

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/41\\_2017](https://doi.org/10.17353/2070-5379/41_2017)

УДК 552.578.2.061.32:550.4(470.1)

**Котик И.С., Котик О.С., Валяева О.В., Соколова Л.В.**ФГБУН Институт геологии Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук (ФГБУН Институт геологии Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, [iskotik@geo.komisc.ru](mailto:iskotik@geo.komisc.ru), [olya.procko@gmail.com](mailto:olya.procko@gmail.com)

## НЕФТЕГАЗМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ СИЛУРИЙСКИХ И НИЖНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ПОДНЯТИЯ ЧЕРНОВА

*Представлены результаты геохимических исследований силурийских и нижнедевонских отложений поднятия Чернова. Основная часть разреза сложена нефтегазоматеринскими породами с субдоманикоидными концентрациями  $C_{орг}$  (0,1–0,5%). Глинисто-карбонатные интервалы в силурийской части разреза и отдельные прослои битуминозных доломитов в нижнедевонской слагают нефтегазоматеринские породы с повышенными доманикоидными содержаниями органического вещества ( $> 0,5\%$ ). Углеводородный состав насыщенной фракции битумоидов силурийско-нижнедевонских отложений отражает морское сапропелевое органическое вещество, вероятно, различной генетической основы – планктонногенной и фитобентосной. Изотопный состав органического углерода ( $\delta^{13}C_{орг}$ , ‰) битумоидов (30,1–32,6‰) и керогена (30,9–31,1‰) подтверждает сапропелевый генезис органического вещества. Степень катагенетической преобразованности, оцененная по индексам окраски конодонтов, свидетельствует, что силурийско-нижнедевонские отложения находятся в главной зоне нефтегенерации на градациях катагенеза МК<sub>1-2</sub>. Наличие процессов генерации углеводородов подтверждается битумопроявлениями по всему разрезу силурийских и нижнедевонских отложений.*

**Ключевые слова:** *силурийские и нижнедевонские отложения, нефтегазоматеринские породы, органическое вещество, битумоиды, изотопный состав органического углерода, поднятие Чернова.*

### Введение

Рассматриваемые силурийско-нижнедевонские отложения на прилегающих к поднятию Чернова территориях являются наиболее глубоко залегающими нефтегазоносными горизонтами осадочного чехла. В пределах Коротаихинской впадины они погружены на значительные глубины до 7–8 км. В естественных выходах нижнепалеозойские отложения доступны для изучения в западной части поднятия Чернова, где они обнажаются по рр. Падимейтывис и Сизимцелебейшор. В предыдущие годы основное внимание проводимых здесь исследований направлено на литологическую характеристику пород и стратиграфическое расчленение [Безносова, 2008; Чернов, 1972].

Целью исследований являлось выделение в разрезе силурийско-нижнедевонских отложений нефтегазоматеринских толщ и изучение содержащегося в них органического вещества (ОВ).

### Район и объекты исследований

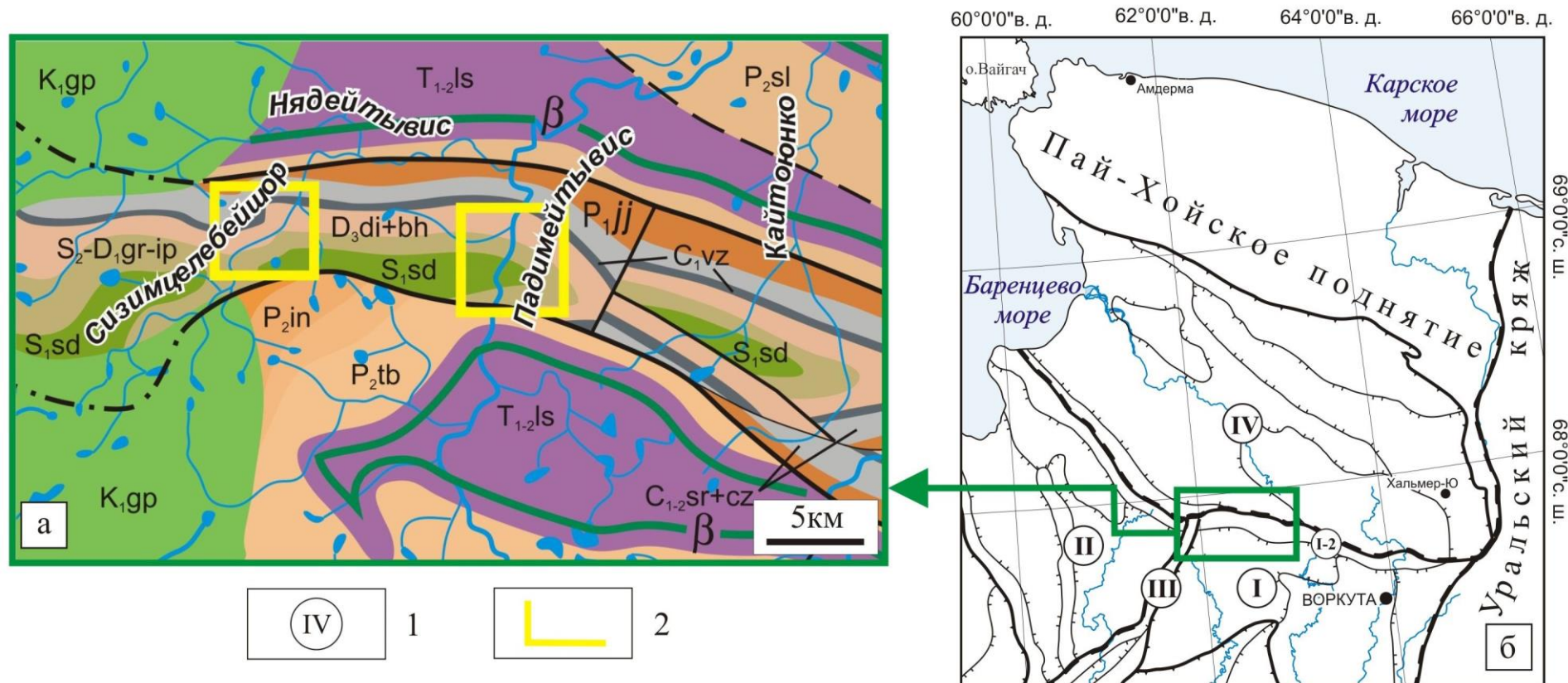
Поднятие Чернова представляет собой принадвиговую структуру, расположенную на границе Коротаихинской впадины и Воркутского поперечного поднятия. В ядрах, слагающих поднятие крупных кулисообразно расположенных структур, выходят на поверхность палеозойские карбонатные отложения. Изученные разрезы расположены по рр. Падимейтывис и Сизимцелебейшор, являющихся левыми притоками р. Коротаиха (рис. 1).

Силурийские отложения в составе венлокского, лудловского и пржидольского ярусов вскрыты на р. Падимейтывис. Они сложены преимущественно известняками микрозернистыми и биокластовыми, в верхней части разреза доломитизированными известняками и доломитами известковистыми и известковыми. Нижнедевонская часть разреза обнажается на р. Сизимцелебейшор и представлена в основном разномзернистыми доломитами, которые в нижней части сменяются известняками.

В исследованных отложениях на протяжении всего разреза наблюдаются битумопроявления, которые отмечены еще Г.А. Черновым при изучении палеозойских отложений поднятия Чернова [Чернов, 1972]. Визуально в обнажениях битумонасыщенность проявляется в виде черных стеклоподобных включений в кальцитовых гнездах, трещинах и мелких разрывных нарушениях, заполненных кальцит-битуминозным веществом (рис. 2а, б). При микроскопическом изучении диагностируются коричневые битумы, присутствующие в породе по стилолитовым швам, заполняющие межзерновое пространство и пустоты (рис. 2в, г, д). Макро- и микроскопическое изучение свидетельствует о возможном неоднократном перераспределении битуминозных веществ.

### Распределение органического углерода и битумоидов

Содержание ОВ, его генетический тип и степень катагенетической преобразованности являются важными показателями нефтегазогенерационных свойств пород. Содержание органического углерода ( $C_{орг}$ , %) в изученных разрезах меняется в зависимости от литологического типа пород (табл. 1, рис. 3). В отложениях силурийского возраста наиболее низкие концентрации  $C_{орг} < 0,3\%$  установлены в известняках микрозернистых и биокластовых. В глинистых известняках и доломитах содержание  $C_{орг}$  повышается до 0,7%, а максимальные концентрации (0,6–1,1%) установлены в мергелях. В нижнедевонских отложениях на фоне низких содержаний  $C_{орг} = 0,1–0,2\%$ , повышенные значения до 0,4–0,8% связаны с прослоями темно-серых битуминозных доломитов.



**Рис. 1. Обзорная карта района исследований**

*a* – геологическая карта ([Государственная геологическая карта..., 2007] с изменениями), *б* – схема тектонического районирования ([Тимано-Печорская провинция..., 2004] с изменениями).

*I* – тектонические элементы: *I-1* – Воркутское поперечное поднятие (*I-1* – поднятие Чернова), *II* – Варандей-Адзвинская структурная зона, *III* – гряда Чернышева, *IV* – Кортаихинская впадина; *2* – расположение исследуемых разрезов.

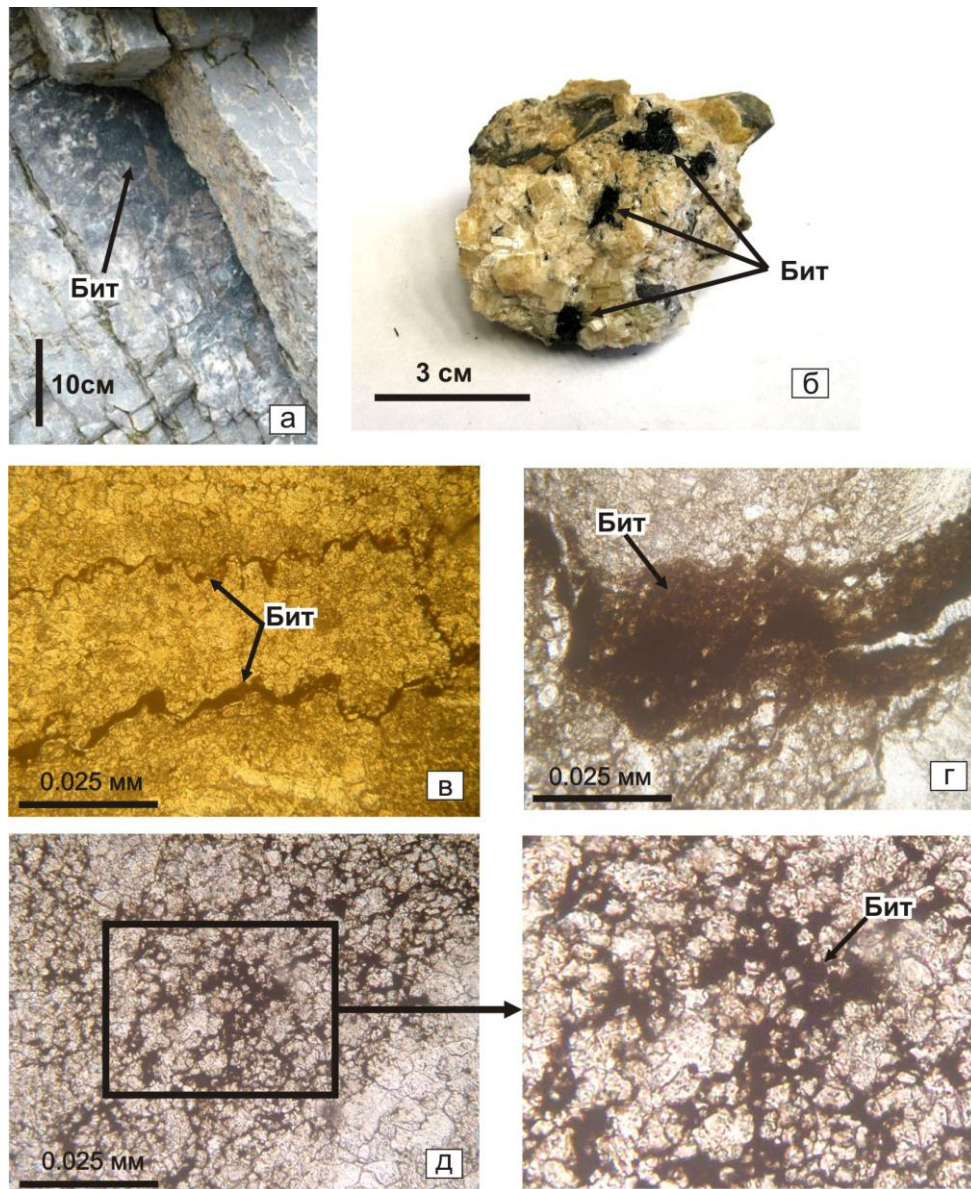


Рис. 2. Битуминозность силурийско-нижнедевонских отложений

Таблица 1

## Химико-битуминологическая характеристика силурийско-нижнедевонских отложений

Возраст	Литология	$S_{орг}$ , %	ХБА, %	$\beta_{ХВ}$ , %	Класс нефтегазоматеринских пород
$S_{1+2}$	мергель	0,6–1,1 (0,9)	0,03–0,08 (0,06)	3,5–7,8 (6,2)	доманикоиды
	глинистый известняк и доломит	0,2–0,7 (0,44)	0,04–0,05 (0,04)	6,9–17,6 (11,4)	субдоманикоиды, доманикоиды
	известняк	0,1–0,3 (0,15)	0,02–0,05 (0,03)	16,5–34 (21,6)	субдоманикоиды
$D_1$	доломит, известняк	0,1–0,2 (0,13)	0,01	7,3–10,3 (9,2)	субдоманикоиды
	доломит битуминозный	0,4–0,8 (0,57)	0,03–0,06 (0,05)	5–11,9 (10,9)	субдоманикоиды, доманикоиды

\* – в скобках приведены средние значения.



Рис. 3. Литолого-геохимический разрез силурийских (а) и нижнедевонских (б) отложений

1–6 – известняки: 1 – горизонтальнослоистые, 2 – волнистослоистые, 3 – комковатые, 4 – глинистые, 5 – доломитистые и доломитовые, 6 – ооидные (а), пеллоидно-ооидные, 7 – доломиты, 8 – доломиты известковистые и известковые, 9 – глинистые доломиты, 10 – мергель, 11 – строматолиты, 12 – битуминозность (гнезда, прожилки, примазки).

В классификационном аспекте по концентрации  $C_{орг}$  в силурийско-нижнедевонских отложениях выделяются различные группы нефтегазоматеринских пород: 0,5–5 – доманикоиды; 0,1–0,5 – субдоманикоиды; < 0,1 – породы со сверххрасеянной формой (не являющиеся нефтегазоматеринскими) [Баженова, Гембицкая, Шиманский, 1999]. Для нижнедевонских отложений р. Сизимцелебейшор характерны в основном субдоманикоидные концентрации  $C_{орг}$  (см. рис. 3б). В разрезе силурийских отложений р. Падимейтывис на фоне преобладания пород с субдоманикоидным типом распределения  $C_{орг}$ , наиболее обогащенными ОВ являются глинисто-карбонатные слои с доманикоидными концентрациями (см. рис. 3а).

Для выхода хлороформного битумоида А (ХБА) наблюдается та же тенденция, что и для  $C_{орг}$  (см. табл. 1, рис. 3). Низкие содержания ХБА характерны для известняков и доломитов (0,01–0,04%), более повышенные – для глинистых известняков, доломитов и битуминозных доломитов (0,04–0,06%) и максимальные в мергелях (0,03–0,08%). В целом, для изученных образцов отмечается закономерное увеличение выхода ХБА с повышением концентраций  $C_{орг}$ . Наблюдаемые значительные отклонения от этой зависимости характерны для образцов с высоким значением битумоидного коэффициента ( $\beta_{ХБ} > 20\%$ ), что указывает на их аллохтонную либо паравтохтонную природу [Баженова и др., 2004]. Для основной части образцов значения  $\beta_{ХБ}$  находятся в диапазоне 3–17%, свидетельствующем об автохтонности битумоидов вмещающим толщам.

### **Катагенез органического вещества**

Уровень катагенетической преобразованности силурийско-нижнедевонских отложений оценивался по индексам окраски конодонтов (ИОК), используемых в качестве меры прогрева вмещающих толщ. Экспериментально установленная зависимость изменения окраски конодонтовых элементов от интенсивности и длительности термального воздействия позволяет использовать цвет конодонтов, выраженный через индексы окраски (от 1 до 8), для приблизительной оценки степени термального преобразования вмещающих пород и ОВ [Epstein, Epstein, Harris, 1977]. Для определения ИОК цвет изученных конодонтовых элементов сравнивался с цветом конодонтовых элементов на таблицах, приведенных в работе [Epstein et al., 1977]. В каждой пробе элементы сортировались по морфологическим группам и размерам, поскольку ламеллярная ткань, по цвету которой наиболее надежно определяются индексы окраски, в элементах разных морфологических групп имеет различное развитие (толщину) и площадь распространения [Журавлев, 2017]. Преимущество при оценке цвета отдавалось элементам среднего и крупного размера, так как у мелких элементов ламеллярная ткань развита слабо, в результате чего окраска светлее, чем у более

крупных экземпляров этого же рода.

Полученные значения ИОК изменяются в пределах 1,5–2 и увеличиваются вниз по разрезу, составляя в основном 1,5 в нижнедевонских отложениях и 1,5–2 в силурийских (см. рис. 3). По значениям ИОК интенсивность прогресса вмещающих толщ достигала 90–140 С°, что отвечает грациям катагенеза на уровне МК<sub>1-2</sub>. На основании значений ИОК катагенетическая преобразованность ОБ в нижнедевонских отложениях соответствует грации МК<sub>1</sub>. В отложениях силурийского возраста катагенез ОБ, вероятно, изменяется от МК<sub>1</sub> в пржидольской и верхней половине лудловской части разреза, до МК<sub>2</sub> в венлокской и нижней половине лудловской части разреза.

Исследования, проведенные ранее Д.А. Бушневым и Н.С. Бурдельной для ряда образцов силурийских отложений из р. Сизимцелебейшор, р. Падимейтивис и его притока руч. Безымянного на основе распределения полициклических УВ стеранового и гопанового рядов, показали более высокую катагенетическую зрелость ОБ от грации МК<sub>1-2</sub> до МК<sub>2-3</sub> и возможно выше, что является возможным подтверждением наличия доли миграционных битумоидов более высокой степени зрелости [Бушнев, Бурдельная, 2012].

### Индивидуальный состав углеводородов битумоидов

В групповом составе битумоидов доля углеводородов (УВ) варьирует от 13 до 79%. При этом содержание УВ в битумоидах силурийских отложений отличается более высокими концентрациями (32–79%), по сравнению с нижнедевонскими, где они составляют от 14 до 40%.

Углеводородный состав алифатической фракции битумоидов изучался методом газовой хроматографии. Для изученных образцов наблюдается несколько типов молекулярно-массового распределения *n*-алканов и изопреноидов, отражающих различия в составе ОБ (табл. 2, 3).

В первой (I) группе образцов состав битумоидов характеризуется максимумом распределения алканов нормального строения в области *n*-C<sub>13</sub>–C<sub>20</sub>, составляющих 47–64% (рис. 4а). Для них характерно преобладание нечетных алканов нормального строения средней молекулярной массы *n*-C<sub>15</sub>, C<sub>17</sub>, C<sub>19</sub>, коэффициент нечетности (K<sub>нч</sub>) в ряду *n*-C<sub>15</sub>–C<sub>21</sub> – 1,03–1,42, отношение *n*-C<sub>17</sub>/*n*-C<sub>27</sub> наиболее высокое – 2,49–6,24.

Во второй (II) группе битумоидов максимум распределения *n*-алканов смещен в высокомолекулярную область (рис. 4б). Концентрация *n*-алканов в области > C<sub>20</sub> составляет 67–82%, значения соотношения *n*-C<sub>17</sub>/*n*-C<sub>27</sub> для этих битумоидов самые низкие – 0,36–0,76 (см. табл. 3).

Углеводородные параметры битумоидов силурийско-нижнедевонских отложений

Группа битумоидов		Номер образца	$\beta_{\text{ХБ}}$ , %	$n\text{-C}_{13}\text{-C}_{20}$ , %	$n\text{-C}_{21}\text{-C}_{35}$ , %	Изопренаны, %	$n\text{-C}_{17}/n\text{-C}_{27}$	Pr/ $n\text{-C}_{17}$	Ph/ $n\text{-C}_{18}$	Pr+Ph/ $n\text{-C}_{17}+n\text{-C}_{18}$	Pr/Ph	CPI*
I	D <sub>1</sub>	6-2	6,17	48	46	7	2,85	0,18	0,30	0,23	0,90	1,07
		11-4	5,06	64	31	5	6,24	0,10	0,18	0,12	1,05	1,04
		12-2	10,98	60	36	4	4,73	0,11	0,25	0,15	0,90	1,03
	S <sub>2</sub>	26-1	7,56	50	44	5	2,49	0,15	0,18	0,16	1,26	0,97
		30-3	17,86	49	49	2	2,84	0,06	0,09	0,08	1,04	0,95
II	D <sub>1</sub>	4-1	21,04	24	71	5	0,76	0,39	0,47	0,43	0,88	1,02
	S <sub>1</sub>	1-6	8,67	25	67	7	0,67	0,45	0,69	0,57	0,68	0,97
	S <sub>2</sub>	20-1	23,46	24	73	3	0,64	0,20	0,28	0,24	0,76	0,97
		35-3	33,60	16	82	1	0,36	0,15	0,16	0,15	1,02	0,99
I-1	D <sub>1</sub>	8-1	10	41	53	6	2,01	0,19	0,27	0,22	0,93	1,03
		3-1	7,35	38	58	4	1,54	0,18	0,21	0,19	1,10	0,99
	S <sub>2</sub>	21-1	3,57	38	59	2	1,26	0,08	0,08	0,08	1,15	0,97
		34-1	16,15	38	58	4	1,74	0,12	0,25	0,17	0,87	0,95
		51-2	7,88	42	48	10	1,81	0,26	0,40	0,31	1,03	1,01
		65-1	17,60	42	52	6	2,63	0,14	0,35	0,20	0,98	0,96
II-1	D <sub>1</sub>	13-1	10,35	29	68	3	0,99	0,19	0,22	0,20	1,03	1,01
		2-1	11,92	31	61	8	1,11	0,41	0,47	0,44	1,10	1,10
	S <sub>1</sub>	1-3	6,93	29	60	11	0,81	0,51	0,83	0,66	0,71	1,02
	S <sub>2</sub>	10-1	11,86	30	64	6	0,91	0,26	0,45	0,34	0,80	0,99
		13-2	14,79	30	65	4	1,17	0,22	0,31	0,27	0,78	0,95
		23-3	21,28	33	65	2	1,06	0,10	0,12	0,11	0,85	0,99
		29-1	16,56	33	64	3	1,13	0,12	0,13	0,12	1,08	0,98
		36-4	8,83	33	64	3	0,97	0,10	0,25	0,16	0,67	0,97
		42-1	34,00	33	62	5	1,42	0,18	0,37	0,25	0,87	0,98

$$* - \frac{1}{2} * \frac{(C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31}+C_{33})}{(C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32}+C_{34})} + \frac{(C_{25}+C_{27}+C_{29}+C_{31})}{(C_{24}+C_{26}+C_{28}+C_{30}+C_{32})}$$



Таблица 3

## Распределение геохимических параметров в выделенных группах битумоидов

Угледородные параметры	Группы битумоидов			
	I (5)*	II (4)	I-1 (6)	II-1 (9)
$n\text{-C}_{13} - \text{C}_{20}$ , %	48–64	16–25	38–42	29–33
$n\text{-C}_{21} - \text{C}_{35}$ , %	31–49	67–82	48–59	60–68
Изопренаны, %	2–7	1–7	2–10	2–11
$n\text{-C}_{17}/n\text{-C}_{27}$	$\frac{2,49-6,24}{3,83}$	$\frac{0,36-0,76}{0,60}$	$\frac{1,26-2,63}{1,83}$	$\frac{0,81-1,42}{1,06}$
$\text{Pr}/n\text{-C}_{17}$	$\frac{0,06-0,18}{0,12}$	$\frac{0,15-0,45}{0,30}$	$\frac{0,08-0,26}{0,16}$	$\frac{0,10-0,51}{0,23}$
$\text{Ph}/n\text{-C}_{18}$	$\frac{0,09-0,30}{0,20}$	$\frac{0,16-0,69}{0,40}$	$\frac{0,08-0,40}{0,26}$	$\frac{0,12-0,83}{0,35}$
$\text{Pr}+\text{Ph}/n\text{-C}_{17} + n\text{-C}_{18}$	$\frac{0,08-0,23}{0,15}$	$\frac{0,15-0,57}{0,35}$	$\frac{0,08-0,31}{0,19}$	$\frac{0,11-0,66}{0,28}$
$\text{Pr}/\text{Ph}$	$\frac{0,90-1,26}{1,03}$	$\frac{0,68-1,02}{0,83}$	$\frac{0,87-1,15}{1,01}$	$\frac{0,67-1,10}{0,87}$
$\text{CPI}^{**}$	$\frac{0,95-1,07}{1,01}$	$\frac{0,97-1,02}{0,99}$	$\frac{0,95-1,03}{0,98}$	$\frac{0,95-1,10}{0,99}$

\* – в скобках количество образцов,

$$** - \frac{1}{2} * \frac{(\text{C}_{25}+\text{C}_{27}+\text{C}_{29}+\text{C}_{31}+\text{C}_{33})}{(\text{C}_{26}+\text{C}_{28}+\text{C}_{30}+\text{C}_{32}+\text{C}_{34})} + \frac{(\text{C}_{25}+\text{C}_{27}+\text{C}_{29}+\text{C}_{31})}{(\text{C}_{24}+\text{C}_{26}+\text{C}_{28}+\text{C}_{30}+\text{C}_{32})}$$

Выделяются также две группы образцов I-1 и II-1 с промежуточным типом распределения УВ, которые приближены по своим характеристикам к группе битумоидов либо первого, либо второго типа. Битумоиды группы I-1 по своим углеводородным параметрам приближены к группе I, но отличаются повышенной концентрацией алканов с высоким молекулярным весом ( $> n\text{-C}_{20}$ ) до 47–59%, отношение  $n\text{-C}_{17}/n\text{-C}_{27}$  снижено до 1,2–2,6 (см. табл. 3, рис. 4в). В группе II-1, наоборот, увеличена доля среднемолекулярных  $n$ -алканов и выдержано соотношение относительных концентраций УВ в области  $n\text{-C}_{13}\text{--C}_{20}$  к  $n\text{-C}_{21}\text{--C}_{35}$  примерно в отношении 1:2 (см. табл. 3, рис. 4г).

Концентрация изопреноидных алканов изменяется от 1 до 11% и не зависит от приуроченности к выделенным группам битумоидов. Однако по соотношению алканов разветвленного и нормального строения между выделенными группами битумоидов также устанавливаются различия. Значения показателей  $\text{Pr}/n\text{-C}_{17}$ ,  $\text{Ph}/n\text{-C}_{17}$ ,  $\text{Pr}+\text{Ph}/\text{C}_{17}+\text{C}_{18}$  (изопреноидный коэффициент,  $K_i$ ) в I группе более низкие, чем во II. Эта же тенденция сохраняется и в группах I-1 и II-1 (см. табл. 3). Более наглядно различия в составе битумоидов отражены на графике Кеннона-Кассоу, где они формируют две области с группами I, I-1 и II, II-1 (рис. 5).

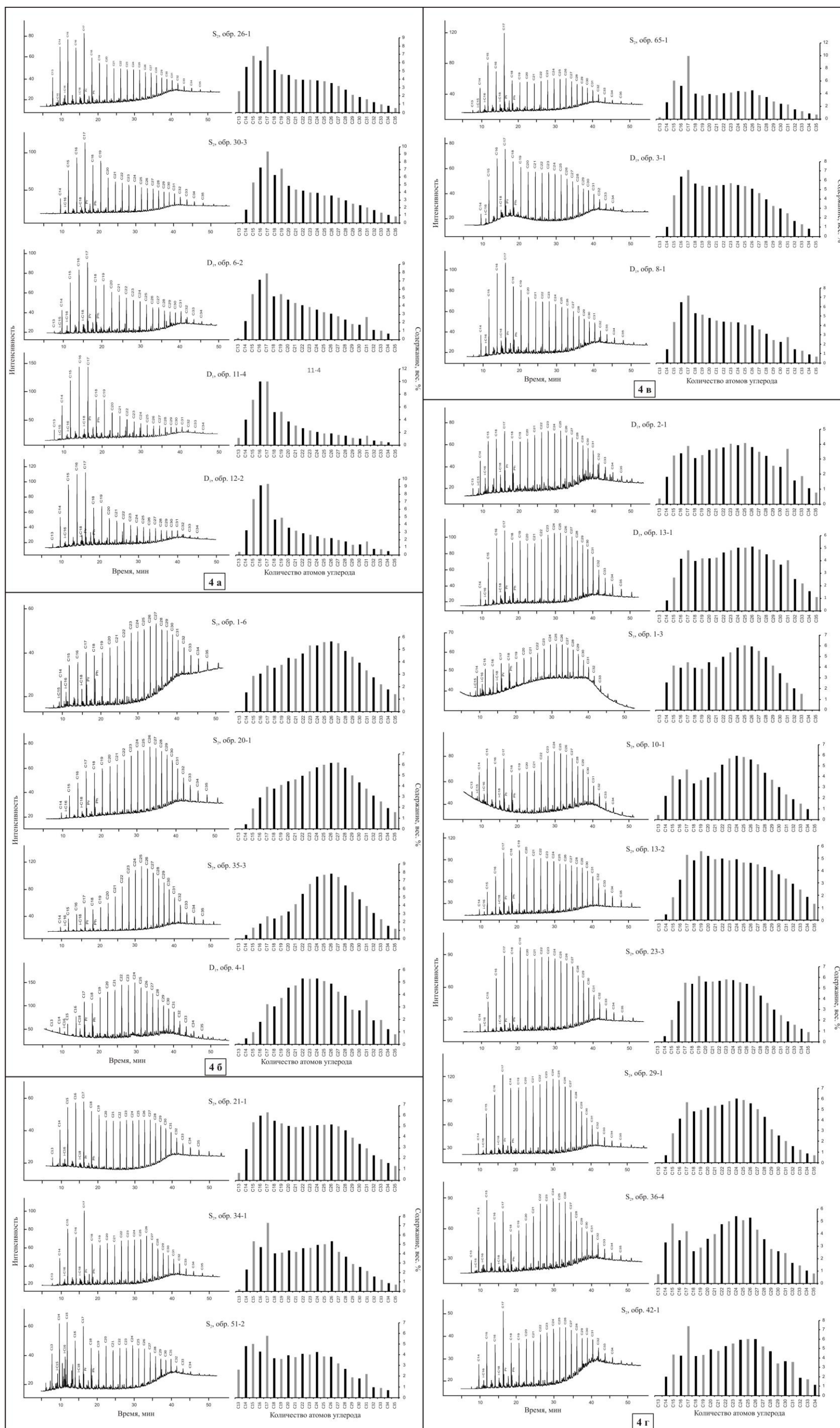


Рис. 4. Гистограммы и хроматограммы распределения *n*-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов

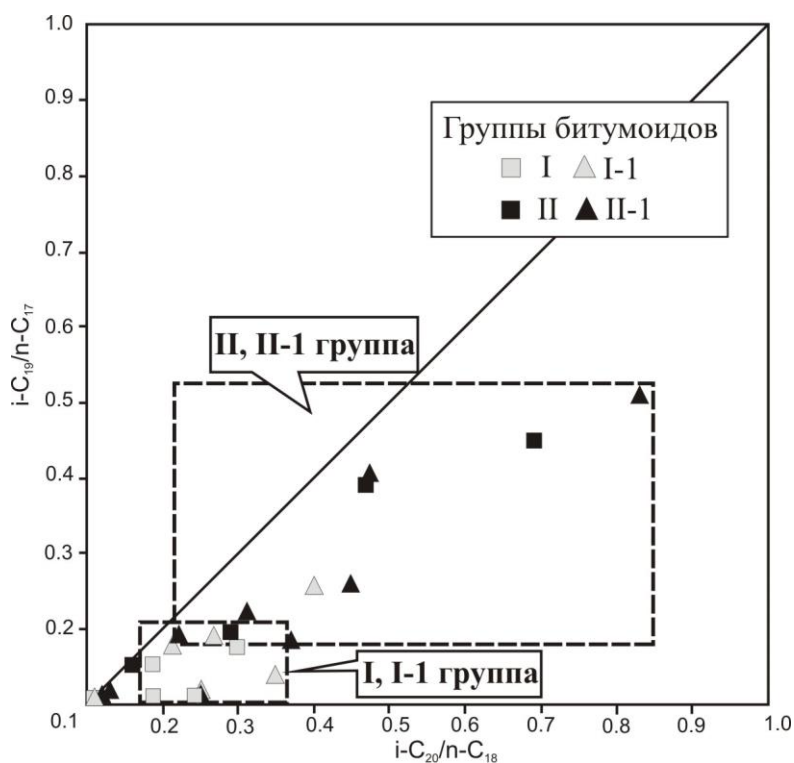


Рис. 5. Положение выделенных групп битумоидов на графике Кеннона-Кассоу

Выделенные группы битумоидов также отличаются по величине отношения изопреноидных алканов - пристана (Pr) и фитана (Ph). В схожих по углеводородному составу группах I и I-1 отношение Pr/Ph варьирует в диапазоне от 0,87 до 1,26, составляя в среднем 1,0. Для групп II и II-1 чаще характерно преобладание фитана, в основном в диапазоне 0,7–0,8 (см. табл. 3).

Коэффициент нечетности в ряду  $n\text{-}C_{24}\text{--}C_{34}$  (CPI) для всех образцов составляет около 1 и имеет тенденцию к уменьшению вниз по разрезу (см. табл. 2). Значения CPI изменяются от 0,99–1,1 в нижнедевонских отложениях и до 0,92–1,02 в силурийских, что в данном случае может являться следствием увеличивающейся зрелости ОБ [Хант, 1982].

### Изотопный состав органического углерода

Изотопный состав органического углерода ( $\delta^{13}C_{\text{орг}}$ , ‰) силурийско-нижнедевонских отложений определялся в образцах битумоидов и керогена. Значения  $\delta^{13}C_{\text{орг}}$  даны в промилле относительно стандарта PDB, при ошибке измерения  $\pm 0,15\%$ . Значения  $\delta^{13}C_{\text{орг}}$  битумоидов изменяются от -30,1 до -32,6‰, составляя в среднем -31,8‰ (рис. 6). Более тяжелым изотопом углерода (-30,9...-31,1‰) обогащено ОБ керогенов. Полученные значения  $\delta^{13}C_{\text{орг}}$  битумоидов и керогена близки между собой и характерны для ОБ сапропелевого генезиса [Galimov, 2013; Конторович, 1985].

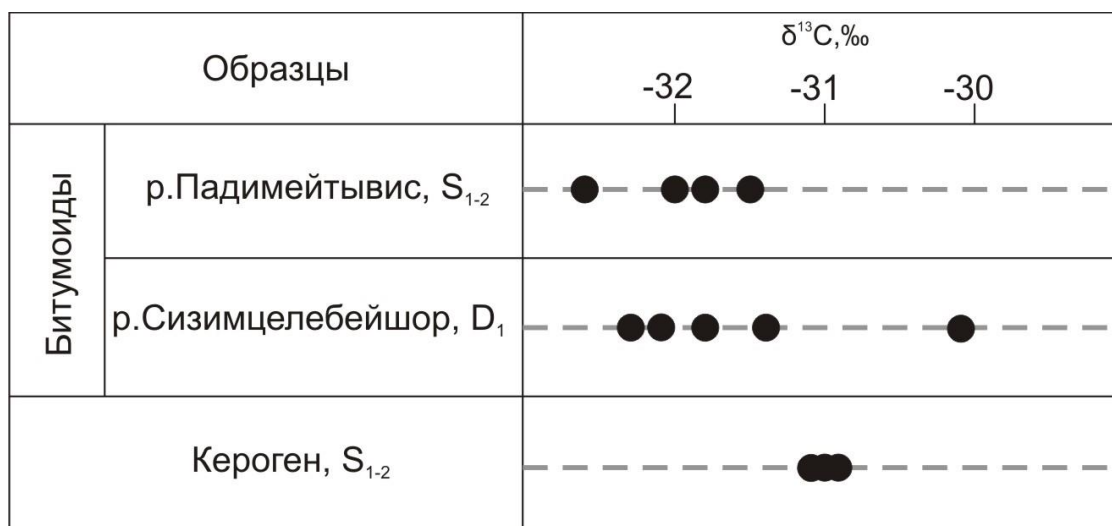


Рис. 6. Изотопный состав углерода битумоидов и керогена силурийско-нижнедевонских отложений

### Заключение

Проведенные исследования показали, что большую часть разреза силурийско-нижнедевонских отложений составляют нефтегазоматеринские породы с субдоманикоидными концентрациями  $C_{орг}$ . Породы, более обогащенные ОВ ( $> 0,5\%$ ), связаны с глинисто-карбонатными разностями, слагающими около 20% разреза в силурийской части и отдельными слоями битуминозных доломитов в нижнедевонской.

Битумоиды силурийско-нижнедевонских отложений делятся на группы, которые отличаются как профилем распределения *n*-алканов, так и по ряду углеводородных параметров. Различные типы распределения насыщенных УВ в целом отражают морское сапропелевое ОВ, но, вероятно, различной генетической основы – планктоногенной и фитобентосной. Определение биоценотического состава ОВ, как источника различных типов битумоидов, требует дальнейших микропалеонтологических и геохимических исследований.

Степень катагенетической преобразованности, оцененная по данным ИОК, указывает, что отложения и заключенное в них ОВ зафиксированы в главной зоне нефтегенерации на грациях  $МК_{1-2}$ . Наличие процессов нефтегенерации и миграции подтверждаются битумонасыщенностью различного характера по всему изученному разрезу силурийско-нижнедевонских отложений.

Таким образом, проведенные исследования нижнепалеозойских отложений позволили получить новые сведения о нефтегазоматеринских толщах поднятия Чернова, а также дают возможность предполагать наличие нефтегазоматеринских свойств глубокопогруженных одновозрастных толщ западного борта Коротайхинской впадины.

*Исследования выполнены при частичной поддержке программы УрО РАН (№ 15-18-5-21) с использованием оборудования ЦКП «Геонаука» (г. Сыктывкар).*

### Литература

*Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е.* Геология и геохимия нефти и газа: Учебник. - М.: МГУ, 2004. - 415 с.

*Баженова Т.К., Гембицкая Л.А., Шиманский В.К.* Нефтегазоматеринские горизонты Тимано-Печорского бассейна // Геология и минеральные ресурсы европейского северо-востока России: новые результаты и новые перспективы: материалы XIII Геологического съезда Республики Коми. - Сыктывкар, 1999. – Т. III. - С. 16–18.

*Безносова Т.М.* Биостратиграфия и брахиоподы силура Европейского Северо-Востока России. - СПб.: Наука, 1994. - 128 с.

*Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С.* Органическое вещество силурийских отложений поднятия Чернова // Геохимия. - 2012. - №7. - С. 683–691.

Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1:1000000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист Q-41 – Воркута / М.А. Шишкин, Я.Э. Файбусович, А.П. Астапов, А.С. Воронин, Е.В. Молчанова. - СПб.: ВСЕГЕИ, ЗапСибГеоНАЦ, 2007.

*Журавлев А.В.* Оценка степени термального катагенеза палеозойских отложений севера Пайхойского паравтохтона по индексам окраски конодонтов // Литосфера. - 2017. - №1. - С. 44–52.

*Конторович А.Э., Богородская Л.И., Гольшев С.И.* Закономерности фракционирования изотопов углерода в сидикахитах // Геология и геофизика. - 1985. - № 9. - С. 34–42.

Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д. Белонин, Г.Ф. Буданов, С.А. Данилевский, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов. - СПб: Недра, 2004. - 396 с.

*Хант Д.* Геология и геохимия нефти и газа. - М.: Мир, 1982. – 703 с.

*Чернов Г.А.* Палеозой Большеземельской тундры и перспективы его нефтегазоносности. - М: Наука, 1972. - 318 с.

*Epstein A.G., Epstein J.B., Harris L.D.* Conodont color alteration – an index organic metamorphism / U. S. Geological Survey Professional Paper 995, 1977. P. 27.

*Galimov E.M.* Isotope organic geochemistry // Organic Geochemistry. 2006. Vol. 37. P. 1200–1262. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2006.04.009>

**Kotik I.S., Kotik O.S., Valyaeva O.V., Sokolova L.V.**

Institute of Geology of the Komi Science Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktyvkar, Russia, iskotik@geo.komisc.ru, olya.procko@gmail.com

## **SILURIAN AND LOWER DEVONIAN PETROLEUM SOURCE ROCKS OF THE CHERNOV RIDGE (TIMAN-PECHORA BASIN, RUSSIA)**

*The article presents the results of geochemical research of Silurian and Lower Devonian sequences on the Chernov ridge. The main part of the section is represented by petroleum source rocks with (TOC concentrations of 0,1–0,5%). Petroleum source rocks with increased contents of organic matter (> 0,5%) belong to clay-carbonate intervals in Silurian part of the section and layers of bituminous dolomites in the Lower Devonian. The hydrocarbon composition of the saturated fraction of bitumen in the Silurian-Lower Devonian deposits show a sapropel organic matter, probably of a different genetic types – plankton and marin algae. The isotopic composition of organic carbon ( $\delta^{13}\text{C}$ , ‰) of bitumen part (30,1–32,6‰) and kerogen component (30,9–31,1‰) confirms the sapropel genesis of organic matter. The level of catagenetic transformation, estimated by the conodont colour alteration index, indicates that the Silurian-Lower Devonian deposits are in the main zone of oil generation (subdivision of the catagenesis MK<sub>1-2</sub>). The process of hydrocarbon generation is confirmed by the presence of bitumen throughout the section of the Silurian and Lower Devonian sequences.*

**Keywords:** *Silurian and Lower Devonian sequences, source rock, organic matter, bitumen, isotopic composition of organic carbon, Chernov ridge, Timan-Pechora Basin.*

### **References**

Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. *Geologiyai geokhimiya nefti i gaza: Uchebnik* [Petroleum geology and geochemistry]. Moscow: MGU, 2004, 415 p.

Bazhenova T.K., Gembitskaya L.A., Shimansky V.K. *Neftegazomaterinskiye gorizonti Timano\_Pechorskogo basseina* [Petroleum source levels of the Timan-Pechora basin] // *Geologiya i mineralnye resursy evropeiskogo severovostoka Rossii: Proceedings of the conference*. Syktyvkar, 1999, T. 3, p. 16–18.

Beznosova T. M. *Biostratigrafiya i brahiopodi silura Evropeiskogo severo-vostoka Rossii* [Biostratigraphy and brachiopods of the Silurian of the European North-East of Russia]. St. Petersburg: Nauka, 1994, 128 p.

Bushnev D.A., Burdelnaya N.S. *Organicheskoe veschestvo siluriiskih otlojenii podnyatiya Chernova* [Organic matter in Silurian rocks from the Chernov uplift] // *Geochemistry international*, 2012, Vol. 50, no. 7, p. 683–691.

Chernov G.A. *Paleozoi Bolshezemelskoi tundri i perspektivi ego neftegazonosnosti* [Paleozoic of the Bolshezemelskaya tundry and prospects of its oil and gas bearing sections]. Moscow: Nauka, 1972, 318 p.

Epstein A.G., Epstein J.B., Harris L.D. Conodont color alteration – an index organic metamorphism / U. S. Geological Survey Professional Paper 995, 1977. P. 27.

Galimov E.M. Isotope organic geochemistry // *Organic Geochemistry*. 2006. Vol. 37. P. 1200–1262. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2006.04.009>

Hunt J. *Geologiya i geokhimiya nefti i gaza* [Petroleum geochemistry and geology]. Moscow: Mir, 1982, 703 p.

Kontorovich A.E., Bogorodskaya L.I., Golyshev S.I. *Zakonomernosti frakcionirovaniya izotopov ugleroda v sedikahitah* [Regularities of fractionation isotopes of carbons in sedikahits] // *Russian Geology and Geophysics*, 1985, Vol. 9, p.34–42.

State geological map of the Russian Federation. Scale 1:1000000 3rd generation. Urals. Sheet Q-41 - Vorkuta / M.A. Scisckin, Y.E. Faybusovich, A.P. Astapov, A.S. Voronin, E.V. Molchanova. St. Petersburg: VSEGEI, ZapSibGeoNATS, 2007.

*Timano-Pechorskaya provintsiya: geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy*

*osvoeniya* [Timan-Pechora province: geological structure, petroleum potential and prospects of development] / M.D. Belonin, G.F. Budanov, S.A. Danilevsky, O.M. Prishchepa, E.L. Teplov. St. Petersburg: Nedra, 2004, 396 p.

Zhuravlev A.V. *Otsenka stepeni termal'nogo katageneza paleozoyskikh otlozheniy severa Paykhoyskogo paravtokhtona po indeksam okraski konodontov* [Estimation of Paleozoic rocks thermal maturity of the Northern Pay-Khoy parautochthone on the basis of conodonts color alteration indexes]. *Litosfera*, 2017, no. 1, p. 44–52.

© Котик И.С., Котик О.С., Валяева О.В., Соколова Л.В., 2017