

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 19.08.2024 г.

Принята к публикации 02.10.2024 г.

EDN: TLWEJE

УДК [552.14:547]:552.578.2.061.32(470.1)

Котик О.С., Котик И.С.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт геологии им. акад. Н.П. Юшкина ФИЦ Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук (ФГБУН ИГ Коми НЦ УрО РАН), Сыктывкар, Россия, olya.procko@gmail.com, ivkotik@gmail.com

Пронина Н.В.

Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия, nvproncl@mail.ru

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ДОМАНИКОВЫХ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА: СОСТАВ, КАТАГЕНЕТИЧЕСКАЯ ПРЕОБРАЗОВАННОСТЬ И УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ (ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНАЯ ПРОВИНЦИЯ)

Для оценки нефтегенерационного потенциала доманиковых отложений гряды Чернышева (руч. Пымвашиор) проведен комплекс углепетрографических и пиролитических исследований. Содержание органического вещества и величина генерационного потенциала позволяют классифицировать доманиковые отложения как хорошие и превосходные нефтематеринские породы. Углепетрографические исследования показали, что в составе органического вещества преобладают битуминит и продукты его преобразования. Редко встречаются биокласты и переотложенное органическое вещество. Степень катагенетической преобразованности органического вещества нефтематеринских пород, определенная по данным показателя отражения битуминита и пиролиза, указывает на достижение условий середины главной зоны нефтеобразования. Элементный состав и данные пиролиза Rock-Eval характеризуют кероген II типа, а его степень выработанности составляет около 25%.

Ключевые слова: нефтематеринская порода, катагенетическая преобразованность органического вещества, нефтегенерационный потенциал доманиковых отложений, гряда Чернышева, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция.

Для цитирования: Котик О.С., Котик И.С., Пронина Н.В. Органическое вещество доманиковых нефтематеринских отложений гряды Чернышева: состав, катагенетическая преобразованность и углеводородный потенциал (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №4. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/29_2024.html EDN: TLWEJE

Введение

Верхнедевонские депрессионные отложения доманиковой формации традиционно рассматриваются как основные нефтематеринские толщи в Тимано-Печорской провинции [Анищенко, Клименко, 2010; Баженова и др., 2008; Данилевский, Складорова, Трифачев, 2003]. В последние годы новый интерес к этим отложениям связан с рассмотрением их в качестве нетрадиционных коллекторов для добычи углеводородного сырья [Кирюхина и др., 2015; Прищепа и др., 2013; Прищепа, Суханов, Макарова, 2014; Санникова и др., 2017; Фортунатова

и др., 2020]. При оценке доманиковых отложений с этих позиций одними из важных параметров являются содержание органического вещества (ОВ), его состав (тип керогена), генерационный потенциал и степень катагенетической преобразованности [Дахнова и др., 2015; Slatt, 2011; Wood, Nazra, 2017]. Несмотря на многолетние исследования верхнедевонских отложений, наиболее изучены разрез Ухтинского района (Тиманская гряда) [Бушнев, 2009; Санникова и др., 2017; Фортунатова и др., 2020]. По другим районам Тимано-Печорской провинции имеются отдельные сведения по скважинам и естественным обнажениям [Бушнев, Бурдельная, 2015; Бушнев, Бурдельная Журавлев, 2017; Кирюхина и др., 2015; Котик, Котик, 2018; Санникова и др., 2017]. В данной статье представлены новые результаты изучения нефтематеринских доманиковых отложений в естественных выходах на гряде Чернышева (руч. Пымвашор) методами углепетрографии и органической геохимии. Кроме того, интерес к изучению данного разреза связан с возможностью исследования доманиковых отложений на уровне зрелости середины нефтяного окна, в отличие от разрезов Ухтинского района с незрелым ОВ или разрезов Полярного Урала (р. Кожим), где ОВ уже перезрелое.

Район исследований

Район исследований находится на северо-востоке Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (рис. 1а, б). Изученный разрез франских отложений расположен в пределах гряды Чернышева – линейной складчато-надвиговой структуры в составе Предуральского краевого прогиба, ограничивающей его с запада от структур Печорской синеклизы (Хорейверской впадины и Варандей-Адзвинской структурной зоны) (см. рис. 1б). В геологическом строении гряды выделяются несколько складчато-надвиговых структур (блоков-чешуй), где на современный эрозионный срез выведены отложения от силура до триаса [Данилов, 2017] (рис. 1в). Изученное обнажение франских отложений расположено на севере гряды Чернышева в пределах Тальбейского блока, где они вскрываются в естественных выходах по руч. Пымвашор, левого притока р. Адзъва.

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Первые литолого-стратиграфические исследования изученного разреза и определение доманиково-мендымского возраста отложений проведены А.И. Першиной [Першина, 1962]. В последующие годы (1984-1988 гг.) в результате геологосъемочных работ ПГО «Полярноуралгеология», из верхней части разреза получен комплекс конодонтов, подтвердивший мендымский возраст отложений.

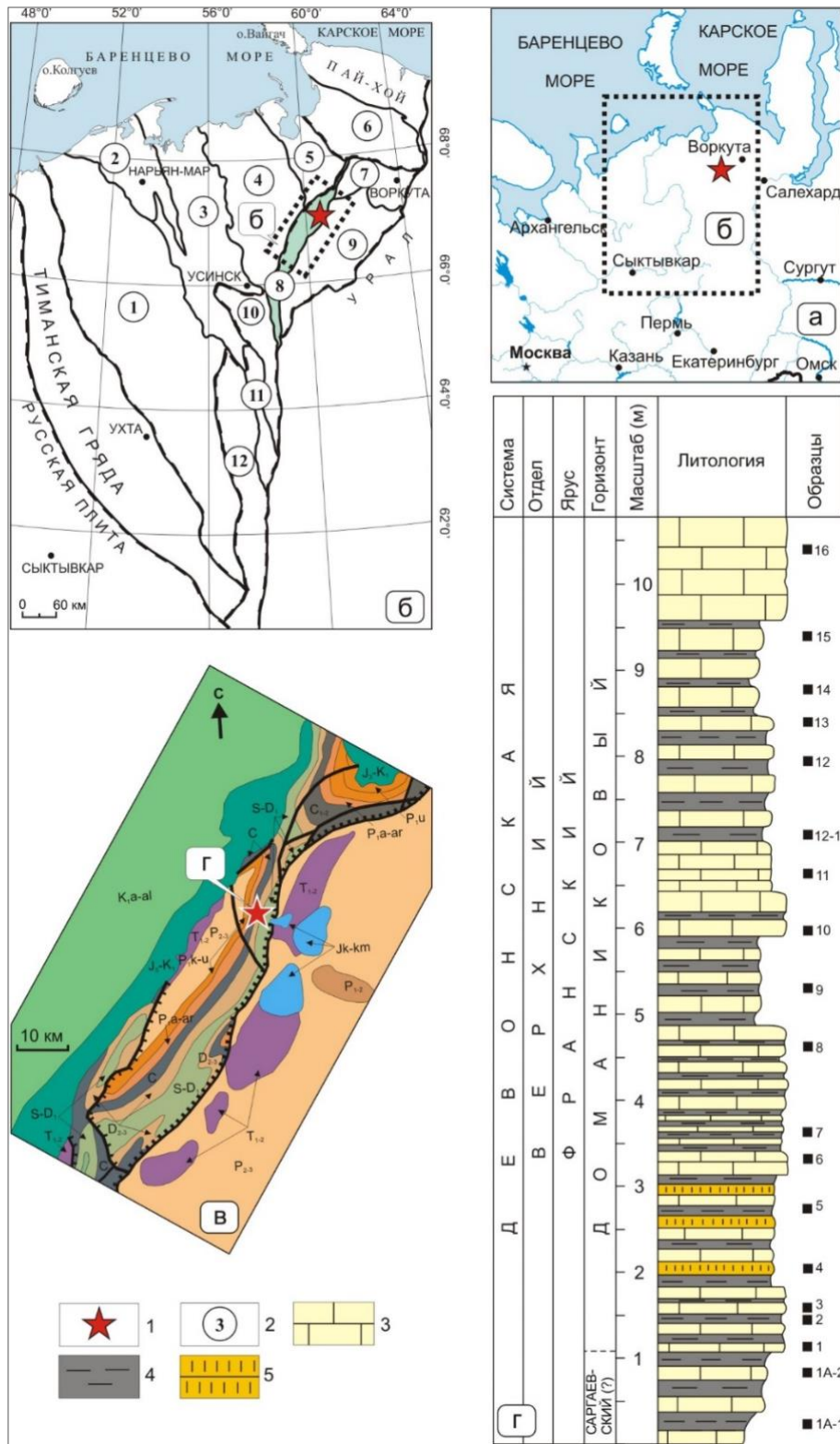


Рис. 1. Район исследований и местоположение изученного разреза

a - обзорная схема района исследований, *б* - карта тектонического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [Белонин и др., 2004], *в* - геологическая карта севера гряды Чернышева (фрагмент из [Геологическая карта..., 2016]); *г* - литологическая колонка изученного разреза.

1 - обозначение изученного разреза, 2 - тектонические элементы (1 - Ижма-Печорская синеклиза, 2 - Малоземельско-Колгуевская моноклираль, 3 - Печоро-Колвинский авлакоген, 4 - Хорейверская впадина, 5 - Варандей-Адзьвинская структурно-тектоническая зона, 6 - Кортаихинская впадина, 7 - Воркутское поперечное поднятие, 8 - гряда Чернышева, 9 - Косью-Роговская впадина, 10 - Большесынинская впадина, 11 - Среднепечорское поперечное поднятие, 12 - Верхнепечорская впадина), 3 - известняк, 4 - сланец, 5 - силицит.

По материалам полевых исследований, проведенных авторами в 2017 г., выполнена более детальная биостратиграфическая и литолого-фациальная характеристика разреза. Стратиграфический диапазон изученного разреза охватывает саргаевский (?) и доманиковый горизонты (нижний-средний фран), охарактеризованные комплексом конодонтов, соответствующих конодонтовым зонам *transitans* (?), *punctata*, *L. hassi* (рис. 1 г) [Kotik et al., 2021].

В этом обнажении франский ярус представлен депрессионными отложениями доманикового типа. В широком смысле под отложениями доманикового типа (доманиковой формацией) понимаются разновозрастные (франско-фаменские), обогащенные ОВ глинисто-кремнисто-карбонатные отложения, сформированные в относительно глубоководных шельфовых условиях с некомпенсированным осадконакоплением [Пармузина, 2007].

Изученный разрез общей мощностью 10,7 м сложен преимущественно ритмичным чередованием черных сланцев и темно-серых известняков с редкими прослоями силицитов (рис. 1г).

Известняки прослоями от 2-3 до 15-20 см, темно-серые и серые, микротонкокристаллические. Они представлены преимущественно вакстоунами и пакстоунами, включающими детрит тентакулит и радиолярий, реже - аммониты и двустворки (рис. 2а).

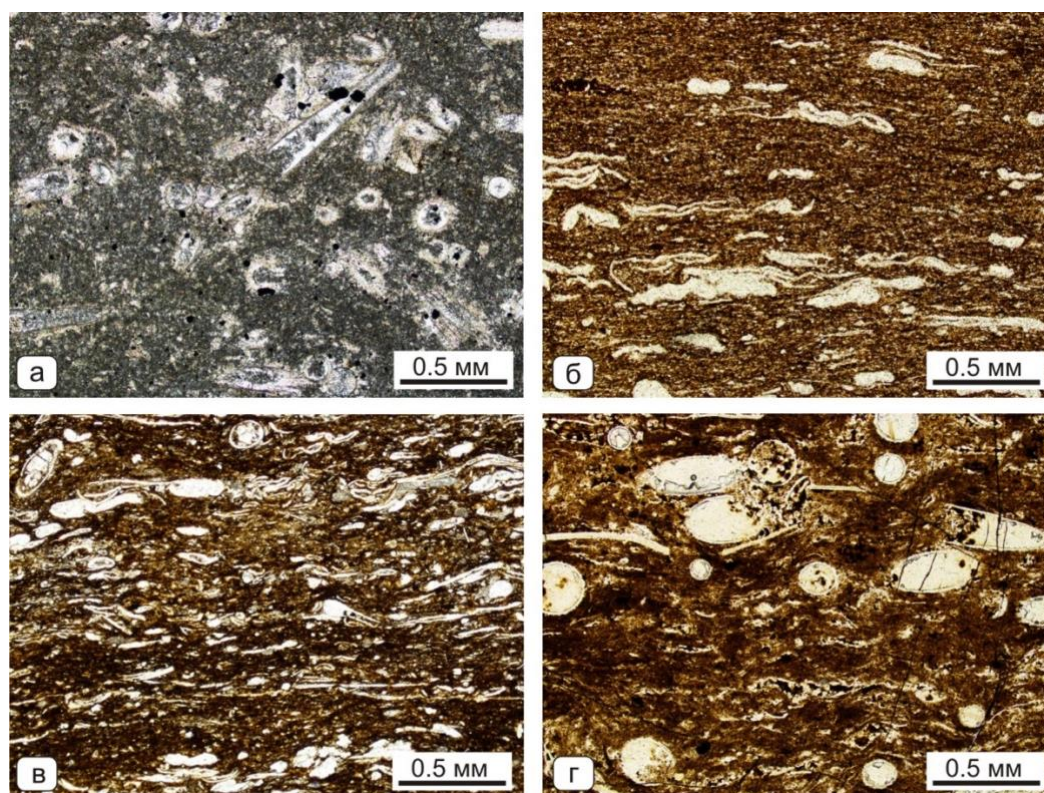


Рис. 2. Микрофотографии основных типов пород, слагающих разрез доманиковых отложений
а - тентакулитовый мадстоун-вакстоун, обр. 13, б - сланец, включающий раковины тентакулит, обр. 5, в - сланец с многочисленными раковинами и обломками тентакулит, обр. 9, г - силицит с крупными раковинами тентакулит и радиолярий, обр. 4.

Сланцы, тонкослоистые за счет послойного распределения органогенного материала, представленного как редкими раковинами тентакулит и радиолярий, так и с обильными их включениями, составляющих до 50% по породе (рис. 2б, в).

Прослой кремнистых пород присутствуют только в нижней части разреза (см. рис. 1г). Они включают крупные раковины и обломки тентакулит и радиолярий, ориентированных по слоистости и составляющих в породе 40-50% (рис. 2г).

Методы исследований

Комплекс проведенных исследований включал литолого-петрографическое изучение состава пород, определение компонентного состава (в том числе и элементного) и содержания ОВ, оценку его УВ потенциала и степени катагенетической преобразованности.

Микроскопическое изучение ОВ пород проводилось в аншлифах при простом отраженном (W) и ультрафиолетовом (UV) свете на микроскопе Leica DM-2500, а также в шлифах в проходящем свете на микроскопе Nikon Eclipse E400Pol. Замеры показателя отражения витринита (RV, %) производились на установке QD1302 (Craic Technologies) (МГУ, г. Москва) согласно ГОСТу¹ и ISO² в масле с объективом x50 и эталоном Yttrium-Aluminium (0,905%).

Содержание органического углерода (C_{орг}, %) в породе определялось на экспресс-анализаторе АН-7529 методом сжигания в токе кислорода образцов, предварительно обработанных десятипроцентной соляной кислотой (ЦКП «Геонаука», г. Сыктывкар).

Пиролитические исследования проведены на приборе Rock-Eval 6 Standard (Vinci Technologies) с определением параметров S₁, S₂, S₃, T_{max} (г. Москва, ФГБУ «ВНИГНИ»).

Элементный анализ керогена проведен с использованием элементного анализатора EA 1110 (CHNSO) CE Instruments (ЦКП «Хроматография», г. Сыктывкар).

Результаты исследований

Органическая петрология

Органическая петрология вошла в обязательный комплекс аналитических работ, наряду с органической геохимией, и применяется как микроскопический метод исследования органических включений в осадочных породах, как нефтематеринских, так и любых, где есть остатки углеродистого вещества. Микроскопические исследования включают мацеральный

¹ ГОСТ Р 55659-2013 (ISO 7404-5:2009) Методы петрографического анализа углей. Часть 5. Метод определения показателя отражения витринита с помощью микроскопа. - 20 с.

² ISO 7404-5: Methods for the petrographic analysis of coals. Part 5: Methods of determining microscopically the reflectance of vitrinite. International Organization for Standardization. - Geneva, Switzerland, 2009. 22 p.

анализ в простом отраженном и ультрафиолетовом свете, измерение показателя отражения витринита.

Мацеральный анализ

При проведении мацерального анализа исследованы все литотипы, слагающие разрез, однако более детально изучались наиболее обогащенные органическим материалом сланцы.

Микроскопические исследования образцов сланцев показывают очень высокое содержание ОВ, составляющее около 20-50%. Основная часть ОВ представлена битуминитом (L_{bit}) – бесструктурным мацералом группы липтинита, потерявшего первоначальные структурные особенности исходного ОВ [Taylor et al., 1991; Pickel et al., 2017]. Он может образовываться из различных водорослей или остатков других организмов (без сохранения диагностических признаков). В породах битуминит представлен в виде равномерно рассеянных тонкодисперсных включений, удлинённых прожилок и линз (рис. 3а, б, д). В сланцах с высоким содержанием ОВ битуминит образует довольно крупные протяженные слои и волокна, сливающиеся между собой, что создает эффект «основной массы» (см. рис. 3б, з, и).

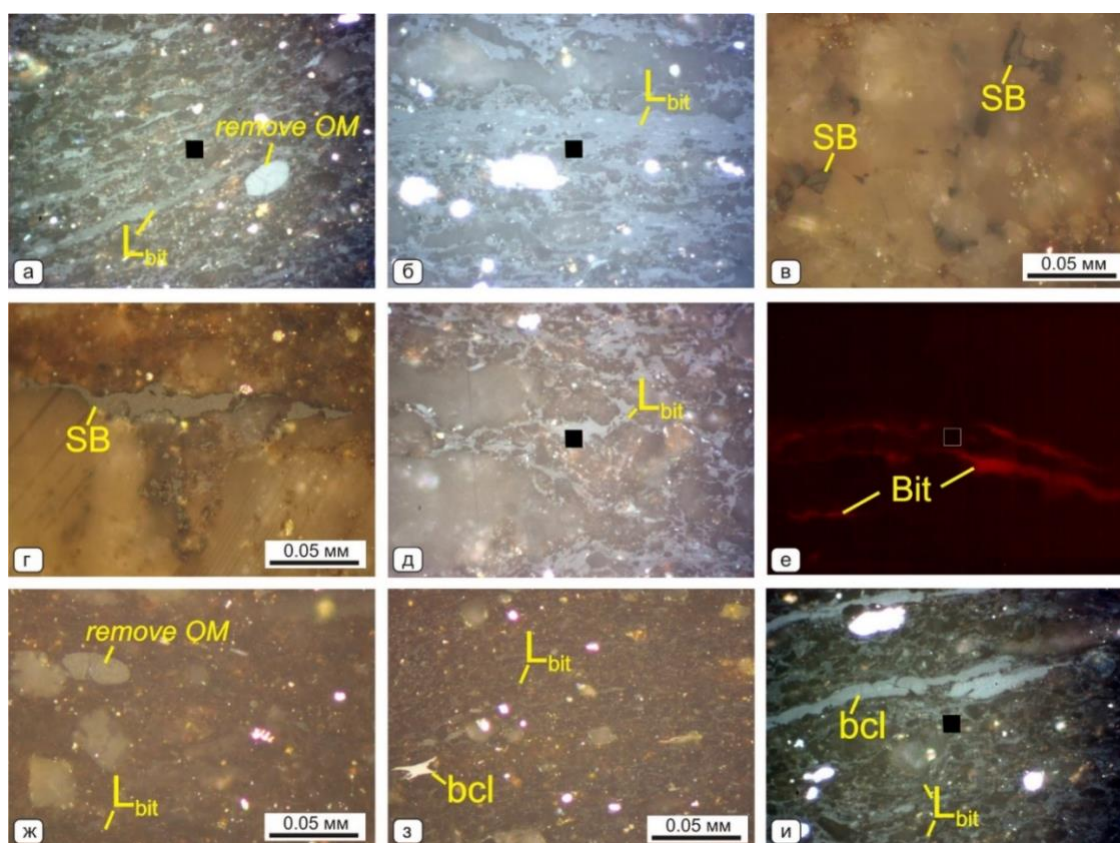


Рис. 3. Микрофотографии компонентов органического вещества

а, б, д, ж, з, и - битуминит (L_{bit}) в виде основной массы с включениями биокластов (bcl) и переотложенного окатанного ОВ (*remove OM*); в, г - включения твердых битумов (SB) между зернами; е - свечение новообразованных битумов (Bit) в ультрафиолете. А-д, ж-и - простой белый свет, е - ультрафиолетовый свет. Увеличение 50, масляная иммерсия, черная метка в центре кадра 5x5 мкм.

В процессе трансформации ОБ после выделения подвижных компонентов из битуминита в породе остаются его твердые остатки. В рассматриваемых отложениях встречаются две разновидности битуминита, отражающие различные стадийные его преобразования: «*pre-mature bituminite*» («догенерационный») и «*post-mature bituminite*» («постгенерационный»).

В иностранной литературе «*post-mature bituminite*» часто называют «*solid bitumen*» (SB) или «твердый битум». В исследуемых породах авторами также обнаружены угловатые включения однородного светло-серого цвета, заполняющие различные пустоты, в том числе полости раковин в карбонатной матрице (рис. 3в, г). Эти включения авторы относят скорее к «твердому битуму», нежели к битуминиту, в виду его особенного расположения и отсутствия жидких продуктов вокруг.

Совместно с твердыми включениями ОБ в породе присутствуют битумы (b) – жидкие продукты, образовавшиеся за счет изменения битуминита. Битумы располагаются в межслоевых трещинках, в изолированных каплеобразных сгустках, в виде битумных пленок, придающих породе коричневатый оттенок (см. рис. 3з). В ультрафиолетовом свете (UV) отчетливо светятся пленки битумов и некоторые битумы в трещинах (рис. 3е).

Другим, отдельным видом включений ОБ в исследуемых породах являются биокласты. Они присутствуют в виде крупных, удлиненных включений серого вещества по напластованию (рис. 3и) и беловато-серых угловатых, хаотично расположенных обломков (см. рис. 3з).

Редко в образцах встречаются окатанные переотложенные включения ОБ неясного генезиса, имеющие более высокий показатель отражения, по сравнению с битуминитом (см. рис. 3а, ж).

Замеры показателя отражения

Показатель отражения витринита (RV , %) или его эквивалентов является общепризнанным параметром для определения степени преобразованности ОБ и основным палеотемпературным индикатором. В морских отложениях, где не содержится нормальных включений витринита, в качестве его «эквивалента» (RV_{eq} , %) для замеров показателей отражения широко используется битуминит [Jacob, 1985; Hartkopf-Fröder et al., 2015], что позволяет расширить возможности количественных оценок стадийных преобразований ОБ.

Полученные значения показателя отражения битуминита для трех образцов составили 0,4, 0,47 и 0,51%. Данные значения пересчитаны на RV_{eq} по формуле, предложенной Г. Джейкобом: $RV_{eq} = 0,668 \cdot RB + 0,40$ [Jacob, 1985]. С учетом пересчета RV_{eq} составляет 0,67, 0,71 и 0,74%.

Геохимия органического вещества

Содержание $C_{орг}$ и результаты пиролиза Rock-Eval

В исследуемом разрезе содержание $C_{орг}$ находится в зависимости от литологического состава пород (табл. 1). Наименьшие концентрации $C_{орг}$ в пределах 0,2-0,8% установлены в известняках. Значения параметров S_1 и S_2 для них составляют 0,1 мг УВ/г породы и 0,5-0,8 мг УВ/г породы. В образце силицита значения $C_{орг}$, S_1 и S_2 - соответственно 1,9%, 0,3 мг УВ/г породы и 5,2 мг УВ/г породы. Сланцы содержат максимальные концентрации $C_{орг}$ в пределах 2,6-22,0%, в среднем 9,4%. Значения S_1 и S_2 изменяются в пределах 0,3-1,8 мг УВ/г породы и 14,6-75,5 мг УВ/г породы соответственно. По этим параметрам они классифицируются как очень хорошие и превосходные нефтематеринские породы [Peters, Cassa, 1994] (рис. 4).

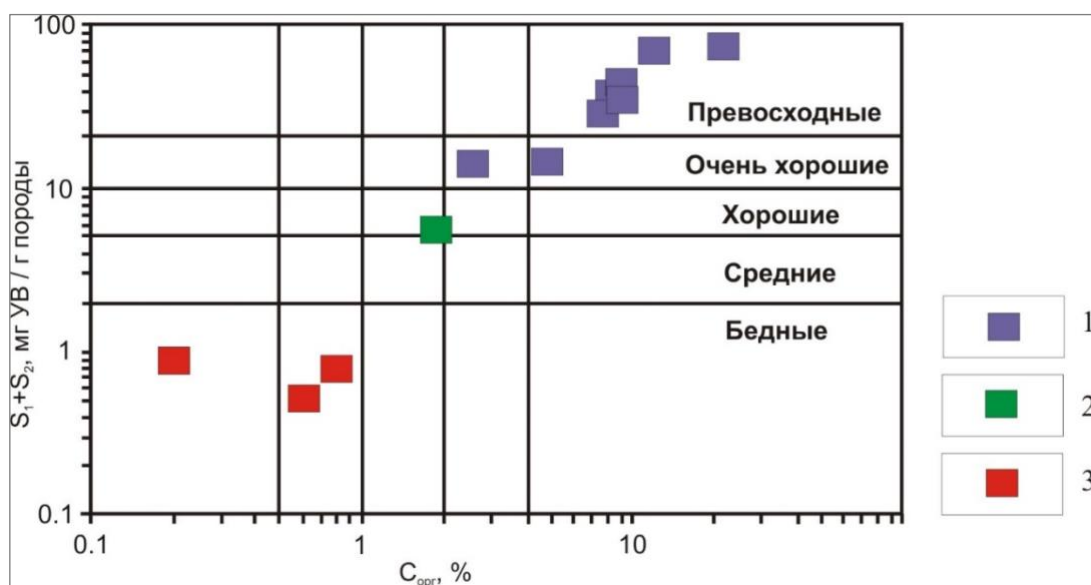


Рис. 4. Диаграмма отношения генерационного потенциала (S_1+S_2) от содержания $C_{орг}$
1 - сланец, 2 - силицит, 3 - известняк.

Полученные геохимические параметры и особенности литологического строения разреза показывают, что обогащенные ОВ нефтематеринские породы (силициты, сланцы) слагают около 50% разреза (см. рис. 1г). Остальная часть разреза представлена карбонатными породами с содержанием $C_{орг}$ менее 1%.

Обсуждение результатов

Тип органического вещества и его углеводородный потенциал

По данным углепетрографического анализа в рассматриваемых породах присутствуют только компоненты морского генезиса, а остатков гумусового ОВ не встречено. Проведенные ранее исследования состава ОВ франских отложений различных областей Тимано-Печорского

бассейна показали, что фрагменты гумусового ОБ, представленные в основном витринитом, зачастую присутствуют в породах разрезов таких областей, как Ижма-Печорская и Денисовская впадины, что определяется близостью этих районов к источникам сноса с Тиманского поднятия [Пронина, Лужбина, Макаров, 2017; Котик, 2015].

Исключительно морской сапропелевый состав ОБ и его высокие концентрации определяют повышенный УВ потенциал нефтематеринских пород. Значения водородного индекса (НІ) для обогащенных ОБ отложений достигает 334–527 мг УВ/г $C_{орг}$; кероген обогащен водородом, отношение Н/С – 1,05-1,11 при низком О/С – 0,07-0,09 (табл. 1). На диаграмме элементного состава и соответствующих пиролитических индексов образцы располагаются в области, характеризующей II тип керогена (рис. 5). В известняках при схожем составе органического материала, низкие значения НІ и повышенные ОІ (рис. 5а) обусловлены окислением ОБ во время его захоронения.

Таблица 1

Результаты пиролитических исследований методом Rock-Eval

Номер образца	Литология	$C_{орг}$	S_1	S_2	S_3	НІ	ОІ	T_{max}	PI	S_1+S_2	Н/С	О/С
пш/1А-1	сланец	4,8	0,4	14,6	0,8	342	18	432	0,03	15,0		
пш/1А-2	известняк	0,6										
пш/2	сланец	2,6	0,3	14,6	0,3	334	8	441	0,02	15,0		
пш/3	известняк	0,7										
пш/4	силицит	1,9	0,3	5,2	0,2	237	10	444	0,05	5,5		
пш/5	сланец	22,0	1,8	75,5	1,9	386	10	441	0,02	77,3		
пш/6	известняк	0,3										
пш/7	сланец	8,2	0,8	38,4	0,6	399	7	442	0,02	39,1	1,11	0,09
пш/8	известняк	0,6	0,1	0,5	0,2	168	57	446	0,09	0,5		
пш/9	сланец	12,4	1,2	69,3	1,6	407	9	443	0,02	70,4	1,05	0,07
пш/10	известняк	0,8	0,1	0,7	0,3	138	66	450	0,1	0,7		
пш/11	известняк	0,2										
пш/12	сланец	7,7	0,8	28,6	0,6	435	9	443	0,03	29,3	1,07	0,07
пш/12-1	сланец	8,8	0,9	43,5	0,6	524	7	439	0,02	44,4		
пш/13	известняк	0,2	0,1	0,8	0,5	84	59	439	0,08	0,8		
пш/14	известняк	0,3										
пш/15	сланец	8,9	1,0	35,0	0,9	398	11	436	0,03	36,0		
пш/16	известняк	0,3										

Примечание: $C_{орг}$, %; S_1 , мг УВ/г породы; S_2 , мг УВ/г породы; S_3 , мг CO_2 /г породы; T_{max} , °С; НІ = $100 \cdot S_2 / C_{орг}$, мг УВ/г $C_{орг}$; ОІ = $100 \cdot S_3 / C_{орг}$, мг CO_2 /г $C_{орг}$; PI = $S_1 / (S_1 + S_2)$.

Таким образом, результаты углететрографических и геохимических исследований указывают на исключительно морское ОБ, обладающее высоким УВ-потенциалом, подтверждаемым данными пиролиза и элементного анализа керогена.

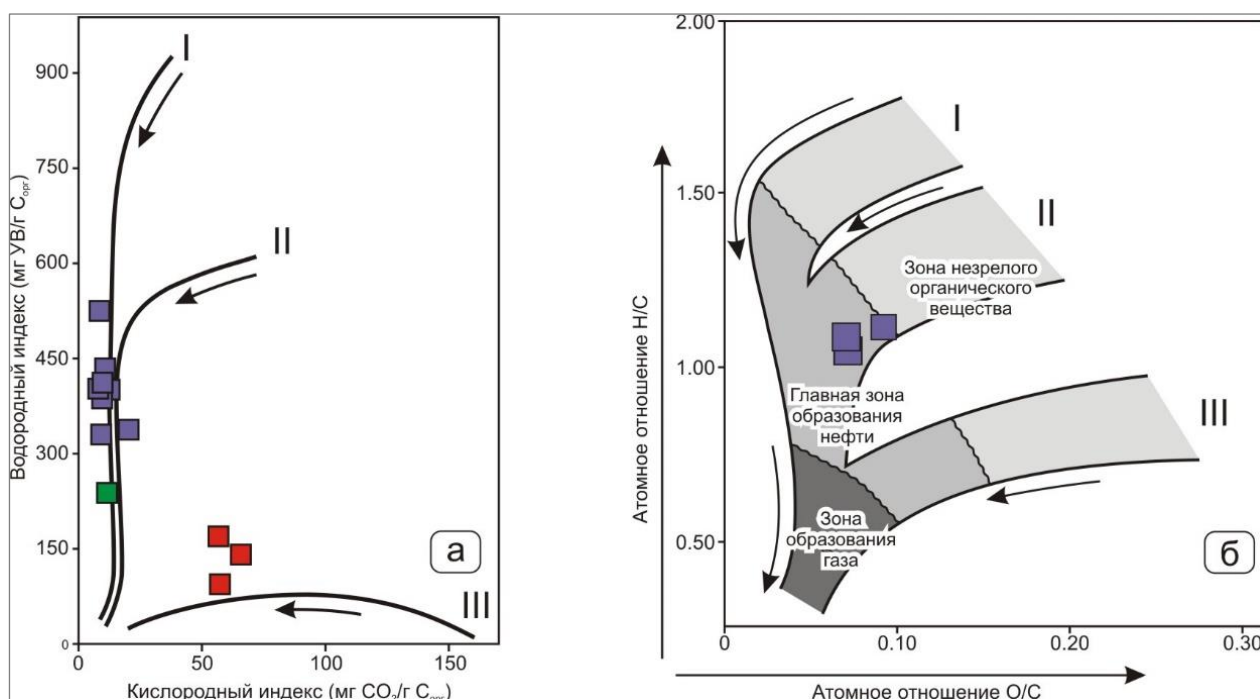


Рис. 5. Графики пиролитических показателей HI, OI (а) и элементного состава (б), характеризующие тип керогена

Усл. обозначения см. на рис. 4.

Зрелость ОВ

Катагенетическая преобразованность ОВ оценивалась по комплексу данных, включающих результаты измерения показателя отражения «эквивалента витринита», данных пиролиза и элементного анализа.

Согласно данным измерения отражательной способности $RV_{eq} = 0,67-0,74\%$, ОВ доманиковых отложений исследуемого района гряды Чернышева достигло уровня катагенетической преобразованности, соответствующей градации МК₂ [Вассоевич, 1975].

Катагенез ОВ по данным пиролиза Rock-Eval оценивался по величине максимальной температуры пика S₂ (T_{max}). Величина T_{max} изменяется в диапазоне 435-450°C, что согласуются с замерами RV_{eq} , указывая на уровень зрелости ОВ, соответствующий середине главной зоны нефтеобразования (рис. 6). Данные элементного состава также характеризуют преобразованность керогена до главной зоны образования нефти (рис. 5б).

Следует отметить, что особенностью разреза на руч. Пымвашор является возможность изучения доманиковых нефтематеринских отложений, со степенью катагенетической преобразованности ОВ на уровне середины главной фазы нефтеобразования. В этом его отличие от других естественных обнажений Тимано-Печорской провинции, где ОВ еще не достигло условий нефтегенерации (обнажения Ухтинского района), либо уже перезревшее на градациях МК₅-АК (Приполярный Урал, р. Кожим) (рис. 6).

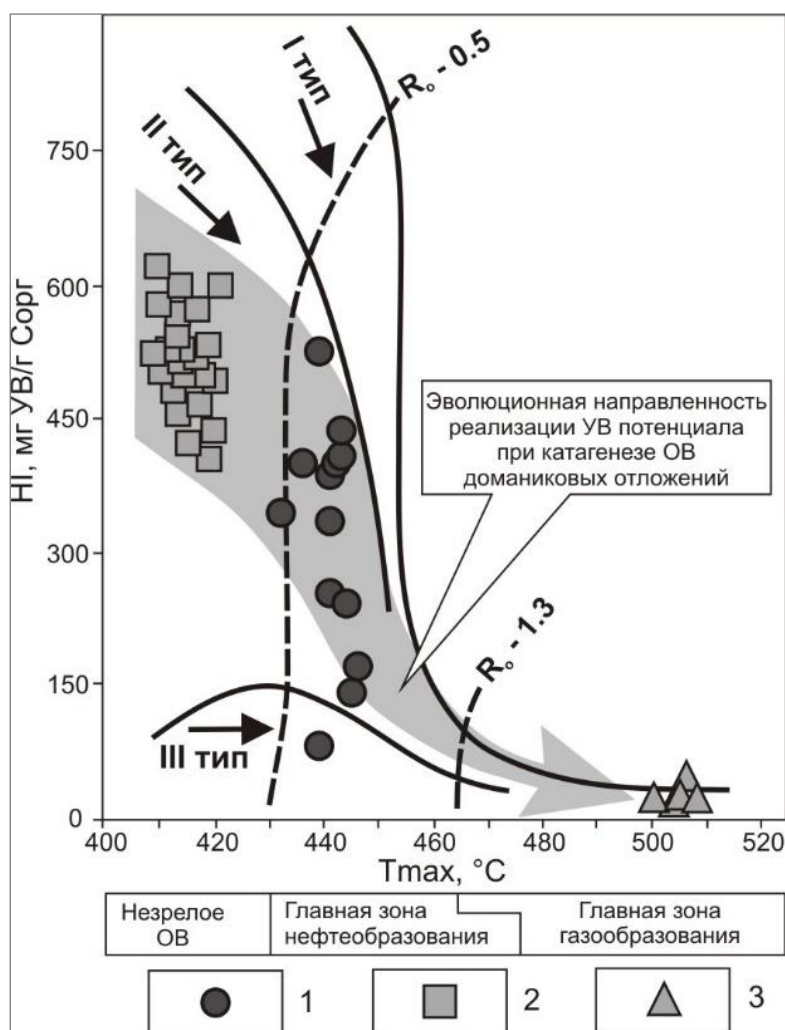


Рис. 6. Диаграмма зависимости HI-Tmax, показывающая тип керогена и степень катагенетической преобразованности органического вещества

1 - результаты данных исследований, 2 - результаты по доманиковым отложениям обнажений Ухтинского района [Санникова и др., 2017], 3 - результаты по доманиковым отложениям обнажения р. Кожим [Котик, 2015].

Исходный генерационный потенциал

Полученные авторами геохимические параметры $S_{орг}$, S_2 , HI, характеризующие нефтематеринские породы являются остаточными, вследствие частичной реализации генерационного потенциала в процессе катагенетической трансформации ОВ. Поэтому при оценке нефтематеринских пород и прогнозе возможных объемов генерации УВ важно определить исходные значения генерационного потенциала. Для этого в основном берутся данные по соответствующим нефтематеринским породам из участков осадочного бассейна, где ОВ еще катагенетически непреобразованное.

В рассматриваемом случае таким объектом являются доманиковые отложения из естественных обнажений Ухтинского района, содержащих незрелое ОВ. В этих породах значения HI, которые можно принимать как исходные (HI₀) для образцов с $S_{орг} > 2\%$, составляют в основном 450-570 мг УВ/г $S_{орг}$ (рис. 6) [Санникова и др., 2017]. С учетом этого,

полученные для сланцев разреза руч. Пымвашор остаточные значения HI в диапазоне 334-435 мг УВ/г $C_{орг}$ свидетельствуют о степени выработанности керогена на уровне 25%.

Определенные авторами состав $ОВ$ и степень его зрелости также позволяет оценить исходные значения $C_{орг}$. Для альгогенного $ОВ$ на градации катагенеза $МК_2$ предлагается использовать пересчетный коэффициент 1,38 [Баженова, 2020]. С учетом пересчета исходные содержания $C_{орг}$ для сланцев составляют 3,6-17,1%, а в одном образце (ПШ/5) достигают 30,4%.

Заключение

Проведенными исследованиями получены новые данные о нефтематеринских доманиковых отложениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Анализ содержания $C_{орг}$ показывает очень высокие концентрации $ОВ$ в породах от 2,6 до 12,4% (единично до 22%) и повышенные значения его генерационного потенциала S_1+S_2 – 15-77,3 мг УВ/г породы. По этим параметрам они классифицируются как нефтематеринские породы, обладающие очень хорошим и превосходным генерационным потенциалом. В строении изученных доманиковых отложений такие породы занимают около 50% разреза; остальная часть сложена карбонатными породами с $C_{орг} < 1\%$.

Микрокомпонентный состав $ОВ$ представлен битуминитом и продуктами его преобразования, реже встречены биокласты и переотложенное $ОВ$. Степень катагенетической преобразованности $ОВ$ нефтематеринских пород, определенная по данным RV_{eq} (0,67-0,74%) и T_{max} (432-450°C), соответствует началу градации $МК_2$, что указывает на достижение условий середины главной зоны нефтеобразования. Повышенные значения отношения H/C – 1,05-1,11, низкие O/C – 0,07-0,09 и сопоставимые показатели HI – 334-527 мг УВ/г $C_{орг}$, OI – 7-18 мг CO_2 /г $C_{орг}$ характеризуют кероген II типа, а его степень выработанности составляет около 25%.

Авторы благодарят коллег из ВНИГНИ М.В. Дахнову и С.В. Можегову за возможность проведения пиролиза Rock-Eval.

Исследования выполнены в рамках государственного задания ИГ ФИЦ Коми НЦ УрО РАН по теме НИР № 122040600010-8.

Литература

Анищенко Л.А., Клименко С.С. Особенности аккумуляции УВ в зонах развития верхнедевонских рифогенных образований // Зоны концентрации углеводородов в нефтегазоносных бассейнах суши и акваторий. - СПб: ВНИГРИ, 2010. - С. 39-45.

Белонин М.Д., Прищепина О.М., Теплов Е.Л., Буданов Г.Ф., Данилевский С.А. Тимано-

Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения. - СПб: Недра, 2004. - 396 с.

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

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.

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

Вассоевич Н.Б. Происхождение нефти // Вестник МГУ. - Сер. 4. Геология. - 1975. - №5. - С. 3-23.

Геологическая карта России и прилегающих акваторий. Масштаб 1:2500000 / Ю.Б. Богданов, В.П. Кириков, Е.К. Ковригина и др. (Гл. ред. О.В. Петров). - Санкт-Петербург: ФГБУ «ВСЕГЕИ», 2016.

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

Данилов В.Н. Гряда Чернышева: геологическое строение и нефтегазоносность. - СПб.: Реноме, 2017. - 288 с.

Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С., Пайзанская И.Л. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // Геология нефти и газа. - 2015. - № 4. - С. 55-61.

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.

Котик О.С. Органическое вещество и типы разрезов депрессионных среднефранских отложений Тимано-Печорской провинции // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. - 2015. - №8. - С. 22-27.

Котик О.С., Котик И.С. Органическое вещество углеродистых среднефранских отложений Косью-Роговской впадины и гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2018. - Т.13. - №3. - http://www.ngtp.ru/rub/1/24_2018.pdf DOI: [10.17353/2070-5379/24_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/24_2018)

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

Першина А.И. Силурийские и девонские отложения гряды Чернышева. - Л.: Наука, 1962. - 122 с.

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Теплов Е.Л., Сенин С.В. Нетрадиционные источники углеводородного сырья в Республике Коми // Горный журнал. - 2013. - №9. - С. 53-56.

Прищепа О.М., Суханов А.А., Макарова И.Р. Подходы к оценке доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источников углеводородов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2014. - Т.9. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/12/46_2014.pdf

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: [10.18599/grs.19.9](https://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. Ч. 1. - С. 65-79. - DOI: [10.18599/grs.19.8](https://doi.org/10.18599/grs.19.8)

Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Канев А.С., Баранова А.В., Асташкин Д.А., Дахнова М.В., Мирнов Р.В. Обоснование методики комплексного изучения отложений доманикового типа по материалам новых скважин Ухтинского района (Южный Тиман) // Геология нефти и газа. - 2020. - № 4. - С. 45-64. DOI: [10.31087/0016-7894-2020-4-45-64](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2020-4-45-64)

Hartkopf-Fröder Ch., Königshof P., Littke R., Schwarzbauer J. Optical thermal maturity parameters and organic geochemical alteration at low grade diagenesis to anchimetamorphism: a review // Int. J. Coal Geol. - 2015. - V. 150-151. - P. 74-119.

Jacob H. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen («migrabitumen») // Int. J. Coal Geol. - 1989. - V. 11. - P. 65-79. DOI: [10.1016/0166-5162\(89\)90113-4](https://doi.org/10.1016/0166-5162(89)90113-4)

Kotik I.S., Zhuravlev A.V., Maydl T.V., Bushnev D.A., Smoleva I.V. Early-Middle Frasnian (Late Devonian) carbon isotope Event in the Timan-Pechora Basin (Chernyshev Swell, Pymvashor River section, North Cis-Urals, Russia) // Geologica Acta. - 2021. - № 19.3. - P. 1-17. DOI: [10.1344/GeologicaActa2021.19.3](https://doi.org/10.1344/GeologicaActa2021.19.3)

Peters K.E., Cassa M.R. Applied source-rock geochemistry. In: Magoon, L.B., Dow, W.G. (Eds.) The Petroleum System from Source to Trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, 1994. - P. 93-120.

Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S., Christanis K., Cardott B.J., Misz-Kennan M., Rodrigues S., Hentschel A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. Classification of liptinite - ICCP System 1994 // Int. J. Coal Geol. - 2017. - V. 169. - P. 40-61. DOI: [10.1016/j.coal.2016.11.004](https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004)

Slatt R.M. Important Geological Properties of Unconventional Resource Shales // Central European Journal of Geosciences. - 2011. - 3(4). - P. 435-448. DOI: [10.2478/s13533-011-0042-2](https://doi.org/10.2478/s13533-011-0042-2)

Taylor G.H., Teichmüller M., Davis A., Diessel C.F.K., Littke R., Robert P. Organic Petrology. Gebruder Borntraeger, Berlin and Stuttgart, 1998. - 704 p.

Wood D.A., Hazra B. Characterization of Organic-Rich Shales for Petroleum Exploration & Exploitation: A Review-Part 2: Geochemistry, Thermal Maturity, Isotopes and Biomarkers // Journal of Earth Science. - 2017. - № 28(5). - P. 758-778. DOI: [10.1007/s12583-017-0733-9](https://doi.org/10.1007/s12583-017-0733-9)

This is an open access article under the CC BY 4.0 license

Received 19.08.2024

Published 02.10.2024

Kotik O.S., Kotik I.S.

Institute of Geology FRC Komi Research Center of the Ural Branch of the Russian Academy of Science (IG FRC Komi Scientific Center UB RAS), Syktyvkar, Russia, olya.procko@gmail.com, ivkotik@gmail.com

Pronina N.V.

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia, nvproncl@mail.ru

ORGANIC MATTER OF DOMANIK PETROLEUM SOURCE ROCKS ON THE CHERNYSHEV RIDGE: COMPOSITION, MATURITY AND HYDROCARBON POTENTIAL (TIMAN-PECHORA PETROLEUM PROVINCE)

Organic petrological and Rock-Eval pyrolysis studies were carried out to assess the petroleum generation potential of Domanik Formation of the Chernyshev Ridge (Pymvashor Creek). Organic matter content and generation potential value allocates Domanik Formation as good and excellent source rocks. Organic petrological studies have shown that the composition of organic matter is dominated by bituminite and its transformation products. Bioclasts and redeposited organic matter are rarely found. According to the bituminite reflectance data and Rock-Eval pyrolysis results, the degree of source rock organic matter maturity which indicates that the conditions of the main oil generation zone have been reached. The elemental composition and Rock-Eval data characterize type II kerogen, and its transformation ratio is about 25%.

Keywords: *Domanik Formation, petroleum source rock, organic matter maturity, hydrocarbon potential, Chernyshev Ridge, Timan-Pechora petroleum province.*

For citation: Kotik O.S., Kotik I.S., Pronina N.V. Organicheskoe veshchestvo domanikovykh neftematerinskikh otlozheniy gryady Chernysheva: sostav, katageneticheskaya preobrazovannost' i uglevodorodnyy potentsial (Timano-Pechorskaya neftegazonosnaya provintsiya) [Organic matter of Domanik petroleum source rocks on the Chernyshev Ridge: composition, maturity and hydrocarbon potential (Timan-Pechora petroleum province)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2024, vol. 19, no. 4, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/29_2024.html EDN: TLWEJE

References

Anishchenko L.A., Klimenko S.S. Osobennosti akkumulyatsii UV v zonakh razvitiya verkhnedevonskikh rifogennykh obrazovaniy [Features of hydrocarbon accumulation in the zones of development of Upper Devonian reef formations]. *Zony kontsentratsii uglevodorodov v neftegazonosnykh basseynakh sushi i akvatoriy*. Saint-Petersburg: VNIGRI, 2010, pp. 39-45. (In Russ.).

Belonin M.D., Prishchepa O.M., Teplov E.L., Budanov G.F., Danilevskiy S.A. *Timano-Pechorskaya provintsiya: geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya* [Timan-Pechora province: geological structure, petroleum potential and development prospects]. Saint-Petersburg: Nedra, 2004, 396 p. (In Russ.).

Bushnev D.A. Organicheskoe veshchestvo domanika Ukhtinskogo rayona [Organic matter content of the Ukhta Domanik Formation]. *DAN*, 2009, vol. 426, no. 4, pp. 516-519. (In Russ.).

Bushnev D.A., Burdel'naya N.S. Nefti i organicheskoe veshchestvo pozdnedevonskikh otlozheniy Timano-Pechorskogo basseyna, sopostavlenie po molekulyarnym i izotopnym dannym [Crude oils and organic matter of Late Devonian strata of the Timan-Pechora Basin: comparison by molecular and isotopic data]. *Neftekhimiya*, 2015, no. 55 (5), pp. 522-529. (In Russ.).

Bushnev D.A., Burdel'naya N.S., Zhuravlev A.V. Organicheskoe veshchestvo verkhnedevonskikh otlozheniy gryady Chernysheva [Organic matter in Upper Devonian strata of the Chernyshev Ridge]. *Geokhimiya*, 2017, vol. 55, no. 6, pp. 548-558. (In Russ.).

Dakhnova M.V., Mozhegova S.V., Nazarova E.S., Payzanskaya I.L. Otsenka zapasov "slantsevoy nefiti" s ispol'zovaniem geokhimicheskikh parametrov [Evaluation of shale oil reserves using geochemical parameters]. *Geologiya nefiti i gaza*, 2015, no. 4, pp. 55-61. (In Russ.).

Danilevskiy S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M. Geoflyuidal'nye sistemy Timano-Pechorskoy provintsii [Geofluid systems of the Timan-Pechora province]. *Ukhta*, 2003, 298 p. (In Russ.).

Danilov V. N. Gryada Chernysheva: geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' [Chernyshev Ridge: geological structure and petroleum potential]. Saint-Petersburg: Renome, 2017, 288 p. (In Russ.).

Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Guriy A.G., Kanev A.S., Baranova A.V., Astashkin D.A., Dakhnova M.V., Mirnov R.V. Obosnovanie metodiki kompleksnogo izucheniya otlozheniy domanikovogo tipa po materialam novykh skvazhin Ukhtinskogo rayona (Yuzhnyy Timan) [Justification of the methodology for a comprehensive study of Domanik-type formations based on materials from new wells in the Ukhta region (South Timan)]. *Geologiya nefiti i gaza*, 2020, no. 4, pp. 45-64. (In Russ.). DOI: [10.31087/0016-7894-2020-4-45-64](https://doi.org/10.31087/0016-7894-2020-4-45-64)

Geologicheskaya karta Rossii i prilegayushchikh akvatoriy. Masshtab 1:2500000 [Geological map of Russia and adjacent waters. Scale 1:2500000]. Yu.B. Bogdanov, V.P. Kirikov, E.K. Kovrigina (Gl. red. O.V. Petrov). Saint-Petersburg: VSEGEI, 2016. (In Russ.).

Hartkopf-Fröder Ch., Königshof P., Littke R., Schwarzbauer J. Optical thermal maturity parameters and organic geochemical alteration at low grade diagenesis to anchimetamorphism: a review. *Int. J. Coal Geol.*, 2015, vol. 150-151, pp. 74-119.

Jacob H. Classification, structure, genesis and practical importance of natural solid oil bitumen ("migrabitumen"). *Int. J. Coal Geol.*, 1989, vol. 11, pp. 65-79. DOI: [10.1016/0166-5162\(89\)90113-4](https://doi.org/10.1016/0166-5162(89)90113-4)

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 Domanik Formation of Timan-Pechora Basin]. *Georesursy*, 2015, no. 2, pp. 87-100. (In Russ.).

Kotik I.S., Zhuravlev A.V., Maydl T.V., Bushnev D.A., Smoleva, I.V., 2021. Early-Middle Frasnian (Late Devonian) carbon isotope Event in the Timan-Pechora Basin (Chernyshev Swell, Pymvashor River section, North Cis-Urals, Russia). *Geologica Acta*, 2021, no. 19.3, pp. 1-17. DOI: [10.1344/GeologicaActa2021.19.3](https://doi.org/10.1344/GeologicaActa2021.19.3)

Kotik O.S. Organicheskoe veshchestvo i tipy razrezov depressionnykh srednefranskikh otlozheniy Timano-Pechorskoy provintsii [Organic matter and types of sections depression Middle Frasnian strata Timan-Pechora province]. *Vestnik IG Komi NTs UrO RAN*, 2015, no. 8, pp. 22-27. (In Russ.).

Kotik O.S., Kotik I.S. Organicheskoe veshchestvo uglerodistykh srednefranskikh otlozheniy Kosyu-Rogovskoy vpadiny i gryady Chernysheva (Timano-Pechorskij bassejn) [Organic matter in the carbonaceous Middle Frasnian sections of the Kosyu-Rogov depression and Chernyshev ridge (Timan-Pechora basin)]. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2018, vol. 13, no. 3, available at: https://www.ngtp.ru/rub/1/24_2018.pdf (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/24_2018](https://doi.org/10.17353/2070-5379/24_2018)

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

Pershina A.I. Siluriyskie i devonskie otlozheniya gryady Chernysheva [Silurian and Devonian strata of the Chernyshev ridge]. Leningrad, Nauka, 1962, 122 p. (In Russ.).

Peters K.E., Cassa M.R. Applied source-rock geochemistry. In: Magoon L.B., Dow W.G. (Eds.) *The Petroleum system from source to trap. American Association of Petroleum Geologists Memoir* 60, 1994, pp. 93-120.

Pickel W., Kus J., Flores D., Kalaitzidis S., Christanis K., Cardott B.J., Misz-Kennan M.,

Rodrigues S., Hentschel A., Hamor-Vido M., Crosdale P., Wagner N. Classification of liptinite - ICCP System 1994. *Int. J. Coal Geol.*, 2017, vol. 169, pp. 40-61. DOI: [10.1016/j.coal.2016.11.004](https://doi.org/10.1016/j.coal.2016.11.004)

Prishchepa O.M., Sukhanov A.A., Makarova I.R. Podkhody k otsenke domanikovykh otlozheniy Timano-Pechorskoy neftegazonosnoy provintsii kak netraditsionnykh istochnikov uglevodorodov [Approaches to evaluation of Domanik sequences of Timan-Pechora province as unconventional hydrocarbon source]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2014, vol. 9, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/12/46_2014.pdf (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/46_2014](https://doi.org/10.17353/2070-5379/46_2014)

Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu., Teplov E.L., Senin S.V. Netraditsionnye istochniki uglevodorodnogo syr'ya v Respublike Komi [Unconventional hydrocarbon sources in the Komi Republic]. *Gornyy zhurnal*, 2013, no. 9, pp. 53-56. (In Russ.).

Pronina N.V., Luzhbina M.S., Makarov D.V. Vozvrashchenie k otsenke katageneza osadochnoy tolshchi Timano-Pechorskogo neftegazonosnogo basseyna uglepetrograficheskimi metodami [Return to the catagenesis assessment of the sedimentary stratum in the Timan-Pechora petroleum basin by means of coal petrographical methods]. *Georesursy*, 2017, special issue, part 1, pp. 80-87. (In Russ.). DOI: [10.18599/grs.19.9](https://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 destruktssii organicheskogo veshchestva [Modeling of hydrocarbon generation by Domanik source rock of the Timan-Pechora basin using different kinetics of kerogen decomposition]. *Georesursy*, 2017, special issue, part 1, pp. 65-79. (In Russ.). DOI: [10.18599/grs.19.8](https://doi.org/10.18599/grs.19.8)

Slatt R.M. Important Geological Properties of Unconventional Resource Shales. *Central European Journal of Geosciences*, 2011, 3(4), pp. 435-448. DOI: [10.2478/s13533-011-0042-2](https://doi.org/10.2478/s13533-011-0042-2)

Taylor G.H., Teichmüller M., Davis A., Diessel C.F.K., Littke R., Robert P. Organic Petrology. Gebruder Borntraeger, Berlin and Stuttgart, 1998, 704 p.

Vassoevich N.B. Proiskhozhdenie nefti [Origin of oil]. *Vestnik MGU. Ser. 4. Geologiya*, 1975, no. 5, pp. 3-23. (In Russ.).

Wood D.A., Hazra B. Characterization of Organic-Rich Shales for Petroleum Exploration & Exploitation: A Review-Part 2: Geochemistry, Thermal Maturity, Isotopes and Biomarkers. *Journal of Earth Science*, 2017, no. 28(5), pp. 758-778. DOI: [10.1007/s12583-017-0733-9](https://doi.org/10.1007/s12583-017-0733-9)