ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СИЛУРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАЛЬБЕЙСКОГО БЛОКА ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА

И. С. Котик¹, И. И. Даньщикова¹, О. С. Котик¹, О. В. Валяева^{1,2},
С. В. Можегова³, Л. В. Соколова¹

¹Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, Сыктывкар
iskotik@geo.komisc.ru

²СГУ им. Питирима Сорокина, Сыктывкар

³ВНИГНИ, Москва
mozhegova@vnigni.ru

Представлены результаты литологических и геохимических исследований силурийских отложений Тальбейского блока гряды Чернышева, актуальность изучения которых связана с высокими перспективами на поиски в них залежей углеводородов. По особенностям строения и литологического состава в разрезах скважин выделены три толщи: сульфатно-карбонатная, карбонатная и глинисто-карбонатная. В сульфатно-карбонатной и карбонатной толщах нижнего силура развиты преимущественно бедные нефтегазоматеринские породы ($C_{org} < 0.3\%$, HI — 4—173 мг УВ / г C_{org}). Породы со средним и богатым генерационным потенциалом ($C_{org} 0.5—6\%$, HI — 224—580 мг УВ / г C_{org}) выделены в глинисто-карбонатной толще верхнего силура. Содержание битумоидов увеличивается от карбонатных к глинисто-карбонатным разностям пород, составляя 0.01—0.02 % и 0.03—0.16 % соответственно. Распределение *n*-алканов и изопреноидов в углеводородной фракции битумоидов отражает участие морского сапропелевого органического вещества в составе исходной биомассы. Степень зрелости органического вещества силурийских отложений отвечает главной зоне нефтегенерации и изменяется по площади, достигая градаций $МК_{1-2}$ в северной и $МК_{2-3}$ в южной частях Тальбейского блока.

Ключевые слова: силурийские отложения, органическое вещество, генерационный потенциал, битумоиды, *n*-алканы.

LITHOLOGICAL AND GEOCHEMICAL CHARACTERIZATION OF SILURIAN DEPOSITS IN THE TALBEYSKY BLOCK OF CHERNYSHEV RIDGE

I. S. Kotik¹, I. I. Danshikova¹, O. S. Kotik¹, O. V. Valyaeva^{1,2}, S. V. Mozhegova³, L. V. Sokolova¹

¹Institute of Geology Komi SC UB RAS, Syktyvkar

²Syktyvkar Pitirim Sorokin State University, Syktyvkar

³All-Russia research geological petroleum institute (VNIGNI), Moscow

The article presents the results of lithological and geochemical research of Silurian deposits in the Talbeysky block of Chernyshev ridge, which are one of the important objects to exploration for hydrocarbon deposits. Based on the structure and lithological composition of the deposits three series were defined in wells section: sulphate-carbonate, carbonate and argillo-carbonate. The Lower Silurian sulphate-carbonate and carbonate series contain mostly poor source rocks ($TOC < 0.3\%$, HI — 4—173 mg HC/g TOC). The Upper Silurian argillo-carbonate series contain the source rock with fair and good petroleum potential ($TOC = 0.5—6\%$, HI — 224—580 mg HC / g TOC). The bitumen contents increases from carbonate to argillo-carbonate rocks and varies 0.01—0.02 % and 0.03—0.16 %, respectively. The distributions of *n*-alkanes and isoprenoids in the hydrocarbon fraction of the studied bitumens show a marine sapropel organic matter in the initial biomass. The maturity of organic matter in Silurian deposits is main oil generation zone and varies on the studied area, ranging from gradations $МК_{1-2}$ in the north to $МК_{2-3}$ in the southern part of Talbeysky block.

Keywords: Silurian deposits, organic matter, generation potential, bitumens, *n*-alkanes.

Введение

Силурийские отложения в составе среднеордовикско-нижнедевонского нефтегазоносного комплекса являются одним из основных объектов для поиска залежей углеводородов (УВ) в пределах гряды Чернышева. Проведенные здесь ранее ООО «Газпром переработка» геолого-разведочные работы и анализ накопленной геологической информации позволили дать положительную оценку перспективам нефтегазоносности центральной части гряды [3, 4, 5]. По результатам бурения по всему разрезу силурийских отложений отмечаются нефтенасыщенные ин-

тервалы, в керне по трещинам и кавернам наблюдаются выпоты нефти, а при опробовании в скв. 2-Адакская из верхнесилурийско-нижнедевонского интервала получен приток легкой нефти.

При оценке перспектив нефтегазоносности этого комплекса немаловажное значение имеет характеристика литолого-геохимических факторов, обуславливающих условия накопления органического вещества (ОВ), распределения в разрезе нефтегазоматеринских пород и их генерационных свойств. Полученные нами новые аналитические

данные с учетом исследований прошлых лет позволят дополнить сведения о литолого-петрографическом составе и углеводородном потенциале силурийских отложений.

Район и объекты исследований

Исследуемая территория расположена в пределах Тальбейского блока — структуры второго порядка в составе гряды Чернышева (рис. 1). Тальбейский блок представляет собой тектоническую пластину, надвинутую в восточном направлении на пермский орогенный комплекс Косью-Роговской впадины [4]. Поверхностью срыва служат соленосные отложения верхнего ордовика. Западная опущенная часть блока сложена пермско-триасовыми терригенными отложениями, а восточная, наиболее приподнятая, — интенсивно дислоцированными палеозойскими карбонатными отложениями, составляющими Пымвашорско-Харутскую и Нельнявожскую чешуи. Поднадвиговая часть Тальбейской пластины образована теми же карбонатными отложениями.

Литолого-геохимические исследования проводились нами по скважинам 1-Воргамусюрская, 1-Харутамыльская, 1- и 2-Адакская, в которых с различной полнотой вскрываются силурийские отложения в автохтонном и ал-

лохтонном залегании. В общей сложности по всем скважинам было проанализировано 72 образца.

Литолого-петрографическая характеристика

Силурийские отложения представлены преимущественно карбонатными и глинисто-карбонатными разностями, сформированными в прибрежно-морских и мелководно-морских условиях [7]. Породы силурийского возраста без видимого перерыва залегают на сульфатно-карбонатных отложениях позднего ордовика и перекрываются толщами нижнего девона. Общая мощность отложений по изученным скважинам изменяется от 808 до 1100 м. По особенностям строения и литологического состава в разрезе снизу вверх выделяются три толщи: сульфатно-карбонатная, карбонатная и глинисто-карбонатная (рис. 2).

Сульфатно-карбонатная толща в наиболее полном объеме вскрыта в скважинах 1-Воргамусюрская (480 м) и 1-Адакская (260 м). Породы представлены ритмичным чередованием доломитизированных известняков и ангидритодолмитов (рис. 2, А). Доломиты вторичные, перекристаллизованные, с теневой органической структурой и строматолитовыми прослоями, неравномерно пористо-кавернозные. Каверны мелкие, чаще всего изолирован-

Рис. 1. Тектоническая карта района исследований (составлено по [4, 11] с изменениями): 1—3 — границы тектонических элементов: 1 — надпорядковых, 2 — первого порядка, 3 — второго порядка; 4 — район исследований; 5 — скважины; 6 — номера тектонических элементов, 7 — положение геологического разреза (по [4] с упрощениями). I — гряда Чернышева: I-1 — Тальбейский блок, I-2 — Адзъвавомская депрессия, I-3 — Хоседаюский вал; II — Варандей-Адзвинская структурная зона; III — Хорейверская впадина; IV — Косью-Роговская впадина

Fig. 1. Tectonic map of study area (according to [4, 11], with additions): 1—3 — boundaries of tectonic elements: 1 — superorder, 2 — first order, 3 — second order; 4 — research area; 5 — well; 6 — number of tectonic elements 7 — position of the geological section (according to [4], with additions). I — Chernyshev ridge: I-1 — Talbeysky block, I-2 — Adzavomskaya depression, I-3 — Hosedayusky swell; II — Varandey-Adzinskaya structural zone; III — Khoreyverskaya depression; IV — Kosyu-Rogovskaya depression

Рис. 2. Корреляция в разрезах скважин и литологический состав силурийских отложений Тальбейского блока: А — корреляция силурийских отложений в разрезах скважин (составлено по [4] с изменениями), Б — сульфатно-карбонатная порода (скв. 1-Воргамусюрская, гл. 2358, 2 м, обр. 23/2), В — доломит известковистый (скв. 1-Адакская, гл. 1292, 7 м, обр. 13), Г — аргиллит известковистый (скв. 2-Адакская, гл. 4192 м, обр. 50-46)

Fig. 2. Correlation in wells sections and lithological composition of Silurian deposits in the Talbeysky block: А — wells correlation of Silurian deposits (according to [4], with additions), Б — sulphate-carbonate rock (well 1-Vorgamysyurskaya, depth 2358, 2 m, sample 23/2), В — calciferous dolomite (well 1-Adakskaya, depth 1292, 7 m, sample 13), Г — calciferous argillite (well 2-Adakskaya, depth 4192 m, sample 50-46)

ные, заполненные новообразованным гипсом, ангидритом либо кальцитом. Известняки серые, доломитизированные, тонко-, мелкозернистые. В подошве толщи отмечаются прослои вторичных доломитов пятнисто-брекчиевидного облика. В шлифах таких пород часто отмечаются микроструктуры катаклазов и микститов.

В карбонатной толще мощностью 243—515 м выделяются две пачки (снизу вверх): доломитовая и глинисто-известняково-доломитовая. Нижняя пачка сложена доломитами серыми, вторичными, неравномерно окремненными, сульфатизированными, с каверново-поровыми участками (рис. 2, В). Пустотное пространство частично или полностью залечено ангидритом либо новообразованным кальцитом. Верхняя пачка толщи представлена преиму-

щественно пятнисто-комковатыми доломитизированными известняками и вторичными доломитами по илово-биоморфным известнякам. В кровле пачки отмечаются прослои глинистых известняков, обогащенных большим (20—30 %) содержанием терригенной примеси.

Глинисто-карбонатная толща, выделяемая в верхнесилурийской части разреза, хорошо выдержана по мощности (302—322 м). Снизу вверх здесь выделяются три пачки: доломитово-известняковая, доломитовая и глинисто-карбонатная. Нижняя пачка (110—150 м) представлена доломитизированными известняками с остатками остракод, мшанок, фрагментами полностью перекристаллизованных створок брахиопод и гастропод. В подчиненном количестве присутствуют известковые доломиты и прослои, обо-

гащенные глинистой примесью, в основном в кровле пачки. Средняя пачка (20—30 м) представлена большей частью вторичными доломитами, образованными по илово-биоморфно-детритовым известнякам с маломощными прослоями известняка и глинисто-алевритового материала. Органогенный детрит сложен обломками брахиопод, члеников криноидей, обрывками водорослей, створками остракод, единичными колониями мшанок. Породы в незначительной степени пиритизированные, сульфатизированные, участками трещиноватые и каверновые, с незначительными выпотами коричневой нефти. Верхняя пачка (250 м) состоит из глинисто-карбонатных пород. Известняки серые, биокластово-сгустковые, глинистые. Органические остатки представлены остракодами, мшанками, брахиоподами, табулятами, криноидеями и другими ископаемыми организмами, которые распределены равномерно или образуют скопления. Их содержание в породе составляет 65—80 %. В подчиненном количестве отмечаются вторичные доломиты. По всей пачке наблюдаются маломощные (1—4 см) глинисто-алевритовые прослои (рис. 2, Г).

На протяжении всего разреза в силурийских отложениях развиты стилолиты, заполненные глинисто-битуминозным материалом, трещиноватые и кавернозные участки, а также небольшие тектонические дислокации (складки, разрывы, зеркала скольжения) [10].

Геохимическая характеристика

Содержание ОВ, его генетический тип и степень катагенетической преобразованности являются важными показателями нефтегазогенерационных свойств пород и в целом определяют их углеводородный потенциал. На основании химико-битуминологических и пиролитических исследований в разрезе силурийских отложений выделяются различные классы нефтегазоматеринских пород (НГМП) — бедные, средние и богатые (табл. 1, рис. 3). Основными геохимическими характеристиками, определяющими класс НГМП, являются содержание в породе ОВ (C_{org} , %) и хлороформного битумоида (ХБА, %), величина генерационного потенциала ($S_1 + S_2$, мг УВ / г породы) и водородного индекса (НИ, мг УВ / г C_{org}).

Бедные НГМП выделены в основном в отложениях нижнего силура. Наиболее низкие концентрации $C_{org} < 0.1—0.3$ % установлены в известняках и доломитах.

Значения водородного индекса в этих породах составляет 4—173 мг УВ/г C_{org} , генерационный потенциал < 1 мг УВ/г породы (табл. 1, рис. 3). Средние и богатые НГМП приурочены к глинисто-карбонатным разностям пород, которые слагают верхнесилурийскую часть разреза. В мергелях, глинистых известняках и доломитах содержание C_{org} составляет 0.5—6 %. Генерационный потенциал ОВ пород повышается до 2—6, достигая 33 мг УВ/г породы, значения НИ составляют 224—580 мг УВ/г C_{org} (табл. 1, рис. 3).

Выход ХБА из силурийских пород также различен и увеличивается от карбонатных к глинисто-карбонатным разностям пород. В известняках и доломитах содержание битумоидов составляет 0.01—0.02 %. В глинисто-карбонатных породах их концентрация повышается до 0.03—0.16 %. Значения битумоидного коэффициента ($\beta_{ХБ}$), выраженного отношением ХБА к C_{org} , указывает на присутствие в породах как автохтонных, так и аллохтонных битумоидов (рис. 4, а). Во всех изученных разрезах скважин значения $\beta_{ХБ}$ для основной части образцов находятся в диапазоне 5—20 %, что характеризует их как автохтонные [1]. Аллохтонные битумоиды характеризуются повышенными значениями $\beta_{ХБ}$ (24—38 %), которые установлены для небольшого количества образцов в скважинах 1-Воргамусюрская и 1-, 2-Адакская. Аллохтонное битумонасыщение пород подтверждается также данными люминесцентно-битуминологического анализа. В ультрафиолетовом свете (УФ) в межзерновом пространстве, пустотах и стилолитовых швах диагностируются легкие, маслянистые и смолисто-асфальтеновые битуминозные компоненты (рис. 4, б) [6]. Исследования в УФ также показали, что в породах присутствует несколько генераций битумов, имеющих различное положение в пустотном пространстве. Это может указывать на неоднократное поступление битуминозных веществ с более поздним притоком легких маслянистых компонентов по стилолитовым швам.

Индивидуальный состав *n*-алканов и изопреноидов в составе алифатической фракции битумоида изучался методом газовой хроматографии. Среди изученных битумоидов выделяются две группы образцов, характеризующихся различными молекулярно-массовыми распределениями алканов нормального строения. К первой группе относятся битумоиды, в которых значительно преобладает доля среднемолекулярных *n*-алканов $C_{13}—C_{18}$, составляя 46—66 % (табл. 2). Гистограммы распределения алкановых уг-

Таблица 1

Характеристика нефтегазоматеринских пород силурийских отложений

Table 1

Geochemical characterization of the source rocks in Silurian deposits

Возраст Age	Литология Lithology	C_{org} TOC	$S_1 + S_2$	НИ	Тип ОВ OM type	Класс НГМП Class of source rocks
S_2	мергели marls	1.0—6.1 (5)*	6.6—33.4 (3)	387—580 (3)	I, I окисленный, II I, I oxydized, II	богатые rich
	глинистые известняки и доломиты argillaceous limestones and dolomites	0.5—0.9 (11)	~2 (5)	224—262 (5)		средние medium
S_1	известняки, доломиты limestones, dolomites	$< 0.1—0.3$ (36)	$< 0.12—0.38$ (23)	4—173 (23)		бедные poor

* в скобках количество образцов

* Sample number in brackets

Рис. 3. Генерационный потенциал силурийских отложений: а — диаграмма величины генерационного потенциала от содержания $C_{орг}$, б — диаграмма изменений водородного индекса (HI) от содержания $C_{орг}$

Fig. 3. Generation potential of the Silurian deposits: а — plot of TOC versus petroleum potential, б — plot of TOC versus hydrogen index (HI)

леводородов имеют одномодальное распределение с максимумом в области $n-C_{15}$ — $n-C_{17}$ (рис. 5, а, б). В среднемoleкулярной части отмечается преобладание нечетных соединений, коэффициент нечетности $K_{нч} C_{15}$ — C_{21} — 1.0—1.3, $K_{нч} C_{17} > 1$. Значения отношения нечетных к четным в высокомолекулярной области (CPI) 1.0—1.5. Полученные коэффициенты в целом отражают участие в составе исходного ОВ планктонной составляющей [12, 14, 15]. В этой группе выделяется ряд образцов с повышенной концентрацией высокомолекулярных n -алканов (рис. 5, б), что может отражать участие водорослевого ОВ. Подобные особенности в распределении n -алканов отмечаются также в силурийских отложениях прилегающих областей Хорейверской впадины и юга гряды Чернышева, где в составе ОВ встречены остатки водорослей [8, 9].

Во второй группе битумоидов доля среднемoleкулярных соединений снижена, а концентрация углеводородов состава $> C_{19}$ равна 51—74 % (табл. 2, рис. 5, в, г). Доля высокомолекулярных n -алканов в области C_{25} — C_{33} повышается до 45%, значения соотношения $n-C_{17}/n-C_{25}$ и CPI для этих битумоидов наиболее низкие — 1.1—2.9 и 0.92—1.2 соответственно. Полученные значения геохимических параметров в этой группе битумоидов могут указывать на смешанный состав ОВ, сформированного за счет планктонной и водорослевой составляющей, с увеличением вклада донных водорослей. Сходное распределение насыщенных УВ отмечаются Т. К. Баженовой в нефтематеринских отложениях Сибирской платформы, в ОВ которых присутствует максимальное количество остатков донных бурых водорослей (псевдовитринит) [2]. Значения $\beta_{ХБ}$ в рассматри-

Рис. 4. Битуминозность силурийских отложений: а — зависимость значений $\beta_{ХБ}$ от содержания $C_{орг}$ в породе, б — микрофотографии шлифов в УФ-свете. Битуминозные компоненты: см — смолистые, ас — асфальтовые, м — маслянистые, лув — легкие углеводороды

Fig. 4. Bituminosity of the Silurian deposits: а — variation of the $\beta_{ХБ}$ values with TOC in the rock, б — microphotographs of thin sections in ultraviolet light. Bituminous components: см — resinous, ас — asphaltic, м — oleaginous, лув — light hydrocarbons

Таблица 2

Геохимические параметры ОВ и насыщенных УВ (*n*-алканов и изопреноидов) силурийских отложений Тальбейского блока

Table 2

Geochemical characteristic of organic matter and saturated hydrocarbon (*n*-alkanes and isoprenoids) in Silurian deposits of the Talbeysky block

Скважина / Borehole	1-Воргамусюр / 1-Vorgamusyur				2-Адак / 2-Adak					1-Адак / 1-Adak		
Образец / Sample	9-2	11-2	13-1	23-2	47-29	50-40	52-51	54-56	61-62	1-1	5-5	5-6
Возраст / Age	S ₂ ld		S ₁		S ₂ p	S ₂ ld			S ₁ v	S ₂ gj	S ₁ sd	
C _{орг} , %	0.9	0.46	0.1	0.2	0.31	0.44	0.51	0.19	0.12	0.18	0.14	0.14
ХБА, %	0.041	0.033	0.038	0.019	0.065	0.130	0.050	0.012	0.020	0.02	0.03	0.02
β _{ХБ}	4.6	7.2	38	10	21	29.5	9.9	6.3	16.7	11.1	21.4	14.3
C ₁₃ -C ₁₈	46.46	48.23	29.43	46.68	37.18	20.11	37.06	65.43	33.54	66.25	54.78	51.88
C ₁₉ -C ₂₄	39.80	30.59	43.44	28.51	25.13	29.02	30.89	14.55	39.83	17.39	19.61	19.40
>C ₂₅	12.25	16.04	25.44	10.47	26.26	45.30	25.30	7.50	20.64	8.37	16.23	20.82
Σ <i>i</i> -алканов	5.10	7.92	5.64	16.93	11.44	5.57	6.74	12.51	5.99	7.98	9.38	7.98
*K _{нч} C ₁₅ -C ₂₁	1.03	1.03	1.00	0.99	1.06	1.25	1.18	1.13	1.02	1.3	1.09	1.09
**K _{нч} C ₁₇	1.14	1.28	1.31	1.49	1.08	1.85	1.38	1.05	1.15	1.80	1.00	1.06
<i>n</i> -C ₁₇ / <i>n</i> -C ₂₅	2.93	4.40	1.84	6.69	2.17	1.10	2.31	8.59	2.53	5.23	3.51	5.03
***CPI	1.19	1.09	0.93	1.00	0.98	0.94	1.02	1.44	1.21	1.16	1.29	1.34
Pr/Ph	1.10	1.01	0.81	1.09	0.95	1.03	1.33	1.22	0.95	1.26	1.47	1.34
Pr/ <i>n</i> -C ₁₇	0.10	0.17	0.18	0.38	0.38	0.22	0.20	0.28	0.21	0.14	0.24	0.20
Ph/ <i>n</i> -C ₁₈	0.12	0.36	0.32	0.73	0.52	0.37	0.23	0.41	0.26	0.29	0.32	0.30
Pr+Ph/ <i>n</i> -C ₁₇ + <i>n</i> -C ₁₈	0.11	0.23	0.24	0.49	0.44	0.28	0.21	0.33	0.24	0.18	0.27	0.23

1/2(((C₁₅+C₁₇+C₁₉+C₂₁)/(C₁₄+C₁₆+C₁₈+C₂₀))+((C₁₅+C₁₇+C₁₉+C₂₁)/(C₁₆+C₁₈+C₂₀+C₂₂)))

**2*C₁₇/(C₁₆+C₁₈)

*** 1/2*(((C₂₅+C₂₇+C₂₉+C₃₁+C₃₃)/(C₂₆+C₂₈+C₃₀+C₃₂+C₃₄))+((C₂₅+C₂₇+C₂₉+C₃₁)/(C₂₄+C₂₆+C₂₈+C₃₀+C₃₂)))

Рис. 5. Хроматограммы распределения *n*-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов

Fig. 5. Chromatograms of *n*-alkanes and isoprenoids in saturated hydrocarbon fractions

ваемой группе битумоидов составляет 16—38 %, что может свидетельствовать об их частично аллохтонной природе.

Концентрация изопреноидов во всех битумоидах низкая и составляет 5.1—16.9 % (табл. 2). Считается, что величина отношения пристана ($i\text{-C}_{19}$) к фитану ($i\text{-C}_{20}$) (Pr/Ph) является показателем окислительно-восстановительных условий диагенеза исходного ОВ [12, 14, 15]. Значения отношения Pr/Ph варьируют в диапазоне от 0.8 до 1.4, что может свидетельствовать о накоплении исходного ОВ в суб-окислительной обстановке.

В целом характер распределения n -алканов в изученных битумоидах отражает участие морского планктонно-водорослевого ОВ в составе исходной биомассы. По данным палинологических исследований скважин 1-, 2-Адакская и 1-Харутамыльская, основной биоценоотический состав ОВ силурийских отложений представлен остатками фито- и зоопланктона и зообентоса [5].

Катагенез ОВ

Катагенетическая преобразованность ОВ силурийских отложений оценивалась преимущественно по материалам скважины 1-Воргамусюрская. По данным пиролитических исследований (Rock-Eval), значения $T_{\max}$ (температура максимального выхода УВ) и PI (индекс продуктивности), используемые в качестве показателей зрелости ОВ, составляют 430—443 °C и 0.1—0.2 соответственно с увеличением вниз по разрезу (рис. 6). Полученные данные указывают на уровень катагенетической преобразованности ОВ силурийских отложений, соответствующий грациям МК₁₋₂, то есть главной зоне нефтегенерации. Степень катагенетической преобразованности определялась также по индексу окраски конодонтов (ИОК), используемому для оценки прогрева вмещающих отложений [13]. Цветовые грации конодонтов, выраженные через индексы окраски, изменяются с глубиной залегания отложений, составляя 1.5—2. По данным ИОК, интенсивность прогрева вмещающих толщ достигала 90—140 °C, что отвечает грациям катагенеза на уровне МК₁₋₂.

По данным проведенных ранее исследований по оценке катагенеза ОВ в скважинах 1-, 2-Адакская и 1-Харутамыльская, ОВ силурийских отложений является более зрелым на уровне граций МК₂₋₃ [5]. Однако сами авторы отмечают, что для силурийских толщ, где отсут-

ствуют остатки высшей растительности, оценка катагенеза была определена в достаточной мере условно. По результатам наших исследований (пиролитических, ИОК), максимальный прогрев силурийских толщ в северной части Тальбейского блока (скв. 1-Воргамусюрская) достигал граций МК₂. Вариации уровня зрелости ОВ в пределах блока, вероятно, отражают латеральное изменение катагенеза по площади.

Закключение

Таким образом, в раннесилурийское время в мелко-водно-морских условиях формировались в основном бедные НГМП. Средние и богатые глинисто-карбонатные НГМП с повышенным содержанием ОВ накапливались преимущественно в позднесилурийское время. Значения HI варьируют в широких пределах — от 4 до 580 мг УВ / г C_{орг}, что, вероятно, обусловлено окислением ОВ на регрессивных этапах развития бассейна и частичной реализацией его углеводородного потенциала при катагенезе. Исходным органическим материалом являлось морское планктонно-водорослевое ОВ. Катагенетическая преобразованность ОВ силурийских отложений изменяется по площади, достигая граций МК₁₋₂ в северной и МК₂₋₃ в южной частях Тальбейского блока.

Авторы выражают благодарность руководству ООО «ТП НИЦ» и ООО «Газпром переработка» (г. Ухта) за предоставленную возможность работы с керновым материалом скважин.

Аналитические исследования проводились в Институте геологии Коми НЦ УрО РАН (ЦКП «Геонаука», г. Сыктывкар) и ВНИГНИ (г. Москва). Исследования выполнены при частичной поддержке программы УрО РАН (№ 15-18-5-21) и гранта РФФИ (№ 16-35-00278 мол_а).

Литература

1. Баженова О. К., Бурлин Ю. К., Соколов Б. А., Хаин В. Е. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник. М.: МГУ, 2004. 415 с.
2. 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. URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/28_2008.pdf

Рис. 6. Изменение параметров зрелости ОВ по данным пиролиза Rock-Eval и индексу окраски конодонтов в скважине 1-Воргамусюр

Fig. 6. Maturity of organic matter according to Rock-Eval data and conodont color alteration index in well 1-Vorgamusyur

3. Богданов Б. П., Ростовщиков В. Б., Недилук Л. П. и др. Тектонические и геохимические предпосылки нефтегазоносности гряды Чернышева // Там же. 2016. Т. 11. № 2. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf

4. Данилов В. Н., Иванов В. В., Гудельман А. А. и др. Перспективы нефтегазоносности центральной части поднятия Чернышева по результатам геолого-разведочных работ на Адакской площади // Там же. 2011. Т. 6. № 2. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/21_2011.pdf

5. Данилов В. Н., Огданец Л. В., Макарова И. Р. и др. Основные результаты изучения органического вещества и УВ-флюидов Адакской площади // Там же. 2011. Т. 6. № 2. URL: http://www.ngtp.ru/rub/1/22_2011.pdf

6. Даныщикова И. И., Процько О. С. Литологическая и геохимическая характеристика силурийских отложений Тальбейского блока // Структура, вещество, история литосферы Тимано-Североуральского сегмента: Матер. 23-й науч. конф. Сыктывкар: Геопринт, 2014. С. 22—24.

7. Жемчугова В. А., Мельников С. В., Данилов В. Н. Нижний палеозой Печорского нефтегазоносного бассейна (строение, условия образования, нефтегазоносность). М.: Академия горных наук, 2001. 110 с.

8. Клименко С. С., Анищенко Л. А. Геологические и геохимические аспекты нефтегазоносности гряды Чернышева // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности: Матер. конф. СПб.: ВНИГРИ, 2008. С. 166—174.

9. Клименко С. С., Анищенко Л. А. Состав ОВ нефтегазоносных толщ, особенности условий и времени генерации УВ в осадочном чехле Тимано-Печорского бассейна // Успехи органической геохимии: Материалы конф. Новосибирск, 2010. С. 174—178.

10. Майдль Т. В., Даныщикова И. И. Роль тектогенеза в формировании коллекторов нижнепалеозойских карбонатных отложений в центральной части поднятия Чернышева // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН. 2015. № 10. С. 3—10.

11. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М. Д. Белонин, О. М. Прищепа, Е. Л. Теплов и др. СПб.: Недра, 2004. 396 с.

12. Хант Д. Геология и геохимия нефти и газа. М.: Мир, 1982. 703 с.

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

14. Peters K. E., Moldowan J. M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1993. 363 p.

15. Tissot B. T., Welte D. H. Petroleum Formation and Occurrences. 2 nd ed. Springer-Verlag, Berlin. 1984. 699 p.

References

1. Bazhenova O. K., Burlin Yu. K., Sokolov B. A., Khain V. E. *Geologiya i geokhimiya nefii i gaza: Uchebnik* (Petroleum geology and geochemistry). Moscow, MGU, 2004, 415 p.

2. Bazhenova T. K., Shapiro A. L. *Alifaticeskie uglevodorody sinbitumoidov kak pokazatel' fatsial'no-geneticheskogo tipa organicheskogo veshchestva* (Aliphatic hydrocarbons of synbitumoids as an indicator of facial-genetic type of organic matter). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2008, V. 3, No. 3. — http://www.ngtp.ru/rub/1/28_2008.pdf

3. Bogdanov B. P., Rostovschikov V. B., Nedilyuk L. P. et al. *Tektonicheskie i geokhimicheskie predposylki neftegazonosnosti gry-*

ady Chernysheva (Tectonical and geochemical preconditions for petroleum potential of Chernyshev ridge). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2016, V. 11. No. 2. — http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf

4. Danilov V. N., Ivanov V. V., Gudelman A. A. et al. *Perspektivy neftegazonosnosti tsentral'noi chasti podnyatiya Chernysheva po rezul'tatam geologorazvedochnykh rabot na Adakskoi ploschadi* (Oil and Gas potential of the central part of the Chernyshev swell based on geological exploration data at the Adak area). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011, V. 6, No. 2. — http://www.ngtp.ru/rub/4/21_2011.pdf

5. Danilov V. N., Ogdanets L. V., Makarova I. R et al. *Osnovnye rezultaty izucheniya organicheskogo veshchestva i UV-flyuidov Adakskoi ploschadi* (Adak area — main results of organic matter and hydrocarbon fluids study). *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011, V. 6. No. 2. — http://www.ngtp.ru/rub/1/22_2011.pdf

6. Danshikova I. I., Protsko O. S. *Litologicheskay i geokhimicheskay kharakteristika siluriiskikh otlozhenii Tal'beiskogo bloka* (Lithological and geochemical characteristic of the Silurian sediments of Talbeysky block). *Struktura, veshchestvo, istoriya litosfery Timano-Severouralskogo segmenta: conference materials*. Syktyvkar, Geoprint, 2014, pp. 22—24.

7. Zhemchugova V. A., Mel'nikov S. V., Danilov V. N. *Nizhnij paleozoi Pechorskogo neftegazonosnogo bassejna (stroenie, uslovija obrazovaniya, neftegazonosnost* (Lower Paleozoic Pechora petroleum basin (structure, formation conditions, petroleum potential). Moscow, Akademia gornyx nauk, 2001, 110 p.

8. Klimenko S. S., Anitshenko L. A. *Geologicheskie i geokhimicheskie aspekti neftegazonosnosti gryadi Chernysheva* (Geological and geochemical aspects of oil and gas content of the Chernyshev ridge). *Litologicheskie i geokhimicheskie osnovi prognoza neftegazonosnosti: conference materials*. St. Petersburg, VNIGRI, 2008, pp. 166—174.

9. Klimenko S. S., Anitshenko L. A. *Sostav OV neftegazonosnih tolsch, osobennosti uslovii i vremeni generacii UV v osadochnom chehle Timano-Pechorskogo basseina* (The composition of OM oil and gas deposits, especially the conditions and time of hydrocarbon generation in the sedimentary cover of the Timan-Pechora Basin). *Uspеhi organicheskoi geokhimii: conference materials*. Novosibirsk, 2010, pp. 174—178.

10. Maydl T. V., Danshikova I. I. *Rol tektogeneza v formirovani kolektorov nizhnepaleozoiskyykh karbonatnyykh otlozhenii v tsentral'noi chasti podnyatiya Chernysheva* (Role of tectogenesis in formation or reservoirs of lower Paleozoic carbonate deposits in central part of Chernyshev ridge). *Vestnik of Institute of geology Komi SC UB RAS*, 2015, No 10, pp. 3—10.

11. *Timano-Pechorskaya provintsiiya: geologicheskoe stroenie, neftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya* (Timan-Pechora province: geological structure, petroleum potential and prospects of development). M. D. Belonin, O. M. Prishchepa, E. L. Teplov et al. St. Petersburg, Nedra, 2004, 396 p.

12. Khant D. *Geologiya i geokhimiya nefii i gasa* (Geochemistry and geology of oil and gas). Moscow, Mir, 1982, 703 p.

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

14. Peters K. E., Moldowan J. M. The biomarker guide: interpreting molecular fossils in petroleum and ancient. Prentice-Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1993, 363 p.

15. Tissot B. T., Welte D. H. Petroleum Formation and Occurrences. 2 nd ed. Springer-Verlag, Berlin. 1984, 699 p.