

DOI: [https://doi.org/10.17353/2070-5379/24\\_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/24_2018)

УДК 551.734.5+550.4:552.57/.58(470.1)

**Котик И.С., Котик О.С.**

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт геологии им. акад. Н.П. Юшкина Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук (ФГБУН ИГ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, [iskotik@geo.komisc.ru](mailto:iskotik@geo.komisc.ru), [olya.procko@gmail.com](mailto:olya.procko@gmail.com)

## ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО УГЛЕРОДИСТЫХ СРЕДНЕФРАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ КОСЬЮ-РОГОВСКОЙ ВПАДИНЫ И ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА (ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ БАССЕЙН)

*Представлены результаты углетрографических и геохимических исследований углеродистых среднефранских отложений Косью-Роговской впадины, гряды Чернышева и прилегающих территорий. Проведено изучение состава органического вещества, степени его катагенетической преобразованности и углеводородного потенциала. Для разрезов гряды Чернышева характерны большое количество аморфного органического вещества (колоальгинитового), примеси зоопланктона (интракластов) и компонентов группы липтинита (альгинит, споринит, кутинит). В разрезах Косью-Роговской впадины наряду с веществом фитогенно-зоогенного происхождения встречено небольшое (< 5%) количество преотложённого гумусового детрита. Катагенез органического вещества в пределах гряды Чернышева находится на градации МК<sub>2</sub>, оно обладает высоким углеводородным потенциалом. В Косью-Роговской впадине органическое вещество преобразовано до градаций МК<sub>5</sub>-АК<sub>1</sub> и характеризуется значительной степенью реализации своего углеводородного потенциала. На основании зависимости изменения значений гамма-каротажа от содержания в породах органического вещества проведена оценка мощностей нефтегазоматеринских пород. Для среднефранских доманиково-саргаевских отложений выполнены расчеты плотностей эмиграции нефти и газа. Максимальные плотности эмиграции углеводородов установлены в Косью-Роговской впадине, где они достигают 2291 тыс. т/км<sup>2</sup> для нефти и 750 млн. м/км<sup>2</sup> для газа.*

**Ключевые слова:** доманиково-саргаевские отложения, нефтегазоматеринские породы, органическое вещество, эмиграция нефти и газа, средний фран, Тимано-Печорский бассейн.

### Введение

Франские депрессионные отложения являются основной нефтегазоматеринской толщей Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Изучению этих отложений с позиций стратиграфии, литологии, геохимии, палеогеографии и нефтегазоносности посвящены работы Л.А. Анищенко, Т.К. Баженовой, Н.В. Беляевой, Д.А. Бушнева, С.А. Данилевского, Т.А. Кирюхиной, А.Л. Корзуна, Т.И. Кушнारेвой, Л.В. Пармузиной, В.С. Цыганко, А.Б. Юдиной и многих других. Региональные закономерности изменения содержания органического вещества (ОВ), его катагенетической преобразованности и углеводородного (УВ) потенциала для франских нефтегазоматеринских отложений Тимано-Печорской провинции рассмотрены в работах Л.А. Анищенко, Т.К. Баженовой, Т.А. Кирюхиной,

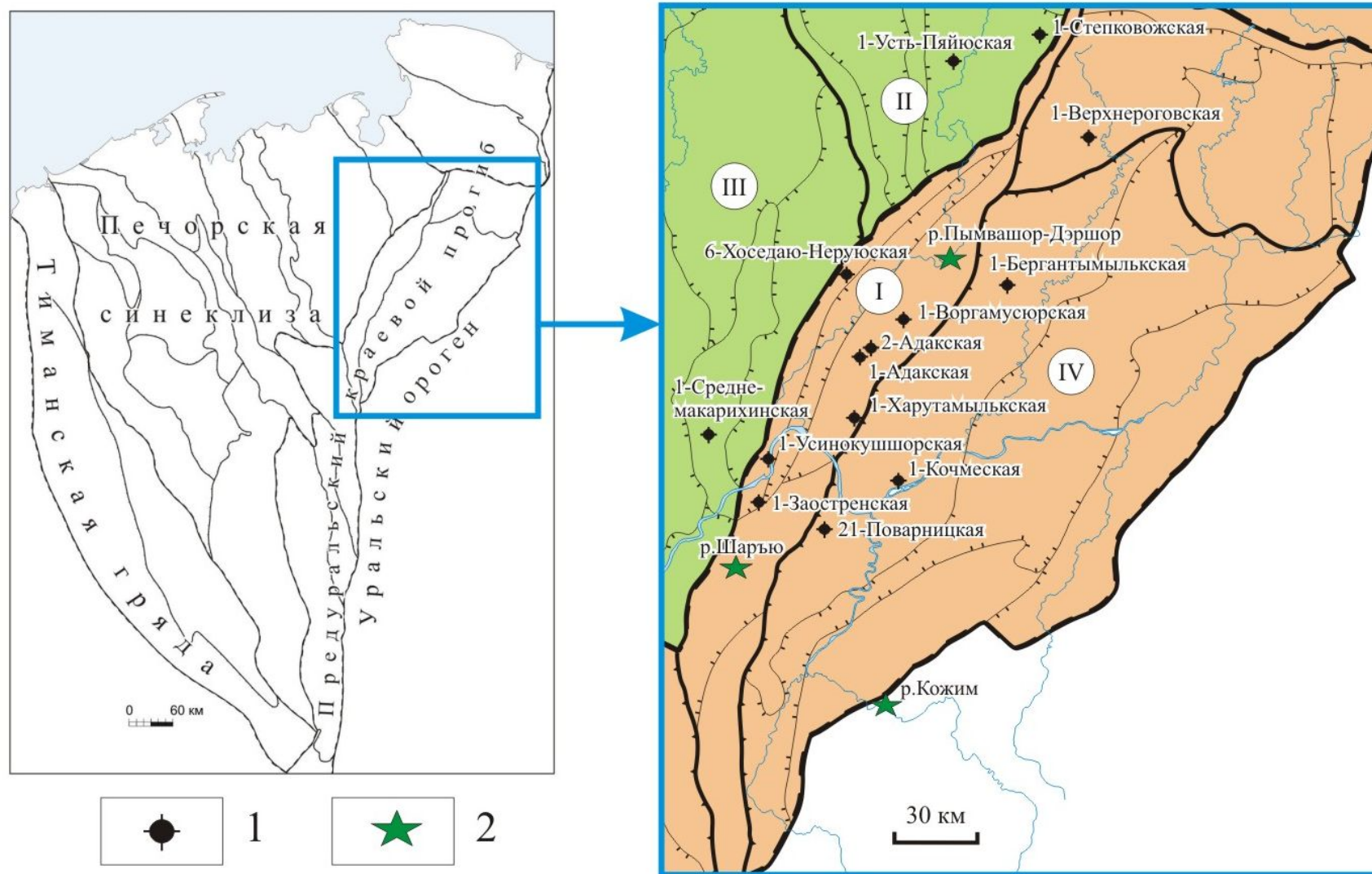
С.А. Данилевского, Н.В. Прониной, И.А. Санниковой [Анищенко и др., 2012, 2014; Баженова и др., 2008; Кирюхина и др., 2015; Данилевский, Складорова, Трифачев, 2003; Пронина, Лужбина, Макаров, 2017; Санникова и др., 2017].

В данной работе представлены результаты углепетрографических и геохимических исследований углеродистых франских отложений преимущественно для территории Косью-Роговской впадины и ее западного складчатого обрамления – гряды Чернышева (рис. 1), а также проведена оценка масштабов эмиграции нефти и газа для наиболее продуктивной части разреза – саргаевского и доманикового горизонтов.

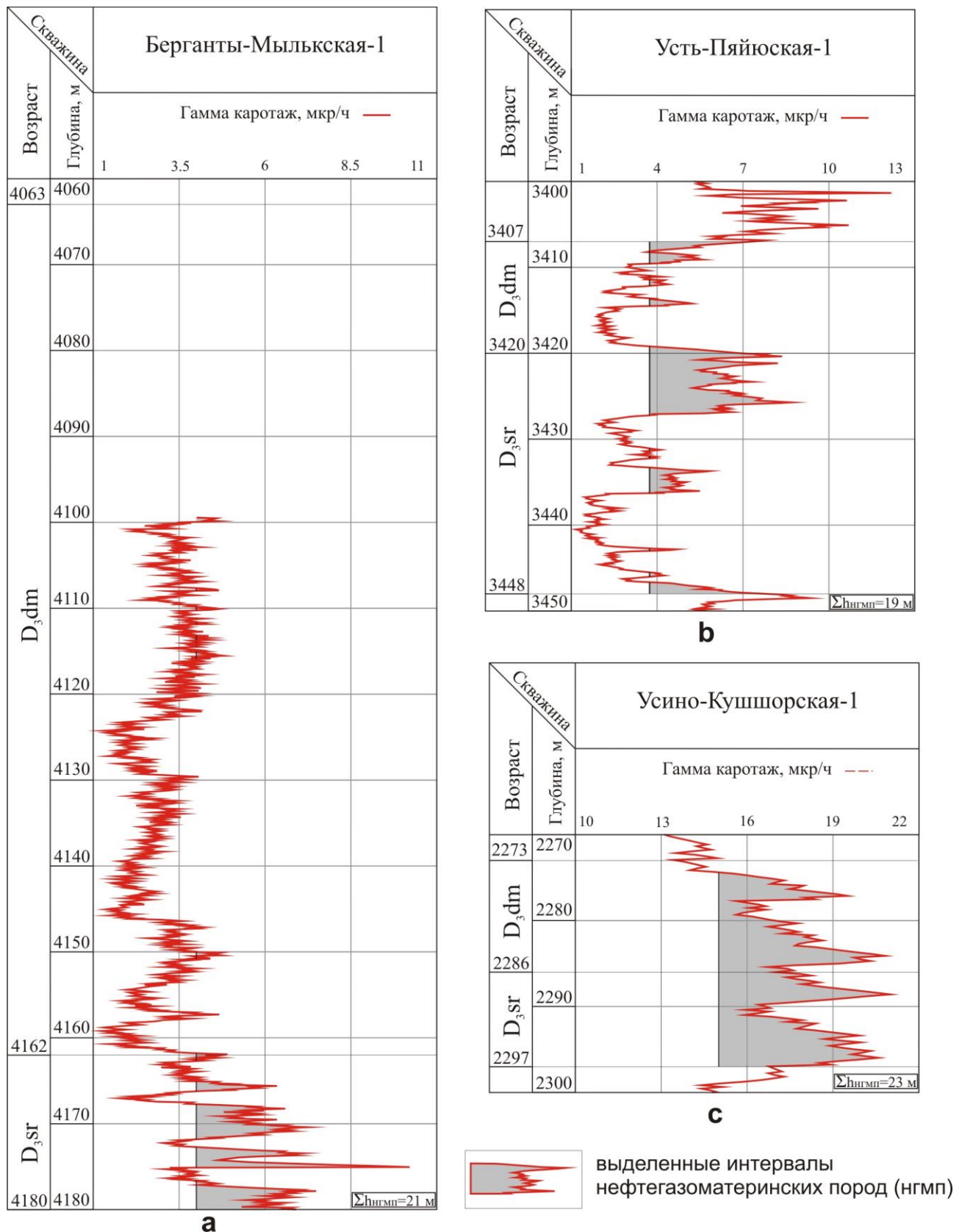
### **Условия накопления, содержание и катагенез органического вещества**

Фациальные условия осадконакопления являются основным фактором, влияющим на содержание и тип ОВ. На исследуемой территории со среднефранского времени бассейн седиментации представлял собой депрессионную впадину на шельфе с кремнисто-глинисто-карбонатным осадконакоплением. Формирование депрессионной впадины началось в саргаевское время в пределах юго-запада Косью-Роговской впадины, гряды Чернышева и юго-востока Хорейверской впадины [Пармузина, 2007]. Содержание  $S_{\text{орг}}$  в саргаевских глинисто-карбонатных отложениях составляет в среднем 3% и достигает 17% (скв. 1-Усинокушшорская) в доманиковых отложениях. В доманиковое время относительно глубоководные условия осадконакопления распространились практически на всей рассматриваемой территории. Здесь существовали благоприятные условия для накопления и сохранности ОВ, концентрации которого составляют 1–2% в глинистых и глинисто-кремнистых известняках и повышаются до 7–22%, достигая 34% (обнажение р. Шарью [Бушнев, Бурдельная, Журавлев, 2017]) в глинисто-известковистых и кремнисто-глинисто-известковистых «сланцах». В пределах депрессионной впадины в районе современных гряды Чернышева и северо-западной части Косью-Роговской впадины на отмелях и приподнятых участках морского дна формировались органогенные постройки и мелководно-морские отложения [Пармузина, 2007]. Содержание ОВ в карбонатных отложениях этих участков составляет менее 1%. В позднефранское время депрессионная впадина развивается унаследовано с доманикового этапа и в ее пределах продолжают существовать карбонатные постройки [Пармузина, 2007].

Литологический состав депрессионных отложений и изменения содержания в них ОВ хорошо коррелируются с показаниями гамма-активности. На диаграммах гамма-каротажа они характеризуются повышенными значениями (рис. 2).



**Рис. 1. Обзорная карта района исследований и положение изученных скважин и естественных обнажений**  
 1 - положение изученных скважин, 2 - положение естественных обнажений.



**Рис. 2. Отражение доманиково-саргаевских отложений изученных скважин в значениях гамма каротажа**

В депрессионных отложениях  $D_3dm$  и  $D_3sr$  гамма-активность ( $\gamma$ ) достигает величин 8–21 мкр/час на фоне 2–6 мкр/час. Изменение литолого-фациального состава с глинисто-

карбонатного на преимущественно карбонатное четко фиксируется на кривых гамма-каротажа.

Например, в одних разрезах (скважины Бергантымылькская-1, Среднемакарихинская-1, Заостренская-1, Верхнероговская-1, Степковожская-1, Усть-Пяйюская-1) глинисто-карбонатные отложения саргаевского горизонта с повышенными значениями гамма-активности ( $\gamma$  – 4–18 мкр/час,  $C_{орг}$  – 2,6–3%) сменяются мелководно-морскими органогенными известняками доманикового горизонта с содержанием ОВ 0,24–0,55% при значениях гамма 2–4 мкр/час (см. рис. 2а, б). В других разрезах, в районах с длительно существовавшими депрессионными условиями (скважины Усинокушшор-1, Харутамылькская-1, Адакская-2) высокая радиоактивность пород характерна для интервалов от саргаевского до доманикового горизонтов ( $\gamma$  – 15–21 мкр/час,  $C_{орг}$  – 7–17%) (см. рис. 2с).

Исследования удельной активности (Бк/кг) радиоактивных элементов U, Cs, Ra, Th, K показали, что повышенная гамма-активность приурочена к породам с повышенными содержаниями  $C_{орг}$ . Например, в скв. Усинокушшорская-1 изучено два интервала: доманиковый (d26) и саргаевский (d28). В первом при содержании  $C_{орг}$  – 8,23% удельная активность урана (Uam) составляет 27,7 Бк/кг, а во втором – при  $C_{орг}$  – 17,6% Uam – 43,5 Бк/кг. Такая закономерность отмечается и по другим площадям Тимано-Печорской провинции [Анищенко и др., 2012, 2014]. Это позволяет выделить в изучаемых разрезах интервалы с повышенной гамма-активностью, характерной для наиболее продуктивной части нефтегазоматеринских пород с высокими содержаниями ОВ и оценить изменение их мощностей на исследуемой территории.

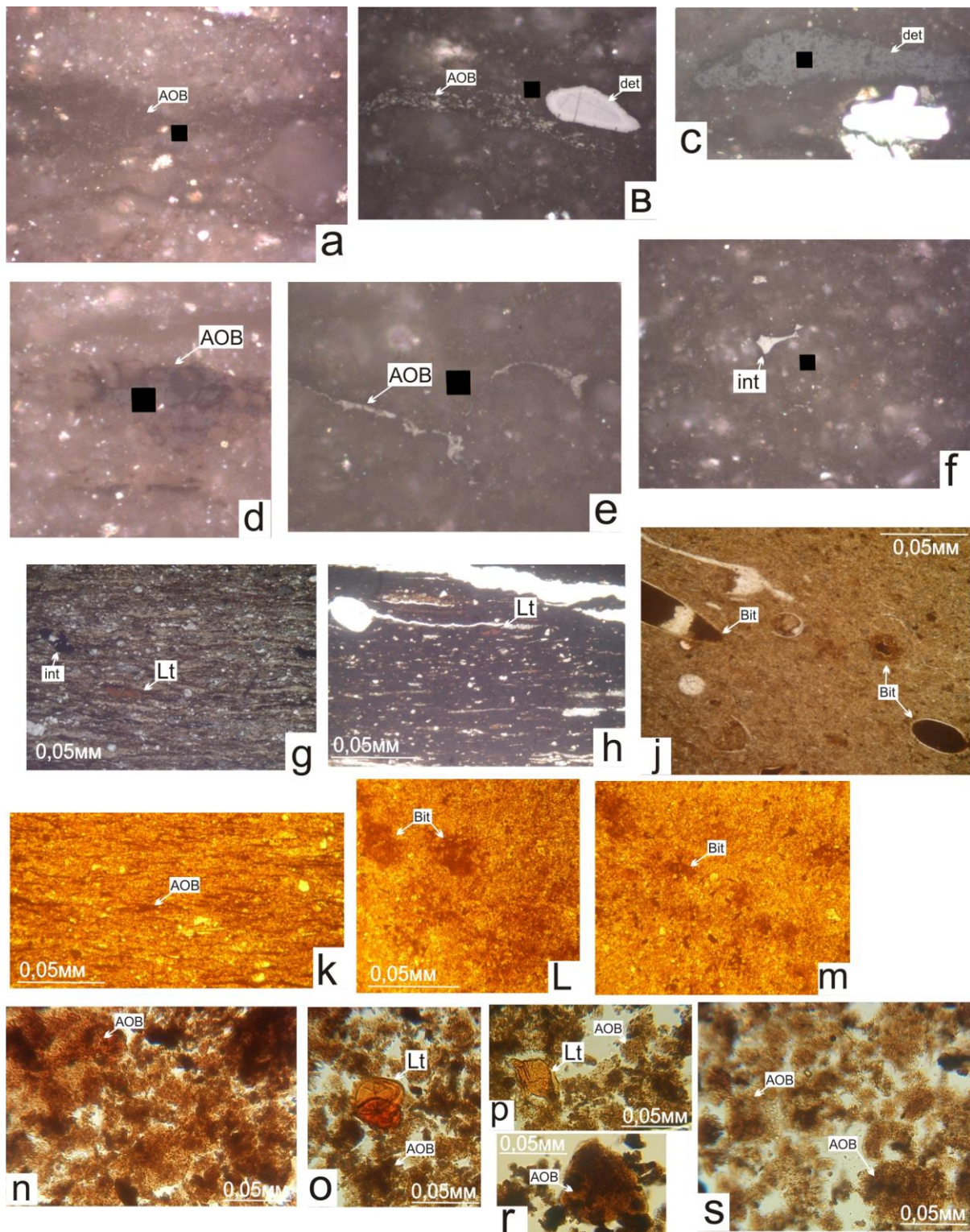
Катагенетическая преобразованность ОВ среднефранских отложений изменяется от градации МК<sub>2</sub> на гряде Чернышева до МК<sub>3</sub>–МК<sub>5</sub> в Косью-Роговской впадине и МК<sub>5</sub>–АК на западном склоне Урала (р. Кожим) [Баженова и др., 2008].

Согласно проведенным ранее исследованиям, верхнедевонские отложения вступали в главную фазу нефтеобразования, что обусловлено различными мощностями перекрывааемых отложений и неодинаковым палеотермическим градиентом [Клименко, Анищенко, 2011].

### **Углетрографический состав и геохимия органического вещества**

ОВ пород зоны нефтегенерации (градация МК<sub>2</sub>) изучено на гряде Чернышева и в прилегающих районах Печорской синеклизы (р. Шарью, скважины Усинокушшор-1, Заостренская-1, Степковожская-1, Харутамылькская-1, Среднемакарихинская-1). Доманиковые «сланцы» р. Шарью и скв. Усинокушшор-1 имеют однотипный углетрографический состав с присутствием аморфного коллоальгинитового ОВ и различных форменных компонентов группы липтинита – альгинита, споринита и

кутинита (?) (рис. 3).



**Рис. 3. Примеры включений рассеянного органического вещества в изученных породах франского возраста**

*a-f* – отраженный белый свет, масляная иммерсия, ув.  $\times 50$ , метка в центре кадра  $5 \times 5$  мкм, *g-m* – проходящий свет, шлифы; *n-s* – проходящий свет, препараты мацерата; AOB – аморфное ОВ (коллоальгинитовое), det – переотложенный гумусовый детрит, int – интракласты (зоокласты, хитинсодержащие?), Lt – липинит, bit – битуминозное вещество; *a, c, d* – скв. Кочмеская-1,  $D_3f_3$ ; *B, e, f* – р. Кожым,  $D_3dm$ ; *g, n, o, p* – скв. Заостенская-1,  $D_3f_3$ ; *h* – р. Шарью,  $D_3dm$ ; *j* – скв. Харутамылькская-1,  $D_3dm$ ; *k, L, m* – скв. Адакская-2,  $D_3f_2$ ; *r, s* – скв. Усинокушорская-1,  $D_3sr$ .

В скв. Харутамылькская-1, в отличие от упомянутых разрезов, кроме аморфного коллоальгинитового вещества, отмечается небольшое содержание хитинсодержащих зоокластов (или интракластов) и единично встречается переотложенный гумусовый детрит (см. рис. 3).

На градации МК<sub>2</sub> катагенеза ОБ пород еще не реализовало полностью свой генерационный потенциал, что подтверждается данными пиролиза. На юге гряды Чернышева в Шарью-Заостренском районе значения водородного индекса (HI) варьируют от 423 до 668 мг УВ/г С<sub>орг</sub>, а на севере – 200–400 мг УВ/г С<sub>орг</sub>. Такие различия в показателях HI при одинаковом уровне зрелости ОБ (МК<sub>2</sub>) обусловлены изменениями в его составе (табл. 1, рис. 3, 4), а именно присутствием форменных микрокомпонентов альгинита, споринита и кутинита (?) в южных разрезах, которые в северных районах визуально не диагностируются. Наряду с упомянутым многокомпонентным составом ОБ, в породах (в порах, пустотах и остатках тентакулитов) присутствует битуминозное вещество (легкого и маслянистого типа), диагностируемое в ультрафиолетовом свете.

Общий характер молекулярно-массового распределения *n*-алканов битумоидов изученных разрезов левосимметричный с максимумом распределения УВ в области < С<sub>20</sub> (см. рис. 4, табл. 1), кроме образца из доманиковых мелководно-морских отложений в скв. Среднемакарихинская-1, где максимум несколько смещен на *n*-С<sub>17</sub>–С<sub>22</sub> (см. рис. 4о). Среди изопреноидных УВ значительно преобладает пристан (Pr). Концентрация Pr иногда в 2-4 раза превышает фитан (Ph), отношение Pr/C<sub>17</sub> - также наиболее высокое (1,1-3,1). Отношение Pr/Ph в нефтяной геохимии используется как показатель условий захоронения ОБ. Считается, что преобладание Pr является признаком окислительной среды накопления ОБ [Тиссо, Вельте, 1981]. В изученных образцах такая зависимость не обнаруживается. Высокие концентрации Pr характерны для ОБ углеродистых среднефранских отложений, сформировавшихся в восстановительных условиях. Отсутствие связи отношения Pr/Ph с условиями захоронения ОБ отмечалось и другими исследователями [Баженова, Шапиро, 2008; Бушнев, Бурдельная, Журавлев, 2017].

Более преобразованное ОБ франских отложений свойственно разрезам Косью-Роговской впадины, где катагенез ОБ достигает градаций МК<sub>3</sub>–АК<sub>1</sub>. Изученное на Верхнероговской, Кочмесской, Поварницкой и Бергантымылькской площадях ОБ по составу сходно. В породах встречаются большое количество преобразованного аморфного ОБ (коллоальгинит), редкие включения интракластов (зоокласты хитинита) и небольшое содержание переотложенного гумусового детрита (см. рис. 3).

Таблица 1

## Химико-битуминологические данные и углеводородные параметры битумоидов франских отложений

Образец	Возраст	C <sub>орг</sub> , %	ХБА, %	βхб, %	н-C <sub>12</sub> -C <sub>18</sub>	н-C <sub>19</sub> -C <sub>24</sub>	н-C <sub>25</sub> -C <sub>35</sub>	i-алканы	Σн(C<20)/Σн(C>20)	Σi/Σн	C <sub>17</sub> /C <sub>25</sub>	Pr/C <sub>17</sub>	Ph/C <sub>18</sub>	Pr/Ph	(Pr+Ph)/(C <sub>17</sub> +C <sub>18</sub> )
Степковожская-1, обр. 21-1	D <sub>3dm</sub>	2,67	0,221	8,28	35,06	22,83	10,11	31,99	1,85	0,49	2,46	2,20	1,14	2,56	1,75
Усть-Пьяюская-1, обр. 25-1	D <sub>3sr</sub>	3,01	0,1844	6,13	32,52	21,52	7,64	38,33	1,96	0,58	2,10	3,13	1,21	3,14	2,26
Заостренская-1, обр. 18а	D <sub>3f3</sub>	1,87	0,15	8,02	39,15	20,16	4,86	35,83	2,97	0,48	4,34	2,39	0,89	4,01	1,79
р. Шарью, обн. 64, обр. 355	D <sub>3dm</sub>	29,44	1,91	6,49	49,58	20,93	2,10	27,39	5,01	0,33	9,27	0,78	1,07	1,02	0,90
Усинокшорская-1, обр. 286	D <sub>3sr</sub>	17,6	1,134	6,44	31,64	40,78	3,11	24,46	1,90	0,37	3,80	0,93	0,73	1,53	0,84
Усинокшорская-1, обр. 26 (1)	D <sub>3dm</sub>	8,23	0,4	4,86	38,19	23,70	11,87	26,24	1,69	0,42	2,72	1,40	0,74	3,42	1,16
Адакская-2, обр. 39-6-0,9	D <sub>3f2</sub>	7,79	0,607	7,79	54,73	13,99	1,92	29,35	6,94	0,34	6,92	1,11	0,89	1,78	1,02
Адакская-2, обр. 39-5-0,45	D <sub>3f2</sub>	3,21	0,208	6,48	35,96	14,91	6,59	42,54	2,81	0,58	3,16	3,18	1,90	2,28	2,64
р. Пымвашор, обр. ПШ 12	D <sub>3dm</sub>	7,65	0,749	9,79	54,54	21,18	4,01	20,27	4,43	0,25	4,97	0,8	0,6	1,9	0,7
Среднемакарихинская-1, обр. 46-1	D <sub>3sr</sub>	0,55	0,041	7,45	44,46	29,48	13,00	13,06	2,17	0,19	4,16	0,41	0,55	0,94	0,47
Среднемакарихинская-1, обр. 43-1	D <sub>3dm</sub>	0,24	0,056	23,33	23,36	42,07	23,20	11,36	0,86	0,25	1,51	0,50	0,79	0,64	0,64
Хоседаю-Неруюсская-6, обр. 38/1	D <sub>3f3</sub>	0,4	0,037	9,25	42,61	22,29	10,54	24,56	2,45	0,35	4,74	0,59	1,21	0,73	0,84
Верхнероговская-1, обр. 3-1	D <sub>3dm</sub>	0,92	0,0877	9,53	43,13	26,83	14,38	15,65	1,82	0,24	2,80	0,56	0,45	1,55	0,51
Кочмеская-1, обр. 69/1	D <sub>3f3</sub>	0,59	0,12	20,34	47,05	28,12	8,58	16,25	2,58	0,23	5,01	0,54	0,40	2,08	0,49
Бергантымылькская-1, обр. 34/1	D <sub>3dm</sub>	0,49	0,01	2,04	79,11	9,41	0,00	11,48	58,25	0,12	-	0,31	0,70	1,02	0,43

ХБА - хлороформенный битумоид.



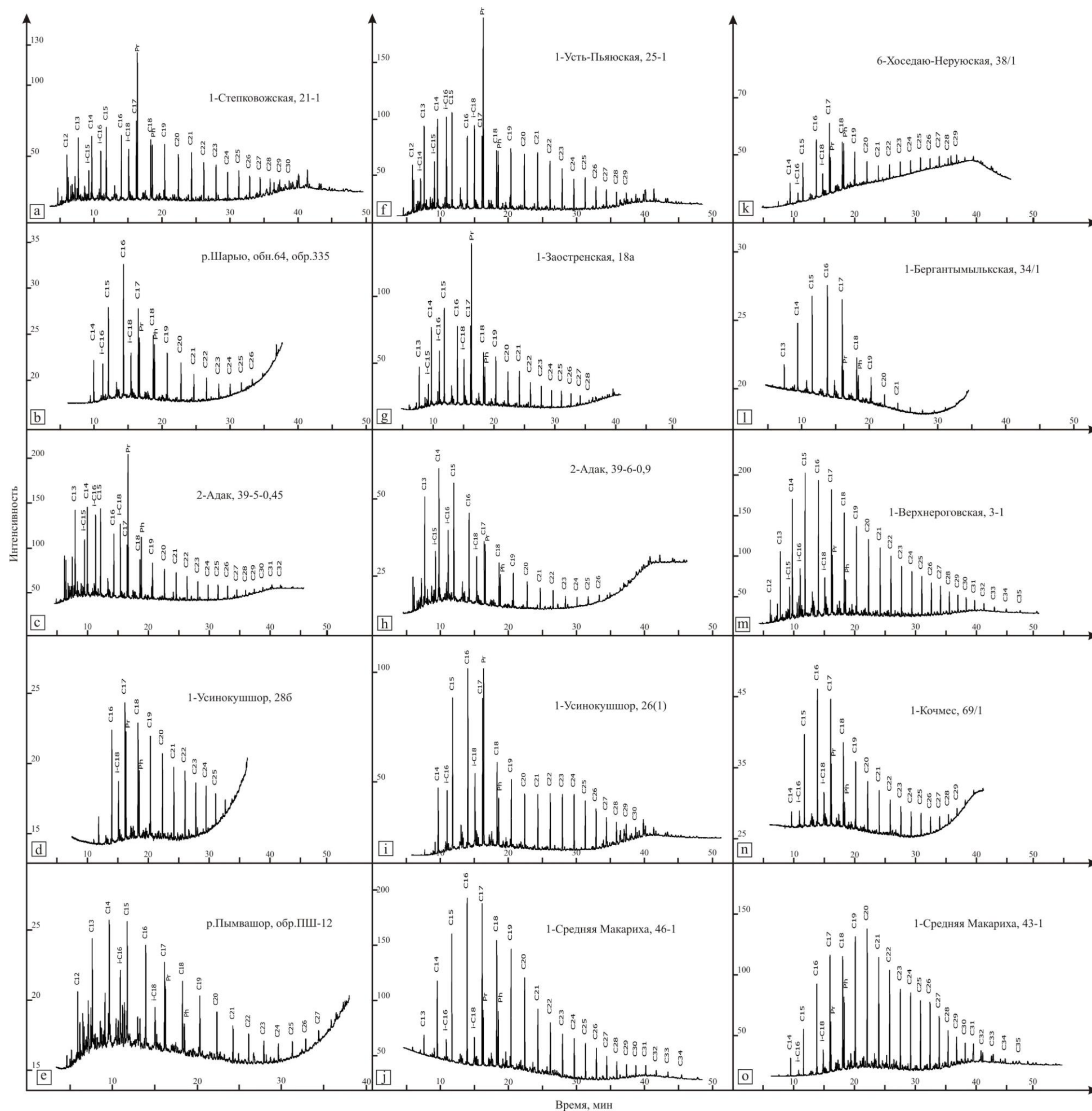


Рис. 4. Хроматограммы распределения n-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов

Такая небольшая (< 5%) доля гумусового детрита не могла не сказаться на генерационной способности толщи, поэтому при расчете эмиграционных параметров учитывалась только коллоальгинитовая и зоопланктонная составляющие ОБ, типичная для доманикового ОБ Тимано-Печорского бассейна.

Данные пиролиза указывают на значительное и почти полное исчерпание УВ потенциала в Косью-Роговской впадине. Водородный индекс изменяется от 0 (и < 10) в южной ее части, на Бергантымылькской площади – 56 и максимальный на Кочмесской площади – 137 мг УВ/г  $C_{орг}$ .

### Расчеты плотностей эмиграции нефти и газа

При расчете плотностей эмиграции важным является выбор параметров. Авторы руководствовались типом исходного ОБ (биоценоотическим типом) и его катагенетической преобразованностью. Подсчеты плотностей эмиграции для нефти и газа производились по опубликованным формулам (1) и (2) [Баженова и др., 2008]:

$$Q_{нефти} = C_{нк} * \rho * h * \delta * \beta^{ХБА} (K/1-K) * 10^2 \text{ т/км}^2 \quad (1)$$

$$Q_{газа} = (C_{нк}/C_{НОВ}) * \rho * h * \gamma * 10^7 \text{ м}^3/\text{км}^2 \quad (2)$$

где  $Q_{нефти}$  и  $Q_{газа}$  – количества эмигрировавших жидких и газообразных УВ из нефтегазоматеринских пород в пределах 1 км<sup>2</sup>;  $\rho$  – плотность пород т/км<sup>2</sup> для градации катагенеза МК<sup>3</sup>;  $h$  – мощность нефтегазоматеринских пород, м;  $C_{нк}$  – осредненная концентрация  $C_{нк}$ , %, снималась с карты [Анищенко и др., 2012];  $\beta_{исх}$  – остаточная доля ХБА в ОБ, осредненная для данного комплекса для градации катагенеза МК<sub>3</sub>, приведенная к  $C_{нк}$ ;  $\delta$  – поправка на низкокипящие (легкие) жидкие УВ;  $K$  – коэффициент эмиграции ХБА, доли единицы;  $C_{НОВ}$  – доля углерода в нерастворимом ОБ, %;  $\gamma$  – доля УВ газов (%), генерированная (эмигрировавшая) к середине данной градации катагенеза, приведенная к ОБ данной градации.

Основные подсчетные параметры битумоидов ( $\beta$ , %;  $K$ ;  $\delta$ ;  $\gamma$ , %) взяты из работ Т.К. Баженовой [Баженова, Шапиро, 2008]. Значения  $C_{нк}$  (%) брались с опубликованной карты Л.А. Анищенко [Анищенко и др., 2012]. Мощности наиболее продуктивной части нефтегазоматеринских пород посчитаны по изученным разрезам при суммировании интервалов с повышенными значениями гамма-активности (см. рис. 2).

Проведенные расчеты показали, что в пределах юга Варандей-Адзьвинской структурной зоны плотности эмиграции изменяются для нефти от 439 до 614 тыс. т/км<sup>2</sup> и для газа от 161 до 210 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. На Среднемакарихинской площади Хорейверской впадины за счет увеличения мощностей нефтегазоматеринских пород плотности эмиграции повышаются до 1123 тыс. т/км<sup>2</sup> нефти и 347 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> газа (табл. 2).

Таблица 2

## Расчеты плотностей эмиграции нефти и газа

Площадь	Возраст	Н <sub>нгмп</sub> , м	С <sub>нкс</sub> , %	β, %	Градация катагенеза	ρ, т/м <sup>3</sup>	К	δ	С <sub>нов</sub>	γ, %	Q <sub>н</sub> , тыс. т/км <sup>2</sup>	Q <sub>г</sub> , млн. м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup>
<b>Гряда Чернышева</b>												
р. Шарью	D <sub>3sr</sub>	3	6	6,2	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,3	0,8	1,35	80,6	11,2	138,61	57,53
р. Шарью	D <sub>3dm</sub>	10	6	6,99	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,3	0,78	1,36	83	6,53	465,12	108,57
<b>р. Шарью, ср</b>		<b>13</b>	<b>6</b>	<b>6,2-6,99</b>	<b>МК<sub>2</sub><sup>2</sup></b>	<b>2,3</b>	<b>0,78-0,8</b>	<b>1,35-1,36</b>	<b>80,6-83</b>	<b>6,53-11,2</b>	<b>603,73</b>	<b>166,10</b>
р. Дэршор-Пымвашор	D <sub>3sr</sub>	10	6	6,2	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,3	0,8	1,35	80,6	11,2	462,02	191,76
р. Дэршо-Пымвашор	D <sub>3dm</sub>	10	6	6,99	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,3	0,78	1,36	83	6,53	465,12	108,57
<b>р. Дэршор-Пымвашор, ср</b>		<b>20</b>	<b>6</b>	<b>6,2-6,99</b>	<b>МК<sub>2</sub><sup>2</sup></b>	<b>2,3</b>	<b>0,78-0,8</b>	<b>1,35-1,36</b>	<b>80,6-83</b>	<b>6,53-11,2</b>	<b>927,15</b>	<b>300,33</b>
Усинокушшор-1	D <sub>3sr</sub>	11	6	6,2	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,3	0,8	1,35	80,6	11,2	508,23	210,94
Усинокушшор-1	D <sub>3dm</sub>	12	6	6,99	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,3	0,78	1,36	83	6,53	558,15	130,29
<b>Усинокушшор-1, ср</b>		<b>23</b>	<b>6</b>	<b>6,2-6,99</b>	<b>МК<sub>2</sub><sup>2</sup></b>	<b>2,3</b>	<b>0,78-0,8</b>	<b>1,35-1,36</b>	<b>80,6-83</b>	<b>6,53-11,2</b>	<b>1066,37</b>	<b>341,22</b>
Харутамылькская-1	D <sub>3sr</sub>	11	5	6,2	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,3	0,8	1,35	80,6	11,2	423,52	175,78
Харутамылькская-1	D <sub>3dm</sub>	30	5	6,99	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,3	0,78	1,36	83	6,53	1162,81	271,43
<b>Харутамылькская-1, ср</b>		<b>41</b>	<b>5</b>	<b>6,2-6,99</b>	<b>МК<sub>2</sub><sup>2</sup></b>	<b>2,3</b>	<b>0,78-0,8</b>	<b>1,35-1,36</b>	<b>80,6-83</b>	<b>6,53-11,2</b>	<b>1586,33</b>	<b>447,21</b>
Адак-2	sr-dm	25	5	7,49	МК <sub>2</sub> <sup>1</sup>	2,3	0,69	1,35	80	3,88	320,9	139,4
<b>Печорская синеклиза</b>												
Ср.Макарихинская-1	D <sub>3sr</sub>	15	5	5,2	МК <sub>2</sub> <sup>1</sup>	2,3	0,74	1,29	79,7	8,07	320,9	174,7
Ср.Макарихинская-1	D <sub>3dm</sub>	31	5	7,49	МК <sub>2</sub> <sup>1</sup>	2,3	0,69	1,35	80	3,88	802,3	172,9
<b>Ср.Макарихинская-1, ср</b>		<b>46</b>	<b>5</b>	<b>5,2-7,49</b>	<b>МК<sub>2</sub><sup>1</sup></b>	<b>2,3</b>	<b>0,69-0,74</b>	<b>1,29-1,35</b>	<b>79,7-80</b>	<b>3,88-8,07</b>	<b>1123,3</b>	<b>347,6</b>
Степковожская-1	D <sub>3sr</sub>	11	3	3,2	МК <sub>3</sub>	2,5	0,92	1,5	83,1	16,8	437,5	166,8
Степковожская-1	D <sub>3dm</sub>	5	3	4,53	МК <sub>3</sub>	2,5	0,88	1,42	86,5	10,1	176,9	44,0
<b>Степковожская-1, ср</b>		<b>16</b>	<b>3</b>	<b>3,2-4,53</b>	<b>МК<sub>3</sub></b>	<b>2,5</b>	<b>0,88-0,92</b>	<b>1,42-1,5</b>	<b>83,1-86,5</b>	<b>10,1-16,8</b>	<b>614,4</b>	<b>210,7</b>
Усть-Пьяюская-1	D <sub>3sr</sub>	14	3	6,2	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,3	0,8	1,35	80,6	11,2	323,4	134,2
Усть-Пьяюская-1	D <sub>3dm</sub>	5	3	6,99	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,3	0,78	1,36	83	6,53	116,3	27,1
<b>Усть-Пьяюская-1, ср</b>		<b>19</b>	<b>3</b>	<b>6,2-6,99</b>	<b>МК<sub>2</sub><sup>2</sup></b>	<b>2,3</b>	<b>0,78-0,8</b>	<b>1,35-1,36</b>	<b>80,6-83</b>	<b>6,53-11,2</b>	<b>439,7</b>	<b>161,4</b>
<b>Косью-Роговская впадина</b>												
Вехнероговская-1	D <sub>3sr</sub>	15	3	1,5	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,6	0,96	1,64	86,7	22	770,7	296,9
Вехнероговская-1	D <sub>3dm</sub>	24	3	2,24	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,6	0,95	1,52	89,2	14,9	1138,9	312,1
<b>Вехнероговская-1, ср</b>		<b>39</b>	<b>3</b>	<b>1,5-2,24</b>	<b>МК<sub>4</sub></b>	<b>2,6</b>	<b>0,95-0,96</b>	<b>1,52-1,64</b>	<b>86,7-89,2</b>	<b>14,9-22</b>	<b>1909,6</b>	<b>609,0</b>
Бергантымылькская-1	D <sub>3sr</sub>	13	3	1,5	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,6	0,96	1,64	86,7	22	668,0	257,3
Бергантымылькская-1	D <sub>3dm</sub>	8	3	2,24	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,6	0,95	1,52	89,2	14,9	379,6	104,0
<b>Бергантымылькская-1, ср</b>		<b>21</b>	<b>3</b>	<b>1,5-2,24</b>	<b>МК<sub>4</sub></b>	<b>2,6</b>	<b>0,95-0,96</b>	<b>1,52-1,64</b>	<b>86,7-89,2</b>	<b>14,9-22</b>	<b>1047,6</b>	<b>361,3</b>
Кочмеская-1	D <sub>3sr</sub>	21,5	3	1,5	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,6	0,96	1,64	86,7	22	1104,7	425,5
Кочмеская-1	D <sub>3dm</sub>	25	3	2,24	МК <sub>2</sub> <sup>2</sup>	2,6	0,95	1,52	89,2	14,9	1186,3	325,1
<b>Кочмеская-1, ср</b>		<b>46,5</b>	<b>3</b>	<b>1,5-2,24</b>	<b>МК<sub>4</sub></b>	<b>2,6</b>	<b>0,95-0,96</b>	<b>1,52-1,64</b>	<b>86,7-89,2</b>	<b>14,9-22</b>	<b>2291,0</b>	<b>750,6</b>
р. Кожим	D <sub>3sr</sub>	7	2	1	МК <sub>5</sub> -АК	2,7	0,98	1,67	88,3	25,2	268,1	107,7
р. Кожим	D <sub>3dm</sub>	3	2	1,17	МК <sub>5</sub> -АК	2,7	0,97	1,54	90,2	18,3	105,2	32,8
<b>р. Кожим, ср</b>		<b>10</b>	<b>2</b>	<b>1-1,17</b>	<b>МК<sub>5</sub>-АК</b>	<b>2,7</b>	<b>0,97-0,98</b>	<b>1,54-1,67</b>	<b>88,3-90,2</b>	<b>18,3-25,2</b>	<b>373,3</b>	<b>140,5</b>

В пределах гряды Чернышева плотность эмиграции составляет для нефти от 320 до 1586 тыс. т/км<sup>2</sup> и для газа от 139 до 447 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>. Повышенная плотность эмиграции нефти и газа характерна для Усинокушшорской (1066 тыс. т/км<sup>2</sup> нефти, 341 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> газа) и Харутамылькской (1586 тыс. т/км<sup>2</sup> нефти, 447 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> газа) площадей. На территории Косью-Роговской впадины плотности эмиграции разнятся. Минимальные значения эмиграции установлены для Кожимской площади, где они составляют 373 тыс. т/км<sup>2</sup> нефти и 140 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> газа. Они повышаются от Бергантымылькской (нефти – 1047 тыс. т/км<sup>2</sup>, газа – 361 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) к Верхнероговской (нефти – 1909 тыс. т/км<sup>2</sup>, газа – 609 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>) и Кочмесской площадям (нефти – 2291 тыс. т/км<sup>2</sup>, газа – 750 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup>). Максимум плотностей эмиграции в пределах впадины обусловлен повышенными мощностями нефтегазоматеринских пород и зрелостью ОВ.

### Заключение

Исследования состава битумоидов франских отложений показывают сходный характер распределения алканов нормального строения, отражающее однотипный состав ОВ. Некоторые отличия состава ОВ наблюдаются в разной доле отдельных компонентов. В разрезах Косью-Роговской впадины в составе ОВ встречены большое количество аморфного вещества (коллоальгинитового), примесь зоокластов (интракластов) и небольшое количество переотложенного гумусового детрита (< 5%). А для разрезов гряды Чернышева, наряду с преобладающим аморфным (коллоальгинитовым) веществом, характерно присутствие небольшого количества форменных элементов интракластов (хитинсодержащих?), компонентов группы липтинита (альгинита, кутинита, споринита) и единичных включений переотложенного детрита. В целом исходное ОВ исследуемых пород имеет фитогенно-зоогенную природу. По данным гамма-каротажа в изученных скважинах для доманиково-саргаевских отложений оценены мощности наиболее продуктивной части нефтегазоматеринских пород, значения которых заложены в подсчет плотностей эмиграции нефти и газа. Проведенные расчеты показали, что плотности эмиграции УВ максимальны в пределах западного борта Косью-Роговской впадины, где они достигают 1909–2291 тыс. т/км<sup>2</sup> для нефти и 609–750 млн. м<sup>3</sup>/км<sup>2</sup> для газа.

*Исследования выполнены при частичной поддержке гранта РФФИ (№ 16-35-00278 мол\_a).*

### Литература

*Анищенко Л.А., Клименко С.С., Процько О.С., Мочалова И.Л.* Фации и распределение органического вещества в отложениях доманикового горизонта Тимано-Печорского бассейна // Верхний палеозой России: региональная стратиграфия и палеонтология, гео- и биособытия: материалы III Всероссийского совещания. - СПб: ВСЕГЕИ, 2012. - С. 14–17.

*Анищенко Л.А., Процько О.С., Мочалова И.Л., Разманова О.Ф.* Генетический углеводородный потенциал пород доманикового горизонта и формирование залежей в толщах верхнего девона Тимано-Печорского бассейна // Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России: материалы XVI геологического съезда Республики Коми. - Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2014. – Т. III. - С. 7–9.

*Баженова Т.К., Шапиро А.И.* Алифатические углеводороды синбитумоидов как показатель фациально-генетического типа органического вещества // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2008. - Т. 3. - № 3. - [http://www.ngtp.ru/rub/1/28\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/28_2008.pdf)

*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.

*Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С., Журавлев А.В.* Органическое вещество верхнедевонских отложений гряды Чернышева // Геохимия. - 2017. - №6. - С. 527–538.

*Данилевский С.А., Склярлова З.П., Трифачев Ю.М.* Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. - Ухта, 2003. - 298 с.

*Кирюхина Т.А., Большакова М.А., Ступакова А.В., Коробова Н.И., Пронина Н.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Мальцев В.В., Сливко И.Э., Лужбина М.С., Санникова И.А., Пушкарева Д.А., Чупахина В.В., Завьялова А.П.* Литолого-геохимическая характеристика доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна // Георесурсы. - 2015. - № 2. - С. 87–100.

*Клименко С.С., Анищенко Л.А.* Особенности состава, реализации потенциала органического вещества и нефтегазоносность Тимано-Печорского бассейна // Геология и геохимия горючих ископаемых Европейского Севера России. - Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2011. - Вып. 128. - С. 6–25.

*Пармузина Л.В.* Верхнедевонский комплекс Тимано-Печорской провинции (строение, условия образования, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность). - СПб.: Недра, 2007. - 152 с.

*Пронина Н.В., Лужбина М.С., Макаров Д.В.* Возвращение к оценке катагенеза осадочной толщи Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна углепетрографическими методами // Георесурсы. - 2017. - Спецвыпуск. Ч. 1. - С. 80–87. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.9>

*Санникова И.А., Большакова М.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Сулова А.А., Козлова Е.В.* Моделирование масштабов генерации углеводородных флюидов доманиковой нефтематеринской толщей Тимано-Печорского бассейна с использованием различных кинетических спектров деструкции органического вещества // Георесурсы. - 2017. - Спецвыпуск. Часть 1. - С. 65–79. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.8>

*Тиссо Б., Вельте Д.* Образование и распространение нефти. - М: Мир, 1983. - 501 с.

**Kotik I.S., Kotik O.S.**

Federal State Budgetary Institute of Science; acad. N.P. Yushkin Komi Research Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences (FGBUN IG Komi Scientific Center UB RAS), Syktyvkar, Russia, iskotik@geo.komisc.ru, olya.procko@gmail.com

### ORGANIC MATTER IN THE CARBONACEOUS MIDDLE FRASNIAN SECTIONS OF THE KOSYU-ROGOV DEPRESSION AND CHERNYSHEV RIDGE (TIMAN-PECHORA BASIN)

*The article presents the results of coal petrographical and geochemical research of carbonaceous Middle Frasnian sections on the Kosyu-Rogov Depression, the Chernyshev Ridge and the adjacent territories. The composition of organic matter, its catagenetic transformation and hydrocarbon potential are studied. For the sections of the Chernyshev Ridge, organic matter consists of a large amount of amorphous organic matter (kolloalginite), zooplankton (intraclasts) and components of the liptinite group (alginite, sporinite, cutinite) admixture. Redeposited humic detritus occur mainly in the sections of the Kosyu-Rogov depression, along with the matter of phytogenous and zoogenic origin. The catagenetic transformation of Middle Frasnian organic matter sections within the Chernyshev Ridge are in the stage MK2 ( $R_o = 0,65-0,85\%$ ) and has a high hydrocarbon potential. In the Kosyu-Rogov depression, the maturity of organic matter is increased to the stage of MK5-AK1 ( $R_o = 1,5-2,5\%$ ) and it has achieved its hydrocarbon potential. Based on the gamma-ray logging, the thickness of petroleum source rocks was estimated. Calculations of the densities of the oil and gas migration of from Middle Frasnian Domanik-Sargay sequences were carried out. The maximum of hydrocarbon migration quantity are determined in the Kosyu-Rogov depression, where they are amount to 2291 thousand tons/km<sup>2</sup> for oil and 750 million m<sup>3</sup> / km<sup>2</sup> for gas.*

**Keywords:** Domanik-Sargay sequences, petroleum source rock, organic matter, oil and gas migration, Middle Frasnian, Timan-Pechora Basin.

#### References

Anishchenko L.A., Klimenko S.S., Prots'ko O.S., Mochalova I.L. *Fatsii i raspredelenie organicheskogo veshchestva v otlozheniyakh domanikovogo gorizonta Timano-Pechorskogo basseyna* [Facies and distribution of organic matter in the Domanic Formation of the Timan-Pechora Basin]. Verkhniy paleozoy Rossii: regional'naya stratigrafiya i paleontologiya, geo- i biosobytiya: materialy III Vserossiyskogo soveshchaniya, St. Petersburg: VSEGEI, 2012, p. 14–17.

Anishchenko L.A., Prots'ko O.S., Mochalova I.L., Razmanova O.F. *Geneticheskii uglevodorodnyy potentsial porod domanikovogo gorizonta i formirovanie zalezhey v tolshchakh verkhnego devona Timano-Pechorskogo basseyna* [Hydrocarbon potential of the Domanic Formation and genesis of petroleum accumulation in the Upper Devonian sections of the Timan-Pechora Basin]. Geologiya i mineral'nye resursy Evropeyskogo Severo-Vostoka Rossii: materialy XVI geologicheskogo s"ezda Respubliki Komi, Syktyvkar: IG Komi NTs UrO RAN, 2014, vol. III, p. 7-9.

Bazhenova T.K., Shapiro A.I. *Alifaticheskie uglevodorody sinbitumoidov kak pokazatel' fatsial'no-geneticheskogo tipa organicheskogo veshchestva* [Aliphatic hydrocarbons of synbitumoids as an indicator of facial-genetical type of organic matter]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2008, vol. 3, no. 3, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/1/28\\_2008.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/1/28_2008.pdf)

Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva (Gembitskaya) L.A., Klimova L.I. *Organicheskaya geokhimiya Timano-Pechorskogo basseyna* [Organic geochemistry of the Timan-Pechora Basin]. St. Petersburg: VNIGRI, 2008, 164 p.

Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Zhuravlev A.V. *Organicheskoe veshchestvo verkhnedevonskikh otlozheniy gryady Chernysheva* [Organic matter in Upper Devonian sections of the Chernyshev Ridge]. Geokhimiya, 2017, no.6, p. 527–538.

Danilevskiy S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M. *Geoflyuidal'nye sistemy Timano-*

*Pechorskoy provintsii* [Timan-Pechora Province geofluid system]. Ukhta, 2003, 298 p.

Kiryukhina T.A., Bol'shakova M.A., Stupakova A.V., Korobova N.I., Pronina N.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., Mal'tsev V.V., Slivko I.E., Luzhbina M.C., Sannikova I.A., Pushkareva D.A., Chupakhina V.V., Zav'yalova A.P. *Litologo-geokhimicheskaya kharakteristika domanikovykh otlozheniy Timano-Pechorskogo basseyna* [Lithological and geochemical characteristics of Domanic Formation of Timan-Pechora Basin]. *Georesursy*, 2015, no. 2, p. 87–100.

Klimenko S.S., Anishchenko L.A. *Osobennosti sostava, realizatsii potentsiala organicheskogo veshchestva i neftegazonosnost' Timano-Pechorskogo basseyna* [Composition and potential of organic matter and petroleum potential of the Timan-Pechora Basin]. *Geologiya i geokhimiya goryuchikh iskopaemykh Evropeyskogo Severa Rossii*, Syktyvkar: IG Komi NTs UrO RAN, 2011, issue 128, p. 6–25.

Parmuzina L.V. *Verkhnedevonskiy kompleks Timano-Pechorskoy provintsii (stroenie, usloviya obrazovaniya, zakonmernosti razmeshcheniya kollektorov i neftegazonosnost')* [The Upper Devonian sequences of the Timan-Pechora Province (structure, formation conditions, location, oil and gas potential)]. St. Petersburg: Nedra, 2007, 152 p.

Pronina N.V., Luzhbina M.S., Makarov D.V. *Vozvrashchenie k otsenke katageneza osadochnoy tolshchi Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna uglepetrograficheskimi metodami* [Catagenesis assessment of the sedimentary fill in the Timan-Pechora Petroleum Basin using the coal petrographical methods]. *Georesursy*, 2017, special issue, part 1, p. 80–87. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.9>

Sannikova I.A., Bol'shakova M.A., Stupakova A.V., Sautkin R.S., Suslova A.A., Kozlova E.V. *Modelirovanie masshtabov generatsii uglevodorodnykh flyuidov domanikovoy neftematerinskoy tolshchey Timano-Pechorskogo basseyna s ispol'zovaniem razlichnykh kineticheskikh spektrov destruktzii organicheskogo veshchestva* [Modeling of hydrocarbon generation by Domanic source rock of the Timan-Pechora Basin using different kinetics of kerogen decomposition] *Georesursy*, 2017, special issue, part 1, p. 65–79. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.8>

Tisso B., Vel'te D. *Obrazovanie i rasprostranenie nefti* [Oil formation and distribution]. Moscow: Mir, 1983, 501 p.

© Котик И.С., Котик О.С., 2018