

НЕФТИ ДОМАНИКОВОГО ГЕНОТИПА ИЗ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕГО ДЕВОНА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

© 2023 г. Д. А. Бушнев^{1,*}, О. В. Валяева^{1,**}

¹ ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, 167982 Россия

*E-mail: boushnev@geo.komisc.ru

**E-mail: valyaeva@geo.komisc.ru

Поступила в редакцию 30 мая 2023 г.

После доработки 3 августа 2023 г.

Принята к публикации 15 сентября 2023 г.

Исследование состава углеводородов-биомаркеров в ряде образцов нефтей из отложений среднего девона Западно-Тэбукского, Джьерского и Мичаюского нефтяных месторождений Омра-Льжской седловины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции показало значительное влияние нефтематеринских пород доманика верхнего девона на формирование состава данных нефтей. В числе показателей, указывающих на генетическую связь нефтей из среднедевонских резервуаров с этой нефтематеринской породой, прежде всего распределение стеранов $C_{27}:C_{28}:C_{29}$, отношение изопреноидных алканов к нормальным, распределение нормальных алканов. Все эти характеристики резко разграничивают изучаемые нефти и сингенетичные среднедевонским отложениям парафинистые нефти, характерные для залежей в южной части Печоро-Кожвинского мегавала.

Ключевые слова: Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, углеводороды-биомаркеры, изотопный состав углерода

DOI: 10.31857/S0028242123040056, **EDN:** OJFLML

Исследованиями [1–4] был детально изучен состав углеводородов-биомаркеров и другие геохимические особенности нефтей и нефтематеринских пород из различных нефтегазоносных комплексов (НГК) Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП). Для изученных ранее нефтей среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса из южной части Печоро-Кожвинского мегавала характерно исключительно высокое содержание парафиновых углеводородов (УВ), а сами нефти светлые, застывающие при сравнительно высоких температурах, малосмолистые разности. Для них характерно также очень низкое содержание изопренанов и наличие высокомолекулярного «горба» нормальных алканов на хроматограммах [5]. В то же время нефти доманиково-турнейского комплекса, демонстрирующие генетическое родство с органическим веществом среднефранского доманика, имеют свойства, кон-

трастно отличающиеся от парафинистых нефтей среднего девона [6].

При изучении нефтей среднедевонско-нижнефранского терригенного нефтегазоносного комплекса Омра-Льжской седловины ТПП мы столкнулись с интересными особенностями некоторых из них, поэтому цель настоящей работы – попытка интерпретации этих особенностей на основе детального изучения углеводородного и изотопного состава нефтей Западно-Тэбукского, Джьерского и Мичаюского нефтяных месторождений, сопоставление с другими нефтями терригенного среднедевонско-нижнефранского комплекса, а также с нефтями, типичными для вышележащего – доманиково-турнейского комплекса отложений [7].

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ЧАСТЬ

Объекты исследования. В качестве объекта исследования были выбраны нефти из отложений

Групповой состав и геохимические показатели нефтей из отложений среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса ТПП, данные ГХ и ГХ-МС

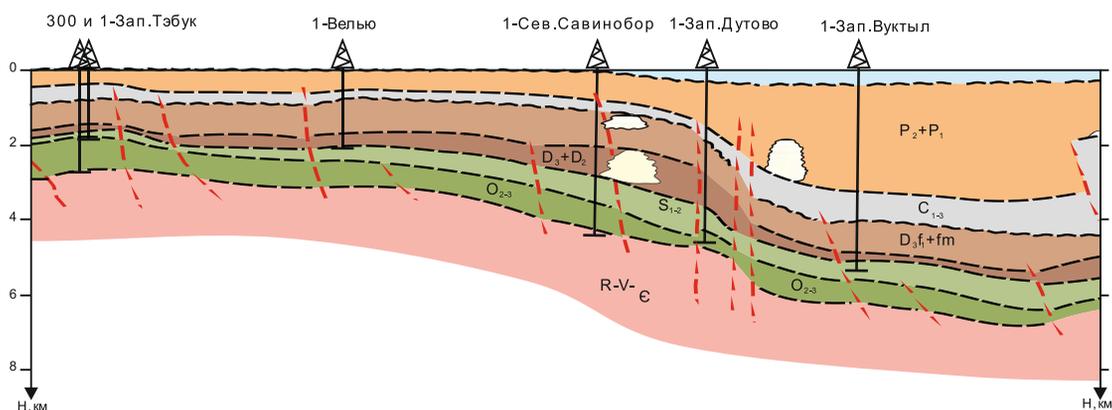
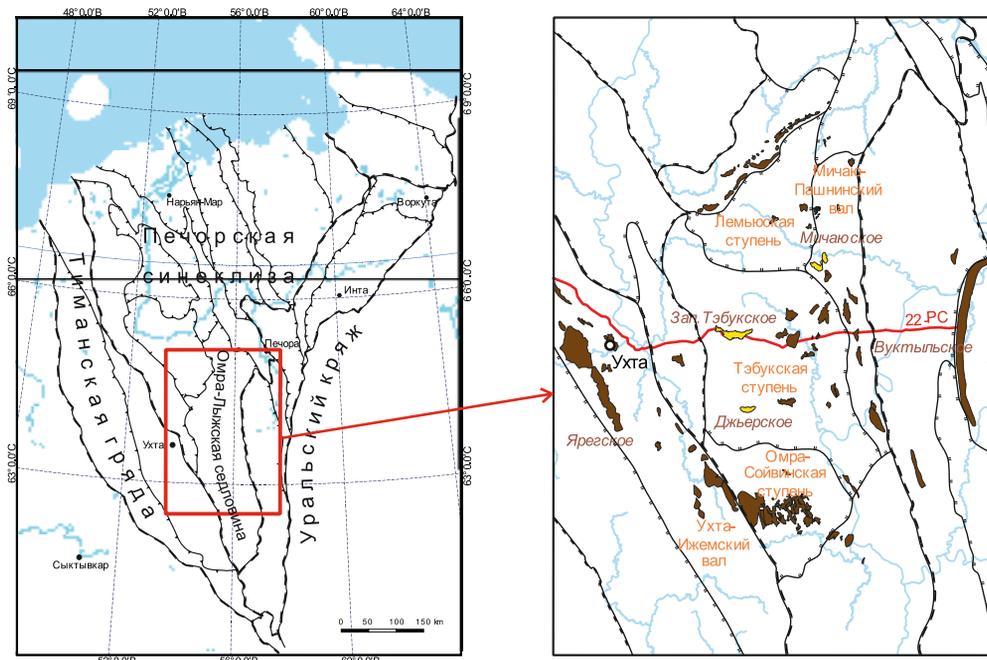
Показатель	Западно-Тэбукское (D ₂ ef)	Джърское (D ₂ ef)	Мичаюское (D ₂ st)
<i>Групповой состав нефтей</i>			
Плотность нефти, г/см ³	0.847	0.855	0.855
Содержание серы, %	0.69	0.61	0.74
Масла, %	67.4	63.2	65.9
Смоли, %	18.8	17.6	13.7
Асфальтены, %	2.1	1.4	2.9
Насыщенные УВ, %	35.0	36.7	41.1
Ароматические УВ, %	24.5	25.7	24.0
<i>n-Алканы и изопрены</i>			
C ₁₂ -C ₁₈	47	48	45
C ₁₉ -C ₂₄	35	33	37
C ₂₅ -C ₃₂	18	19	18
n-Алканы/изопрены	4.1	4.2	3.1
Pr/Ph	1.00	1.18	1.11
(Pr + Ph)/(C ₁₇ + C ₁₈)	0.78	0.74	1.09
Pr/C ₁₇	0.75	0.76	1.08
Ph/C ₁₈	1.22	1.40	0.92
K _{нч} C ₁₇	1.03	1.05	1.09
K _{нч} C ₂₉	1.12	1.12	1.13
CPI	1.08	1.06	1.06
<i>Стераны и гопаны</i>			
αβ-Стераны C ₂₇ :C ₂₈ :C ₂₉	32 :18:50	33:18:49	33:18:49
Dia/reg	0.47	0.45	0.55
Стераны/гопаны	0.25	0.23	0.24
C ₂₉ /C ₃₀ гопан	0.69	0.69	0.65
Три-/пентацикланы	0.22	0.23	0.19
βα C ₃₀ , %	7.71	8.04	8.77
Ts/Tm	0.70	0.86	0.73
αβ/(αβ+αα) C ₂₉	0.54	0.57	0.57
αα C ₂₉ 20S/(20S+R)	0.50	0.44	0.50
22S/(22S + 22R) C ₃₁ гопан	0.55	0.56	0.56

Примечания. Изопрены = *изо*-C₁₅ + *изо*-C₁₆ + *изо*-C₁₈ + *изо*-C₁₉ + *изо*-C₂₀; Pr – пристан; Ph – фитан; K_{нч}C₁₇ = 2C₁₇/(C₁₆ + C₁₈); K_{нч}C₂₉ = 2C₂₉/(C₂₈ + C₃₀); CPI = 0.5(ΣC_{25,27,29,31}/ΣC_{24,26,28,30} + ΣC_{25,27,29,31}/ΣC_{26,28,30,32}); Dia/Reg – отношение диастеранов C₂₇ к регулярным стеранам C₂₇, Ts – 18α(H)-22,29,30-триснорметилгопан; Tm – 17α(H)-22,29,30-триснорметилгопан.

среднего девона Западно-Тэбукского и Джърского месторождений Тэбукской ступени и Мичаюского месторождения Мичаю-Пашнинского вала. Данные нефти являются легкими и средними (плотность 0.847 и 0.855 г/см³ соответственно), среднесернистыми (содержание серы 0.61–0.74%) (таблица).

Западно-Тэбукское и Джърское нефтяные месторождения, открытые в 60-х гг. 20-го в., территориально приурочены к Тэбукской ступени, а

Мичаюское нефтяное месторождение – к Мичаю-Пашнинскому валу. Тэбукская ступень и Мичаю-Пашнинский вал – тектонические элементы второго порядка в составе Омра-Лыжской седловины Ижма-Печорской синеклизы, расположенной в западной части ТПП [8]. Омра-Лыжская седловина занимает центральную, восточную и южную части Ижма-Печорской синеклизы. Она представляет собой крупную (70 × 500 км) мери-



Условные обозначения:

	-1		-4		-7
	-2		-5		-8
	-3		-6		-9

Рис. 1. Схема расположения объектов исследования и геологический разрез по линии профиля 22-РС. Условные обозначения: 1 – границы тектонических элементов I порядка, 2 – границы тектонических элементов II порядка, 3 – границы тектонических элементов III порядка, 4 – район работ, 5 – нефтяные месторождения, 6 – изученные месторождения, 7 – скважины, 8 – тектонические нарушения, 9 – рифы. Геологический разрез по линии профиля 22-РС [10].

дионально вытянутую положительную структуру I порядка, отделяющую Верхне-Печорскую впадину от Нерицкой, Ижемской и Кипиевской ступеней Ижма-Печорской синеклизы. Северным ограни-

чением седловины является Печоро-Кожвинский мегавал. В тектоническом отношении Мичаюский вал приурочен к восточному борту Ижма-Печорской синеклизы [9]. Вал осложнен локальными

поднятиями, простирающимися с северо-северо-запада на юго-юго-восток. Общая длина вала составляет около 100 км. На геологическом разрезе по профилю 22-РС (рис. 1) видно, что отложения D_2 исследуемой группы месторождений гипсометрически залегают значительно выше (до 1000 м), чем отложения D_3fr-fm Предуральяского краевого прогиба, что может сказаться на составе УВ-флюидов в залежах.

Фракционирование нефти. Из навески нефти методом осаждения 40-кратным объемом *n*-гексана были выделены асфальтены, полученная мальтевая фракция была разделена на колонке с оксидом алюминия на аполярную (масла, 50 мл 20%-го раствора дихлорметана в *n*-гексане) и полярную (смолы, 50 мл смеси 1:1 этанол-бензол) фракции. Аполярная фракция была затем разделена на колонке с силикагелем на насыщенные (элюент – *n*-гексан) и ароматические (элюент – бензол) УВ.

Анализ. Фракцию насыщенных УВ анализировали методами газовой хроматографии (ГХ) и газохромато-масс-спектрометрии (ГХ-МС).

Газохроматографический анализ выполняли на приборе Кристалл-2000М. Колонка DB-5, 30 м × 0.32 мм, толщина слоя неподвижной фазы 0.25 мкм. Температуру программировали от 110 до 300°C со скоростью 5°C/мин. Температура инжектора и детектора – 300°C. ГХ-МС анализ выполняли на приборе Shimadzu 2010 Ultra. Колонка HP-5, 30 м × 0.25 мм, толщина слоя неподвижной фазы 0.25 мкм. Температуру программировали от 110 до 300°C со скоростью 5°C/мин. Температура инжектора 300°C, детектора 250°C. Для детектирования стерановых УВ использовали масс-фрагментограммы по m/z 217 и 218, для терпановых УВ – по m/z 191.

Измерения изотопного состава углерода (ИСУ) фракций нефтей производили в режиме непрерывного потока гелия (CF-IRMS) на аналитическом комплексе, включающем в себя элементный анализатор Flash EA 1112, соединенный через газовый коммутатор ConFlo IV с масс-спектрометром Delta Y Advantage (фирма Thermo Fisher Scientific). В процессе работы были использованы международный стандарт USGS-40 (L-Glutamic acid) и лабораторный стандарт Acetanilide (C_8H_9NO). Значения $\delta^{13}C$ даны в промилле относительно стандарта V-PDB. Ошибка измерений составляет $\pm 0.15\%$ (1σ).

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Групповой состав

В групповом составе нефтей преобладают масла (таблица), нефти характеризуются низким (от 1.4 до 2.9%) содержанием асфальтенов. Содержание смол достигает 18.8%. Процентное содержание насыщенной фракции в исследуемых нефтях находится в диапазоне 35.0–41.1%, ароматической фракции – 24.0–25.7%.

Групповой состав парафинистых нефтей южной части Печоро-Кожвинского мегавала [5] резко отличается от изучаемых в данной работе образцов из среднедевонских отложений. В ранее изученных парафинистых нефтях Югидского и Кыртаельского месторождений содержится больше насыщенных УВ, существенно меньше смол ароматических УВ, также для них характерно более низкое содержание асфальтенов. Данные по значительному количеству исследованных ранее нефтей из отложений верхнего девона, относящихся к «доманиковому генотипу», свидетельствуют, что эти нефти также резко отличаются от парафинистых нефтей среднего девона более высоким содержанием асфальтенов, смол и ароматических УВ [6, 7].

Исследуемые в данной статье нефти по групповому составу похожи именно на нефти «доманикового генотипа».

Распределение *n*-алканов и изоалканов

По данным ГХ нефти характеризуется распределением *n*-алканов с преобладанием низкомолекулярных соединений в области C_{12} – C_{20} с максимумом при *n*- C_{15} и *n*- C_{17} (рис. 2). Однако заметного преобладания нечетных УВ не наблюдается (таблица). Коэффициент нечетности $K_{нч}C_{17}$ близок к 1, что может говорить о незначительном участии водородослевого ОВ в составе исходной биомассы [11, 12].

Концентрация высокомолекулярных алканов нормального строения состава C_{25} – C_{32} незначительна и варьирует от 18 до 19% (от суммы *n*-алканов).

Ранее [5, 13, 14] были высказаны предположения, что парафинистые нефти ТПП из отложений среднедевонско-нижнефранского терригенного нефтегазоносного комплекса генетически связанных

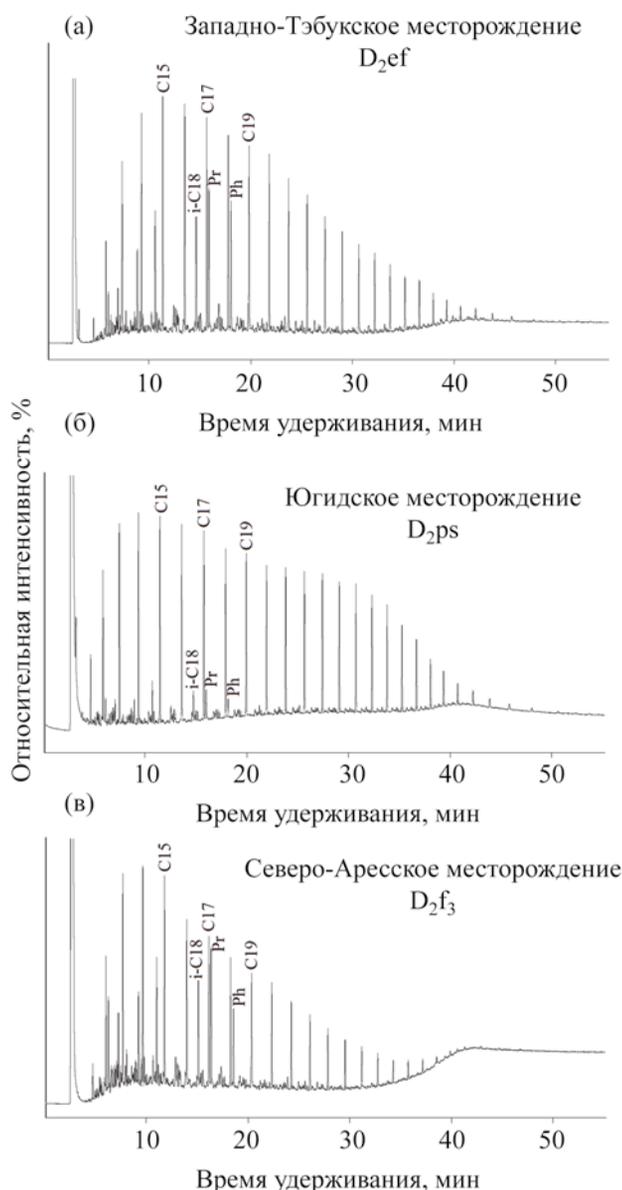


Рис. 2. Распределение *n*-алканов и изоалканов насыщенной фракции нефтей. С (число) – *n*-алканы, Pr – пристан, Ph – фитан, *изо*-С (число) – изоалканы: а – Западно-Тэбукское месторождение; б – Югидское месторождение; в – Северо-Аресское месторождение.

с ОВ вмещающих терригенных отложений, что отражается на распределении *n*-алканов и изопренанов. Однако, наблюдаемое нами распределение алканов в нефтях Западно-Тэбукского, Джьерского и Мичаюского месторождений характерно для нефтей «доманикового типа» [6, 7] (рис. 2).

Отложения доманика (D₃dm формально соответствующие отложениям семилукского горизонта

среднефранского яруса) имеют широкое распространение на территории Тимано-Печорского осадочного бассейна. Изучению «доманикового» горизонта на территории ТПП с геохимической точки зрения посвящены работы многих исследователей [7, 15–22 и др.]. С литологической точки зрения доманиковый горизонт сложен преимущественно аргиллитами, в основном кремнистыми, кремнистыми мергелями, глинистыми известняками и горючими сланцами [13]. Породы характеризуются повышенным содержанием ОВ и разными стадиями катагенеза.

По данным [23] в Ижма-Печорском очаге генерации генерирующие толщи развиты в двух НГК: среднедевонско-нижнефранском терригенном и доманиково-турнейском карбонатном. Тип ОВ в обоих комплексах смешанный, с преобладанием сапропелевого материала. Нефти, выявленные на Западно-Тэбукском, Мичаюском и Джьерском месторождениях, по мнению [23] синтетичны вмещающим толщам. Отмечается, что в доманиково-турнейском НГК имеет место латеральная миграция, она прослеживается почти по всей территории впадины, за исключением северной ее части [23].

Авторы [15] считают, что нефти Ижма-Печорской впадины терригенного НГК D₂-D₃f₁ синтетичны своему комплексу, источником УВ послужило ОВ смешанного типа (гумито-сапропелиты).

В работах [24–26] приводятся сведения о том, что формирование залежей нефти и газа на юге ТПП происходило многоэтапно за счет латеральной и вертикальной миграции УВ как из собственных очагов (район Омра-Сойвинской ступени), так и дальней миграции с юга Ижма-Печорской синеклизы и Верхнепечорской впадины. Это обусловило образование смешанных УВС различного фазового состояния и катагенетической зрелости УВ флюидов в залежах.

Распределение полициклических биомаркеров

Распределение αβ-стеранов состава C₂₇–C₂₉ однотипно (таблица). Наблюдается преобладание этилхолестана (C₂₉) над соседними гомологами, его содержание в нефтях достигает 50%. Такое распределение стеранов характерно для нефтей «доманикового типа» [6, 7]. Как и в нефтях Татар-

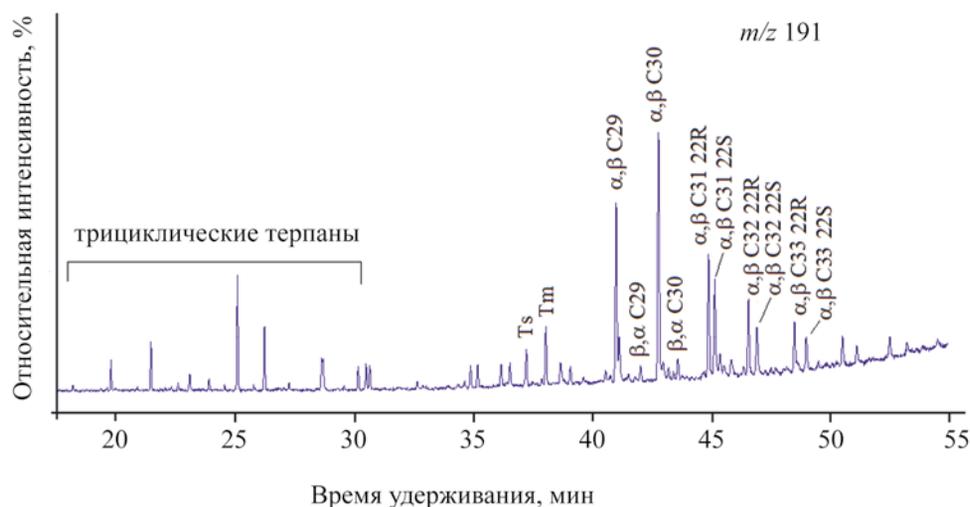


Рис. 3. Масс-хроматограмма по иону с m/z 191 типичного распределения терпеноидов в нефтях «доманикового» типа».

стана [27], в изученных нефтях наблюдаются довольно низкие концентрации стерана состава C_{28} . Другие показатели, традиционно относимые к так называемым генетическим, среди которых отношение диастеранов к регулярным стеранам, отношение стераны/гопаны, отношение трициклических терпанов к пентациклическим, демонстрируют полное соответствие типичным для нефтей «доманикового генотипа» значениям [6, 7].

Терпеноиды представлены трициклическими и пентациклическими гопаноидами (рис. 3). На масс-фрагментограммах m/z 191 идентифицированы трициклоалкановые УВ состава C_{19} – C_{25} и гопаны от C_{27} до C_{35} . Для всех изученных нефтей наблюдается преобладание гопана $\alpha\beta C_{30}$.

В геохимической практике для определения степени зрелости нефтей и исходного ОВ используют показатели, рассчитанные на основании данных о распределении пространственных изомеров стерановых и терпановых УВ [28, 29]. Судя по величинам отношений $\alpha\beta/(\alpha\beta+\alpha\alpha) C_{29}$, $\alpha\alpha C_{29} 20S/(20S+R)$, $22S/(22S + 22R) C_{31}$ гопана, Ts/Tm исследуемые нефти из среднедевонских резервуаров не имеют значительных отличий по термической зрелости от нефтей «доманикового генотипа» из верхнедевонских резервуаров, а их образование связано с трансформацией керогена в начале–середине главной фазы нефтеобразования, как и для нефтей доманика.

Изотопный состав углерода (ИСУ) нефтяных фракций

Распределение изотопов углерода в нефтях было изучено в составе их фракций. На рис. 4 показан ИСУ фракций в ряде нефтей доманикового генотипа из верхнедевонских резервуаров [6, 7], в парафинистых нефтях из отложений среднедевонско-нижнефранского НКГ, вероятно генетически связанных с ОВ терригенных отложений [5], а также в изученных нами нефтях «доманикового типа» из среднедевонских резервуаров. Из графика следует, что углерод алифатической фракции и фракции смол изучаемых нефтей (таблица) имеет промежуточное значение между ИСУ «парафинистых нефтей» и «доманиковых нефтей» ТПП. Углерод асфальтенов изучаемых нефтей ближе к углероду асфальтенов «доманиковых нефтей». Можно предполагать, что представленные изотопные данные свидетельствуют о смешении в резервуарах нефти «доманикового генотипа» и некоторого количества высокопарафинистых, безасфальтеновых разностей, сингенетичных вмещающим отложениям. Говорить о конкретных пропорциях смешения флюидов по представленным данным, вероятно, некорректно.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Изучен групповой состав, состав углеводород-биомаркеров, состав изотопов углерода фрак-

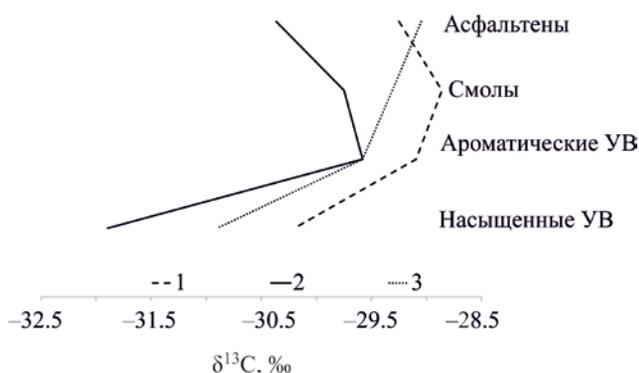


Рис. 4. Распределение изотопов углерода во фракциях нефти: 1 – среднее для нефтей «доманикового генотипа» [6]; 2 – среднее для парафинистых нефтей из отложений среднего девона [5], 3 – среднее для нефтей из таблицы.

ций нефтей из ряда среднедевонских резервуаров Омра-Лыжской седловины Тимано-Печорской провинции. Для сопоставления с изученными нефтями были выбраны парафинистые нефти из среднедевонских резервуаров и верхнедевонские нефти «доманикового генотипа», что определяется имеющимися сведениями о возможной генерации углеводородов в этих двух основных комплексах на данной территории.

Анализ совокупности данных по составу углеводородов-биомаркеров свидетельствует, что нефти Омра-Лыжской седловины, находящиеся в среднедевонских резервуарах, характеризуются набором генетических показателей, среди которых распределение $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ стеранов, отношение диа-/рег-стераны, стераны/гопаны, три-/пентацикланы, неотличимых от средних значений таких показателей для нефтей «доманикового генотипа» Тимано-Печорской провинции. Изучаемые нефти также похожи на доманиковые и резко отличаются от сингенетичных среднедевонско-нижнефранскому терригенному комплексу парафинистых нефтей по групповому составу. Совокупность этих данных позволяет говорить о решающем вкладе органического вещества доманиковых отложений в нефтеносность среднего девона Омра-Лыжской седловины, а значит и о геохимически-доказанной миграции в нижележащие нефтегазоносные комплексы. При этом вклад сингенетичного комплексу органического вещества среднедевонских отложе-

ний также диагностируется по изотопному составу углерода нефтей. Вклад органического вещества доманика в накопление нефтей в среднедевонских резервуарах может быть объяснен перетоком УВ-флюидов из отложений D_3 fr-fm Предуральского краевого прогиба к западу в ловушки среднедевонского возраста.

БЛАГОДАРНОСТИ

Авторы выражают благодарность И.В. Смолевой за выполнение изотопных определений и Д.А. Полецкому за техническую подготовку графического материала.

Химико-аналитические исследования проводились в ЦКП «Геонаука» ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН.

ФИНАНСИРОВАНИЕ РАБОТЫ

Исследования выполнены в рамках программы НИР «Геолого-геохимические закономерности образования и размещения углеводородных систем, научные основы формирования сырьевой базы углеводородного сырья в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции», ЕГИСУ НИОКТР – 122040600010-8; FUUU-2022-0057.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

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

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Бушнев Дмитрий Алексеевич, д.г.-м.н., г.н.с., ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-3860-944X>

Валяева Ольга Викторовна, к.г.-м.н., ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3479-4673>

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Requejo A.G., Sassen R., Kennicutt M.C., Kvedchuk I., McDonald T., Denoux G. and Brooks J.M. Geochemistry of oils from the Northern Timan-Pechora Basin, Russia // Organic Geochemistry. 1995. V. 23. № 3. P. 205–222.
2. Матвеева И.А., Петров А.А. Геохимическое значение стеранов состава C_{21} – C_{22} // Геохимия. 1997. № 4. С. 456–461 [Matveeva I.A., Petrov A.A. Geochemical implications of C_{21} – C_{22} steranes // Geochem. Int. 1997. № 4. P. 398–402].

3. *Abrams M.A., Apanel A.M., Timochenko O.M., Kosenkova N.N.* Oil families and their potential sources in the northeastern Timan-Pechora basin, Russia // *AAPG Bulletin*. 1999. V. 83. № 4. P. 553–577.
4. *Матвеева И.А., Гордадзе Г.Н.* Прегнаны и хейлантаны как показатели геологического возраста нефти (на примере нефтей Тимано-Печорской провинции) // *Геохимия*. 2001. № 4. С. 455–460 [*Matveeva I.A., Gorgadze G.N.* Pregnanes and cheilantanes as indicators of the geological age of oil: the example of oils from the Timan-Pechora province // *Geochem. Int.* 2001. V. 39. № 4. P. 404–409].
5. *Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Деревесникова А.А., Огданец Л.В.* Геохимия нефтей среднедевонско-нижнефранского терригенного нефтегазоносного комплекса Тимано-Печорского бассейна // *Геохимия*. 2022. Т. 67. № 4. С. 339–349. <https://doi.org/10.31857/S0016752522030025> [*Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Derevesnikova A.A., Ogdanets L.V.* Geochemistry of oils in the Middle Devonian-Lower Frasnian terrigenous hydrocarbon system of the Timan-Pechora Basin // *Geochem. Int.* 2022. V. 60. № 4. P. 345–354. <https://doi.org/10.1134/S0016702922030028>].
6. *Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Валяева О.В., Деревесникова А.А.* Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна // *Геология и геофизика*. 2017. Т. 58. № 3–4. С. 410–422. <https://doi.org/10.15372/GiG20170306> [*Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Valyaeva O.V., Derevesnikova A.A.* Geochemistry of Late Devonian oils of the Timan-Pechora basin // *Russian geology and geophysics*. 2017. V. 58. № 3–4. P. 332–342. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.09.009>].
7. *Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Большакова М.А.* Геохимия углеводородов-биомаркеров и изотопов углерода органического вещества доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна // *Геохимия*. 2023. № 2. С. 139–148. <https://doi.org/10.31857/S0016752523020036> [*Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Bolshakova M.A.* Geochemistry of hydrocarbons-biomarkers and carbon isotopes of organic matter in the Domanik Deposits of the Timan-Pechora Basin // *Geochem. Int.* 2023. V. 61. № 2. P. 127–136. <https://doi.org/10.1134/S0016702923020039>].
8. *Прищепина О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М.* Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2011. Т. 6. № 4. http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf
9. *Джанибеков А.Ф.* Геологическое строение и нефтегазоносность Мичаюского вала Печорской депрессии // *Геология нефти и газа*. 1962. № 2. С. 13–17.
10. Отчет №89-04-25/1 (гос. рег. номер) «Региональные геофизические работы в зонах сочленения крупных тектонических элементов Тиманского кряжа Печорской плиты Урала (профиль 22-РС)». Отв. Исп. Ченборисова Р.З. 2005 г.
11. *Хант Дж.* Геохимия и геология нефти и газа. М.: Мир, 1982. 704 с.
12. *Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти и газа. М.: Мир, 1981. 501 с.
13. *Данилов В.Н., Кочкина Ю.В.* Геохимические и тектонические условия формирования ловушек и залежей углеводородов юга Печоро-Кожвинского мегавала // *Геология нефти и газа*. 2016. № 1. С. 79–88.
14. *Кочкина Ю.В.* Перспективы нефтегазоносности южной части Печоро-Кожвинского мегавала Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна // *Вести газовой науки*. 2017. № 3(31). С. 133–140.
15. *Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И. Яковлева (Гембицкая) Л.А., Климова Л.И.* Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна, СПб.: ВНИГРИ, 2008. 164 с.
16. *Бушнев Д.А.* Органическое вещество ухтинского доманика // *Доклады Академии наук*. 2009. Т. 426. № 42. С. 516–519 [*Bushnev D.A.* Organic matter of the ukhta domanik // *Dokl. Acad. Sci.* 2009. V. 426. № 1. P. 677–680].
17. *Клименко С.С., Анищенко Л.А.* Особенности нафтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне // *Известия Коми научного центра Уральского отделения РАН*. 2010. № 2. С. 61–69.
18. *Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С.* Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // *Геология нефти и газа*. 2013. № 3. С. 78–87.
19. *Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Мальцев В.В., Сливко И.Э., Лужбина М.С., Санникова И.А., Пушкарева Д.А., Чупахина В.В., Завьялова А.П.* Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна // *Георесурсы*. 2015. Т. 61. № 2. С. 87–100. <https://doi.org/10.18599/grs.61.2.8>
20. *Бурдельная Н.С., Деревесникова А.А., Бушнев Д.А.* Off-line пиролиз керогена доманиковых отложений Тимано-Печорского осадочного бассейна // *Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН*. 2016. № 9–10. С. 3–7. DOI: 10.19110/2221-1381-2016-10-3-7

21. *Бурдельная Н.С., Бушнев Д.А.* Новый показатель зрелости в органическом веществе доманиковых отложений // Геология и геофизика. 2021. № 2. С. 187–196. <https://doi.org/10.15372/GiG2020110> [*Burdel'naya N.S., Bushnev D.A.* A new indicator of the maturity of organic matter from domanik deposits // Russ. Geol. Geophys. 2021. V. 62. № 2. P. 149–156. DOI: 10.2113/RGG20194045].
22. *Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Шадрин А.Н., Фадеева Н.П., Смирнов М.Б.* Органическое вещество доманикитов Тимано-Печорского бассейна – условия проявления главной фазы нефтеобразования // Геология и геофизика. 2021. Т. 62. № 8. С. 1048–1055. <https://doi.org/10.15372/GiG2021104> [*Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Shadrin A.N., Fadeeva N.P., Smirnov M.B.* Organic matter of Domanik Deposits of the Timan–Pechora Basin: the oil window conditions // Russ. Geol. Geophys. 2021. V. 62. № 8. P. 859–865. <https://doi.org/10.2113/RGG20204303>].
23. *Данилевский С.А., Склярлова З.П., Трифачев Ю.М.* Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта, 2003. 298 с.
24. *Анищенко Л.А., Клименко С.С., Валяева О.В., Котик И.С.* Катагенез органического вещества осадочных толщ Омра-Сойвинского района // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2012. № 11. С. 23–26.
25. *Анищенко Л.А., Клименко С.С., Котик И.С.* Онтогенез углеводородов юга Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2014. № 10. С. 3–7.
26. *Анищенко Л.А., Котик И.С., Машин Д.О.* Формирование углеводородных систем в южной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции / Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России: материалы XVI Геол. съезда Респ. Коми. 2014. Т. III. С. 7–9.
27. *Смирнов М.Б., Фадеева Н.П., Ванюкова Н.А.* Дифференциация нефтей Татарстана по составу насыщенных биомаркеров // Геохимия. 2021. Т. 66. № 5. С. 436–449. <https://doi.org/10.31857/S0016752521050071> [*Smirnov M.B., Vanyukova N.A., Fadeeva N.P.* Differentiation of oils in Tatarstan based on the composition of saturated biomarkers // Geochem. Int. 2021. V. 59. № 5. P. 505–515. <https://doi.org/10.1134/S0016702921050074>].
28. *Waples D.W., Machihara T.* Biomarkers for geologists – a practical guide to the application of steranes and triterpanes in petroleum geology // AAPG Methods in explorations, N 9. The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, USA, 1991. 91 p.
29. *Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M.* The Biomarker Guide. 2nd Ed. Cambridge: Cambridge University Press, 2005. 1155 p.