Геология и геофизика, 2023, т. 64, № 3, с. 370–385, doi: 10.15372/GiG2021123
Поступила в редакцию 18.08.2021, принята в печать 6.07.2022 *Опубликована онлайн: 19.12.2022*

УДК 552.578.2.061.32:551.73(470.1)

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО И ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАЛЬБЕЙСКОГО БЛОКА ГРЯДЫ ЧЕРНЫШЕВА (*Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция*)

О.С. Котик, И.С. Котик, И.И. Даньщикова, Л.В. Соколова

Институт геологии им. академика Н.П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН, 167982, Сыктывкар, ул. Первомайская, 54, Россия

Район исследований расположен в пределах гряды Чернышева — сложнопостроенной складчато-надвиговой структуры, являющейся перспективной территорией для проведения нефтегазопоисковых работ в Тимано-Печорской провинции. По результатам комплексных литолого-петрографических, углепетрографических и геохимических исследований изучены нефтегазоматеринские породы палеозойских (от верхнеордовикских до нижнекаменноугольных) отложений Тальбейского блока гряды Чернышева, вскрытых скв. Воргамусюрская-1.

Большая часть разреза характеризуется невысокими значениями $C_{орг}$ (< 0.5 %), генетического потенциала ($S_1 + S_2$ < 0.5 мг УВ/г породы) и водородного индекса (HI < 100 мг УВ/г $C_{орг}$). Нефтегазоматеринские породы с повышенными значениями геохимических показателей $C_{орг}$ (до 0.9 %), $S_1 + S_2$ (до 2.1 мг УВ/г породы), HI (до 277 мг УВ/г $C_{орг}$) установлены на различных стратиграфических уровнях разреза: верхнедевонском (D_3tm-sr), верхнесилурийском (S_2gj) и верхнеордовикском (O_3mt). Изучение микрокомпонентного состава органического вещества (ОВ) и распределения углеводородов в насыщенной фракции битумоидов указывает на присутствие в нефтегазоматеринских породах ОВ только морского генезиса (II тип керогена).

Проведена оценка уровня катагенетической преобразованности ОВ по данным показателя отражения битуминита (RV_{eq}), пиролиза Rock-Eval (T_{max}) и индексов окраски конодонтов (ИОК). Совокупность полученных данных RV_{eq} (0.63—0.84 %), T_{max} (430—443°C) и ИОК (1.5—2.0) свидетельствует, что весь палеозойский разрез, вскрытый скважиной, находится в главной зоне нефтеобразования ($МК_1$—$МК_3$). Полученные новые данные позволили уточнить катагенетическую зональность осадочного разреза, согласно которой ОВ достигло градаций: $МК_1$ в нижнекаменноугольных и фаменских отложениях, $МК_2$ в интервале от франа до верхней половины нижнего силура и $МК_3$ для нижней части нижнего силура и верхнего ордовика. Результаты изучения нефтегазоматеринских пород, состава и катагенетической преобразованности ОВ будут являться фактической основой для проведения бассейнового моделирования, что позволит повысить достоверность реконструкций процессов нефтегазообразования на гряде Чернышева.

Органическое вещество, углеводороды, нефтегазоматеринские отложения, катагенез, палеозой, гряда Чернышева, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция

ORGANIC MATTER AND GENERATION POTENTIAL OF PALEOZOIC DEPOSITS IN THE TAL'BEI BLOCK OF THE CHERNYSHEV RIDGE (*Timan–Pechora petroleum province*)

O.S. Kotik, I.S. Kotik, I.I. Dan'shchikova, L.V. Sokolova

The study area is located within the Chernyshev Ridge, a fold–thrust structure, which is a promising area for oil and gas exploration in the Timan–Pechora province. Petroleum source rocks of Paleozoic (from Upper Ordovician to Lower Carboniferous) deposits stripped by the Vorgamusyur-1 well in the Talbei block of the Chernyshev Ridge were studied by lithological, petrographic, organic-petrology, and organic-geochemistry methods. Most of the section is characterized by low values of C_{org} (<0.5%), genetic potential ($S_1 + S_2$ < 0.5 mg HC/g rock), and hydrogen index (HI < 100 mg HC/g C_{org}). Petroleum source rocks with elevated values of C_{org} (up to 0.9%), $S_1 + S_2$ (up to 2.1 mg HC/g rock), and HI (up to 277 mg HC/g C_{org}) were identified at different stratigraphic levels of the section: Upper Devonian (D_3tm–sr), Upper Silurian (S_2gj), and Upper Ordovician (O_3mt). The maceral composition of organic matter (OM) and the distribution of hydrocarbons in the saturated fraction of bitumens indicate that petroleum source rocks include only marine OM (type II kerogen). The catagenetic transformation of OM was assessed based on the bituminite reflection (RV_{eq}), Rock-Eval pyrolysis temperature (T_{max}), and conodont color alteration index (CAI). The available RV_{eq} (0.63–0.84%), T_{max} (430–443 °C), and CAI (1.5–2.0) data indicate that the entire Paleozoic well section is in the oil window (MC_1–MC_3). The new data refined the catagenetic zonality of the sedimentary section, according to which the OM reached the following gradations: MC_1 in the lower Carboniferous and Famennian deposits, MC_2 in the interval from

© Котик О.С. ✉, Котик И.С., Даньщикова И.И., Соколова Л.В., 2023
✉e-mail: olya.procko@gmail.com

the Frasnian to the upper part of the Lower Silurian, and MC_3 in the Lower part of the lower Silurian and in the Upper Ordovician. The results of a study of petroleum source rocks and the type and maturity of OM will be the basis for basin modeling, which will increase the reliability of reconstructions of oil and gas formation at the Chernyshev Ridge.

Organic matter, hydrocarbons, petroleum source rocks, catagenesis, Paleozoic, Chernyshev Ridge, Timan–Pechora petroleum province

ВВЕДЕНИЕ

Восполнение запасов углеводородов (УВ) в старых нефтегазодобывающих регионах, к которым принадлежит Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, связано с вовлечением новых районов в геолого-разведочный процесс. К таким районам относятся складчато-надвиговые зоны Предуральского краевого прогиба и Припайхойско-Приюжноновоземельского мегапрогиба и прилегающие территории западного склона Урала и Пай-Хоя [Прищепа и др., 2011б; Никонов, 2013; Соборнов, 2015; Грунис и др., 2021]. По оценке [Biteatu et al., 2014], за последнее время в мировой практике геолого-разведочных работ складчатые пояса занимают третье место по открытию крупных месторождений УВ. Исследуемая территория гряды Чернышева в составе севера Предуральского краевого прогиба относится к районам такого типа со сложным складчато-надвиговым строением и является перспективным объектом для поисково-разведочных работ на нефть и газ [Соборнов, Данилов, 2014; Богданов и др., 2016; Данилов, 2017; Сотникова, Лукова, 2021; Соборнов, 2022]. В последние годы, в результате проведенных здесь буровых работ были получены новые данные, подтверждающие перспективы нефтегазоносности гряды Чернышева: в процессе бурения отмечались многочисленные нефтегазопроявления, открыты несколько непромышленных залежей легкой нефти [Данилов, 2017].

Изучение углеводородных систем, особенно в складчато-надвиговых областях, является неотъемлемой частью исследований и включает интеграцию всех имеющихся данных по структурно-тектоническому строению, литолого-фациальному составу отложений, стратиграфии и органической геохимии [Al-Hajeri et al., 2009]. Особенно важным элементом при оценке УВ потенциала являются нефтегазоматеринские (НГМ) отложения и их параметры, такие как содержание и тип органического вещества (ОВ), его генерационный потенциал и степень катагенетической преобразованности, от которых зависят объемы и фазовый состав генерируемых УВ. Результаты изучения НГМ отложений и истории нефтегазообразования на гряде Чернышева приведены в немногочисленных публикациях и на ограниченном объеме фактического материала: преимущественно по четырем скважинам Тальбейского блока [Клименко, Анищенко, 2008; Котик и др., 2016; Данилов, 2017; Котик, Котик, 2018; Карасев и др., 2019] и нескольким естественным обнажениям [Бушнев и др., 2017; Бурдельная и др., 2018; Котик и др., 2019]. Кроме того, существует неоднозначность в оценке катагенеза ОВ палеозойских отложений гряды Чернышева. По данным одних исследователей, уровень преобразованности ОВ осадочного разреза гряды находится на градациях $МК_2$—$МК_3$ для девонско-каменноугольной части разреза и $МК_{3–4}$—АК для верхнеордовикско-силурийской [Баженова и др., 2008; Карасев и др., 2019]. Другая группа исследователей считает, что уровень зрелости ОВ в пределах гряды Чернышева несколько ниже: $МК_1$—$МК_2$ для девонско-каменноугольной части разреза и $МК_2$—$МК_3$ для верхнеордовикско-силурийской [Клименко, Анищенко, 2008, 2010; Данилов, 2017; Санникова и др., 2017].

Проведенные нами комплексные литологические, химико-битуминологические, углепетрографические и геохимические исследования материалов скв. Воргамусюрская-1 позволят получить как новые данные по характеристике НГМ пород практически для всего палеозойского (от верхнего ордовика до нижнего карбона) разреза гряды Чернышева, так и наиболее достоверно определить уровень катагенетической преобразованности ОВ.

РАЙОН ИССЛЕДОВАНИЙ

Район исследований находится в пределах Тальбейского блока — структуры второго порядка в составе гряды Чернышева на севере Предуральского краевого прогиба (рис. 1, *а, б*). Гряда Чернышева имеет сложное складчато-надвиговое строение (см. рис. 1, *в*) и сформирована в результате послойного срыва по соленосным отложениям верхнего ордовика (детачмент) в юрское время на завершающей стадии орогенеза Урала [Юдин, 1994]. Однако модель формирования гряды не однозначна и является предметом дискуссий [Тимонин, 1975; Юдин, 1994; Грунис и др., 2001; Соборнов, Данилов, 2014; Данилов, 2017].

Тальбейский блок представляет собой тектоническую пластину, которая надвинута в восточном направлении на пермский орогенный комплекс Косью-Роговской впадины (см. рис. 1, *в*) [Данилов, 2017]. Восточная, наиболее приподнятая часть Тальбейского блока, сложена палеозойскими преимуще-

ственно карбонатными отложениями, а в западной части разрез наращивается пермско-триасовым терригенным комплексом пород. В поднадвиговой части выделяется Воргамусюрская тектоническая пластина, которая сложена тем же комплексом пород.

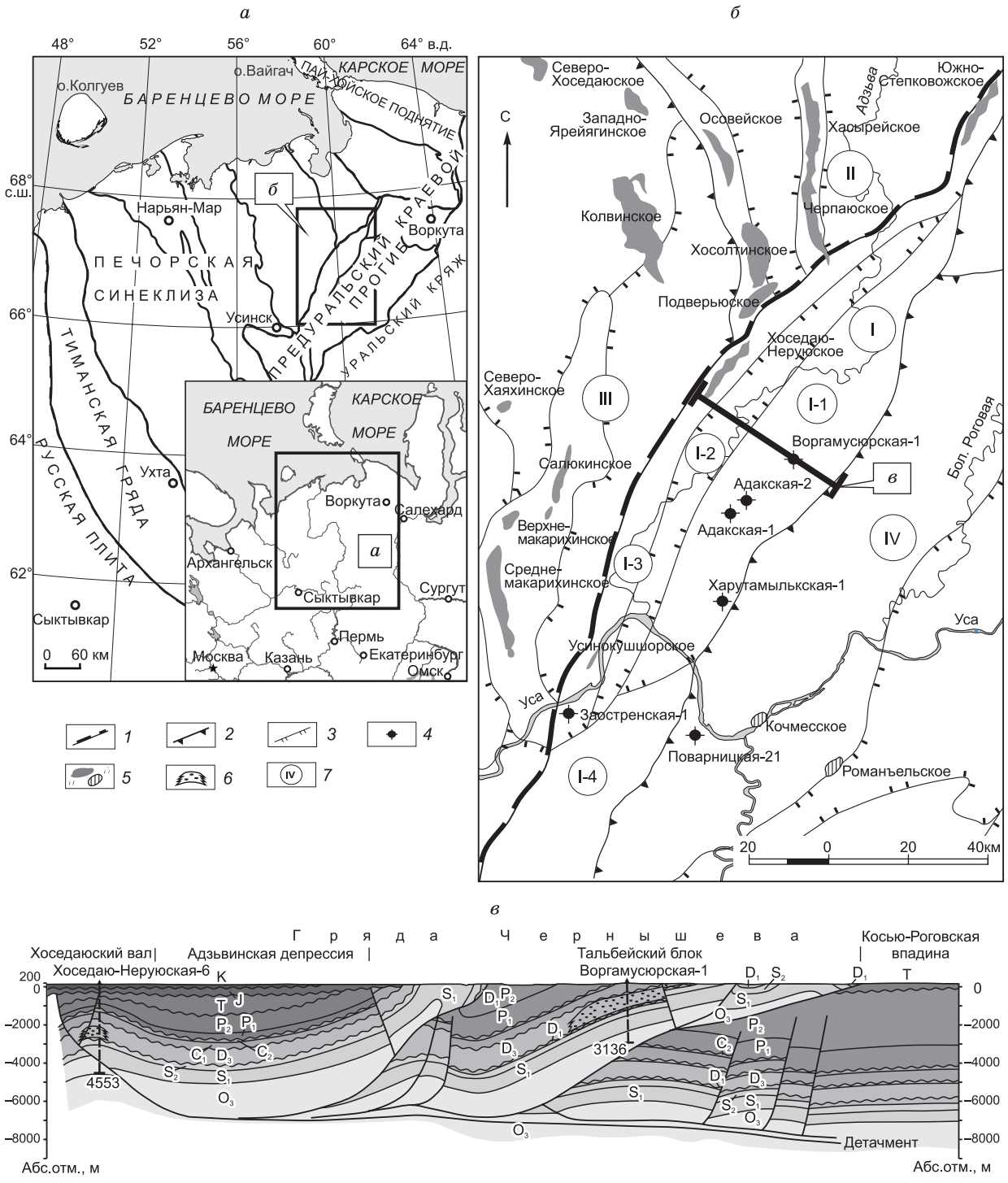


Рис. 1. Район исследований и положение изученной скв. Воргамусюрская-1.

а, *б* — карта тектонического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (*а*) и гряды Чернышева (*б*) [Белонин и др., 2004]; *в* — поперечный геологический разрез Тальбейского блока через скв. Воргамусюрская-1, по [Данилов, 2017]. *1*—*3* — границы тектонических элементов: *1* — надпорядковых, *2* — первого порядка, *3* — второго порядка; *4* — скважины; *5* — месторождения (*а* — нефтяные, *б* — газовые); *6* — органогенные постройки; *7* — номера тектонических элементов: I — гряда Чернышева (I—1 — Тальбейский блок, I—2 — Адзьвавомская депрессия, I—3 — Хоседаюский вал, I—4 — Шарью-Заостренский блок; II — Варандей-Адзьвинская структурная зона; III — Хорейверская впадина; IV — Косью-Роговская впадина.

Изученная скважина Воргамусюрская-1 вскрыла преимущественно карбонатный разрез нижнекаменноугольно-верхнеордовикских отложений в аллохтонной части Тальбейского блока (см. рис. 1, *в*). В нижней части скважины на глубине 3136 м в верхнеордовикских соленосно-глинисто-сульфатно-карбонатных отложениях было установлено интенсивное нефтегазопроявление (выброс смеси газа и легкой нефти плотностью 0.841 г/см^3) [Данилов, 2017].

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

Комплекс проведенных исследований включал литолого-петрографическое изучение состава и структурно-текстурных особенностей пород, определение индекса окраски конодонтовых элементов (ИОК), а также исследование рассеянного ОВ методами органической петрологии (углепетрографии) и геохимии.

Литолого-петрографическое исследование проводилось по стандартной методике [Гмид и др., 2009] с использованием микроскопа Leica DM 2700P.

Определение ИОК осуществлялось по методике А. Г. Эпштейн с соавторами [Epstein et al., 1977]. Оценку цвета конодонтовых элементов проводили на стереоскопическом микроскопе МБС-10 в отраженном свете на прозрачном предметном стекле с подложкой нейтрального серого цвета. Использованы два источника освещения: галогенная лампа микроскопа 12 Вт с теплым желтым светом и настольная светодиодная лампа 7.5 Вт с белым холодным светом. Цвет определялся по наиболее тонкой части основания конодонта, предпочтение отдавалось экземплярам среднего размера. Сравнение цвета изученных конодонтов проводили с цветом экспериментально нагретой серии конодонтовых элементов из монографии А.Г. Эпштейн [Epstein et al., 1977].

Углепетрографическое изучение ОВ пород проводили в аншлифах при простом отраженном и ультрафиолетовом свете на микроскопе Leica DM-2500 с установкой QD1302 (Craic Technologies) (г. Москва, МГУ им. М. В. Ломоносова) и Nicon Eclipse E400Pol, а также в шлифах в проходящем свете на микроскопе MeF-2.

Содержание органического углерода ($C_{орг}$, %) в породе определялось на экспресс-анализаторе АН-7529 методом сжигания в токе кислорода образцов, предварительно обработанных 10%-й соляной кислотой.

Выход битумоидов в породах определяли методом горячей экстракции хлороформом в аппаратах Сокслета. Элементная сера удалялась из экстракта в процессе анализа добавлением в приемник губчатой меди. Газохроматографический анализ насыщенной (*н*-алканы и изопреноиды) фракции битумоидов проводился на приборе Кристалл 2000М.

Пиролитические исследования с определением значений S_1, S_2, T_{max} были проведены на приборе Rock-Eval 6 Standard (Vinci Technologies) (г. Москва, ВНИГНИ).

Исследования выполнялись на приборной базе (кроме Leica DM-2500 с установкой QD1302 и Rock-Eval 6 Standard) ЦКП «Геонаука» в г. Сыктывкар.

РЕЗУЛЬТАТЫ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

Литолого-стратиграфическая характеристика палеозойских отложений. Скважина Воргамусюрская-1 пройдена до глубины 3136 м и вскрыла разрез, представленный отложениями верхнего ордовика, силура, нижнего и верхнего девона и нижнего карбона (рис. 2).

Верхнеордовикские отложения представлены малотавротинским (O_3mt) и салюкинским (O_3sl) горизонтами. *Малотавротинский горизонт* сложен карбонатно-сульфатными породами с включениями галита в порах и кавернах, чередующихся с тонкими (до 1 см) глинистыми прослоями. Текстура пород субгоризонтальная и волнисто-слоистая (рис. 3, *а*). *Салюкинский горизонт* слагают массивные, вторичные доломиты, разнозернистой структуры с реликтами органогенного детрита (см. рис. 3, *б*).

Силурийские отложения составляют около трети разреза скважины и наиболее охарактеризованы керном. Они согласно залегают на верхнеордовикских и представлены нижней и верхней подсистемами.

Нижняя подсистема. Лландоверийский и венлокский отделы. Нерасчлененные джагалский-седъельский надгоризонты (S_1dz-sd). В строении разреза по особенностям литологического состава и записи каротажа выделяются четыре интервала (см. рис. 2). В нижней части разреза (интервал 2410—2512 м) залегают массивные, вторичные доломиты с единичными кораллами и неопределимым детритом. Далее следует интервал (2030—2410 м) переслаивания известняков и доломитов. Доломиты вторичные по водорослевым известнякам с включениями ангидрита (см. рис. 3, *в*). Известняки доломитизированные, сгустково-биокластовые с пятнистой (см. рис. 3, *г*) и волнисто—слоистой (см. рис. 3, *д*) текстурами. Следующий интервал (1929—2030 м) представлен преимущественно доломитами. Завершает разрез интервал (1704—1929 м), сложенный известняками с прослоями доломитов. Известняки доломитизиро-

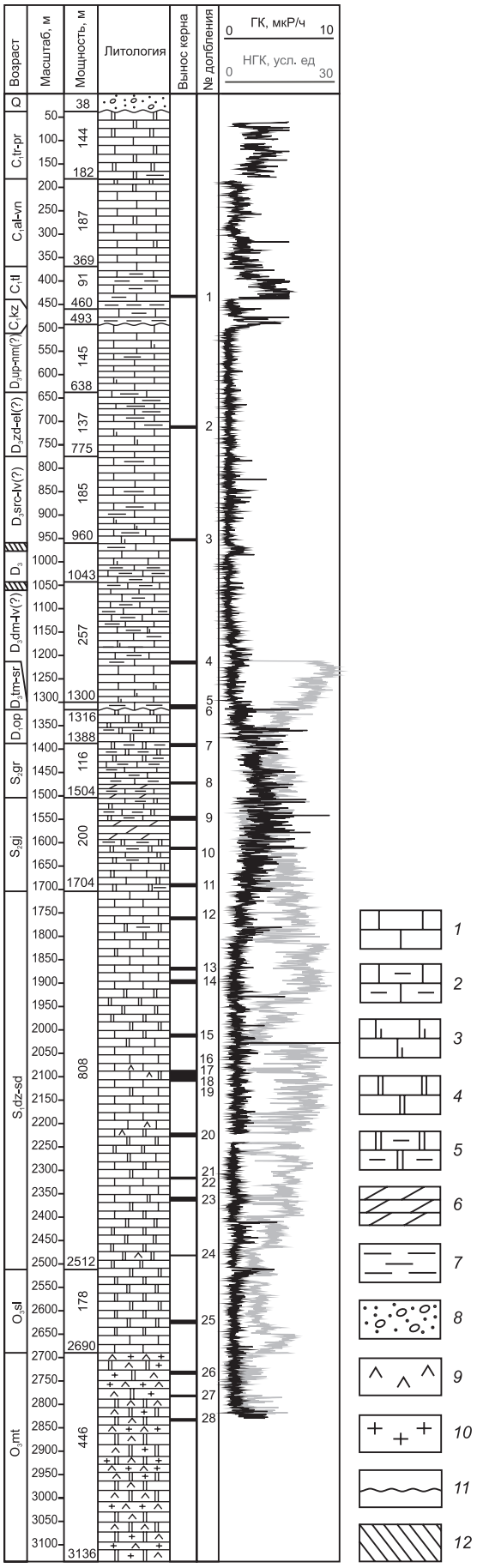


Рис. 2. Литолого-стратиграфический разрез скв. Воргамусюрская-1 (по [Котик и др., 2016; Данилов, 2017] с дополнениями).

1 — известняк; *2* — глинистый известняк; *3* — известняк доломитизированный; *4* — доломит; *5* — доломит глинистый; *6* — мергель; *7* — аргиллит; *8* — галечники, пески, супесь; *9* — ангидриты; *10* — соль, гипс; *11* — стратиграфическое несогласие; *12* — зона предполагаемого тектонического нарушения. Индексы надгоризонтов/горизонтов: O_3mt — малотавротинский горизонт; O_3sl — салюкинский горизонт; S_1dz-sd — нерасчлененные джагалский-седъельский надгоризонты; S_2gj — гердъюский надгоризонт; S_2gr — гребенской надгоризонт; D_1op — овинпармский горизонт; D_3tm-sr — нерасчлененные тиманский-саргаевский горизонты; D_3dm-lv — нерасчлененные домаников ый-ливенский горизонты; D_3src-lv — нерасчлененные сирачойский-ливенский горизонты; D_3zd-el — нерасчлененные задонский-елецкий горизонты; D_3up-nm — нерасчлененные устьпечорский-нюмылгский горизонты; C_1kz — кожимский надгоризонт; C_1tl — тульский горизонт; C_1al-vn — нерасчлененные алексинский-веневский горизонты; C_1tr-pr — нерасчлененные тарусский-протвинский горизонты.

ванные, сгустково-комковатые, биокластовые (см. рис. 3, *е*). Текстуры пород узорчато-пятнистые (см. рис. 3, *ж*) и волнисто-слоистые (см. рис. 3, *з*).

Образования *верхней подсистемы* согласно залегают на венлокских отложениях и отличаются от нижележащих более глинисто-карбонатным составом пород, что отражается в повышенных значениях гамма-каротажа (см. рис. 2).

Лудловский отдел. Гердъюский надгоризонт (S_2gj) сложен известняками и доломитами с прослоями аргиллитов. Карбонатные породы линзовидно-слоистой (см. рис. 3, *и*) и узорчатой текстуры, с редким детритом остракод и примесью кварца алевритовой размерности. Аргиллиты известковистые, тонкослоистые с примесью кварца (см. рис. 3, *к*).

Пржидольский отдел. Гребенской надгоризонт (S_2gr) представлен преимущественно известняками и глинистыми известняками пелоидно-биокластовыми с органогенными остатками остракод, брахиопод, гастропод, мшанок (см. рис. 3, *л*). В верхней части разреза преобладают глинистые доломиты линзовидно-слоистой текстуры (см. рис. 3, *н*).

Нижний девон (D_1) не представлен в керне и выделен на основании каротажа и сопоставления с разрезами соседних скважин. Нижнедевонские отложения частично размыты на территории гряды Чернышева и представлены преимущественно доломитами с редкими прослоями аргиллитов и мергелей [Данилов, 2017].

Отложения *верхнего девона* со стратиграфическим несогласием перекрывают нижнедевонские и представлены *франским* и *фаменским* ярусами.

Франский ярус представлен глинисто-карбонатными породами нерасчлененного тиманско-саргаевского (D_3tm-sr) и карбонатными — нерасчлененного домаников о-ливенского (D_3dm-lv) горизонтов. *Тиманско-саргаевские* отложения сложены известняками, глинистыми известняками биокластовыми (см. рис. 3, *м*) (водоросли, иглокожие, остракоды, гастроподы, оди-

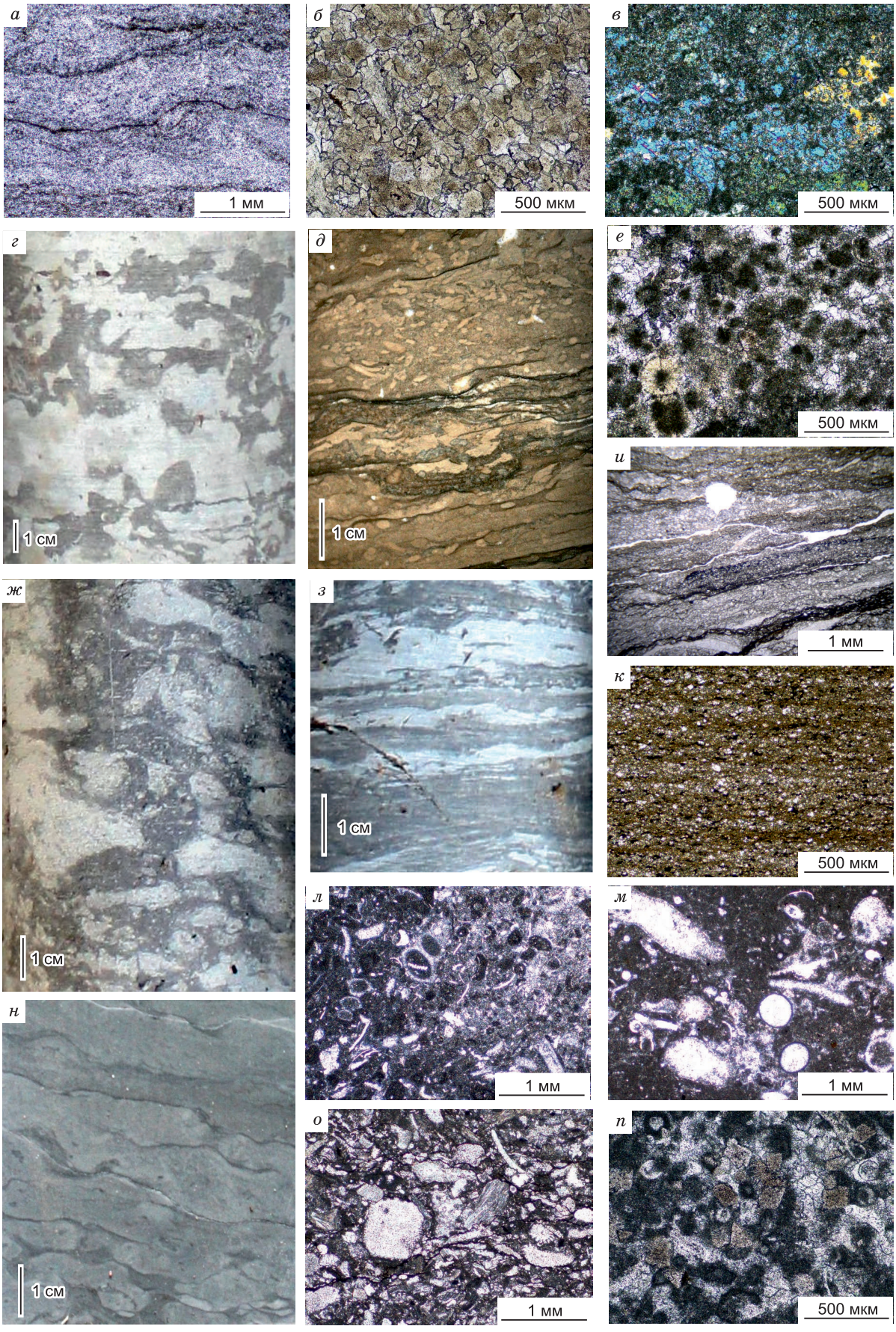
Таблица 1. **Результаты пиролитических исследований (Rock-Eval) палеозойских отложений по скв. Воргамусюрская-1**

№ п/п	Возраст	Глубина, м	Долбление	Номер образца	Литология	Параметр						
						$C_{орг}$	S_1	S_2	T_{max}	HI	$S_1 + S_2$	PI
1	C_1tl	431.7	1	1/2	Известняк	0.08	0.01	0.04	441	50	0.05	0.20
2	D_3zd + el	710	2	2/1	»	0.25	0.08	0.99	426	396	1.07	0.07
3	D_3tm + sr	1306.6	6	6/1	»	0.12	0.01	0.11	442	92	0.12	0.08
4	»	1308	6	6/2	Аргил. изв.	0.44	0.18	0.68	422	155	0.86	0.21
5	»	1312.70	6	6/4	Извест. глин.	0.65	0.42	0.83	395	128	1.25	0.34
6	S_2gr	1390.5	7	7/1	Долом. глин.	0.14	0.01	0.04	425	29	0.05	0.20
7	»	1471.19	8	8/1	Известняк	0.39	0.05	0.52	436	133	0.57	0.09
8	»	1471.57	8	8/2а	»	0.31	0.01	0.06	428	19	0.07	0.14
9	»	1471.57	8	8/2б	»	0.13	0	0.01	425	8	—	—
10	»	1472.41	8	8/3	»	0.02	0	0.01	432	50	—	—
11	S_2gj	1546.6	9	9/1	Долом. глин.	0.14	0	0.02	427	14	—	—
12	»	1547.5	9	9/2	Аргил. изв.	0.90	0.09	2.02	436	224	2.11	0.04
13	»	1545.86	9	9/1а	Долом. глин.	0.05	—	—	—	—	—	—
14	»	1546.66	9	9/2а	»	0.50	0	0.02	430	4	—	—
15	»	1546.79	9	9/3а	Извест. глин.	0.60	0.07	1.66	437	277	1.73	0.04
16	»	1610.45	10	10/1	»	0.11	0.05	0.2	435	182	0.25	0.20
17	»	1688.5	11	11/1	Долом. глин.	0.40	0.09	1.1	431	275	1.19	0.08
18	»	1692.94	11	11/2	»	0.46	0.02	0.22	435	48	0.24	0.08
19	»	1693.4	11	11/3	»	0.52	0.09	1.34	430	258	1.43	0.06
20	S_1	1763.18	12	12/3	Известняк	0.37	0.03	0.19	438	51	0.22	0.14
21	»	1896.1	14	14/2	»	0.09	0.02	0.1	443	111	0.12	0.17
22	»	2088.4	16	16/3	»	0.31	0.05	0.21	443	68	0.26	0.19
23	»	2096.3	17	17/3	»	0.33	0.05	0.19	438	58	0.24	0.21
24	»	2101.41	18	18/2	»	0.22	0.05	0.2	430	91	0.25	0.20
25	»	2225.9	20	20/3	Доломит	0.14	0.07	0.31	440	221	0.38	0.18
26	»	2318	22	22/1	Известняк	0.20	—	—	—	—	—	—
27	»	2358.98	23	23/3	Доломит	0.16	—	—	—	—	—	—
28	O_3sl	2622	25	25/2	»	0.35	—	—	—	—	—	—
29	O_3mt	2781.72	27	27/1	Ангидрит извест.	0.06	—	—	—	—	—	—
30	»	2832.4	28	28/1	Ангидрит долом. глин.	0.76	—	—	—	—	—	—
31	»	2835.21	28	28/2	»	0.70	—	—	—	—	—	—

Примечание. Аргил. изв. – аргиллит известковистый, извест. глин. – известняк глинистый, долом. глин. – доломит глинистый, ангидрит извест. – ангидрит известковистый, ангидрит долом. глин. – ангидрит доломитовый глинистый, $C_{орг}$, %; S_1, мг УВ / г породы; S_2, мг УВ / г породы; T_{max}, °С; HI = $100 \cdot S_2/C_{орг}$, мг УВ / г $C_{орг}$; $S_1 + S_2$, мг УВ / г породы; PI = $S_1/(S_1 + S_2)$; прочерк — значения не определены.

ночные кораллы) с прослоями известковистых аргиллитов. *Доманиково-ливенская* часть франского яруса в скв. Воргамусюрская-1 сложена мелководно-шельфовыми и рифогенными отложениями, в отличие от соседних разрезов (скважины Адакская-2, Харутамылькская-1), где они представлены в депрессионных доманикоидных фациях [Данилов, 2017]. Разрез сложен известняками и глинистыми известняками, доломитизированными, биокластовыми с детритом остракод, гастропод, одиночных коралл, водорослей. На глубинах 960 и 1043 м, по данным каротажа, предполагаются тектонические нарушения. Выше по разрезу (775—960 м) верхнефранский интервал повторяется и представлен перекристаллизованными, доломитизированными известняками и вторичными доломитами с теневыми структурами водорослевых и сгустково-комковатых известняков.

Фаменский ярус сложен известняками и их глинистыми и доломитизированными разностями. По керновым данным (долбление 2), известняки водорослево-сгустковые и литобиокластовые (см. рис. 3, *о*),


а
1 мм
б
500 мкм
в
500 мкм
г
1 см
д
1 см
е
500 мкм
и
1 мм
ж
1 см
з
1 см
к
500 мкм
л
1 мм
м
1 мм
н
1 см
о
1 мм
п
500 мкм

с детритом водорослей, мшанок, иглокожих, единичными фораминиферами, целыми раковинами и обломками створок остракод.

Каменноугольные отложения со стратиграфическим несогласием залегают на верхнедевонских и перекрываются четвертичной толщей. Нижнюю часть разреза слагают глинисто-карбонатные отложения, что наглядно отражается в записи гамма—каротажа (см. рис. 2). В керне породы исследованы только в объеме тульского горизонта (долбление 1), где они представлены биокластовыми (мшанки, фораминиферы, иглокожие, брахиоподы) и сгустковыми (см. рис. 3, *п*) известняками. Остальная часть разреза представлена известняками и доломитами.

Содержание ОВ и его УВ потенциал. Содержание $C_{орг}$ в исследованных породах разреза изменяется от 0.02—0.90 % и зависит от их литологического состава (табл. 1).

Большая часть из проанализированных образцов характеризуется невысокими значениями $C_{орг}$, в основном в диапазоне 0.11—0.37 %. Данные пиролитических исследований по методу Rock-Eval также показывают для этих пород низкие значения водородного индекса (HI) и генетического потенциала ($S_1 + S_2$), составляющие 8—92 мг УВ/г $C_{орг}$ и 0.05—0.38 мг УВ/г породы соответственно (см. табл. 1, рис. 4).

В отдельных образцах с низкими концентрациями $C_{орг}$ и индекса продуктивности (PI) около 0.2 повышенные значения HI (111—221 мг УВ/г $C_{орг}$) связаны с присутствием в породах миграционных УВ и битумов, искажающих величину S_2 и, соответственно, HI [Peters, 1986].

Обогащенные ОВ отложения установлены на различных стратиграфических уровнях разреза: верхнедевонском (D_3tm-sr), верхнесилурийском (S_2gj) и верхнеордовикском (O_3mt). Породы представлены глинистыми доломитами и известняками, известковистыми аргиллитами и карбонатно-сульфатно-глинистыми разностями в верхнеордовикском интервале. Содержание $C_{орг}$ для них составляет 0.40—0.90 %, значения HI и $S_1 + S_2$ повышаются до 224—277 мг УВ/г $C_{орг}$ и 1.19—2.11 мг УВ/г породы соответственно (см. табл. 1, рис. 4). Для глинисто-сульфатно-карбонатных отложений верхнего ордовика с повышенными значениями $C_{орг}$ = 0.7—0.76 % пиролитические параметры не удалось определить, вероятно, ввиду высокой степени зрелости ОВ.

Предыдущими исследованиями [Данилов, 2017] по ряду образцов керна из скв. Воргамусюрская-1, выполненных в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта на приборе Литотерм-1000, также отмечались повышенные значения геохимических показателей $C_{орг}$, S_2, HI для пород гердьюского надгоризонта (S_2gj) и тиманского горизонта (D_3tm) (см. рис. 4). Схожие результаты для НГМ пород как по стратиграфической локализации, так и по значениям геохимических данных отмечались также по другим площадям гряды Чернышева [Клименко, Анищенко, 2008; Данилов, 2017] и прилегающим районам Тимано-Печорской провинции [Данилевский и др., 2003; Баженова и др., 2008; Прищепа и др., 2011а].

Органическая петрология. Исследования ОВ методами органической петрологии (углепетрографии) уже многие годы применяются для широкого спектра нефтематеринских и высокоуглеродистых пород, содержащих разные типы ОВ [Suarez-Ruiz et al., 2012a, b; Petersen et al., 2013; Sanei et al., 2015; Hackley, Cardott, 2016; Mastalerz et al., 2018; Hackley et al., 2020]. В результате работы ежегодных совещаний международного комитета по углепетрографии (ICCP — International Committee of Coal Petrology) и открытого американского общества по органической петрологии (TSOP — the Society of Organic Petrology) разработан комплекс исследования ОВ осадочных пород и расширена терминология по отдельным микрокомпонентам ОВ [Pickel et al., 2017; Пронина, Вайтехович, 2021]. Все многообразие микрокомпонентов определяется особенностями условий осадконакопления, исходным органическим материалом и условиями его захоронения.

Нефтегазоматеринские свойства исследуемых отложений определяются не только средой захоронения ОВ, но в первую очередь исходным веществом, к которому в настоящее время относятся не только водоросли (традиционно относимые к альгинитам, обозначающим сапропелевое ОВ), но и мягкие

Рис. 3. Основные типы пород, слагающих палеозойский разрез, вскрытый в скв. Воргамусюрская-1.

а — ангидрит известковистый доломитовый, обр. 27/1, O_3mt; *б* — доломит вторичный, массивный, обр. 25/2, O_3sl; *в* — доломит ангидритовый, обр. 20/1, S_1dz-sd, николи ×; *г* — известняк доломитизированный, сгустково-биокластовый, пятнистой текстуры, долбление 22, S_1dz-sd; *д* — известняк доломитизированный, сгустково-биокластовый, волнисто-слоистой текстуры, обр. 17/1, S_1dz-sd; *е* — известняк сгустково-биокластовый, обр. 13/2, S_1dz-sd; *ж* — известняк, доломитизированный, сгустково-биокластовый, узорчато-пятнистой текстуры, долбление 14, S_1dz-sd; *з* — известняк, доломитизированный, сгустково-биокластовый, волнисто-слоистой текстуры, долбление 14, S_1dz-sd; *и* — доломит известковый, глинистый, линзовидно-волнисто-слоистой текстуры, обр. 11/1, S_2gj; *к* — аргиллит известковистый, обр. 9/3а, S_2gj; *л* — известняк доломитизированный, пелоидно-биокластовый, обр. 8/3, S_2gr; *м* — известняк биокластовый, обр. 6/1, D_3tm-sr; *н* —доломит, глинистый, линзовидно-волнисто-слоистой текстуры, долбление 7, S_2gr; *о* — известняк биокластовый с литокластами, обр. 2/1, D_3zd-el; *п* — известняк водорослевый, сгустковый, обр. 1/1, C_1tl.

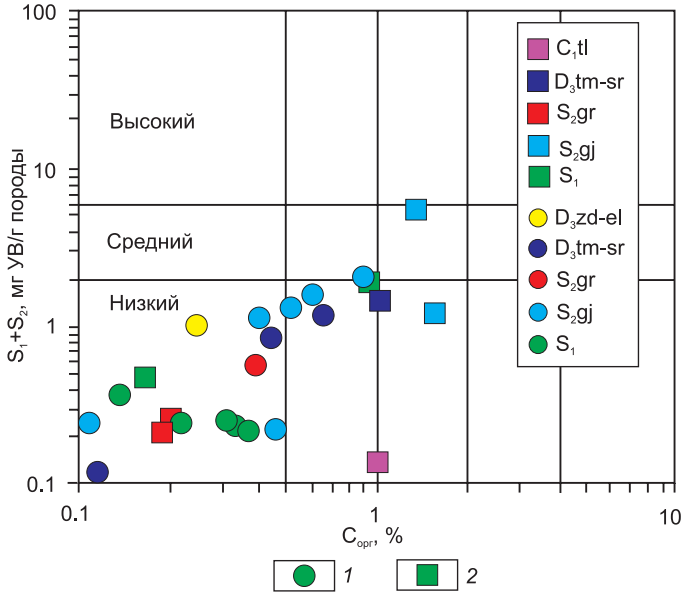


Рис. 4. Диаграмма зависимости величины генетического потенциала (S_1 + S_2) от содержания $C_{орг}$.

Классификация НГМ пород по генетическому потенциалу [Tissot, Welte, 1984]. *1* — результаты наших исследований; *2* — данные филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ», г. Ухта [Данилов, 2017].

части различных представителей фауны (радиолярий, моллюсков и, возможно, других организмов). В качестве общего термина было предложено название «битуминит» — микрокомпонент группы липтинита, который не несет прямых признаков исходного вещества и встречается в виде мелкозернистой основной массы или тонких слойков, прожилков, линз, обрывков удлиненной, иногда скрученной или неправильной формы, равномерно распространенные по напластованию в породах и углях [Pickel et al., 2017]. Этот термин использован с целью подчеркнуть высокий выход жидких — «растворимых битумов» и газообразных продуктов из мацерала.

Битуминит, как и все микрокомпоненты липтинитовой группы, в простом отраженном свете имеет темно-серый цвет и, соответственно, самый низкий показатель отражения. В рассматриваемых породах девонского и силурийского возраста битуминит встречен в виде включений, вытянутых нитевидных и утолщенных слойков, равномерно распределенных среди минеральной части либо сосредоточенных в глинистых участках (рис. 5, *а—в*, L_{bit}). В процессе преобразования из битуминита выделяются жидкие продукты (рис. 6, *в*), он становится пористым и распадается на более мелкие включения. После преобразования и выделения битумов в породе остаются твердые включения битуминита, которые некоторые исследователи называют «постгенерационным битуминитом» (post-mature bituminite), чтобы подчеркнуть их преобразование до более высоких стадий катагенеза [Luo et al., 2014]. Ранее другие исследователи для битуминита использовали термин «твердые битумы» [Landis, Castano, 1994]. Однако они имеют несколько иные характеристики, нежели битуминит, и детально описываются в работе П. Хакли [Hackley et al., 2018]. Такие включения однородной серой окраски и оскольчатой формы в пустотах между карбонатными зернами были выявлены в образцах силурийского возраста на глубинах 2214 — 2226 м (см. рис. 5, *ж*, SB).

Еще одним видом включений, встреченных в большом количестве, являются углеродистые остатки разных организмов, которые называют биокластами или зоокластами (см. рис. 5, *г—е*, OR). Биокласты имеют различные формы включений и темно-серый цвет (см. рис. 5, *г, д*), встречаются и переотложенные формы с более светлой серой окраской и повышенным показателем отражения (см. рис. 5, *е*).

В породах верхнедевонского возраста (долбление 2) иногда встречаются переотложенные угловатые фрагменты обуглероженного вещества, редко окатанные (см. рис. 5, *з*, removed OM). В породах ордовикского возраста, на глубине около 2833 м, микроскопически нет хорошо диагностируемых органических микрокомпонентов, но наблюдаются тонкодисперсные зерна сильно обуглероженного вещества (остаточного ОВ) (см. рис. 5, *и*, OM) и битумные следы по слоистости (см. рис. 5, *и*, B).

В целом проведенные углепетрографические исследования указывают на присутствие в породах рассматриваемого разреза (в интервале от ордовика до верхнего девона) органических компонентов только морского генезиса (II тип керогена).

Битуминозность и УВ состав битумоидов. Уровень битуминозности пород и УВ состав битумоидов оценивался химико-битуминологическими, люминесцентно-микроскопическими и геохимическими методами.

Наличие в породах процессов генерации и миграции УВ подтверждается люминесцентной микроскопией. Изучение в УФ свете хорошо диагностирует битуминозные компоненты, выделившиеся из сапропелевого ОВ (см. рис. 6). При этом наблюдаются различия в интенсивности и оттенках люминесценции битуминозных веществ, указывающих как на их автохтонную (желтый контур, см. рис. 6, *в, г*), так и миграционную природу (зеленый контур). Свечение в УФ свете наблюдается только для битуминозных веществ, выделившихся из микрокомпонентов ОВ, а сами включения ОВ не люминесцируют. Люминесценция битумов наблюдается только в интервале от верхнего девона до нижнего силура, ниже отметки 2225 м (после долбления 20) свечение в УФ свете отсутствует.

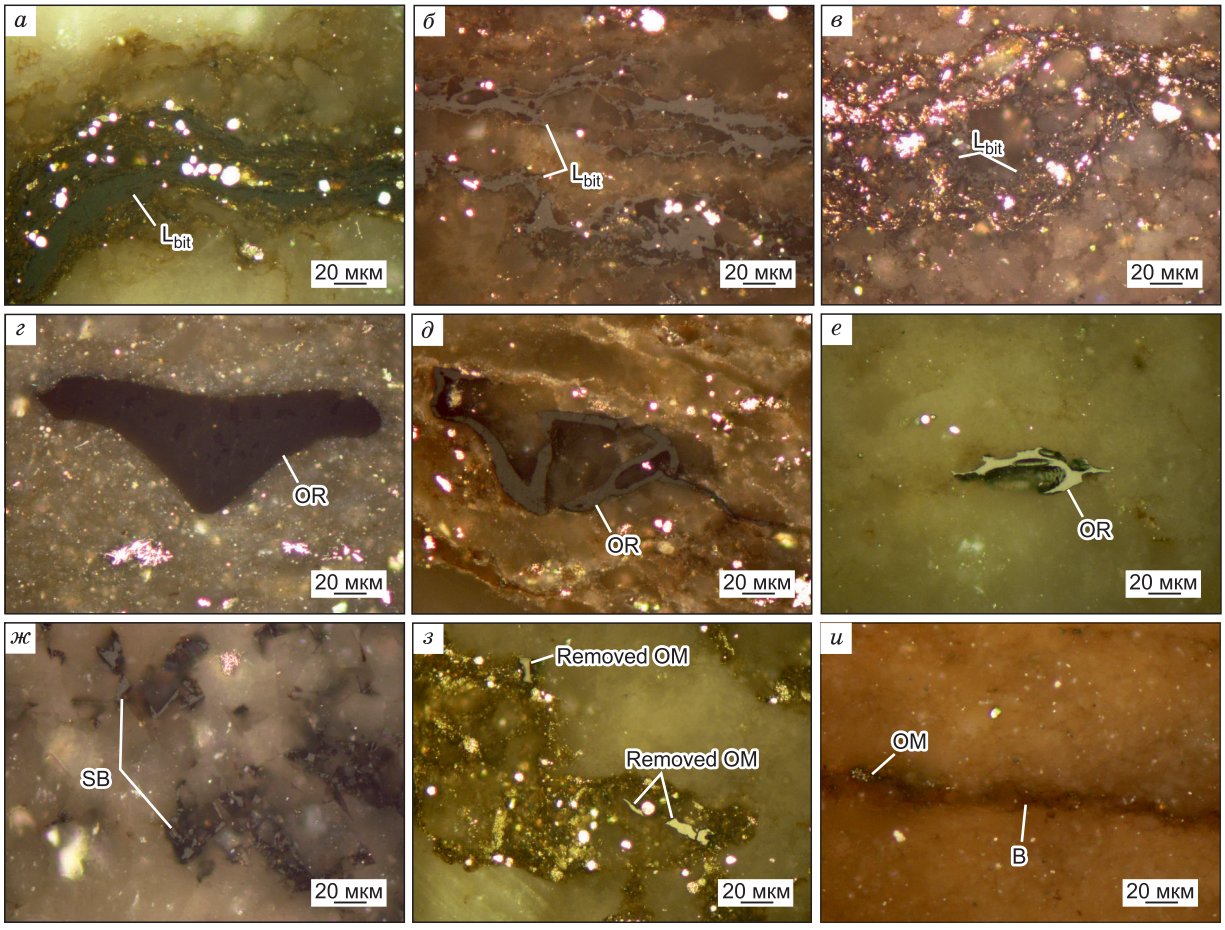


Рис. 5. Органические микрокомпоненты в палеозойских отложениях скв. Воргамусюрская-1.

а — D_3zd-el, 710 м; *б* — D_3tm-sr, 1312 м; *в* — S_1dz-sd, 2225 м; *г* — S_2gj, 1547 м; *д* — D_3tm-sr, 1312 м; *е* — D_3zd-el, 710 м; *ж* — S_1dz-sd, 2225 м; *з* — D_3zd-el, 710 м; *и* — O_3mt, 2832 м. Отраженный белый свет, масляная иммерсия, увел. 50. L_{bit} — битуминит, SB — твердые битумы, OR — биокласты, OM — фрагменты остаточного ОВ, removed OM — переотложенные включения ОВ, B — битумы в виде пленок.

Выход ХБА составляет 0.011—0.042 % и максимален (0.199 %) в известковистом аргиллите верхнего девона (табл. 2). Значения битумоидного коэффициента ($\beta_{хб}$) для большинства образцов составляет 4—15 %, что указывает на автохтонный характер битумоидов вмещающим толщам [Баженова и др., 2008]. Часть образцов имеют параавтохтонные битумоиды, для них отмечаются более высокие значения $\beta_{хб}$ = 24—45 %.

Исследование индивидуального состава алифатической фракции битумоидов показало наличие двух основных видов распределений нормальных и изопреноидных алканов (см. рис. 7, табл. 2).

В первом типе, характерном для битумоидов верхнедевонских отложений, значительно преобладают УВ состава *н*-C_{13}—C_{18}, составляя до 59—67 % (см. рис. 7, *а*; см. табл. 2). На долю *н*-алканов в области > *н*-C_{20} приходится только 16—23 %. Исключением является обр. 6/2 (см. рис. 7, *б*) с максимальными значениями $\beta_{хб}$ = 45 %, для которого изменение в молекулярно-массовом распределении *н*—алканов в сторону повышения доли высокомолекулярных УВ, возможно, связано с миграционной природой битумоида. Образцы битумоидов из рассматриваемой группы также характеризуются повышенными содержаниями *изо*-алканов и отношениями Pr/*н*-C_{17}, Ph/*н*-C_{18}, (Pr + Ph)/(C_{17} + C_{18}) (см. табл. 2, рис. 8).

Второй тип битумоидов, характерный для силурийских отложений, отличается повышенной концентрацией алканов с высоким молекулярным весом (> *н*-C_{20}) до 36—54 %, более низкими содержаниями изопреноидов (кроме обр. 23/2) и значений Pr/*н*-C_{17}, Ph/*н*-C_{18}, (Pr + Ph)/(C_{17} + C_{18}) (см. табл. 2; рис. 7, *в*; 8). В этой группе имеется обр. 13/1 с высокими значениями $\beta_{хб}$ = 38 %, для которого, как и для обр. 6/2, повышена доля высокомолекулярных *н*-алканов (см. рис. 7, *г*), что предположительно также связано с миграционными процессами.

Таблица 2. **Геохимические показатели битумоидов палеозойских отложений скв. Воргамусюрская-1**

Возраст			S_1dz-sd	S_1dz-sd	S_1dz-sd	S_2gj	S_2gj	D_3tm-sr	D_3dm-lv	D_3zd-el	D_3zd-el
№ образца			23/2	22/1	13/1	11/2	9/2	6/2	4/2	2/2	2/1
Литология			Изв.	Изв.	Изв.	Дол. глин.	Арг. изв.	Арг. изв.	Изв.	Изв.	Изв.
$C_{орг}$, %			0.28	0.20	0.10	0.46	0.9	0.44	0.38	0.15	0.25
ХБА, %			0.020	0.011	0.038	0.033	0.042	0.199	0.016	0.036	0.040
$\beta_{хб}$, %.			10.00	5.00	38.00	7.24	4.61	45.27	4.08	24.27	15.92
Выход УВ, %			17.65	26.87	19.67	28.95	55.26	17.74	23.86	13.73	17.11
Коэффициенты	Отн. %	C_{13}–C_{18}	46.68	38.62	29.43	48.23	46.46	37.35	67.17	59.50	66.91
		C_{19}–C_{24}	25.92	34.40	39.49	27.81	36.18	30.76	13.62	20.76	14.27
		C_{25}–C_{33}	10.47	20.21	25.44	16.04	12.25	15.64	4.38	2.52	1.99
		Изо-алканы	16.93	6.77	5.64	7.92	5.10	16.25	14.82	17.23	16.82
	Pr/Ph		1.09	0.81	0.81	1.01	1.10	0.76	1.01	0.89	1.03
	$(Pr + Ph)/(C_{17} + C_{18})$		0.49	0.22	0.24	0.23	0.11	0.59	0.33	0.45	0.42
	Pr/C_{17}		0.38	0.15	0.18	0.17	0.10	0.46	0.24	0.32	0.30
	Ph/C_{18}		0.73	0.35	0.32	0.36	0.12	0.74	0.54	0.71	0.73
	$K_{нч}C_{17}$		1.49	1.42	1.31	1.28	1.14	1.09	1.25	1.20	1.22
	C_{17}/C_{25}		6.69	3.60	1.84	4.40	2.93	2.21	15.61	12.13	15.86
	CPI		1.00	1.12	0.93	1.09	1.19	1.01	1.12	0.96	0.91

Примечание. Изв. – известняк, дол. глин. – доломит глинистый, арг. изв. – аргиллит известковистый, $\beta_{хб} = ХБА/C_{орг} \cdot 100$, $K_{нч}C_{17} = 2 \cdot C_{17}/(C_{16} + C_{18})$, $CPI = 1/2 \cdot (((C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31} + C_{33})/(C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32} + C_{34})) + ((C_{25} + C_{27} + C_{29} + C_{31})/(C_{24} + C_{26} + C_{28} + C_{30} + C_{32})))$.

Наблюдаемые различия в УВ составе битумоидов, вероятно, обусловлены как спецификой состава морского ОВ, накапливающегося в силурийское и позднедевонское время, так и наложением процессов миграционного характера.

Катагенез ОВ. Катагенетическая преобразованность ОВ осадочных толщ оценивалась на основании данных показателя отражения, пиролиза Rock-Eval и ИОК (рис. 9).

Определение показателя отражения является важным параметром для оценки степени катагенетической преобразованности ОВ. Замеры показателей отражения, в том числе и при использовании в области нефтяной геологии, рекомендуется проводить по витриниту (*RV*, %). Однако в исследуемых отложениях, формировавшихся в морских условиях, отсутствуют включения витринитового состава, обычно рассматриваемые как эталон для измерения *RV*. В таких случаях замеры показателя отражения проводятся по другим мацералам, в частности по битуминиту (*RB*, %) с последующим пересчетом в показатель отражения «эквивалента витринита» (RV_{eq}, %). Для пересчета замеров показателя отражения, произведенным по «эквивалентам витринита» (или по битуминитам), различны-

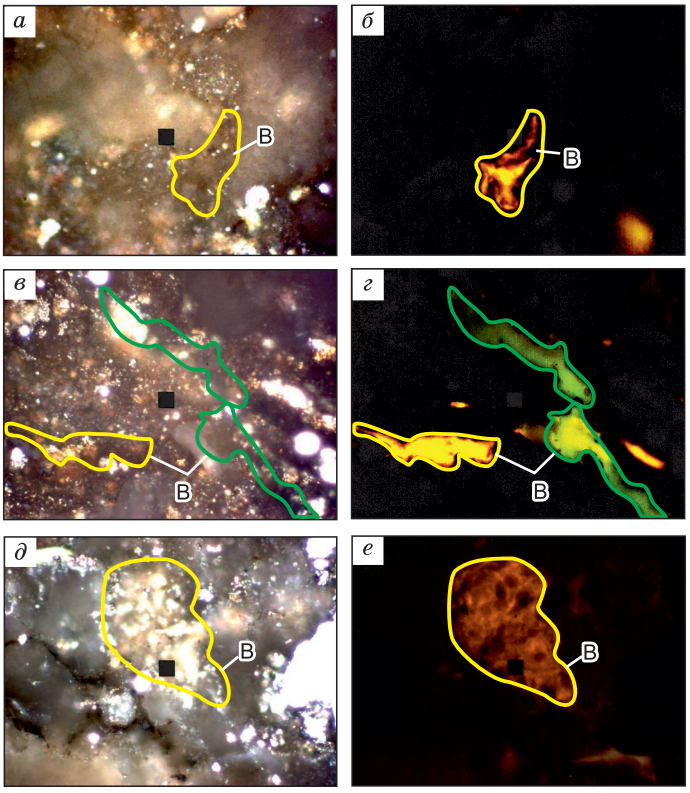


Рис. 6. Микрофотографии битумов в отраженном белом (*а*, *в*, *д*) и ультрафиолетовом (*б*, *г*, *е*) свете.

а — *г* — D_3dm-vt, 1213 м; *д*, *е* — D_3tm-sr, 1312 м. Масляная иммерсия, увел. 50, черная метка в центре кадра — 5 × 5 мкм. В — битумы.

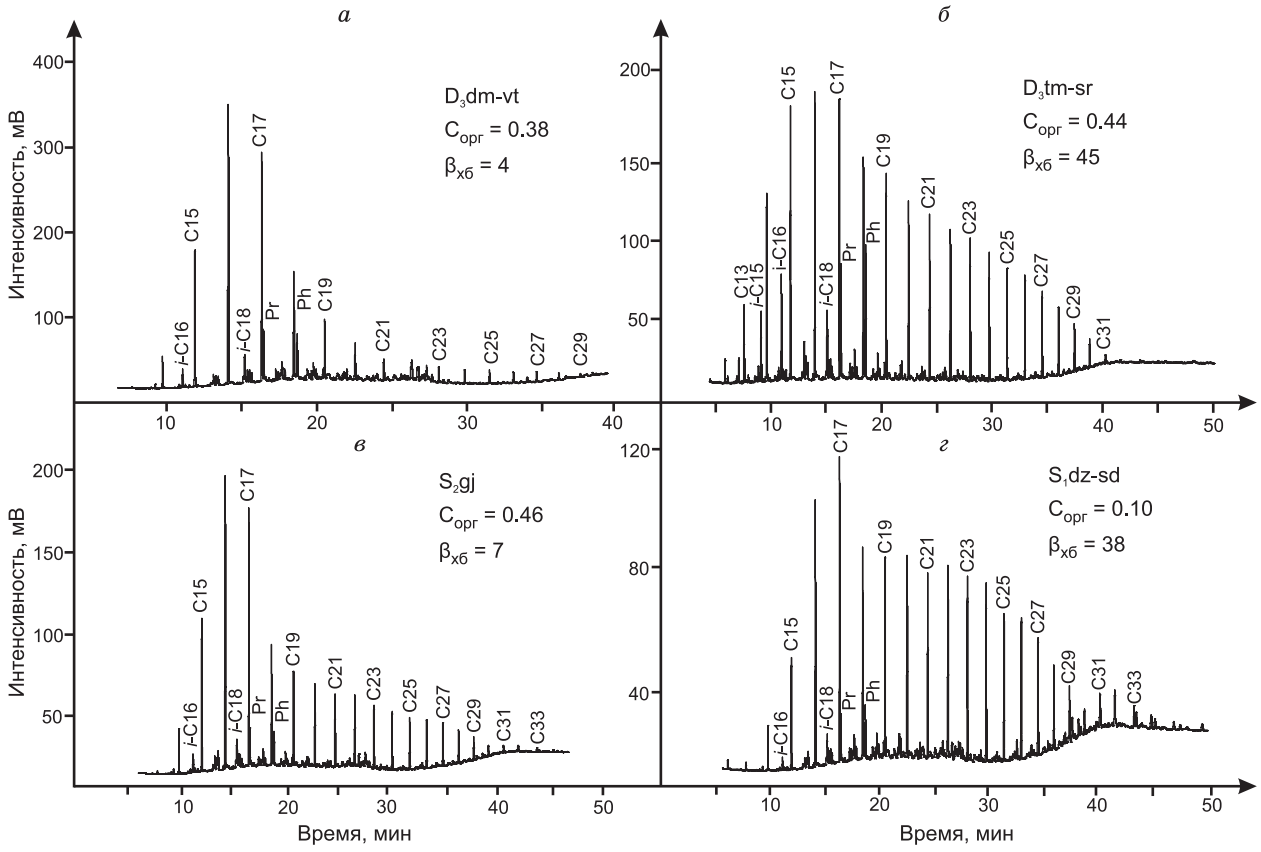


Рис. 7. Хроматограммы распределения *н*-алканов и изопреноидов в насыщенной фракции битумоидов.

а — обр. 4/2, 1213 м; *б* — обр. 6/2, 1308 м; *в* — обр. 11/2, 1692 м; *г* — обр. 13/1, 1867 м.

ми исследователями предлагается ряд формул [Hartkopf-Fröder et al., 2015]. При пересчете полученных значений *RB* нами использовалась формула $RV_{eq} = 0.668 \cdot RB + 0.40$ [Jacob, 1985].

Замеры показателя отражения были проведены по битуминиту, который имеет однородные и выдержанные участки и встречается повсеместно в породе. Полученные значения отражательной способности *RB* составляют в верхнедевонских отложениях — 0.35—0.63 %, в силурийских — 0.66 %. В пересчете на «эквивалент витринита» — 0.63—0.82 % и 0.84 % соответственно (см. рис. 9). Полученные значения RV_{eq} в диапазоне 0.63—0.84 % соответствуют градациям катагенеза конца $МК_1$—$МК_2$, что указывает на начало—середину главной зоны нефтеобразования. В верхнеордовикских отложениях ОВ, вероятно, является более преобразованным (до $МК_3$) по наличию косвенных признаков, таких как истощенность вещества (сжатые, мелкие включения) (см. рис. 5, *и*), отсутствие люминесценции (как ОВ, так и битумов) и ореольных битуминозных структур.

Катагенетическая преобразованность ОВ по данным пиролиза Rock-Eval оценивалась по величине температуры максимального выхода УВ (T_{max}) и индекса продуктивности (PI). Значения T_{max} и PI в основном составляют 430—443 °С и 0.08—0.21 (см.

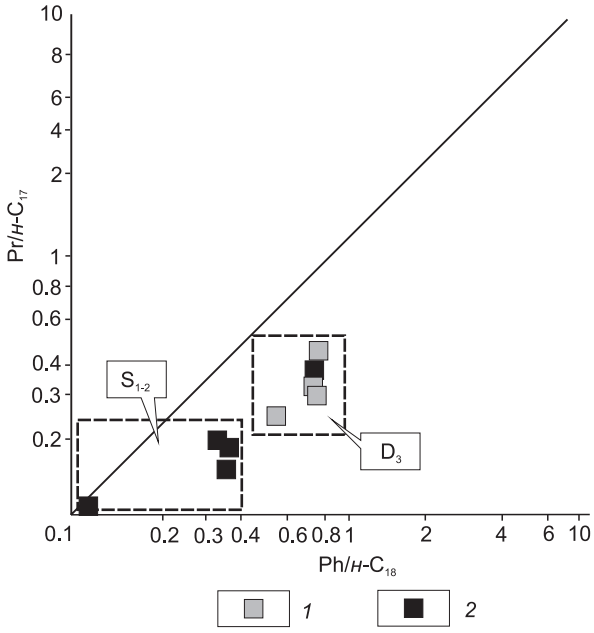


Рис. 8. Распределение битумоидов верхнедевонских (*1*) и силурийских (*2*) отложений на диаграмме Кеннона—Кассоу.

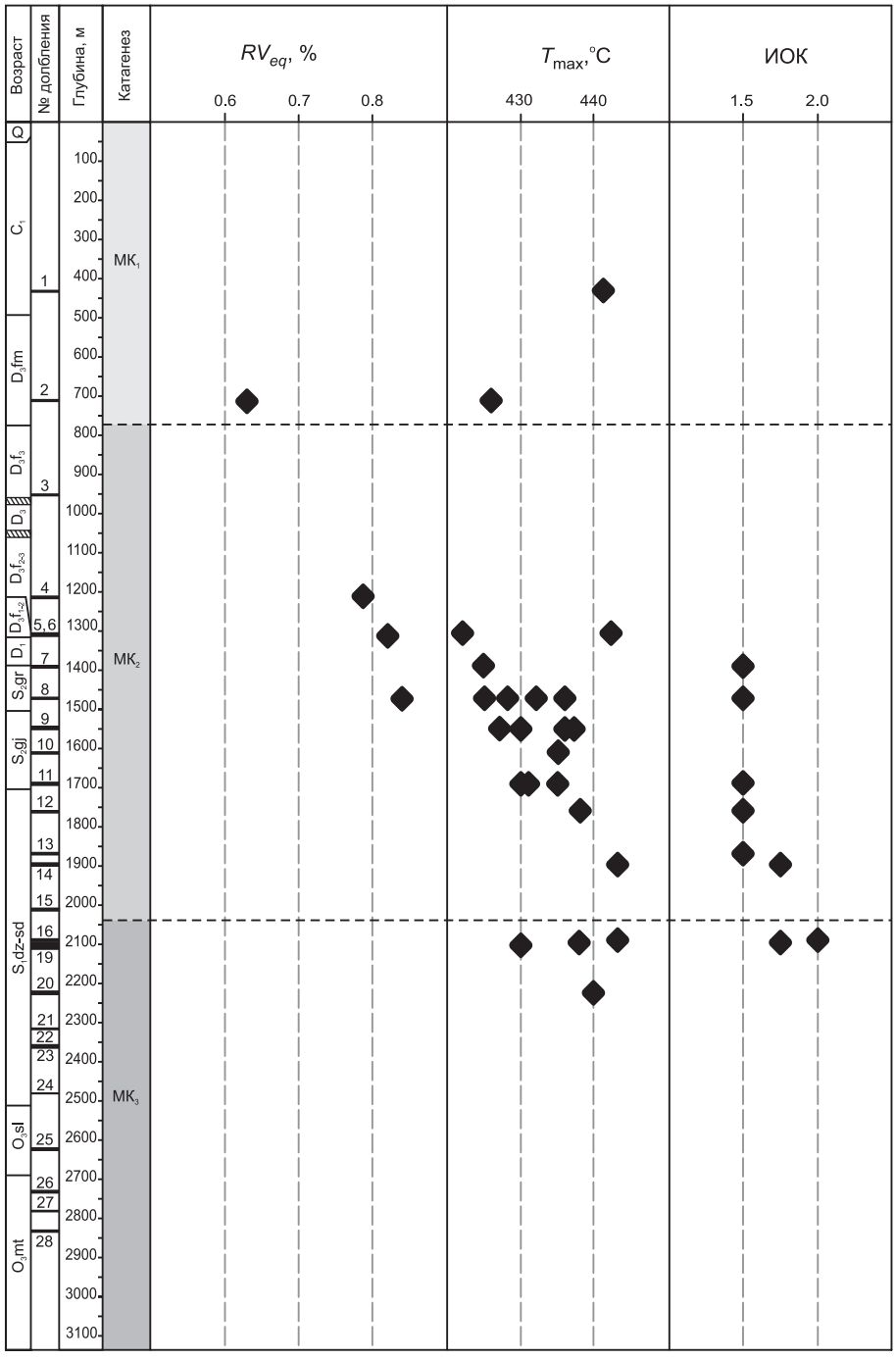


Рис. 9. Катагенетическая преобразованность ОВ по данным показателя отражения (RV_{eq}), пиролиза Rock-Eval и индекса окраски конодонтов в скв. Воргамусюрская-1.

табл. 1, рис. 9) соответственно, отражающих зрелость ОВ в пределах главной зоны нефтегенерации [Espitalie, 1986]. На фоне общей тенденции увеличения параметра T_{max} вниз по разрезу присутствуют отскоки с низкими значениями 395—430 °С (см. табл. 1). Это связывается как с присутствием в породах миграционных битумов, так и низкими значениями пика S_2 (< 0.2 мг УВ/г породы), которые могут существенно исказить значение T_{max} [Peters, 1986].

Изменение цвета конодонтовых элементов под воздействием термальных процессов при погружении осадочных толщ используется в качестве приблизительной оценки катагенетической преобразованности. Полученные определения ИОК составляют 1.5—2.0 (см. рис. 9), что указывает на интенсивность

прогрева вмещающих толщ до 140 °С [Epstein et al., 1977]. Данный уровень термального воздействия отвечает условиям катагенеза на градациях $МК_1$—$МК_2$ [Аммосов и др., 1987].

Согласно совокупности полученных данных (RV_{eq}, T_{max}, ИОК), можно представить катагенетическую зональность осадочного разреза скважины (см. рис. 9). ОВ нижнекаменноугольных и фаменских отложений находится на градации $МК_1$. В стратиграфическом интервале от франских до верхней части нижнесилурийских отложений ОВ преобразовано до градации $МК_2$. Катагенетическая зрелость ОВ нижней части нижнего силура и верхнего ордовика достигла уровня градации $МК_3$.

С учетом определенного уровня катагенетического преобразования ОВ и остаточных значений $S_1 + S_2$ (см. рис. 4), обогащенные ОВ НГМ породы верхнесилурийских (S_2gj) и верхнедевонских (D_3tm-sr) отложений могут рассматриваться как изначально обладающие средним генетическим потенциалом.

Как говорилось во Введении, оценка катагенетической преобразованности ОВ палеозойских отложений гряды Чернышева различными исследователями существенно отличается. По данным одних авторов [Баженова и др., 2008; Карасев и др., 2019], катагенез ОВ на уровне $МК_2$—$МК_3$ характерен для девонско-каменноугольной части разреза и $МК_{3–4}$—АК для верхнеордовикско-силурийских отложений. Другая группа исследователей [Клименко, Анищенко, 2008, 2010; Данилов, 2017; Санникова и др., 2017] приводит оценки зрелости ОВ на уровне $МК_1$—$МК_{1–2}$ для верхнедевонских, $МК_2$—$МК_{2–3}$ для нижнедевонско-верхнесилурийских и $МК_{2–3}$ для нижнесилурийско-верхнеордовикских отложений. Полученные нами данные свидетельствуют о менее жестких катагенетических условиях преобразованности ОВ, чем приводится в работах [Баженова и др., 2008; Карасев и др., 2019], и приближенности к оценкам [Клименко, Анищенко, 2008, 2010; Данилов, 2017; Санникова и др., 2017].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенными исследованиями материалов скв. Воргамусюрская-1 получены новые данные по распределению и оценке УВ потенциала НГМ пород, состава и катагенетической преобразованности ОВ палеозойских отложений гряды Чернышева.

В изученном разрезе определены стратиграфические интервалы, содержащие обогащенные ОВ НГМ породы с повышенными значениями генетического потенциала, которые приурочены к глинисто-карбонатным отложениям тиманско-саргаевского горизонта верхнего девона и гердъюского надгоризонта силура, а также глинисто-сульфатно-карбонатным отложениям малотавротинского горизонта верхнего ордовика. В НГМ породах всех стратиграфических уровней присутствуют микрокомпоненты ОВ только морского генезиса (битуминит и продукты его преобразования, биокласты), формирующие кероген II типа.

Полученные данные RV_{eq}, T_{max}, ИОК указывают, что весь палеозойский разрез, вскрытый скважиной, находится в главной зоне нефтеобразования ($МК_1$—$МК_3$). В отличие от предыдущих работ [Баженова и др., 2008; Клименко, Анищенко, 2008, 2010; Данилов, 2017; Санникова и др., 2017; Карасев и др., 2019], полученные нами новые данные позволили уточнить катагенетическую зональность осадочного разреза гряды Чернышева. Катагенез ОВ нижнекаменноугольных и фаменских отложений соответствует градации $МК_1$. Стратиграфический интервал от франских до верхней части нижнесилурийских отложений находится на градации $МК_2$. Катагенетическая преобразованность ОВ верхнеордовикских и нижней части нижнего силура достигла уровня градации $МК_3$. Кроме того, полученные замеры показателей отражения RV_{eq}, будут являться фактической основой для калибровки результатов бассейнового моделирования, что позволит повысить достоверность реконструкций процессов нефтегазообразования на гряде Чернышева.

Авторы благодарят коллег из Института геологии им. академика Н.П. Юшкина ФИЦ Коми НЦ УрО РАН (г. Сыктывкар) за проведение аналитических работ, а также М.В. Дахнову (ВНИГНИ, г. Москва) за выполнение пиролиза Rock-Eval. Особую благодарность за возможность проведения углепетрографических исследований и ценные консультации выражаем Н.В. Прониной (МГУ им. М.В. Ломоносова, г. Москва).

ЛИТЕРАТУРА

Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П., Еремин И.В., Прянишников В.К., Степанов Ю.В. Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых. М., Наука, 1987, 333 с.

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

Белонин М.Д., Прищепа 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.

Богданов Б.П., Ростовщиков В.Б., Недилюк Л.П., Маракова И.А., Сенин С.В. Тектонические и геохимические предпосылки нефтегазоносности гряды Чернышева // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2016, т. 11, № 2, http://www.ngtp.ru/rub/4/18_2016.pdf.

Бурдельная Н.С., Бушнев Д.А., Плотицын А.Н., Груздев Д.А. Органическая геохимия франских отложений северной части гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2018, т. 13, № 4, http://www.ngtp.ru/rub/2018/37_2018.html.

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

Гмид Л. П., Белоновская Л.Г., Шибина Т.Д., Окнова Н.С., Ивановская А.В. Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов / Ред. А.М. Жарков. СПб, ВНИГРИ, 2009, 160 с.

Грунис Е.Б., Богданов Б.П., Гагарин С.В., Давыденко Б.И. Перспективы нефтегазоносности сложнопостроенных тектонических элементов Тимано-Печорской провинции на примере гряды Чернышева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2001, № 11, с. 28—33.

Грунис Е.Б., Ростовщиков В.Б., Давыденко Б.И. Перспективы нефтегазоносности шовных зон северного сегмента Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа, 2021, № 1, с. 41—56.

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

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

Карасев П.С., Надежкин Д.В., Попова Т.В., Скачек Д.К., Колосков В.Н., Фатеев В.С. Влияние складчато-надвиговых дислокаций на процессы нефтегазогенерации в северном сегменте Предуральского краевого прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2019, т. 14, № 3, с. 1—24, http://www.ngtp.ru/rub/2019/27_2019.html.

Клименко С.С., Анищенко Л.А. Геологические и геохимические аспекты нефтегазоносности гряды Чернышева // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. Материалы Международной научно-практической конференции. СПб, ВНИГРИ, 2008, с. 166—174.

Клименко С.С., Анищенко Л.А. Особенности нафтидогенеза в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне // Изв. Коми НЦ УрО РАН, 2010, № 2, с. 61—69.

Котик И.С., Котик О.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.

Котик И.С., Даньщикова И.И., Котик О.С., Валяева О.В., Можегова С.В., Соколова Л.В. Литолого-геохимическая характеристика силурийских отложений Тальбейского блока гряды Чернышева // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2016, № 11, с. 15—22.

Котик И.С., Валяева О.В., Бушнев Д.А., Журавлев А.В. Геохимия органического вещества доманиковых отложений разреза р. Пымвашор, гряда Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) // Вестник ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2019, № 9, с. 10—16.

Никонов Н.И. Складчато-надвиговые зоны нефтегазонакопления Тимано-Печорской провинции и проблемы их освоения // Недропользование XXI век, 2013, № 4, № 41, с. 46—50.

Прищепа О.М., Баженова Т.К., Богацкий В.И. Нефтегазоносные системы Тимано-Печорского осадочного бассейна (включая акваториальную печороморскую часть) // Геология и геофизика, 2011а, т. 52 (8), с. 1129—1150.

Прищепа О.М., Богацкий В.И., Макаревич В.Н., Чумакова О.В., Никонов Н.И., Куранов А.В., Богданов М.М. Новые представления о тектоническом и нефтегазогеологическом районировании Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2011б, т. 6, № 4, с. 1—34, http://www.ngtp.ru/rub/4/40_2011.pdf.

Пронина Н.В., Вайтехович А.П. Прямые признаки нефтеобразования в породах баженовской свиты // Георесурсы, 2021, т. 23, № 2, с. 152—157.

Санникова И.А., Большакова М.А., Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Суслова 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. Спецвыпуск, 2017, с. 65—79.

Соборнов К.О. Структура складчатых поясов и перспектива открытия крупных месторождений в складчатом Предуралье // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2015, т. 10, № 1, http://www.ngtp.ru/rub/4/6_2015.pdf.

Соборнов К.О. Ресурсный потенциал гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) в контексте новых данных о строении и продуктивности соленосных надвиговых поясов // Георесурсы, 2022, т. 24, № 1, с. 36—50.

Соборнов К.О., Данилов В.Н. Строение и перспективы нефтегазоносности гряды Чернышева (Тимано-Печорский бассейн) // Геология нефти и газа, 2014, № 5, с. 11—18.

Сотникова А.Г., Лукова С.А. Перспективы нефтегазоносности объектов складчато-надвигового генезиса северного сегмента Предуральского краевого прогиба // Геология нефти и газа, 2021, № 1, с. 89—102.

Тимонин Н.И. Тектоника гряды Чернышева. Л., Наука, 1975, 130 с.

Юдин В.В. Орогенез севера Урала и Пай-Хоя. Екатеринбург, Наука, 1994, 284 с.

Al-Hajeri M.M., Al-Saeed M., Derks J., Fuchs T., Hantschel T., Kauerauf A., Neumaier M., Schenk O., Swientek O., Tessen N., Welte D., Wygrala B., Kornpihl D., Peters K. Basin and petroleum system modeling // Oilfeld Rev., 2009, v. 21 (2), p. 14—29

Biteau J., Blaizot M., Janodet D., de Clarens Ph. Recent emerging paradigms in hydrocarbon exploration // First Break, 2014, v. 32, p. 49—58.

Epstein A.G., Epstein J.B., Harris L.D. Conodont color alteration — an index to organic metamorphism. United States Geological Survey Professional Paper 995, 1977, 27 p.

Espitalie J. Use of T_{max} as a maturation index for different types of organic matter. Comparison with vitrinite reflectance // Thermal Modeling in Sedimentary Basins / Ed. J. Burrus. Paris, Editions Technip, 1986, p. 475—496.

Hackley P.C., Cardott B.J. Application of organic prtrography in North American shale petroleum systems: a review // Int. J. Coal Geol., 2016, v. 163, p. 8—51.

Hackley P.C., Valentine B.J., Hatcherian J.J. On the petrographic distinction of bituminite from solid bitumen in immature to early mature source rocks // Int. J. Coal Geol., 2018, v. 196, p. 232—245.

Hackley P.C., Araujo C.V., Borrego A.G., Bouzinos A., Cardott B.J., Carvajal-Ortizf H., Rocio López Celyg M., Chabalalah V., Crosdalei P.J., Demchukj T.D., Eblek C.F., Flores D., Furmann A., Gentzis T., Gonçalves P.A., Guvad C., Hámor-Vidó M., Jelonek I., Zapataag J.E.J. Testing reproducibility of vitrinite and solid bitumen reflectance measurements in North American unconventional source-rock reservoir petroleum systems // Mar. Pet. Geol., 2020, v. 114, p. 1—17.

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. Disperse solid bitumens as an indicator for migration and maturity in prospecting for oil and gas // Erdol und Kuhle, 1985, v. 38, p. 365—366.

Landis C.R., Castaño J.R. Maturation and bulk chemical properties of a suite of solid hydrocarbons // Org. Geochem., 1994, v. 22, p. 137—149.

Luo Q.Y., Zhong N., Qin J., Li K., Zhang Y.Q., Wang Y.N., Ma L. Thucholite in Mesoproterozoic shales from northern north China: Occurrence and indication for thermal maturity // Int. J. Coal Geol., 2014, v. 125, p. 1—9.

Mastalerz M., Drobniak A., Stankiewicz A.B. Origin, properties and implications of solid bitumen in source-rock reservoirs: a review // Int. J. Coal Geol., 2018, v. 195, p. 14—36.

Peters K.E. Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis // AAPG Bull., 1986, v. 70 (3), p. 318—329.

Petersen H.I., Schovsbo N.H., Nielsen A.T. Reflectance measurements of zooclasts and solid bitumen in Lower Paleozoic shales, southern Scandinavia: Correlation to vitrinite reflectance // Int. J. Coal Geol., 2013, v. 114, p. 1—18.

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.

Sanei H., Haeri-Ardakani O., Wood J.M., Curtis M.E. Effects of nanoporosity and surface imperfections on solid bitumen reflectance (BRo) measurements in unconventional reservoirs // Int. J. Coal Geol., 2015, v. 138, p. 95—102.

Suárez-Ruiz I., Flores D., Filho J.G.M., Hackley P.C. Review and update of the applications of organic petrology: part 1, geological applications // Int. J. Coal Geol., 2012a, v. 99, p. 54—112.

Suárez-Ruiz I., Flores D., Filho J.G.M., Hackley P.C. Review and update of the applications of organic petrology: part 2, geological and multidisciplinary applications // Int. J. Coal Geol., 2012b, v. 98, p. 73—94.

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