

УДК 547.912:543.544:543.51

DOI: 10.15372/ChUR2019124

Состав ароматических углеводородов газовых конденсатов Западной Сибири

Г. С. ПЕВНЕВА¹, Н. Г. ВОРОНЕЦКАЯ¹, М. В. МОЖАЙСКАЯ¹, А. К. ГОЛОВКО^{1,2}, Е. А. ФУРСЕНКО², В. А. КАШИРЦЕВ²¹Институт химии нефти Сибирского отделения РАН, Томск (Россия)

E-mail: pevneva@icp.tsc.ru

²Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука Сибирского отделения РАН, Новосибирск (Россия)

(Поступила 27.08.18; после доработки 27.02.19)

Аннотация

Приведены результаты исследования состава циклических ароматических углеводородов газовых конденсатов Малоямальского и Мыльджинского месторождений Западной Сибири. Методом ГЖХ проанализирован состав ароматических соединений бензиновых фракций газовых конденсатов. Анализ данных группового состава ароматических углеводородов C_7 – C_{10} бензиновых фракций, показал, что малоямальские конденсаты обогащены толуолом (C_7) и ксилолами (C_8), в то время как в мыльджинских пробах зафиксировано высокое содержание триметил- (C_9) и тетраметилбензолов (C_{10}). С использованием метода ГХ-МС изучен состав ароматических УВ ряда бензола, нафталина и фенантрена нефракционированных конденсатов. Показано, что алкилбензолы конденсатов представлены преимущественно низкомолекулярными соединениями (C_7 – C_{10}), содержание длинноцепочечных *n*-алкилбензолов и *n*-алкилтолуолов состава C_{11+} очень низкое. Кроме алкилзамещенных бензолов в конденсатах идентифицированы нафтенозамещенные бензолы – метил- и диметилтетралины. В качестве генетических показателей по составу ароматических углеводородов использованы относительные концентрации этилбензола, 1,2,3- и 1,2,4-триметилбензолов, кадалена и ретена. Установлено, что в формировании изученных флюидов принимало участие преимущественно гумусовое органическое вещество, о чем свидетельствуют повышенные значения отношения пристан/фитан, высокое содержание *m*-ксилола, повышенное содержание 1,2,5- и 1,2,7-триметилнафталинов, присутствие ароматических углеводородов-биомаркеров – кадалена и ретена. По составу алкилбензолов и алкилнафталинов рассчитаны параметры, определяющие степень преобразованности конденсатов. Согласно значениям отношений (*m*- + *n*-ксилол)/*o*-ксилол, нафталиновым индексам зрелости (MNR, DNR2 и TNR6) и низкому содержанию длинноцепочечных алкилбензолов C_{11+} , уровень катагенетической преобразованности изученных флюидов соответствует главной зоне нефтеобразования.

Ключевые слова: конденсаты, состав, алкилбензолы, алкилнафталины, алкилфенантрены, геохимические параметры, Западная Сибирь

ВВЕДЕНИЕ

Изучение молекулярного состава биомаркеров, как углеводородов, так и гетероатомных соединений, присутствующих в нефти, является ключом к познанию природы исходного органического вещества (ОВ), механизмов и условий его fossilization и дальнейшей геохимической эволюции. При геохимических обобщениях ин-

формацию о распределении и составе ароматических углеводородов (УВ) используют для реконструкции условий формирования состава нефтей в значительно меньшей степени, чем информацию о насыщенных углеводородах-биомаркерах. Это связано, во-первых, со сложностью состава и анализа ароматических фракций и, во-вторых, со слабой изученностью механизмов образования и трансформации аромати-

ческих УВ на стадиях диа- и катагенеза. Эти УВ не синтезируются непосредственно живыми организмами, а образуются из исходного нефтематеринского вещества (биополимеров) за счет термохимических превращений путем дегидратации, циклизации и ароматизации [1–5]. Состав аренов в нафтидах контролируется типом исходного ОВ и условиями его накопления, геолого-геохимическими и глубинными факторами [6–9], что приводит к их многообразию в нефтях и конденсатах.

Исследование состава ароматических УВ необходимо в связи с тем, что не все легкие нефти и конденсаты содержат высокомолекулярные углеводороды-биомаркеры, а в случае их низкой концентрации и/или высокой катагенной зрелости флюидов, когда биомаркеры достигают равновесных значений, масс-спектры становятся малоинформативными.

Для оценки степени преобразованности по составу алкиларенов используют геохимические параметры, основанные на соотношениях β - и α -метилизомеров бензолов, нафталинов и фенантронов. При термическом созревании образование термодинамически более стабильных β -изомеров происходит за счет реакций изомеризации первоначально образованных алкиларенов [10–13].

Некоторые алкиларены в той или иной степени наследуют структурные особенности молекул своих биологических предшественников, и их используют при установлении генетического родства. Так, предшественниками алкилбензолов могут быть жирные кислоты, диароматические каротиноиды (например, изорениератен), бактерии [14–17]. К потенциальным предшественникам биаренов относятся УВ терпеноидного ряда, циклические сексвитерпеноиды, каротиноиды [1, 2, 9, 10, 18, 19]. Реликтовый углеводород-биомаркер 1,6-диметил-7-изопропилнафталин (кадален) является маркером высших наземных растений, преимущественно покрытосеменных. Его строение указывает на генетическую связь с бициклическими сексвитерпенами – алифатическими (фарнезол) и алициклическими (кадинен) [19, 20]. Ретен (1-метил-7-изопропилфенантрен), производное абиетиновой кислоты, один из основных компонентов смол хвойных (голосеменных) растений, широко используется в геохимических исследованиях при оценке генотипа исходного ОВ [19–22].

Интерес к исследованию ароматических УВ газовых конденсатов Западной Сибири обусловлен тем, что в этих флюидах содержатся в высоких концентрациях адамантановые УВ. Так же, как и ароматических УВ, их нет в исходной

биомассе, но они присутствуют практически во всех нефтях, генерированных как морским, так и континентальным ОВ. Есть они также в слабо- и сильнопреобразованных нефтях, как в карбонатных, так и глинистых породах [23–27]. Исследования особенностей состава ароматических УВ газоконденсатов способствуют выявлению закономерностей условий формирования их месторождений.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Объектами исследования служили конденсаты Малоюмальского месторождения из залежей в среднеюрских отложениях (тюменская свита, глубина отбора проб от 2264 до 2366 м) и Мыльджинского месторождения из залежей в нижнемеловых (куломзинская свита, глубина отбора проб от 2154 до 2197 м) и верхнеюрских отложениях (васюганская свита, глубина отбора проб от 2395 до 2423 м). Малоюмальское газоконденсатное месторождение находится в южной части Южно-Ямальского нефтегазоносного района Ямальской нефтегазоносной области [28]. Мыльджинское газоконденсатное месторождение расположено на востоке Среднеvasюганского мегавала, на границе с Усть-Тымской впадиной на территории Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [29].

Изучение углеводородного состава нефракционированных конденсатов проводили методом газожидкостной хроматографии (ГЖХ) на хроматографе “Кристалл 2000 М” с пламенно-ионизационным детектором и капиллярной колонкой длиной 100 м и внутренним диаметром 0,22 мм (фаза – полиметилсилоксан). Хроматограммы получали в режиме линейного программирования температуры от 35 до 250 °С, при начальной температуре изотерма 13 мин, скорость нагрева с 35 до 45 °С – 5 °С/мин, 15 мин изотерма, с 45 до 60 °С – 1 °С/мин, 15 мин изотерма, с 60 до 250 °С – 2 °С/мин, 20 мин изотерма. Газ-носитель – гелий. Обработка хроматографической информации и детальный углеводородный анализ в соответствии со стандартами ASTM осуществлялась с использованием программы “Хроматэк Gasoline”.

Состав насыщенных и ароматических УВ анализировали методом хромато-масс-спектрометрии (ГХ-МС) на квадрупольной системе GC-MS-QP5050 Shimadzu с компьютерной системой регистрации и обработки информации. Хроматограф снабжен капиллярной кварцевой колонкой DB5-MS длиной 30 м и диаметром 0,32 мм. Анализ проводили в режиме программирования тем-

пературы с 80 до 290 °С со скоростью 2 °С/мин, конечная температура поддерживалась постоянной в течение 25 мин. Газ-носитель – гелий. Ионизирующее напряжение 70 эВ, температура источника 250 °С. Сбор и обработка данных в режимах SCAN и SIM производились с помощью программы GCMS Solution. Идентификацию соединений осуществляли путем сравнения полученных масс-спектров с масс-спектрами, имеющимися в библиотеках NIST и WILEY. Оценку относительного содержания каждого типа соединений рассчитывали как отношение его суммарной интенсивности к сумме площадей всех идентифицированных соединений.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Углеводороды бензиновых фракций конденсатов представлены четырьмя основными классами: *n*-алканами, изоалканами, цикланами и аренами. В бензиновых фракциях мыльджинских конденсатов преобладают алканы нормального строения (табл. 1). Их количество превышает содержание изопарафинов и цикланов в 2.0–2.5 и в 2.9–3.7 раза соответственно. Среди циклических насыщенных УВ циклопентаны (ЦП) превалируют над циклогексанами (ЦГ). С увеличением глубины залегания содержание ароматических УВ возрастает.

Малоямальские конденсаты отличаются от мыльджинских проб значительными концентрациями цикланов при преобладании циклогексанов над циклопентанами (см. табл. 1). Соотношение *n*-алканы/цикланы в основном колеблется в интервале 1.0–1.1. В малоямальских пробах отмечается более высокое содержание ароматиче-

ских УВ. При этом не установлено четкой зависимости изменения содержания ароматических УВ от глубины залегания. Высокие значения соотношений пристан/фитан свидетельствуют о континентальном генезисе флюидов обоих месторождений.

Анализ группового состава ароматических углеводородов C₇–C₁₀ бензиновых фракций показал, что малоямальские конденсаты обогащены толуолом и ксилолами, в то время как в мыльджинских пробах отмечается высокое содержание триметил- (ТМБ) и тетраметилбензолов (ТеМБ) (табл. 2). Соотношение концентраций толуол/сумма ксилолов в мыльджинских конденсатах меньше 0.1, а в малоямальских разброс значений значительно шире – от 0.5 до 1.2.

Отношение *m*- + *n*-ксилол/*o*-ксилол используется в геохимической практике как один из показателей степени созревания. Этот показатель может быть информативным при исследовании конденсатов в связи с тем, что в них не содержатся высокомолекулярные углеводороды-биомаркеры [27]. Вариации соотношений концентраций *m*- + *n*-ксилол/*o*-ксилол в малоямальских конденсатах в зависимости от глубины залегания незначительны (см. табл. 2). В мыльджинских образцах значения этого параметра существенно выше, следовательно, их можно отнести к более зрелым по сравнению с малоямальскими конденсатами. В мыльджинских конденсатах с увеличением глубины залегания значения суммарного содержания *m*- + *n*-ксилолов значительно возрастают. Содержание адамантанов в мыльджинских конденсатах составляет 1.5–3.0 % относительно суммы всех идентифицированных соединений, а в малоямальских их содержание значительно ниже (0.4–0.9 %).

ТАБЛИЦА 1

Групповой состав бензиновых фракций газовых конденсатов, мас. %

Углеводороды	Месторождение						
	Мыльджинское			Малоямальское			
	Глубина залегания, м						
	2154–2164	2183–2197	2395–2423	2298–2319	2337–2366	2264–2305	2317–2324
Возраст отложений							
	K _{1v}	K _{1v}	J _{3o}	J ₂	J ₂	J ₂	J ₂
<i>n</i> -Алканы	53.0	50.7	54.9	34.4	41.7	36.1	34.8
Изоалканы	26.4	25.6	22.4	25.0	19.4	23.4	23.3
Цикланы	15.6	17.5	14.8	33.1	25.2	31.6	33.0
Арены	5.0	6.2	7.1	7.5	13.7	8.9	8.9
<i>n</i> -Алканы/цикланы	3.4	2.9	3.7	1.0	1.7	1.1	1.1
Сумма ЦП/сумма ЦГ	1.7	1.7	1.3	0.7	0.6	0.7	0.6
Пристан/фитан	5.0	5.4	3.9	3.2	7.9	10.9	4.7

Примечание. ЦП – циклопентаны, ЦГ – циклогексаны.

ТАБЛИЦА 2

Характеристика конденсатов по составу алкилбензолов C₇-C₁₀

Углеводороды	Месторождение						
	Мыльджинское			Малоямальское			
	Глубина залегания, м						
	2154-2164	2183-2197	2395-2423	2298-2319	2337-2366	2264-2305	2317-2324
	<i>Содержание, % относительно суммы бензолов C₇-C₁₀</i>						
Толуол	0.8	0.9	1.1	32.0	13.7	28.0	28.7
Ксилолы	25.3	17.8	14.2	31.3	32.8	33.0	42.1
ТМБ	29.1	32.1	30.7	27.6	39.8	22.9	15.1
ТеМБ	44.8	49.1	54.0	9.0	13.7	16.1	14.2
	<i>Содержание, % относительно суммы бензолов C₈</i>						
Этилбензол	15.2	15.8	23.8	11.1	11.7	11.1	7.7
<i>m</i> -Ксилол	48.1	55.4	50.0	55.8	51.2	51.2	49.2
<i>n</i> -Ксилол	19.4	20.5	20.8	8.2	11.3	13.9	22.1
<i>o</i> -Ксилол	17.2	8.3	5.4	25.0	25.9	23.8	21.0
	<i>Геохимические параметры</i>						
Толуол/сумма ксилолов	0.04	0.06	0.08	1.15	0.47	0.96	0.84
ЭБ/сумма ксилолов	0.2	0.2	0.3	0.1	0.1	0.1	0.1
<i>m</i> - + <i>n</i> -ксилол/ <i>o</i> -ксилол	3.9	9.1	13.0	2.6	2.4	2.7	3.4
1,2,4/1,2,3-ТМБ	1.1	3.9	1.8	4.8	4.2	0.3	0.2

Примечание. ТМБ – триметилбензол, ТеМБ – тетраметилбензол, ЭБ – этилбензол.

В геохимии в качестве генетических показателей по составу низкомолекулярных ароматических углеводородов состава C₇-C₁₀ используются относительные концентрации этилбензола, 1,2,3- и 1,2,4-ТМБ [14, 15, 27, 30]. Первичными продуктами генезиса сапропелевого исходного ОВ, скорее всего, являются этилбензол и *o*-ксилол, чисто гумусовое ОВ продуцирует преимущественно этилбензол и *m*-ксилол (их концентрации выше равновесной) [27]. В мыльджинских конденсатах концентрация этилбензола составляет 15.2–23.8 % относительно суммы C₈ бензолов, в малоямальских пробах – 7.7–11.1 %, что превышает равновесную концентрацию (5.9 % при 600 К). В изученных конденсатах не выявлено четкой закономерности изменения концентрации этилбензола с изменением глубины залегания. Среди ксилолов в максимальной концентрации содержатся *m*-ксилолы, содержание которых близко или превышает равновесную концентрацию (50.1 % при 600 К). Повидимому, пониженное содержание этилбензола и высокое *m*-ксилола являются признаками континентальной природы исходного ОВ, генерировавшего эти конденсаты [27]. Отношение концентраций этилбензол/сумма ксилолов составляет 0.2–0.3 для мыльджинских конденсатов, а для малоямальских эта величина равна 0.1 (см. табл. 2).

Согласно данным [14, 15], предшественниками 1,2,3-ТМБ могут быть связанные неароматиче-

ские каротиноиды (например, β,β-каротины), которые подвергаются ароматизации и/или потере метильных групп на стадии диагенеза, а значительные концентрации 1,2,4-ТМБ свидетельствуют о присутствии пластохинонов в исходном ОВ. Высокие значения отношения 1,2,4-ТМБ/1,2,3-ТМБ, которые варьируют от 1.1 до 3.9 в мыльджинских конденсатах и от 0.2 до 4.8 в малоямальских, обусловлены, скорее всего, водородослевым типом исходного ОВ. В данной подборке образцов значения этого показателя меняются без какой-либо закономерности в зависимости от глубины залегания в пределах одного месторождения. Среди тетраметилбензолов (ТеМБ) в изученных конденсатах преобладает 1,2,3,5-ТеМБ.

С использованием метода ГХ-МС проанализирован состав ароматических УВ ряда бензола, нафталина и фенантрена нефракционированных конденсатов. Анализ данных группового состава ароматических УВ показал, что основную долю (от 88 до 95.2 отн. %) в изученных флюидах составляют моноарены (табл. 3). Количество биаренов колеблется в широких пределах – от 3.3 до 10.0 %. Триароматические УВ содержатся в незначительных количествах.

Среди моноаренов идентифицированы *n*-алкилбензолы (*n*-АБ) (*m/z* 91), *n*-алкилтолуолы (*n*-АТ) (*m/z* 105), ТМБ (*m/z* 119), ТеМБ (*m/z* 133). В изученных конденсатах отсутствуют псевдогомологические серии длинноцепочечных алкилбензолов с изопреноидной боковой цепью. Кроме

ТАБЛИЦА 3

Групповой состав алкиларенов по данным ГХ-МС

Углеводороды	Месторождение						
	Мыльджинское			Малоямальское			
	Глубина залегания, м						
	2154–2164	2183–2197	2395–2423	2298–2319	2337–2366	2264–2305	2317–2324
<i>Содержание, % относительно суммы площадей идентифицированных пиков</i>							
Моноарены	93.63	93.72	88.19	95.16	91.15	93.83	89.78
<i>n</i> -АБ, в т. ч.:	25.33	28.77	29.84	70.42	57.05	68.35	53.22
АБ ₇ -АБ ₁₀	20.6	25.2	27.3	69.3	55.9	67.5	52.2
АБ ₁₁ -АБ ₁₉	4.8	3.6	2.6	1.1	1.1	0.8	1.0
<i>n</i> -АТ, в т. ч.:	31.21	29.97	28.29	18.40	34.03	18.26	24.60
АТ ₇ -АТ ₁₀	21.4	22.5	23.4	17.5	31.7	17.3	22.9
АТ ₁₁ -АТ ₁₉	9.8	7.5	4.9	0.9	2.3	0.9	1.7
ТМБ	25.94	24.99	22.18	5.09	0.00	6.00	9.30
ТеМБ	10.91	9.85	7.60	1.22	0.00	1.18	2.61
Тетралины	0.24	0.15	0.28	0.02	0.07	0.04	0.06
Биарены	3.34	3.62	10.20	4.40	8.72	5.63	9.14
Нафталин	0.23	0.37	2.07	0.92	1.86	0.99	1.58
МН	0.89	0.97	3.97	1.64	3.29	2.12	3.16
ДМН	1.00	1.20	2.68	1.30	2.44	1.73	2.82
ТМН	0.79	0.70	1.00	0.45	0.93	0.67	1.34
ТеМН	0.22	0.18	0.17	0.06	0.13	0.08	0.15
Кадален	0.11	0.10	0.20	0.003	0.01	0.004	0.01
Флуорены	0.09	0.10	0.11	0.03	0.05	0.04	0.08
Триарены	0.02	0.14	0.11	0.05	0.14	0.05	0.16
Фенантрен	0.02	0.01	0.06	0.02	0.06	0.02	0.06
МФ	–	0.02	0.02	0.01	0.04	0.02	0.06
ДМФ	–	0.03	0.01	0.01	0.02	0.01	0.02
ТМФ	–	0.04	–	0.002	0.01	–	0.01
Ретен	–	0.04	0.02	0.001	0.007	0.003	0.01
Адамантаны	3.01	2.51	1.50	0.39	–	0.49	0.91
<i>Геохимические параметры</i>							
MNR	1.1	1.1	1.4	1.8	2.1	1.9	1.7
DNR2	0.9	0.6	0.9	1.7	1.7	1.7	1.8
TNR6	1.2	1.0	1.4	1.7	1.5	1.7	2.0
Кадален/ретен	–	2.4	8.9	2.5	1.7	1.5	1.3

Примечания. 1. МН – метилнафталины, ДМН – диметилнафталины, ТМН – триметилнафталины; МФ – метилфенантрены, ДМФ – диметилфенантрены, ТМФ – триметилфенантрены; MNR = 2-(β-)метил-/1-(α-)метилнафталин; DNR2 = [2,6-(β,β-) + 2,7-(β,β-)ДМН]/1,5-(α,α-)ДМН; TNR6 = [1,3,7-(α,β,β-) + 1,3,6-(α,β,β-)ТМН]/[1,2,5-(α,β,α-) + 1,2,4-(α,β,α-)ТМН]. 2. Прочерк означает, что содержание не идентифицировано.

алкилзамещенных бензолов, в конденсатах идентифицированы нафтензамещенные бензолы – метил- и диметилтетралины. Их количество невелико и составляет 0.1–0.3 отн. %.

Содержание длинноцепочечных *n*-АБ и *n*-АТ C₁₁₊ очень низкое по сравнению с низкомолекулярными алкилбензолами C₇–C₁₀ (см. табл. 3). Низкое содержание длинноцепочечных АБ в конденсатах, вероятно, обусловлено деградацией алкилбензолов с длинными заместителями при термическом воздействии на стадии катагенеза с образованием компонентов с более ко-

роткими боковыми цепями [14, 15]. По литературным данным, доля длинноцепочечных *n*-АБ и *n*-АТ в нефтях выше, чем в газовых конденсатах [27, 31]. В изученных пробах длинноцепочечные *n*-АБ и *n*-АТ представлены соединениями, содержащими в алкильных заместителях от 5 до 11–13 атомов углерода. На масс-фрагментограмме по характеристичному для *n*-АТ иону *m/z* 105 присутствует серия триплетов, соответствующих гомологичной серии *мета*-(*m*-), *пара*-(*p*-) и *орто*-(*o*-)метильных изомеров, относительное содержание которых уменьшается с уве-

личением числа атомов углерода в молекуле. Содержание *n*-АТ значительно ниже, чем *m*- и *o*-изомеров.

В изученных конденсатах идентифицированы все изомеры моно-, ди-, три- и тетраметилзамещенных нафталинов, а также флуорены, содержащие два ароматических и один нафтовый цикл. Качественный состав алкилнафталинов во всех конденсатах схож, но наблюдаются различия в их содержании (см. табл. 3). Многочисленными исследованиями установлено, что различия обусловлены типом исходного ОВ и условиями осадконакопления [9, 10, 12, 13, 32]. Анализ индивидуального состава алкилнафталинов показал, что во всех конденсатах преобладают голаядерный нафталин, а также 2- и 1-метилнафталины. Повышенное содержание 1,2,5- и 1,2,7-ТМН, а также присутствие кадалена указывают на то, что в формировании этих флюидов принимало участие гумусовое ОВ [6], а осадконакопление происходило в морских или озерных отложениях в бескислородных или субокислительных условиях [9]. В мыльджинских конденсатах количество кадалена составляет 0.1–0.2 отн. %, тогда как в малоямальских их содержание невелико и составляет 0.01 отн. % и менее.

Данные по составу алкилнафталинов использованы для установления степени термической преобразованности конденсатов [7, 12, 13, 32]. Значения метил- (MNR), диметил- (DNR2) и триметилнафталинового (TNR6) индексов >1 указывают на преобладание наиболее термодинамически устойчивых β-изомеров над α-изомерами, что позволяет сделать вывод о достаточно высокой степени преобразованности изученных флюидов (см. табл. 3). Не выявлено четкой закономерности изменения нафталиновых параметров этих флюидов в зависимости от глубины залегания. Сравнивая значения нафталиновых индексов двух месторождений, следует отметить, что малоямальские конденсаты более преобразованные, чем мыльджинские. Однако в геохимической практике оценку степени преобразованности по составу нафталинов используют в совокупности с данными по составу насыщенных УВ-биомаркеров.

Как отмечено выше, содержание триароматических УВ в изученных конденсатах незначительно. Тем не менее практически во всех пробах присутствуют УВ с тремя ароматическими циклами – фенантрен и его метил-, ди- и триметилзамещенные изомеры, а также идентифицирован 1-метил-7-изопропилфенантрен (см. табл. 3). Среди фенантронов доминирует голаядерный фенантрен. Ввиду низкого содержания метилфенантронов не удалось досто-

верно рассчитать геохимический параметр $MPI1 = 1.5(2-МФ + 3-МФ)/(1-МФ + 9-МФ + Ф)$, который широко используется геохимиками для определения степени преобразованности. Присутствие ретена наряду с кадаленом указывает на участие хвойной растительности в формировании исходного ОВ флюидов [20, 22]. Близкие значения отношений кадалена к ретену в различных флюидах в пределах нефтегазоносной провинции могут указывать на их единый генетический источник. Как видно из данных табл. 3, в изученных конденсатах кадален преобладает над ретенем. Причем в мыльджинских пробах соотношение кадален/ретен выше, чем в малоямальских конденсатах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установлено, что качественный состав ароматических УВ газовых конденсатов двух месторождений схож, но выявлены различия в их содержании.

На основании значений отношения *m*- + *n*-ксилол/*o*-ксилол, которое используется в геохимической практике как один из показателей степени созревания, установлено, что мыльджинские конденсаты следует отнести к более зрелым по сравнению с малоямальскими. Низкое содержание длинноцепочечных алкилбензолов АБ C₁₁₊ в конденсатах обоих месторождений, вероятно, обусловлено деградацией алкилбензолов с длинными заместителями при термическом воздействии на стадии катагенеза с образованием компонентов с более короткими боковыми цепями.

Пониженное содержание этилбензола и высокое *m*-ксилола являются признаками континентальной природы исходного ОВ, генерировавшего эти конденсаты. Кроме того, повышенное содержание 1,2,5- и 1,2,7-ТМН и присутствие кадалена также указывают на то, что в формировании этих флюидов принимало участие гумусовое ОВ, а осадконакопление происходило в морских или озерных отложениях в бескислородных или субокислительных условиях. Присутствие ретена наряду с кадаленом указывает на участие хвойной растительности в формировании исходного ОВ флюидов. В изученных конденсатах кадален преобладает над ретенем. Причем в мыльджинских пробах соотношение кадален/ретен выше, чем в малоямальских конденсатах.

Полученные результаты расширяют представления об особенностях состава ароматических УВ в газовых конденсатах и вносят вклад

в накопление научных данных, составляющих основу для развития теории нефтидогенеза.

Работа выполнена по проекту № НИОКТР АААА-А17-117030310199-1 в рамках государственного задания.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Тиссо В., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 501 с.
- 2 Van Aarssen B. G., de Leeuw J. W. // *Org. Geochem.* 1992. Vol. 19, No. 4–6. P. 315–326.
- 3 Ostroukhov S. B., Arefyev O. A., Pustilnikova S. D., Zabdina M. N., Petrov A. A. // *Petrol. Chem.* 1983. Vol. 23. P. 1–12.
- 4 Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. *The Biomarker Guide.* New York: Cambridge University Press. 2005. Vol. 1. 471 p.
- 5 Shouzhi Hu, Wilkes H., Horsfield B., Honghan Chen, Shuifu Li // *Org. Geochem.* 2016. Vol. 97. P. 17–34.
- 6 Perumal Sivan, Gour C. Datta, Ram R. Singh // *Org. Geochem.* 2008. Vol. 39. P. 1620–1630.
- 7 Radke M., Welte D. H., Willsch H. // *Org. Geochem.* 1986. Vol. 10. P. 51–63.
- 8 Strachan M. G., Alexander R., Kagi R. I. // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1988. Vol. 52. P. 1255–1264.
- 9 Armstroff A., Wilkes H., Schwarzbauer J., Littke R., Horsfield B. // *Palaeogeogr., Palaeoclimatol., Palaeoecol.* 2006. Vol. 240. P. 253–274.
- 10 Radke M., Rulkotter J., Vriend S. P. // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1994. Vol. 58. P. 3675–3689.
- 11 Lis G. P., Mastalerz, M., Schimmelmanna A. // *Org. Geochem.* 2008. Vol. 39. P. 440–449.
- 12 Radke M., Garrigues P., Willsch H. // *Org. Geochem.* 1990. Vol. 15, No. 1. P. 17–34.
- 13 Stojanović K., Jovančević Br., Vitorović Dr., Pevneva G. S., Golovko Ju. A., Golovko A. K. // *Geochem. Int.* 2007. Vol. 45, No. 8. P. 781–797.
- 14 Pedentchouk N., Freeman K. H., Harris N. B., Clifford D. J., Grice K. // *Org. Geochem.* 2004. Vol. 35. P. 33–45.
- 15 Shuichang Zhang, Haiping Huang, Jin Su, Mei Liu, Haifeng Zhang // *Org. Geochem.* 2014. Vol. 77. P. 126–139.
- 16 Gordadze G. N., Plotnikova I. N., Giruts M. V., Poshibaeva A. R., Bogatyrev S. O., Koshelev V. N. // *Petrol. Chem.* 2015. Vol. 55, No. 8. P. 604–608.
- 17 Ivanova I. K., Chalaya O. N., Kashirtsev V. A. // *Rus. J. Appl. Chem.* 2007. Vol. 80. P. 1759–1763.
- 18 Haberer R. M., Mangelsdorf K., Wilkes H., Horsfield B. // *Org. Geochem.* 2006. Vol. 37. P. 519–538.
- 19 Romero-Sarmiento M.-F., Riboulleau A., Vecoli M., Versteegh G. J.-M. // *Org. Geochem.* 2011. Vol. 42. P. 605–617.
- 20 Остроухов С. Б., Цыганкова В. А., Попова П. Ф. // VII Всерос. литолог. совещ. “Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории”. Новосибирск. 28–31 октября 2013. Новосибирск: ИНГ СО РАН, 2013. Т. 2. С. 356–359.
- 21 Greenwood P. F., Leenheer J. A., McIntyre C., Berwick L., Franzmann P. D. // *Org. Geochem.* 2006. Vol. 37. P. 597–609.
- 22 Romero-Sarmiento M.-F., Riboulleau A., Vecoli M., Versteegh G. J. M. // *Org. Geochem.* 2010. Vol. 41. P. 302–306.
- 23 Luzinova Yu., Dobbs G. T., Sassen R., Mizaikoff B. // *Org. Geochem.* 2009. Vol. 40. P. 1143–1150.
- 24 Berwick L., Alexander R., Pierce K. // *Org. Geochem.* 2011. Vol. 42. P. 752–761.
- 25 Гируц М. В., Гордадзе Г. Н. // *Нефтехимия.* 2013. Т. 53, № 4. С. 243–253.
- 26 Гордадзе Г. Н., Гируц М. В., Пошибаева А. Р. // *Нефтехимия.* 2017. Т. 57. С. 503–514.
- 27 Гордадзе Г. Н. *Углеводороды в нефтяной геохимии. Теория и практика.* М.: РГУНГ им. И. М. Губкина, 2015. 559 с.
- 28 Брехунцов А. М., Битюков В. Н. *Малолямальское месторождение / Открытые горизонты.* Т. 1 (1962–1980). Изд. 2-е, перераб. и доп. Тюмень, 2005. С. 259–263.
- 29 *Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн /* А. Э. Конторович, В. С. Сурков, А. А. Трофимук, Анрусевич В. Е., Афанасьев В. А., Гайдебурова Е. А., Гребенюк В. В., Данилова В. П., Запивалов Н. П., Карогодин Ю. Н., Каштанов В. А., Конторович В. А., Краснов В. Ч., Левчук М. А., Меленевский В. Н., Москвин В. И., Смирнов Е. В., Фомин А. Н., Фомичов А. С., Фрадкин Г. С. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, 1994. 200 с.
- 30 Борисова Л. С., Фурсенко Е. А. // *Геология и геофизика.* 2004. Т. 45, № 7. С. 861–872.
- 31 Головки А. К., Конторович А. Э., Певнева Г. С. // *Геохимия.* 2000. № 3. С. 282–293.
- 32 Певнева Г. С., Головки А. К. // *Геология и геофизика.* 2017. Т. 58, № 11. С. 1742–1748.

