
СТРАНИЧКА МОЛОДОГО УЧЕНОГО

УДК 553.982.2

DOI: 10.15372/KhUR2023444

EDN: UFODIE

Геохимия нефтей и конденсатов Бованенковского и Восточно-Бованенковского месторождений

А. И. БУРУХИНА

*Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А. А. Трофимука СО РАН,
Новосибирск (Россия)**E-mail: BurukhinaAI@ipgg.sbras.ru*

(Поступила 20.06.22; после доработки 05.08.22)

Аннотация

Проведена геохимическая интерпретация данных по физико-химическим свойствам и индивидуальному составу нефтей и конденсатов Бованенковского и Восточно-Бованенковского месторождений (распределение легких углеводородов (УВ) C_3 – C_8 , *n*-алканов, ациклических изопренанов, стеранов, терпанов, аренев). Основная цель исследования заключалась в установлении основных источников УВ флюидов, а также геолого-геохимических процессов, оказавших воздействие на их состав и формирование залежей. Показано, что образование нафтидов обоих месторождений происходило многостадийно при участии органических веществ (ОВ) разного генотипа за счет среди прочего распространенных процессов вторичной миграции и переформирования первичных залежей. Определена генетическая связь нефтей и конденсатов юрских залежей Бованенковского месторождения с террагенным ОВ ниже-среднеюрских толщ, которое служило источником как жидких, так и газообразных УВ, впоследствии сформировавших эти нефтегазовые скопления. Предполагается, что нафтиды неокомской части разреза являются производными аквагенного ОВ баженовской свиты. В ходе формирования эти газоконденсатные залежи в разной степени обогащались легкими компонентами, образованными террагенным ОВ ниже-среднеюрских толщ. Зафиксировано воздействие процессов биодеградация на состав конденсатов аптских и альб-сеноманских залежей. Их генерация, вероятнее всего, происходила при участии углистого ОВ меловых толщ, служившего источником первичных “незрелых” конденсатов террагенного состава, которые смешивались с вторично-миграционными УВ флюидами, генерированными: аквагенными ОВ баженовской свиты в случае газоконденсатов аптских залежей; террагенным ОВ ниже-среднеюрских толщ в случае залежей альб-сеноманского резервуара. Кроме того, наблюдается территориальная приуроченность к Восточно-Бованенковскому месторождению и юго-восточной части Бованенковского месторождения нафтидов, образованных при участии аквагенного ОВ.

Ключевые слова: Западная Сибирь, полуостров Ямал, органическая геохимия, нефть, конденсат, углеводороды-биомаркеры

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день п-ов Ямал является стратегическим нефтегазоносным регионом, а

сопряженный с ним центр газодобычи – ключевым для развития газовой отрасли России. Этим фактом обусловлена актуальность изучения состава и свойств углеводородных (УВ) флюидов

региона. Район, в котором локализованы Бованенковское и Восточно-Бованенковское месторождения, находится в северо-западной части п-ва Ямал, в Нурминском нефтегазоносном районе Ямальской нефтегазоносной области [1].

Бованенковское нефтегазоконденсатное месторождение по разведанным запасам газа относится к классу уникальных и является самым крупным месторождением на полуострове. Промышленная нефтегазоносность его разреза установлена на интервале от низов юрского комплекса (пласты Ю₁₀–Ю₁₂, J₁) до кровли аптальб-сеноманского (группа пластов ПК, ХМ). Восточно-Бованенковское газовое месторождение-спутник по запасам газа относится к классу мелких, промышленной значимостью обладает только одна залежь пласта ПК₁ сеноманских отложений. Добыча газа на Бованенковском месторождении начата в 2012 г. и на сегодняшний день ведется из залежей апта, альба и сеномана. При этом в 2015 г. в пределах месторождения было открыто еще более 10 газовых и газоконденсатных залежей. Восточно-Бованенковское месторождение в настоящее время не разрабатывается. Залежи мелового интервала обоих месторождений относятся к пластовому, сводовому и массивному типам. Юрские залежи Бованенковского месторождения, в свою очередь, характеризуются сложным геологическим строением, наличием литологических замещений коллекторов и тектонических нарушений [2–4].

Несмотря на тот факт, что разведка обоих месторождений уже завершена, а одно из них активно разрабатывается, объем опубликованных научных исследований, посвященных геохимии УВ флюидов, достаточно ограничен. Отдельные данные по физико-химическим свойствам и УВ составу нефтей и конденсатов Бованенковского месторождения встречаются в крупных региональных работах по геологии нефти и газа Западной Сибири [5–7], а также обсуждаются в контексте вопросов термодинамических и геолого-геохимических условий формирования и распространения газоконденсатных залежей [8–11]. Более детально геохимия нефтей и конденсатов Бованенковского месторождения рассмотрена в ряде геохимических исследований А. В. Чахмахчева, посвященных нефтегазоносности п-ова Ямал [12, 13]. В этих работах на основании молекулярного состава отдельных проб нефтей, конденсатов и битумоидов органического вещества (ОВ) установлена доминирующая роль аквагенной составляющей в ОВ ниже-среднеюрских и верхнеюрских

толщ, а также генетическая принадлежность УВ флюидов из залежей юры и неокома к этим нефтегазоматеринским толщам (НГМТ). В рамках вопроса о генезисе нефтяных конденсатов альб-сеноманских залежей авторы не исключают возможность их происхождения как вследствие биодеградаци, так и за счет слабозрелого ОВ растительного происхождения, локализованного в меловых толщах. Наиболее полно геохимическая информация о физико-химических свойствах, групповом и индивидуальном составе бензиновой и средней частей нефтей и конденсатов из залежей различных пластов Бованенковского месторождения (~17 проб) представлена в работе [14]. На основании приведенных аналитических данных авторами показано, что большая часть УВ флюидов месторождения относится к единому генетическому ряду и сформирована за счет смешанного ОВ как гумусового, так и гумусово-сапропелевого типа ниже-среднеюрских толщ, а ОВ баженовской свиты являлось дополнительным или даже основным источником для нефтей и конденсатов из ниже-меловых пластов месторождения. Геохимическая информация об УВ флюидах Восточно-Бованенковского месторождения в опубликованных исследованиях ограничивается единичными данными, которые приводятся в качестве вспомогательных и отдельно не обсуждаются.

Согласно современным представлениям о геохимии ОВ и процессах генерации УВ в осадочных толщах северных районов Западной Сибири, обобщенных в [15–20], в качестве основных НГМТ, за счет ОВ которых происходило формирование УВ залежей района исследования, есть основания рассматривать: ниже-среднеюрские левинскую, китербютскую, лайдинскую и леонтьевскую свиты, верхнеюрскую баженовскую свиту, нижнемеловые ахскую и танопчинскую свиты, а также обогащенные разнотипным ОВ прослои надояхской, вымской и малышевской свит (J₁₋₂). Левинская, лайдинская и леонтьевские свиты характеризуются присутствием смешанного, преимущественно террагенного, ОВ с невысоким, частично реализованным газо- и нефтегазогенерационным потенциалом. В осадочных породах китербютской свиты содержится ОВ смешанного генотипа со значительной долей аквагенной составляющей. Аквагенным генотипом характеризуется также ОВ баженовской свиты. Катагенетическая преобразованность ОВ юрских толщ в среднем находится на уровне МК₂–МК₃, достигая АК₁ в погруженных зонах. Нижнемеловые ахская и танопчинская толщи

обогащены террагенным углистым ОВ, которое в погруженных зонах достигло стадии катагенеза на уровне МК₁–МК₂.

В настоящее время в практике геохимических исследований широко применяются данные по составу и распределению высокомолекулярных нефтяных алканов, стеранов, терпанов, несколько реже – фенантронов (Ф), дибензотиофенов (ДБТ), моно- и триароматических стероидов (МАС и ТАС соответственно). Геохимические показатели, рассчитанные на основании относительных концентраций этих соединений, используются для определения генетического типа исходного ОВ, окислительно-восстановительных условий его фоссилизации, термической преобразованности и воздействия на состав флюидов процессов биодеградаци [21–23]. При этом, как было показано многими исследователями [6, 24–29], для установления этих геолого-геохимических особенностей нефтей и конденсатов могут успешно применяться данные по распределению индивидуальных УВ бензиновых фракций (С₃–С₈), что имеет особенное значение при изучении проб с низкими концентрациями высокомолекулярных углеводородов-биомаркеров, например, конденсатов и легких нефтей.

Основная задача настоящего исследования – выявление геохимических особенностей нефтей и конденсатов отдельных залежей Бованенковского и Восточно-Бованенковского месторождений, т. е. проведение их геохимической типизации для установления, с одной стороны, их наиболее вероятных источников – НГМТ, а с другой стороны, фактов воздействия вторичных процессов после формирования скоплений УВ флюидов – миграции и биодеградаци. С этой целью в рамках данной работы проведена геохимическая интерпретация аналитических данных по физико-химическим свойствам, составу бензиновых (УВ С₃–С₈), насыщенных (*n*-алканы, ациклические изопренаны, стераны, терпаны) и ароматических (Ф, МАС, ТАС) фракций нефтей и конденсатов рассматриваемых месторождений.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Объектами настоящего исследования служат устьевые пробы (количество проб, шт.): нефтей (7) и конденсатов (10) Бованенковского и Восточно-Бованенковского месторождений из залежей альб-сеноманского К₁al–К₂с (2), аптского К₁а (3), баррем-нижнеаптского К₁br–а₁ (2), готеривского К₁g (3), батского J₂bt (3), аален-байосского

J₂a–b (3) и тоарского J₁t (1) региональных резервуаров (региональные резервуары выделены в соответствии с [30]). Места отбора проб и их стратиграфическая приуроченность схематично отражены на рис. 1.

Физико-химические характеристики нефтей и конденсатов (плотность, вязкость, фракционный и групповой состав, содержание серы) определялись с помощью соответствующих стандартизованных лабораторных методик химического анализа (государственных стандартов). Изотопный состав углерода ($\delta^{13}\text{C}$) нефтей определялся с помощью масс-спектрометра DELTA V Advantage (Thermo Fisher Scientific, Германия) в Томском филиале АО “СНИИГГиМС”, результаты анализа приведены к международному стандарту VPDB.

Распределение легкокипящих УВ изучено по архивным базам данных, созданным в ИНГТ СО РАН (Новосибирск) на основе информации об УВ составе фракций *n*.к.–125 °С, полученной методом газожидкостной хроматографии (ГЖХ) нефракционированных проб нефтей и конденсатов в Центральной лаборатории объединения “Главтюменьгеология” (Тюмень) в 1970–80-е годы. Результаты аналитических исследований включают в себя данные об относительных концентрациях 69 индивидуальных УВ (С₃–С₈): *n*- и *изо*-алканы, циклопентаны (ЦП) и циклогексаны (ЦГ), легкие арены (бензол, толуол, этилбензол, *m*-, *o*- и *p*-ксилол).

Распределение высокомолекулярных соединений в составе насыщенных и ароматических фракций нефтей и конденсатов изучено методами ГЖХ (*n*-алканы и ациклические изопренаны) и хромато-масс-спектрометрии (ХМС) (стераны, терпаны, арены). Методики проведения анализа, идентификации индивидуальных соединений и расчета относительных концентраций подробно описаны в [31, 32]. Аналитические данные получены для двух образцов нефтей Восточно-Бованенковского месторождения из залежи готеривского резервуара и по одному образцу нефти из залежей тоарского и готеривского резервуаров Бованенковского месторождения.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

Физико-химические свойства

Информация о физико-химических свойствах исследованных нефтей и конденсатов обобщена в табл. 1. Нефти коллекции по сравнению с кон-

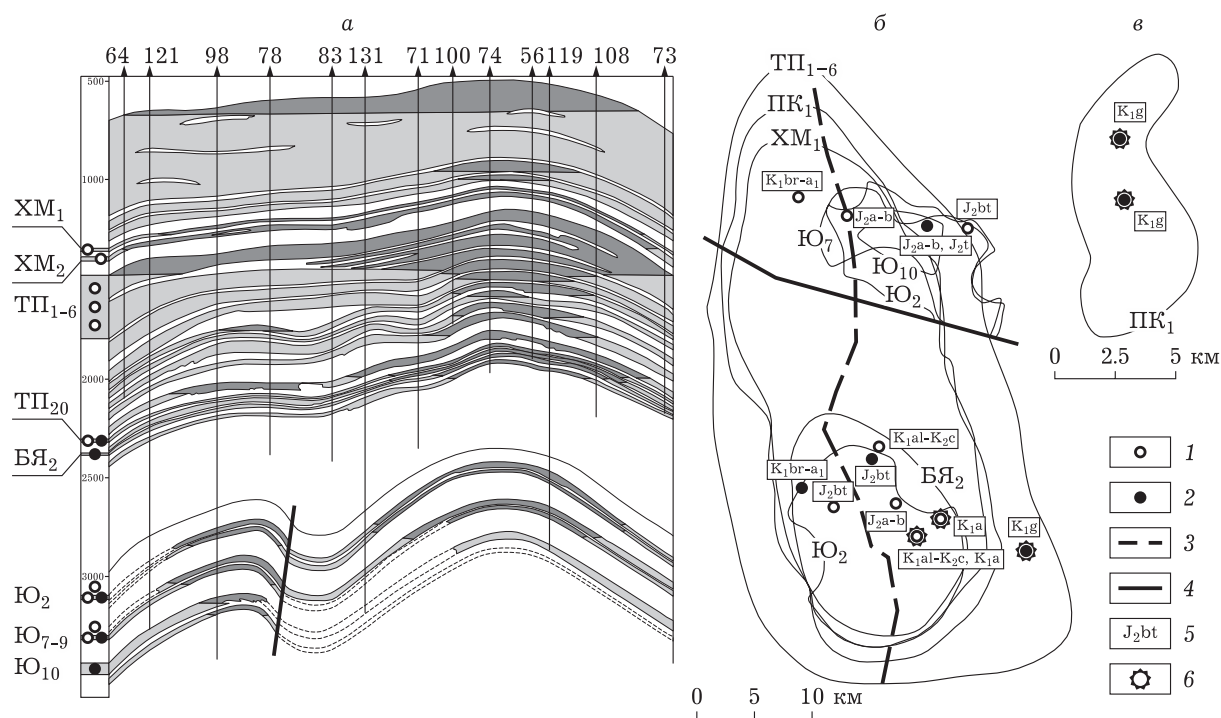


Рис. 1. Расположение мест отбора проб: а – в разрезе Бованенковского месторождения; б – в плане Бованенковского месторождения; в – в плане Восточно-Бованенковского месторождения (по [2–4]). Усл. обозн.: 1 – конденсат; 2 – нефть; 3 – линия геологического разреза; 4 – дизъюнктивные нарушения; 5 – резервуар; 6 – места отбора проб, которые в соответствии с проведенной генетической типизацией образованы при участии аквагенного органического вещества.

денсатами закономерно характеризуются более высокими значениями плотности (в среднем 0.846 против 0.788 г/см³), содержания общей серы (в среднем 0.08 против 0.02 мас. %), смол и асфальтенов в групповом составе (в среднем 6.2 против 0.1 мас. %) и, напротив, более низким содержанием бензинов (до 200 °С) во фракционном (в среднем 28 против 68 мас. %). Кроме того, наблюдается слабая тенденция к утяжелению проб с увеличением глубины и возраста вмещающих отложений. Так, плотность нефтей и содержание высококипящей фракции (после 200 °С) в среднем увеличиваются по направлению от баррем-нижнеаптского резервуара (0.835 г/см³ и 80 % соответственно) к тоарскому (0.921 г/см³ и 100 % соответственно). Плотность конденсатов меняется по разрезу незначительно, а вот содержание в них высококипящей фракции, аналогично нефтям коллекции, увеличивается в ряду от альб-сеноманских к аален-байосским залежам (см. табл. 1).

Индивидуальный состав низко- и высокомолекулярных фракций

По распределению легкокипящих УВ среди проб коллекции выделяются конденсаты альб-сеноманских и аптских залежей Бованенков-

ского месторождения. Эти пробы отличаются низкими, по сравнению с другими образцами коллекции, значениями отношений $n\text{-C}_7/\text{мЦГ}$ (0.02–0.17), алканы/цикланы (0.14–0.30), $\Sigma n\text{-алканов}/\Sigma \text{изо-алканов}$ (0.12–0.24), что в совокупности с низкими пластовыми температурами в залежах, из которых они были отобраны (33–49 °С), может рассматриваться как признак воздействия процессов биодеградации на состав этих конденсатов [6, 27, 33, 34]. В соответствии с высокими пластовыми температурами (75–118 °С), значениями вышеуказанных показателей (0.41–0.63, 0.87–1.50, 1.09–2.35 соответственно) и для отдельных проб (нефти из залежей готеривского и тоарского резервуаров Бованенковского и Восточно-Бованенковского месторождений) значениями параметров (пристан + фитан)/($n\text{-C}_{17} + n\text{-C}_{18}$) (0.12–0.56), $\Sigma n\text{-алканов}/\Sigma \text{ациклических изопренанов}$ (5.00–25.56) по составу высокомолекулярной фракции (выше 200 °С), УВ флюиды ниже-расположенных залежей не были подвержены биологическому окислению, что позволяет проводить их генетическую типизацию по всему спектру принятых геохимических критериев [6, 22, 23, 33].

Небиодегradированные пробы коллекции (нефти и конденсаты Бованенковского и Вос-

ТАБЛИЦА 1

Физико-химические характеристики изученных нефтей и конденсатов

Номер пробы	Резервуар	Тип флюида	Плотность при 20 °С, г/см ³	Вязкость при 20 °С, МПа · с	Содержание серы, мас. %	$\delta^{13}\text{C}$, ‰	Содержание фракции, выкипающей до 200 °С, мас. % на нефть (конденсат)	Содержание смол и асфальтенов, мас. % на нефть (конденсат)
Бованенковское месторождение								
1	K ₁ al-K ₂ c	Конденсат	0.787	н/д	0.01	н/д	82	~0.0
2	K ₁ al-K ₂ c	Конденсат	0.773	н/д	0.01	н/д	93	~0.0
3	K ₁ a	Конденсат	0.818	н/д	0.01	н/д	58	~0.0
4	K ₁ a	Конденсат	0.809	н/д	0.01	н/д	63	~0.0
5	K ₁ a	Конденсат	0.807	н/д	0.01	н/д	71	~0.0
6	K ₁ br-a ₁	Нефть	0.835	н/д	0.12	н/д	20	2.1
7	K ₁ br-a ₁	Конденсат	0.774	н/д	0.03	н/д	70	0.3
8	K ₁ g	Нефть	0.847	4.4	0.05	-29.1	~0	11.3
9	J ₂ bt	Конденсат	0.785	н/д	0.03	н/д	62	н/д
10	J ₂ bt	Конденсат	0.781	н/д	0.02	н/д	52	н/д
11	J ₂ bt	Нефть	0.814	н/д	0.03	н/д	42	н/д
12	J ₂ a-b	Конденсат	0.774	н/д	0.02	н/д	60	н/д
13	J ₂ a-b	Конденсат	0.772	н/д	0.01	н/д	68	н/д
14	J ₂ a-b	Нефть	0.867	н/д	0.12	н/д	10	4.7
15	J ₁ t	Нефть	0.921	н/д	0.17	н/д	~0	12.6
Восточно-Бованенковское месторождение								
16	K ₁ g	Нефть	0.805	2.6	0.03	-30.7	40	3.5
17	K ₁ g	Нефть	0.834	6.8	0.06	-31.2	30	2.9

Примечание. $\delta^{13}\text{C}$ – изотопный состав углерода; н/д – нет данных.

точно-Бованенковского месторождений, отобранные из залежей баррем-нижнеаптского, готеривского и юрских резервуаров) имеют близкие значения генетических параметров $\Sigma\text{ЦП}/\Sigma\text{ЦГ}$ (0.17–0.39), $n\text{-C}_7/\text{мЦГ}$ (0.41–0.63), $m\text{-ксилол}/o\text{-ксилол}$ (2.61–4.37), $\text{этилбензол}/\Sigma\text{ксилолов}$ (0.07–0.10), что вместе с существенным преобладанием гексациклических УВ (мЦГ, толуол) над ациклическими ($n\text{-C}_7$, 2мC_6 , 3мC_6) и пентациклическими (дмЦП), отраженным на тригонограммах распределения УВ состава C_7 (рис. 2), свидетельствует о преимущественно террагенном составе исходного ОВ этих проб [6, 22, 26, 29, 34, 38–42].

Для нефти из залежи тоарского резервуара Бованенковского месторождения распределение гомологов n -алканов, стеранов и трицикланов разной молекулярной массы (рис. 3, а, б, д), а также соответствующие геохимические параметры $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}$ (1.04), стераны $\text{C}_{29}/\text{C}_{27}$ (2.01), трициклановый индекс $I_{\text{ТС}} = 2\Sigma\text{C}_{19-20}/\Sigma\text{C}_{23-26}$ (0.91), $(\text{ТАС} + \text{МАС})/(\text{Ф} + \text{МФ})$ (0.01) подтверждают ее образование за счет НГМТ, обогащенных террагенным ОВ, накопление которого, в соответствии с диаграммой Кеннона–Кессоу (см. рис. 3, г) и отношениями пристан/фитан (1.14), гомогопаны $\text{C}_{35}/\text{C}_{34}$ (0.04), происходило в слабо-

восстановительных прибрежно-морских/дельтовых обстановках [11, 22, 23, 46]. Нефти Восточно-Бованенковского месторождения из залежи готеривского резервуара, напротив, характеризуются низким содержанием МАС C_{29} и преобладанием более низкомолекулярных гомологов n -алканов, трицикланов и стеранов над высокомолекулярными (см. рис. 3, а–в, д), отраженным в значениях параметров $n\text{-C}_{27}/n\text{-C}_{17}$ (0.27, 0.32), $I_{\text{ТС}}$ (0.56, 0.32), стераны $\text{C}_{29}/\text{C}_{27}$ (0.66, 0.77), что наравне с легким изотопным составом (см. табл. 1) свидетельствует о существенном вкладе аквагенного ОВ в формирование этих нефтей [22, 23, 46]. При этом, в соответствии с диаграммой Кеннона–Кессоу (см. рис. 3, г) и соотношением пристан/фитан (1.86, 1.76) седиментация исходного для этих проб ОВ происходила в слабо восстановительных обстановках. В то же время для нефтей готеривского резервуара Восточно-Бованенковского месторождения по сравнению с нефтью тоарского резервуара Бованенковского месторождения характерны более высокие содержания гомогопанов C_{35} и, как следствие, более высокие значения отношения $\text{C}_{35}/\text{C}_{34}$ (0.69 и 0.54 соответственно). Следовательно, породы, исходные для первых, характеризовались значитель-

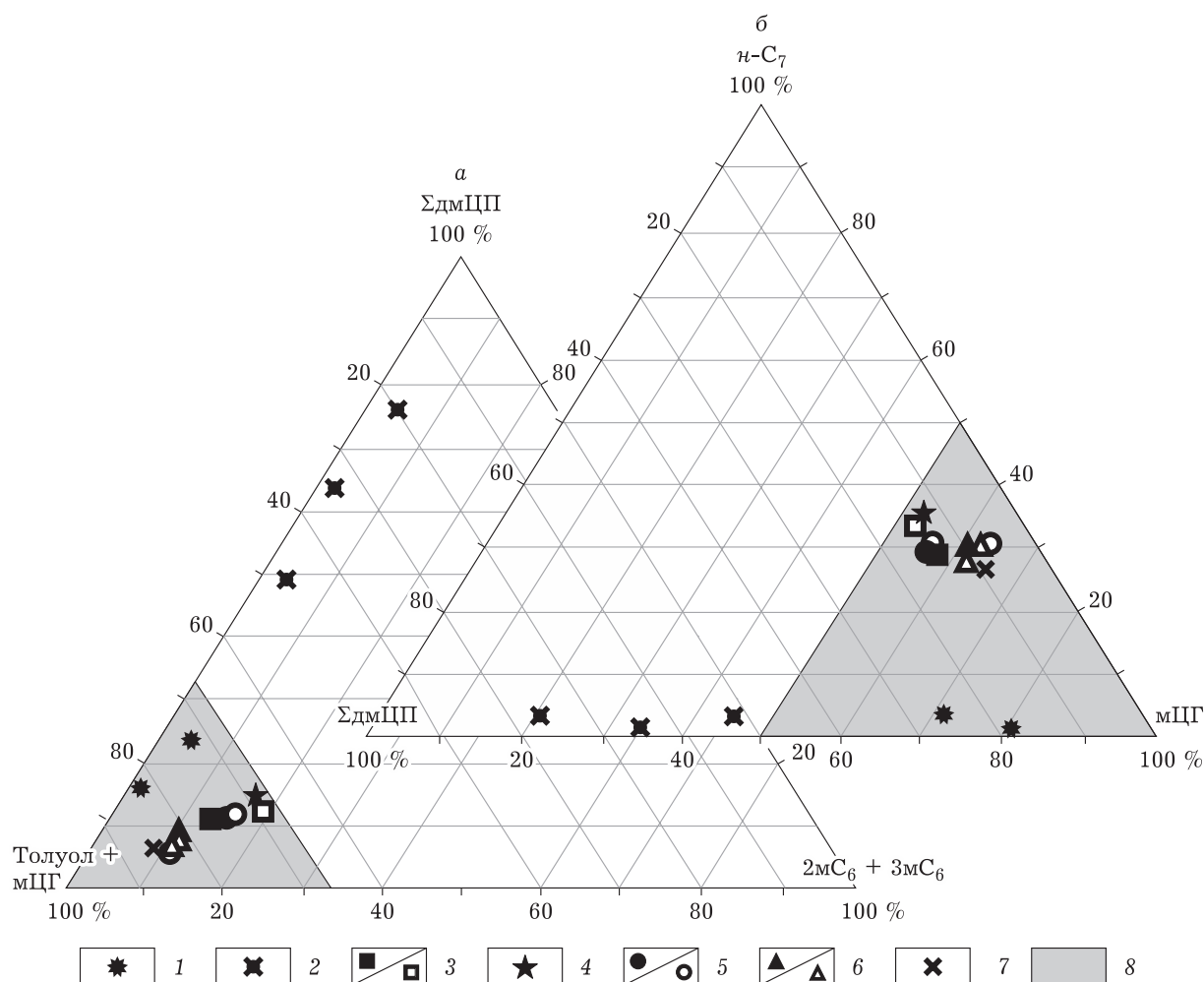


Рис. 2. Диаграммы распределения углеводородов состава C_7 : а – по [35, 36]; б – по [35, 37]. Усл. обозн.: 1 – K_1al-K_2c ; 2 – K_1a ; 3 – нефть/конденсат K_1br-a_1 ; 4 – K_1g (Восточно-Бованенковское месторождение); 5 – нефть/конденсат J_2bt ; 6 – нефть/конденсат J_2a-b ; 7 – J_1t ; 8 – область углеводородных флюидов террагенного генотипа.

но более высоким восстановительным потенциалом в диагенезе [22, 23, 47]. Нефть готеривского резервуара Бованенковского месторождения по описанным выше характеристикам состава высокомолекулярной фракции тяготеет к нефтям “аквагенного” облика Восточно-Бованенковского месторождения (см. рис. 3), что совместно с достаточно легким изотопным составом углерода (-29.1‰ , см. табл. 1) позволяет предполагать образование этой нефти за счет ОВ смешанного типа с преобладающей долей аквагенной составляющей.

Кроме того, поскольку соотношение между пяти- и шестичленными цикланами ($\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$) считается устойчивым к процессам биологического окисления [6, 27, 33, 48], к группе проб террагенного генотипа также могут быть отнесены биodeградированные конденсаты из залежей альб-сеноманского резервуара Бованенковского месторождения со значениями этого

параметра 0.30 и 0.44. Вместе с тем, биodeградированные конденсаты из залежей аптского резервуара расположены на диаграммах распределения УВ состава C_7 (см. рис. 2) в области, характерной для УВ флюидов, образованных за счет ОВ с преобладающей долей аквагенной составляющей, и характеризуются значительно повышенными значениями $\Sigma ЦП/\Sigma ЦГ$ (0.83–5.43). Это свидетельствует о преимущественно аквагенном генотипе этих УВ флюидов и позволяет отнести их к группе проб “аквагенного” облика [6, 22, 26, 29, 34, 38–42].

Значения катагенетических параметров по составу легкокипящих УВ для изученных нефтей и конденсатов четко демонстрируют слабую преобразованность исходного ОВ апт-сеноманских конденсатов и значительно более высокую степень зрелости нафтидов баррем-нижнеаптских и юрских залежей (рис. 4), т. е. их возможное образование из разных источников. Распреде-

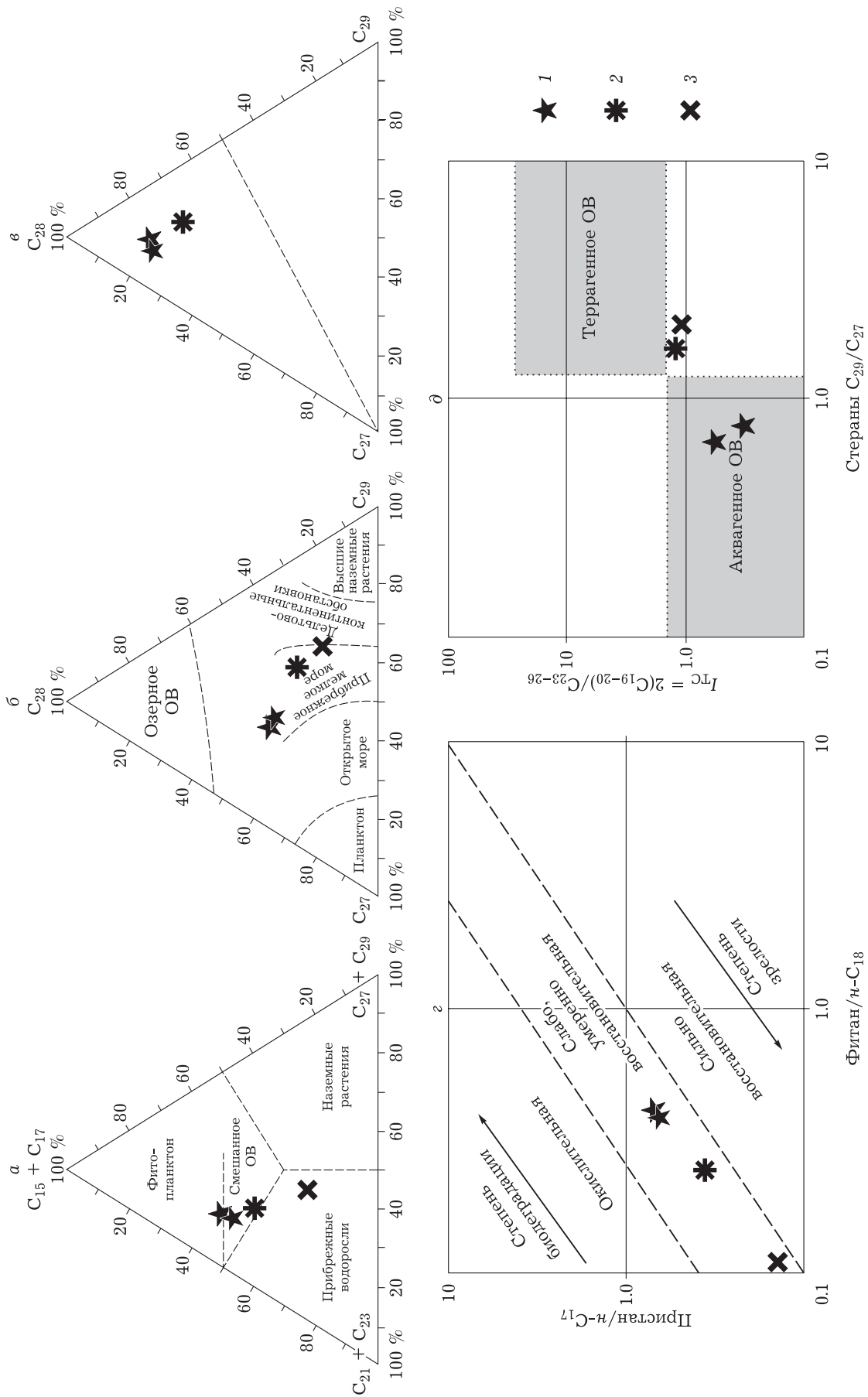


Рис. 3. Графики распределения индивидуальных углеводородов в составе высокомолекулярной фракции изученных нефтей. Триграммы распределения: а – n -алканов [43]; б – стеранов [23, 44]; в – МАС [23]. Диаграммы: в – Кеннона-Кессоу (по [23, 45]); г – зависимости трициклового индекса (I_{TC}) от соотношения стеранов C_{29}/C_{27} (по [23, 46]). Усл. обозн.: 1 – K_1g (Восточно-Бованенковское месторождение); 2 – K_1g (Бованенковское месторождение); 3 – J_1t . ОВ – органическое вещество.

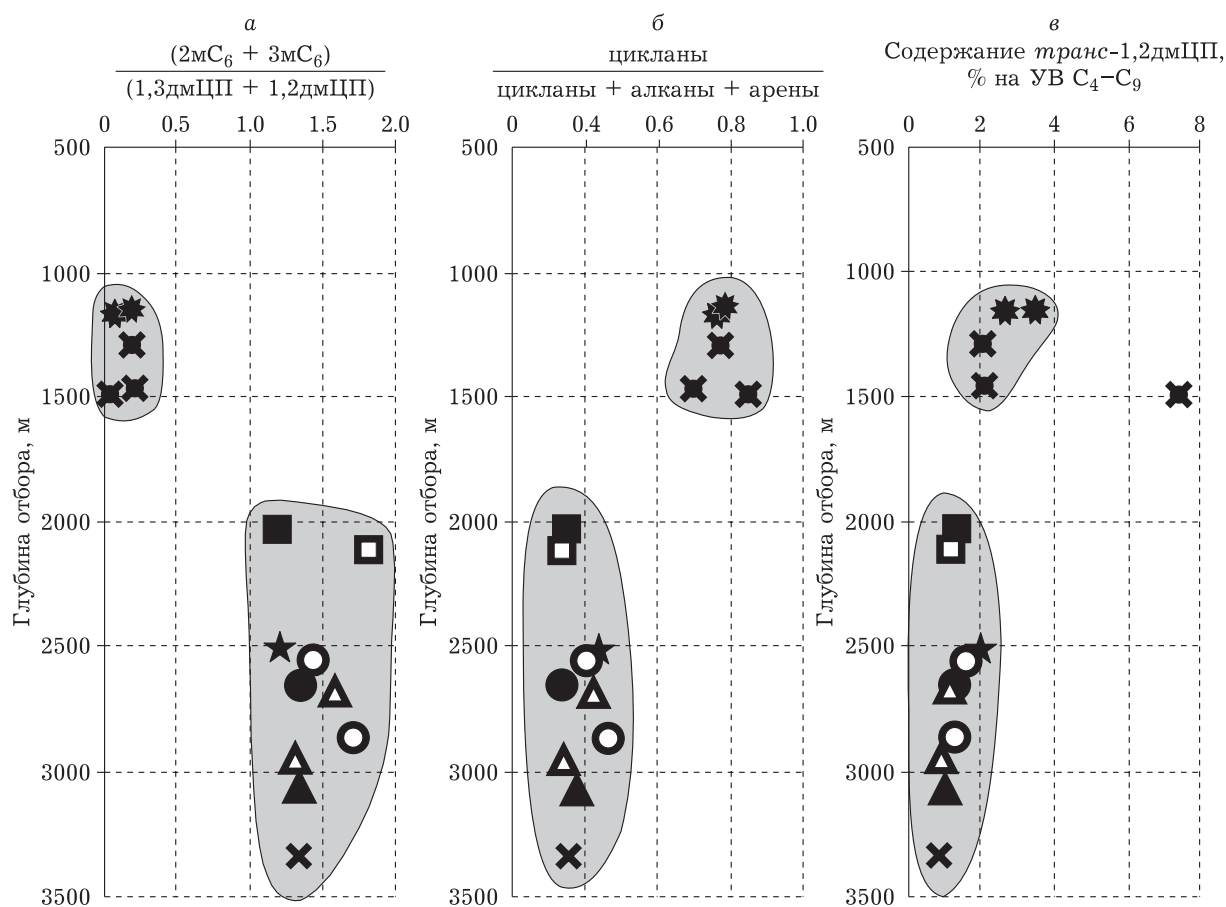


Рис. 4. Графики зависимости индексов катагенетической зрелости нефтей и конденсатов от глубины залежи по распределению углеводородов (УВ) C_4-C_9 : а – по [49]; б – по [50]; в – по [35]. Усл. обозн. см. рис. 2.

ление высокомолекулярных соединений, а именно значения индекса CPI (1.03–1.06) и отражательной способности витринита, рассчитанной по триароматическому стероидному индексу (0.65–0.90), фенантреновому индексу (0.88–1.40) и первому метилфенантреновому индексу (0.88–1.15), подтверждают степень катагенетической преобразованности исходного для юрских и неоконских нефтей ОВ на уровне $МК_1^2-МК_3^2$ (выше для нефти тоарского резервуара) [23, 51–53].

Вместе с тем, отношение адиантан/гопан C_{30} для всех изученных нефтей <0.5 , что согласуется с представлением о накоплении нефтематеринского ОВ – источника исследованных нафтидов – в осадочном бассейне с терригенной седиментацией и нормальной соленостью вод [22, 23].

Групповой состав бензиновой фракции

Нефти и конденсаты, отобранные из залежей юрских резервуаров Бованенковского месторождения, характеризуются высоким содержанием аренов, близкими концентрации *n*- и *изо*-алканов в составе легкокипящей фракции

(рис. 5). Данные особенности группового состава бензинов и определенный для этих проб единый генетический облик свидетельствуют об их формировании за счет взаимодействия газа, генерированного террагенным, в значительной мере окисленным ОВ, с жидкими УВ, тоже образованными этим ОВ. Такие газоконденсатные залежи называют первичными [9, 10], которые также соответствуют конденсатам первого типа [6].

В то же время конденсат и нефть из одноименной залежи баррем-нижнеаптского резервуара различаются по групповому составу фракции н. к. –125 °С – по сравнению с нефтью конденсат характеризуется пониженным содержанием аренов и повышенным содержанием *изо*-алканов (см. рис. 5), что может рассматриваться как признак вторичного характера этой газоконденсатной залежи [27], т. е. залежи, образованной вследствие переформирования первичных нефтегазовых скоплений, вероятнее всего генетически связанных с ниже-среднеюрским ОВ [10, 54].

Нефть из залежи готеривского резервуара Восточно-Бованенковского месторождения от-

личается от остальных рассмотренных нефтей пониженным содержанием аренов и при этом высоким содержанием алканов, в частности *n*-алканов, во фракции н. к. –125 °С (см. рис. 5), что в соответствии с результатами исследований [55, 56] может быть связано с генерацией этой нефти керогеном, богатым водородом. Вместе с тем, эти особенности состава бензинов, а также генетические различия между низкотемпературной “террагенной” и высокотемпературной “аквагенной” фракциями этой нефти могут быть следствием вторично-миграционного механизма образования этой залежи, т. е.

переформирования первичных нефтегазовых скоплений, скорее всего связанных с аквагенным ОВ баженовской свиты, за счет миграции дополнительной газовой фазы из юрского интервала, обогащенного террагенным ОВ [10, 54].

Конденсаты из залежей аптского и альб-сеноманского резервуаров характеризуются преимущественно нафтеновым составом бензиновой фракции – среднее содержание 77.15 мас. % (см. рис. 5). Образование нафтеновых конденсатов на севере Западной Сибири связывают с биодеградацией нефтей в пластовых условиях (конденсат-2 по [6]), либо со смешением первичных

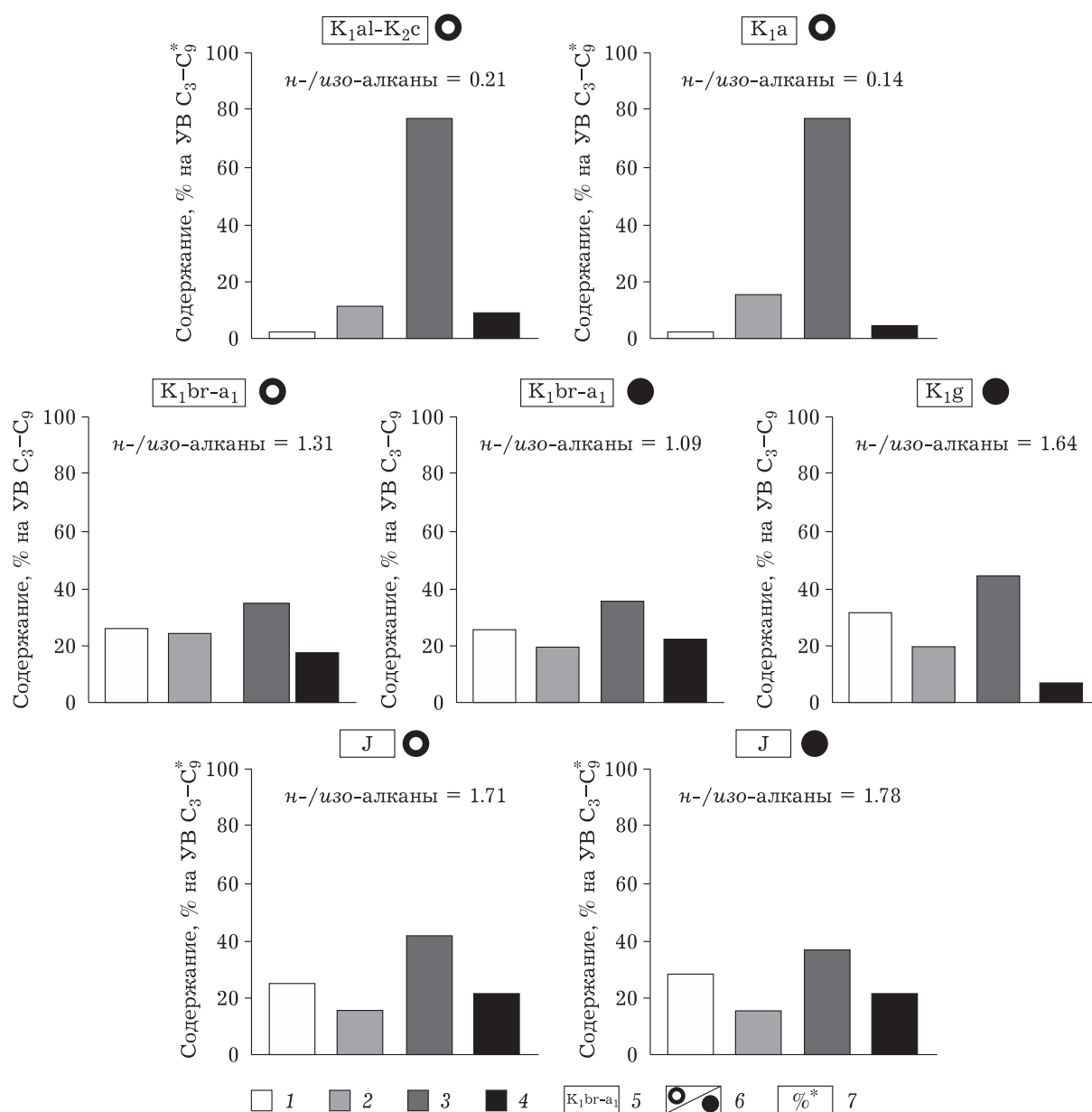


Рис. 5. Групповой состав легкокипящей фракции изученных нефтей и конденсатов. Усл. обозн.: 1 – *n*-алканы; 2 – *изо*-алканы; 3 – цикланы; 4 – арены; 5 – резервуар; 6 – конденсат/нефть; 7 – среднее значение. УВ – углеводороды.

“незрелых” газоконденсатов нефтяного состава и вторичных конденсатов, мигрировавших из более погруженных толщ (смешанный тип по [10]). В пользу второго механизма формирования залежей аптского и альб-сеноманского резервуаров свидетельствуют полученные выводы о слабой катагенетической преобразованности исходного для них ОВ (см. рис. 4). Кроме того, определенный по составу легкокипящей фракции аквагенный генотип для конденсатов аптских залежей (см. рис. 2) подразумевает участие в их формировании УВ, генерированных аквагенным ОВ нижезалегающей баженовской свиты.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам интерпретации аналитических данных было показано, что формирование нефтегазоносности Бованенковского месторождения в ее современном виде происходило многостадийно за счет ОВ разного генотипа и среди прочего при участии вторичных процессов.

Нефти и конденсаты юрского интервала были отнесены к единому генетическому ряду. Для их залежей предполагается связь с террагенным ОВ ниже-среднеюрских толщ, которое на разных этапах катагенеза служило источником как жидких, так и газообразных УВ, впоследствии сформировавших эти газоконденсатные системы.

Изученные нефти и конденсат из резервуаров неокома Бованенковского и Восточно-Бованенковского месторождений, скорее всего, являются элементами залежей вторично-миграционного типа. Так, нефти готеривского резервуара обоих месторождений, надо полагать, относятся к производным аквагенного ОВ баженовской свиты, которые в ходе формирования этих газоконденсатных залежей в разной степени обогащались легкими компонентами, образованными террагенным ОВ ниже-среднеюрских толщ. Нефть и конденсат баррем-нижеаптского резервуара имеют близкие характеристики по составу бензинов, отвечающие УВ флюидам террагенного генотипа. Однако, отсутствие данных по углеводородам-биомаркерам этих проб не позволяет аргументированно установить их источник, поскольку не исключено, что высоко- и низкомолекулярная части этих нефтяных генетически связаны с разнотипным ОВ, аналогично УВ флюидам других вторично-миграционных залежей этого интервала.

На УВ состав конденсатов из аптских и альб-сеноманских залежей Бованенковского место-

рождения установлен факт воздействия биодеградациии. При этом, генетические параметры, устойчивые к этим процессам, однозначно свидетельствуют в пользу аквагенного генотипа исходного ОВ аптских конденсатов и террагенного – альб-сеноманских. Кроме того, в соответствии с геохимическими параметрами катагенетической преобразованности, конденсаты этих залежей могут быть связаны с незрелым ОВ (индексы К. Томпсона, А. Янга, содержание *транс*-1,2дмЦП). Следовательно, биодегградация не может быть выделена в качестве основного фактора формирования апт-сеноманских залежей. В то же время, формирование газоконденсатов смешанного типа на этом интервале предполагает значительную роль самостоятельного очага генерации в меловых отложениях. Поскольку апт-сеноманские толщ этого района обогащены террагенным, углистым ОВ, они могли служить источником первичных “незрелых” конденсатов террагенного состава, которые смешивались с вторично-миграционными УВ флюидами, генерированными: аквагенными ОВ баженовской свиты в случае газоконденсатов аптских залежей; террагенным ОВ ниже-среднеюрских толщ в случае залежей альб-сеноманского резервуара.

Кроме того, помимо глубинной зональности в размещении разнотипных УВ флюидов, наблюдается некоторая закономерность в их распределении по территории района исследования: пробы нефтей и конденсатов, в формировании которых значительную роль играло аквагенное ОВ, относятся к Восточно-Бованенковскому месторождению, либо тяготеют к юго-восточной части Бованенковского месторождения (см. рис. 1). Данный факт может быть связан с ограниченностью фактического материала, либо свидетельствовать о том, что заполнение ловушек могло происходить как в направлении от Западно-Нурминского наклонного мегапрогиба, так и от Южно-Карской мегасинеклизы.

Таким образом, проведенная интерпретация, в целом, согласуется с представлениями об источниках, процессах и этапности формирования нефтегазовых скоплений, описанных в работе [14], но находятся в противоречии с выводами об едином генетическом облике УВ флюидов юры и неокома, отраженными в цикле работ [12, 13]. В отношении генезиса нефтяных конденсатов, полученные данные в большей мере показывают связь этих нефтяных генетически с незрелым ОВ меловых толщ [10, 14], однако достаточных оснований, чтобы исключить возможность участия и

других процессов в формировании этих залежей, например биодегградации, также недостаточно [6, 12, 13].

Работа выполнена при финансовой поддержке научной темы № FWZZ-2022-0011 Государственной программы ФНИ (установление генетических связей ОВ – нефти и конденсаты, вторичных преобразований нефтидов) и проекта РНФ № 22-17-00054 (реконструкция фациально-генетических условий фоссилизации нефтематеринского ОВ).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Геология и полезные ископаемые России. Т. 2. Западная Сибирь / под ред. А. Э. Конторовича, В. С. Суркова. СПб.: ВСЕГЕИ, 2000. 477 с.
- Открытые горизонты. Т. 2: 1981–1987 / сост. А. М. Брехунцов, В. Н. Битюков. Екатеринбург: Средне-Уральское кн. изд-во, 2002. 660 с.
- Открытые горизонты. Т. 1: 1962–1980 / сост. А. М. Брехунцов, В. Н. Битюков. Тюмень: Сибирский научно-аналит. центр, 2005. 631 с.
- Скоробогатов В. А., Строганов Л. В., Копеев В. Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: Недра, 2003. 352 с.
- Конторович А. Э., Нестеров И. И., Салманов Ф. К., Сурков В. С., Трофимук А. А., Эрвье Ю. Г. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
- Гончаров И. В. Геохимия нефтей Западной Сибири. М.: Недра, 1987. 181 с.
- Борисова Л. С., Косяков Д. В., Красавчиков В. О., Фурсенко Е. А. Региональные закономерности изменения физико-химических свойств нефтей нижнего мела (берриас – готерив) Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2011. № 5. С. 56–63.
- Максимов С. П., Лоджевская М. И. Состояние изученности условий формирования газоконденсатных месторождений в СССР и за рубежом / Особенности формирования газоконденсатных месторождений, под ред. С. П. Максимова, В. П. Строганова. М.: ВНИГНИ, 1980. С. 3–38.
- Старобинец И. С. Газогеохимические показатели нефтегазоносности и прогноз состава углеводородных скоплений. М.: Недра, 1986. 200 с.
- Строганов Л. В. Генетическая зональность размещения газоконденсатных залежей и прогноз нефтегазоносности п-ова Ямал // Геология нефти и газа. 1989. № 4. С. 12–15.
- Справочник по геохимии нефти и газа / под ред. С. Г. Неручева. СПб.: Недра, 1998. 576 с.
- Chakhmakhchev A., Sampei Y., Suzuki N. Geochemical characteristics of oils and source rocks in the Yamal peninsula, West Siberia, Russia // Org. Geochem. 1994. Vol. 22, No. 2. P. 311–322.
- Чахмахчев А. В., Сузуки Н., Чахмахчев В. А. Углеводороды-биомаркеры при геохимической оценке перспектив нефтегазоносности Ямала // Геохимия. 1995. № 5. С. 665–676.
- Соболева Е. В., Большакова М. А., Корнева Т. Н., Натитник И. М., Мальцев В. В., Санникова И. А., Сауткин Р. С. Влияние геолого-геохимических условий формирования залежей на состав и свойства углеводородных флюидов (на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения) // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 2. С. 190–202.
- Полякова И. Д., Богоявленский И. В., Данилина А. Н. Характеристика нефтегазоматеринских толщ Арктики, палеогеографические и геодинамические аспекты их образования // Арктика: Экология и экономика. 2013. Т. 9, № 1. С. 46–59.
- Конторович А. Э., Конторович В. А., Рыжкова С. В., Шурыгин Б. Н., Вакуленко Л. Г., Гайденова 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.
- Конторович А. Э., Бурштейн Л. М., Мальшева 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 нефтедогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. 2013. Т. 54, № 8. С. 1179–1226.
- Конторович А. Э., Ершов С. В., Казаненков В. А., Кародин Ю. Н., Конторович В. А., Лебедева Н. К., Никитенко Б. Л., Попова Н. И., Шурыгин Б. Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 5–6. С. 745–776.
- Полякова И. Д. Нефтегазоматеринские толщ Арктики // Литология и полезные ископаемые. 2015. Т. 50, № 1. С. 30–54.
- Фурсенко Е. А., Бурухина А. И., Ким Н. С., Родченко А. П. Современные представления о геохимии органического вещества и нефтидов мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири // Геохимия. 2021. Т. 66, № 12. С. 1077–1105.
- Hunt I. M. Generation of gas and oil from coal and other terrestrial organic matter // Org. Geochem. 1996. Vol. 179, No. 6. P. 673–680.
- Петров А. А. Углеводороды нефти. М.: Наука, 1984. 264 с.
- Peters K. E., Walters C. C., Moldowan J. M. The Biomarker Guide. Cambridge: Cambridge University Press, 2005. 704 p.
- Чахмахчев В. А., Виноградова Т. Л. Качественный прогноз нефтегазоносности по составу легких углеводородов // Геология нефти и газа. 1979. № 10. С. 18–26.
- Чахмахчев В. А. Геохимия процесса миграции углеводородных систем. М.: Недра, 1983. 231 с.
- Гончаров И. В. Состав бензиновых углеводородов нефтей Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1985. № 12. С. 39–44.
- Изосимова А. Н., Чалая О. Н., Андреев И. Н. Характер изменения индивидуального углеводородного состава бензиновых фракций нефтей и конденсатов под влиянием вторичных процессов // Геология и геофизика. 1989. Т. 30, № 1. С. 71–79.
- Гордадзе Г. Н., Матвеева Н. А. Сравнительная информативность геохимических показателей по аренам состава C₈ и высокомолекулярным биомаркерам // Геология нефти и газа. 1995. № 1. С. 35–39.
- Борисова Л. С., Фурсенко Е. А., Конторович А. Э., Дочкин Д. А., Лифшиц В. Р. Геохимия низкокипящих углеводородов Северного Приобья // Геология и геофизика. 2000. Т. 41, № 11. С. 1594–1607.
- Казаненков В. А., Ершов С. В., Рыжкова С. В., Борисов Е. В., Пономарева Е. В., Попова Н. И., Шапорина М. Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. 2014. № 1. С. 27–49.
- Fursenko E. A., Kim N. S. Geochemistry of condensates of Maloyamal'skoe field (Yamal Peninsula, Western Siberia) // Petroleum Chemistry. 2019. Vol. 59, No. 10. P. 1138–1146.

- 32 Фурсенко Е. А., Бурухина А. И. Геохимия нефтей и конденсатов месторождений Тамбейской группы (полуостров Ямал, Западная Сибирь) // *Химия уст. разв.* 2021. Т. 29, № 4. С. 507–522.
- 33 Фурсенко Е. А., Борисова Л. С. Роль процессов биodeградации в формировании состава нефтей и конденсатов из нижнемеловых отложений Западной Сибири // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* 2006. № 5–6. С. 44–51.
- 34 Фурсенко Е. А. Геохимия низкомолекулярных углеводородов нефтей и конденсатов Надым-Тазовского междуречья и северных районов Широтного Приобья (Западная Сибирь). Новосибирск: ИНГТ СО РАН, 2014. 146 с.
- 35 Odde W., Patience R. L., Van Graas G. W. Application of light hydrocarbons (C_4 – C_{13}) to oil/source rock correlations: A study of the light hydrocarbon compositions of source rocks and test fluids from offshore Mid-Norway // *Org. Geochem.* 1998. Vol. 28, No. 12. P. 823–847.
- 36 Ten Haven H. L. Applications and limitations of Mango's light hydrocarbon parameters in petroleum correlation studies // *Org. Geochem.* 1996. Vol. 24, No. 10–11. P. 957–976.
- 37 Dai J. Identification and distinction of various alkane gases // *Science in China.* 1992. Vol. 35. P. 1246–1257.
- 38 Максимов С. П., Ильинская В. В., Голованова С. И. Некоторые аспекты генетической и геохимической информативности индивидуального состава низкокипящих углеводородов нефтей Прикаспийского нефтегазоносного бассейна // *Геология нефти и газа.* 1981. № 7. С. 12–19.
- 39 Mango F. D. The origin of light cycloalkanes in petroleum // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1990. No. 54. P. 23–27.
- 40 Mango F. D. The origin of light hydrocarbons in petroleum: Ring preference in the closure of carbocyclic rings // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1994. No. 58. P. 895–901.
- 41 Mango F. D. The light hydrocarbons in petroleum: A critical review // *Org. Geochem.* 1997. No. 26. P. 417–440.
- 42 Борисова Л. С., Фурсенко Е. А. Геохимия низкомолекулярных углеводородов C_5 – C_8 нефтей и конденсатов Западной Сибири // *Геология и геофизика.* 2004. Т. 45, № 7. С. 861–872.
- 43 Белицкая Е. А., Серебренникова О. В. Углеводородный состав нефтей района Колтогорского прогиба // *Электрон. науч. журн. Нефтегазовое дело.* 2008. № 1. Ст. 24. С. 1–16.
- 44 Huang W. Y., Meinschein W. G. Sterols as ecological indicators // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1979. Vol. 43, No. 5. P. 739–745.
- 45 Connan J., Cassou A. Properties of gases and petroleum liquids derived from terrestrial kerogen at various maturation levels // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1980. Vol. 44, No. 1. P. 1–23.
- 46 Конторович А. Э., Бахтуров С. Ф., Башарин А. К., Беляев С. Ю., Бурштейн Л. М., Конторович А. А., Кригин В. А., Ларичев А. И., Ли Г., Меленевский В. Н., Тимошина И. Д., Фрадкин Г. С., Хоменко А. В. Разновозрастные очаги нафтидообразования и нафтидоаккумуляции на Северо-Азиатском кратоне // *Геология и геофизика.* 1999. Т. 40, № 11. С. 1676–1693.
- 47 Peters K. E., Moldowan J. M. Effects of source, thermal maturity, and biodegradation on the distribution and isomerization of homohopanes in petroleum // *Org. Geochem.* 1991. Vol. 17, No. 1. P. 47–61.
- 48 George S. C., Boreham C. J., Minifie S. A., Teerman S. C. The effect of minor to moderate biodegradation on C_5 to C_9 hydrocarbons in crude oils // *Org. Geochem.* 2002. No. 33. P. 1293–1317.
- 49 Tompson K. Light hydrocarbons in subsurface sediments // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1979. Vol. 43, No. 5. P. 657–672.
- 50 Young A., Monaghan P., Schweisberge R. T. Calculation of ages of hydrocarbons on oils // *AAPG Bull.* 1977. Vol. 61, No. 4. P. 573–600.
- 51 Radke M., Willsch H., Leythaeuser D., Teichmüller M. Aromatic components of coal: Relation of distribution pattern to rank // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1982. Vol. 46, No. 10. P. 1831–1848.
- 52 Radke M., Welte D. H., Willsch H. Geochemical study on a well in the Western Canada Basin: Relation of the aromatic distribution pattern to maturity of organic matter // *Geochim. Cosmochim. Acta.* 1982. Vol. 46, No. 1. P. 1–10.
- 53 Конторович А. Э., Меленевский В. Н., Иванова Е. Н., Фомин А. Н. Фенантроны, 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.
- 54 Дурмишьян А. Г. Газоконденсатные месторождения. М.: Недра, 1979. 335 с.
- 55 Leythaeuser D., Schaefer R., Corneord C., Weiner B. Generation and migration of light hydrocarbons (C_2 – C_7) in sedimentary basins // *Org. Geochem.* 1979. Vol. 1. P. 191–204.
- 56 Larter S. R., Douglas A. G. A pyrolysis-gas chromatographic method of kerogentyping // *Physics and Chemistry of the Earth.* 1979. Vol. 12. P. 549–583.