

DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/20_2020

УДК 550.42:553.982.2(470.111)

Валяева О.В., Бушнев Д.А.

Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук – обособленное подразделение Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Коми научный центр Уральского отделения Российской академии наук» (ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, valyaeva@geo.komisc.ru, boushnev@geo.komisc.ru

ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕЙ ВАЛА ГАМБУРЦЕВА

Изучен состав циклических и ациклических углеводородов-биомаркеров, ароматических углеводородов и дибензотиофенов нефтей вала Гамбурцева. Углеводородный состав нефтей трёх исследованных месторождений - Черпаюского, Хасырейского и Недяюского, практически идентичен; эти нефти имеют общий источник исходного органического вещества. На основании комплекса полученных данных установлено, что нефти сформированы в материнских карбонатно-глинистых отложениях со значительным вкладом водорослевого исходного органического вещества. Вероятно, что нефти сингенетичны вмещающим силурийско-нижнедевонским отложениям. Термическая зрелость нефтей соответствует градации МК₂ преобразования органического вещества пород.

Ключевые слова: *силур - нижний девон, биомаркеры нефтей, ароматические углеводороды, дибензотиофены нефтей, вал Гамбурцева.*

Черпаюское, Хасырейское и Недяюское нефтяные месторождения, открытые в 80-х гг. 20-го века [Клещев, Шеин, 2010], территориально приурочены к валу Гамбурцева Варандей-Адзвинского нефтегазоносного района Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) и находятся в Арктической зоне Российской Федерации. По данным А.Н. Дмитриевского с соавторами, недра Арктической зоны России содержат 315,4 млрд. барр., или 45,06 млрд. т н. э., из них суша – 11,56 млрд. т н. э., шельф – 33,5 млрд. т [Дмитриевский, Ерёмин, Шабалин, 2018]. В Арктической части ТПП располагается 89 месторождений углеводородного (УВ) сырья. Изучение открытых месторождений и их промысловых характеристик весьма актуально для дальнейших работ и выявления новых залежей и месторождений в Арктической зоне России.

В тектоническом плане Варандей-Адзвинская структурная зона (ВАСЗ) отличается сложным строением и представлена тремя приразломными валами северо-западных простираний (Сорокина, Гамбурцева и Сарембой-Няртейягинским), разделенными Мореюской и Верхнеадзвинской депрессиями.

Согласно [Жарков и др., 2000] непосредственно вал Гамбурцева, расположенный в центре ВАСЗ, разделяет Мореюскую и Верхне-Адзвинскую депрессии. Это антиклинальный субмеридиональный дизпликат размером 100×5÷7 км, осложненный с запада и востока

взбросо-надвигами с падением плоскостей сместителей к оси вала. К северу от Нядейюской антиклинали ось вала испытывает быстрое погружение. На севере, за пределами территории, он сочленяется с Сарембой-Леккейягинским (Медынским) валом, на юге перекрыт надвигом Хоседаюского вала. Наличие автохтонных и аллохтонных блоков подтверждено бурением. Западный взбросо-надвиг падает на восток под углами 45-70°, восточный - более крутой. В аллохтоне, в направлении с севера на юг, выделены Нядейюская, Хасырейская и Черпаюская антиклинали. К антиклиналям приурочены одноименные нефтяные месторождения. Нядейюская антиклиналь (45×3÷4 км) в аллохтоне осложнена двумя куполами, разделенными небольшой седловиной. В ядре, под мезозойским чехлом, вскрыты нижнесреднекаменноугольные образования. Хасырейская антиклиналь (28×3 км) осложнена двумя куполами. В ядре, под мезойским чехлом, вскрыты ниже-среднекаменноугольные образования. Скв. 14, перебурившая западное крыло антиклинали, вскрыла в автохтоне разрез, аналогичный разрезу Верхне-Адзьвинской депрессии в скв. 11. Черпаюская антиклиналь (15×2 км) в аллохтоне имеет только северную периклиналь, южная – перекрыта аллохтонной пластиной Хоседаюского вала. Ядро сложено среднекаменноугольными образованиями [Жарков и др., 2000]. Продуктивные горизонты этих месторождений приурочены к верхнесилурийским и нижнедевонским отложениям.

Изучением данных нефтей с геохимической точки зрения занимались Л.А. Анищенко, Т.К. Баженова, Д.А. Бушнев, С.А. Данилевский, Т.А. Кирюхина, З.П. Складорова и др. Согласно [Данилов, Меньшин, Романов, 1993] типы залежей - пластовые, сводовые, тектонически экранированные. Основные пласты-коллекторы приурочены к известняково-доломитовой пачке овинпармского горизонта нижнего девона и представлены порово-кавернотрещиноватыми выщелоченными вторичными доломитами. Среднее значение пористости составляет 8-10%, эффективные мощности достигают 20,1-46,1 м. Геологическая характеристика месторождений вала Гамбурцева приведена в работе М.Б. Турукалова (табл. 1) [Турукалов, 2006]. Нефти - высокопарафинистые, смолистые, среднесернистые (табл. 2), классификация нефтей дана по Методическим рекомендациям по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов [Методические рекомендации..., 2016].

Материалы и методы исследования

Коллекция изученных нефтей включает пробы из 3 скважин, залегающих в интервале глубин 1987-2506 м.

Фракционирование нефти. Из навески нефти методом осаждения 40-кратным объёмом *n*-гексана выделены асфальтены, полученная мальтеновая фракция разделена на колонке с

оксидом алюминия на аполярную (масла, 50 мл 20%-го р-ра дихлорметана в *n*-гексане) и полярную (смолы, 50 мл смеси 1/1 этанол-бензол). Аполярная фракция разделена на колонке с силикагелем на фракции насыщенных УВ (элюент – *n*-гексан) и ароматическую (элюент – бензол).

Таблица 1

Геологическая характеристика месторождений вала Гамбурцева [Турукалов, 2006]

Месторождение	Залежь	Тип залежи	Размеры, км	Высота, м	ВНК, м	Эф. нефтенас. толщина, м
Нядеюское	Основная D ₁	Пластовая сводовая тектонически экранированная	13 x 2	217	-2283	21,7
	Южная D ₁		4 x 2,5	308	-2398	32,8
Хасырейская	S ₂		3,7 x 2,5	130	-2381	11,58
	D ₁		25 x 2	490	-2421	40,8
Черпаюская	D ₁ -S		21,5 x 3	508	-2341	22,1

Таблица 2

Параметры пластов и пластовой нефти (по [Турукалов, 2006])

Показатель	Месторождение			
	Нядеюское		Хасырейское	Черпаюское
	основная	южная		
Плотность нефти в стандартных условиях, г/см ³	0,859	0,860	0,862	0,867
Массовая доля парафинов, %	10,3	9,7	10,2	10,8
Массовая доля смол, %	8,6	8,8	9,9	10,3
Массовая доля асфальтенов, %	3,0	3,5	2,5	1,8
Массовая доля серы, %	0,85	0,83	0,68	0,77

Газохроматографический анализ (ГХ) выполнялся на приборе Кристалл-2000М. Колонка ДВ-5, 30 м * 0,32 мм, толщина слоя неподвижной фазы – 0,25 мкм. Температура программировалась от 110 до 300°C, со скоростью 5°C/мин. Температура инжектора и детектора - 300°C.

Хромато-масс-спектрометрия (ХМС) выполнялась на приборе Shimadzu 2010 Ultra. Колонка НР-5, 30 м * 0,25 мм, толщина слоя неподвижной фазы - 0,25 мкм. Температура программировалась от 110 до 300°C со скоростью 5°C/мин. Температура инжектора - 300°C, детектора - 250°C. Для стерановых УВ отстраивались масс-фрагментограммы по *m/z* 217 и 218, терпановых – *m/z* 191. Масс-хроматограммы ароматической фракции нефти построены по 141, 142, 155, 156 ионам для нафталинов, 178, 191, 205 ионам для фенантрена его метил- и диметилпроизводных, 91 и 92 ионам для алкилбензолов, 184 и 198 ионам для дибензотиофена и его метилпроизводных.

Результаты

Распределение алкановых и изопреноидных УВ. На хроматограммах, полученных методом ГХ, распределение *n*-алканов идентично для всех изученных нефтей: максимум в распределении приходится на *n*-C₁₅ и *n*-C₁₇ (табл. 3, рис. 1) с постепенным снижением концентраций *n*-алканов состава C₁₉–C₃₃. Содержание *n*-алканов состава C₁₂–C₁₈ варьирует от 45 до 50%. На долю высокомолекулярных алканов состава *n*-C₂₅–C₃₄ приходится до 23%. Для нефтей характерно незначительно преобладание *n*-C₁₅ и *n*-C₁₇ над соседними гомологами; коэффициенты нечётности $K_{нчC_{15}}=2 \cdot C_{15}/(C_{14}+C_{16})$ и $K_{нчC_{17}}=2 \cdot C_{17}/(C_{16}+C_{18})$ равны, соответственно, 1,11-1,20 и 1,37-1,38. Отношение *n*-C₁₇ к *n*-C₂₇ находится в пределах 2,48-3,31.

Значение коэффициента нечётности высокомолекулярных *n*-алканов $K_{нчC_{29}}$, рассчитанное по формуле $2 \cdot C_{29}/(C_{28}+C_{30})$, не превышает 1 (0,89-0,95). Коэффициент нечетности CPI (Carbon Preference Index) - чуть больше единицы.

Среди изо-алканов идентифицированы *i*-C₁₅, *i*-C₁₆, *i*-C₁₈, Pr и Ph. В наибольших концентрация присутствует фитан. В целом содержание изо-алканов не велико (изо/*n*-алканы – 0,13-0,15). Отношение пристана к фитану (Pr/Ph) – 0,79-0,83. Значения коэффициента $(Pr+Ph)/(C_{17}+C_{18})$, а также отношений Pr/C₁₇ и Ph/C₁₈ во всех нефтях практически идентичны и не превышают единицу.

Распределение стерановых и гопановых УВ

В нефтях также изучен состав полициклических УВ-биомаркеров, которые несут в себе важную информацию о составе исходного органического вещества (ОВ) нефтей, условиях его накопления и термической преобразованности [Peters, Walters, Moldowan, 2005]. Их распределение и полученные коэффициенты приведены в табл. 3.

Распределение стеранов состава C₂₇–C₂₉ однотипно и показано на масс-хроматограмме, построенной по $m/z = 217$ (рис. 2а). Холестан (C₂₇) и метилхолестан (C₂₈) присутствуют в нефтях в одинаковых концентрация: на их долю приходится по 30%.

Наблюдается небольшое преобладание этилхолестана (C₂₉) над соседними гомологами, его содержание в нефтях составляет 40%. Отношение концентраций стереоизомеров 20S/20S+20R, рассчитанное для C₂₉ стерана (K₁), - меньше 0,5, также меньше 0,5 и коэффициент K₂ ($\alpha\beta\beta/\alpha\beta\beta+\alpha\alpha\alpha$ C₂₉ стераны).

Стерановые УВ изученных нефтей представлены как регулярными, так и перегруппированными соединениями (диастеранами). Величина отношения диастеранов к регулярным стеранам (диа/рег) составляет 0,51-0,5.

Распределение терпанов представлено на масс-хроматограммах по $m/z = 191$ (рис. 2б), где четко идентифицируются трициклические УВ, гопаны, моретан. Нефти характеризуются низким содержанием трициклических УВ (отношение три/пента составляет 0,07-0,09).

Таблица 3

**Характеристика нефтей по данным газохроматографического анализа
и хромато-масс-спектрометрии**

Показатель/ Месторождение	Нядеюское	Хасырейское	Черпаюское
Возраст	D ₁	S ₂ -D ₁	D ₁
алканы и изопреноиды			
$\sum_{H-C_{11}-C_{18}}$	45,00	44,76	49,83
$\sum_{H-C_{19}-C_{24}}$	33,27	32,73	31,93
$\sum_{H-C_{25}-C_{34}}$	21,73	22,51	18,24
изо/ <i>n</i> -алканы	0,13	0,14	0,15
Pr/Ph	0,79	0,81	0,83
(Pr+Ph)/(<i>n</i> -C ₁₇ + <i>n</i> -C ₁₈)	0,47	0,47	0,48
<i>n</i> -C ₁₇ / <i>n</i> -C ₂₇	2,48	2,64	3,31
Pr/ <i>n</i> -C ₁₇	0,34	0,34	0,35
Ph/ <i>n</i> -C ₁₈	0,66	0,66	0,67
K _{нч} C ₁₅	1,18	1,20	1,11
K _{нч} C ₁₇	1,37	1,38	1,38
K _{нч} C ₂₉	0,90	0,95	0,89
C ₃₁ /C ₁₉	0,16	0,26	0,13
CPI	1,04	1,03	1,03
стераны и терпаны			
$\alpha\beta\beta$ стераны C ₂₇ : C ₂₈ : C ₂₉	30 : 30 : 40	29 : 31 : 40	30 : 30 : 40
Диа/рег	0,50	0,51	0,47
Стераны/гопаны	0,14	0,14	0,14
Г ₂₉ /Г ₃₀	0,78	0,79	0,80
Три/пента	0,09	0,08	0,07
C ₃₅ /($\sum C_{31-35}$)	0,14	0,14	0,14
*K ₁	0,44	0,48	0,49
**K ₂	0,48	0,47	0,47
$\beta\alpha$, % C ₃₀	7,57	8,10	7,89
22S/22S+22R	0,58	0,59	0,59
Ts/Tm	1,04	1,02	1,03
ароматические и расчетные данные			
MPI-1	0,55	0,56	0,54
Ro, расчёт, %	0,70	0,71	0,69
4-MDBT/1-MDBT	2,68	2,70	2,72
T _{max} , расчёт, °C	436	437	437
АБ 2*C ₂₁ /(C ₂₀ +C ₂₂)	10,35	10,31	10,57
АБ 2*C ₂₃ /(C ₂₂ +C ₂₄)	3,92	4,07	3,87

*K₁ = 20S/20S+20R (C₂₉ 5 α (H), 14 α (H), 17 α (H) стераны); **K₂ = abb/abb+aaa (C₂₉ 5 α (H), 14 β (H), 17 β (H)- и 5 α (H), 14 α (H), 17 α (H)-стераны).

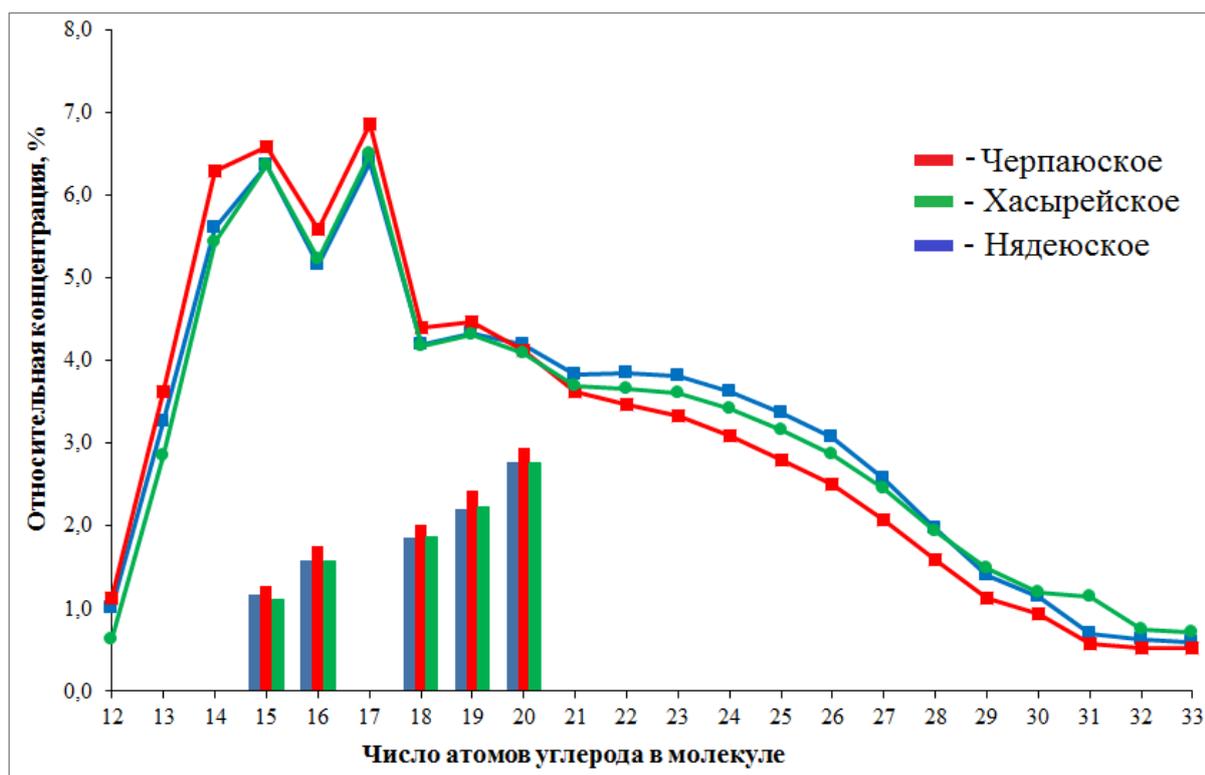


Рис. 1. Гистограмма распределения *n*-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции нефтей

$17\alpha H$ -22,29,30-трисноргопан (Тм) и $18\alpha H$ -22,29,30-триснорнеогпан (Тс) в нефтях присутствуют практически в одинаковых концентрациях. Отношение Тс/Тм – 1,02-1,04. Гопаны представлены соединениями от Г₂₇ до Г₃₅. Распределение $\alpha\beta$ гопанов состава С₃₁-С₃₅, так называемый гомогопановый индекс (С₃₅/С₃₁-С₃₅), характеризуется низкими значениями – 0,14. Соотношение адиантана (С₂₉) к гопану С₃₀ практически одинаково для всех нефтей и меньше 1. Коэффициент 22S/22S+22R, рассчитанный для гомогопана С₃₁, не превышает 0,6. Концентрация моретана ($\beta\alpha$, С₃₀) достигает 8% от нефтяного $\alpha\beta$ гопана.

Распределение полициклических ароматических УВ

Среди компонентов ароматической фракции изученных нефтей идентифицированы обычные нафталины, фенантрены, алкилбензолы (АБ), производные тиофена и т.д. Коэффициенты, отражающие соотношения между концентрациями отдельных УВ и широко применяемые в геохимических исследованиях, практически идентичны в трёх пробах нефти (см. табл. 3). Значения метилфенантренового индекса $MPI-1=1,5[(2-MP)+(3-MP)]/[P+(1-MP)+(9-MP)]$ равны 0,54-0,56. Отношение 4-MDBT/1-MDBT (метилдибензотиофены) изменяется от 2,68 до 2,72.

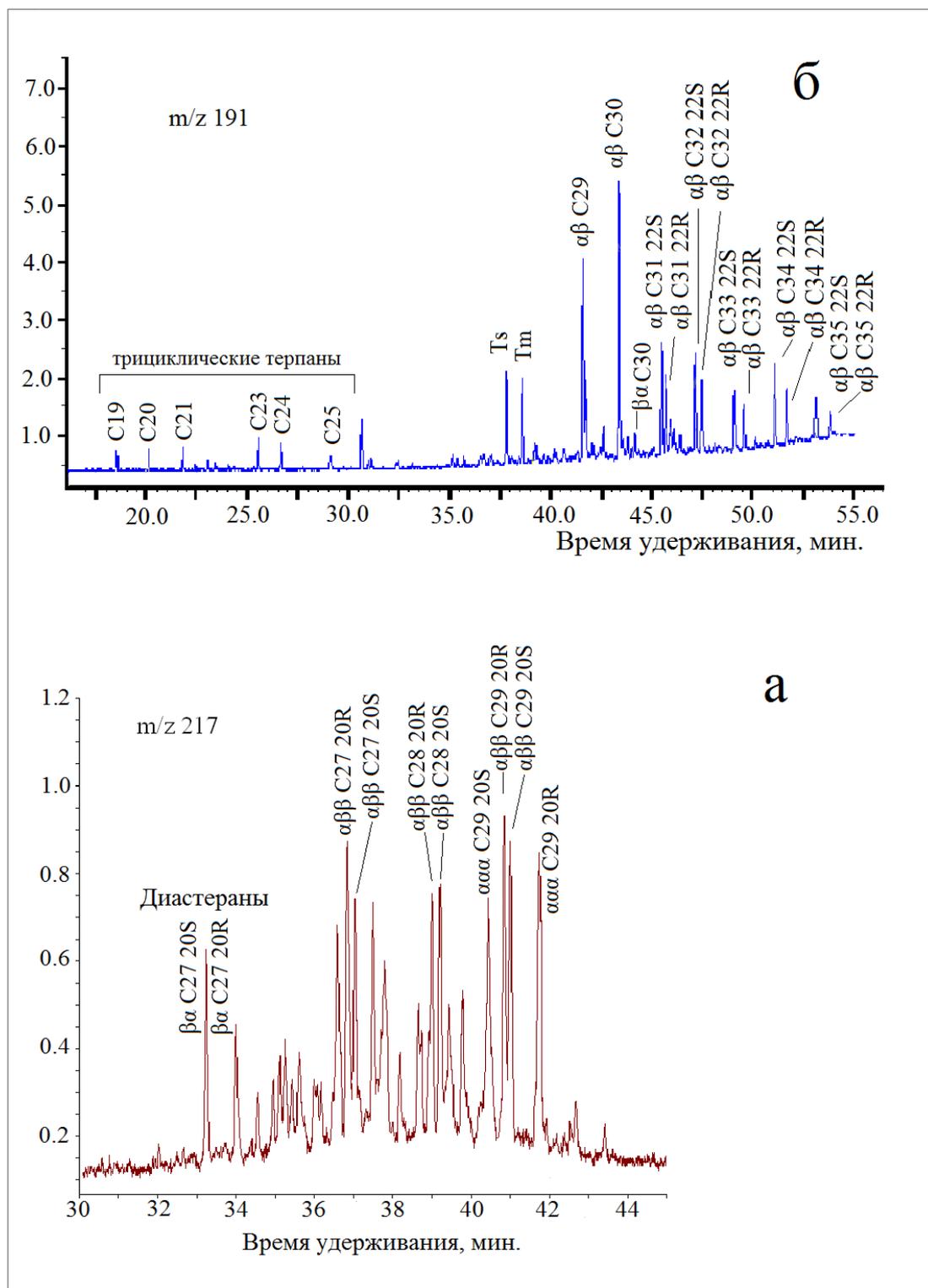


Рис. 2. Типичное распределение стерановых (а) и терпановых (б) углеводородов на масс-хроматограммах алифатической фракции Няеюского месторождения нефти, построенное по ионам 217 и 191 соответственно

Недавно Д.А. Бушневым с соавторами предложены коэффициенты, отражающие соотношения алкилбензолов $2 \cdot C_{21}/C_{20}+C_{22}$ и $2 \cdot C_{23}/C_{22}+C_{24}$, демонстрирующие доминирование в составе алкилбензолов этих двух УВ, так же представленные в табл. 3 [Бушнев и др., 2017]. Из рис. 3. и табл. 3 следует, что для нефтей вала Гамбурцева характерно

выраженное доминирование обоих этих УВ. Среди ранее изученных нефтей верхнего девона ТПП аналогичное распределение *n*-алкилбензолов характерно для ряда залежей из северной части Варандей-Адзвинской зоны [Бушнев и др., 2017; Бушнев, Валяева, 2015]. Кроме того, совсем недавно показано, что изотопный состав углерода алкилбензола состава C₂₁ и алкилнафталина состава C₂₁ закономерно отличается в нефтях из верхнего девона ТПП [Бушнев, Валяева, Бурдельная, 2019; Бушнев, Бурдельная, Валяева, 2020]. В случае нефтей вала Гамбурцева распределение 1-*n*-алкилнафталинов также повторяет распределение *n*-алкилбензолов в части доминирования C₂₁ и C₂₃ гомологов.

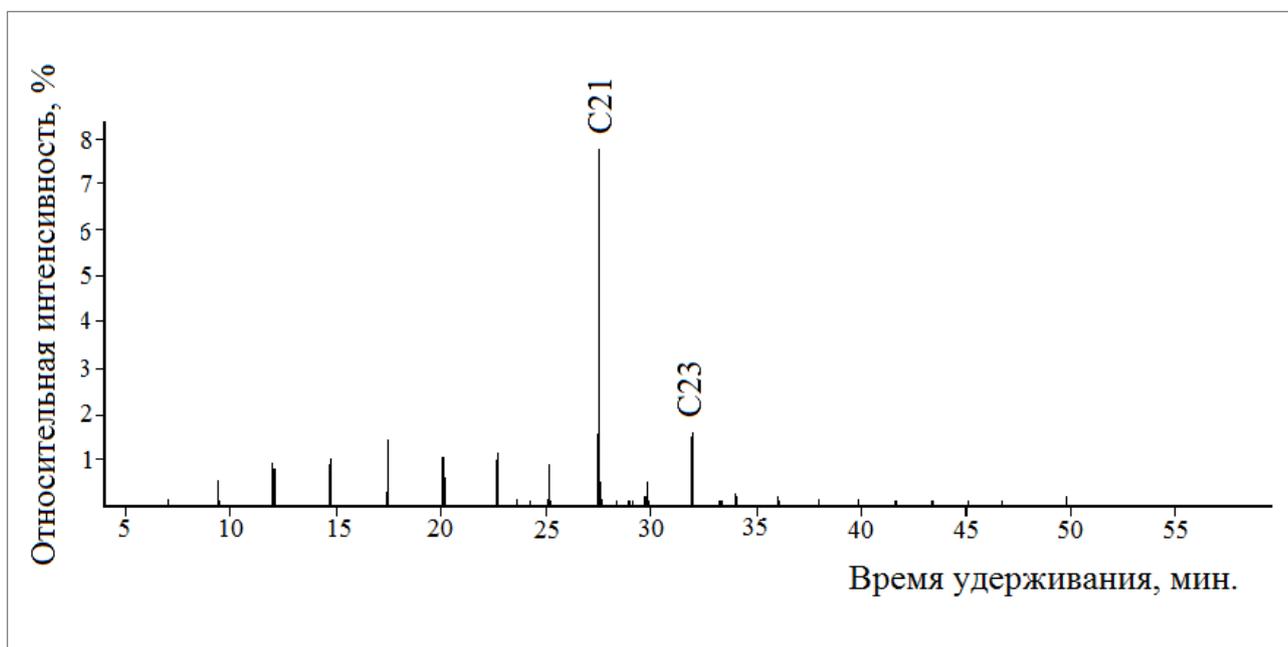


Рис. 3. Масс-фрагментограмма ароматической фракции нефти Хасырейского месторождения по 92-му иону (*n*-алкилбензолы)

Обсуждение результатов

Распределение алкановых УВ в изученных нефтях свидетельствует о том, что накопление исходного ОВ происходило в морских условиях. Значения $(Pr+Ph)/(n-C_{17}+n-C_{18})$ находятся в интервале 0,1-0,2, что характерно для нефтей, генетически связанных с «морским» ОВ. $K_{нч}C_{15}$ и $K_{нч}C_{17}$ указывают на вклад водорослевого ОВ в состав исходной биомассы. Значение коэффициента нечетности высокомолекулярных *n*-алканов $K_{нч}C_{29}$ (< 1) указывает на то, что источником нефтей являлось сапропелевое ОВ, формирование которого проходило в восстановительных условиях. Подтверждением этому служат значения отношения C_{31}/C_{19} ($< 0,3$). Распределение $\alpha\beta$ стеранов состава C₂₇–C₂₉ характерно для исходного ОВ, осадконакопление которое происходило в прибрежно-морских обстановках.

Для оценки вклада водорослевых и бактериальных организмов используют соотношение

стераны/гопаны [Peters, Moldowan, 1993]. Отношение суммы стерановых к сумме гопаных УВ составляет 0,14, что свидетельствует о незначительной или умеренной бактериальной переработке исходного ОБ в раннем диагенезе.

Одним из показателей фациальных условий осадконакопления [Brassell, Fu Jiamo, Eglinton, 1984; Петров, 1991] является величина отношения диастеранов к регулярным стеранам (диа/рег). Значения отношения диа/рег (0,47-0,51) подтверждает генерацию нефти в карбонатно-глинистых исходных нефтематеринских породах, что также подтверждается значениями отношения норгопана C_{29} к гопану C_{30} ($\Gamma_{29}/\Gamma_{30} - 0,78-0,80$), используемого в качестве литологического индикатора исходных нефтематеринских пород [Peters, Moldowan, 1993]. Концентрация гопана C_{34} превышает концентрацию гопана C_{33} , что связано с участием морских карбонатов [Петров, 1994].

Значения отношения Pr/Ph (менее единицы), коэффициента нечетности высокомолекулярных *n*-алканов $K_{нч}C_{29}$ (0,89-0,95), а также гомогопанового индекса $C_{35}/C_{31}-C_{35}$ (0,14), рассчитанного для $\alpha\beta$ гопанов состава $C_{31}-C_{35}$, указывают на существование восстановительных условий осадконакопления исходного ОБ в раннем диагенезе.

Для диагностики зрелости нефтей часто используют коэффициент нечетности CPI, соотношение между исходными биологическими стеранами (конфигурация $\alpha\alpha$ 20R) состава C_{29} и новообразованными в результате катагенетических процессов изостеранами ($\alpha\beta\beta$ 20R+20S) (коэффициент K_1), отношение геостеранов – $5\alpha(H)14\beta(H)17\beta(H)$ к биостеранам – $5\alpha(H)14\alpha(H)17\alpha$ (коэффициент K_2), относительное содержание моретана ($\beta\alpha C_{30}$), коэффициент $22S/22S+22R$ и отношение Ts/Tm , а также коэффициенты, рассчитанные по полициклическим ароматическим УВ: метилфенантреновый индекс (MPI-1) и отношение метилдибензотиофенов (4-/1-МДБТ).

CPI практически равен единице, что характеризует нефть как зрелую. Значения соотношения Ts/Tm присуще зрелым нефтям. Судя по значениям коэффициентов K_1 и K_2 катагенез ОБ, продуцирующего данные нефти, соответствует градации МК₂ [Peters, Walters, Moldowan, 2005].

Значения метилфенантренового индекса $MPI-1 = 0,54-0,56$, что согласно известной [Radke, Welte, Willsch, 1986] зависимости позволяет соотнести зрелость нефтей с отражательной способностью витринита 0,69-0,71%. Одним из показателей катагенеза является отношение 4-MDBT/1-MDBT. Для него установлена корреляционная связь со значением T_{max} в пиролизе Rock-Eval [Radke, 1988]. Данные, полученные с помощью соотношения 4-/1-MDBT, существенно не отличаются от данных по MPI-1. Перерасчёт отношения 4-/1-MDBT на величину T_{max} позволил оценить зрелость нефти как эквивалентную

величине T_{\max} пород в интервале 436-437°C.

Согласно Л.А. Анищенко с соавторами, нефти из отложений нижнего девона ВАСЗ относятся к силурийско-нижнедевонскому генотипу [Геология природных..., 1994]. Нефти характеризуются сапропелевым типом исходного ОВ. Выделяются два подтипа: «морской», который характеризуется пониженной концентрацией высокомолекулярных *n*-алканов ($C_{31}/C_{19}=0,2$) и повышенным содержанием стеранов C_{27} , и «лагунно-морской», имеющий отношение $C_{31}/C_{19} > 0,4$.

В работе Т.А. Кирюхиной приведена геохимическая типизация для нефтей Тимано-Печорского бассейна, основанная на распределении *n*-алканов и изопреноидов, согласно которой нефти из нижнедевонских коллекторов Черпаюского и Нядейюского месторождений относятся к типу II [Кирюхина, 1995]. «Нефти II типа характеризуются наличием двух максимумов на кривой молекулярно-массового распределения: первый приурочен к нечетным низкомолекулярным *n*-алканам C_{15} , C_{17} и C_{19} , второй отмечен для УВ состава C_{22} - C_{28} с незначительным преобладанием в последних четных гомологов. По физико-химическим параметрам нефти относятся к утяжеленным и тяжелым (868-903 кг/м³), они содержат 10,0-24,0% легких фракций, до 15% – смолисто-асфальтеновых компонентов и много парафинов (до 13%).» [Кирюхина, 1995]. В состав данных нефтей, по мнению автора, внесли свой вклад как морские, так и континентальные нефтематеринские отложения. Для исследованных авторами нефтей на хроматограммах насыщенной фракции УВ не наблюдается максимума *n*-алканов в высокомолекулярной области, однако, некоторые коэффициенты имеют значения, характерные для нефтей II типа. Так, по Т.А. Кирюхиной для нефтей данного геохимического типа $i-C_{19}/i-C_{20}$ лежит в интервале 0,4–0,8, $(i-C_{19}+i-C_{20})/(n-C_{17}+n-C_{18}) - 0,3-0,7$, $i-C_{19}/n-C_{17} - 0,2-0,5$, а $i-C_{20}/n-C_{18} - 0,4-0,8$.

Заключение

Нефти из резервуаров вала Гамбурцева имеют набор геохимических признаков, анализ которых позволяет заключить следующее. Нефти всех трёх месторождений не имеют никакой заметной разницы между собой, они генетически едины и характеризуются идентичным уровнем термической зрелости.

Все изученные показатели термической зрелости позволяют отнести нефти вала Гамбурцева к нефтям главной фазы нефтеобразования. Вероятно, что генерация нефтей произошла в породах, ОВ которых достигло градации катагенеза МК₂. Данные по полициклическим биомаркерам дают немного более низкую оценку зрелости, чем показатели по ароматическим (фенантрены и дибензотиофены) соединениям.

Нефти Нядейюского, Черпаюского и Хасырейского месторождений образованы ОВ

морских карбонатно-глинистых толщ силурийско-нижнедевонских отложений в основном из альго-планктонного ОВ. Не исключена некоторая доля континентального ОВ.

Уникальной и пока необъяснимой особенностью нефтей региона является распределение *n*-алкилбензолов с доминированием УВ состава C₂₁ и C₂₃.

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные критические замечания и рекомендации, которые способствовали улучшению содержания статьи.

Геохимические исследование выполнены в ЦКП «Геонаука».

Литература

Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Валяева О.В. *n*-алкилбензол и 1-*n*-алкилнафталин состава C₂₁ в нефтях: изотопный эффект при циклизации/ароматизации? // Геохимия. - 2020. - Т 65. - №1. - С. 59-63. DOI: <https://doi.org/10.31857/S0016752520010033>

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. DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG20170306>

Бушнев Д.А., Валяева О.В. *n*-Алкилбензолы и 1-*n*-алкилнафталины в ряде нефтей позднедевонского возраста Тимано-Печорской провинции // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2015. – № 10. – С. 17–20.

Бушнев Д.А., Валяева О.В., Бурдельная Н.С. Изотопный состав углерода нефтей нижнего палеозоя северной части Тимано-Печорского бассейна // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2019. – №7. – С. 3–4. DOI: <https://doi.org/10.19110/2221-1381-2019-7-3-7>

Геология природных углеводородов Европейского Севера России (флюидные углеводородные системы) / Л.А. Анищенко, Л.З. Аминов, В.А. Дедеев, Л.А. Мельникова, С.Н. Павлова, С.А. Забоева. – Сыктывкар, 1994. – 179 с.

Данилов В.Н., Меньшин А.Г., Романов И.Е. Перспективы нефтегазоносности нижнедевонских отложений Тимано-Печорской провинции // Геология нефти и газа. – 1993. – №9. – С. 17–21.

Дмитриевский А.Н., Ерёмин Н.А., Шабалин Н.А. Арктический потенциал Оценки нефтегазоносности шельфа Сибирской платформы // Нефть России. – 2018. – №5. – С. 9–13.

Жарков В.А., Налимов Н.В., Романова Н.В., Патратий Л.Е., Губенок Г.П., Имамбаев Ф., Тимофеева С.А. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200000. Издание второе. Серия Полярно-Уральская. Листы Q-41-I, II. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2000. – 70 с.

Кирюхина Т.А. Типы нефтей Тимано-Печорского бассейна // Вестник МГУ. Сер. 4, Геология. –1995. – №2. – С. 39–49.

Клещев К.А., Шеин В.С. Нефтяные и газовые месторождения России. Справочник в двух книгах. Книга первая – Европейская часть России. – М.: ВНИГНИ, 2010. – 832 с.

Методические рекомендации по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждены Распоряжением Министерства природных ресурсов России от 01.02.2016 № з-р), 2016. - 32 с.

Петров Ал.А. Геохимическое значение стеранов. Научно-прикладные аспекты геохимии нефти и газа. – М.: ИГИРГИ, 1991. – С. 21–30.

Петров Ал.А. Биометки и геохимические условия образования нефтей России // Геология нефти и газа. – 1994. – №6. – С. 13-19.

Турукалов М.Б. Анализ проблемы отложения тяжелых органических соединений на примере месторождений вала Гамбурцева // Физико-химический анализ свойств многокомпонентных систем. - 2006. - №4. - <https://fh.kubstu.ru/fams/issues/issue04/st0401.pdf>

Brassell S.C., Fu Jiamo, Eglinton G. Isomerisation, rearrangement and aromatisation of steroids in distinguishing early stages of diagenesis // Org. Geochem. – 1984. – Vol. 6. – P. 11–23.

Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. – New Jersey: Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1993. – 363 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. 2nd ed. V. 2. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – 1156 p.

Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils // Mar. Petrol. Geol. – 1988. – Vol. 5. – P. 224–236.

Radke M., Welte D.H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type // Org. Geochem. – 1986. – Vol. 10. – P. 51–63.

Valyaeva O.V., Bushnev D.A.

Institute of Geology FRC Komi SC UB RAS, Syktyvkar, Russia, valyaeva@geo.komisc.ru,
boushnev@geo.komisc.ru

GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF GAMBURTSEV SHAFT OILS

The composition of cyclic and acyclic hydrocarbon biomarkers, aromatic hydrocarbons and dibenzothiophenes of the oils of the Gamburtsev shaft was investigated. The hydrocarbon composition of the oils of the three studied fields - Cherpayu, Khasyrey and Nyadeyu is almost identical; these oils share a common source of organic matter. Based on the complex of the obtained data, it was found that the oils were produced by carbonate-clay source rocks with a significant contribution of the algal initial organic matter. It is likely that the oils are syngenetic to the host Silurian-Lower Devonian. The thermal maturity of the oils corresponds to the oil window peak.

Keywords: Silurian - Lower Devonian, oil biomarkers, aromatic hydrocarbons, oil dibenzothiophenes, Gamburtsev shaft.

References

Brassell S.C., Fu Jiamo, Eglinton G. Isomerisation, rearrangement and aromatisation of steroids in distinguishing early stages of diagenesis. *Org. Geochem.*, 1984, vol. 6, pp. 11-23.

Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Valyaeva O.V. *N-alkilbenzol i 1-n-alkilnaftalin sostava S21 v neft'yakh: izotopnyy effekt pri tsiklizatsii/aromatizatsii?* [N-alkylbenzene and 1-n-alkylnaphthalene of composition C21 in oils: isotopic effect during cyclization / aromatization?]. *Geokhimiya*, 2020, vol. 65, no. 1, pp. 59-63. DOI: <https://doi.org/10.31857/S0016752520010033>

Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Valyaeva O.V., Derevesnikova A.A. *Geokhimiya neftey pozdnego devona Timano-Pechorskogo basseyna* [Petroleum geochemistry of the Late Devonian of the Timan-Pechora basin]. *Geologiya i geofizika*, 2017, vol. 58, no. 3-4, pp. 410-422. DOI: <https://doi.org/10.15372/GiG20170306>

Bushnev D.A., Valyaeva O.V., Burdel'naya N.S. *Izotopnyy sostav ugleroda neftey nizhnego paleozoya severnoy chasti Timano-Pechorskogo basseyna* [Carbon isotope composition of the Lower Paleozoic oils in the northern part of the Timan-Pechora basin]. *Vestnik IG Komi NTS UrO RAN*, 2019, no. 7, pp. 3-4. DOI: <https://doi.org/10.19110/2221-1381-2019-7-3-7>

Bushnev D.A., Valyaeva O.V. *n-Alkilbenzoly i 1-n-alkilnaftaliny v ryade neftey pozdnedevonskogo vozrasta Timano-Pechorskoy provintsii* [n-Alkylbenzenes and 1-n-alkylnaphthalenes in a number of oils of the late Devonian of the Timan-Pechora province]. *Vestnik IG Komi NTS UrO RAN*, 2015, no. 10, pp. 17-20.

Danilov B.H., Men'shin A.G., Romanov I.E. *Perspektivy neftegazonosnosti nizhnedevonskikh otlozheniy Timano-Pechorskoy provintsii* [Prospects for the oil and gas potential of the Lower Devonian of the Timan-Pechora province]. *Geologiya nefti i gaza*, 1993, no. 9, pp. 17-21.

Dmitrievskiy A.N., Eremin N.A., Shabalin N.A. *Arkticheskiy potentsial Otsenki neftegazonosnosti shel'fa Sibirskoy platformy* [The arctic potential of the petroleum potential of the Siberian Platform Shelf]. *Neft' Rossii*, 2018, no. 5, pp. 9-13.

Geologiya prirodnykh uglevodorodov Evropeyskogo Severa Rossii (flyuidnye uglevodorodnye sistemy) [Geology of natural hydrocarbons in the European Northern part of Russia (fluid hydrocarbon systems)]. L.A. Anishchenko, L.Z. Aminov, V.A. Dedeyev, L.A. Mel'nikova, S.N. Pavlova, S.A. Zaboyeva, Syktyvkar, 1994, 179 p.

Kiryukhina T.A. *Tipy neftey Timano-Pechorskogo basseyna* [Oils types of the Timan-Pechora basin]. *Vestnik MGU. Ser. 4, Geologiya*, 1995, no. 2, pp. 39-49.

Kleshchev K.A., Shein V.S. *Neftyanye i gazovye mestorozhdeniya Rossii. Spravochnik v dvukh knigakh. Kniga pervaya – Evropeyskaya chast' Rossii* [Oil and gas fields of Russia. Handbook in two books. Book One - The European Part of Russia]. Moscow: VNIGNI, 2010, 832 p.

Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu Klassifikatsii zapasov i resursov nefti i goryuchikh gazov (utverzhdeny Rasporyazheniem Ministerstva prirodnykh resursov Rossii ot

01.02.2016 № z-r) [Guidelines for the application of the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases (approved by the Order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated 01.02.2016 No. sp.]. 2016, 32 p.

Peters K.E., Moldowan J.M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments. New Jersey: Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1993, 363 p.

Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The Biomarker Guide II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. 2nd ed. V. 2. Cambridge: Cambridge University Press, 2005, 1156 p.

Petrov A.I.A. *Biometki i geokhimicheskie usloviya obrazovaniya neftey Rossii* [Biomarkers and geochemical conditions of oils formation in Russia]. *Geologiya nefi i gaza*, 1994, vol. 6. pp. 13-19.

Petrov A.I.A. *Geokhimicheskoe znachenie steranov. Nauchno-prikladnye aspekty geokhimii nefi i gaza* [Geochemical value of steranes. Scientific and applied aspects of oil and gas geochemistry]. Moscow: IGIRGI, 1991, pp. 21-30.

Radke M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils. *Mar. Petrol. Geol.*, 1988, vol. 5, pp. 224-236.

Radke M., Welte D.H., Willsch H. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type. *Org. Geochem.*, 1986, vol. 10, pp. 51-63.

Turukalov M.B. *Analiz problemy otlozheniya tyazhelykh organicheskikh soyedineniy na primere mestorozhdeniy vala Gamburtseva* [Analysis of the problem of deposition of heavy organic compounds on the example of the Gamburtsev shaft fields]. *Fiziko-khimicheskiy analiz svoystv mnogokomponentnykh system*, 2006, no. 4. - <https://fh.kubstu.ru/fams/issues/issue04/st0401.pdf>

Zharkov V.A., Nalimov N.V., Romanova N.V., Patraty L.E., Gubenok G.P., Imambaev F., Timofeeva S.A. *Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii masshtaba 1:200000. Izdanie vtoroe. Seriya Polyarno-Ural'skaya. Listy Q-41-I, II. Ob'yasnitel'naya zapiska* [State geological map of the Russian Federation on the scale of 1: 200 000. Second edition. Series Polar-Ural. Sheets Q-41-I, II.]. St. Petersburg: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI, 2000, 70 p.

© Валяева О.В., Бушнев Д.А., 2020

