21β-норнеогопан C<sub>27</sub>; Tm — 17α, 21β-трисноргопан C<sub>27,29</sub>; BNH — 17α, 18α, 21β — 28, 30-бисноргопан C<sub>28</sub>; H — 17α, 21β-гопан C<sub>30</sub>, G — гаммацеран C<sub>30</sub>; приставки: d — диа-, h — гомо; MNR = 2-МН/1-МН; ENR = 2-ЕН/1-ЕН; DNR-1 = [2,6- + 2,7-ДМН]/1,5-ДМН; TNR-1 = 2,3,6-ТМН/[1,3,5- + 1,4,6-ТМН]; TNR-2 = [1,3,7- + 2,3,6-ТМН]/[1,3,5- + 1,3,6- + 1,4,6-ТМН]; TMNr = 1,3,7-ТМН/[1,3,7- + 1,2,5-ТМН]; MPI1 = 1.5\*(2-МФ + 3-МФ)/(Ф + 1-МФ + 9-МФ); Rc = 0.6\*MPI + 0.4; PAI1 = ΣМФ/Ф.

идентифицированы замещенные бензола с одной алкильной цепью нормального (*n*-АБ) или изопреноидного строения (фитанилбензол  $C_{20}$  (ФтБ)) и их изомеры, содержащие второй заместитель — метил- (М) в положениях пара- (1,4-, *p*-), мета- (1,3-, *m*-), орто- (1,2-, *o*-) — метилалкилбензолы (МАБ). Вниз по разрезу наблюдается чередование проб с преобладанием то *n*-АБ, то МАБ.

Распределение *n*-АБ и МАБ унимодальное с максимумом в низкомолекулярной области (рис. 3), что отражает состав ненасыщенных жирных кислот биопродуктов: бактерий и водорослей [2, 4, 17, 25]. Однако наблюдаются вариации в составе *n*-АБ и МАБ. Нефть и образцы № 3, 5, 12 содержат широкие

ряды *n*-АБ  $C_{10-30}$  (в образце № 3 до  $C_{35}$ ) и МАБ до  $C_{22-30}$  с максимумами на *n*-АБ- $C_{17}$ ,  $C_{21}$  и МАБ- $C_{18}$ ,  $C_{22}$ , в интервале  $C_{16-25}$  преобладают гомологи с нечетным числом атомов углерода в алкильном заместителе (чет/нечет 0.4–0.7 в *n*-АБ и 1.2–1.5 в МАБ), как и в изученных ранее нефтях Непско-Ботуобинской антеклизы [11, 12, 13]. В битумоидах № 2, 4, 7, 14, 15 содержатся МАБ лишь до  $C_{19}$ , максимум смещен на  $C_{15}$ . В пробах № 6, 8–11, 13, 16 наблюдается укороченный ряд не только МАБ, но и *n*-АБ до  $C_{19-24}$  и смещение максимума на *n*-АБ- $C_{15}$ .

Неоднородность в ММР может быть обусловлена либо деструкцией высокомолекулярных *n*-АБ и МАБ в результате термической преобразованности,



**Рис. 3.** Масс-хроматограммы УФ фракции нефти Кугасаская 366-0 (табл. 1) по фрагмент-ионам:  $m/z$  91 — алкилбензолы,  $m/z$  105 — метилалкилбензолы,  $m/z$  128 + 142 + 156 + 170 — нафталины,  $m/z$  178 + 192 + 206 + 220 — фенантрены.

Обозначения:  $C_{15}$  — число атомов углерода в молекуле, Н — нафталин, Ф — фенантрен, М — метил, Д — ди-, Т — три-, Те — тетра-.

которая наиболее интенсивно протекает в присутствии природных катализаторов — глин [26], либо неоднородностью в составе биологических предшественников. Повышенное содержание *n*-АБ  $C_{21}$  связано с присутствием дополнительных источников образования [13, 25]. Например, полиолефин  $C_{21}H_{32}$  с шестью двойными связями (генэйкозагексаен-3,6,9,12,15,18), обнаруженный в морских планктонных водорослях или кортизалин — природный полиеновый пигмент (15-*n*-гидроксибензил-пентадека-2,4,6,8,10,12,14-гептеновая кислота), содержащийся в высоких концентрациях в некоторых видах бактерий и грибах [25].

Распределение изомеров положения метильной группы в МАБ отражает степень термического преобразования. Изначально в породе генерируется преимущественно *o*-МАБ. Доля *n*-изомера МАБ на начальных этапах изомеризации составляет 3–17%. В результате термического воздействия *o*-изомеры переходят в более устойчивые *m*-изомеры. Равновесная смесь МАБ  $C_{14-30}$  содержит (по средним значениям): *o*-изомер — 21%, *m*-изомер — 57%, *n*-изомер — 22% [26, 27]. На треугольной диаграмме (рис. 4, а), отражающей состав изомеров МАБ большая часть изученных образцов расположена в области средней (основной) изомеризации, а нефть и битумоиды № 3, 5, 11 располагаются в области начала активной изомеризации МАБ. Содержание *n*-МАБ значительно выше равновесных концентраций (22.3–35.9% относительно суммы МАБ), что может быть связано с фазовыми процессами в недрах, приводящие к его накоплению [28].

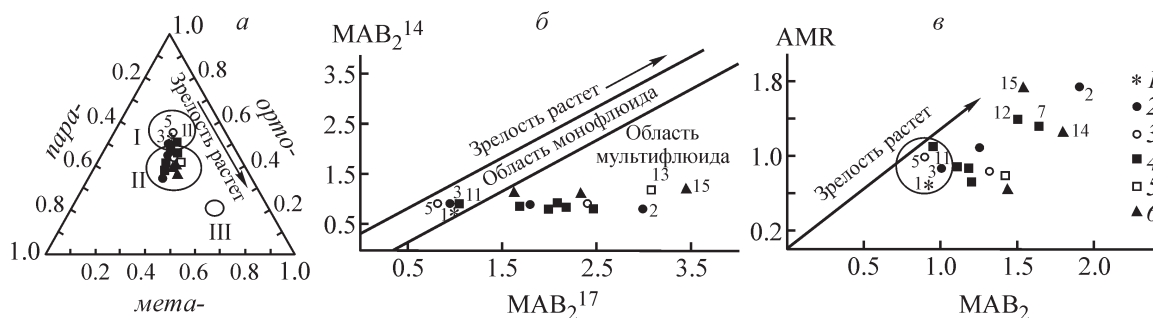
В составе монофлюида, когда РОВ имеет единую историю генерации, миграции и аккумуляции, все гомологи МАБ характеризуются одинаковой

степенью изомеризации, а в случае влияния миграционных процессов или смешанного ОВ в составе МАБ присутствуют гомологи с разной степенью изомеризации [27, 28]. Среди изученных проб одинаковую степень изомеризации гомологов  $C_{14}$ ,  $C_{17}$  имеют нефть и битумоиды № 3, 5, 11 (рис. 4, б), которые располагаются на линии равных значений (характерно для монофлюида). В остальных образцах наблюдается близкая степень изомеризации МАБ  $C_{14}$  и более высокая степень изомеризации гомолога  $C_{17}$  (рис. 4, б), что свидетельствует о присутствии мультифлюида в породах изученного разреза.

С ростом термической преобразованности растёт и интенсивность деметилирования МАБ в *n*-АБ (рис. 4, в). Образцы с наименьшей степенью изомеризации (№ 1, 3, 5, 11) характеризуются самой низкой степенью деметилирования МАБ.

Присутствующие в породах разреза ФТБ (за исключением проб № 3, 10, 11) образуются в диагенезе в высокосолёных анаэробных морских условиях из изопреноидных хинонов водорослей или синтезируются галлофильными археобактериями [29]. В большинстве проб содержание ФТБ составляет 2.9–10.8 отн.% суммы моноаренов, а в пробе № 14 достигает 26.2 отн.%. Среди ФТБ доминируют МФТБ (38.8–100%).

**Алкилнафталины.** Во всех изученных образцах идентифицированы нафталины и их метилзамещенные гомологи с числом метильных групп от 1 до 4 (рис. 3). В пробах из олекминской, билирской и юряжской свит в составе нафталинов преобладают триметилнафталины (ТМН) (35.5–55.1 отн.% суммы нафталинов). В пробах бюкской, курсовской и единичных образцах билирской и юряжской свит (№ 5,



**Рис. 4.** Размещение образцов нефти и РОВ пород по составу МАБ: а — степень изомеризации МАБ: I — начало активной изомеризации, II — средняя (основная) изомеризация, III — термодинамическое равновесие; б — в координатах  $MAB_{214}$  и  $MAB_{217}$ ; в — в координатах AMR и  $MAB_2$ .

Обозначения: 1 — нефть, олекминская свита; 2–6 — РОВ пород; свиты: 2 — олекминская, 3 — билирская, 4 — юряжская, 5 — бюкская, 6 — курсовская;  $MAB_2 = \Sigma (m- + n-)\text{МАБ}/o\text{-МАБ}$ ;  $AMR = \Sigma n\text{-АБ}/\Sigma \text{МАБ}$ . Цифрами обозначены № проб. в табл. 1.



10) преобладают тетраметилнафталины (ТеМН) (35.2–51.0 отн.%). Среди метилнафталинов (МН) повышена доля более устойчивого 2-МН (51.9–57.0%). В составе диметилнафталинов (ДМН) в большинстве образцов преобладают 1,6-ДМН, за исключением образцов № 5, 11, 13–16, в которых доминирует сумма [1,3- + 1,7-] ДМН. Содержание [1,3+1,7-] и 1,6-ДМН в сумме составляет 46.7–51.2% от всех ДМН. Среди ТМН в большинстве образцов (№ 2–4, 6–9, 12 в табл. 1) 70–73% составляют гомологи: 1,2,5- ~ [1,3,5- + 1,4,6-] > 1,3,6- > 2,3,6- > 1,3,7-. Нефть и битумоиды № 5, 10, 11 характеризуются более низким содержанием 1,2,5-изомера (в 2 раза) и смещением максимума на более устойчивые 1,3,6- или [1,3,5-+1,4,6-] изомеры. Среди ТеМН в битумоидах доминирует 1,2,5,7-ТеМН и его содержание в образцах № 10, 13–16 достигает 60–70%. Пробы № 5–6 и 11–12 характеризуются более сглаженным распределением ТеМН и пониженным содержанием 1,2,5,7-ТеМН (не более 30%). В нефти распределение ТеМН еще более сглаженное с незначительным преобладанием наиболее устойчивого изомера 1,3,6,7-ТеМН.

**Алкилфенантроны.** В большинстве проб идентифицированы только фенантрен (Ф) и метилфенантроны (МФ). В пробах № 2, 4, 7, 9, 12 доминирует фенантрен (51.8–59.1 отн.% суммы фенантронов), а в пробах № 3, 6, 8, 10, 11, 15 — МФ (51.5–82.5 отн.%). В нефти (рис. 3) распределение метилированных гомологов фенантрена соответствует ряду: ТМФ ~ ДМФ > МФ > ТеМФ > Ф, в битумоиде № 5: ДМФ > ТМФ > МФ > Ф. В образцах № 13–14, 15 фенантроны присутствуют в следовых концентрациях. Среди МФ (рис. 3) в большинстве образцов доминирует 9-МФ (26.8–35.7%). В образцах № 2 и 11 2-МФ незначительно преобладает над 9-МФ (29.0–31.1%). В пробе № 15 преобладают гомологи 1- и 3-МР (30.8 и 27.1%). Среди ДМФ (в нефти и битумоиде № 5) преобладают [1,3- + 3,9- + 3,10- + 2,10-] изомеры (~ 30%). В составе ТМФ преобладают [1,3,6- + 1,3,10- + 2,6,10-ТМР] и [1,3,7- + 2,6,9- + 2,7,9- + 7-Е-1-МР].

Строение молекул нафталина и фенантрена описывается несколькими резонансными структурами, т.к. углеродные связи не эквивалентны по длине и энергии. Изомеры с положением метильного заместителя у 2-, 3-, 6-, 7-атома углерода ( $\beta$ -изомеры) являются энергетически более выгодными, чем у 1-, 4-, 5- и 8- ( $\alpha$ -изомеры). С ростом термической преобразованности ОВ и нефтей увеличивается содержание более устойчивых  $\beta$ -форм [2, 4, 26].

Значения отношения  $\beta/\alpha$ -изомеров нафталина (MNR, ENR, DNR-1, TNR-1, TNR-2) (табл. 2) пока-

зывают повышенную термическую зрелость нефти и битумоидов № 13–16 (по ENR: № 5, 7, 11). С ростом числа метильных групп интенсивность изомеризации падает: среди МН, ЭН и ДМН преобладают  $\beta$ -формы, а среди ТМН  $\alpha$ -формы.

Для оценки изомеризации фенантронов наиболее широкое применение получил метилфенантронный индекс (МПИ1 =  $1,5 \cdot (2\text{-МФ} + 3\text{-МФ}) / (\text{Ф} + 1\text{-МФ} + 9\text{-МФ})$ ), коррелирующий с отражательной способностью витринита ( $R_0$ ) [2, 30], что позволило получить расчетные значения  $R_0$ :  $R_c = 0.60 \cdot (\text{МПИ1}) + 0.40$  (для  $R_0 < 1.35\%$ ) и  $R_c = -0.60 \cdot (\text{МПИ1}) + 2.30$  (для  $R_0 > 1.35\%$ ). В изученных образцах  $R_c$  (0.6–0.9) соответствуют ранней стадии генерации УВ (начало «нефтяного» этапа катагенеза) [2, 30], самые высокие значения зафиксированы в нефти и битумоидах № 5, 10–11, 15, характеризующихся и повышенными значениями индекса метилирования фенантрена — РАИ1 (табл. 2).

### Заключение

Распределение насыщенных и ароматических биомаркеров в нефти и РОВ пород венд-кембрийских отложений скважины Кугаская 364-0 свидетельствуют о морском генезисе ОВ, которое формировалось в мелководном бассейне с восстановительными условиями и повышенной соленостью вод. ОВ захоронялось преимущественно в карбонатных породах, но наличие специфических биометок (диагопан  $C_{30}$ ) указывает на участие алюмосиликатов в его преобразовании. Расчетные показатели зрелости свидетельствуют о начале фазы генерации УВ. Наиболее вероятным источником РОВ являются вендские нефтепроизводящие породы [9].

Состав насыщенных биомаркеров отражает нестабильность условий осадконакопления исходного ОВ и переменный состав биопродуцентов. Нефть и битумоид № 14 содержат более высокие концентрации этилхолестанов  $C_{28}$ , гомогопанов  $C_{34}$  относительно  $C_{35}$  и др. Также, в сингенетичном породах курсовской свиты битумоиде №14 повышено содержание фитанилбензола, отсутствуют 25-норметилгопаны, обнаруженные во всех образцах. Эти признаки могут свидетельствовать о присутствии во вмещающих породах ОВ смешанного характера: миграционного и нефтематеринского.

Показатели зрелости по составу стеранов и гопанов имеют близкие значения, а по составу ароматических — более контрастные. По полициклическим ароматическим биомаркерам нефть и РОВ пород буюкской, курсовской свит характеризуются более

высокой термической преобразованностью. Обнаруженные в составе МАБ гомологи с разной степенью изомеризации могут быть связаны с присутствием в изученном разрезе нефтематеринского и миграционного ОВ [27, 28], что требует дальнейшего изучения. Ранее в работе [18] было показано, что карбонатные коллекторы Восточной Сибири могут быть и нефтематеринскими породами.

### Финансирование работы

Работа выполнена в рамках Государственного задания Института химии нефти СО РАН и Государственного контракта 8Ф-07 от 13.04.2007 АО Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья.

### Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье. Настоящая статья не содержит каких-либо исследований с использованием животных или людей в качестве объектов.

### Информация об авторах

*Ахмедова Александра Расимовна*, вед. инж.  
ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-7540-0557>  
*Серебрянникова Ольга Викторовна*, зав. лаб., д.х.н., проф.  
ORCID: <http://orcid.org/0000-0003-4085-0598>  
*Шиганова Ольга Викторовна*, ст. эксперт, к.г.-м.н.  
ORCID: <http://orcid.org/0000-0002-7454-4639>

### Список литературы

1. *Филимонова И. В., Эдер Л. В., Немов В. Ю., Проворная И. В.* Прогноз добычи нефти в регионах Восточной Сибири и республике Саха (Якутия) // Бурение и нефть. 2019. № 7–8. С. 9–19. <https://doi.org/burneft.ru/archive/issues/2019-07/9>;
2. *Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M.* The biomarker guide. Second ed. V. I, II. Cambridge: Cambridge University Press, 2005. 1155 p.
3. *Гордадзе Г. Н., Гируц М. В., Кошелев В. Н.* Органическая геохимия углеводородов. В 2 кн. М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2012. Кн. 1. 392 с. Кн. 2. 303 с.
4. *Соболева Е. В., Гусева А. Н.* Химия горючих ископаемых. М.: Изд-во Московского университета, 2010. 312 с.
5. *Каширцев В. А.* Геология и органическая геохимия осадочных бассейнов Восточной Сибири: избранные труды. Новосибирск: Изд-во ИНГГ СО РАН, 2015. 251 с.
6. *Тимошина И. Д.* Геохимия органического вещества нефтепроизводящих пород и нефтей верхнего докембрия юга Восточной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. 166 с.
7. *Kelly A. E., Love G. D., Zumberge J. E., Summons R. E.* Hydrocarbon biomarkers of Neoproterozoic to Lower Cambrian oils from eastern Siberia // Org. Geochem. 2011. V. 42. P. 640–654. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2011>
8. *Каширцев В. А.* Новые и редкие стерановые и терпановые углеводороды в нефтях Непско-Ботуобинской антеклизы (Восточная Сибирь) // Нефтехимия. 2013. Т. 53. № 1. С. 3–10. <https://doi.org/10.7868/S002824211206007X> [*Kashirtsev V. A.* New and less common sterane and terpane hydrocarbons in oils the Nera-Botuoba antecline (Eastern Siberia) // Petrol. Chemistry. 2013. V. 53. N 1. P. 3–8. <https://doi.org/10.1134/S0965544112060072>].
9. *Баженова Т. К., Дахнова М. В., Жеглова Т. П., Лебедев В. С., Можегова С. В., Ларкин В. Н., Назарова Е. С., Нечитайло Г. С., Грайзер Э. М., Киселев С. М., Киселева Ю. В., Горюнова Е. А., Борисова Л. Б.* Нефтематеринские формации, нефти и газа докембрия и нижнего-среднего кембрия Сибирской платформы. М.: ВНИГНИ, 2014. 128 с.
10. *Frolov S. V., Akhmanov G. G., Bakay E. A., Lubnina N. V., Korobova N. I., Karnyushina E. E., Kozlova E. V.* Meso-Neoproterozoic petroleum system of the Eastern Siberian sedimentary basins // Precambrian Research. 2015. V. 259. P. 95–113. <https://doi.org/10.1016/j.precamres.2014.11.018>
11. *Akhmedova A. R., Serebrennikova O. V., Shiganova O. V.* Composition of mono-, bi-, and tricyclic aromatic hydrocarbons in oils from the middle part of the East Siberia // J. of Siberian Federal university. Chemistry. 2010. V. 3 (4). P. 329–339.
12. *Ахмедова А. Р., Серебрянникова О. В., Шиганова О. В.* Состав углеводородов нефтей центральной части Восточной Сибири // Журн. Сиб. Фед. Ун-та: Химия. 2018. Т. 2. № 11. С. 230–248. <https://doi.org/10.17516/1998-2836-0071>
13. *Иванова И. К., Каширцев В. А.* Особенности распределения моноалкилбензолов состава C<sub>12</sub>H<sub>18</sub>–C<sub>27</sub>H<sub>48</sub> в венд-кембрийских нефтях Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2010. Т. 51. № 11. С. 1539–1544 [*Ivanova I. K., Kashirtsev V. A.* Distribution of monoalkylbenzenes C<sub>12</sub>H<sub>18</sub>–C<sub>27</sub>H<sub>48</sub> in Vendian-Cambrian oils of the Siberian Platform // Russian Geology and Geophysics. 2010. V. 51. N 10. P. 1199–1203. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2010.10.005>].

14. *Каширцев В. А., Парфенова Т. М., Головки А. К., Никитенко Б. Л., Зуева И. Н., Чалая О. Н.* Биомаркеры-фенантрены в органическом веществе докембрийских и фанерозойских отложений и в нефтях Сибирской платформы // *Геология и геофизика*. 2018. Т. 59. № 10. С. 1720–1729.  
<https://doi.org/10.15372/GiG20181013>  
[*Kashirtsev V. A., Parfenova T. M., Golovko A. K., Nikitenko B. L., Zueva I. N., Chalaya O. N.* Phenantrene biomarkers in the organic matter of precambrian and phanerozoic deposits and in the oils of the Siberian platform // *Russian Geology and Geophysics*. 2018. V. 59. N 10. P. 1380–1388.  
<https://doi.org/10.1016/j.rgg.2018.09.013>].
15. *Тимошина И. Д.* Насыщенные и ароматические углеводороды — биомаркеры в нефтях Байкитской антеклизы // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2020. Т. 331. № 1. С. 184–194.  
<https://doi.org/10.18799/24131830/2020/1/2459>
16. *Юсупова А. А., Гируц М. В., Гордадзе Г. Н.* Прокариоты как источник нефтяных углеводородов — биомаркеров // *Доклады Российской академии. Науки о Земле*. 2021. Т. 497. № 1. С. 30–36.  
<https://doi.org/10.31857/S2686739721030130>
17. *Гордадзе Г. Н., Керимов В. Ю., Гайдук А. В., Гируц М. В., Лобусев М. А., Серов С. Г., Кузнецов Н. Б., Романюк Т. В.* Углеводороды-биомаркеры и углеводороды алмазоподобного строения из позднекембрийских и нижнекембрийских пород катангской седловины (Сибирская платформа) // *Геохимия*. 2017. № 4. С. 335–343.  
<https://doi.org/10.7868/S0016752517040021>  
[*Gordadze G. N., Kerimov V. Y., Gaiduk A. V., Giruts M. V., Lobusev M. A., Serov S. G., Kuznetsov N. B., Romanyuk T. V.* Hydrocarbon biomarkers and diamondoid hydrocarbons from Late Precambrian and Lower Cambrian rocks of the Katanga saddle (Siberian platform) // *Geochemistry International*. 2017. V. 55. P. 360–366.  
<https://doi.org/10.1134/S0016702917040024>].
18. *Гордадзе Г. Н., Гируц М. В., Пошибаева А. Р., Постникова О. В., Пошибаев В. В., Антипова О. А., Рудяковская С. Ю., Кошелев В. Н., Мартынов В. Г.* Карбонатные коллекторы как нефтематеринские толщи // *Журн. Сиб. фед. ун-та*. 2018. Т. 4. № 11. С. 575–592.  
<https://doi.org/10.17516/1998-2836-0101>
19. *Севостьянова Р. Ф., Ситников В. С.* Развитие представлений о строении и нефтегазоносности территории Непско-Ботуобинской антеклизы и прилегающей части Предпатомского прогиба // *Записки горного института*. 2018. Т. 234. С. 599–603.  
<https://doi.org/10.31897/PMI.2018.6.599>
20. *Ильиных Е. С., Ким Д. Г.* Масс-спектрометрия в органической химии. Челябинск: Издательский дом ЮУзГУ, 2016. 63 с.
21. *Ким Н. С.* Опыт сравнительного исследования неопротерозойских нефтей Аравийской и Сибирской платформ // *Геология и геофизика*. 2004. Т. 45. № 7. С. 924–933.
22. *Grosjean E., Love G. D., Stalvis C., Fike D. A., Summons R. F.* Origin of petroleum in the Neoproterozoic-Cambrian South Oman salt basin // *Org. Geochemistry*. 2009. V. 40. N 1. P. 87–110.  
<https://doi.org/10.1016/orggeochem.2008.09.011>
23. *Cao J., Hu K., Wang K., Bian L., Liu Y., Yang S., Wang L., Chen Y.* Possible origin 25-norhopanes in Jurassic organic-poor mudstones from the northern Qaidam Basin (NW China) // *Org. Geochemistry*. 2008. V. 39. P. 1058–1065.  
<https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2008.01.021>
24. *Rampen S. W., Abbas B. A., Schouten S., Sinningh Damste J. S.* A Comprehensive study of sterols in marine diatoms (bacillariophyta): Implications for their use as tracers for diatom productivity // *Limnology and Oceanography*. 2010. V. 55. N 1. P. 91–105.  
<https://doi.org/10.4319/lo.2010.55.1.0091>
25. *Остроухов С. Б.* Генезис высокомолекулярных нефтяных алкилтолуолов // *Нефтехимия*. 2018. Т. 58. № 1. С. 11–16. <https://doi.org/10.7868/S0028242118010021>  
[*Ostroukhov S. B.* Genesis of higher petroleum alkyltoluenes. *Petrol. Chemistry*. 2018. V. 58. N 1. P. 8–12.  
<https://doi.org/10.1134/S0965544118010115>].
26. *Певнева Г. С., Савельев В. В., Головки А. К.* Моделирование катагенетического преобразования насыщенных и алкилароматических углеводородов нефти // *Нефтехимия*. 2013. Т. 53. № 5. С. 327–336.  
<https://doi.org/10.7868/S0028242113040114>  
[*Pevneva G. S., Savel'Ev V. V., Golovko A. K.* Modeling of catagenetic transformation of saturated and alkylaromatic petroleum hydrocarbons // *Petrol. Chemistry*. 2013. V. 53. N 5. P. 288–297.  
<https://doi.org/10.1134/S0965544113040117>].
27. *Остроухов С. Б.* Высокомолекулярные нефтяные алкилтолуолы: оценка термодинамической преобразованности // *Нефтехимия*. 2015. Т. 55. N 3. С. 206–212. <https://doi.org/10.7868/S0028242115030090>  
[*Ostroukhov S. B.* Higher petroleum alkyltoluenes: evaluation of thermodynamic maturity // *Petrol. Chemistry*. 2015. V. 55. N 3. P. 195–201.  
<https://doi.org/10.1134/S0965544115030093>].
28. *Остроухов С. Б.* Алкилтолуолы состава C<sub>12</sub>–C<sub>30</sub> в комплексе геохимических исследований флюидов Северного Каспия // *Вопросы геологии и обустройства месторождений нефти и газа: Сборник статей Филиала ООО ЛУКОЙЛ. Волгоград: Инжиниринг ВолгоградНИПИморнефть*, 2013. № 72. С. 131–142.
29. *Шанина С. Н., Бурдельная Н. С., Бушнев Д. А., Валяева О. В., Игнатович О. О.* Геохимия длинноце-

почечных алкилбензолов, алкилтолуолов и 2-метил-2-(4,8,12-триметилтридецил) хроманов в породах нижнепермской соляной толщи Верхнепечорского бассейна // Геохимия. 2021. Т. 66. № 10. С. 913–925. <https://doi.org/10.31857/S0016752521090053>  
[*Shanina S. N., Burdelnaya N. S., Bushnev D. A., Valyaeva O. V., Ignatovich O. O.* Geochemistry of alkylbenzenes, alkyltoluenes, and 2-methyl-2(4,8,12-trimethyltridecyl) chromans in the lower Permian salt

sequence of the Upper Pechora basin // *Geochemistry International*. 2021. V. 59. N 10. P. 947–958.

<https://doi.org/10.1134/S0016702921090056>].

30. *Ogala J. E., Akaegbobi M. I.* Using aromatic biological markers as a tool for assessing thermal maturity of source rocks in the Campano-Maastrichtian Mamu Formation, southeastern Nigeria // *Eart Science Research Journal*. 2014. V. 18. N 1. P. 51–62. <https://doi.org/10.15446/esrj.v18n1.34799>