

УДК 550.4:552.57/.58 550.4:547

## ГЕОХИМИЯ НЕФТЕЙ ВАНЬЕГАНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

© 2021 г. Е. А. Фурсенко<sup>1,2,\*</sup>, Л. С. Борисова<sup>1,2,\*\*</sup>, А. И. Бурухина<sup>1,2</sup>, Р. М. Сaitов<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия

<sup>2</sup> Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

E-mail: \* FursenkoEA@ipgg.sbras.ru; \*\* BorisovaLS@ipgg.sbras.ru;

BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru; SaitovRM@ipgg.sbras.ru

Поступила в редакцию 02.09.2020 г.

После доработки 08.09.2020 г.

Принята к публикации 07.12.2020 г.

В работе обобщена аналитическая информация о физико-химических свойствах нефтей юрско-меловых залежей Ваньеганского месторождения, о распределении в их составе насыщенных и ароматических соединений, элементном и структурно-групповом составе смол и асфальтенов (САВ). Углеводородные геохимические показатели и особенности структурно-группового состава САВ свидетельствуют об аквагенном генотипе исследованных нафтидов. Согласно данным по углеводородному составу, нефти из покурской свиты (К<sub>2с</sub>) являются интенсивно биодegradированными, а пробы из низезалегающей ванденской свиты (верхняя часть, К<sub>1а-а1</sub>) находятся на начальной стадии биодegradации. Сильная биодegradация сеноманской пробы сказалась на составе асфальтенов, в которых при увеличении вклада нафтиновых группировок происходило уменьшение длины парафиновых цепей и окисление структур, входящих в межслоевое пространство асфальтеновых блоков. В целом проведенные исследования подтверждают, что нефть является генетически целостной системой, в которой в составе углеводородных компонентов и в САВ наблюдаются близкие соотношения различных структурных группировок.

**Ключевые слова:** нефть; геохимия; углеводороды; смолы; асфальтены; Ваньеганское месторождение; Западная Сибирь

DOI: 10.1134/S2782385721010077

В работе на основе аналитической информации о физико-химических свойствах, распределении насыщенных и ароматических соединений, элементном и структурно-групповом составе смол и асфальтенов проведена геохимическая типизация нефтей Ваньеганского месторождения. Это нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1974 г., располагается в центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Месторождение с 1986 г. находится в промышленной разработке [1]. Балансовые запасы месторождения составляют порядка 250 млн т нефти [2]. Промышленная нефтегазоносность выявлена в широком стратиграфическом диапазоне — от нижнеюрских до верхне-меловых отложений (рис. 1). Продуктивные пласты, из которых отобраны исследованные нефти, входят в состав покурской (ПК<sub>1,3,4,19</sub>), вандинской (АВ<sub>7-8</sub> и БВ<sub>1-5</sub>), мегионской (БВ<sub>10</sub>, Ач), васюганской (ЮВ<sub>1</sub>) и тюменской (ЮВ<sub>2</sub>) свит. Пласты группы ПК приурочены к верхней части покурской свиты, сложенной уплотненными песчаниками и алевролитами,

с подчиненными прослоями глин с современными пластовыми температурами от 33°C (верхи покурской свиты) до 45°C (нижняя часть покурской свиты) (здесь и далее пластовые температуры приводятся согласно [3, 4]). Пласты АВ<sub>7-8</sub> выделяют в средней части верхней подсвиты ванденской свиты. Они представлены песчаниками и алевролитами, неравномерно чередующимися с прослоями глин, современные пластовые температуры составляют 55–59°C. Пласты БВ<sub>1-5</sub> расположены в низах верхней подсвиты ванденской свиты и представлены переслаиванием невыдержанных по мощности и составу песчаных и глинистых пачек. Современные температуры пластов БВ<sub>1-5</sub> варьируют в пределах 65–68°C. Пласт БВ<sub>10</sub> приурочен к мегионской свите и сложен песчаниками, современная пластовая температура — 74°C. Флюидопором для пласта БВ<sub>10</sub> является тагринская глинистая пачка. Ачимовские пласты (Ач) с современными пластовыми температурами 73–78°C выделяют в низах нижнемеловой мегионской свиты, они представлены песчаниками

и алевролитами, часто известковистыми, с прослоями аргиллитоподобных глин. Пласты группы ЮВ<sub>1</sub> локализованы в верхней и средней частях верхней подсвиге верхнеюрской васюганской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Пласты ЮВ<sub>2</sub> выделяют в верхней подсвиге тюменской свиты среднеюрского возраста, они сложены песчаниками в переслаивании с глинами и алевролитами [5].

### Материалы и методика исследований

Объекты проведенного исследования — устьевые пробы нефтей, отобранные с большого диапазона глубин (953–2665 м) из залежей, локализованных в юрских (J<sub>30</sub> — пласты ЮВ<sub>1</sub>, J<sub>2b</sub> — пласт ЮВ<sub>2</sub>) и меловых (K<sub>1b-v</sub> — пласты группы БВ и Ач, K<sub>1v-br</sub> и K<sub>1a-al</sub> — пласты группы АВ, K<sub>2c</sub> — пласты группы ПК) отложениях (табл. 1, рис. 1). Информация о физико-химических свойствах нефтей (плотность, вязкость, фракционный состав, содержание серы и твердых парафинов) получена при помощи соответствующих стандартизированных методов (ГОСТы). Изотопный состав углерода ( $\delta^{13}\text{C}$ ) нефтей определялся на масс-спектрометре DELTA V Advantage (ThermoFisherScientific) в Томском филиале АО «СНИИГГиМС» (г. Томск), результаты анализа приведены к международному стандарту VPDB. Погрешность измерений не превышает 0.25%.

Распределение насыщенных и ароматических соединений изучено методами газожидкостной хро-

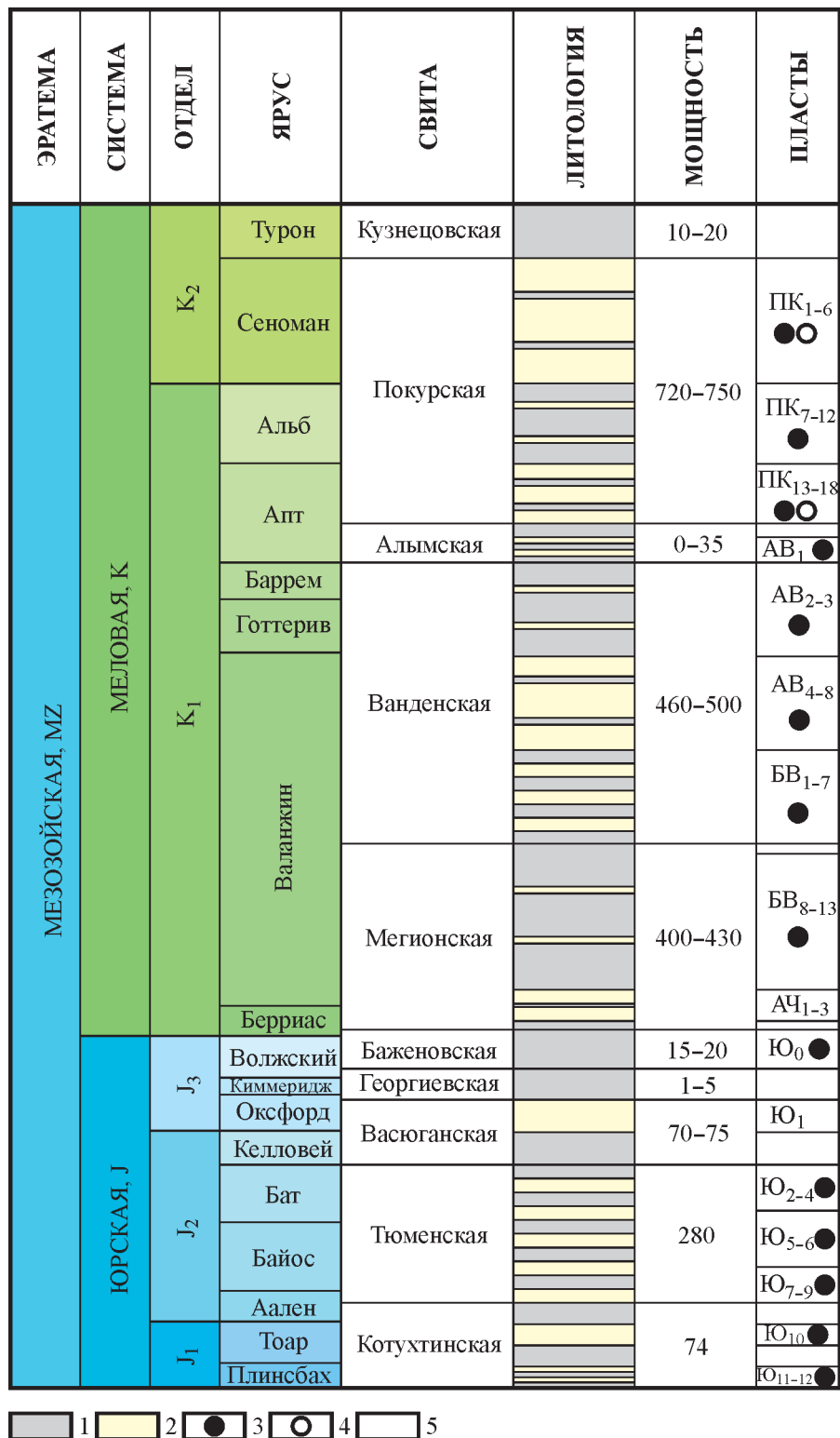
матографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС) соответствующих углеводородных (УВ) фракций нефтей (14 проб: 3 пробы — K<sub>2c</sub> (пласты ПК); 4 пробы — K<sub>1v-br</sub> (пласты АВ); 3 пробы — K<sub>1b-v</sub> (пласты БВ, Ач); 2 пробы — J<sub>30</sub> (пласты ЮВ<sub>1</sub>); 2 пробы — J<sub>2b</sub> (пласты ЮВ<sub>2</sub>)). Методы выделения УВ фракций и идентификации в них насыщенных и ароматических соединений подробно описаны в работе [6].

Выделение смол и асфальтенов (САВ) из нефтей (4 пробы) проводилось согласно методике, описанной в работе [7]. Элементный состав (С, Н, S, N) САВ установлен микрометодом скоростного сжигания в быстром токе кислорода из одной навески на элементном анализаторе EA 1110 в НИОХ СО РАН (г. Новосибирск). Структурно-групповой состав САВ исследован методами ядерного магнитного резонанса на протонах (ЯМР<sup>1</sup>H) и инфракрасной спектроскопии (ИКС). ЯМР-спектры образцов САВ сняты на спектрометре Bruker с рабочей частотой 500 МГц (ФЕН НГУ, г. Новосибирск). Содержание водорода и углерода в разных структурных группах определялось согласно работе [8]. ИК-спектры асфальтенов снимали на спектрометре Nicolet 5700 (ИХН СО РАН, г. Томск) в таблетках с бромистым калием при концентрации исследуемого вещества 1%, а ИК-спектры смол — на солевых подложках. Соотнесение полос поглощения и структурных групп выполнялось с использованием литературных источников [9, 10].

Таблица 1. Физико-химические характеристики нефтей Ваньеганского месторождения

Возраст	K <sub>1a-al</sub> –K <sub>2c</sub>	K <sub>1b-h</sub>	J <sub>30</sub>	J <sub>2b</sub>	
Пласты, группы пластов	ПК, АВ	БВ, Ач	ЮВ <sub>1</sub>	ЮВ <sub>2</sub>	
Диапазон глубин отбора проб, м	953–2048	2017–2540	2585–2643	2657–2665	
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	941/862–979 (24)	848/822–867 (26)	831/813–863 (10)	825; 839 (2)	
Вязкость при 20°C, мм <sup>2</sup> /с	15–202 (5)	7/2–15 (26)	4/1–11 (9)	2 (1)	
T начала кипения, °C	186/66–270 (18)	82/27–116 (26)	71/5–147 (10)	129; 86 (2)	
Фракционный состав, в об. % на нефть	< 200°C	6/0–28 (22)	30/19–43 (26)	35/15–68 (10)	40; 32 (2)
	> 200°C	94/72–100 (22)	70/57–82 (26)	65/32–85 (10)	60; 68 (2)
Групповой состав, в мас. % на нефть	углеводородные фракции	84/67–95 (24)	93/86–96 (26)	95/91–99 (10)	98; 90 (2)
	смолы	14/5–31 (24)	6/4–14 (26)	4/1–8 (10)	2; 10 (2)
	асфальтены	1.8/0.6–2.8 (24)	0.6/0.1–1.3 (26)	0.3/0.1–0.4 (10)	0.2; 0.2 (2)
Сера, мас. %	0.8/0.4–1.3 (23)	0.4/0.3–0.9 (24)	0.3/0.2 – 0.5 (8)	0.2 (1)	
Парафины, мас. %	0.8/0–2.4 (17)	2.2/1.2 – 3.5 (20)	2.5/1.0 – 4.1 (8)	0.7 (1)	

Примечание. Среднее/минимум — максимум (количество определений).



**Рис. 1.** Стратиграфическая схема продуктивной части осадочного чехла Ванеганского месторождения [2, 3, 5].  
 Условные обозначения: 1 — глинистые отложения; 2 — песчано-алевритовые отложения, преобладающий тип флюида; 3 — нефть, нефтегазоконденсат; 4 — газ; 5 — интервалы отсутствия коллекторов.

## Результаты и их обсуждение

*Физико-химические характеристики исследованных нефтей.* Информация о физико-химических свойствах исследованных нефтей обобщена в табл. 1. Сверху вниз по разрезу намечается тенденция к уменьшению плотности нефтей. Наиболее тяжелые в исследованной выборке пробы характерны для неглубоких апт-альб-сеноманских залежей, причем плотность нефтей из покурской свиты (пласты ПК), как правило, ниже по сравнению с пробами из верхов ванденской свиты (пласты АВ). Согласно принятой классификации [11], эти нефти относятся к тяжелым и битуминозным ( $> 870 \text{ кг/м}^3$ ). Плотность нефтей из нижнемеловых (берриас-готерив) и средне-верхнеюрских залежей существенно ниже (табл. 1). Больше половины нижнемеловых проб характеризуется средней плотностью ( $851\text{--}870 \text{ кг/м}^3$ ), а остальные относятся к УВ-флюидам легкого и особо легкого типа. Средне-верхнеюрские нефти, за исключением единственной пробы, также являются легкими или особо легкими. Тяжелые и битуминозные нефти, по сравнению со средними, легкими и особо легкими, характеризуются закономерно высокими вязкостью и температурой начала кипения, повышенными концентрациями САВ и низкими содержаниями легкокипящих бензиновых фракций (табл. 1). Нефти из нижнемеловых и средне-верхнеюрских залежей являются малосернистыми ( $< 0.5\%$  согласно [11]), за исключением единичных тяжелых проб. Апт-альб-сеноманские нефти относятся к среднесернистым ( $0.5\text{--}1.0 \text{ мас. \% S}$ ) и, единичные пробы, к сернистым ( $> 1.0 \text{ мас. \%}$ ) (табл. 1). Поскольку сера входит, в основном, в состав САВ, их концентрации показывают высокую корреляционную взаимосвязь ( $r = 0.75$ ). Содержания твердых парафинов в исследованных нефтях не высоко ( $< 4.0 \text{ мас. \%}$ ), причем наименее парафинистыми ( $< 1.0 \text{ мас. \%}$ ) являются пробы из сеноманских залежей.

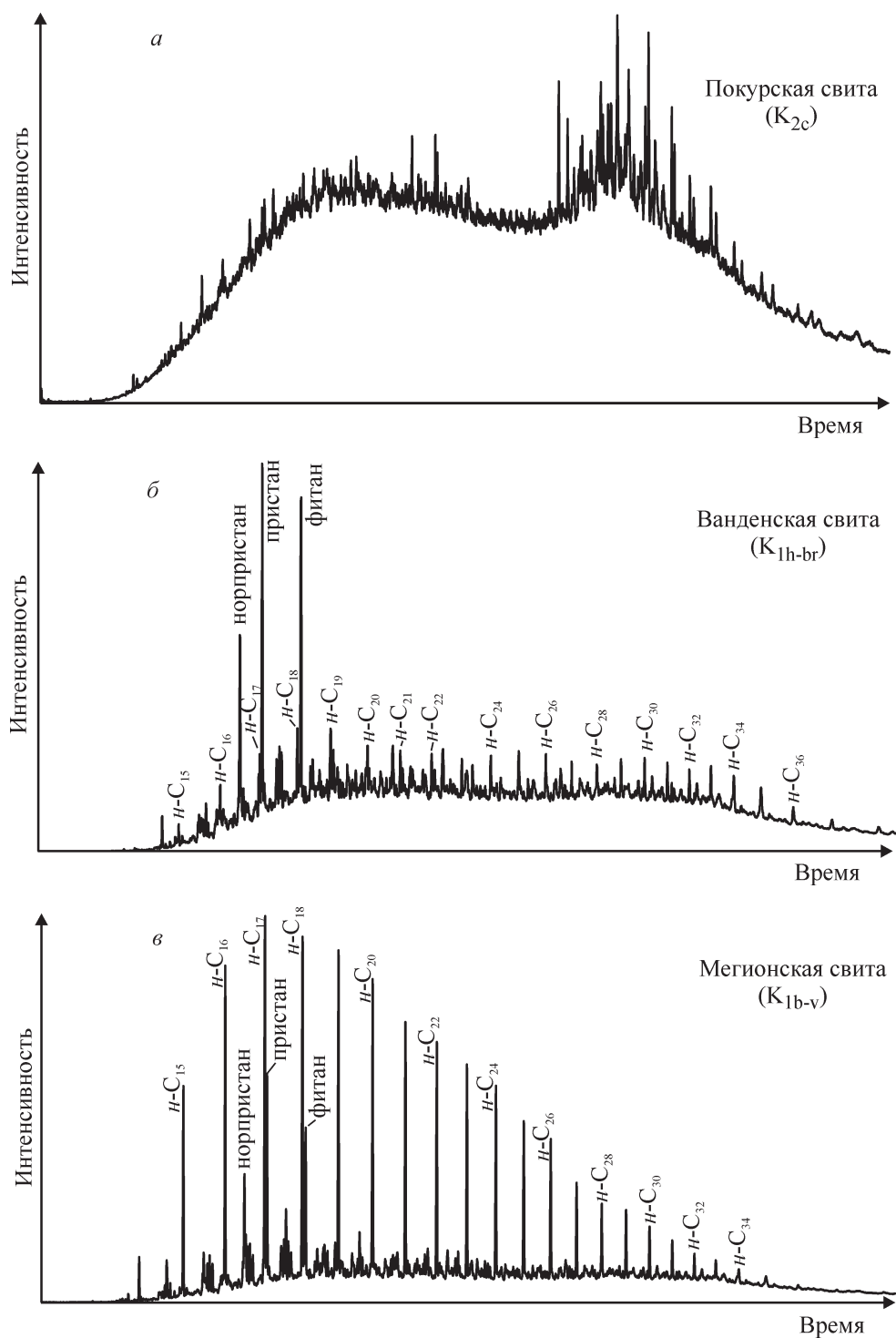
### Распределение углеводородов и геохимическая типизация исследованных нефтей

ГЖХ-хроматограммы тяжелых нефтей из неглубоких залежей (до 1000 м) покурской свиты представляют неразделяемый «нафтенный» горб, что предполагает отсутствие в этих пробах *n*-алканов и ациклических изопренанов и не позволяет рассчитать соответствующие геохимические показатели (рис. 2, табл. 2). В пробах из нижележащих залежей в верхах ванденской свиты (три пробы), несмотря на наличие высокого «нафтенного» горба, *n*-алканы и ациклические изопренаны идентифицированы. Вместе с тем, в двух «ванденских» пробах содер-

жания последних существенно выше по сравнению с *n*-алканами, а в третьей — *n*-алканов больше, чем изопреноидов. Высокий «нафтенный» горб на ГЖХ-хроматограммах свидетельствует о природном микробальном окислении нефтей из сеноманских залежей Ваньеганского месторождения, причем отсутствие *n*-алканов и ациклических изопренанов в сеноманских пробах указывает на более высокую стадию их биodeградации по сравнению с апт-альбскими [12, 13].

В насыщенных фракциях нефтей из низов мела (мегионская свита) и юрских отложений идентифицированы типовые наборы *n*-алканов ( $C_{13\text{--}37}$ ) и ациклических изопренанов ( $C_{13\text{--}25}$ ). Максимум концентрации *n*-алканов в этих пробах приходится на УВ со средней длиной цепи —  $C_{15\text{--}C_{17}}$ , что типично для нефтей. Среди ациклических изопренанов преобладает пристан, далее в порядке убывания концентраций следует фитан и норпристан (*изо*- $C_{18}$ ) (рис. 2). Отношение *n*- $C_{27}/n$ - $C_{17}$  для проб из низов мела и из юрских залежей укладывается в диапазон от 0.06 до 0.36 (табл. 2). Для биodeградированных нефтей из вышележащих отложений этот показатель выше (0.36–0.60). Отношение пристан/фитан, включая биodeградированные пробы, в среднем составляет 1.32, что, как правило, соответствует восстановительным обстановкам захоронения и диагенеза исходного нефтематеринского органического вещества (ОВ) [12, 14, 15]. Наибольшее для исследованной выборки значение пристан/фитан (1.75) характеризует легкую нефть из верхнеюрской залежи, в которой одновременно понижена концентрация высокомолекулярных *n*-алканов (*n*- $C_{27}/n$ - $C_{17}$  — 0.06). Биodeградированные нефти из апт-альб-сеноманских залежей по сравнению с неизменными биodeградацией берриас-готеривскими и юрскими пробами отличаются высокими ( $>> 1$ ) значениями отношений пристана и фитана к совместно элюируемым при ГЖХ-анализе *n*-алканам  $C_{17}$  и  $C_{18}$ , а также низкими соотношениями *n*-алканы/ ациклические изопренаны (0.87–2.47 против 2.88–6.03) (табл. 2). Индекс нечетности *n*-алканов (CPI) всех проб коллекции близок к 1, что указывает на зрелость исследованных нефтей, соответствующую главной зоне нефтеобразования [13, 16].

Распределение стеранов, идентифицированных в насыщенных фракциях, во всех исследованных пробах почти идентично (рис. 3): стеранов  $C_{27}$  (в среднем 38.14% на сумму стеранов, при разбросе 35.21–39.29%) больше чем стеранов  $C_{28}$  (в среднем 26.81%, при разбросе 25.23–29.13%) и  $C_{29}$  (в среднем 27.88%, при разбросе 22.53–31.30%), а минимум концентрации приходится на стераны  $C_{30}$  (в среднем 7.17%, при разбросе 5.95–9.14%). Существенных



**Рис. 2.** Типовые ГЖХ-хроматограммы насыщенных фракций нефтей Ваньеганского месторождения из залежей: 1 — покурской (K<sub>2c</sub>); 2 — ванденской (K<sub>1a-al</sub>); 3 — мегионской (K<sub>1b-v</sub>) свит. Примечание: n-C<sub>n</sub> — нормальные алканы, n — количество атомов С.

различий в распределении стеранов для биодegradированных нефтей по сравнению с неизменными не наблюдается. Отношение стераны C<sub>29</sub>/C<sub>27</sub> для всех исследованных проб < 1 (табл. 3), что свидетельствует об их образовании преимущественно за

счет водорослевой органики [12, 13, 16]. Повышенные значения отношения диастераны/регулярные стераны (в среднем 0.66 при разбросе 0.48–0.79) может рассматриваться как признак накопления нефтематеринского ОВ в осадках с высоким со-



**Таблица 2.** Геохимические показатели по составу *n*-алканов и ациклических изопрепанов, идентифицированных в составе нефтей

№ п.п.	Возраст	Свита (пласт)	Пристан/ фитан	Пристан/ <i>n</i> -C <sub>17</sub>	Фитан/ <i>n</i> -C <sub>18</sub>	$\frac{\sum n\text{-Алканы}}{\sum \text{ациклические изопрепаны}}$	<i>n</i> -C <sub>27</sub> / <i>n</i> -C <sub>17</sub>	СРІ
1	K <sub>2c</sub>	Покурская (ПК)	Не определено					
2			Не определено					
3			Не определено					
4	K <sub>1a-al</sub>	Ванденская (АВ <sub>7-8</sub> )	1.15	5.39	4.00	0.87	0.60	0.96
5			1.38	4.40	2.67	0.97	0.36	1.01
6			1.13	1.63	2.09	2.47	0.50	1.03
7	K <sub>1h-br</sub>	Ванденская (БВ <sub>1-5</sub> )	1.22	0.79	0.67	4.12	0.36	1.00
8	K <sub>1b-v</sub>	Мегионская (БВ <sub>10</sub> )	1.38	0.57	0.45	5.54	0.26	1.01
9	K <sub>1b-v</sub>	Мегионская (БВ <sub>10</sub> )	1.25	0.66	0.53	5.28	0.31	0.99
10	K <sub>1b</sub>	Мегионская (Ач)	1.24	0.53	0.45	5.91	0.26	1.02
11	J <sub>3o</sub>	Васюганская (ЮВ <sub>1</sub> )	1.75	0.65	0.44	4.39	0.06	1.03
12	J <sub>3o</sub>	Васюганская (ЮВ <sub>1</sub> )	1.17	0.55	0.46	5.83	0.28	1.04
13	J <sub>2b</sub>	Тюменская (ЮВ <sub>2</sub> )	1.50	0.57	0.48	2.88	0.11	1.04
14	J <sub>2b</sub>	Тюменская (ЮВ <sub>2</sub> )	1.39	0.52	0.39	6.03	0.23	1.04

Примечание. СРІ (индекс нечетности) =  $((n\text{-C}_{25} + \dots + n\text{-C}_{33}) / (n\text{-C}_{26} + \dots + n\text{-C}_{34}) + (n\text{-C}_{25} + \dots + n\text{-C}_{33}) / (n\text{-C}_{24} + \dots + n\text{-C}_{32})) / 2$  (согласно [17]).

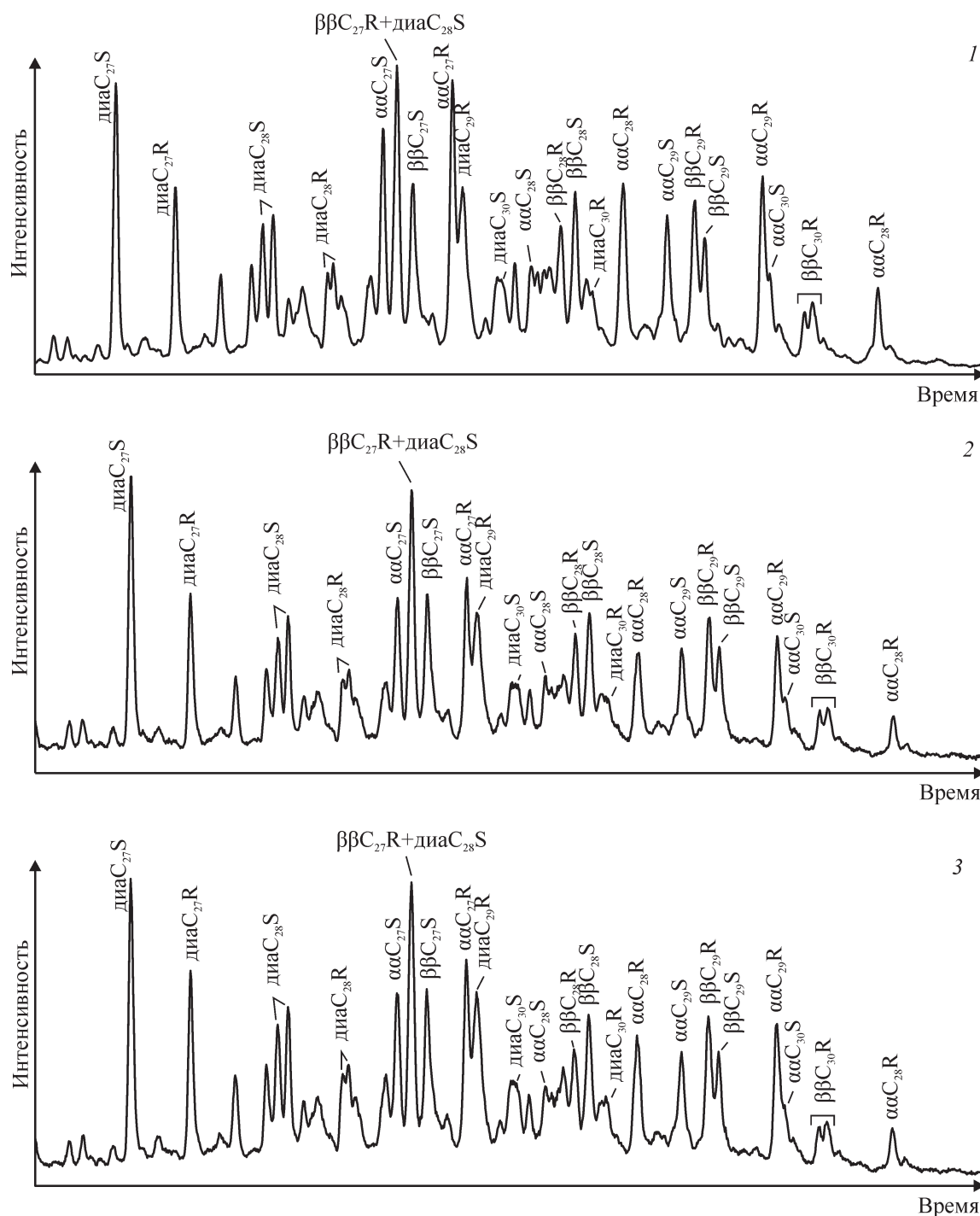
держанием глинистых минералов и его окисленности [12, 13]. Различия изомерных соотношений стеранов C<sub>29</sub> (коэффициенты зрелости) также не

существенны ( $\beta\beta(20S + 20R) / \alpha\alpha 20R$ : в среднем 2.37 при разбросе 1.30–2.37;  $\alpha\alpha 20S / \alpha\alpha 20R$ : в среднем 0.68 при разбросе 0.39–0.99), что свидетельствует

**Таблица 3.** Геохимические показатели по составу стеранов и терпанов, идентифицированных в составе исследованных нефтей

№ п.п.	Стераны						Терпаны					
	C <sub>27</sub>	C <sub>28</sub>	C <sub>29</sub>	C <sub>29</sub> /C <sub>27</sub>	$\frac{\beta\alpha}{(\alpha\alpha + \beta\beta)}$	C <sub>29</sub>		T <sub>s</sub> /T <sub>m</sub>	$\frac{\Gamma\Gamma C_{35}}{\Gamma\Gamma C_{34}}$	S/R		I <sub>TC</sub>
						$\frac{\beta\beta(20S + 20R)}{\alpha\alpha 20R}$	$\frac{\alpha\alpha 20S}{\alpha\alpha 20R}$			$\Gamma\Gamma C_{31}$	$\Gamma\Gamma C_{32}$	
1	41.47	28.30	30.23	0.73	0.56	1.98	0.57	1.10	Не определено			0.38
2	39.81	29.95	30.24	0.76	0.61	2.55	0.99	1.06	Не определено			0.37
3	38.17	27.89	33.94	0.89	0.61	2.87	0.90	1.04	Не определено			0.37
4	41.28	29.14	29.58	0.72	0.71	2.96	0.60	1.14	0.97	1.53	1.44	0.42
5	43.21	31.99	24.80	0.57	0.79	2.13	0.71	1.17	0.89	1.40	1.44	0.19
7	41.93	28.11	29.96	0.71	0.64	2.89	0.65	0.96	0.89	1.57	1.42	0.42
8	41.28	27.75	30.98	0.75	0.75	2.37	0.54	1.13	0.87	1.77	1.37	0.43
9	41.38	27.67	30.95	0.75	0.48	1.30	0.39	0.78	1.38	1.38	1.42	0.39
10	40.58	28.47	30.95	0.76	0.59	2.04	0.73	0.87	1.19	1.43	1.51	0.44
11	40.75	31.20	28.05	0.69	0.71	1.99	0.77	0.70	1.10	1.53	1.47	0.75
12	41.38	28.22	30.40	0.73	0.72	2.72	0.65	0.82	1.09	1.61	1.34	0.51
14	41.77	27.91	30.31	0.73	0.69	2.68	0.64	1.03	0.93	1.51	1.26	0.44

Примечание. № п.п. соответствует табл. 2; T<sub>s</sub>/T<sub>m</sub>—17 $\alpha$ 22,29,30-трисноргопан/18 $\alpha$ -22,29,30-триснорнеогпан;  $\Gamma\Gamma$ —гомогопаны; I<sub>TC</sub>—трициклановый индекс (= 2· $\sum$  трицикланы C<sub>19-20</sub>/ $\sum$  трицикланы C<sub>23-26</sub>) (согласно [20]).



**Рис. 3.** Типовые масс-фрагментогаммы стеранов ( $m/z$  217), идентифицированных в насыщенных фракциях нефтей Ваньеганского месторождения, из залежей: 1 — покурской ( $K_{2c}$ ); 2 — ванденской ( $K_{1a-a1}$ ); 3 — мегинской ( $K_{1b-v}$ ) свит.

Примечание: диа $C_n$  — перегруппированные ( $\beta\alpha$ -) стераны;  $\alpha\alpha C_n$  — природные стераны;  $\beta\beta C_n$  — изостераны; S/R — конфигурация на  $C_{20}$ ;  $n$  — количество атомов C.

об одинаковой термокаталитической зрелости исследованных нефтей.

В составе терпанов сеноманских проб по масс-хроматограмма  $m/z$  177 идентифицированы гомологические ряды 25-норгопанов (рис. 4), присут-

ствие которых свидетельствует об их интенсивной биодеградации [12, 13, 18]. Соответственно, гомогановые показатели этих нефтей теряют свою генетическую значимость и не отражены в табл. 3. Следует отметить, что 25-норгопаны впервые были

идентифицированы в сеноманской пробе Ваньеганского месторождения при исследовании нефтей Среднего Приобья [19]. В биодegradированных пробах из верхов ванденской свиты 25-норгопаны не обнаружены, что, учитывая присутствие в их составе *n*-алканов и ациклических изопренанов, позволяет считать эти нефти слабо биодegradированными. Характер распределения терпанов в слабо биодegradированных (ванденская свита) и неизменных пробах (мегионская, васюганская, тюменская свиты) близок (рис. 4), что подобно распределению разветвленных насыщенных углеводородов и стеранов, свидетельствует об их генетическом родстве. В этих нефтях среди терпанов преобладают гопаны и гомогопаны (в среднем 35.75 и 34.63% на сумму терпанов при разбросе 29.97–40.02% и 30.87–38.38%, соответственно), далее в порядке убывания следуют трицикланы (в среднем 24.40% при разбросе 20.75–24.40%), а моретанов (в среднем 3.63% при разбросе 3.00–4.65%) и тетрацикланов (в среднем 1.60% при разбросе 1.21–2.03%) на порядок меньше. Высокие значения отношения гомогопаны  $C_{34}/C_{34}$  (в среднем 1.03) (табл. 3), подобно отношению пристан/фитан, свидетельствуют о восстановительных обстановках при накоплении нефтематеринского РОВ [12, 13]. Разбросы значений индекса зрелости  $T_s/T_m$  и изомерных соотношений (S/R) гомогопанов  $C_{31}$  и  $C_{32}$  не значительны [12, 13], что свидетельствует о близкой катагенетической преобразованности исследованных проб. Распределение трициклановых терпанов в исследованных пробах, включая сильно биодegradированные, очень похоже (рис. 4). Трициклановый индекс в среднем составляет 0.43 при разбросе 0.19–0.75, что согласуется с низким отношением стераны  $C_{29}/C_{27}$  и свидетельствует об аквагенном генотипе исследованных нефтей.

Согласно ХМС-анализу ароматических фракций в интенсивно биодegradированных нефтях отсутствуют дибензтиофены и фенантрены (табл. 4). В исследованных слабо биодegradированных (ванденская свита) и неизменных нефтях среди аренов преобладают фенантрены (в среднем 57.56 на сумму идентифицированных аренов) (табл. 4). Содержания дибензтиофенов (в среднем 20.18%) тоже высокие, но их более чем в 2 раза меньше, чем фенантронов (табл. 4). Концентрации ароматических стероидов значительно ниже, причем триароматические стероиды (ТАС) (в среднем 20.18 при разбросе 11.92–25.04%) преобладают над моноароматическими (МАС): отношение ТАС/МАС в среднем составляет 2.67 при разбросе 1.23–3.81. Для интенсивно биодegradированных нефтей отношение ТАС/МАС примерно такое же (разброс 2.31–3.62), что, по-видимому, обусловлено отсутствием воздей-

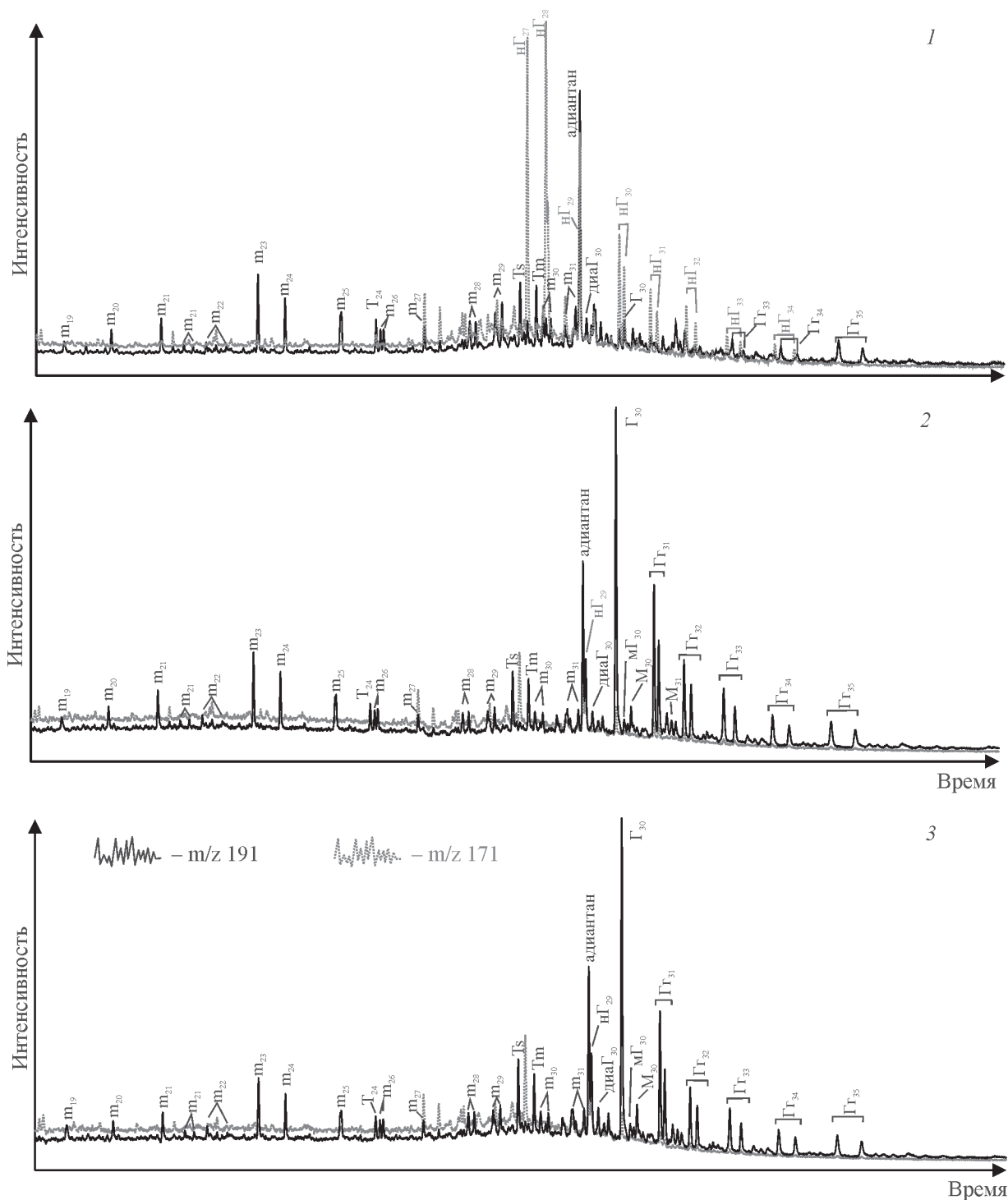
ствия биодegradации на их стероидные компоненты. Параметры зрелости, рассчитанные по составу идентифицированных фенантронов и бензтиофенов (ТАСИ, МФИ 1,  $R_o$ , 4мДБТ /1мДБТ), подобно соответствующим показателям насыщенной фракции, характеризуются незначительным разбросом значений (табл. 3).

### Элементный и структурно-групповой состав смол и асфальтенов

Нефти, для которых изучены особенности состава и структуры САВ, существенно различаются по своим физико-химическим свойствам. Это битуминозная интенсивно биодegradированная (согласно информации по углеводородному составу) нефть из покурской свиты (плотность 962 кг/м<sup>3</sup>), одна слабо биодegradированная проба из верхов и неизменная проба из низов ванденской свиты средней плотности (865 кг/м<sup>3</sup> и 860 кг/м<sup>3</sup>, соответственно), а также легкая нефть (822 кг/м<sup>3</sup>) из ачимовской толщи мегионской свиты. Как отмечалось выше, самые тяжелые нефти из покурской свиты содержат самые высокие концентрации САВ (табл. 5), их содержание с глубиной залежей существенно падает вместе с уменьшением концентрации серы. Что касается содержания серы в асфальтенах, то в нефтях из покурской и ванденской свит ее содержание выше, чем в асфальтенах легкой нефти из ачимовской толщи.

Смолы изученных нефтей по элементному составу практически идентичны (табл. 5). Соответственно, для смол такой зависимости от локализации залежи нефти, а значит и от влияния биодegradации, не отмечается. Асфальтены интенсивно биодegradированной нефти отличаются от других асфальтенов изученной выборки относительно повышенным содержанием кислорода (6.6 против 3.7% в среднем) и относительно пониженным содержанием водорода (8.1 против 8.6% в среднем). Более низкое содержание водорода в асфальтенах интенсивно биодegradированных нефтей по сравнению с неизменными пробами отмечалось на большей выборке и ранее [7]. В общем случае элементный состав исследованных САВ указывает на аквагенный генотип соответствующих нефтей. Это косвенно подтверждается и высокими концентрациями ванадилпорфиринов, выявленными во всех изученных САВ меловых нефтей центральной части Западной Сибири [23], где локализовано Ваньеганское месторождение. Так, ранее [24, 25] на тригонограммах элементного состава САВ нефтей и битумоидов баженновской свиты поля содержания в них водорода в значительной степени налагаются. Исследованные САВ не являются исключением.





**Рис. 4.** Типовые масс-фрагментограммы терпанов, идентифицированных в насыщенных фракциях нефтей Ваньеганского месторождения, из залежей: 1 — покурской ( $K_{2c}$ ); 2 — ванденской ( $K_{1a-a1}$ ); 3 — мегинской ( $K_{1b-v}$ ) свит. Примечание:  $m_n$  — трицикланы;  $T_n$  — тетрацикланы;  $T_m$  — 18 $\alpha$ -22,29,30-трисноргопан;  $T_s$  — 17 $\alpha$ -22,29,30-триснорнеогпан;  $nГ_n$  — норгопаны;  $диаГ_{30}$  — диагопан  $C_{30}$ ;  $M_n$  — моретаны;  $Г_n$  — гомогпаны;  $n$  — количество атомов С.

Распределение углерода в САВ ваньеганских нефтей, рассчитанное по результатам ЯМР-спектроскопии и элементного анализа [8], приведено в табл. 6. Асфальтены интенсивно биодеградиро-

ванной нефти из покурской свиты выделяются следующими особенностями структурно-группового состава. Они имеют более высокую степень ароматичности (0.53 против 0.49) и более низкую степень

**Таблица 4.** Распределение ароматических соединений в нефтено-ароматических фракциях нефтей и геохимические показатели, рассчитанные по их составу

№ п.п.	В % на сумму ароматических соединений				ТАС/МАС	Ф/ДБТ	ТАСИ	МФИ 1	Ro	4мДБТ/ 1мДБТ
	Ф	ДБТ	МАС	ТАС						
1	Отс.	Отс.	30.20	69.80	2.31	Не опр.	0.13	Не опр.	Не опр.	Не опр.
2	Отс.	Отс.	27.29	71.10	2.60	Не опр.	0.19	Не опр.	Не опр.	Не опр.
3	Отс.	Отс.	21.13	76.53	3.62	Не опр.	0.25	Не опр.	Не опр.	Не опр.
4	59.24	23.85	3.52	13.40	3.81	2.48	0.32	0.14	0.48	2.17
5	57.96	25.04	4.62	12.38	2.68	2.31	0.25	0.15	0.49	2.38
7	59.76	23.89	3.50	12.86	3.68	2.50	0.29	0.13	0.48	2.31
8	52.97	13.55	10.02	23.46	2.34	3.91	0.26	0.11	0.46	2.55
9	48.86	11.92	13.78	25.43	1.84	4.10	0.14	0.09	0.46	2.25
10	55.71	22.86	5.58	15.84	2.84	2.44	0.21	0.14	0.48	2.52
11	67.38	24.46	3.66	4.50	1.23	2.75	0.25	0.14	0.48	2.21
12	55.17	17.23	7.63	19.97	2.62	3.20	0.22	0.13	0.48	2.11
14	61.01	18.85	5.08	15.05	2.96	3.24	0.32	0.12	0.47	2.68

Примечание. № п.п. соответствует табл. 2; Ф — фенантроны; ДБТ — дибензтиофены; МАС — моноароматические стероиды; ТАС — триароматические стероиды; ТАСИ =  $(ТАС_{20} + ТАС_{21}) / \sum ТАС$ ; 4мДБТ — 4-метилдибензтиофен; 1мДБТ — 1-метилдибензтиофен; МФИ 1 =  $1.5 \cdot (3\text{-метилФ} + 2\text{-метилФ}) / (\text{Ф} + 9\text{-метилФ} + 1\text{-метилФ})$ ; Ro (%) =  $0.6 \cdot МФИ1 + 0.4$  (параметры рассчитаны согласно работам [13, 21, 22]).

замещения ароматических ядер (0.37 против 0.48) по сравнению с асфальтенами неизменных нефтей из ачимовской толщи (табл. 6). В них относительно повышена роль нефтеновых структур (0.37 против 0.24). В структуре асфальтенов интенсивно биодegradированной нефти соотношение длинных и коротких цепей ( $C\beta\gamma(CH_2 + CH) / C\beta\gamma(CH_3)$ ) = 2.6, тогда как в асфальтенах слабо биодegradированных и неизменных проб в среднем составляет 4.3, что согласуется с данными изучения асфальтенов биодegradированных нефтей других месторождений [7]. Ранее Г. П. Курбский [26] предполагал, что в процессе деструкции длинные алифатические заместители при ароматических кольцах асфальтенов утилизируются бактериями, что, по-видимому, мы и наблюдали в наших исследованиях [7]. При этом основной каркас фальтенов не подвергается деструкции [27–29], т. е. биодegradация асфальтенов, вероятно, происходит менее интенсивно, чем у UV компонентов нефти и сопровождается в основном окислением длинных парафиновых цепей, которые находятся в межслоевом пространстве асфальтеновых комплексов. Поэтому биодegradированные пробы характеризуются снижением насыщенности молекул асфальтенов и повышением их ароматичности. Такие изменения группового состава асфальтенов, возможно, могут быть свидетельством перераспределения структурных группировок ас-

фальтенов за счет микробного окисления нефтей [30].

Смоли изученных нефтей по структуре практически идентичны: содержание углерода в ароматических фрагментах составляет 44%, из них 36–40% находится в узлах конденсации, а 60–64% — в периферийных положениях, и в среднем 40% ароматического водорода замещено алифатическими группами. 56.0–57.5% алифатического углерода представлено на 65% метиленовыми и метинными группами, на метильные группы в цепях приходится около 15%, а 20% — на углерод алифатических групп при ароматических кольцах. В исследованной коллекции смол не наблюдается каких-либо закономерностей в распределении их насыщенных структурных блоков, в том числе в зависимости от влияния биодegradации.

Дополнительная информация о составе и структуре САВ на качественном и полуколичественном уровне получена методом ИКС. Для исследованных САВ на ИК-спектрах наблюдаются следующие основные полосы поглощения:  $1380\text{ см}^{-1}$ ,  $1460\text{ см}^{-1}$ ,  $1600\text{ см}^{-1}$ , которые характеризуют метильные  $CH_3$ -группы,  $CH_2$ -метиленовые группировки и ароматические структуры ( $C=C$ -связи), соответственно. В области поглощения  $2000\text{--}3500\text{ см}^{-1}$  наблюдается незначительный выступ на  $3060\text{ см}^{-1}$ , отвечающий колебаниям  $C-H$  групп в ароматических

Таблица 5. Элементный состав смол и асфальтенов исследованных нефтей

№ п.п.	Возраст, пласт, глубина отбора (м)	Плотность, кг/м <sup>3</sup>	Вид пробы	Выход, % на нефть	Сера в нефти, мас. %	Парафины в нефти, мас. %	Элементный состав, мас. %					(Н/С) <sub>ат</sub>	
							С	Н	С	Н	О		N + O + S
1	К <sub>2с</sub> (ПК), 972–978	968	А	2.80	1.17	0.80	82.6	8.1	1.6	1.1	6.6	9.3	1.18
			СМ	30.80			86.7	10.0	1.3	1.2	0.9	3.3	1.38
4	К <sub>1а-а1</sub> (АВ <sub>7</sub> ), 1860–1865	865	А	1.13	0.48	2.20	86.4	8.4	1.0	1.2	3.0	5.2	1.16
			СМ	14.47			85.1	9.7	2.1	1.4	1.7	5.3	1.36
7	К <sub>1б-бр</sub> (БВ <sub>1-5</sub> ), 2024–2034	860	А	0.98	0.48	2.50	87.1	9.2	1.4	0.7	1.6	3.6	1.27
			СМ	12.75			83.8	9.6	2.1	1.2	3.3	6.6	1.38
10	К <sub>1б</sub> (Ач), 2513–2534	822	А	0.61	0.40	0.70	83.2	8.3	1.0	1.0	6.5	8.5	1.20
			СМ	11.26			85.3	9.9	1.3	1.2	2.4	4.8	1.39

Примечание. № п.п. соответствует табл. 2; А — асфальтены, СМ — смолы.

Таблица 6. Структурно-групповой состав смол и асфальтенов исследованных нефтей

№ п.п.	Возраст, пласт, глубина отбора, м	Вид пробы	С <sup>α</sup>	С <sup>βγ</sup> (СН <sub>2</sub> +СН)	С <sup>βγ</sup> (СН <sub>3</sub> )	СА1	С(СНат)	САг(п)	САг(к)	САг	САг(3)/САг(п)	САг(к)/САг	СAr/C	СNп/C	С <sup>βγ</sup> (СН <sub>2</sub> +СН)/С <sup>βγ</sup> (СН <sub>3</sub> )
1	К <sub>2с</sub> (ПК), 972–978	А	8.0	28.1	10.7	46.8	13.8	21.7	31.5	53.2	0.37	0.60	0.53	0.37	2.6
		СМ	10.4	37.0	8.6	56.0	17.4	27.8	16.2	44.0	0.37	0.37	0.44	0.24	4.3
4	К <sub>1б-б1</sub> (БВ <sub>7</sub> ), 1860–1865	А	8.9	31.6	7.5	48.0	12.4	21.3	30.7	52.0	0.42	0.59	0.52	0.25	4.2
		СМ	10.8	37.0	8.7	56.5	15.2	26.0	17.5	43.5	0.42	0.40	0.44	0.24	4.3
7	К <sub>1б-бр</sub> (БВ <sub>1-5</sub> ), 2024–2034	А	8.5	38.1	8.8	55.4	10.5	19.0	25.6	44.6	0.45	0.57	0.45	0.24	4.3
		СМ	11.2	37.1	8.7	57.0	15.2	26.4	16.6	43.0	0.42	0.39	0.43	0.25	4.3
10	К <sub>1б</sub> (Ач), 2513–2534	А	6.8	36.3	8.4	51.5	7.5	1.0	14.3	48.5	0.48	0.71	0.49	0.24	4.3
		СМ	11.7	37.4	8.4	57.5	15.6	27.3	15.2	42.5	0.43	0.36	0.43	0.24	4.5

Примечание. № п.п. соответствует табл. 2; С<sup>α</sup> — концентрация углерода в насыщенных группах, находящихся в α-положении к ароматическому кольцу; С<sup>βγ</sup> — концентрация углерода в насыщенных группах, находящихся в β- и γ-положении к ароматическому кольцу; СА1 — концентрация углерода в насыщенных структурах; САг — концентрация углерода в ароматических структурах; САг(к) — концентрация углерода в узлах конденсации ароматических структур; САг(п) — концентрация углерода в периферийных положениях ароматических структур; САг(3) — концентрация углерода в замещенных положениях ароматических структур; СNп/С — степень «нафтеновости».

структурах, а также интенсивные полосы поглощения метиленовых и метильных групп: 2859, 2870, 2926, 2957  $\text{см}^{-1}$  [8].

При близком соотношении интенсивностей основных полос поглощения насыщенных групп всех изученных асфальтенов на ИК-спектре асфальтенов интенсивно биодegradированной нефти из покурской свиты появляется полоса поглощения 912  $\text{см}^{-1}$ , характерная для конденсированных нафтеновых структур, и отсутствует пик на полосе 721  $\text{см}^{-1}$ , отвечающий длинным алифатическим цепочкам, который наблюдается на ИК-спектрах исследованных асфальтенов, выделенных из не затронутых процессами биодegradации нефтей. Это согласуется с информацией по ЯМР-спектроскопии о повышенной роли нафтеновых структур и относительно коротких алифатических цепях в структуре асфальтенов биодegradированной нефти из покурской свиты.

О присутствии соединений с сульфоксидными группами свидетельствует широкая полоса поглощения в области 1000–1100  $\text{см}^{-1}$ . Наличие полосы 1030  $\text{см}^{-1}$  ( $\text{S}=\text{O}$ ) характерно для всех исследованных САВ, причем наиболее высокие ее интенсивности отмечаются на ИК-спектрах асфальтенов и смол интенсивно биодegradированной нефти.

Как правило [8], в САВ кислород распределен между четырьмя основными функциональными группами: гидроксильной, карбонильной, карбоксильной и сложноэфирной, причем большая его часть сосредоточена в гидроксильной и карбонильной группах, что наблюдалось и на полученных ИК-спектрах. Причем, для асфальтенов область поглощения кислородсодержащих структур (1690–1760  $\text{см}^{-1}$ ) имеет максимум поглощения на полосе 1700  $\text{см}^{-1}$ , что свидетельствует о преобладании в их структуре кислот и ароматических эфиров по сравнению с алифатическими эфирами (полоса поглощения 1740  $\text{см}^{-1}$ ). Содержание кислорода в гидроксильных группах (полоса 3450  $\text{см}^{-1}$ ) асфальтенов исследованных нефтей, кроме интенсивно биодegradированной нефти (покурская свита), в целом близко между собой. В асфальтенах этой нефти интенсивность полосы поглощения гидроксильных групп значительно выше, чем на ИК-спектрах асфальтенов остальных проб коллекции, а карбонильных (1700  $\text{см}^{-1}$ ) — ниже. Возможно, процессы биодegradации способствовали появлению в структуре асфальтенов большего числа ОН-групп. Изученные смолы по ИК-спектрам имеют близкие соотношения интенсивностей полос поглощения, характеризующих гидроксильные (3450  $\text{см}^{-1}$ ) и карбонильные группы (1700  $\text{см}^{-1}$ ). Специфичной по данным ИК-спектроскопии оказались смолы не измененной

биодegradацией нефти из низов ванденской свиты (пласты БВ<sub>1–5</sub>). В этой пробе наблюдается полоса поглощения 1740  $\text{см}^{-1}$  (эфиры алифатического строения), превышающая полосу 1710  $\text{см}^{-1}$  (эфиры ароматического строения), и появляется полоса поглощения 1280  $\text{см}^{-1}$ , характеризующая азотсодержащие группы.

Таким образом, данные элементного анализа, ЯМР- и ИК-спектроскопии по распределению углерода и кислорода в сочетании с высокой ролью серосодержащих структур в исследованных САВ нефтей в общем случае подтверждают их аквагенный источник [24, 25, 31], определяемый по распределению УВ-биомаркеров.

### Заключение

Распределение насыщенных и ароматических соединений в составе исследованных нефтей Ваньеганского месторождения указывает на их аквагенный генотип и зрелость, соответствующую главной зоне нефтеобразования. Сравнение полученных геохимических показателей (пристан/фитан, стераны  $\text{C}_{29}/\text{C}_{27}$ , трициклановый индекс, гомогопаны  $\text{C}_{35}/\text{C}_{34}$ , Ф/ДБТ, ТАС/МАС, индекс СРІ, стерановые, терпановые и ароматические индексы зрелости) с опубликованными материалами по геохимии баженовских нефтей Среднего Приобья и битумоидов органического вещества баженовской нефтематеринской толщи [19, 32–36] позволяют считать, что ваньеганские пробы генетически связаны с этими нефтями и ОВ. Особенности состава УВ фракций позволили идентифицировать в исследованной выборке биодegradированные пробы. Нефти из неглубоких (до 1000 м) сеноманских залежей характеризуются отсутствием алканов и ациклических изопренанов, дибензтиофенов и фенантронов, в них идентифицированы гомологические ряды 25-норгопанов, что позволяет классифицировать эти нефти как интенсивно биодegradированные [13]. Нефти из верхов ванденской свиты (апт-альб) следует рассматривать как слабо биодegradированные, т.к. при наличии на хроматограммах «нафтенового» горба в них сохранились *n*-алканы и ациклические изопренаны (при преобладании последних), отсутствуют 25-норгопаны, а распределение стероидных и ароматических соединений практически не отличается от неизмененных нефтей. Отсутствие признаков биодegradации стеранов интенсивно преобразованной сеноманской нефти вероятнее всего обусловлено анаэробным типом биодegradации [13].

Результаты исследования САВ методом элементного анализа в комплексе с ЯМР- и ИК-спектроскопией свидетельствуют, что их элементный и струк-



турно-групповой состав соответствует аквагенному генотипу нефтей, из которых они были извлечены. Показано, что структура смол биодegradированных нефтей не отличается от неизмененных проб. Биодеструкция исследованных асфальтенов, согласно данным ЯМР и ИКС, сопровождалась увеличением вклада нафтеновых структур и, возможно, уменьшением длины парафиновых цепей и окислением структур, входящих в межслоевое пространство асфальтеновых блоков. Естественно, что полученные результаты требуют дальнейшего продолжения как экстенсивного, за счет увеличения объема выборки, так и интенсивного в плане углубления исследования природных механизмов и факторов, контролирующих состав САВ.

Таким образом, проведенные исследования подтверждают, что нефть представляет собой генетически единую систему, в которой химическая структура углеводородных и неуглеводородных компонентов имеет много общего в соотношении алифатических, алициклических и ароматических структур.

#### Финансирование работы

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ № 18-05-00786; ФНИ № 0331-2019-002

#### Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов, требующего раскрытия в данной статье.

#### Информация об авторах

Фурсенко Елена Анатольевна, к. г.-м. наук, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7297-7342>

Борисова Любовь Сергеевна, д. г.-м. наук, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-4155-1832>

Бурухина Александра Ильинична, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9968-8065>

Саитов Рашид Маратович, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1353-6985>

#### Список литературы

1. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. Под ред. В. А. Волков, А. В. Шпильман. Екатеринбург: Издат. НаукаСервис. 2013. Т. 2. 308 с.
2. Семенов В. Н., Пуртова И. П., Сорокин А. В., Кирилов С. И., Гималеев Р. Х., Мулявин С. Ф. Особенности геологического строения и проблемы разработки Ван-Еганского месторождения // Бурение и нефть. 2008. № 5. С. 30–33.
3. Постановления межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 36. Под ред. Жамойда А.И. СПб.: ВСЕГЕИ. 2007. 64 с.
4. Клещев К. А., Шейн В. С. Нефтяные и газовые месторождения России. Книга вторая — азиатская часть России. М.: ВНИГНИ. 2010. 720 с.
5. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Под ред. Ф. Г. Гурари Новосибирск: СНИИГГиМС. 2004. 114 с.
6. Fursenko E. A., Kim N. S. Geochemistry of Condensates of Maloyamal'skoe Field (Yamal Peninsula, Western Siberia) // Petrol. Chemistry. 2019. V. 59. N 10. P. 1138–1146.
7. Борисова Л. С., Фурсенко Е. А. Влияние процессов биодegradации на состав и строение асфальтенов нефтей Западной Сибири // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 4. С. 206–216.
8. Борисова Л. С. Введение в геохимию высокомолекулярных компонентов нефти: Учебное пособие. Новосибирск: НГУ. 2012. 90 с.
9. Глебовская Е. А. Применение инфракрасной спектроскопии в нефтяной геохимии. Л.: Недра. 1971. 140 с.
10. Юркевич И. А., Разумова Е. Р. Сравнительное изучение высокомолекулярной части нефтей и битумов. М.: Наука. 1981. 157 с.
11. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. М.: Минприроды. 2016. 32 с.
12. Петров А. А. Углеводороды нефти. М.: Наука. 1984. 263 с.
13. Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The biomarker guide. 2nd ed. V. 2. New York: Cambridge University Press. 2005. 1155 p.
14. Connan J., Cassou A. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation level // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1980. V 44. N 1. P. 10–23.
15. Moldowan J. M. Seifert W. K., Gallegos E. J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks // AAPG Bulletin. 1985. V. 69. N 8. P. 1255–1268.
16. Туссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир. 1981. 502 с.
17. Bray E. E., Evans E. D. Distribution of n-paraffins as a clue to recognition of source beds // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1961. V. 22. N 1. P. 2–15.
18. Rullkotter J., Wendlich D. Microbial alteration of 17 $\alpha$ (H)-hopane in Madagascar asphalts: removal of C-10 methyl group and ring opening // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1982. V. 46. P. 1543–1553.
19. Конторович А. Э., Петерс К. Е., Молдован Д. М., Андрусевич В. Е., Демейсон Д. Дж., Стасова О. Ф., Хьюзинге Б. Дж. Углеводороды-биомаркеры в нефтях Среднего Приобья (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 1991. № 10. С. 3–34.
20. Конторович А. Э., Бахтуров С. Ф., Башарин А. К., Беляев С. Ю., Буриштейн Л. М., Конторович А. А., Кри-



- нин В. А., Ларичев А. И., Ли Году, Меленевский В. Н., Тимошина И. Д., Фрадкин Г. С., Хоменко А. В. Разно-возрастные очаги нефтидообразования и нефтидона-копления на Северо-Азиатском кратоне // Геология и геофизика. 1999. Т. 40. № 11. С. 1676–1693.
21. Radke M., Welte D.H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influens of the organic matter type // Organic Geochemistry. 1986. N 10. P. 5163.
22. Radke M., Willsch H. Extractable alkyldibenzothiophenes in Posidonia Shale (Toarcian) source rocks: relationship of yields to petroleum formation and expulsion // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1994. V. 58. N 23. P. 5223–5244.
23. Колганова М. М., Конторович А. Э. Некоторые черты геохимии ванадия и никеля в осадочных породах и нефтях // Труды СНИИГГиМС. 1966. Вып. 47. С. 184–197.
24. Борисова Л. С., Конторович А. Э. Геохимия смол рассеянного органического вещества и нефтей Западной Сибири // Доклады РАН. 2008. Т. 420. № 3. С. 382–384.
25. Борисова Л. С. Асфальтены — наследники генетического кода керогена // Геология нефти и газа. 2016. № 6. С. 75–79.
26. Курбский Г. П. Геохимия нефтей Татарии. М.: Наука. 1987. 167 с.
27. Арефьев О. А., Макушина В. М., Петров Ал. А. Асфальтены показатели геохимической истории нефтей // Изв. АН СССР. Сер. геол. 1980. № 4. С. 124–130.
28. Гордадзе Г. Н., Петров Ал. А. Исследование углеводородов в продуктах термолитиза асфальтенов товарной смеси западносибирских нефтей // Геология нефти и газа. 1986. № 3. С. 33–36.
29. Rubinstein I., Spyckerelle C., Strausz O. Pyrolysis of asphaltenes: a source of geochemical information // Geochimica et Cosmochimica Acta. 1979. V. 43. P. 1–6.
30. Филатов Д. А., Кривцов Е. Б., Свириденко Н. Н., Головки А. К., Алтунина Л. К. Биогенное окисление высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения и ее гетероорганических соединений // Нефтехимия. 2017. Т. 57. № 4. С. 386–393.
31. Борисова Л. С. Геохимия асфальтенов нефтей Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2009. № 1. С. 76–80.
32. Конторович А. Э., Меленевский В. Н., Иванова Е. Н., Фомин А. Н. Фенантрены, ароматические стераны и дибензотиофены в юрских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна и их значение для органической геохимии // Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 7. С. 873–883.
33. Конторович А. Э., Конторович В. А., Рыжкова С. В., Шурыгин Б. Н., Вакуленко Л. Г., Гайдебурова Е. А., Данилова В. П., Казаненков В. А., Ким Н. С., Костырева Е. А., Москвин В. И., Ян П. А. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 972–1012.
34. Лопатин Н. В., Емец Т. М., Симоненкова О. И., Эрбен Ж.-П. Баженовская нефтяная генерационно-аккумуляционная система на западе Хантейской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 1998. № 5. С. 2–27.
35. Ларичев А. И., Фомичев А. С., Ларичкина Н. И., Захрямина М. О., Чеканова В. Н. Состав и свойства нефтей северо-западной части Нижневартовского свода // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2004. № 6. С. 13–20.
36. Гончаров И. В., Самойленко В. В., Обласов Н. В., Фадеева С. В., Веклич М. А., Кашанов Р. С., Трушков П. В., Бахтина Е. С. Типы и катагенез органического вещества баженовской свиты и ее возрастных аналогов // Нефтяное хозяйство. 2016. № 10. С. 20–25.