

УДК 553.982.2

DOI: 10.15372/ChUR2021327

Геохимия нефтей и конденсатов месторождений Тамбейской группы (полуостров Ямал, Западная Сибирь)

Е. А. ФУРСЕНКО^{1,2}, А. И. БУРУХИНА^{1,2}¹Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН, Новосибирск, Россия²Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия

E-mail: fursenkoea@ipgg.sbras.ru

(Поступила 11.09.20; после доработки 20.11.20)

Аннотация

С целью геохимической типизации нефтей и конденсатов месторождений Тамбейской группы (полуостров Ямал) и установления их предполагаемых источников обобщены материалы по органической геохимии основных нефтегазоматеринских толщ, проведено их сопоставление с результатами геохимической интерпретации аналитических данных о составе исследованных нафтидов. В соответствии с генетическими углеводородными показателями (концентрационные соотношения по составу *n*-алканов, ациклических изопренанов, стеранов, терпанов) и с изотопным составом углерода в исследованной коллекции выделяются три генетических типа нафтидов. Преобладает смешанный генотип, одна проба соответствует аквагенному генотипу, несколько проб – преимущественно террагенному генотипу. Показатели зрелости по составу стеранов, терпанов и аренов свидетельствуют о формировании исследованных проб в условиях главной зоны нефтеобразования. Согласно данным ГЖХ-анализа (“нафтовый горб”, отсутствие *n*-алканов или их пониженные содержания по сравнению с ациклическими изопренанами), конденсаты из альб-сеноманской и частично из аптских залежей подверглись микробальному окислению умеренной и начальной стадий соответственно. Особенности физико-химических свойств указывают на конденсационный тип большинства исследованных проб, что согласуется с их локализацией в зоне преимущественного газоконденсатонакопления.

Ключевые слова: геохимия, нефти, конденсаты, углеводороды, полуостров Ямал, Западная Сибирь

ВВЕДЕНИЕ

Интенсивное развитие нефтегазовой промышленности в Арктике, как в России, так и за рубежом, обуславливает актуальность исследований физико-химического состава и геохимии углеводородных флюидов арктических районов Западной Сибири. Такие исследования необходимы как при оценке запасов и ресурсов углеводородного сырья, так и для разработки схем их добычи, транспорта и переработки.

Район исследования, в котором локализованы месторождения Тамбейской группы (Южно-,

Северо- и Западно-Тамбейское), расположен на северо-востоке полуострова Ямал. По запасам газа эти месторождения являются крупными и уникальными. В районе исследования встречаются газоконденсатные залежи и залежи с нефтяными оторочками. Несмотря на то, что Южно-Тамбейское месторождение открыто в 1974 г., решение о его разработке принято в 2013 г., и сегодня продолжают работы по его обустройству. На Северо- и Западно-Тамбейском месторождениях, открытых десятилетием позже, проводится поисково-оценочное и разведочное бурение. Следует отметить, что геохимическая

информация о нефтях и конденсатах района исследования ограничивается главным образом сведениями о физико-химических свойствах, а вопросы их геохимической типизации и генетических связей с нефтегазоматеринскими породами исследованы на единичных пробах [1]. В геологическом строении осадочного чехла района исследований принимают участие породы от палеозойского до четвертичного возраста, мощностью до 5000 м [2]. Продуктивный разрез района исследований начинается с нижнеюрской зимней свиты (рис. 1). В качестве подстилающих предполагаются переходные (мелководно-морские, лагунные и т. д.) и континентальные осадочные отложения триаса [3]. Продуктивными на нефть и газ являются юрские и меловые комплексы, которые представлены чередующимися проницаемыми и непроницаемыми терригенными породами. Основными нефтематеринскими толщами, участвовавшими в формировании уникальной нефтегазоносности полуострова Ямал, и в том числе района исследования, считают верхнеюрскую баженовскую свиту, а также нижнесреднеюрские зимнюю, шарাপовскую, китербютскую, лайдинскую и малышевскую свиты [1, 4–10]. Зимняя, шарাপовская, китербютская и лайдинская свиты обогащены главным образом террагенным и смешанным органическим веществом (ОВ) ($C_{орг}$ в среднем $<2-4\%$ на породу), в прослоях со значительной долей аквагенной составляющей. Термокаталитическая зрелость ОВ соответствует концу главной зоны нефтеобразования (ГЗН) – началу глубинной зоны газообразования (ГЗГ). Для малышевской свиты характерно ОВ ($C_{орг}$ в среднем до 3.5% на породу) террагенного и аквагенного фациально-генетического типа, зрелость которого соответствует ГЗН. Катагенез ОВ нижнесреднеюрских толщ рассматриваемого района в опубликованных исследованиях характеризуется согласно информации об отражательной способности витринита и пиролитическом показателе T_{max} [2, 4–7, 10]. Генотипы ОВ нижней и средней юры определены главным образом на основании палеофациальных реконструкций [4, 8] и пиролитической информации [6, 7]. Прослои с аквагенным ОВ в этих породах, накапливавшиеся в субокислительных и слабовосстановительных условиях, для единичных проб установлены [7] согласно распределению *n*-алканов и ациклических изопренанов (максимум *n*-алканов C_{19} , пристан/фитан < 2). Террагенный генотип ОВ нурминской (J_{30}), лайдинской и малышевской свит (J_2) на примере Малоямальского месторождения определен согласно тяжелому изотоп-

ному составу $C_{орг}$ ($>-26.2 \dots -23.4\%$) и соответствующим углеводородным показателям (стераны C_{29}/C_{27} $2.20-8.68$; I_{TC} $- 3.20-13.96$; преобладание среди ароматических углеводородов (УВ) фенантронов, присутствие ретена) [10]. Высокими концентрациями ($C_{орг}$ в среднем $2-4\%$ на породу) зрелого аквагенного ОВ характеризуется баженовская свита [2, 7]. Биомаркерные параметры для ОВ баженовской свиты, локализованной в пределах Северо-Тамбейского месторождения (стераны $C_{29}/C_{27} < 1$, максимум *n*-алканов $C_{13}-C_{21}$, пристан/фитан = 2.6), обсуждаются в работе [1]. Отличительной особенностью аквагенного ОВ баженовской свиты на севере и в арктической части Западной Сибири является его существенная окисленность в диагенезе по сравнению с одновозрастными отложениями центральных районов (Среднее Приобье) [2, 8]. Согласно бассейновому моделированию [8], более 50% жидких УВ-флюидов, которые могли аккумулироваться в ловушках полуостровов Ямал и Гыдан, главным образом в меловых отложениях, генерированы ОВ баженовской свиты и около 40% нефти связано с ОВ нижнесреднеюрских толщ.

Цель проведенных исследований – геохимическая типизация нефтей и конденсатов месторождений Тамбейской группы, а также установление их предполагаемых источников на основе обобщения опубликованных материалов по органической геохимии основных нефтегазоматеринских толщ (НГМТ) рассматриваемого района и их сопоставления с результатами геохимической интерпретации аналитических данных о составе исследованных нефтей.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Объектами исследования являются дегазированные пробы конденсатов (15 проб) и нефтей (8 проб) Южно-, Западно- и Северо-Тамбейского месторождений, которые отбирались в разные годы на устьях поисковых и разведочных скважин. В табл. 1 представлена локализация проб по месторождениям и возрасту вмещающих отложений. Пробы отобраны из маррессалинской, таноцинской и ахской свит мела и вымской свиты средней юры (см. рис. 1) в диапазоне глубин от 1585 до 3742 м, в интервале пластовых температур от 37 до 90 °С. Пластовые температуры закономерно увеличиваются сверху вниз по разрезу.

Информация о физико-химических свойствах (плотность, вязкость, фракционный состав) нефтей и конденсатов получена соответствующими стандартизированными методами (ГОСТы). Изо-

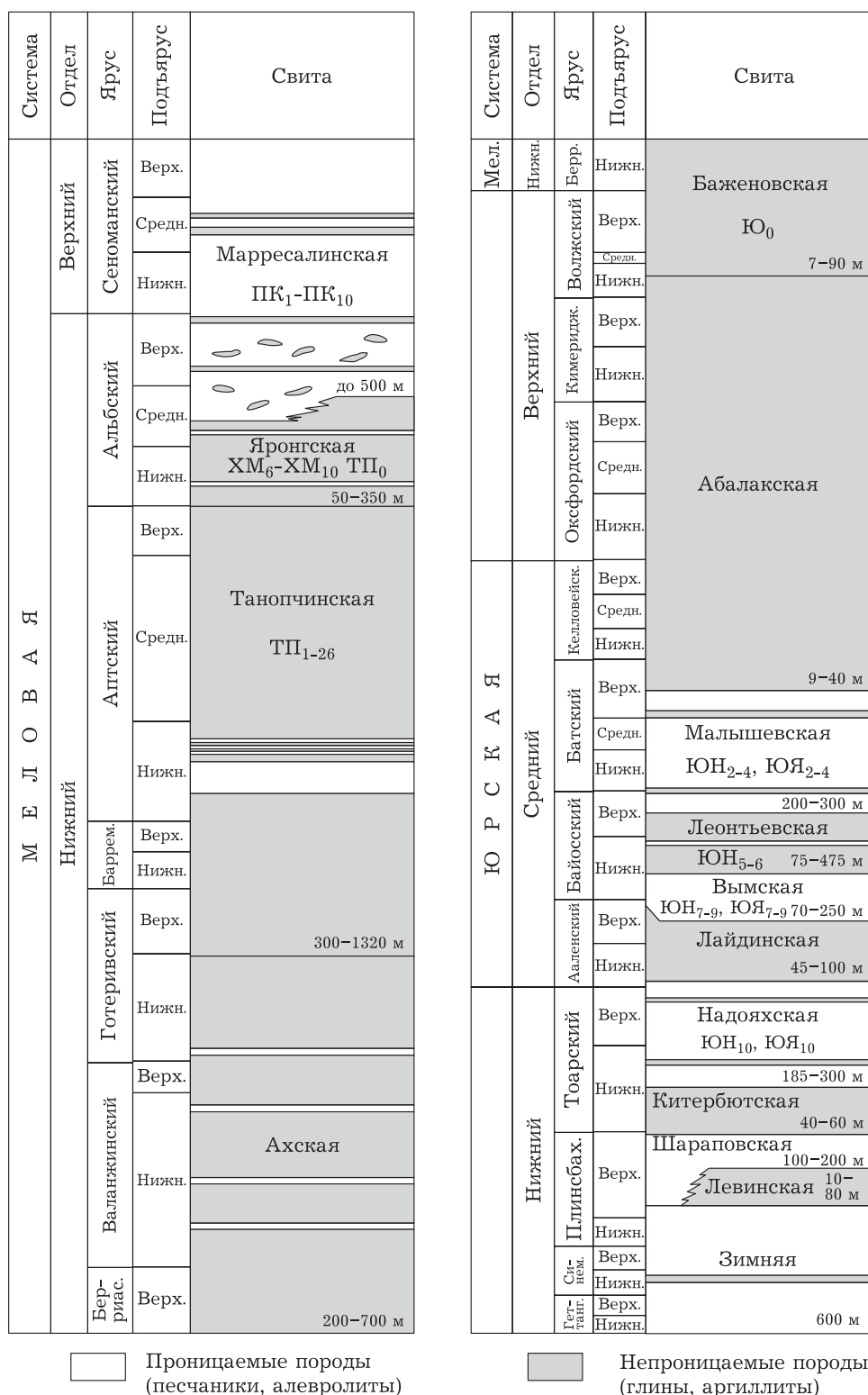


Рис. 1. Фрагмент региональной стратиграфической схемы юрских и берриас-сеноманских отложений района исследования (согласно [3]).

топный состав углерода (ИСУ, $\delta^{13}\text{C}$) нефтидов определялся с использованием масс-спектрометра DELTA V Advantage (Thermo Fisher Scientific) в Томском филиале Сибирского научно-исследо-

вательского института геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС), результаты анализа приведены к международному стандарту VPDB.

ТАБЛИЦА 1

Представительность исследованной коллекции и комплекс выполненных анализов

| Место-рождение | Возраст вмещающих отложений | Физико-химические свойства | | | | | Распределение индивидуальных соединений, отн. % на группу | | |
|--------------------------|-----------------------------|---|---|-----------------------------------|---------------------------------------|--------------------------------|---|-------------------------------|--|
| | | Плотность, вязкость, температурная разгонка | Групповой состав, мас. % на нефть (конденсат) | Сера, мас. % на нефть (конденсат) | Парафины, мас. % на нефть (конденсат) | ИСУ, $\delta^{13}\text{C}$, ‰ | <i>n</i> -Алканы и ациклические изопренаны (ГЖХ) | Стераны, терпаны, арены (ХМС) | |
| ЮТ | $K_{1al}-K_{2c}$ | 3к | 3к | 2к | отс. | 3к | 3к | 3к | |
| ЮТ | K_{1a} | 3к | 2к | 3к | 1к | 2к | 2к | 1к | |
| ЗТ | K_{1a} | 2к | н/д | 2к | 2к | н/д | 2к | н/д | |
| СТ | K_{1a} | 1к | н/д | 1к | 1к | н/д | 1к | н/д | |
| ЗТ | K_{1a} | 3н | 3н | 2н | 2н | 1н | 3н | 1н | |
| Для залежей в K_{1a} | | 6к 3н | 2к 3н | 6к 2н | 4к 2н | 2к 1н | 5к 3н | 1к 1н | |
| ЮТ | K_{1b-h} | 4к | 4к | 2к | 2к | 2к | 2к | 2к | |
| ЗТ | K_{1h} | 1к | н/д | 1к | 1к | н/д | 1к | н/д | |
| ЮТ | K_{1h} | 1н | 1н | н/д | н/д | 1н | 1н | 1н | |
| ЗТ | K_{1b-h} | 3н | 3н | 2н | 1н | 2н | 3н | 2н | |
| Для залежей в K_{1b-h} | | 5к 4н | 4к 4н | 3к 2н | 3к 1н | 2к 3н | 3к 4н | 2к 3н | |
| ЮТ | J_{2a-b} | 1к 1н | 1к | 1к 1н | 1н | 1к | 1к 1н | 1к | |

Примечание. 1. Месторождение: ЗТ – Западно-Тамбейское, СТ – Северо-Тамбейское, ЮТ – Южно-Тамбейское; тип флюида: к – конденсат, н – нефть; н/д – анализ не проводился; методы анализа: ГЖХ – газожидкостная хроматография, ХМС – хромато-масс-спектрометрия. 2. Серым цветом обозначено количество исследованных проб для соответствующих возрастных диапазонов.

Состав УВ-биомаркеров изучен методами газожидкостной хроматографии (ГЖХ) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС) насыщенной (Me-Nn) и ароматической (Nn-Ar) фракций нефтей и конденсатов. Углеводородные фракции выделены из дистиллятов исследованных проб с температурой начала кипения ($T_{нк}$) более 200 °С методом жидкостной (элюентной) адсорбционной хроматографии [11].

Алканы нормального и изопреноидного строения в Me-Nn-фракциях анализировались методом ГЖХ с использованием хроматографа “Маэстро” (Agilent Technologies 7820A GC System) с пламенно-ионизационным детектором, кварцевой капиллярной колонкой HP5 в режиме линейного программирования температуры с гелием в качестве газа-носителя. Идентификация индивидуальных соединений осуществлялась с привлечением компьютерной системы GC ChemStation.

Высокомолекулярные полициклические УВ-биомаркеры в Me-Nn и ароматические соединения в Nn-Ar-фракции изучены методом ХМС с помощью системы, включающей газовый хроматограф Hewlett Packard 5890 с высокоэффективным масс-селективным детектором Agilent MSD 5972A и компьютерной системой (ChemStation) регистрации и обработки информации HP-1034. Идентификация анализируемых соединений осуществлялась по временам удерживания путем

сравнения полученных масс-фрагментограмм с опубликованными данными [12–17], а также сопоставлением масс-спектров отдельных компонентов с имеющимися в библиотеке Национального института стандартов и технологий (США) NIST-05. Для насыщенной фракции по масс-фрагментограммам m/z 217, 218 идентифицированы стераны, а по m/z 191 – трицикланы (хейлантаны), тетрацикланы, гопаны и моретаны. Хромато-масс-спектрометрический анализ ароматической фракции проводился в режиме записи характерных осколочных ионов m/z 178, 192 (фенантрен и его монометилзамещенные), m/z 184, 198 (дибензотиофен и его монометилзамещенные), m/z 253 и 231 (моно- и триароматические стероиды). Относительные содержания индивидуальных соединений определены через отношение площади соответствующего пика к сумме площадей всех идентифицированных соединений данного типа, отдельно для насыщенной и ароматической УВ-фракций.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Физико-химические характеристики нефтей и конденсатов

Исследованные конденсаты из нижнемеловых и среднерюрских отложений имеют типич-

ные для этих УВ-флюидов низкие плотности (табл. 2). Кинематическая вязкость конденсатов, измеренная при 20 °С, не превышает 2 мм²/с. Для нижнемеловых залежей наблюдается закономерное увеличение плотности конденсатов с глубиной. Температуры начала кипения ($T_{нк}$) большинства проб низкие (см. табл. 2), а содержание бензиновой фракции (до 200 °С) превышает 50 об. %. Относительно повышенными $T_{нк}$ (108 и 110 °С) характеризуются два южно-тамбейских конденсата из нижнемеловых залежей. Вместе с тем в них довольно много бензиновой фракции (57 и 77 об. % соответственно). И, наоборот, для двух других южно-тамбейских конденсатов (K_{1b-h}) при $T_{нк}$ 35 и 36 °С выход бензинов невысокий – 20 и 22 об. % соответственно. Повышенными плотностью (см. табл. 2) и вязкостью (2.04–2.43 мм²/с), сопоставимыми с легкими нефтями, характеризуются конденсаты из альб-сеноманской залежи (пласт ХМ₂) Южно-Тамбейского месторождения. Значения $T_{нк}$ для этих проб значительно выше (130–155 °С) по сравнению с исследованными легкими нефтями и обычными конденсатами, содержание бензиновой фракции – закономерно ниже (34–52 об. %). Исследованные конденсаты представлены главным образом УВ (> 90 мас. % на конденсат). Содержания смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) очень низкие (<< 1 %), причем асфальтены в большинстве проб отсутствуют или обнаружены в следовых концентрациях (см. табл. 2). Исключением являются три южно-тамбейские пробы из низов таноппинской свиты (K_{1b-h}). В двух конденсатах (Южно-Тамбейское месторождение, K_{1a}), с одновременно низкими $T_{нк}$ и содержанием бензинов, смолы составляют 1.26 и 1.49 мас. % при отсутствии асфальтенов. Одна проба (Южно-Тамбейское месторождение, K_{1b}) с $T_{нк}$ 80 °С и содержанием бензинов 53 об. % характеризуется самым высоким среди конденсатов содержанием смол (3 мас. %) и асфальтенов (0.38 мас. %). Три перечисленные пробы имеют относительно повышенные плотности по сравнению с другими нижнемеловыми конденсатами выборки. Во всех исследованных конденсатах содержание Me-Nn УВ более чем в 4 раза выше по сравнению с Nn-Ar УВ. Исключением является конденсат с высокой $T_{нк}$ (108 °С) Южно-Тамбейского месторождения (K_{1a}), в котором концентрация ароматических УВ составляет 22.61 мас. %, а отношение Me-Nn УВ/Nn-Ar УВ = 3.41, что сопоставимо с исследованными нефтями. Аномально высокими отношениями Me-Nn УВ/Nn-Ar УВ (>> 20) характеризу-

ТАБЛИЦА 2

Физико-химические характеристики исследованных нефтей и конденсатов

| Возраст вмещающих отложений | Месторождение | Тип флюида | Плотность, кг/м ³ | S, мас. % | Твердые парафины, мас. % | $T_{нк}$, °С | Фракционный состав, в об. % на нефть (конденсат) | | Групповой состав, в мас. % на нефть (конденсат) | | | |
|-----------------------------|---------------|------------|------------------------------|-------------------------|--------------------------|-----------------|--|----------------|---|----------------------|----------------------|------------|
| | | | | | | | до 200 °С | | углеводороды | | асфальтены | |
| | | | | | | | выше 200 °С | конденсат | смолы | смолы | смолы | асфальтены |
| K_{1a} - K_{2c} | ЮТ | к | 815, 827, 822 | 0.005, 0.007, н/д | н/д | 130, 155, 148 | 52, 42, 34 | 48, 58, 66 | 99.36, 99.22, 99.82 | 0.64, 0.78, 0.18 | н/о | |
| | ЗТ, СТ, ЮТ | к | (731–794)/755 (6) | (0.004–0.031)/0.016 (6) | (0.01–0.90)/0.33 (4) | (35–108)/71 (6) | (57–90)/77 (6) | (10–43)/23 (6) | 99.98, 99.66 | 0.02, 0.34 | н/о | |
| K_{1a} | ЗТ | н | 810, 816, 811 | 0.02, н/д, 0.12 | 2.43, н/д, 3.29 | 127, 34, 106 | 27, 38, 29 | 73, 62, 71 | 98.72, 96.02, 97.93 | 1.28, 3.26, 2.05 | следы, 0.71, 0.02 | |
| K_{1b-h} | ЗТ, ЮТ | к | (757–793)/779 (5) | 0.01, 0.02, 0.10 | 0.23, 0.38, 3.10 | (35–110)/64 (5) | (20–80)/50 (5) | 50 (5) | (96.50–99.46)/97.35 (4) | (0.54–3.50)/2.55 (4) | 0, 0, 0.38 | |
| | ЗТ, ЮТ | н | (789–851)/825 (4) | 0.07, 0.05 | 5.40 | (30–180)/85 (4) | (50–92)/74 (4) | | (90.59–98.40)/94.83 (4) | (1.55–8.88)/4.62 (4) | (0.05–1.15)/0.54 (4) | |
| J_{2a-b} | ЮТ | к | 803 | 0.005 | н/д | < 60 | 91 | 9 | 99.70 | 0.30 | н/о | |
| J_{2a-b} | ЮТ | н | 708 | 0.05 | 3.00 | 80 | 50 | 50 | н/д | н/д | н/д | |

Примечание. 1. Месторождение: ЗТ – Западно-Тамбейское, СТ – Северо-Тамбейское, ЮТ – Южно-Тамбейское, тип флюида: к – конденсат, н – нефть; н/д – анализ не проводился; н/о – вещество в пробе не определено (отсутствует или его содержание ниже чувствительности аналитического метода); $T_{нк}$ – температура начала кипения. Значения параметров: (минимум-максимум)/среднее значение (количество проб); одним числом или через запятую показаны значения параметра, если они определены для трех и менее проб. 2. Серым цветом выделены данные для конденсата.

ются южно-тамбейские конденсаты из альб-сеноманских (3 пробы) и готеривской (1 проба) залежей.

Плотность исследованных нефтей в среднем составляет 818.9 кг/м^3 (интервал значений: $801.2\text{--}851.1 \text{ кг/м}^3$). Три нефти с относительно повышенной плотностью (826.8 ; 832.1 ; 851.1 кг/м^3) отобраны из берриас-готеривских залежей (Западно- и Южно-Тамбейское месторождения). Остальные пробы (Западно-Тамбейское месторождение: 3 – из залежи в K_{1a} ; 1 – из залежи в K_{1h} ; Южно-Тамбейское месторождение: 1 – из среднеюрской залежи) имеют плотность $<820 \text{ кг/м}^3$. Вязкость нефтей в среднем составляет $6.53 \text{ мм}^2/\text{с}$. Как для конденсатов, так и для нефтей наблюдается увеличение вязкости (от $1.84 \text{ мм}^2/\text{с}$) вместе с их плотностью (до $11.16 \text{ мм}^2/\text{с}$). Значения $T_{\text{нк}}$ нефтей изменяются в широком диапазоне ($30\text{--}180 \text{ }^\circ\text{C}$) (см. табл. 2). Самой высокой $T_{\text{нк}}$ и закономерно низким выходом бензиновой фракции (8 об. %) выделяется наиболее тяжелая нефть выборки из готеривской залежи Южно-Тамбейского месторождения. В среднем для нефтей выход бензиновой фракции закономерно меньше, чем для конденсатов (в среднем 30 об. %; от 8 до 50 об. %).

В тамбейских нефтях преобладают УВ (в среднем 95.90 мас. %, от 90.59 до 98.72 мас. %). Содержания САВ не велики, но их больше, чем в конденсатах (смолы: в среднем 3.67, от 1.28 до 8.88 мас. %; асфальтены: в среднем 0.43, от 0.05 до 1.08 мас. %). Насыщенных УВ в несколько раз больше, чем ароматических. Отношение $\text{Me-Nn УВ}/\text{Nn-Ar УВ}$ изменяется в узком диапазоне (от 2 до 6). В отличие от конденсатов, аномально высоких значений этого отношения для нефтей не наблюдается.

В исследованных пробах очень мало серы: ее содержание в нефтях в среднем составляет 0.06 мас. % (от 0.02 до 0.12 мас. %), а в конденсатах – 0.02 мас. % (от следов до 0.10 мас. %). В нефтях закономерно больше парафинов (в среднем 3.53, от 2.43 до 5.40 мас. %) по сравнению с конденсатами (в среднем 0.72, от 0.01 до 3.10 мас. %). Высокое для конденсатов содержание парафинов (3.10 мас. %) характерно для южно-тамбейской пробы из берриасской залежи с повышенной плотностью и самой значительной среди исследованных конденсатов концентрацией САВ.

Согласно тяжелому ИСУ ($\delta^{13}\text{C}$: $-28.5\text{--}-27.0 \text{ ‰}$), для большинства тамбейских проб можно предполагать существенный вклад террагенной компоненты в нефтематеринское ОВ [18–20]. Три образца нефти из нижнемеловых залежей За-

падно- и Южно-Тамбейского месторождений имеют более легкий ИСУ по сравнению с другими пробами коллекции (-28.9 , -29.7 , -30.2 ‰), что может быть обусловлено генетической связью с преимущественно аквагенным ОВ.

Распределение идентифицированных насыщенных углеводородов

Методом ГЖХ в насыщенных фракциях нефтей и конденсатов идентифицированы *n*-алканы $C_{14}\text{--}C_{35}$ (в единичных случаях до C_{40}) и ациклические изопрены $C_{13}\text{--}C_{25}$. На хроматограммах трех тяжелых южно-тамбейских конденсатов из неглубокой альб-сеноманской залежи наблюдается высокий неразделяемый “нафтовый горб” (рис. 2, а). Однако для этих проб на хроматограммах наблюдаются пики, по временам удерживания соответствующие пристану, фитану и *n*-алканам $C_{17}\text{--}C_{25}$. Анализ масс-фрагментограмм по m/z 57, 71 и 183 подтверждает их присутствие в этих пробах. В остальных конденсатах гомологический ряд *n*-алканов меньше по сравнению с нефтями и представлен УВ $C_{13}\text{--}C_{26}$ (в единичных случаях до C_{28}) (см. рис. 2). В двух конденсатах из аптских залежей (Южно- и Северо-Тамбейское месторождения) на хроматограммах наблюдается невысокий “нафтовый горб”, но *n*-алканы и ациклические изопрены хорошо определяются (см. рис. 2, б). Эти два конденсата и пробы из альб-сеноманской залежи характеризуются повышенными (>1) по сравнению с остальной коллекцией значениями соотношений K_i (табл. 3), отношениями $\text{пристан}/n\text{-}C_{17}$ и $\text{фитан}/n\text{-}C_{18}$ (рис. 3), что вместе с наблюдаемым на хроматограммах “нафтовым горбом” и низкими ($<70 \text{ }^\circ\text{C}$) температурами в соответствующих залежах указывает на микробальное окисление этих конденсатов [12, 18, 21]. Максимум концентрационного распределения *n*-алканов в насыщенных фракциях конденсатов приходится на УВ $C_{15}\text{--}C_{16}$, а для нефтей смещен на УВ $C_{16}\text{--}C_{18}$. Содержания *n*-алканов $C_{16}\text{--}C_{18+}$ снижаются с увеличением молекулярной массы, для нефтей более плавно по сравнению с конденсатами. Показатель ТАР в среднем равен 0.10 (интервал значений $0.002\text{--}0.26$) (см. табл. 3). Низкие значения этого параметра обычно рассматривают как признак аквагенного генотипа ОВ и нафтидов. Однако исследованные пробы характеризуют район, в котором локализованы главным образом газовые и газоконденсатные залежи. Соответственно, исследованные УВ-флюиды формировались при значительном влиянии фазово-ретроградных процессов. За счет молеку-

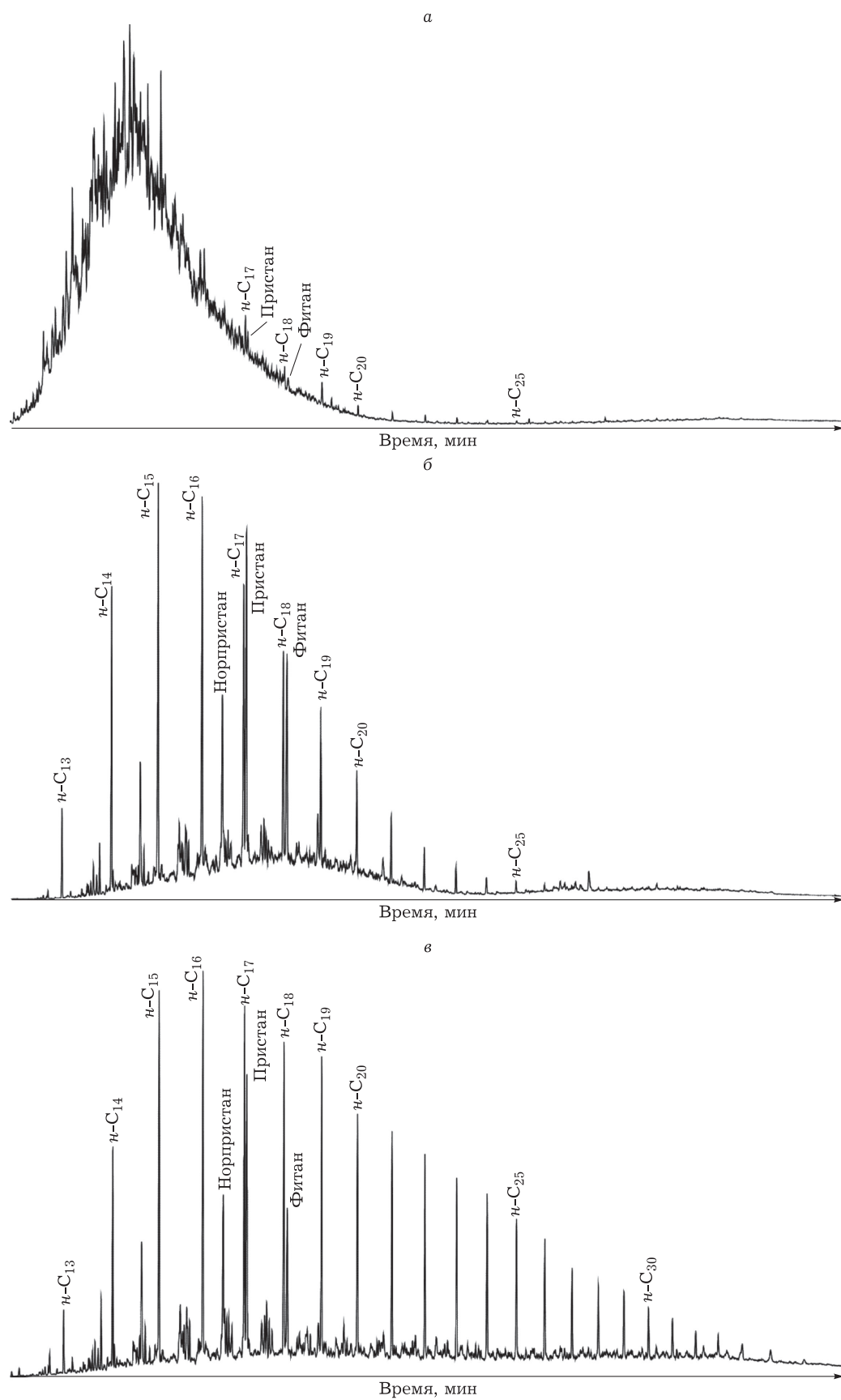


Рис. 2. Типовые хроматограммы насыщенных фракций на примере проб Южно-Тамбейского месторождения: а – конденсат, K_{1a-2c} ; б – конденсат, K_{1a} ; в – нефть, K_{1h} .

ТАБЛИЦА 3

Геохимические показатели по составу *n*-алканов и ациклических изопрепанов, идентифицированных в исследованных нефтях и конденсатах

| Возраст вмещающих отложений | Месторождение | Тип флюида | Отношение пристан/фитан | TAR | K_i | ОЕР |
|-----------------------------|---------------|------------|-------------------------|----------------------|----------------------|----------------------------------|
| $K_{1al}-K_{2c}$ | ЮТ | к | 1.22, 1.32, 1.47 | н/о | 0.71, 1.28, 1.55 | н/о |
| K_{1a} | ЗТ, СТ, ЮТ | к | (1.61–4.50)/2.98 (5) | н/о | (0.46–1.17)/0.80 (5) | 1.03, 1.03, н/о, 1.25, н/о, 1.03 |
| K_{1a} | ЗТ | н | 2.07, 2.40, 2.16 | 0.22, 0.11, 0.04 | 0.33, 0.34, 0.45 | 1.00, 1.03, 0.99 |
| K_{1b-h} | ЗТ, ЮТ | к | 3.80, 3.50, 4.00 | н/о | 0.36, 0.36, 0.42 | 0.98, 1.03, 1.33 |
| K_{1b-h} | ЗТ, ЮТ | н | (1.94–3.08)/2.46 (4) | (0.07–0.26)/0.16 (4) | (0.28–0.65)/0.42 (4) | (0.94–0.98)/0.97 (4) |
| J_{2a-b} | ЮТ | н | 2.05 | 0.21 | 0.26 | 1.01 |
| J_{2a-b} | ЮТ | к | 2.00 | н/о | 0.28 | 1.09 |

Примечание. 1. Месторождение: ЗТ – Западно-Тамбейское, СТ – Северо-Тамбейское, ЮТ – Южно-Тамбейское; тип флюида: н – нефть; к – конденсат; TAR = $(n-C_{27} + n-C_{29} + n-C_{31}) / (n-C_{15} + n-C_{17} + n-C_{19})$ (согласно [18]); K_i = (пристан + фитан) / $(n-C_{17} + n-C_{18})$ (согласно [12]); индекс нечетности ОЕР = $(n-C_{21} + 6 \cdot n-C_{23} + n-C_{25}) / (4 \cdot n-C_{22} + 4 \cdot n-C_{24})$ (согласно [21]); н/о – параметр не определен, так как соответствующие соединения отсутствуют или их содержания ниже чувствительности аналитического метода. Значения параметров: (минимум-максимум)/среднее значение (количество проб); одним числом или через запятую показаны значения параметра, если они определены для трех и менее проб. 2. Серым цветом выделены данные для конденсатов.

лярно-массового перераспределения, сопровождающего эти процессы, происходит облегчение конденсатов и сопутствующих им нефтей [22, 23], что в том числе сказывается на соотношениях УВ по молекулярной массе. Индекс нечетности ОЕР, который рассчитан для большинства исследованных проб, в среднем составляет 1.04 (интервал значений 0.94–1.33) (см. табл. 3), что указывает на термokatалитическую зрелость исследованных нефтей и конденсатов, соответствующую ГЗН [18, 19, 24].

На диаграмме Кеннона–Кессоу (см. рис. 3) большинство исследованных проб попадает в область, которая характеризует слабо- и умеренновосстановительные обстановки при захоронении и диагенезе исходного нефтематеринского ОВ. Наименее окисленным в диагенезе было нефтематеринское ОВ, за счет которого образованы южно-тамбейские нефть и конденсат из среднеюрских отложений, единичные западно- и южно-тамбейские нефти из нижнемеловых залежей, а также биодegradированные конденсаты из аптских и альб-сеноманской залежей. Для перечисленных проб закономерно характерны самые низкие (<2 или ≈2) значения отношения пристан/фитан. Для остальных нефтей и конденсатов коллекции отношение пристан/фитан >> 2, что, подобно локализации на диаграмме Кеннона–Кессоу, указывает на более окисленное при диагенезе нефтегазоматеринское ОВ.

В насыщенных фракциях нефтей и конденсатов, включая биодegradированные пробы, мето-

дом ХМС идентифицированы полициклические биометки – стераны и терпаны (рис. 4). Визуальный анализ масс-фрагментограмм показывает заметные различия в распределении этих УВ в исследованных пробах, что свидетельствует об их разном генезисе. На примере южно-тамбейских конденсатов на масс-фрагментограммах стеранов хорошо видны их различия в распределении стеранов C_{27} , C_{28} и C_{29} . Масс-фрагментограммы терпанов демонстрируют разные соотношения в составе трицикланов (хейлантанов), между трицикланами и пентациклическими терпанами.

Стераны C_{27} , C_{28} и C_{29} в большинстве проб обнаружены в близких концентрациях. Значительное преобладание стеранов C_{29} над стеранами C_{28} и C_{27} наблюдается для двух южно-тамбейских конденсатов из аптской и среднеюрской залежей, отношение стераны C_{29}/C_{27} для них составляет 1.60 и 1.38 (табл. 4) соответственно. Такое соотношение стеранов мезозойских нафтидов позволяет предполагать их преимущественно террагенный источник [12, 18, 19]. И наоборот, стеранов C_{27} существенно больше по сравнению со стеранами C_{29} в двух пробах южно-тамбейских конденсатов из альб-сеноманской залежи (C_{29}/C_{27} – 0.79, 0.90) и в двух пробах нефтей из готеривских залежей (C_{29}/C_{27} – 0.62, 0.86) Южно- и Западно-Тамбейского месторождений, что может указывать на преобладание аквагенного ОВ в их источнике. Во всех исследованных пробах относительные концентрации стеранов C_{30} на порядок меньше по сравнению с их гомологами.

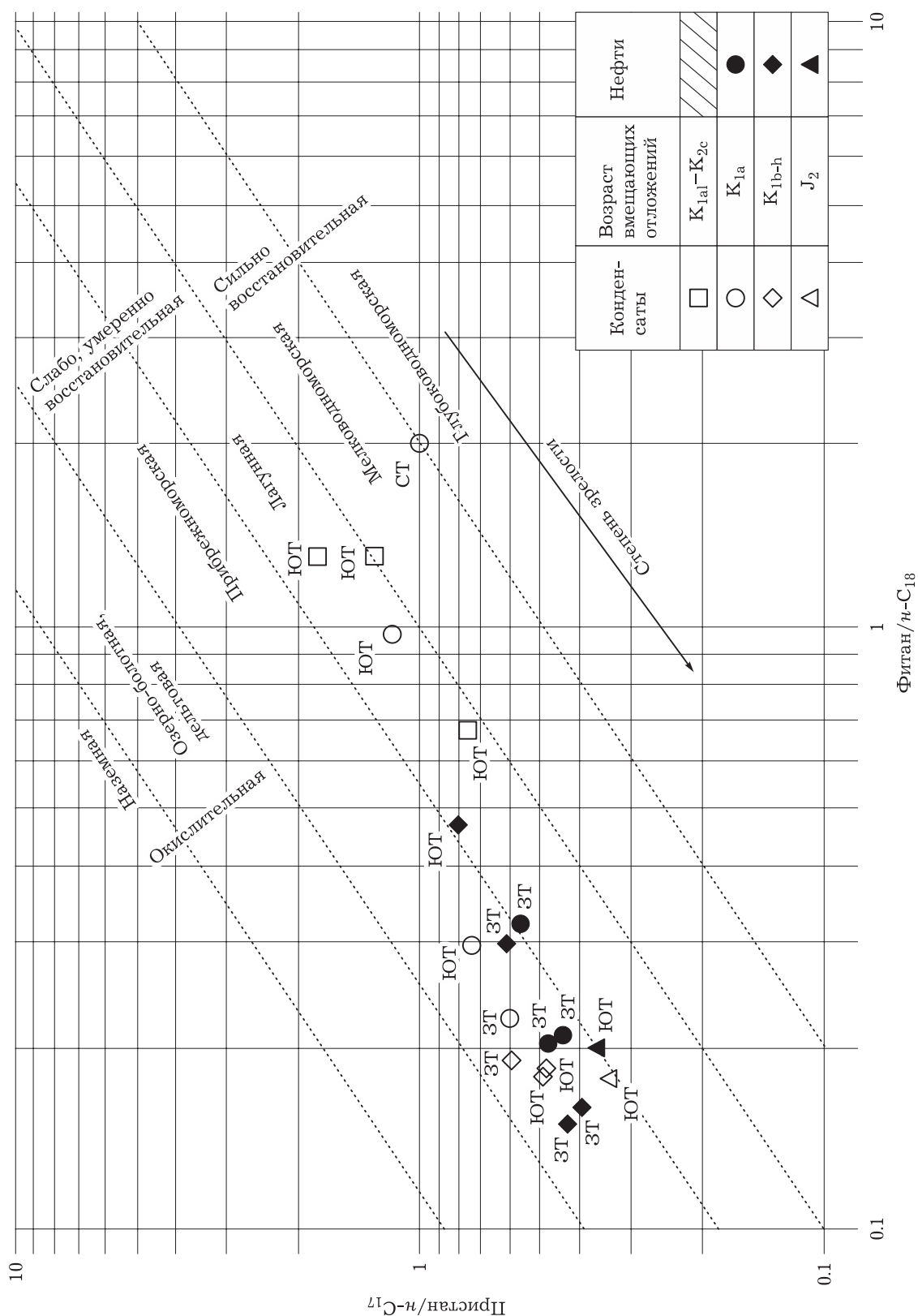


Рис. 3. Диаграмма Кеннона-Кессоу для исследованных нефтей и конденсатов (месторождение: ЗТ – Западно-Тамбейское, СТ – Северо-Тамбейское, ЮТ – Южно-Тамбейское).

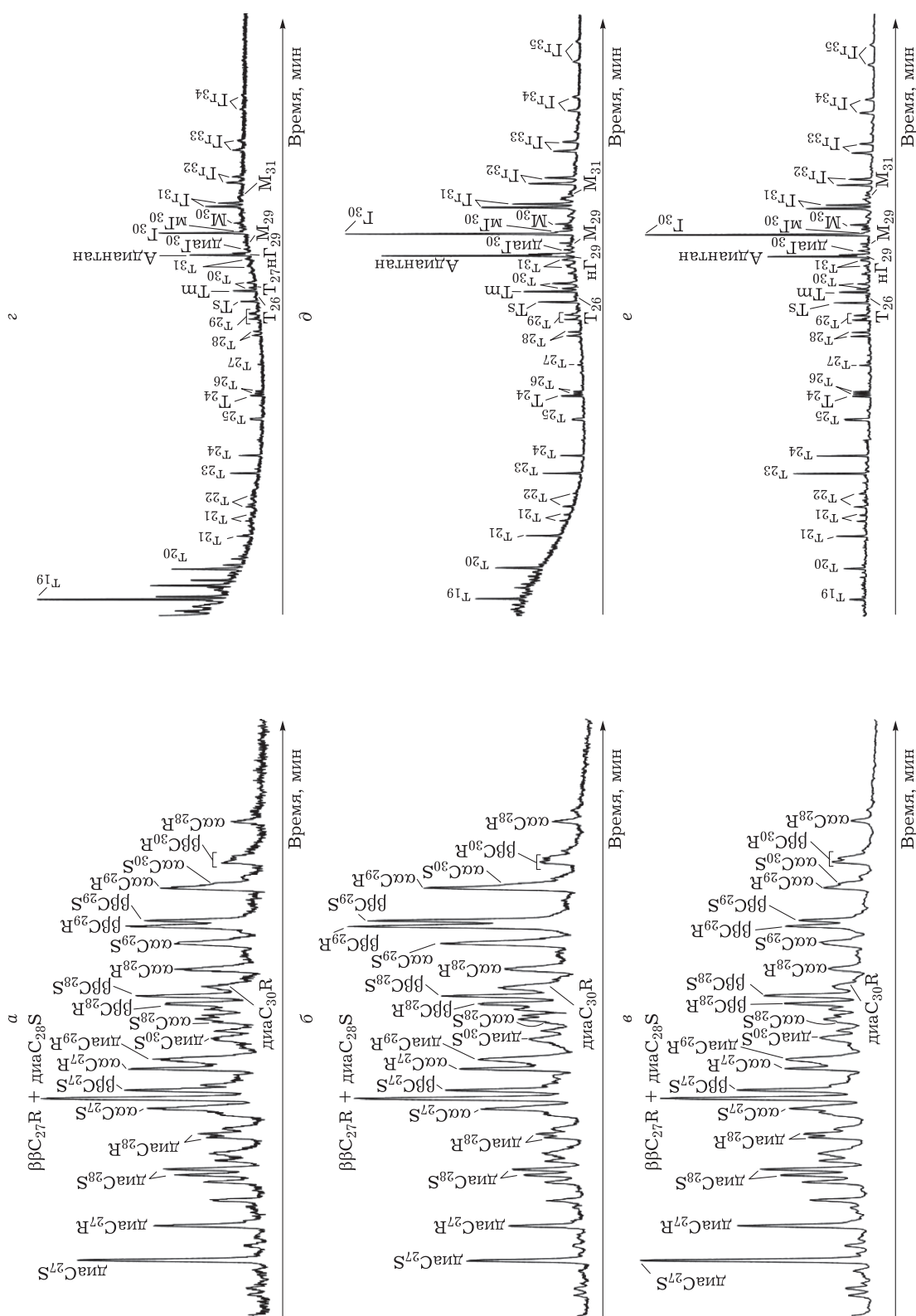


Рис. 4. Типовые масс-фрагментограммы стеранов (m/z 217) (α -в) и терпанов (m/z 191) (ε -г) на примере проб Южно-Гамбейского месторождения: а, г – конденсат, K_{1a-2c} ; б, в – конденсат, K_{1a} ; е, г – нефть, K_{1b} .

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} ; T_n – трицикланы; T_n – тетрацикланы; Ts – 17 α -22,29,30-триснорпропан; Tm – 18 α -22,29,30-триснорпропан; диа Γ_n – норгопаны; диа Γ_n – перегруппированные ($\beta\alpha$ -) гопаны; M_n – моретаны; Γ_n – гомогопаны; n – количество атомов C.

ТАБЛИЦА 4

Геохимические показатели по составу полициклических насыщенных углеводородов-биомаркеров, идентифицированных в исследованных нефтях и конденсатах

| Возраст вмещающих отложений | Место-рождение флюида | Тип флюида | Стераны C_{29}/C_{27} | Изомерные соотношения стеранов C_{29} | Диастераны/регулярные стераны $(\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta))$ | I_{TC} | Гомогопаны C_{33}/C_{34} | Ts/Tm | Диагопан C_{30} / гопан C_{30} | Изомерные соотношения гомогопанов | | |
|-----------------------------|-----------------------|------------|-------------------------|---|---|------------------|----------------------------|-------------------|------------------------------------|-----------------------------------|---|------------------------------------|
| | | | | | | | | | | | $\beta\beta(20S + 20R) / \alpha\alpha(20S + 20R)$ | $20S / (20S + 20R)$ |
| $K_{1a1}-K_{2c}$ | ЮТ | К | 0.90, 0.79, 1.13 | 3.07, 3.65, 3.36 | 0.44, 0.49, 0.45 | 1.12, 1.42, 1.25 | 0.52, 0.75, 0.72 | 6.06, 15.14, 5.21 | 0.53, 0.26, 0.26 | 0.65, 0.96, 0.70 | 0.04, 0.03, 0.11 | 1.39, 1.41, 1.52, 1.83, 1.53, 1.72 |
| | | | K_{1a} | ЮТ | К | 1.60 | 3.80 | 0.46 | 1.17 | 0.36 | 2.13 | 0.68 |
| K_{1a} | ЗТ | Н | 1.12 | 3.04 | 0.45 | 1.43 | 1.48 | 2.95 | 0.36 | 2.45 | 0.21 | 1.44, 1.63 |
| K_{1b-h} | ЮТ | К | 1.13, 1.11 | 2.25, 2.11 | 0.36, 0.34 | 0.64, 0.57 | 0.39, 0.39 | 3.41, 2.91 | 0.52, 0.59 | 1.04, 1.18 | 0.05, 0.06 | 1.46, 1.39, 1.82, 1.54 |
| K_{1b-h} | ЮТ, ЗТ | Н | 0.62, 1.07, 0.86 | 4.60, 2.24, 2.72 | 0.44, 0.42, 0.46 | 1.40, 0.90, 1.21 | 0.84, 1.40, 1.31 | 0.42, 1.68, 1.78 | 0.45, 0.33, 0.37 | 1.01, 0.77, 1.31 | 0.06, 0.12, 0.16 | 1.58, 1.61, 1.52, 1.62, 1.58, 1.49 |
| | | | J_{2a-b} | ЮТ | К | 1.38 | 5.24 | 0.49 | 1.71 | 1.04 | 3.25 | 1.75 |

Примечание. 1. Месторождение: ЗТ – Западно-Тамбейское, СТ – Северо-Тамбейское, ЮТ – Южно-Тамбейское, ЮТ – Северо-Тамбейское, тип флюида: н – нефть; к – конденсат; I_{TC} – трицикловый индекс = $2(\Sigma \text{ трицикланы } C_{19}-C_{20}) / (\Sigma \text{ трицикланы } C_{23}-C_{26})$ (согласно [25]); Ts/Tm – $17\alpha-22,29,30$ -трисноргопан/ $18\alpha-22,29,30$ -трисноргопан. Значения параметров показаны одним числом (для одной пробы) или через запятую (для нескольких проб). 2. Серым цветом выделены данные для конденсатов.

В трех пробах южно-тамбейских конденсатов из альб-сеноманской и юрской залежей среди три-, тетра- и пентациклических терпанов преобладают трицикланы $C_{19}-C_{31}$ (хейлантаны) (>50 % на сумму терпанов, см. рис. 4, з), соответственно, отношение гопаны/трицикланы для них меньше 1. Высокие концентрации трициклов в этих пробах вероятнее всего обусловлены (по аналогии с *n*-алканами) молекулярно-массовым перераспределением УВ при формировании газоконденсатных залежей [22, 23]. В остальных пробах коллекции среди идентифицированных терпанов максимум концентрации приходится на гопаны и гомогопаны, а трициклов значительно меньше (гопаны/трицикланы >> 1.5). Во всех исследованных пробах содержания моретанов и тетрациклов очень низкие. Сканирование масс-хроматограмм по m/z 177 биодegradированных, согласно информации ГЖХ, конденсатов не показало присутствия 25-норгопанов – маркеров высоких стадий биодegradации, что позволяет предполагать низкий уровень микробного окисления в аптской и альб-сеноманской залежах [12, 18].

Соотношения между диа- и регулярными стеранами для большинства исследованных проб имеют значения >0.5 (см. табл. 4), что соответствует захоронению нефтематеринского ОВ в условиях терригенной седиментации. Такие значения отношения $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ выше по сравнению с нефтями аквагенного генотипа из верхнеюрско-меловых залежей центральных районов Западной Сибири, источником которых считается ОВ баженовской свиты [26]. Это отличие, по-видимому, обусловлено более высокой окисленностью и/или повышенным содержанием в составе нефтематеринских толщ района исследования глинистых минералов, катализирующих на этапе диагенеза трансформацию биостероидов в диастераны [12, 18]. Считается, что диастераны более устойчивы к биодegradации по сравнению с регулярными структурами [12, 18]. Однако для биодegradированных южно-тамбейских конденсатов из альб-сеноманской и аптской залежей значения отношения $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ даже ниже по сравнению с неизменными пробами из нижележащих отложений. Это показывает, что биотрансформация не коснулась стеранов, и показатели по их составу сохранили свою геохимическую значимость. В исследованной выборке очень низкими значениями отношения $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ (0.36, 0.39, 0.39) выделяются три пробы южно-тамбейских конденсатов из аптской и готеривских залежей, которые, согласно другим рассматриваемым параметрам

(см. табл. 4), имеют близкую зрелость, но различаются по генотипу и окислительно-восстановительным условиям накопления нефтематеринского ОВ. Следует отметить, что для проб с самыми высокими значениями отношения $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ (1.48 и 1.31 – нефти Западно-Тамбейского месторождения, K_{1a} и K_{1h} ; 1.04 – конденсат Южно-Тамбейского месторождения, J_2) одновременно характерны повышенные значения двух терпановых соотношений Ts/Tm (2.45, 1.31, 1.75 соответственно) и диагопан C_{30} /гопан C_{30} (0.21, 0.16, 0.34 соответственно) (см. табл. 4). Считается, что последние, подобно отношению $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$, чувствительны к обстановкам при диагенезе нефтематеринского ОВ [12, 18, 27], поэтому можно предположить похожие условия (литологические и окислительно-восстановительные) при накоплении и диагенезе ОВ, которое генерировало эти нефти.

Исследованные нефти и конденсаты характеризуются низкими значениями отношения гопаны C_{35}/C_{34} (< 0.7) (см. табл. 4), что вместе с параметрами пристан/фитан, пристан/ n - C_{17} и фитан/ n - C_{18} указывает на формирование нефтегазоматеринского ОВ главным образом в слабо- и умеренновосстановительных обстановках [12, 18, 19].

Среди трицикланов (хейлантанов) в большинстве проб преобладают низкомолекулярные гомологи (C_{19} – C_{20}), а концентрации УВ C_{21} – C_{31} меньше в несколько раз. Преобладание низкомолекулярных трицикланов над их высокомолекулярными гомологами обычно рассматривают как признак террагенного генотипа ОВ и нефтей [12, 18, 25]. Однако аномально высокие значения трицикланового индекса ($I_{TC} \gg 1$) (см. табл. 4) исследованных проб могли быть обусловлены молекулярно-массовым перераспределением этих соединений при миграции и формировании залежей. В единственной нефти (Южно-Тамбейское месторождение, K_{1h}) I_{TC} , равный 0.42, соответствует преимущественно аквагенному генотипу, который для этой пробы определяется одновременно по легкому ИСУ ($\delta^{13}C$ –30.2 ‰) и низкому отношению стераны C_{29}/C_{27} (0.62).

Показатели зрелости (изомерные соотношения) по составу стеранов C_{29} и гомогопанов C_{31} – C_{32} исследованных нефтей и конденсатов близки (см. табл. 4) и характеризуют уровень изомерных преобразований этих УВ, характерный для ГЗН [12, 18, 28], что согласуется с индексом нечетности ОЕР. Для двух южно-тамбейских проб (нефть из залежи в готеривских и конденсат из залежи в среднеюрских отложениях) на-

блюдаются относительно повышенные значения двух изомерных соотношений стеранов C_{29} ($\beta\beta(20S + 20R)/\alpha\alpha 20R$: 4.60 и 5.24; $\alpha\alpha 20S/\alpha\alpha 20R$: 1.40 и 1.71 соответственно), что могло бы предполагать их более высокую зрелость по сравнению с остальными пробами коллекции. Однако другими параметрами зрелости (по составу терпанов и аренов) это не подтверждается. Отношение Ts/Tm , исключая пробы с повышенными его значениями (см. выше), укладывается в диапазон 0.65–1.18 (см. табл. 4), что для Западной Сибири соответствует зрелости ОВ градаций катагенеза MK_1^2 – MK_2 [29], т. е. сопоставимо с перечисленными выше показателями зрелости.

Распределение идентифицированных ароматических соединений

Согласно данным ХМС-анализа, в ароматических фракциях всех исследованных проб концентрации фенантронов существенно выше по сравнению с дибензотиофенами и ароматическими стероидами. Дибензотиофены отсутствуют в южно-тамбейских конденсатах из нижнемеловых залежей, включая биodeградируемые пробы. В остальных пробах этих соединений не больше 5–6 % на сумму идентифицированных аренов, что соответствует слабо- и умеренновосстановительным обстановкам захоронения нефтематеринского ОВ [18, 30], которые одновременно определяются по УВ-показателям насыщенных фракций. Самые высокие содержания моно- (МАС) и триароматических (ТАС) стероидов, по сравнению с остальными пробами, обнаружены в биodeградируемых южно-тамбейских конденсатах из альб-сеноманской залежи (> 30 % на сумму идентифицированных аренов). Отношение ТАС/МАС для этих проб изменяется от 0.44 до 1.00 (табл. 5). В пробах из готеривских залежей ароматических стероидов меньше (10–20 % на сумму идентифицированных аренов), но отношение ТАС/МАС > 1.5 . Высокие содержания ароматических стероидов и преобладание ТАС над МАС, как правило, рассматривают как признак значительной роли аквагенного ОВ в формировании нефтематеринских толщ [12, 18, 30]. Так, например, в последнюю группу попадает южно-тамбейская нефть, преимущественно аквагенный генотип которой одновременно подтверждается легким ИСУ, низкими значениями отношения стераны C_{29}/C_{27} и I_{TC} (см. табл. 3–5). И наоборот, очень низкие содержания ароматических стероидов (< 3 % на сумму идентифицированных аренов) при отно-

ТАБЛИЦА 5

Геохимические показатели по составу ароматической фракции исследованных нефтей и конденсатов

| Возраст вмещающих отложений | Месторождение | Тип флюида | ТАС/ МАС | ТАСИ | ФИ | МФИ 1 |
|-----------------------------------|---------------|------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| K _{1al} -K _{2c} | ЮТ | к | 0.63, 1.00, 0.44 | 0.20, 0.20, 0.29 | 1.33, 1.95, 1.22 | 0.78, 0.87, 0.78 |
| K _{1a} | ЮТ | к | н/о, 0.59 | н/о, 0.15 | 0.47, 0.67 | 0.52, 0.81 |
| K _{1a} | ЗТ | н | 2.80 | 0.48 | 0.72 | 0.81 |
| K _{1b-h} | ЮТ | к | 2.00, 1.96 | 0.16, 0.16 | 0.98, 0.41 | 0.56, 0.50 |
| K _{1b-h} | ЮТ, ЗТ | н | 2.23, 1.55, 2.89 | 0.27, 0.17, 0.35 | 0.43, 0.53, 0.60 | 0.65, 0.46, 0.79 |
| J _{2a-b} | ЮТ | к | 0.52 | 0.14 | 0.56 | 0.79 |

Примечание. Месторождение: ЗТ – Западно-Тамбейское, СТ – Северо-Тамбейское, ЮТ – Южно-Тамбейское; тип флюида: н – нефть; к – конденсат; МАС – моноароматические стероиды; ТАС – триароматические стероиды; ФИ (фенантеновый индекс) = (2-метилфенантрен/фенантрен); ТАСИ = (ТАС C₂₀ + ТАС C₂₁)/ΣТАС; МФИ 1 (метилфенантеновый индекс) = 1.5 · (3- + 2-метилфенантрен)/(фенантрен + 9- + 1-метилфенантрен); н/о – параметр не определен из-за отсутствия в пробе соответствующих соединений. Значения параметров показаны одним числом (для одной пробы) или через запятую (для нескольких проб).

шении ТАС/МАС << 0.5 указывают вместе с тяжелым ИСУ (> -29 ‰) и высоким отношением стераны C₂₉/C₂₇ (>> 1) на преимущественно террагенный генотип двух южно-тамбейских конденсатов из аптской и среднеюрской залежей. В биодegradированном (по данным ГЖХ) южно-тамбейском конденсате из аптской залежи МАС и ТАС не обнаружены.

Анализ распределения фенантенов показал различия их относительных концентраций в биодegradированных и неизменных пробах (рис. 5). В неизменных нефтях и конденсатах, независимо от генотипа, голядерный фенантрен существенно преобладает над монометилзамещенными структурами (см. рис. 5, в, г). В биодegradированном конденсате из аптской залежи относительное содержание фенантрена снижено (см. рис. 5, б), а в биодegradированных пробах из альб-сеноманской залежи содержание фенантрена значительно меньше по сравнению с его монометилзамещенными структурами (см. рис. 5, а). Как следствие, эти пробы характеризуются повышенными для исследованной коллекции значениями фенантеновых соотношений: фенантенового (ФИ) и метилфенантенового (МФИ 1) индексов (см. табл. 5). Соответственно, эти соотношения некорректно использовать в качестве показателей зрелости для биодegradированных УВ-флюидов. Для неизменных нефтей и конденсатов ФИ и МФИ 1, а также для всех исследованных проб соотношения между триароматическими стероидами (ТАСИ) укладываются в узкие диапазоны значений (см. табл. 5), которые соответствуют характеристикам ОВ ГЗН [18, 30, 31], что согласуется с показателями зрелости по составу насыщенных

фракций исследованных проб (ОЕР, изомерные соотношения стеранов и терпанов).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно результатам, полученным при анализе насыщенных фракций методом ГЖХ, конденсаты апт-альб-сеноманских залежей Южно- и Северо-Тамбейского месторождений подверглись микробальному окислению, что согласуется с низкими, благоприятными для жизнедеятельности подземных микроорганизмов, пластовыми температурами (<70 °С). В биодegradированных пробах отсутствуют признаки изменения геохимических показателей по составу стеранов и терпанов. Стадию биодegradации конденсатов из аптских залежей следует рассматривать как начальную. Альб-сеноманские конденсаты, по сравнению с аптскими, более микробально преобразованы. В их насыщенной фракции существенно снижены (до уровня “следов”) концентрации *n*-алканов, а в составе ароматической фракции наблюдается значительное уменьшение содержания голядерного фенантрена при одновременном увеличении концентраций монометилзамещенных фенантенов. Согласно шкале биодegradации, принятой в работах [18, 32], такие особенности УВ-состава позволяют считать эти пробы умеренно биодegradированными.

Значения показателей зрелости по составу стеранов, терпанов и аренов свидетельствуют о формировании состава исследованных УВ-флюидов в условиях главной зоны нефтеобразования. В общем случае условия фоссилизации нефте-материнского ОВ исследованных нефтей и конденсатов соответствуют слабо- и умеренно-

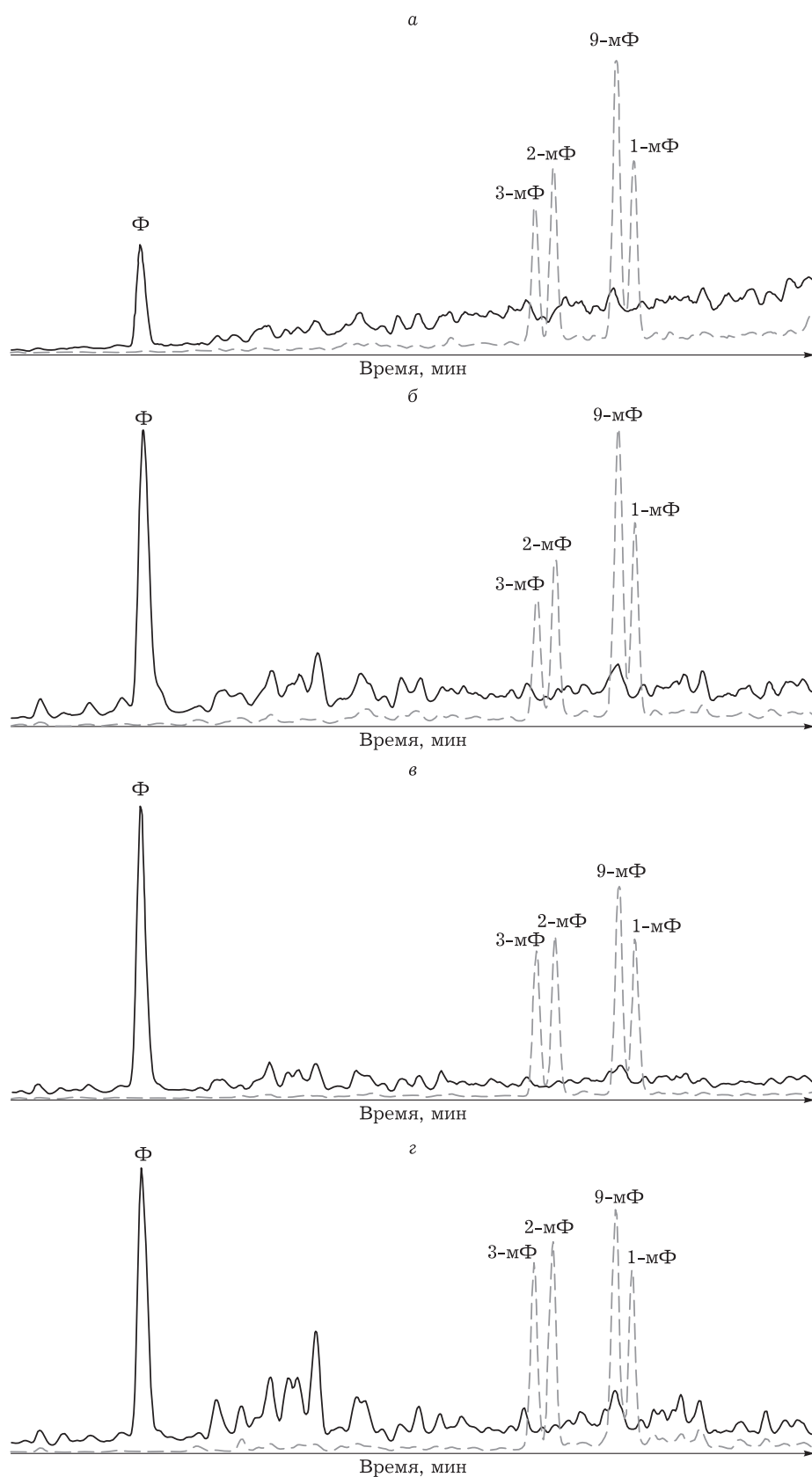


Рис. 5. Типовые масс-фрагментограммы фенантрена (m/z 178; Ф) и монометилфенантронов (m/z 192; 1-, 2-, 3-, 9-мФ) на примере проб Южно-Тамбейского месторождения: а – конденсат, K_{1a1} - K_{2c} ; б – конденсат, K_{1a} ; в – нефть преимущественно аквагенного генотипа, K_{1h} ; г – конденсат преимущественно террагенного генотипа, J_2 .

становительным обстановкам. Вместе с тем в исследованной выборке выделяются три группы проб, которые различаются по генотипу. В первую группу (смешанный генотип) попадает большинство исследованных проб. Их геохимические особенности могут быть обусловлены, с одной стороны, генерацией за счет зрелого смешанного ОВ среднеюрских нефтегазоматеринских толщ (малышевская свита), а с другой – аккумуляцией в залежах УВ-флюидов из нескольких источников с разным фациально-генетическим типом ОВ. Южно-тамбейская нефть из готеривской залежи (вторая группа проб) по УВ-показателям (пристан/фитан 1.94, стераны C_{29}/C_{27} 0.62, стераны $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ 0.39, I_{TC} 0.42, гомогопаны C_{35}/C_{34} 0.59, ТАС/МАС 2) и легкому ИСУ (–30.2 ‰) соответствует аквагенному генотипу и вероятнее всего генетически связана со зрелым ОВ баженовской свиты. И, наконец, соотношение УВ-биометок (пристан/фитан 1.6–3.3, стераны C_{29}/C_{27} 1.4–1.6, стераны $\beta\alpha/(\alpha\alpha + \beta\beta)$ 0.36–1.0, I_{TC} 2.1–3.3, гомогопаны C_{35}/C_{34} 0.2–0.7, ТАС/МАС 0.1–0.5) и относительно тяжелый ИСУ (–28.5...–28.3 ‰) южно-тамбейских нефти и конденсата из среднеюрских залежей, а также двух конденсатов этого же месторождения из аптской залежи (третья группа проб) указывают на существенный вклад в их нефтематеринское ОВ липидных остатков наземной растительности и, следовательно, на преимущественно террагенный генотип. Источником этих нафтидов вероятнее всего были обогащенные зрелым террагенным ОВ прослой малышевской свиты.

Выделенные генетические группы нафтидов не разделяются по базовым физико-химическим свойствам, что вероятнее всего связано со значительным разнонаправленным влиянием миграционных факторов и многостадийности при аккумуляции УВ-флюидов в залежах. Исключением является южно-тамбейская нефть (K_{1h}), которая характеризуется высокими плотностью и $T_{нк}$, низким содержанием бензинов, повышенными концентрациями аренов (27.68 мас. %; Ме-Nп УВ/Nп-Ar УВ – 2) и САВ (9.41 мас. %), что типично для нефтей аквагенного генотипа, образованных из ОВ баженовской свиты [29]. На общий конденсационный тип [22, 23] большинства исследованных проб указывают их низкие плотности, высокий выход бензиновых фракций, существенное преобладание насыщенных УВ над ароматическими, низкие содержания САВ. Это соответствует локализации района исследования в зоне преимущественно газоконденсатонакопления.

Работа выполнена при финансовой поддержке проектов РНФ № 18-17-00038 и ФНИ № 0331-2019-0022.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Чахмахчев А. В., Сузуки Н., Чахмахчев В. А. Углеводороды-биомаркеры при геохимической оценке перспектив нефтегазоносности Ямала // Геохимия. 1995. № 5. С. 665–675.
- 2 Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: ООО “Недра-Бизнесцентр”, 2003. 352 с.
- 3 Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири / под ред. Ф. Г. Гурари. Новосибирск: СНИИГТИМС, 2004. 114 с.
- 4 Гурари Ф. Г., Девятков В. П., Демин В. И., Еханян А. Е., Казаков А. М., Касаткина Г. В., Курушин Н. И., Могучева Н. К., Сапьяник В. В., Серебренникова О. В., Смирнов Л. В., Смирнова Л. Г., Сурков В. С., Сысолова Г. Г., Шиганова О. В. Геологическое строение и нефтегазоносность нижней-средней юры Западно-Сибирской провинции. Новосибирск: Наука, 2005, 156 с.
- 5 Лопатин Н. В., Емец Т. П., Зубайраев С. Л., Литвинова В. Н. Углеводородный потенциал баженовской свиты Западной Сибири в свете данных пиролиза // Геология и геофизика. 1987. № 7. С. 25–31.
- 6 Лопатин Н. В., Мойя М. А., Емец Т. П. Об изотопно-геохимической характеристике нефти и органического вещества глин тюменской свиты Западно-Сибирского бассейна // Геология нефти и газа. 1992. № 4. С. 24–29.
- 7 Ульянов Г. В. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности юрских отложений Южно-Карской впадины: автореф. дисс. ... канд. геол.-мин. наук. М.: МГУ, 2011. 25 с.
- 8 Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Малышев Н. А., Сафронов П. И., Гуськов С. А., Ершов С. В., Казаненков В. А., Ким Н. С., Конторович В. А., Костырева Е. А., Меленевский В. Н., Лившиц В. Р., Поляков А. А., Скворцов М. Б. Историко-геологическое моделирование процессов нафтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря // Геология и геофизика. 2013. Т. 54, № 8. С. 1179–1226.
- 9 Katz В. J., Robison C. R., Chakhmakhchev A. V. Aspects of hydrocarbon charge of the petroleum system of the Yamal Peninsula, West Siberia basin // International Journal of Coal Geology. 2003. Vol. 54, No. 1–2. P. 155–164.
- 10 Fursenko E. A., Kim N. S. Geochemistry of condensates of Maloyamal'skoe field (Yamal Peninsula, Western Siberia) // Petroleum Chemistry. 2019. Vol. 59, No. 10. 1138–1146.
- 11 Современные методы исследования нефтей (Справочно-методическое пособие) / под ред. А. И. Богомоллова, М. Б. Темьянко, Л. И. Хотынцевой. Л.: Недра, 1984. 431 с.
- 12 Петров А. А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 263 с.
- 13 Петров А. А. Масс-спектры нефтяных углеводородов. Справочник (Атлас). М.: Недра, 1986. 310 с.
- 14 Hughes W. B. Use of thiophenic organosulfur compounds in characterizing crude oils derived from carbonate versus siliciclastic sources / Petroleum Geochemistry and Source Rock Potential of Carbonate Rocks. J. Palacas (ed.), AAPG, Tulsa, 1984, P. 181–196.
- 15 Philp R. P. Fossil Fuel Biomarkers. Applications and Spectra. Methods in Geochemistry and Geophysics. 23. Amsterdam: Elsevier, 1985. 294 p.

- 16 Radke M., Willsch H. Extractable alkyldibenzothiophenes in Posidonia Shale (Toarcian) source rocks: Relationship of yields to petroleum formation and expulsion // *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1994. Vol. 58, No. 23. P. 5223–5244.
- 17 Requejo A. G., Sassen R., McDonald T., Denoux G., Kennicutt M. C., Brooks J. M. Polynuclear aromatic hydrocarbons (ПАН) as indicators of the source and maturity of marine crude oils // *Organic Geochemistry*. 1996. Vol. 24, No. 10–11. P. 1017–1033.
- 18 Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. *The Biomarker Guide*. 2nd ed. Vol. 2. New York: Cambridge University Press, 2005. 1155 p.
- 19 Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. М.: Мир, 1981. 502 с.
- 20 Конторович А. Э., Верховская Н. А., Тимошина И. Д., Фомичев А. С. Изотопный состав углерода рассеянного органического вещества и битумоидов и некоторые спорные вопросы теории образования нефти // *Геология и геофизика*. 1986. № 5. С. 3–12.
- 21 Гируц М. В., Строева А. Р., Гаджиев Г. А., Стоколос О. А., Кошелев В. Н., Гордадзе Г. Н. Адамантаны C_{11} – C_{13} в биодеградированных и небиодеградированных конденсатах // *Нефтехимия*. 2014. Т. 54, № 1. С. 12–16.
- 22 Старобинец И. С. Геолого-геохимические особенности газоконденсатов. Л.: Недра, 1974. 152 с.
- 23 Справочник по геохимии нефти и газа / под ред. С. Г. Неручева. СПб.: Недра, 1998. 576 с.
- 24 Scalan E. S., Smith J. E. An improved measure of the odd-even predominance in the normal alkanes of sediment extracts and petroleum // *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1970. Vol. 34, No. 5. P. 611–620.
- 25 Конторович А. Э., Бахтуров С. Ф., Башарин А. К., Беляев С. Ю., Бурштейн Л. М., Конторович А. А., Қринин В. А., Ларичев А. И., Ли Году, Меленевский В. Н., Тимошина И. Д., Фрадкин Г. С., Хоменко А. В. Разновозрастные очаги нефтидообразования и нефтидонакопления на Северо-Азиатском кратоне // *Геология и геофизика*. 1999. Т. 40, № 11. С. 1676–1693.
- 26 Воробьева Н. С., Земскова З. К., Пунанова В. Г., Русинова Г. В., Петров Ал. А. Биометки нефтей Западной Сибири // *Нефтехимия*. 1992. Т. 32, № 5. С. 405–420.
- 27 Rullkötter J., Marzi R. Natural and artificial maturation of biological markers in a Toarcian Shale from northern Germany // *Organic Geochemistry*. 1988. Vol. 13, No. 4–6. P. 639–645.
- 28 Seifert W. S., Moldowan M. Paleoreconstruction by biological markers // *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1981. Vol. 45, No. 6. P. 783–794.
- 29 Конторович А. Э., Краснов В. И., Левчук М. А., Меленевский В. Н., Москвин В. И., Смирнов Л. В., Старосельцев В. С., Фомин А. Н., Фомичев А. С. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Вып. 2. Западно-Сибирский бассейн. Новосибирск: ОИГГМ СО РАН, СНИИГГиМС, 1994. 201 с.
- 30 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.
- 31 Radke M., Welte D. H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // *Organic Geochemistry*. 1986. No. 10. P. 51–63.
- 32 Larter S., Huang H., Adams J., Bennett B., Snowdon L. R. A practical biodegradation scale for use in reservoir geochemical studies of biodegraded oils // *Organic Geochemistry*. 2012. No. 45. P. 66–76.