

Геохимическая характеристика нефтей из отложений нижнего палеозоя Варандей-Адзвинской структурной зоны Печорской синеклизы

О.В. Валяева, Д.А. Бушнев

Институт геологии имени академика Н.П. Юшкина
ФИЦ Коми НЦ УрО РАН,
г. Сыктывкар
valyaeva@geo.komisc.ru, oval71@mail.ru
boushnev@geo.komisc.ru

Аннотация

Изучен углеводородный состав нефтей отложений ордовикско-нижнедевонского карбонатного нефтегазоносного комплекса в северной части Тимано-Печорской провинции. По составу нормальных алканов исследуемые нефти уверенно делят на две группы. Первая группа характеризуется доминированием гомолога C_{17} среди n -алканов, характерного для органического вещества морских карбонатов, а вторая группа – C_{17} и C_{19} с резким снижением содержания $C_{20} + n$ -алканов (что является признаком особого ОВ морских карбонатов – водорослей *G. Prisca*). Генетические показатели, определяемые по распределению полициклических биомаркеров, например, соотношение $\alpha\beta$ стеранов состава $C_{27}:C_{28}:C_{29}$ также свидетельствуют о том, что нефти I и II типов имеют несколько иной состав исходного ОВ, но характеризуются близкими условиями осадконакопления исходного ОВ, которое происходило в мелководно-морских обстановках. Показатели термической зрелости позволяют отнести изученные нефти к нефтям главной фазы нефтеобразования. Вероятно, что генерация нефтей произошла в породах, органическое вещество которых достигло градации катагенеза MK_2 . Данные по полициклическим биомаркерам дают немного более низкую оценку зрелости, чем показатели по ароматическим (фенантрены и дибензотиофены) соединениям.

Ключевые слова:

биомаркеры, нефть, Варандей-Адзвинская структурная зона, нижний палеозой

Введение

В настоящее время изучение Арктической зоны относится к числу приоритетных направлений исследований как в России, так и за рубежом. В Арктической части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) располагается 89 месторождений углеводородного (УВ) сырья. Для дальнейших работ и выявления новых залежей и месторождений в Арктической зоне России весьма актуаль-

Geochemical characteristics of oils from the lower paleozoic deposits of the Varandei-Adzva structural zone of the Pechora syneclyse

O.V. Valyaeva, D.A. Bushnev

Institute of Geology named after academician N. P. Yuskin, Komi Science Centre, Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar
valyaeva@geo.komisc.ru, oval71@mail.ru
boushnev@geo.komisc.ru

Abstract

The hydrocarbon composition of oils from the Ordovician-Lower Devonian carbonate oil and gas complex in the northern part of the Timan-Pechora province has been studied. According to the composition of normal alkanes, the studied oils are confidently divided into two groups. The first group is characterized by the dominance of the C_{17} homologue among n -alkanes, which is characteristic of the organic matter of marine carbonates, and the second group is characterized by C_{17} and C_{19} predominance with a sharp decrease in the content of $C_{20} + n$ -alkanes (which is a sign of a special OM of marine carbonates – algae *G. Prisca*). Genetic indicators determined by the distribution of polycyclic biomarkers, for example, the ratio of $\alpha\beta$ steranes of the composition $C_{27}:C_{28}:C_{29}$, also indicate that oils of types I and II have a slightly different composition of the initial OM, but are characterized by close conditions of sedimentation of the initial OM, which occurred in shallow sea environments. The indicators of thermal maturity make it possible to attribute the studied oils to the peak of oil window. It is probable that the generation of oils occurred in rocks whose organic matter reached the catagenesis grade MK_2 . Data for polycyclic biomarkers give slightly lower maturity scores than those for aromatic (phenanthrenes and dibenzothiophenes) compounds.

Keywords:

biomarkers, oil, Varandei-Adzva structural zone, Lower Paleozoic

ном является изучение уже открытых месторождений и их промысловых характеристик.

Нами были изучены нефти Варандейского, Наульского, Лабаганского, Черпаюского, Хасырейского, Нядейюского, Тобойского, Мядсейского и Западно-Леккейягинского месторождений из отложений силура и нижнего девона Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области, рас-

положенной в северо-восточной части ТПНГП. Соответствующая ей сложно построенная одноименная структура первого порядка северо-западного простирания имеет размеры 180 x 80 км, сужается к северу и погружается под воды Печорского моря [1]. В ее составе на суше выделяются структуры второго порядка: валы Сорокина и Гамбурцева, Сарембой-Леккейягинская зона, Мореюская и Верхнеадзвинская депрессии. Валы представлены в виде вытянутых линейных структур, разбитых тектоническими блоками.

Вал Сорокина ограничивает Варандей-Адзвинскую структурную зону (ВАСЗ) на западе от Хорейверской впадины и простирается в северо-западном направлении более чем на 200 км при ширине от 8 до 12 км. Амплитуда вала не превышает 700 м по подошве доманика, достигая максимума в районе Седьягинской структуры. От нее вал погружается как в северном, так и в южном направлениях. Вал Сорокина ограничен с запада и востока на всем протяжении разрывными нарушениями, но они прослеживаются не по всем горизонтам осадочного чехла. Всего в пределах вала Сорокина выделяется 12 локальных структур, разделенных небольшими седловинами. В северной части вала расположены Варандейская, Торавейская, Южно-Торавейская, Наульская и Лабоганская структуры, к которым приурочены одноименные месторождения [2].

Согласно работе [3], вал Гамбурцева, расположенный в центре ВАСЗ, разделяет Мореюскую и Верхнеадзвинскую депрессии. Это антиклинальный субмеридиональный дизъюнктив размером 100 x 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.

Сарембой-Леккейягинская зона (180 x 20 км) ограничивает Варандей-Адзвинскую зону с востока, представляет собой сложнодислоцированную структуру северо-западной ориентировки. Вал простирается в северо-западном направлении на расстояние до 150 км при ширине до 20 км. Он состоит из двух практически параллельных систем поднятий, разделенных седловиной: Нятейягинского вала, включающего в себя Вашуткинскую, Талотинскую, Томяхинскую, Северо-Томяхинскую и Усть-Талотинскую локальные структуры, и Сарембойского вала с Южно-Сарембойской, Сарембойской, Северо-Сарембойской, Западно-Леккейягинской, Леккейягинской, Енганехойской, Северо-Енганехойской и Хайпудырской локальными структурами. В северной части Сарембойского вала выделяются Южно-Мядсейская, Мядсейская, Тобойская, Медынская и Перевозная структуры [4].

Материал и методы исследования

Фракционирование нефти. Из навески нефти методом осаждения 40-кратным объемом *n*-гексана были выделены асфальтены, полученную мальтеновую фракцию разделили 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). Аполярная фракция была разделена на колонке с силикагелем на фракции насыщенных углеводородов (элюент – *n*-гексан) и ароматическую (элюент – бензол).

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

Хромато-масс-спектрометрия (ХМС) осуществлялась на приборе Shimadzu 2010 Ultra. Колонка HP-5, 30 м * 0,25 мм, толщина слоя неподвижной фазы – 0,25 мкм. Температуры: программировалась от 110 до 300°С со скоростью 5°С/мин. Температура инжектора – 300°С, детектора – 250°С. Для стеновых углеводородов (УВ) отстраивались масс-фрагментограммы по *m/z* 217 и 218, терпановых – *m/z* 191. Масс-хроматограммы ароматической фракции нефти отстраивались 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.

Изучением с геохимической точки зрения нефтей ВАСЗ занимались Г.И. Андреев, Л.А. Анищенко, Т.К. Баженова, Д.А. Бушнев, С.А. Данилевский, Т.А. Кирюхина, З.П. Складорова и др.

Коллекция исследованных нами нефтей включает 11 проб из девяти месторождений, залегающих в широком интервале глубин 1987 – 4540 м (табл. 1).

Изученные нефти различаются по плотности, содержанию серы, смол и асфальтенов. Так, на валу Гамбурцева залегают нефти средней плотности, смолистые, среднесернистые. В Сарембой-Леккейягинской зоне нефти средней плотности, малосернистые и среднесернистые, смолистые. Классификация нефтей приведена по работе [5].

Обсуждение результатов

Распределение алкановых и изопреноидных углеводородов. В насыщенной фракции нефтей были идентифицированы *n*-алканы состава $C_{11}-C_{34}$, которые характеризуются одномодальным распределением, с максимумами распределения при *n*- C_{15} , *n*- C_{17} , *n*- C_{19} с постепенным снижением концентраций *n*-алканов состава $C_{19}-C_{33}$. Однако, как видно из гистограмм (рис. 1) и табл. 2, распределение *n*-алканов представлено двумя типами.

К I типу можно отнести нефти вала Гамбурцева и Западно-Леккейягинского месторождения Сарембой-Леккейягинской зоны. Максимум распределения приходится на *n*- C_{15} , *n*- C_{17} (рис. 1 а, 2). Содержание *n*-алканов состава $C_{12}-C_{18}$ варьирует от 45 до 50 %. Доля высокомолекулярных алканов состава *n*- $C_{25}-C_{34}$ достигает 23 %. Для нефтей ха-

Характеристика нефтей

Characteristics of oils

№ п/п	Месторождение	Возраст	Глубина залегания, м	Структура	Плотность, г/см ³	Содержание, %		
						Сера	Смолы	Асфальтены
1	Варандейское	S+D ₁	4488 – 4540	Вал Сорокина	-	-	8,8	3,3
2	Наульское	D ₁	4050 – 4092		0,832	0,49	7,5	2,5
3	Лабаганское	D ₁	3936 – 3980		0,876	0,42	8,82	1,18
4	Нядейюское	D ₁	2170	Вал Гамбурцева	0,859	0,61	8,6	3,0
5	Черпаюское	D ₁	1987		0,862	0,77	10,3	1,8
6	Хасырейское	S ₂ +D ₁	2422 – 2506		0,867	0,68	9,9	2,5
7	Тобойское	D ₁	4033 – 4066	Сарембой-Леккейгинская зона	0,850	0,45	6,5	2,6
8	Мядсейское	D ₁ e	3916 – 3927		0,857	0,64	9,2	1,1
9	Западно-Леккейгинское	D ₁ e	3054 – 3074		0,875	0,73	-	-

рактрно незначительное преобладание n -C₁₅ и n -C₁₇ над соседними гомологами; коэффициенты нечетности $K_{нч} C_{15} = 2 * C_{15} / (C_{14} + C_{16})$ и $K_{нч} C_{17} = 2 * C_{17} / (C_{16} + C_{18})$ соответственно равны 1,11–1,20 и 1,37–1,38. Отношение n -C₂₇ к n -C₁₇ находится в пределах 2,48–3,31 [6].

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

$$CPI = 1/2 \left(\frac{C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}}{C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32}} \right) + \left(\frac{C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}}{C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34}} \right). \quad (1)$$

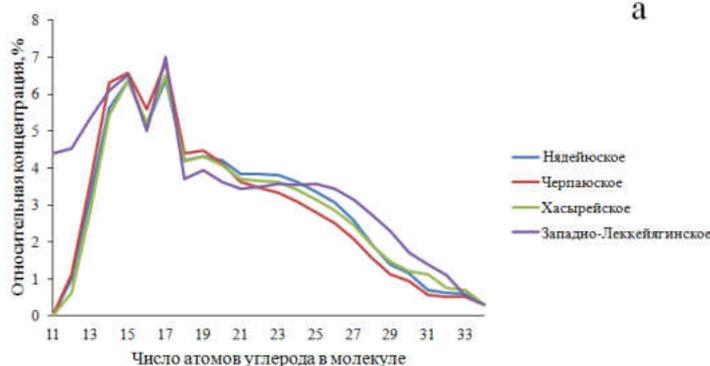
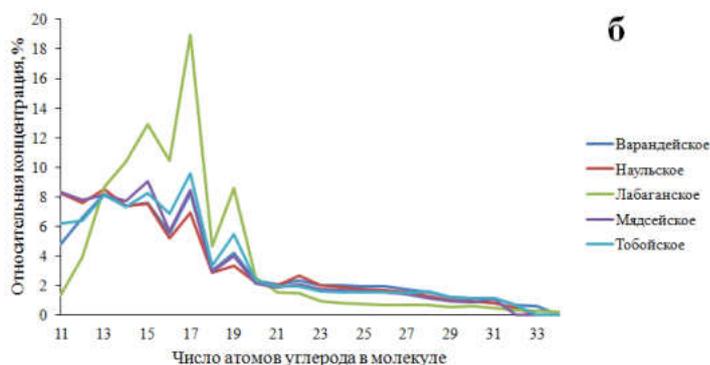


Рисунок 1. Гистограмма распределения n -алканов в насыщенной фракции нефтей: а) тип I, б) тип II.

Figure 1. Histogram of the distribution of n -alkanes in the saturated fraction of oils: а) type I, б) type II.

Среди *изо*-алканов идентифицированы i -C₁₅, i -C₁₆, i -C₁₈, Pr и Ph. В наибольших концентрациях присутствует фитан. В целом содержание *изо*-алканов невелико (*изо*/*n*-алканы – 0,13–0,15). Отношение Pr/Ph – 0,79–0,83. Значения коэффициента (Pr+Ph)/(C₁₇+C₁₈), а также отношений Pr/C₁₇ и Ph/C₁₈ во всех нефтях практически идентичны и не превышают единицу.

Нефти вала Сорокина и Сарембой-Леккейгинской зоны можно отнести ко II типу. Здесь на долю низкомолекулярных n -алканов состава C₁₁–C₁₈ приходится от 65 до 72 % (табл. 2). Среди n -алканов наблюдаются характерное доминирование углеводородов состава C₁₇, C₁₉ над соседними четными гомологами и значительное снижение концентраций углеводородов C₂₀+ (рис. 1 б, 2), что является отличительной характеристикой исследованной группы нефтей [7].

Коэффициент нечетности CPI колеблется в районе единицы.

Для всех указанных нефтей характерен, в общем, невысокий уровень концентраций изопреноидных алканов (табл. 2). Коэффициенты (Pr+Ph)/(C₁₇+C₁₈), Pr/C₁₇ и Ph/C₁₈ не превышают единицу и характеризуются несколько пониженными значениями по сравнению с нефтями вала Гамбурцева.

Распределение стерановых и гопановых углеводородов. Для выяснения особенностей распределения полициклических биомаркеров, которые несут в себе важную информацию о составе исходного органического вещества нефтей, об условиях его накопления и термической преобразованности [8], методом хромато-масс-спектрометрии была исследована фракция нефти, содержащая насыщенные углеводороды. Данные о распределении стеранов и гопанов и полученные коэффициенты приведены в табл. 3.

Распределение стеранов состава C₂₇–C₂₉ показано на масс-хроматограммах, построенных по $m/z = 217$ (рис. 3 а, 4 а), а также на треугольной диаграмме (рис. 5). Концентрация холестана (C₂₇) изменяется от 25 до 34 %, метилхолестана (C₂₈) – от 25 до 32 %. Концентрация этилхолестана (C₂₉)

Геохимическая характеристика нефтей по данным газовой хроматографии

Table 2

Geochemical characteristics of oils according to gas chromatography data

№ п/п	Месторождение	Группа	$\sum C_{11}-C_{16}$	$\sum C_{17}-C_{24}$	$\sum C_{25}-C_{34}$	изо-/н-алканы	Pr/Ph	$(Pr+Ph)/(C_{17}+C_{19})$	Pr/C ₁₇	Ph/C ₁₉	K ₁₇ C ₁₅	K ₁₇ C ₁₇	K ₁₇ C ₁₉	K ₁₇ C ₂₉	СРІ
1	Варандейское	II	65,41	19,18	15,41	0,07	1,24	0,17	0,12	0,28	1,18	1,93	1,59	0,89	1,07
2	Наульское	II	69,45	18,14	12,41	0,07	1,06	0,17	0,12	0,28	1,19	1,71	1,33	0,89	0,99
3	Лабганское	II	71,37	17,22	5,81	0,08	1,01	0,12	0,07	0,30	1,24	2,51	2,38	0,88	0,98
4	Нядейюское	I	44,82	33,13	22,06	0,13	0,79	0,47	0,34	0,66	1,18	1,37	1,03	0,90	1,02
5	Черпаюское	I	49,62	31,79	18,59	0,15	0,83	0,48	0,35	0,67	1,11	1,38	1,05	0,89	1,02
6	Хасырейское	I	44,56	32,59	22,85	0,14	0,81	0,47	0,34	0,66	1,20	1,38	1,04	0,95	1,08
7	Тобойское	II	65,67	19,50	14,83	0,07	0,74	0,23	0,14	0,42	1,03	1,58	1,52	0,77	1,04
8	Мядсейское	II	72,29	16,90	10,81	0,08	0,93	0,23	0,15	0,46	1,36	1,96	1,58	0,92	1,19
9	Западно-Леккейгинское	I	48,13	25,36	26,50	0,11	0,71	0,52	0,33	0,87	1,17	1,16	1,15	0,85	1,03

несколько повышена по сравнению с другими гомологами и достигает 48 %. В нефтях Нядейюского, Черпаюского и Хасырейского месторождений холестерин и метилхолестерин присутствуют в нефтях в одинаковых концентрациях: на их долю приходится по 30 %.

Отношение концентраций стереоизомеров 20S/(20S+20R), рассчитанное для C₂₉ стерана (K₁), меньше 0,5. Коэффициент K₂ ($\alpha\beta/(\alpha\beta+\alpha\alpha C_{29})$ стераны) для нефтей вала Гамбург-

цева меньше 0,5, а для остальных нефтей значения этого коэффициента превышают 0,5.

Стерановые углеводороды нефтей представлены как регулярными, так и перегруппированными соединениями (диастеранами). Величина отношения диастеранов к регулярным стеранам (диа/рег) составляет 0,47–0,51 для нефтей Черпаюского, Хасырейского и Нядейюского месторождений. В нефтях вала Сорокина и Сарембой-Леккейгинской зоны преобладают регулярные стераны (диа/рег – 0,02–0,05).

Распределение терпанов представлено на масс-хроматограммах по m/z = 191 (рис. 3 б, 4 б). На масс-хроматограммах четко идентифицируются трициклические углеводороды, гопаны, моретан. Нефти характеризуются низким содержанием трициклических углеводородов (отношение три/пента составляет 0,05–0,12).

17αH 22,29,30-трисноргопан (Tm) и 18αH 22,29,30-триснорнеогпан (Ts) в ряде нефтей присутствуют практически в одинаковых концентрациях (отношение Ts/Tm – 1,02–1,04), в большинстве же нефтей преобладает Ts (см. табл. 3).

Гопаны представлены соединениями от G₂₇ до G₃₅. Гомогопановый индекс (C₃₅/(C₃₁+C₃₅)), показывающий распределение αβ-гопанов состава C₃₁–C₃₅, характеризуется низкими значениями – 0,09–0,14. Соотношение адиантана (C₂₉) к гопану C₃₀ практически одинаково для всех нефтей и меньше единицы. Коэффициент 22S/(22S+22R), рассчитанный для гомогопана C₃₁, не превышает 0,6. Концентрация моретана (βα, C₃₀) достигает 10 % от нефтяного αβ гопана.

Компоненты ароматической фракции нефти. Компоненты ароматической фракции в нефтях I типа представлены алкилпроизводными нафталина и фенантрена, алкилбензолами (АБ), производными тиофена и т.д. В нефтях II типа (за исключением нефти Лабганского месторождения) доминируют n-алкилбензолы. Коэффициенты, отражающие соотношения между концентрациями отдельных углеводородов и широко применяемые в геохимических

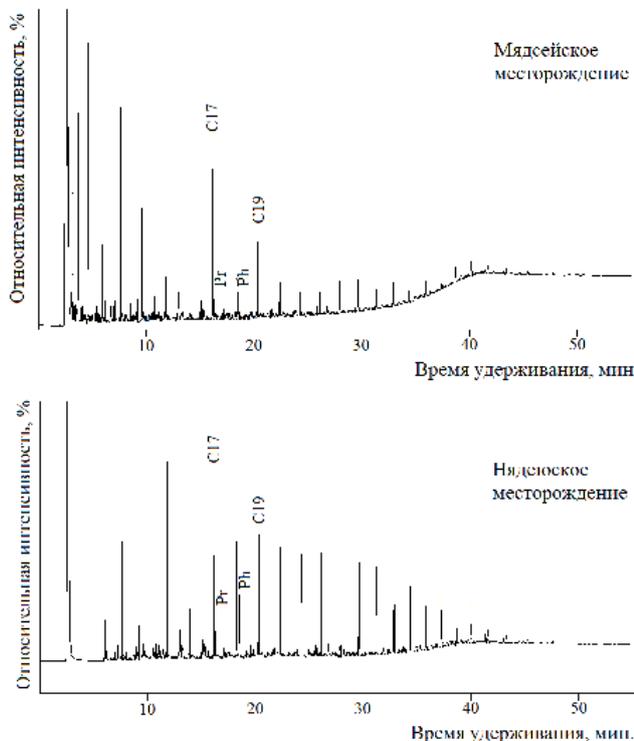


Рисунок 2. Хроматограмма распределения нормальных и изопреноидных алканов в нефтях разных типов. С (число) – n-алканы, Pr – пристан, Ph – фитан.

Figure 2. Chromatogram of the distribution of normal and isoprenoid alkanes in different types of oils. C (number) – n-alkanes, Pr – pristane, Ph – phytane.

Geochemical characterization of oils according to chromato-mass spectrometry data

№ п/п	Месторождение	Группа	абв-стераны $C_{27} : C_{28} : C_{29}$	Диа/рег	Стераны/гопаны	Γ_{29}/Γ_{30}	Три/пента	$C_{33}/\sum C_{31-35}$	* K_1	** K_2	ba, % C_{30}	22S/(22S+22R)	Ts/Tm	MPI-1	Ro, расчет, %	4-MDBT/1-MDBT	T_{max} расчет, °C	***АБ $2^*C_{27}/(C_{27}+C_{28})$	АБ $2^*C_{29}/(C_{29}+C_{30})$
1	Варандейское	II	33:25:42	0,04	0,15	0,65	0,12	0,09	0,43	0,63	9,86	0,59	1,37	-	-	-	-	6,29	4,89
2	Наульское	II	29:28:43	0,02	0,17	0,65	0,11	0,09	0,39	0,62	8,15	0,59	1,60	-	-	-	-	6,85	6,27
3	Лабаганское	II	34:27:39	0,05	0,10	0,54	0,07	0,13	0,44	0,55	8,51	0,58	0,98	0,39	0,61	4,74	447	7,74	9,07
4	Нядейюское	I	30:30:40	0,50	0,14	0,78	0,09	0,14	0,44	0,48	7,57	0,58	1,04	0,55	0,70	2,68	436	10,35	3,92
5	Черпаюское	I	30:30:40	0,47	0,14	0,80	0,07	0,14	0,49	0,47	7,89	0,59	1,03	0,54	0,69	2,72	437	10,57	3,89
6	Хасырейское	I	29:31:40	0,51	0,14	0,79	0,08	0,14	0,48	0,47	8,10	0,59	1,02	0,56	0,71	2,70	437	10,31	4,07
7	Тобойское	II	33:28:39	0,04	0,14	0,67	0,11	0,13	0,40	0,62	7,67	0,57	1,51	-	-	-	-	8,07	10,25
8	Мядсейское	II	25:27:48	0,03	0,13	0,60	0,07	0,10	0,39	0,63	7,52	0,60	3,46	-	-	-	-	8,75	3,82
9	Западно-Леккейгинское	I	27:32:41	0,04	0,11	0,78	0,05	0,13	0,41	0,50	8,36	0,59	1,03	-	-	-	-	9,56	5,04

Примечание. * $K_1 = 20S/(20S+20R)$ (C_{29} 5a(H),14a(H),17a(H) стераны). ** $K_2 = \alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta + \alpha\alpha\alpha)$ (C_{29} 5a(H),14b(H),17b(H)- и 5a(H),14a(H),17a(H)-стераны). ***АБ – алкилбензолы.

Note. * $K_1 = 20S/(20S+20R)$ (C_{29} 5a(H),14a(H),17a(H) steranes). ** $K_2 = \alpha\beta\beta/(\alpha\beta\beta + \alpha\alpha\alpha)$ (C_{29} 5a(H),14b(H),17b(H)- and 5a(H),14a(H),17a(H)- steranes). ***АБ – alkylbenzenes.

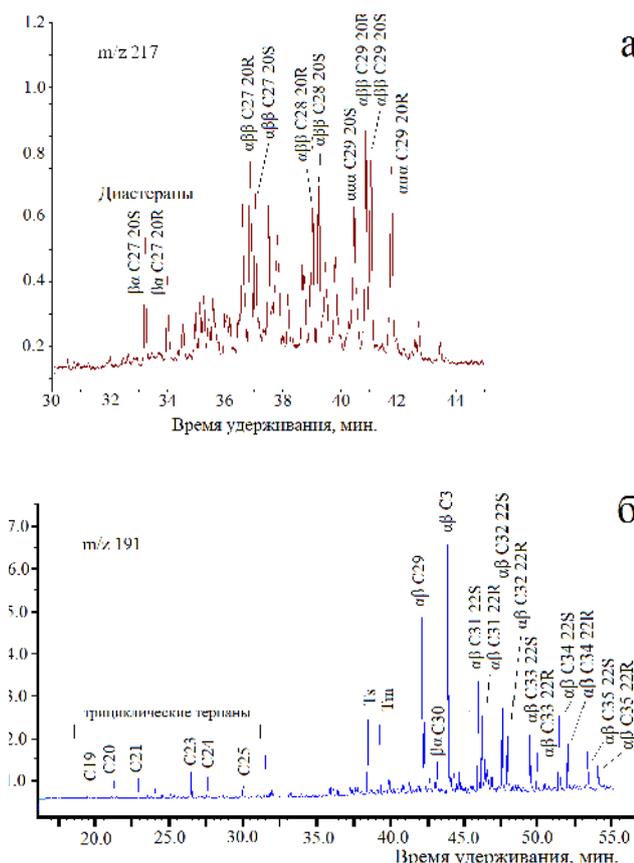


Рисунок 3. Типичное распределение стерановых (а) и терпановых (б) углеводородов на масс-хроматограммах алифатической фракции нефти вала Гамбургцева, построенное по ионам 217 и 191 соответственно.
Figure 3. Typical distribution of sterane (a) and terpane (b) hydrocarbons on mass chromatograms of the aliphatic fraction of oil from the Gamburtsev Shaft, plotted from 217 and 191 ions, respectively.

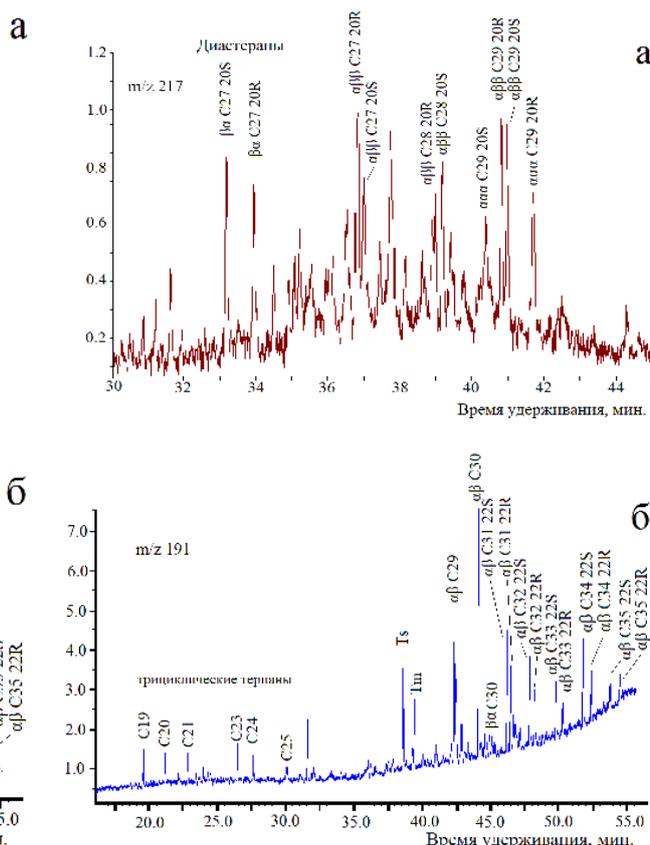


Рисунок 4. Типичное распределение стерановых (а) и терпановых (б) углеводородов на масс-хроматограммах алифатической фракции нефти вала Сорочкина, построенное по ионам 217 и 191 соответственно.
Figure 4. Typical distribution of sterane (a) and terpane hydrocarbons on the mass chromatograms of the aliphatic fraction of oil from the Sorokin Shaft, plotted from 217 and 191 ions, respectively.

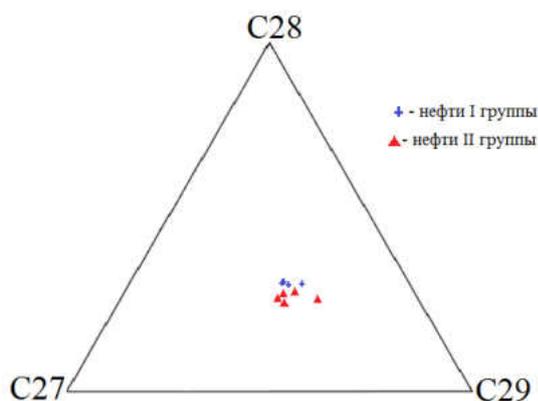


Рисунок 5. Диаграмма относительного распределения C_{27} - C_{29} изомеров в нефтях.

Figure 5. Diagram of the relative distribution of C_{27} - C_{29} isosteranes in oils.

исследованиях, практически идентичны в данных трех пробах нефти (см. табл. 3). Значения метилфенантренового индекса $MP1-1=1,5[(2-MP)+(3-MP)]/[P+(1-MP)+(9-MP)]$ равны 0,54–0,56. Отношение 4-MDBT/1-MDBT (метилдibenзотиофены) изменяется от 2,68 до 2,72.

В табл. 3 представлены коэффициенты, предложенные в работе [9], отражающие соотношения алкилбензолов $2 \cdot C_{21}/(C_{20}+C_{22})$ и $2 \cdot C_{23}/(C_{22}+C_{24})$ и демонстрирующие доминирование в составе алкилбензолов этих двух углеводородов. Из рис. 6 и табл. 3 видно, что для всех нефтей характерно выраженное доминирование C_{21} и C_{23} алкилбензолов.

Состав исходного органического вещества и условия его осадконакопления. Распределение алкановых УВ в изученных нефтях I типа свидетельствует о том, что накопление исходного органического вещества (ОВ) происходило в морских условиях. $K_{нч}C_{15}$ и $K_{нч}C_{17}$ свидетельствуют о вкладе 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. Распределение $\alpha\beta\beta$ стеранов состава C_{27} - C_{29} характерно для исходного ОВ, накопление которого проходило в мелководно-морских обстановках.

Авторы [10, 11] считают, что преобладание среди нормальных алканов нечетных гомологов состава C_{15} - C_{19} (иногда C_{21}), сочетающееся с низкими концентрациями более высокомолекулярных n -алканов и низкими концентрациями изопреноидов, широко распространено в органическом веществе ордовикских нефтематеринских пород и продуцируемых ими нефтях. Такое распределение n -алканов и изопреноидов наблюдается для нефтей II типа. М. Фаулер [12] отмечал, что в теплых низкоширотных эпиконтинентальных морях ордовикского периода была широко распространена микроводоросль *Gloeocapsomorpha prisca* Zalesky, 1917 (*G. prisca*). На рис. 5 видно, что нефти II типа имеют несколько иной состав исходного ОВ, чем нефти I типа, но характеризуются близкими условиями осадконакопления исходного ОВ, которое происходило в прибрежно-морских обстановках.

Морской источник исходного ОВ подтверждается и преобладанием n -АБ состава C_{21} (n -пентадецилбензола).

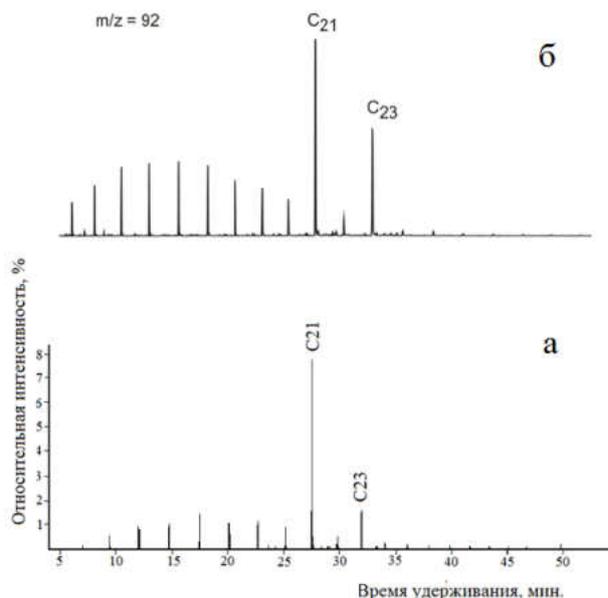


Рисунок 6. Масс-фрагментогамма ароматической фракции нефти по 92 иону (n -алкилбензолы): а) Хасырейского месторождения, б) Тобойского месторождения.

Figure 6. Mass-fragmentogram of the aromatic fraction of oil for the 92nd ion (n -alkylbenzenes): a) Khasyreykskoye field, b) Toboyskoye field.

Предполагается, что возможным источником C_{21} n -алкилбензола является генэкозагексаен – 3, 6, 9, 12, 15, 18 морских планктонных водорослей, содержащийся в виде либо полиена, либо жирной кислоты состава $C_{22}:6n-3$ [13, 14]. Доминирование n -АБ состава C_{21} наблюдается также в нефтях позднего девона [9, 15] и ОВ солей [16] Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, в материнских отложениях и некоторых нефтях Гватемалы [17], нефтях Тишанского месторождения (Волгоградская область) [18], Талаканского месторождения (Иркутская область) [19] и в составе некоторых юрских нефтей Западной [20] и Восточной [21] Сибири. Кроме того, совсем недавно показано, что изотопный состав углерода алкилбензола состава C_{21} и алкилнафталина состава C_{21} закономерно отличается в нефтях из верхнего девона ТПНГП [22, 23].

Для оценки вклада водорослевых и бактериальных организмов используют соотношение стераны/гопаны [24]. Отношение суммы стерановых к сумме гопановых углеводородов для нефтей обоих типов варьирует незначительно и составляет 0,11–0,17, что свидетельствует о незначительной или умеренной бактериальной переработке исходного ОВ в раннем диагенезе.

Одним из показателей фациальных условий осадконакопления является величина отношения диастеранов к регулярным стеранам (диа/рег) [25, 26]. Для нефтей вала Гамбурцева значения отношения диа/рег (0,47–0,51) указывают на генерацию нефти в карбонатно-глинистых исходных нефтематеринских породах, что также подтверждается значениями отношения норгопана C_{29} к гопану C_{30} (Γ_{29}/Γ_{30} – 0,78–0,80), используемого в качестве литологического индикатора исходных НМП [24]. Авторы [27] считают, что отношение $C_{29}/C_{30} > 1$ указывает на присутствие значительной доли карбонатной составляющей в исходных нефтематеринских породах. Анализируя значения

диа/рег и Γ_{29}/Γ_{30} можно предположить, что нефти вала Со-рокина и Сарембой-Леккейгинской зоны генерировались в породах с большей долей глинистой составляющей.

Значения отношения Pr/Ph (колеблется в районе единицы), коэффициента нечетности высокомолекулярных *n*-алканов $K_{nч}C_{29}$ (0,77–0,95), а также гомоганового индекса $C_{35}/C_{31}+C_{35}$ указывают на существование восстановительных условий осадконакопления исходного ОВ в раннем диагенезе.

Определение степени созревания нефти. Для определения степени 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 ($\alpha\beta$ 20R+20S) (коэффициент K_1), отношение геостеранов – 5 α (H)14 β (H)17 β (H) к биостеранам – 5 α (H)14 α (H)17 α (коэффициент K_2), относительное содержание моретана (β C_{30}), коэффициент 22S/(22S+22R) и отношение Ts/Tm, а также коэффициенты, рассчитанные по полиароматическим углеводородам: метилфенантеновый индекс (MPI-1) и отношение метилдибензотиофенов (4-/1-MDBT).

Нефти I и II типов почти не различаются по термической зрелости. Так, CPI практически равен единице, что характеризует нефть как зрелые. Значения соотношения Ts/Tm присущи зрелым нефтям. По мнению авторов [28], отношение Ts/Tm в главной зоне нефтеобразования составляет 1. Судя по значениям коэффициентов K_1 и K_2 , катагенез ОВ, продуцирующего данные нефти, соответствует градации МК₂ [8]. При этом величина отношения 22S/(22S+22R) для гомоганов C_{31} достигла равновесной величины (0,6), а содержание моретанов, понижающееся при катагенезе, еще не снизилось до минимального уровня.

Значения метилфенантенового индекса, рассчитанного для нефтей I типа, MPI-1 = 0,54–0,56. Это, согласно статье [29], позволяет соотнести зрелость нефтей с отражательной способностью витринита 0,69–0,71 %. Одним из показателей катагенеза является отношение 4-/1-MDBT. Для него установлена корреляционная связь со значением T_{max} в пиролизе Rock-Eval. Результаты, полученные с помощью соотношения 4-/1-MDBT, существенно не отличаются от данных по MPI-1. Перерасчет отношения 4-/1-MDBT на величину T_{max} позволил оценить зрелость нефти как эквивалентную величине T_{max} пород в интервале 436–437°С.

Заключение

Данные по составу углеводородов-биомаркеров из изученных нефтей нижнего палеозоя позволили охарактеризовать условия формирования состава нефтей нижнепалеозойского комплекса Арктической зоны Тимано-Печорского бассейна, а также провести их геохимическую типизацию.

По составу нормальных и изопреноидных алканов изученные нефти уверенно делят на две группы. Для первой характерно доминирование среди *n*-алканов гомолога C_{17} , а для второй – C_{17} и C_{19} при резком снижении содержания *n*-алканов C_{20}^+ . Углеводород состава C_{17} характерен для

органического вещества морских карбонатов, а доминирование C_{17} и C_{19} при резком снижении содержания *n*-алканов C_{20}^+ является признаком конкретного ОВ морских карбонатов – водоросли *G. Prisca*. Генетические показатели, определяемые по распределению полициклических биомаркеров, например, соотношение $\alpha\beta$ стеранов состава $C_{27}:C_{28}:C_{29}$, также свидетельствуют о том, что нефти I и II типов имеют несколько иной состав исходного ОВ, но характеризуются близкими условиями осадконакопления исходного ОВ, которое происходило в мелководно-морских обстановках. Показатели термической зрелости позволяют отнести изученные нефти к нефтям главной фазы нефтеобразования. Вероятно, что генерация нефтей произошла в породах, органическое вещество которых достигло градации катагенеза МК₂. Данные по полициклическим биомаркерам дают немного более низкую оценку зрелости, чем показатели по ароматическим (фенантрены и дибензотиофены) соединениям.

Главный итог – все изученные нефти сингенетичны вмещающему комплексу отложений, нефтематеринские породы с высокой степенью достоверности принадлежат ордовикско-нижнедевонскому карбонатному нефтегазосносному комплексу.

Литература

1. Прищепа, О.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазосносной провинции / О.М. Прищепа, В.И. Богацкий, В.Н. Макаревич, О.В. Чумакова, Н.И. Никонов [и др.] // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6, № 4. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (дата обращения 08 декабря 2020 г.).
2. Структура платформенного чехла Европейского Севера СССР / под ред. В.А. Дедеева. – Ленинград: Наука, 1982. – 200 с. – (АН СССР, Коми филиал, Ин-т геологии).
3. Жарков, В.А. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200 000. Издание второе. Серия Полярно-Уральская. Листы Q-41-I, II. Объяснительная записка / В.А. Жарков, Н.В. Налимов, Н.В. Романова, Л.Е. Патратий, Г.П. Губенок [и др.]. – Санкт-Петербург: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2000. – 70 с.
4. Запорожцева, И.В. Новые данные о глубинном строении Варандей-Адзвинской структурной зоны / И.В. Запорожцева, Т.К. Щусь, З.В. Москалюк // Тектоника Европейского Севера СССР. – Сыктывкар, 1986. – С. 46 – 56. – (Тр. Ин-та геологии Коми филиала АН СССР; Вып. 55).
5. 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.
6. Валяева, О.В. Геохимическая характеристика нефтей вала Гамбурцева / О.В. Валяева, Д.А. Бушнев // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2020. – Т. 15, № 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2020/20_2020.html (дата обращения 08 декабря 2020 г.).

7. Бушнев, Д.А. Биомаркеры нефтей нижнего палеозоя северной части Тимано-Печорского бассейна / Д.А. Бушнев, О.В. Валяева, Н.С. Бурдельная // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2018. – № 4 (280). – С. 45–48.
8. Peters, K.E. The Biomarker Guide II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. 2nd ed. Vol. 2 / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan. – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. – 1156 p.
9. Бушнев, Д.А. Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, О.В. Валяева, А.А. Деревесникова // Геология и геофизика. – 2017. – Т. 58, № 3–4. – С. 410–422.
10. Jacobson, S.P. Middle ordovician organic matter assemblages and their effect on ordovician-derived oils / S.P. Jacobson, J.R. Hatch, S.C. Teerman, R.A. Askin // The AAPG Bulletin. – 1988. – Vol. 72, No. 9. – P. 1090–1100.
11. Reed, J.D. Biochemical evolutionary significance of Ordovician oils and their sources / J.D. Reed, H.A. Illich, B. Horsfield // Org. Geochem. – 1986. – Vol. 10. – P. 347–358.
12. Fowler, M.G. The influence of Gloeocapsomorpha prisca on the Organic Geochemistry of Oils and Organic-Rich Rocks of Late Ordovician Age from Canada / M.G. Fowler // Early Organic Evolution: Implication for Mineral and Energy Reservoirs, 1992. – P. 336–356.
13. Lee, R.F. Distribution of 21:6 hydrocarbon and its relationship to 22:6 fatty acid in algae / R.F. Lee and A.R. Loeblich // Phytochem. 1971. – Vol. 10, No. 3. – P. 593–602.
14. Sinninghe Damsté, J.S. Newly discovered non-isoprenoid dialkyl diglycerol tetraether lipids in sediments / J.S. Sinninghe Damsté, E.C. Hopmans, R.D. Pancost, S. Schouten, J.A.J. Geenevasen // J. Chem. Soc. Chem. Commun. – 2000. – No. 17. – P. 1683–1684.
15. Бушнев, Д.А. *n*-Алкилбензолы и 1-*n* алкилнафталины в ряде нефтей позднедевонского возраста Тимано-Печорской провинции / Д.А. Бушнев, О.В. Валяева // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2015. – № 10. – С. 17–20.
16. Шанина, С.Н. Геохимия длинноцепочечных алкилбензолов, алкилтолуолов и 2-метил-2-(4,8,12-триметилтридецил)хроманов в породах нижнепермской соляной толщи Верхнепечорского бассейна / С.Н. Шанина, Н.С. Бурдельная, Д.А. Бушнев, О.В. Валяева, О.О. Игнатович // Геохимия. – 2021. – Т. 66, № 10. – С. 913–925.
17. Connan, J. The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabka palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach / J. Connan, J. Bouroullac, D. Dessort and P. Albrecht // Org. Geochem. – 1986. – Vol. 10. – P. 29–50.
18. Остроухов, С.Б. К вопросу происхождения *n*-алкилбензола состава C₂₁ в нефтях / С.Б. Остроухов // Химия нефти и газа: материалы VII Межд. конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2009. – С. 189–190.
19. Иванова, И.К. Особенности распределения моноалкилбензолов состава C₁₂H₁₈–C₂₇H₄₈ в венд-кембрийских нефтях Сибирской платформы / И.К. Иванова, В.А. Каширцев // Геология и геофизика. – 2010. – Т. 51, № 11. – С. 1539–1544.
20. Головкин, А.К. Геохимическая характеристика нефтей Западной Сибири по составу алкилбензолов / А.К. Головкин, А.Э. Конторович, Г.С. Певнева // Геохимия. – 2000. – Т. 3. – С. 282–293.
21. Алексеев, А.Г. Алкилбензолы в континентальных нефтях Восточной Сибири / А.Г. Алексеев, И.К. Иванова, О.Н. Чалая, В.А. Каширцев // Наука и образование. – 2005. – Т. 4. – С. 48–52.
22. Бушнев, Д.А. Изотопный состав углерода нефтей нижнего палеозоя северной части Тимано-Печорского бассейна / Д.А. Бушнев, О.В. Валяева, Н.С. Бурдельная // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. – 2019. – № 7. – С. 3–4.
23. Бушнев, Д.А. *n*-Алкилбензол и 1-*n* алкилнафталин состава C₂₁ в нефтях: изотопный эффект при циклизации/ароматизации? / Д.А. Бушнев, Н.С. Бурдельная, О.В. Валяева // Геохимия. – 2020. – Т. 65, № 1. – С. 59–63.
24. Peters, K.E. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments / K.E. Peters, J.M. Moldowan. – New Jersey: Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1993. – 363 p.
25. 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.
26. Петров, Ал.А. Геохимическое значение стеранов. Научно-прикладные аспекты геохимии нефти и газа / Ал.А. Петров. – Москва: ИГИРГИ, 1991. – С. 21–30.
27. Clark, J.P. Geochemical Characterization of Evaporite and Carbonate Depositional Environments and Correlation of Associated Crude Oils in the Black Creek Basin, Alberta / J.P. Clark, R.P. Philp // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 1989. – Vol. 37, No. 4. – P. 401–416.
28. Петров, Ал.А. Биометки и геохимические условия образования нефтей России / Ал.А. Петров // Геология нефти и газа. – 1994. – № 6. – С. 13–19.
29. Radke, M. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type / M. Radke, D.H. Welte, H. Willsch // Org. Geochem. – 1986. – Vol. 10. – P. 51–63.
30. Radke, M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils / M. Radke // Mar. Petrol. Geol. – 1988. – Vol. 5. – P. 224–236.

References

1. Prishchepa, O.M. Novyye predstavleniya o tektonicheskom i neftegazogeologicheskom rayonirovanii Timano-Pechorskoj neftegazonosnoj provintsii [The Timan-Pechora oil-bearing province – new tectonical insight] / O.M. Prishchepa, V.I. Bogatskiy, V.N. Makarevich, O.V. Chumakova, N.I. Nikonov [et al.] // Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies. – 2011. Vol. 6, No. 4. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf (accessed on 08 December 2020).
2. Struktura platformennogo chekhla Yevropeyskogo Severa SSSR [The structure of the platform cover of the European North of the USSR] / ed. by V.A. Dedeyev. – Leningrad: Nauka, 1982. – 200 p. (the USSR Academy of Sciences, Komi Branch, Institute of Geology).

3. Zharkov, V.A. Gosudarstvennaya geologicheskaya karta Rossiyskoy Federatsii masshtaba 1:200 000. Izdaniye vtoroye. Seriya Polyarno-Uralskaya. Listy Q-41-I, II. Obyasnitelnaya zapiska [State geological map of the Russian Federation on a scale of 1:200 000. Second edition. Polar-Ural Series. Sheets Q-41-I, II.] / V.A. Zharkov, N.V. Nalimov, N.V. Romanova, L.Ye.Patratiy, G.P. Gubenok [et al.]. – St. Petersburg.: Kartograficheskaya fabrika VSEGEI, 2000. – 70 p.
4. Zaporozhtseva, I.V. Novyye dannyye o glubinnom stroenii Varandey-Adzvinskoy strukturnoy zony [New data on the deep structure of the Varandey-Adzvinskaya structural zone] / I.V. Zaporozhtseva, T.K. Shchus, Z.V. Moskalyuk // Tectonics of the European North of the USSR. – Syktyvkar, 1986. – P. 46–56. (Proceedings of the Institute of Geology, Komi Branch, the USSR Academy of Sciences; issue 55).
5. Metodicheskiye rekomendatsii po primeneniyu Klassifikatsii zapasov i resursov nefti i goryuchikh gazov (utverzhdeny Rasporyazheniyem Ministerstva prirodnikh resursov Rossii ot 01.02.2016 No. 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. z-r)]. – 2016. – 32 p.
6. Valyayeva, O.V. Geokhimicheskaya kharakteristika neftey vala Gamburtseva [Geochemical characteristics of Gamburtsev shaft oils] / O.V. Valyayeva, D.A. Boushnev // Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies. – 2020. – Vol. 15. No. 2. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/2020/20_2020.html (accessed on 08 December 2020).
7. Boushnev, D.A. Biomarkery neftей nizhnego paleozoya severnoy chasti Timano-Pechorskogo basseyna [Biomarkers of Lower Paleozoic oils in the northern part of the Timan-Pechora basin] / D.A. Boushnev, O.V. Valyayeva, N.S. Burdelnaya // Vestnik of the Institute of Geology, Komi Science Centre, Ural Branch of the RAS. – 2018. – No. 4 (280). – P. 45–48.
8. Peters, K.E. The Biomarker Guide II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. 2nd ed. Vol. 2 / K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan – Cambridge: Cambridge University Press, 2005. 1156 p.
9. Boushnev, D.A. Geokhimiya neftей pozdnego devona Timano-Pechorskogo basseyna [Petroleum geochemistry of the Late Devonian of the Timan-Pechora basin] / D.A. Boushnev, N.S. Burdelnaya, O.V. Valyaeva, A.A. Derevesnikova // Geology and Geophysics. – 2017. Vol. 58, No. 3–4. – P. 410–422.
10. Jacobson, S.P. Middle ordovician organic matter assemblages and their effect on ordovician-derived oils / S.P. Jacobson, J.R. Hatch, S.C. Teerman, R.A. Askin // The AAPG Bulletin. – 1988. – Vol. 72. No. 9. – P. 1090–1100.
11. Reed, J.D. Biochemical evolutionary significance of Ordovician oils and their sources / J.D. Reed, H.A. Illich, B. Horsfield // Org. Geochem. – 1986. – Vol. 10. – P. 347–358.
12. Fowler, M.G. The influence of Gloeocapsomorpha prisca on the Organic Geochemistry of Oils and Organic-Rich Rocks of Late Ordovician Age from Canada / M.G. Fowler // Early Organic Evolution: Implication for Mineral and Energy Reservoirs, 1992. – P. 336–356.
13. Lee, R.F. Distribution of 21:6 hydrocarbon and its relationship to 22:6 fatty acid in algae / R.F. Lee, A.R. Loeblich // Phytochem. 1971. – Vol. 10, No. 3. P. 593–602.
14. Sinninghe Damsté, J.S. Newly discovered non-isoprenoid dialkyl diglycerol tetraether lipids in sediments / J.S. Sinninghe Damsté, E.C. Hopmans, R.D. Pancost, S. Schouten, J.A.J. Geenevasen // J. Chem. Soc. Chem. Commun. – 2000. – No. 17. – P. 1683–1684.
15. Boushnev, D.A. n-Alkilbenzoly i 1-n alkilnaftaliny v ryade neftей pozdnedevoevskogo vozrasta Timano-Pechorskoy provintsii [n-Alkylbenzenes and 1-n alkyl-naphthalenes in Upper Devonian oils of the Timan-Pechora basin] / D.A. Boushnev, Valyayeva O.V. // Vestnik of the Institute of Geology, Komi Science Centre, Ural Branch of the RAS. – 2015. – No. 10. – P. 17–20.
16. Shanina, S.N. Geokhimiya dlinnotsepochechnykh alkilbenzolov, alkiltoluolov i 2-metil-2-(4,8,12-trimetiltridetsil) khromanov v porodakh nizhneperskoy solyanoy tolschi Verkhnepechorskogo basseyna [Geochemistry of Alkylbenzenes, Alkyltoluenes, and 2-Methyl-2-(4,8,12-Trimethyltridecyl)chromans in the Lower Permian Salt Sequence of the Upper Pechora Salt Basin] / S.N. Shanina, N.S. Burdelnaya, D.A. Boushnev, O.V. Valyayeva, O.O. Ignatovich // Geochemistry. – 2021. – Vol. 66, No. 10. – P. 913–925.
17. Connan, J. The microbial input in carbonate-anhydrite facies of a sabka palaeoenvironment from Guatemala: a molecular approach / J. Connan, J. Bouroullac, D. Dessort, P. Albrecht // Org. Geochem. – 1986. – Vol. 10. – P. 29–50.
18. Ostroukhov, S.B. K voprosu proiskhozhdeniya n-alkilbenzola sostava C₂₁ v neftiyakh [On the origin of n-alkylbenzene of composition C₂₁ in oils] / S.B. Ostroukhov // Chemistry of oil and gas: Proceedings of the VII Int. conference. – Tomsk: Publishing House of the Institute of Atmospheric Optics, Siberian Branch of the RAS, 2009. – P. 189–190.
19. Ivanova, I.K. Osobennosti raspredeleniya monoalkilbenzolov sostava C₁₂H₁₈–C₂₇H₄₈ v vend-kembriyskikh neftiyakh Sibirskoy platformy [Distribution of monoalkylbenzenes C₁₂H₁₈–C₂₇H₄₈ in Vendian-Cambrian oils of the Siberian platform] / I.K. Ivanova, V.A. Kashirtsev // Geology and Geophysics. – 2010. – Vol. 51, No. 11. – P. 1539–1544.
20. Golovko, A.K. Geokhimicheskaya kharakteristika neftей Zapadnoy Sibiri po sostavu alkilbenzolov [Geochemical characterization of oils of the West Siberia by the composition of alkylbenzenes] / A.K. Golovko, A.E. Kontorovich, G.S. Pevneva // Geochemistry. – 2000. – Vol. 3. – P. 282–293.
21. Alekseyev, A.G. Alkilbenzoly v kontinentalnykh neftiyakh Vostochnoy Sibiri [Alkylbenzenes in continental oils of East Siberia] / A.G. Alekseyev, I.K. Ivanova, O.N. Chalaya, V.A. Kashirtsev // Education and science journal. – 2005. – Vol. 4. – P. 48–52.
22. Boushnev, D.A. Izotopnyj sostav ugleroda neftей nizhnego paleozoya severnoy chasti Timano-Pechorskogo basseyna [Carbon isotopic composition of Lower Paleozoic oils in the northern part of the Timan-Pechora basin] / D.A.

- Boushnev, O.V. Valyayeva, N.S. Burdel'naya // Vestnik of the Institute of Geology, Komi Science Centre, Ural Branch of the RAS. – 2019. – No. 7. – P. 3–4.
23. Boushnev, D.A. N-alkilbenzol i 1-n alkilnaftalin sostava C₂₁ v neft'yakh: izotopnyy effekt pri tsiklizatsii/aromatizatsii? [C₂₁ n-alkylbenzene and 1-n-alkylnaphthalene in oils: isotope effect during cyclization/aromatization?] / D.A. Boushnev, N.S. Burdel'naya, O.V. Valyayeva // Geochemistry. – 2020. Vol. 65, No. 1. – P. 59–63.
24. Peters, K.E. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient sediments / K.E. Peters, J.M. Moldowan. – New Jersey: Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1993. – 363 p.
25. Brassell, S.C. Isomerisation, rearrangement and aromatisation of steroids in distinguishing early stages of diagenesis / Fu Jiamo, G. Eglinton // Org. Geochem. – 1984. – Vol. 6. – P. 11–23.
26. Petrov, A.I.A. Geokhimicheskoye znachenie steranov. Nauchno-prikladnyye aspekty geokhimii nef'ti i gaza [Geochemical value of steranes. Scientific and applied aspects of oil and gas geochemistry] / A.I.A. Petrov. – Moscow: Institute of Geology and Development of Fuel Resources, 1991. – P. 21–30.
27. Clark, J.P. Geochemical Characterization of Evaporite and Carbonate Depositional Environments and Correlation of Associated Crude Oils in the Black Creek Basin, Alberta / R. P. Philp, // Bulletin of Canadian Petroleum Geology. – 1989. – Vol. 37, No. 4. – P. 401–416.
28. Petrov, A.I.A. Biometki i geokhimicheskiye usloviya obrazovaniya nef'tey Rossii [Biomarkers and geochemical conditions of oils formation in Russia]. / A.I.A. Petrov // Geology and Geophysics. – 1994. – No. 6. – P. 13–19.
29. Radke, M. Maturity parameters based on aromatic hydrocarbons: Influence of the organic matter type / M. Radke, D.H. Welte, H. Willsch // Org. Geochem. – 1986. – Vol. 10. – P. 51–63.
30. Radke, M. Application of aromatic compounds as maturity indicators in source rocks and crude oils / M. Radke // Mar. Petrol. Geol. – 1988. – Vol. 5. – P. 224–236.

Благодарность (госзадание)

Геохимические исследования выполнены в лаборатории органической геохимии ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН (г. Сыктывкар) на оборудовании ЦКП «Геонаука».

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

Информация об авторах:

Валяева Ольга Викторовна – кандидат геолого-минералогических наук; старший научный сотрудник Института геологии имени академика Н.П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН; Scopus Author ID: 6504276543, <https://orcid.org/0000-0003-3479-4673> (Российская Федерация, 167982, Республика Коми, г. Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54; e-mail: valyaeva@geo.komisc.ru, oval71@mail.ru).

Бушнев Дмитрий Алексеевич – доктор геолого-минералогических наук; главный научный сотрудник, заведующий лабораторией органической геохимии Института геологии имени академика Н.П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН; Scopus Author ID: 6601908719, <https://orcid.org/0000-0002-3860-944X> (Российская Федерация, 167982, Республика Коми, г. Сыктывкар, ул. Первомайская, д. 54; e-mail: boushnev@geo.komisc.ru).

About the authors:

Olga V. Valyaeva – Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Senior Researcher, Institute of Geology, Federal Research Centre Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences; Scopus Author ID: 6504276543, <https://orcid.org/0000-0003-3479-4673> (54, Pervomayskaya Str., Syktyvkar, Komi Republic, 167982, Russian Federation; e-mail: valyaeva@geo.komisc.ru, oval71@mail.ru).

Dmitriy A. Boushnev – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Researcher, Head of the Laboratory, Institute of Geology, Federal Research Centre Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences; Scopus Author ID: 6601908719, <https://orcid.org/0000-0002-3860-944X> (54, Pervomayskaya Str., Syktyvkar, Komi Republic, 167982, Russian Federation; e-mail: boushnev@geo.komisc.ru).

Для цитирования:

Валяева, О.В. Геохимическая характеристика нефтей из отложений нижнего палеозоя Варандей-Адзвинской структурной зоны Печорской синеклизы / О.В. Валяева, Д.А. Бушнев // Известия Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук. Серия "Науки о Земле". – 2022. – № 2 (54). – С. 30–40. УДК 553.982.2 (470.1). DOI 10.19110/1994-5655-2022-2-30-40

For citation:

Valyaeva, O.V. Geochemical characteristics of oils from the Lower Paleozoic deposits of the Varandei-Adzva structural zone of the Pechora syncline / O.V. Valyaeva, D.A. Boushnev // Proceedings of the Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences. Earth Sciences Series. – 2022. – No. 2 (54). – P. 30–40. УДК 553.982.2 (470.1). DOI 10.19110/1994-5655-2022-2-30-40

Дата поступления рукописи: 12.01.2022

Прошла рецензирование: 15.01.2022

Принято решение о публикации: 04.04.2022

Received: 12.01.2022

Reviewed: 15.01.2022

Accepted: 04.04.2022