ДОМАНИКОВЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ДЕНИСОВСКОГО ПРОГИБА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА СКВАЖИНЫ КОМАНДИРШОР-12

Д. А. Бушнев¹, Н. С. Бурдельная¹, А. Н. Шадрин¹, А. А. Деревесникова²

¹ИГ Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар

boushnev@geo.komisc.ru

²СГУ им. Питирима Сорокина

Доманиковые отложения изученного разреза представлены тонкослоистыми битуминозными известняками, накапливавшимися в спокойноводной гидродинамической обстановке. Термическая зрелость органического вещества высокая, по показателям $T_{\max}$ и элементному составу керогена она может быть определена как МК₄ (latemature). Битумоид доманика на этой стадии термической зрелости содержит преимущественно *n*-алканы, концентрации изопrenoидов сравнительно невелики, а полициклические биомаркеры определяются на уровне фона. Значение $\delta^{13}\text{C}$ керогена в среднем составляет 28.5 ‰. Сам кероген, как это следует из данных спектроскопии ЯМР ^{13}C , элементного анализа и пиролиза с хромато-масс-спектральным анализом продуктов, в основном ароматичен, но содержит в незначительных концентрациях *n*-алкильные цепи. Генерационный потенциал доманиковых отложений Денисовского прогиба в районе скв. 12-Командиршор в существенной мере реализован.

Ключевые слова: доманик, Тимано-Печорский бассейн, битумоид, кероген, катагенез.

THE DOMANIK DEPOSITS OF THE DENISOVSKY DOWNFOLD ACCORDING TO THE CORE DATA OF THE KOMANDIRSHOR-12 WELL

D. A. Bushnev, N. S. Burdelnaya, A. N. Shadrin, A. A. Derevesnikova

IG Komi Scientific Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar

SSU named after Pitirim Sorokin

The Domanik deposits of the studied section are represented by thin-layered bituminous limestones accumulated in a calm hydrodynamic situation. Thermal maturity of organic matter is high, in terms of $T_{\max}$ and elemental composition of kerogen it can be defined as late mature. The bitumen at this stage of thermal maturity mainly contains *n*-alkanes, the concentrations of isoprenoids are relatively small, and the polycyclic biomarkers are determined at the background level. The value of $\delta^{13}\text{C}$ of kerogen on average is 28.5 ‰. Kerogen, as it follows from NMR ^{13}C spectroscopy, elemental analysis and pyrolysis with chromatography-mass spectral analysis of products, is mainly aromatic, but contains insignificant concentrations of *n*-alkyl chains. The generation potential of the Denisovsky downfold in the area of the Komandirshor-12 well is significantly realized.

Keywords: *domanik, Timan-Pechora basin, kerogen, bitumen, maturation.*

Введение

Доманиковые отложения представляют собой пример высокопродуктивной нефтематеринской толщи. Её широкое распространение в Тимано-Печорском (и Волго-Уральском) бассейне обусловило проявление промышленной нефтеносности в доманиково-турнейском нефтегазоносном комплексе [7]. Органическому веществу доманиковых отложений посвящено значительное число исследований [1, 8, 9].

Изучение нефтематеринских пород предполагает получение и обработку материала, относящегося к различным этапам катагенетической эволюции отложений. Наиболее детально были исследованы породы, содержащие органическое вещество сравнительно невысоких стадий катагенеза. Это коллекции из стратотипических разрезов доманика по р. Доманик, Чуть [3, 5, 6], разреза р. Шарью [6], ряда скважин в северной части Тимано-Печорского бассейна [4]. Зрелость ОВ исследуемых отложений, в том числе и достигнутая при экспериментальном моделировании, не превышала градации МК₂. Результаты пиролитического исследования свидетельствуют о том, что на этой стадии ОВ доманика сохраняет ещё очень значительный углеводородный потенциал, составляющий 20–40 кг УВ/т породы.

В качестве примера пород доманика, достигших более значительного уровня термической зрелости, были отобраны образцы керна из скважины 12-Командиршор (Денисовский прогиб) (рис. 1). Здесь, согласно данным Т. К. Баженовой с соавторами, ожидалась породы, ОВ которых достигло конца мезокатагенеза [1]. Целью работы является получение детальной характеристики органического вещества доманиковых отложений из скв. 12-Командиршор.

Экспериментальная часть

Определение содержания $\text{C}_{\text{орг}}$ и ХБА в породе, фракционирование ХБА, хроматографический и хромато-масс-спектральный анализ фракций битумоида, а также исследование изотопного состава углерода индивидуальных алканов выполнялись комплексом известных методов [5, 6].

Пиролиз по методу Rock-Eval был проведен в лаборатории геохимии пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИ нефть» Р. С. Кашаповым с использованием прибора Rock-Eval 6 Turbo.

Элементный анализ керогена проведен в Институте биологии Коми НЦ УрО РАН Е. А. Тумановой с использованием элементного анализатора EA 1110 (CHNS-O) CEInstruments.

Рис. 1. Обзорная карта района исследований: звёздочкой обозначено месторасположение скважины 12-Командиршор
 Fig. 1. General map of the research area: asterisk indicates location of the well 12-Komandirshor

Исследования изотопного состава углерода (ИСУ) керогена, нефракционированного битумоида и его фракций производились с использованием масс-спектрометра Delta V Advantage (Thermo), сопряженного с элементным анализатором Flash EA (оператор И. В. Смолева).

Результаты и обсуждение

Литологическая характеристика пород. Согласно результатам ГИС скважины 12-Командиршор, исследуемое долбление 29 относится к верхней части сравнительно однородной пачки пород общей мощностью 36–37 м (рис. 2). Эта пачка стратиграфически приурочена к верхам саргаевского — низам доманикового горизонта. Однородность пород находит отражение в результатах кавернометрии, КС, ГК и НГК, по которым она хорошо выделяется из подстилающих и перекрывающих отложений (рис. 2). Расстояние отбора проб от начала долбления соответствует 0.2, 0.8, 1.2, 1.8, 2.3, 2.9, 3.4, 4.6 и 5.5 м.

При исследовании шлифов было установлено преобладание среди пород тонкослоистых битуминозных известняков с преимущественно тонкоперетертым не определимым биокластовым материалом (рис. 3). Крупный органогенный детрит редок и представлен хаотично расположенными вдоль плоскости напластования тентакулитами, пелециподами, радиоляриями и реже спикулами губок карбонатного и кремневого состава. Типичным для всех образцов является наличие тонкой слоистости, обусловленной взаиморасположением био- и литокластового материала. Характерно отсутствие биотурбации осадков. Почти во всех образцах отмечается частичное окремнение породы, захватывающее как цемент, так и органические остатки. В первом случае морфологически это проявляется в формировании кремневых образований удлинённой/сложной формы размерами от 0.01 до 0.1 мм. Располагаются они или вдоль определенного прослоя, в отдельных случаях почти формируя кремне-

вый прослой, или хаотично, в виде мелких образований размерами порядка 0.01–0.05 мм, по всему объёму породы. Окремнение более крупных органических остатков неполное, и обычно имеются неизменные участки скелета карбонатного состава. Более мелкий шламовый материал, как правило, окремняется полностью. Характерной особенностью изученных пород является наличие тонкокристаллического пирита. Форма выделения — одиночные кристаллы от 0.01 до 0.02 мм и агрегаты от 0.03 до 2 мм. Располагаются хаотично по породе, реже — вдоль одного прослоя и/или внутри органических остатков. Общее количество по породе мало и составляет значительно менее 1 %. Осадконакопление изученных отложений происходило в относительно глубоководных, удалённых от берега участках морского водоема при спокойном гидродинамическом режиме. Это подтверждается наличием тонкой слоистости пород, преобладанием в известняках тонкоперетертого лито- и биокластового материала, отсутствием большого количества крупных органических остатков, а также отсутствием однонаправленного положения тентакулитов, наличием кремневых образований.

Данные пиролиза Rock-Eval. Значения показателя $T_{\max}$ для исследуемых образцов лежат в пределах 462–466 °С (см. таблицу), что свидетельствует о высоком катагенезе органического вещества, соответствующего примерно 1.25 % R_o [14]. Значения водородного и кислородного индексов говорят о незначительном остаточном углеводородном потенциале, а также об отсутствии окисленности органического вещества. Если показатель S_2 пород доманика на начало мезокатагенеза составляет в разрезах Чуть, Шарью более 100 мг УВ/г породы [5, 6], то здесь значения этого показателя всего 2–4 мг УВ/г породы, что характеризует породы как бедные. На графике зависимости водородного индекса от величины $T_{\max}$ породы из разреза 12-Командиршор продолжают линию трансформации

Рис. 2. Данные ГИС скважины 12-Командиршор (средний фран)

Fig. 2. GIS data of well 12-Komandirshor (Middle Frasnian)

Рис. 3. Типичные породы доманиковых фаций в разрезе скв. 12-Командиршор: 1) известняк шламовый с остатками тентакулитов (d.29–0.8 м); 2) известняк шламовый с остатками тентакулитов (d.29–1.9 м); 3) известняк шламовый (d.29–4.6 м); 4) известняк шламовый с редкими радиоляриями (d.29–5.5 м). Масштабная линейка 0.5 мм

Fig. 3. Typical rocks of Domanik facies in the section of well 12-Komandirshor: 1) limestone slime with the remains of tentaculites (d.29–0.8 m); 2) limestone slime with remains of laticulites (d.29–1.9 m); 3) limestone slime (d.29–4.6 m); 4) limestone slime with rare radiolarians (d.29–5.5 m). Scale ruler 0.5 mm

Геохимическая характеристика органического вещества пород D₃dm скважины 12-Командиршор (дополнение d.29)
Geochemical characteristics of organic matter of rocks D₃dm from well 12-Komandirshor (d.29)

Расстояние от начала долбления, м Distance from drilling start, m	0.2	0.8	1.2	1.8	2.3	2.9	3.4	4.6	5.5
Возраст \ Age	D ₃ dm	D ₃ dm	D ₃ dm	D ₃ dm	D ₃ dm	D ₃ dm	D ₃ dm	D ₃ dm	D ₃ dm
Литология Lithology	Глинистый известняк Argillaceous limestone	Глинистый известняк Argillaceous limestone	Глинистый известняк Argillaceous limestone	Глинистый известняк Argillaceous limestone	Глинистый известняк Argillaceous limestone	Глинистый известняк Argillaceous limestone	Глинистый известняк Argillaceous limestone	Глинистый известняк Argillaceous limestone	Глинистый известняк Argillaceous limestone
Валовая характеристика \ Bulk characteristics									
C _{орг} , %	1.68	1.37	1.57	1.46	3.35	3.16	1.04	2.89	2.44
X _{БА} , %	0.05	0.09	0.08	0.12	0.17	0.20	0.08	0.12	0.12
β _{ХБ} , %	2.7	6.5	4.9	8.2	4.9	6.0	7.5	3.9	4.9
Данные Rock-Eval \ Rock-Eval data									
S1, мг/г	0.97	0.83	—	—	—	—	—	0.8	—
S2, мг/г	3.87	2.16	—	—	—	—	—	3.27	—
P1	0.2	0.28	—	—	—	—	—	0.2	—
T _{max} , °C	466	462	—	—	—	—	—	462	—
TOC, %	3.63	1.77	—	—	—	—	—	3.08	—
HI, мг УВ/г TOC	107	122	—	—	—	—	—	106	—
OI, мг CO ₂ /г TOC	6	11	—	—	—	—	—	11	—
Состав углеводородов битумоида \ Hydrocarbon composition of bitumoid									
Pr/Ph	1.10	1.08	1.13	1.10	1.09	1.10	1.06	1.11	1.19
Pr/Cl7	0.31	0.37	0.31	0.39	0.41	0.43	0.43	0.34	0.37
Ph/Cl8	0.34	0.39	0.32	0.42	0.45	0.47	0.46	0.38	0.37
2*Cl7/Cl6+Cl8	1.08	1.05	1.07	1.06	1.07	1.07	1.08	1.09	1.07
2*C27/C26+C28	0.94	0.91	0.93	0.92	0.91	0.91	0.92	0.94	0.91
MPI-1	1.03	1.02	1.05	1.06	1.06	1.04	1.09	1.13	1.17
Rc, %	0.99	0.98	1.00	1.01	1.01	0.99	1.03	1.05	1.07
Изотопный состав углерода δ ¹³ C, ‰ \ Isotope composition of carbon									
Кероген Kerogen	—	—29.0	—	—	—28.8	—28.8	—	—28.2	—27.9
Битумоид Bitumoid	—28.8	—28.7	—28.6	—28.5	—28.3	—28.2	—28.3	—27.9	—27.8
Элементный состав керогена \ Element composition of kerogen									
H/C	—	0.76	—	—	0.82	0.80	—	0.68	0.64
O/C	—	0.03	—	—	0.02	0.03	—	0.03	0.04

Рис. 4. Диаграмма HI от T_{max} для доманиковых образцов Тимано-Печорского бассейна

Fig. 4. HI diagram from T_{max} for Timan-Pechora Domanik samples

органического вещества доманика при катагенезе (рис. 4).

C_{org} и ХБА. Содержание органического углерода и хлороформенного битумоида в исследованных пробах довольно значительны. Так, содержание органического углерода колеблется здесь от 1.04 до 3.35 %, содержание ХБА составляет 0.04–0.19 %. Отношение этих двух величин, известное как β^{XB} , составляет в изучаемом разрезе

2.7–8.2 %. Данные значения C_{org} сравнительно невелики по меркам доманиковых отложений и, скорее всего, отражают расходование органического вещества на формирование миграционного битумоида. Величина β^{XB} в изученном разрезе в среднем составляет 5.5 %, что ниже, чем в доманиковых породах, относящихся к более низким градациям катагенеза.

Состав n -алканов и изопреноидов битумоида. Состав n -алканов и изопреноидов выдержан по разрезу изучаемого долбления (рис. 5, таблица). Распределение n -алканов мономодальное, с максимумом в области C_{15} – C_{17} . Отношение концентраций изопреноидов к n -алканам невысоко (см. таблицу), как и отношение Pr/Ph . Всё это вполне типично для органического вещества морского происхождения высоких стадий катагенеза.

Состав ароматической фракции битумоида. Ароматическая фракция битумоида преимущественно представлена алкилзамещёнными нафталинами, фенантренами, дибензотиофенами. Концентрации алкилбензолов, в том числе производных арилкаротиноидов, близки к фоновым (рис. 6).

Важной особенностью изученных битумоидов является присутствие высоких концентраций сернистых соединений, в том числе алкилдибензотиофенов и в меньшей степени алкилнафтобензотиофенов. Если в основной массе битумоидов доманика, относящихся к главной фазе нефтеобразования, концентрации метилфенантронов в 1.5–2 раза превышают концентрации метилдибензотиофенов, то в ароматической фракции битумоидов 12-Командиршор ситуация противоположная. Образование сернистых соединений битумоида и нефти возможно за счёт преобразования серосодержащих структур керогена, которые преимущественно формируются при раннедиагенетическом осернении исходного органического вещества [13]. Было показано, что ресурс серосодержащих структур керогена доманика практически исчерпывается к середине главной фазы нефтеобразования, когда скачкообразно падают выходы алкилтиофенов и алкилбензотиофенов, образующихся при пиролизе керогена [2]. Образование дибензотиофенов битумоидов и нефтей возможно не только в результа-

Рис. 5. Хромотограмма алифатической фракции битумоида d.29–0.8 м

Fig. 5. Chromatogram of aliphatic fraction of bitumen d.29–0.8 m

Рис. 6. Масс-хроматограммы по общему ионному току (TIC) и суммам избранных ионов ароматической фракции битумоида d.29–0.8 м. 141... — распределение алкилнафталинов, 178... — распределение алкилфенантронов, 184... — распределение алкилдибензотиофенов

Fig. 6. Mass-chromatograms of total ion current (TIC) and sums of selected ions of aromatic fraction of bitumen d.29–0.8 m. 141... — distribution of alkyl naphthalenes, 178... — distribution of alkyl phenanthrenes, 184... — distribution of alkyl dibenzothiophenes

те преобразования первично присутствующих в керогене серосодержащих фрагментов, но и в процессе геосинтеза, например из элементной серы и бифенила, а также его алкилзамещённых производных [10]. Элементная сера может являться одним из продуктов термосульфатредукции, протекающей при значительных температурах, соответствующих высоким стадиям катагенеза [11].

Изотопный состав углерода битумоида, его фракций и индивидуальных *n*-алканов и керогена. $\delta^{13}\text{C}$ керогена, выделенного из пород изучаемого разреза, составляет 29.0 ... –27.9 ‰. Для битумоида пород характерен чуть более тяжёлый углерод, здесь $\delta^{13}\text{C}$ составляет

28.8 ... –27.8 ‰. Изотопный состав углерода и битумоида, и керогена закономерно меняется по разрезу изучаемого долбления. Для образцов из начала долбления характерно присутствие изотопно-лёгкого углерода в керогене и битумоиде (табл. 1). Эта же тенденция остаётся при рассмотрении изотопного состава углерода и узких фракций битумоида. Для фракций битумоидов из разреза 12-Командиршор оказалось характерным наличие изотопного профиля с наиболее тяжёлым углеродом в составе ароматической фракции (рис. 7), что отличает разрез изучаемого долбления от основной массы исследованных нами на изотопном уровне фракций битумо-

идов из доманиковых пород Тимано-Печорского региона. Высокие значения $\delta^{13}\text{C}$ ароматической фракции, возможно, объясняются наличием сернистых соединений, в частности дибензотиофенов, которые составляют основную часть ароматической фракции битумоидов.

Элементный состав керогена. Кероген пород исследуемого разреза обеднён водородом в силу высокой термической зрелости. Отношение Н/С составляет здесь ве-

личину 0.64–0.82, также мало и отношение О/С, значение которого 0.02–0.04. На диаграмме Ван Кревелена доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна (рис. 8) фигуративные точки, относящиеся к разрезу Командиршор-12, продолжают линию катагенетических изменений органического вещества доманика. Значение отношений Н/С и О/С соответствуют примерно 1.5 % R_o [12].

Продукты пиролиза керогена. Выход пиролизата, образующегося при 420 °С при разложении керогена скв. 12-Командиршор, значительно меньше, чем выход пиролизатов менее катагенетически преобразованного ОВ. Анализ продуктов пиролиза показал присутствие здесь алифатических, ароматических и гетеросоединений. Алифатические компоненты представлены в основном *n*-алканами и *n*-алкенами-1. Выход суммы *n*-алканов и *n*-алкенов-1 при пиролизе (420 °С, 1 час) составляет 0.25–0.35 мг/г $C_{\text{керогена}}$. Известно [2, 3], что выход суммы *n*-алканов и *n*-алкенов-1 при пиролизе в начале главной фазы нефтеобразования достигает 8 мг/г $C_{\text{керогена}}$, в главной фазе нефтеобразования снижается до 2–2.5 мг/г $C_{\text{керогена}}$. Таким образом, в нашем случае кероген «истратил» большую часть *n*-алкильных фрагментов на формирование миграционного битумоида. НН пород доманика, находящегося на стадии МК₁ (пр. Чуть, Шарью) [5], составляет в среднем около 600 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$, а на стадии МК₄ (12-Командиршор) НН равно 110 мг УВ/г $C_{\text{орг}}$, то есть в 6 раз меньше. Концентрации же *n*-алканов и *n*-алкенов в продуктах пиролиза снижаются при этом примерно в 15–20 раз. Это означает, что алифатические компоненты органического вещества доманика генерируются при катагенезе неравномерно, налицо опережающее по сравнению с другими структурами расходование *n*-алкильных фрагментов.

Анализ ароматической фракции пиролизата керогена методом ХМС показал наличие здесь широкого спектра *n*-алкилбензолов, алкилнафталинов, алкилфенантронов. Наличие *n*-алкилбензолов в продуктах пиролиза, как и *n*-алканов и *n*-алкенов-1, свидетельствует о сохранении в структуре керогена *n*-алкильных фрагментов.

Как и в составе битумоида, сераорганические соединения, входящие в состав пиролизата, преимущественно представлены дибензотиофеном и его метилпроизводными. По сравнению с дибензотиофенами концентрации бензотиофенов, и особенно *n*-алкилтиофенов, существенно ниже. Говоря о предшественниках этих компонентов пиролизата, находящихся в химически связанном виде в структуре керогена, отметим, что для *n*-алкилтиофенов пиролизата в качестве предшественников обычно рассматриваются серосвязанные *n*-алкильные фрагменты [2]. Результаты данного исследования подтверждают полученный ранее вывод об израсходовании этих структур при прохождении керогеном доманика главной фазы нефтеобразования. С другой стороны, содержание дибензотиофена и его алкилпроизводных в продуктах пиролиза керогена невысоких стадий катагенеза незначительно; они если и присутствуют, то составляют здесь весьма небольшую долю.

^{13}C ЯМР керогена. Согласно результатам спектроскопии CP/MAS, установлено, что основная часть углерода керогена сосредоточена в составе ароматических ядер (рис. 9). Среди алифатических атомов углерода наибольшая интенсивность сигнала характерна для ароматических метилов. Сигнал метиленовых звеньев алифатических цепей незначителен. Результаты спектроскопии

Рис. 7. Распределение изотопов углерода во фракциях битумоида D₃dm (усреднены данные для 9 образцов битумоида)

Fig. 7. Distribution of carbon isotopes in bitumoid fractions D₃dm (averaged data for 9 samples of bitumen)

Рис. 8. Диаграмма Ван Кревелена для керогена доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна

Fig. 8. Van Creveland diagram for kerogen of Domanik deposits of Timan-Pechora basin

Рис. 9. ЯМР ^{13}C CP-MAS-спектр керогена d.29–0.8 м
Fig. 9. NMR ^{13}C CP-MAS-spectra of kerogen d.29–0.8 m

ЯМР подтверждают вывод об опережающем расходовании алифатических цепей при катагенезе ОВ доманика по сравнению с метильными группами, связанными с ароматическими ядрами.

Заключение

Долбление 29 скважины 12-Командиршор содержит породы доманикового горизонта, являющиеся по своему литологическому составу типичными доманикитами. Высокая термическая преобразованность органического вещества чётко диагностируется по данным пиролиза Rock-Eval, элементному составу керогена. Значение T_{max} и атомные отношения Н/С и О/С керогена позволяют оценить зрелость органического вещества как соответствующую интервалу 1.25–1.5 % R_o , что, в свою очередь, отвечает градации МК₄ (latemature). Содержание битумоида в породах, его углеводородный состав также отражают преобразование органического вещества до стадии МК₄.

Остаточный нефтематеринский потенциал отложений невелик. Значения водородного индекса, величины отношения Н/С керогена указывают на реализацию основной части нефтематеринского потенциала, остаточный потенциал органического вещества составляет 3–5 мг УВ/г породы, что позволяет оценить его как умеренный. ЯМР-спектры керогена, а также его элементный состав свидетельствуют о том, что основная часть углерода керогена содержится здесь в составе ароматических ядер, при этом продукты пиролиза керогена содержат ещё некоторое количество *n*-алкильных цепей. Битумоид породы также обогащён *n*-алканами по сравнению с изопреноидами и полициклическими биомаркерами. В составе ароматической фракции битумоида представлены алкилзамещённые нафталины, фенантроны, отмечаются повышенные содержания дибензотиофенов и нафтобензотиофенов.

Работа выполнена при поддержке программ УрО РАН 15-18-5-42 и 15-11-5-29 с использованием оборудования ЦКП «Геонаука».

Литература

1. 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.

2. 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. 3–8.

3. Бушнев Д. А. Органическое вещество Ухтинского доманика // ДАН. 2009. Т. 426. № 4. С. 516–519.

4. Бушнев Д. А. Особенности состава биомаркеров битумоида и продуктов пиролиза керогена отложений верхнего девона Печорского бассейна // Нефтехимия. 2002. Т. 42. № 5. С. 325–339.

5. Бушнев Д. А., Бурдельная Н. С. Моделирование процесса нефтеобразования углеродистым сланцем доманика // Нефтехимия. 2013. Т. 53. № 3. С. 163–170.

6. Бушнев Д. А., Бурдельная Н. С. Нефти и органическое вещество позднедевонских отложений Тимано-Печорского бассейна, сопоставление по молекулярным и изотопным данным // Нефтехимия. 2015. Т. 55. № 5. С. 375–382.

7. Бушнев Д. А., Бурдельная Н. С., Валяева О. В., Деревесникова А. А. Геохимия нефтей позднего девона Тимано-Печорского бассейна // Геология и геофизика. 2017. № 3–4. С. 410–422.

8. Бушнев Д. А., Бурдельная Н. С., Пономаренко Е. С., Зубова Т. А. (Кирюхина) Аноксия доманикового бассейна Тимано-Печорского региона // Литология и полезные ископаемые. 2016. № 4. С. 329–335.

9. Кирюхина Т. А., Фадеева Н. П., Ступакова А. В. и др. Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов // Геология нефти и газа. 2013. № 3. С. 76–87.

10. Asif M., Alexander R., Fazeelat T., Pierce K. Geosynthesis of dibenzothiophene and alkyl dibenzothiophenes in crude oils and sediments by carbon catalysis // Organic Geochemistry. 2009. Vol. 40. P. 895–901.

11. Goldstein T. P. and Aizenshtat Z. Thermochemical sulfate reduction A review // Journal of Thermal Analysis. 1994. Vol. 42. P. 241–290.

12. Peters K. E., Cassa M. R. Applied source rock geochemistry // L. B. Magoon, W. G. Dow (eds.). The Petroleum System — From Source to Trap, AAPG Memoir 60, 1994. P. 93–120.

13. Sinninghe Damsté J. S., Rijpstra W. I. C., Kock-van Dalen A. C., de Leeuw J. W., Schenck P. A. Quenching of labile functionalised lipids by inorganic sulphur species: Evidence for the formation of sedimentary organic sulphur compounds at the early stages of diagenesis // Geochim. Cosmochim. Acta, 1989. Vol. 53. P. 1343–1355.

14. Teichmüller M., Durand B. Fluorescence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat and coals, and comparison with results of the rock-eval pyrolysis // International Journal of Coal Geology. 1983. Vol. 2. Iss. 3. № 2. P. 197–230.

References

1. Bazhenova T. K., Shimanskii V. K., Vasileva V. F., Shapiro A. I., Yakovleva (Gembitskaya) L. A., Klimova L. I. *Organicheskaya geohimiya Timano-Pechorskogo basseina* (Organic geochemistry of Timan-Pechora basin). St. Petersburg: VNIGRI, 2008. 164 pp.

2. Burdel'naya N. S., Derevesnikova A. A., Bushnev D. A. *Off-line piroliz kerogena domanikovykh otlozhenii Timano-Pechorskogo osadochnogo basseina* (Offline pyrolysis of kerogen of Domanik deposits of Timan-pechora sedimentary basin) // Vestnik IG Komi SC UB RAS. 2016. No. 9–10. Pp. 3–8.

3. Bushnev D. A. *Organicheskoe veschestvo Uhtinskogo domanika* (Organic substance of Ukhta Domanik) // Reports of Academy of Sciences. 2009. V. 426. No. 4. Pp. 516–519.

4. Bushnev D. A. *Osobennosti sostava biomarkerov bitumoida i produktov piroliza kerogena otlozhenii verhnego devona Pechorskogo basseina* (Features of biomarkers of bitumoid and pyrolysis products of kerogen from Upper Devonian Pechora basin) // *Neftehimiya*. 2002, V. 42, No. 5, pp. 325–339.
5. Bushnev D. A., Burdelnaya N. S. *Modelirovanie protsessov nefteobrazovaniya uglerodistym slantsem domanika* (Modelling of process of oil formation by carbon shale of Domanik) // *Neftehimiya*. 2013, V. 53, No. 3, pp. 163–170.
6. Bushnev D. A., Burdelnaya N. S. *Nefti i organicheskoe veschestvo pozdnedevonskikh otlozhenii Timano-Pechorskogo basseina, sopostavlenie po molekulyarnym i izotopnym dannym* (Oils and organic matter of Late Devonian deposits of Timan-Pechora basin, comparison by molecular and isotope data) // *Neftehimiya*. 2015. V. 55. No. 5. Pp. 375–382.
7. Bushnev D. A., Burdelnaya N. S., Valyaeva O. V., Derevesnikova A. A. *Geokhimiya neftei pozdnego devona Timano-Pechorskogo basseina* (Geochemistry of oils of Late Devonian Timan-Pechora basins) // *Geologiya i geofizika*. 2017. No. 3–4. Pp. 410–422.
8. Bushnev D. A., Burdelnaya N. S., Ponomarenko E. S., Zubova T. A. (Kiryuhina) *Anoksiya domanikovogo basseina Timano-Pechorskogo regiona* (Anoxia of Domanik basin of Timan-Pechora region) // *Litologiya i poleznye iskopaemye*. 2016. No. 4. Pp. 329–335.
9. Kiryuhina T. A., Fadeeva N. P., Stupakova A. V. et al. *Domanikovye otlozheniya Timano-Pechorskogo i Volgo-Uralskogo basseinov* (Domanik deposits of Timan-Pechora and Volga-Ural basins). // *Geologiya nefti i gaza*. 2013, No. 3. Pp. 76–87.
10. Asif M., Alexander R., Fazeelat T., Pierce K. Geosynthesis of dibenzothiophene and alkyl dibenzothiophenes in crude oils and sediments by carbon catalysis // *Organic Geochemistry*. 2009. Vol. 40. Pp. 895–901.
11. Goldstein T. P. and Aizenshtat Z. Thermochemical sulfate reduction A review // *Journal of Thermal Analysis*. 1994. Vol. 42. Pp. 241–290.
12. Peters K. E., Cassa M. R. Applied source rock geochemistry. in: L. B. Magoon, W.G. Dow, (Eds.), *The Petroleum System — From Source to Trap*, AAPG Memoir 60, 1994. P. 93–120.
13. Sinninghe Damste J. S., Rijpstra W. I. C., Kock-van Dalen A. C., de Leeuw J. W., Schenck P. A. Quenching of labile functionalised lipids by inorganic sulphur species: Evidence for the formation of sedimentary organic sulphur compounds at the early stages of diagenesis // *Geochim. Cosmochim. Acta*. 1989. Vol. 53. Pp. 1343–1355.
14. Teichmüller M., Durand B. Fluorescence microscopical rank studies on liptinites and vitrinites in peat and coals, and comparison with results of the rock-eval pyrolysis // *International Journal of Coal Geology*. 1983. Vol. 2. Iss. 3. No. 2. Pp. 197–230.