

Нефтегазоматеринские отложения силура поднятия Чернова (Тимано-Печорский бассейн)

И.С. Котик^{1*}, Т.В. Майдль¹, О.С. Котик¹, Н.В. Пронина²

¹Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар, Россия

²Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Силурийские нефтегазоматеринские отложения являются одними из наименее изученных в Тимано-Печорском бассейне. В основном это связано с их залеганием на больших глубинах (3,0–4,5 км) и ограниченностью вскрытия скважинами этого стратиграфического интервала. Другим источником информации являются естественные обнажения силура, которые известны в восточной и северо-восточной части Тимано-Печорского бассейна. Изученный разрез силурийских отложений вскрывается на р. Падимейтывис, расположенный на поднятии Чернова в северо-восточной части бассейна. Данная статья посвящена изучению силурийских нефтегазоматеринских отложений по результатам литологических, углепетрографических исследований и геохимии органического вещества. Изученный разрез сложен карбонатными и глинисто-карбонатными отложениями, сформировавшихся в мелководно-шельфовых условиях. Для большей части разреза, сложенной иловыми и илово-биокластовыми известняками характерны невысокие концентрации органического вещества ($C_{орг}$ в основном менее 0,3 %). Повышенные содержания $C_{орг}$ (до 1,16 %) характерны для глинисто-карбонатных разностей пород, которые составляют около 20 % разреза. Отложения с повышенными концентрациями органического вещества формировались в изолированных и углубленных участках дна в целом мелководного бассейна. Оценка степени катагенетической преобразованности по данным пиролиза Rock-Eval, углепетрографических исследований и индексов окраски конодонтов показала, что органическое вещество достигло условий середины-конца главной зоны нефтегенерации (градация МК₂-МК₃). Полученные геохимические характеристики ($C_{орг}$, S₂, HI) с учетом определенного уровня зрелости органического вещества свидетельствуют, что силурийские нефтегазоматеринские отложения обладали средним углеводородным потенциалом.

Ключевые слова: поднятие Чернова, силурийские отложения, нефтегазоматеринские породы, органическое вещество, катагенез, углеводороды

Для цитирования: Котик И.С., Майдль Т.В., Котик О.С., Пронина Н.В. (2020). Нефтегазоматеринские отложения силура поднятия Чернова (Тимано-Печорский бассейн). *Георесурсы*, 22(3), с. 12–20. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.12-20>

Введение

Силурийские отложения в составе среднеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса в Тимано-Печорском бассейне рассматриваются как одни из источников для генерации углеводородов (УВ) (Баженова и др., 2008; Клименко, Анищенко, 2010; Данилевский и др., 2003). Залежи нефти в силурийских отложениях установлены на прилегающих к поднятию Чернова территориях – гряде Чернышева и Варандей-Адзввинской структурной зоне. Наличие нефтегазоматеринских пород, обладающих необходимыми для процессов генерации геохимическими параметрами, свидетельствует о генерации УВ в силурийских отложениях. Оценка нефтематеринских свойств отложений силура в исследуемом районе Тимано-Печорского бассейна приведена в немногочисленных публикациях и на ограниченном керновом материале (Баженова и др., 2008, Данилов и др., 2011, Котик и др., 2016, Песецкая, Павлова, 1997). В основном это связано с их залеганием на больших глубинах (3,0–4,5 км) и ограниченностью вскрытия скважинами данного стратиграфического интервала. Недостаток фактического материала возможно восполнить исследованием

силурийских отложений в естественных обнажениях, которые известны на поднятии Чернова. Изучение строения осадочного разреза силура в естественных выходах, выделение потенциальных нефтегазогенерировавших толщ и характеристика органического вещества (ОВ), являются целью проведенных литологических, геохимических и углепетрографических исследований, результаты которых обсуждаются в данной статье.

Район и объект исследований

Исследуемая территория расположена на северо-востоке Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна в пределах поднятия Чернова. Поднятие Чернова представляет собой линейную в плане структуру, отделяющую Кортаихинскую впадину от Варандей-Адзввинской структурной зоны и Косью-Роговской впадины (Тимонин, Юдин, Беляев, 2004) (рис. 1). Северо-западная половина поднятия (Вашуткино-Талотинский надвиг) в виде моноклинально погружающихся отложений имеет более простое строение, а юго-восточная осложнена встречно падающими надвигами, образующими клиновидную в разрезе форму.

Изученный нами разрез силурийских отложений на протяжении около 500 метров вскрывается в каньоне р. Падимейтывис левого притока р. Кортаиха. Залегание

* Ответственный автор: Иван Сергеевич Котик
E-mail: ivkotik@gmail.com

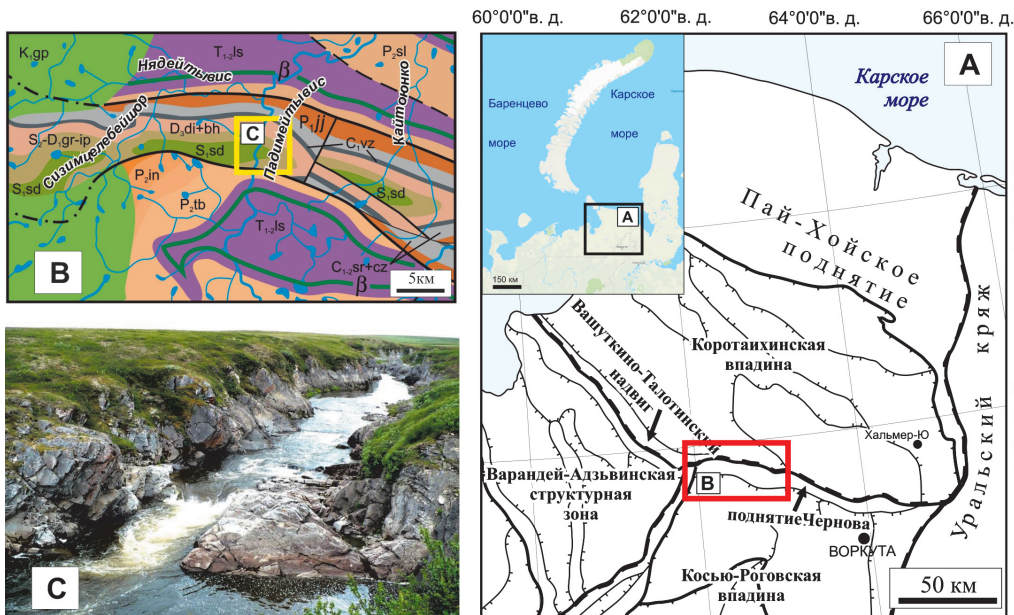


Рис. 1. Обзорная схема района исследований и расположение изученного разреза силурийских отложений. А – карта тектонического районирования (Белонин и др., 2004), В – геологическая карта (Государственная геологическая карта..., 2007), С – фото выходов силурийских отложений в каньоне р. Падимейтывис.

пород достаточно выдержанное, при общем падении на север под углом 60–65°. Вскрытая мощность разреза составляет около 460 м. В возрастном диапазоне силурийские отложения здесь представлены венлокским, лудловским и пржидольским ярусами (Чернов, 1972; Безносова, 2008).

Методы исследований

Комплекс исследований включал петрографическое и химическое изучение литологического состава пород и углепетрографические и геохимические исследования рассеянного ОБ.

Микроскопическое изучение ОБ пород проводилось в аншлифах при простом отраженном и ультрафиолетовом свете на микроскопе Leica DM-2500 (МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва), а также в шлифах в проходящем свете на микроскопе MeF-2.

Содержания органического углерода ($C_{орг}$, %) в породе определялось на экспресс-анализаторе АН-7529 методом сжигания в токе кислорода образцов, предварительно обработанных 10-процентной соляной кислотой. Выход битумоидов в породах определялся методом горячей экстракции хлороформом в аппаратах Сокслета. Газохроматографический анализ УВ состава насыщенной фракции (*n*-алканов и изопреноидов) хлороформных экстрактов проводился на приборе «Кристалл 2000М». Этот комплекс исследований проводился в ЦКП «Геонаука» (г. Сыктывкар).

Пиролитические характеристики ОБ S_1 , S_2 , T_{max} получены на приборе Source Rock Analyzer (SR Analyzer, Humble Instruments) (ИНГТ СО РАН, г. Новосибирск). Для определения влияния свободных УВ на величину пика S_2 и получения более корректных значений параметра T_{max} выполнен повторный пиролиз образцов пород после экстракции хлороформом на приборе Rock-Eval 6 Standard (Vinci Technologies) (ВНИГНИ, г. Москва).

Результаты исследований и их обсуждение Литологическая характеристика разреза

В силурийское время исследуемая территория представляла собой морской эпиконтинентальный бассейн с обстановками типичной мелководной карбонатной

платформы (Антошкина и др., 2011, 2015). Фациальные условия седиментации в осадочном бассейне неоднократно менялись, что приводило к накоплению различных по вещественному составу и структурно-текстурным особенностям карбонатных и глинисто-карбонатных осадков. В исследуемом разрезе силурийских отложений по особенностям литологического состава снизу вверх выделяются 4 пачки: глинисто-известковая, известковая, глинисто-доломитово-известковая и известковая (рис. 2).

Первая глинисто-известковая пачка (160 м) сложена известняками, доломитистыми известняками с прослоями глинистых известняков и мергелей (рис. 3, а-е). Известняки представлены волнисто-слоистыми микробиаально-густковыми, иловыми и илово-детритовыми разностями с пятнисто-полосчатой и пятнистой текстурой. Преобладают известняки со структурой мадстоунов и вакстоунов, реже пак-вакстоунов (рис. 3, а, б). В верхней части пачки увеличивается доля глинисто-карбонатных слоев. Среди известняков преобладают иловые мадстоуны и пелоидно-остракодовые вакстоуны с мелкими литокластами (рис. 3, с). Вторая известковая пачка (161 м) сложена преимущественно биокластовыми и илово-биокластовыми известняками, по структуре пак-вакстоунами, реже мадстоунами (рис. 3, f, e). В нижней и верхней части пачки присутствуют известняки со строматолитовыми биостромами. Третья пачка (84 м) отличается глинисто-доломитово-известковистым составом. Ее слагают известняки, доломитовые известняки пелоидно-биокластовые и доломиты известковистые глинистые (рис. 3, h-j). По структуре преобладают мадстоуны и вакстоуны. Завершает разрез известковая пачка (52 м), сложенная известковыми мадстоунами с редкими биокластами (рис. 3, k) и строматолитовыми известняками. В кровле пачки залегают биокластовые известняки со структурой пакстоунов (рис. 3, l).

Фациальные условия накопления ОБ

Рассмотрение литологического состава в изученном разрезе показывает, что формирование силурийских отложений в условиях мелководного шельфа не способствовало накоплению выдержанных по мощности

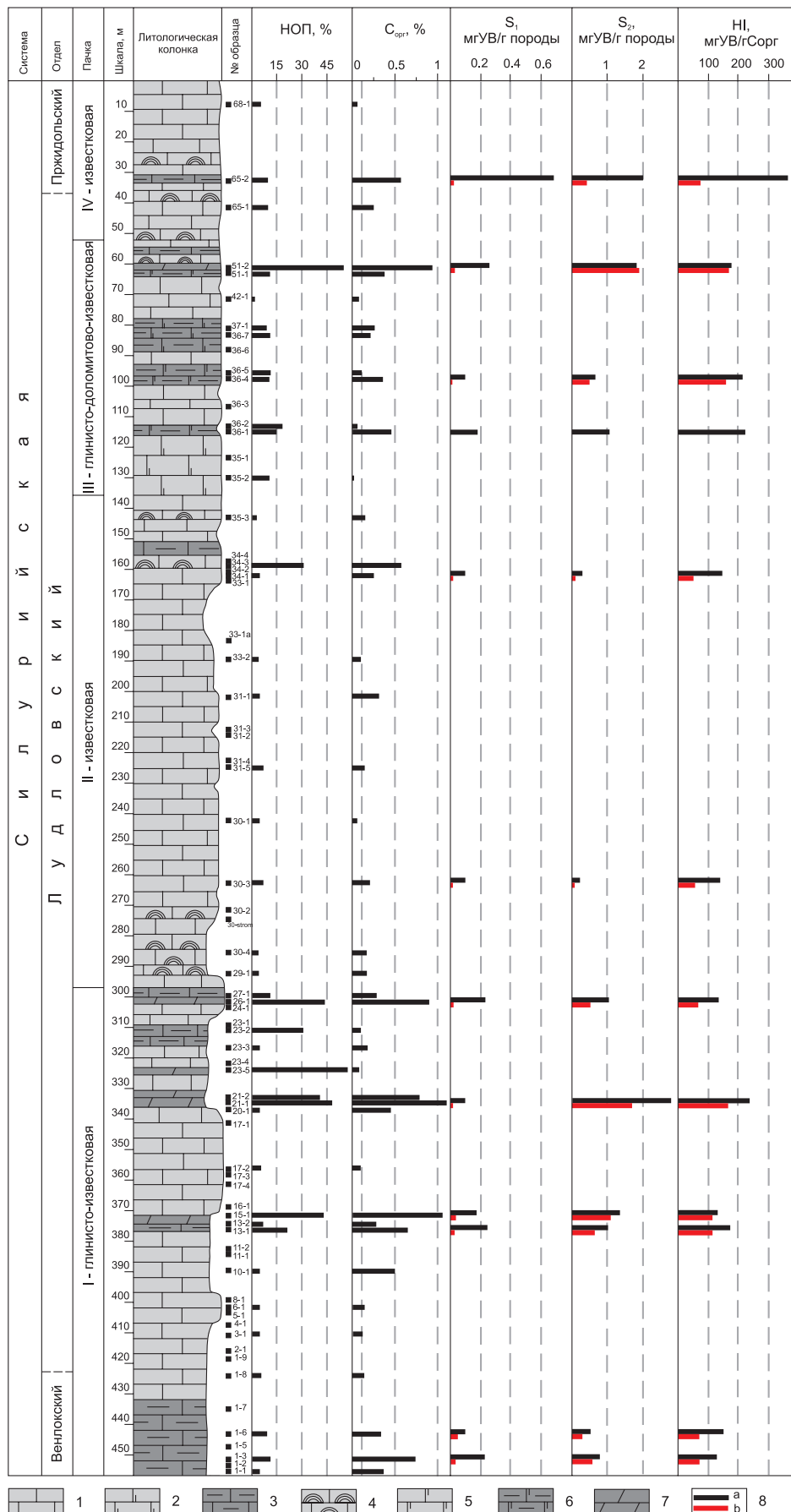


Рис. 2. Литологический состав и распределение геохимических параметров по разрезу. 1 – известняк, 2 – известняк доломитистый и доломитовый, 3 – глинистый известняк, 4 – известняк строматолитовый, 5 – доломит известковистый и известковый, 6 – доломит известковистый и известковый глинистый, 7 – мергель, 8 – данные пиролиза Rock-Eval: a – до экстракции, b – после экстракции.

и обогащенных ОВ нефтегазо-материнских отложений (рис. 2). Накопление глинисто-карбонатных отложений с повышенными содержаниями C_{org} в изученном разрезе связано с отдельными углубленными участками дна в целом мелководного бассейна.

Обогащенные ОВ глинистые известняки и доломиты, слагающие преимущественно I и III пакки, формировались в сублиторальных условиях. Микрозернистая структура, характер слоистости, редкие следы биотурбации, бедность фаунистическими остатками, указывают на относительную изоляцию бассейна седиментации (рис. 4, а). В углубленных участках сублиторали в периоды максимального стояния уровня моря формировались наиболее обогащенные ОВ мергели (рис. 4, b).

В обоих случаях обстановки осадконакопления способствовали относительному накоплению органического материала и его консервации. Это обусловлено тем, что ограниченная циркуляция вод препятствуют свободному кислородному обмену и разложению ОВ аэробными гетеротрофными организмами. Наличие терригенной примеси в осадках также благоприятствует аккумуляции ОВ. Адсорбция растворенного ОВ на поверхности минеральных частиц способствует более быстрому осаждению через толщу воды и увеличивает его защищенность от разрушения бактериями (Баженова и др., 2000).

Бедность ОВ биокластовых и пелоидно-биокластовых известняков, характерных для II и IV пакчек, обусловлена их накоплением в условиях литорали-сублиторали с активной гидродинамикой водной среды и жизнедеятельностью бентосных организмов, не способствовавших сохранению и концентрированию ОВ (рис. 4, b). Активная циркуляция в водной толще обеспечивала постоянное восполнение кислородом, который расходовался на разложение ОВ. Биотурбация осадков бентосными организмами обеспечивала дополнительную аэрацию отложений и деградацию ОВ (Demaison, Moore, 1980).

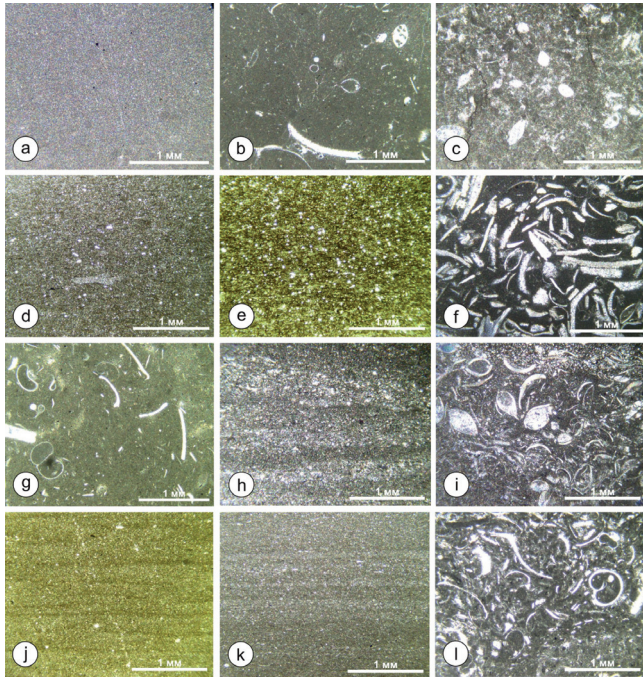


Рис. 3. Основные литологические типы пород силурийских отложений, слагающие выделенные пачки. I пачка: а – известняк микрозернистый, мадстоун, обр. 6-1, b – известняк микрозернистый с биокластами, вакстоун, обр. 17-2, с – известняк пелоидно-остракодовый, вакстоун, обр. 23-3, d – известняк глинистый, мадстоун, обр. 13-1, e – мергель, обр. 26-1; II пачка: f – известняк биокластовый, пакстоун, обр. 30-2, g – известняк микрозернистый с биокластами, вакстоун, обр. 31-5, III пачка: h – доломит известковистый, мадстоун, обр. 36-5, i – известняк доломитовый, пелоидно-биокластовый, пакстоун, обр. 36-6, j – доломит глинистый, мадстоун, обр. 51-1; IV пачка: k – известняк микрозернистый, мадстоун, обр. 65-1, l – известняк биокластовый, пакстоун, обр. 68-5.

Содержание, УВ потенциал и катагенез ОВ

Концентрации $C_{орг}$ в исследованных породах изменяются от 0,02 до 1,16 % и находятся в зависимости от их литологического состава (рис. 2). Биокластовые, пелоидно-биокластовые, иловые и илово-биокластовые известняки характеризуются низкими содержаниями $C_{орг}$, в основном не превышающих 0,30 %. В глинистых известняках и доломитах (нерастворимый остаток породы (НОП) – 9–21 %) концентрация $C_{орг}$ повышается до 0,74 %. Максимальные содержания до 0,83–1,16 % установлены в

карбонатно-глинистых породах с повышенной глинистой составляющей (НОП – 43–55 %). В целом, глинисто-карбонатные отложения с повышенным содержанием ОВ в основном распространены в пачках I и III, суммарной мощностью около 110 м, что составляет примерно 20 % разреза (рис. 2).

Полученные при пиролизе Rock-Eval значения параметров S_1 и S_2 для исследованных образцов составляют 0,10–0,68 мг УВ/г породы и 0,21–2,76 мг УВ/г породы, соответственно (табл. 1, рис. 2). Водородный индекс (НИ) изменяется в пределах 122–363 мг УВ/г $C_{орг}$. Генерационный потенциал (S_1+S_2), как и содержание $C_{орг}$ зависит от литологии пород. Наиболее высокие значения установлены в глинистых известняках и доломитах – 1,06–2,86 мг УВ/г породы. Для биокластовых известняков значение S_1+S_2 наиболее низкое – 0,31–0,37 мг УВ/г породы.

Пиролитические исследования образцов после горячей экстракции, частично освобожденных от УВ и смолисто-асфальтовых компонентов, показывают сокращение пиков S_1 и S_2 . Параметр S_1 значительно уменьшается и выравнивается, составляя 0,01–0,05 мг УВ/г породы (рис. 2, табл. 1). Значение параметра S_2 снижается на 15–79 %. Уменьшение пика S_2 приводит, соответственно, к снижению значений НИ (рис. 2). Для ряда глинистых известняков и доломитов НИ после экстракции снизился на 10–30 %, а существенное уменьшение показателя до 60 % характерно для биокластовых известняков (табл. 1, рис. 2).

Степень катагенетической преобразованности ОВ определялась на основании данных пиролиза, углепетрографических исследований и индексов окраски конодонтов (ИОК).

Уровень катагенетической преобразованности ОВ по результатам пиролиза оценивался двумя параметрами – величиной T_{max} и значениям индекса продуктивности (PI). Величина T_{max} изменяется в диапазоне 421–452 °С. Значения индекса PI для большинства образцов изменяются в пределах 0,02–0,14 (табл. 1, рис. 5). Наблюдаемые для образцов 30-3 и 34-1 высокие значения PI 0,18–0,30 при низких значениях T_{max} 421–429 отражают эффект присутствия в породах миграционных битумов (Лопатин, Емец, 1987) (рис. 5). В целом, полученные данные T_{max} и PI указывают на уровень зрелости ОВ, соответствующий середине-концу главной зоны нефтеобразования (МК₂-МК₃).

Результаты определения зрелости ОВ по данным пиролиза согласуются с проведенной ранее оценкой катагенеза

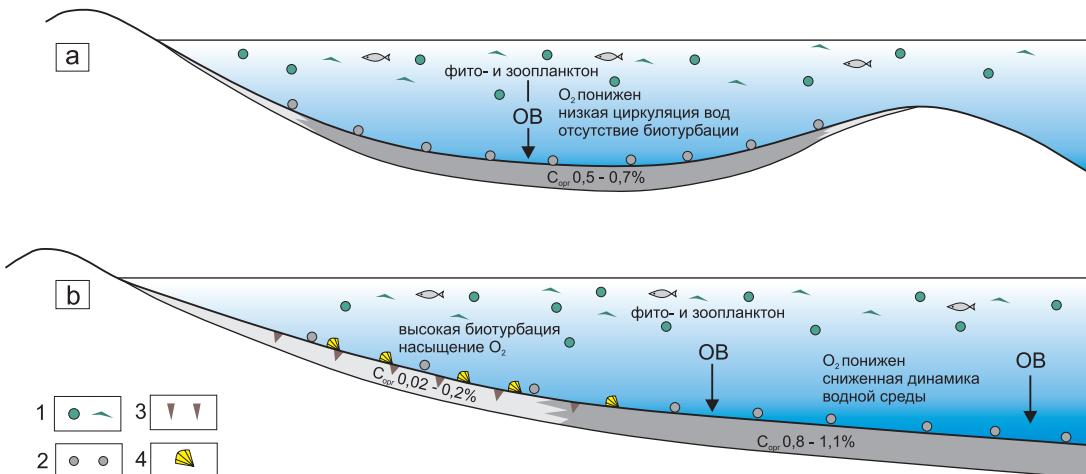


Рис. 4. Модель накопления обогащенных ОВ силурийских отложений в изолированных (лагунных) (а) и открытоморских (сублиторальных) (b) условиях. 1 – фито- и зоопланктон; 2 – органическое вещество; 3 – биотурбация; 4 – бентосная фауна.

№ обр.	Порода	НОП, %	$C_{орг}$, %	$C_{орг}^{эк}$, %	S_1 , мг УВ/г породы	S_2 , мгУВ/г породы	$S_1^{эк}$, мг УВ/г породы	$S_2^{эк}$, Мг УВ/г породы	НП, мг УВ/г Сорг	$НП^{эк}$, мг УВ/г Сорг	$T_{max}^{эк}$, °С	$PI^{эк}$
1-3	известняк глинистый	12	0,70	0,66	0,21	0,85	0,03	0,62	122	73	441	0,05
1-6	известняк	9	0,34	0,30	0,10	0,51	0,05	0,30	148	71	438	0,14
13-1	известняк глинистый	21	0,62	0,57	0,24	1,06	0,02	0,68	170	110	452	0,02
15-1	мергель	43	1,10	1,06	0,18	1,35	0,03	1,15	123	111	448	0,02
21-1	мергель	48	1,16	1,13	0,10	2,76	0,01	1,70	238	168	440	0,01
26-1	мергель	44	0,83	0,77	0,23	1,03	0,02	0,49	124	67	438	0,03
30-3	известняк биокластовый	7	0,15	0,12	0,10	0,21	0,02	0,05	144	56	421	0,30
34-1	известняк биокластовый	5	0,19	0,16	0,10	0,27	0,02	0,11	140	52	429	0,18
36-1	доломит глинистый	15	0,44		0,19	0,95			217			
36-4	доломит известковый	11	0,31	0,28	0,10	0,67	0,01	0,52	215	162	446	0,02
51-2	мергель	55	0,98	0,91	0,25	1,81	0,03	1,89	184	172	440	0,02
65-2	известняк глинистый	10	0,55	0,48	0,68	1,98	0,02	0,41	363	76	435	0,05

Табл. 1. Данные пиролитических исследований (Rock-Eval). НОП – нерастворимый остаток породы; $C_{орг}$ – содержание органического углерода; $C_{орг}^{эк}$ – содержание органического углерода после экстракции; $S_1, S_2, НП – 100 * S_2 / C_{орг}$ – результаты пиролитических исследований образцов до экстракции; $S_1^{эк}, S_2^{эк}, НП^{эк}, T_{max}^{эк}, PI^{эк} – S_1^{эк} / S_1^{эк} + S_2^{эк}$ – результаты пиролитических исследований образцов после экстракции

по данным ИОК (Котик и др., 2017). Изменение окраски конодонтовых элементов используется в качестве приближенной оценки степени термального преобразования вмещающих пород и, соответственно, заключенного в них ОВ. Полученные значения ИОК для силурийских отложений составляют 1,5–2,0 (рис. 6), что свидетельствует об интенсивности прогресса вмещающих толщ до 140 °С (Erstein, Erstein, Harris, 1977). Данный уровень термального воздействия отвечает условиям катагенеза на грации МК₂ главной зоны нефтеобразования (Справочник..., 1998).

Углетерографические исследования не позволили провести оценку катагенетической преобразованности ОВ из-за отсутствия мацералов, подходящих для замеров показателя отражения. Однако наличие качественных признаков, таких как слабое свечение в ультрафиолетовом свете или его полное отсутствие, а также отсутствие ореольных битуминозных структур, может свидетельствовать

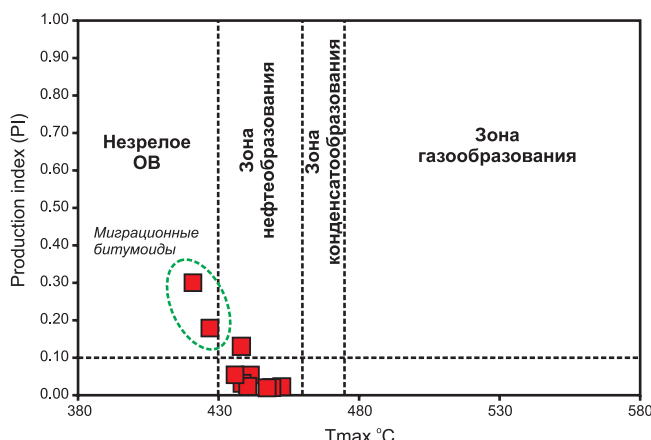


Рис. 5. Катагенез ОВ по значениям пиролитических параметров T_{max} и индекса продуктивности (PI)

о значительной преобразованности ОВ на уровне конца зоны нефтегенерации.

Проведенные ранее исследования Д.А. Бушнева, Н.С. Бурдельной (Бушнев, Бурдельная, 2012) для образцов силурийских отложений разреза р. Падимейтывис и его притока руч. Безымянного установили более высокую катагенетическую зрелость ОВ. По данным распределения полициклических УВ стеранового и гопанового рядов катагенез ОВ достигает градаций МК₂-МК₃ и возможно выше (Бушнев, Бурдельная, 2012).

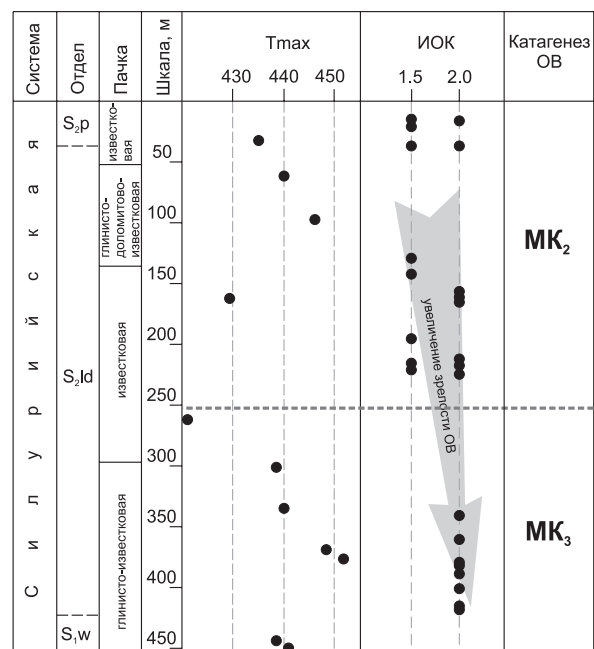


Рис. 6. Изменение катагенетической преобразованности ОВ по разрезу

Таким образом, совокупность имеющихся данных указывает на уровень катагенетической преобразованности ОБ, соответствующий середине-концу главной зоны нефтеобразования. Полученные геохимические характеристики ($C_{орг}$, S_2 , HI) с учетом определенного уровня зрелости ОБ, свидетельствуют, что исследованные нефтегазоматеринские породы силурийских отложений обладали средним УВ потенциалом.

Состав и тип ОБ

Изучение образцов глинисто-карбонатных пород (образцы 21-1, 26-1, 51-2), наиболее обогащенных ОБ, углепетрографическими методами не выявили содержание таких мацералов, как битуминит (pre-mature, mature) и «твердых битумов» (post-mature) (Taylor, Liu, Teichmüller, 1991). Все органические компоненты представлены битумами, которые являются конечными продуктами преобразования альгогенного ОБ. В породах битумы присутствуют в виде пленок между минеральными зернами и налетов на них, что придает ей коричневатый оттенок в простом отраженном свете (рис. 7, а-с). Наиболее отчетливо распределение битумов в породе наблюдается в ультрафиолетовом свете, где они образуют протяженные слои и отдельные изолированные включения (рис. 7, d-f).

В карбонатных породах, являющихся своего рода коллекторами для УВ, битуминозность проявляется иным образом. Битумы заполняют в породе стилолитовые швы, трещины и пустоты, что свидетельствует об их частичном или значительном перемещении относительно материнской породы (рис. 7, g-i). Для карбонатных пород также характерны повышенные содержания битумоидов на фоне низких концентраций $C_{орг}$, битумоидный коэффициент ($\beta_{ХБ}$) составляет 14–34 % (табл. 2). Высокие значения $\beta_{ХБ}$ также указывают на аллохтонность битумоидов вмещающим породам.

Исследование УВ состава насыщенной фракции битумоидов, экстрагированных из пород, проводилось по данным газохроматографического анализа. Изученные

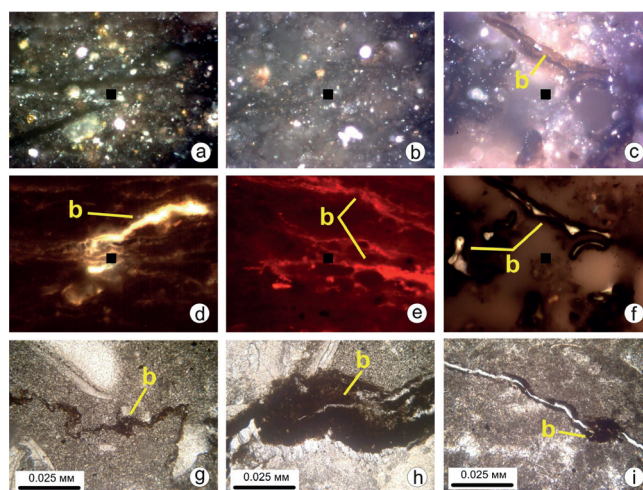


Рис. 7. Микрофотографии битумов в отраженном (а-ф) и проходящем (g-i) свете. а-с – отраженный белый свет, масляная иммерсия, ув. х 50: а – обр. 21-1, b – обр. 26-1, с – обр. 51-2; d-f – ультрафиолетовый свет, масляная иммерсия, ув. х 50: d – обр. 21-1, e – обр. 21-1, f – обр. 51-2. b – битумы. Черная метка в центре кадра 5x5 мкм. g-i – проходящий свет: g – обр. 35-3, h – обр. 29-1, i – обр. 23-3.

ранее особенности УВ состава битумоидов силурийских отложений поднятия Чернова показали различия в характере молекулярно-массового распределения *n*-алканов и изопреноидов (Котик и др., 2017). Как показали исследования, характер распределения УВ находится в зависимости от литологического состава отложений (карбонатности/глинистости).

В нефтегазоматеринских породах глинисто-карбонатного состава почти повсеместно присутствуют битумоиды более тяжелого УВ-состава с повышенным содержанием средне- и высокомолекулярных *n*-алканов (рис. 8, а, b). Установлено два типа распределения нормальных и изоалканов. Битумоиды первой группы (обр. 15-1, 21-1, 26-1, 51-2) характеризуются максимумом распределения

№ п/п	№ обр.	$C_{орг}$, %	$C_{орг}^{ЭК}$, %	ХБА, %	$\beta_{ХБ}$, %	$\beta_{ХБ}^{ЭК}$, %	$n-C_{17}/n-C_{27}$	Pr / $n-C_{17}$	Ph / $n-C_{18}$	Pr+Ph / $n-C_{17}+n-C_{18}$	Pr / Ph	CPI
1	1-3	0,70	0,66	0,0527	8	8	0,81	0,51	0,83	0,66	0,71	1,02
2	1-6	0,34	0,30	0,0468	14	15	0,67	0,45	0,69	0,57	0,68	0,97
3	10-1	0,50	0,45	0,0593	12	13	0,91	0,26	0,45	0,34	0,80	0,99
4	13-2	0,28	0,22	0,0414	15	17	1,17	0,22	0,31	0,27	0,78	0,95
5	15-1	1,10	1,06	0,0551	5	5	3,43	0,16	0,18	0,17	1,39	0,96
6	20-1	0,46	0,37	0,1079	23	29	0,64	0,20	0,28	0,24	0,76	0,97
7	21-1	1,16	1,13	0,0386	3	3	1,26	0,08	0,08	0,08	1,15	0,97
8	23-3	0,18	0,15	0,0383	21	26	1,06	0,10	0,12	0,11	0,85	0,99
9	26-1	0,83	0,77	0,0748	9	10	2,49	0,15	0,18	0,16	1,26	0,97
10	29-1	0,18	0,16	0,0298	17	19	1,13	0,12	0,13	0,12	1,08	0,98
11	30-3	0,15	0,12	0,0375	25	31	2,84	0,06	0,09	0,08	1,04	0,95
12	34-1	0,19	0,16	0,0420	22	27	1,74	0,12	0,25	0,17	0,87	0,95
13	35-3	0,15	0,11	0,0504	34	46	0,36	0,15	0,16	0,15	1,02	0,99
14	36-4	0,31	0,28	0,0415	13	15	0,97	0,10	0,25	0,16	0,67	0,97
15	42-1	0,08	0,06	0,0272	34	47	1,42	0,18	0,37	0,25	0,87	0,98
16	51-2	0,98	0,91	0,0891	9	10	1,81	0,26	0,40	0,31	1,03	1,01
17	65-1	0,25	0,21	0,0440	18	20	2,63	0,14	0,35	0,20	0,98	0,96

Табл. 2. Геохимические параметры битумоидов силурийских отложений. $\beta_{ХБ}$ – ХБА/С_{орг}*100; $\beta_{ХБ}^{ЭК}$ – ХБА/С_{орг}^{ЭК}*100; CPI – $\frac{1}{2} * (C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33}) / (C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34}) + (C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31}) / (C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32})$

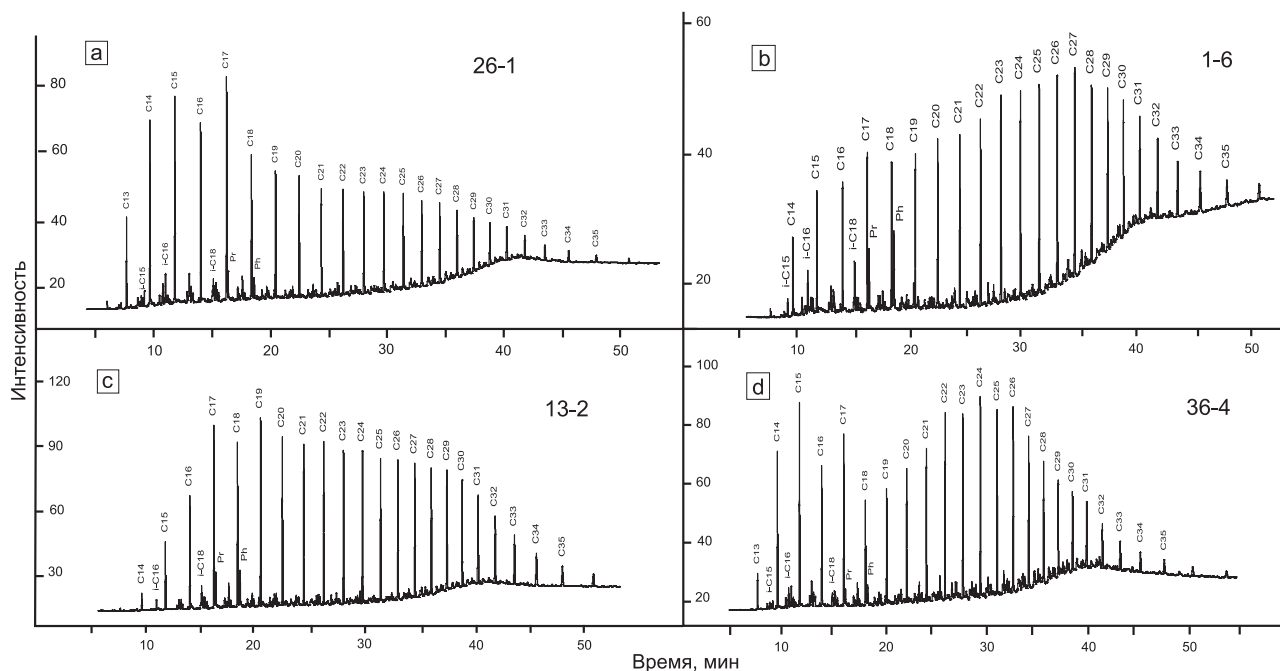


Рис. 8. Хроматограммы распределения *n*-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов

n-алканов в области $n\text{-C}_{13}\text{-C}_{20}$ и наиболее высоким отношением $n\text{-C}_{17}/n\text{-C}_{27} = 1,26\text{--}2,84$ (табл. 2, рис. 8, а). Более облегченный состав УВ-фракции подтверждается присутствием в породах скоплений легких УВ (рис. 7, f). Для второй группы образцов (1-3, 1-6, 10-1) максимум распределения *n*-алканов смещен в высокомолекулярную область $> n\text{-C}_{20}$, значения отношения $n\text{-C}_{17}/n\text{-C}_{27}$ для них самые низкие – 0,36–1,42 (табл. 2, рис. 8, b). В таких породах наблюдается большее количество глинисто-битуминозных прослоев и прожилок битума с повышенным содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, без видимой люминесценции. Соотношение изопреноидных и *n*-алканов таких как $\text{Pr}/n\text{-C}_{17}$, $\text{Ph}/n\text{-C}_{18}$, $\text{Pr}+\text{Ph}/\text{C}_{17}+\text{C}_{18}$ (изопреноидный коэффициент, K_i) и Pr/Ph , для исследованных образцов также определяется типом молекулярно-массового распределения УВ (табл. 2). Для битумоидов с повышенными концентрациями высокомолекулярных *n*-алканов (рис. 8, b) значения $\text{Pr}/n\text{-C}_{17}$, $\text{Ph}/n\text{-C}_{18}$, K_i более высокие, и в основном преобладает фитан ($\text{Pr}/\text{Ph} = 0,67\text{--}1,08$) (табл. 2).

В карбонатных породах, содержащих долю перемещенных битумоидов, наблюдается преимущественно два типа распределения *n*-алканов. В первом типе максимум УВ находится в широком молекулярном диапазоне $\text{C}_{17}\text{-C}_{30}$ (рис. 8, c). Второй тип характеризуется бимодальным распределением *n*-алканов с максимумами на $\text{C}_{15}\text{-C}_{17}$ и $\text{C}_{24}\text{-C}_{27}$ (рис. 8, d). Для пород, содержащих битумоиды с бимодальным распределением, почти повсеместно присутствуют стилолитовые швы с битумом (рис. 7, g-i). В карбонатных породах все битумоиды по вариациям значений геохимических параметров $\text{Pr}/n\text{-C}_{17}$, $\text{Ph}/n\text{-C}_{18}$, K_i являются сходными с первой группой битумоидов глинисто-карбонатных пород (табл. 2). Это позволяет отнести их к паравтохтонным битумоидам.

Несмотря на различия в распределении УВ, общим для всех исследованных битумоидов является преобладание в среднемoleкулярной части нечетных *n*-алканов состава C_{15} , C_{17} , C_{19} , что является характерной биометкой сапропелевого ОВ (Петров, 1984).

Заключение

Проведенные исследования показали, что силурийские отложения содержат нефтегазоматеринские породы, которые обладали средним УВ потенциалом. Глинисто-карбонатные пачки с повышенным генерационным потенциалом слагают около 20 % осадочного разреза.

Исходным органическим материалом являлось морское планктоногенное ОВ. Накопление обогащенного органическим веществом отложений проходило в тихоходных и углубленных участках дна в целом мелководного бассейна.

Оценка степени катагенетической преобразованности по данным пиролиза, индексов окраски конодонтов и углетерографии свидетельствует, что ОВ пород достигло условий середины-конца главной зоны нефтеобразования.

Соответствие УВ состава битумоидов карбонатных и глинисто-карбонатных отложений свидетельствует об эмиграции и перераспределении УВ из нефтематеринских пород в более проницаемые карбонатные.

Благодарность

Авторы выражают благодарность М.В. Дахновой (ВНИГНИ, г. Москва) и А.Н. Фомину (ИНГГ СО РАН, г. Новосибирск) за возможность выполнения пиролиза Rock-Eval. Благодарность за обсуждение материалов статьи и сделанные замечания авторы выражают Т.К. Баженовой (ВНИГРИ, г. Санкт-Петербург).

Литература

Антошкина А.И., Салдин В.А., Сандула А.Н., Никулова Н.Ю., Пономаренко Е.С., Шадрин А.Н., Шеболкин Д.Н., Канева Н.А. (2011). Палеозойское осадконакопление на внешней зоне шельфа пассивной окраины северо-востока Европейской платформы. Сыктывкар: Геопринт, 200 с.

Антошкина А.И., Салдин В.А., Никулова Н.Ю., Юрьева З.П., Пономаренко Е.С., Сандула А.Н., Канева Н.А., Шмелева Л.А., Шеболкин Д.Н., Шадрин А.Н., Инкина Н.А. (2015). Реконструкция осадконакопления в палеозое Тимано-Североуральского региона: направления исследований, результаты, проблемы и задачи. *Известия Коми научного центра УрО РАН*, 1(21), с. 55-72.

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

Баженова Т.К., Шиманский В.К., Васильева В.Ф., Шапиро А.И., Яковлева (Гембицкая) Л.А., Климова Л.И. (2008). Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. СПб.: ВНИГРИ, 164 с.

Безносова Т.М. (2008). Сообщества брахиопод и биостратиграфия верхнего ордовика, силура и нижнего девона северо-восточной окраины палеоконтинента Балтия. Екатеринбург: УрО РАН, 217 с.

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

Бушнев Д.А., Бурдельная Н.С. (2012). Органическое вещество силурийских отложений поднятия Чернова. *Геохимия*, 7, с. 683–691. <https://doi.org/10.1134/S0016702912050023>

Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (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.

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

Данилов В.Н., Огданец Л.В., Макарова И.Р., Гудельман А.А., Суханов А.А., Журавлёв А.В. (2011). Основные результаты изучения органического вещества и УВ-флюидов Адакской площади. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 6(2). http://www.ngtp.ru/rub/1/22_2011.pdf

Клименко С.С., Анищенко Л.А. (2010). Особенности нефтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне. *Известия Коми НЦ УрО РАН*, 2, с. 61–69.

Котик И.С., Даньшикова И.И., Котик О.С., Валяева О.В., Можегова С.В., Соколова Л.В. (2016). Литолого-геохимическая характеристика силурийских отложений тальвейского блока Гряды Чернышева. *Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН*, 11, с. 15–22. DOI: 10.19110/2221-1381-2016-11-15-22

Котик И.С., Котик О.С., Валяева О.В., Соколова Л.В. (2017). Нефтегазоматеринские породы силурийских и нижнедевонских отложений западной части поднятия Чернова. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 12(4). http://www.ngtp.ru/rub/1/41_2017.pdf

Лопатин Н.В., Емец Т.П. (1987). Пиролиз в нефтегазовой геохимии. М.: Наука, 143 с.

Песецкая В.А., Павлова С.Н. (1997). Геохимическая характеристика органического вещества ордовикско-нижнедевонских пород Печорского бассейна. *Геология европейского севера России: Труды Института геологии Коми НЦ УрО РАН*, вып. 92, с. 63–68.

Петров Ал.А. (1984). Углеводороды нефти и газа. М.: Наука, 264 с.

Справочник по геохимии нефти и газа. (1998). СПб.: Недра, 576 с.

Тимонин Н.И., Юдин В.В., Беляев А.А. (2004). Палеогеодинамика Пай-Хоя. Екатеринбург: УрО РАН, 226 с.

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

Demaison G., Moore G. (1980). Anoxic environments and oil source bed genesis. *Org. Geochem.*, 2, pp. 9–31. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(80\)90017-0](https://doi.org/10.1016/0146-6380(80)90017-0)

Epstein A.G., Epstein J.B., Harris L.D. (1977). Conodont color alteration – an index organic metamorphism. *U.S. Geological Survey Professional Paper*, 995, 27 p. <https://doi.org/10.3133/pp995>

Taylor G.H., Liu S.Y., Teichmüller M. (1991). Bituminite – a TEM view. *International Journal of Coal Geology*, 18, pp. 71–85. [https://doi.org/10.1016/0166-5162\(91\)90044-J](https://doi.org/10.1016/0166-5162(91)90044-J)

Сведения об авторах

Иван Сергеевич Котик – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, лаборатория геологии нефтегазоносных бассейнов

Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина Коми НЦ УрО РАН

Россия, 167982, Сыктывкар, ул. Первомайская, 54

E-mail: ivkotik@gmail.com

Татьяна Викторовна Майдль – доцент, канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, лаборатория геологии нефтегазоносных бассейнов

Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина Коми НЦ УрО РАН

Россия, 167982, Сыктывкар, ул. Первомайская, 54

Ольга Сергеевна Котик – канд. геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, лаборатория геологии нефтегазоносных бассейнов

Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина Коми НЦ УрО РАН

Россия, 167982, Сыктывкар, ул. Первомайская, 54

Наталья Владимировна Пронина – доцент, кандидат геол.-мин. наук, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, 1

Статья поступила в редакцию 29.03.2019;

Принята к публикации 03.06.2020; Опубликована 30.09.2020

IN ENGLISH

Petroleum source rocks of the Silurian deposits on the Chernov swell (Timan-Pechora basin)

I.S. Kotik^{1}, T.V. Maydl¹, O.S. Kotik¹, N.V. Pronina²*

¹Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, Syktывkar, Russian Federation

²Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Ivan S. Kotik, e-mail: iskotik@geo.komisc.ru

Abstract. Silurian source rocks are among the least studied in the Timan-Pechora basin. This is mainly due to their occurrence at great depths (3.0–4.5 km) and the limited penetration of this stratigraphic interval by wells. Another source of information is the outcrops of the Silurian, which are known in the eastern and northeastern parts of the Timan-Pechora basin. The studied section of the Silurian deposits is exposed on the Padimeityvis River, located on the Chernov swell in the northeastern part of the basin. This article is devoted to the study of Silurian source rocks based on the results of lithological, coal petrographic studies and geochemistry of organic matter. The studied section is composed of carbonate and clay-carbonate deposits formed in

shallow-water shelf conditions. Most of the section, composed of microcrystalline and microcrystalline with bioclasts limestones, is characterized by low concentrations of organic matter (TOC is generally less than 0.3 %). Elevated TOC contents (up to 1.16 %) are characteristic of clay-carbonate rock varieties, which make up about 20 % of the section. Sediments with increased concentrations of organic matter were formed in isolated and deepened areas of the bottom of the shallow-water basin as a whole. Assessment of the catagenetic transformation based on Rock-Eval pyrolysis data, coal petrographic studies, and conodont color indices showed that organic matter reached the conditions of the middle-end of the main oil generation zone (gradation

MC₂-MC₃). The obtained geochemical characteristics (TOC, S₂, HI), taking into account a certain level of organic matter maturity, indicate that the Silurian source rocks had an average hydrocarbon potential.

Keywords: Chernov swell, Silurian deposits, source rocks, organic matter, catagenesis, hydrocarbons

Recommended citation: Kotik I.S., Maydl T.V., Kotik O.S., Pronina N.V. (2020). Petroleum source rocks of the Silurian deposits on the Chernov swell (Timan-Pechora basin). *Georesursy = Georesources*, 22(3), pp. 12–20. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.12-20>

Acknowledgments

The authors are grateful to M.V. Dakhnova (VNIGNI, Moscow) and A.N. Fomin (INGG SB RAS, Novosibirsk) for the possibility of performing Rock-Eval pyrolysis. The authors thank T.K. Bazhenova (VNIGRI, St.Petersburg) for the discussion of the article materials and the comments made.

References

- Antoshkina A.I., Saldin V.A., Sandula A.N., Nikulova N.Yu., Ponomarenko E.S., Shadrin A.N., Shebolkin D.N., Kaneva N.A. (2011). Paleozoic sedimentation on the outer shelf zone of the passive margin in the North-East of European platform. Syktyvkar: Geoprint, 200 p. (In Russ.)
- Antoshkina A.I., Saldin V.A., Nikulova N.Yu., Yurieva Z.P., Ponomarenko E.S., Sandula A.N., Kaneva N.A., Shmeleva L.A., Shebolkin D.N., Shadrin A.N., Inkina N.A. (2015). Reconstruction of sedimentary environments in the Paleozoic Timan-Northern Ural region: research trends, results, problems and challenges. *Izvestiya Komi nauchnogo tsentra UrO RAN = Proceedings of the Komi Science Centre of the Ural Division of the RAS*, 1(21), pp. 55–72. (In Russ.)
- Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2004). Petroleum geology and geochemistry. Moscow: MSU, 415 p. (In Russ.)
- Bazhenova T.K., Shimanskiy V.K., Vasil'eva V.F., Shapiro A.I., Yakovleva (Gembitskaya) L.A., Klimova L.I. (2008). Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin. St.Petersburg: VNIGRI, 164 p. (In Russ.)
- Belonin M.D., Prischeva O.M., Teplov E.L., Budanov G.F., Danilevskiy S.A. (2004). The Timan-Pechora province: geological structure, petroleum potential and prospects of development. St.Petersburg: Nedra, 396 p. (In Russ.)
- Beznosova T.M. (2008). Brachiopod communities and biostratigraphy Upper Ordovician, Silurian and Lower Devonian deposits of the northeastern margin of the BalticaPaleocontinent. Ekaterinburg: UB RAS, 217 p. (In Russ.)
- Bushnev D.A., Burdel'naya N.S. (2012). Organic matter in Silurian rocks from the Chernov uplift. *Geokhimiya = Geochemistry International*, 7, pp. 683–691. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S0016702912050023>
- Chernov G.A. (1972). Paleozoic of the Bolshezemelskaya tundra and prospects of its oil and gas potential. Moscow: Nauka, 318 p. (In Russ.)
- Danilevskiy S.A., Sklyarova Z.P., Trifachev Yu.M. (2003). Geofluid systems of the Timan-Pechora province. Ukhta, 298 p. (In Russ.)
- Danilov V.N., Ogdanets L.V., Makarova I.R., Gudel'man A.A., Sukhanov A.A., Zhuravlov A.V. (2011). Adak area – main results of organic matter and hydrocarbon fluids study. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology: Theoretical and Applied Studies*, 6(2). (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/1/22_2011.pdf
- Demaison G., Moore G. (1980). Anoxic environments and oil source bed genesis. *Org. Geochem.*, 2, pp. 9–31. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(80\)90017-0](https://doi.org/10.1016/0146-6380(80)90017-0)
- Epstein A.G., Epstein J.B., Harris L.D. (1977). Conodont color alteration – an index organic metamorphism. *U.S. Geological Survey Professional Paper*, 995, 27 p. <https://doi.org/10.3133/pp995>
- State geological map of Russian Federation. (2007). Scale 1:1 000 000 (third generation). Ural Series. Sheet Q-41 – Vorkuta. M.A. Shishkin, Ya.E. Faybusovich, A.P. Astapov, A.S. Voronin, E.V. Molchanova. St.Petersburg: VSEGEI, ZapSibGeoNATs. (In Russ.)
- Klimenko S.S., Anischenko L.A. (2010). Features of evolution of naphthide genesis of Timan-Pechora basin. *Izvestiya Komi nauchnogo tsentra UrO RAN = Proceedings of the Komi Science Centre of the Ural Division of the RAS*, 2, pp. 61–69. (In Russ.)
- Kotik I.S., Danshchikova I.I., Kotik O.S., Valyaeva O.V., Mozhegova S.V., Sokolova L.V. (2016). Lithological and geochemical characterization of Silurian deposits in the Talbeysky block of Chernyshev ridge. *Vestnik Instituta geologii Komi NTs UrO RAN = Vestnik of the Institute of Geology of the Komi Science Centre UB RAS*, 11, pp. 15–22. (In Russ.) DOI: 10.19110/2221-1381-2016-11-15-22
- Kotik I.S., Kotik O.S., Valyaeva O.V., Sokolova L.V. (2017). Silurian and Lower Devonian petroleum source rocks of the Chernov ridge (Timan-Pechora basin). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology: Theoretical and Applied Studies*, 12(4). (In Russ.) http://www.ngtp.ru/rub/1/41_2017.pdf
- Lopatin N.V., Emets T.P. (1987). Pyrolysis in petroleum geochemistry. Moscow: Nauka, 143 p. (In Russ.)
- Pesetskaya V.A., Pavlova S.N. (1997). Organic matter geochemical characteristics of the Ordovician-Lower Devonian rocks of the Pechora basin. *Geology of the European North of Russia: Proceedings of the Institute of Geology of the Komi SC, UB RAS*, 92, pp. 63–68. (In Russ.)
- Petrov A.I. (1984). Petroleum hydrocarbons. Moscow: Nauka, 264 p. (In Russ.)
- Handbook of petroleum geochemistry. St.Petersburg: Nedra, 576 p. (In Russ.)
- Taylor G.H., Liu S.Y., Teichmüller M. (1991). Bituminite – a TEM view. *International Journal of Coal Geology*, 18, pp. 71–85. [https://doi.org/10.1016/0166-5162\(91\)90044-J](https://doi.org/10.1016/0166-5162(91)90044-J)
- Timonin N.I., Yudin V.V., Belyaev A.A. (2004). Paleogeodynamics of Pai-Khoi. Yekaterinburg: UB RAS, 226 p. (In Russ.)

About the Authors

Ivan S. Kotik – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Petroleum Basins Geology Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences
54, Pervomayskaya st., Syktyvkar, 167982, Russian Federation
E-mail: ivkotik@gmail.com

Tatyana V. Maidl – Associate Professor, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Petroleum Basins Geology Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences
54, Pervomayskaya st., Syktyvkar, 167982, Russian Federation

Olga S. Kotik – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Laboratory of Petroleum Basins Geology Institute of Geology of Komi Science Centre of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences
54, Pervomayskaya st., Syktyvkar, 167982, Russian Federation

Natalia V. Pronina – Associate Professor, Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Petroleum Geology Department Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 29 March 2020;
Accepted 3 June 2020; Published 30 September 2020