

УДК 622.276.72(470.53)

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2019

ИЗУЧЕНИЕ ЛЮМИНЕСЦЕНТНО-БИТУМИНОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ОТЛОЖЕНИЙ ДОМАНИКОВОГО ТИПА НА ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

А.В. Разницын, О.А. Мелкишев

Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, Россия, г. Пермь, Комсомольский пр., 29)

THE STUDY OF LUMINESCENT-BITUMEN CHARACTERISTICS OF ORGANIC SUBSTANCES OF DOMANIK TYPE DEPOSITS IN THE PERM REGION

Aleksandr V. Raznitsyn, Oleg A. Melkishev

Perm National Research Polytechnic University (29, Komsomolskiy ave., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 11.07.2018. Принята / Accepted: 14.01.2019. Опубликовано / Published: 29.03.2019

Ключевые слова:

люминесцентно-битуминологический анализ, отложения доманикового типа, органическое вещество, битумоидный коэффициент, содержание органического углерода, доманиковый горизонт, статистические характеристики, нефтематеринские отложения, генерационный потенциал, график Успенского – Вассоевича, аллохтонные битумоиды, геофизические исследования скважин (ГИС), автохтонные битумоиды, коэффициент корреляции, многомерные статистические модели.

Key words:

luminescent-bitumen analysis, domanik type deposits, organic matter, bitumoid ratio, organic carbon content, domanian horizon, statistical characteristics, source deposits, generation potential, Uspensky-Vassoevich graph, allochthonous bitumen, GIS, autochthonous bitumens, correlation coefficient, multivariate statistical models.

Сокращение ресурсной базы нефти и газа в старых нефтегазодобывающих районах, к числу которых относится и Пермский край, приводит к необходимости детального изучения процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. Успешное прогнозирование нефтегазоносности невозможно без изучения геохимических свойств нефтегазоматеринских отложений. Определение содержания рассеянного органического вещества в породе, степени битуминозности пород, компонентного состава органического вещества позволяет оценивать генерационный потенциал отложений и использовать его для прогноза нефтегазоносности территории.

На территории Пермского края к нефтегазоматеринским относятся отложения доманикового типа, которые считаются основным источником углеводородов для нефтегазоносных комплексов Пермского края.

К отложениям доманикового типа (формации) относятся саргаевский и доманиковый горизонты среднефранского подъяруса, мандымский горизонт и верхняя нерасчлененная толща верхнефранского подъяруса, а также фаменский и турнейский ярусы. Данные отложения связаны с развитием Камско-Кинельской системы прогибов.

В статье выполнены статистический анализ химико-битуминологических характеристик отложений доманикового типа, рассмотрены зависимости между данными геофизических исследований скважин (ГИС) и результатами люминесцентно-битуминологических исследований, построены многомерные статистические модели прогноза содержания органического углерода по данным ГИС, построены карты содержания органического углерода по полученным моделям.

В результате проведенных исследований было установлено, что в пределах всей толщи очень хорошими нефтематеринскими свойствами обладают отложения доманикового времени. Благодаря применению многомерных статистических моделей и построению карт содержания органического углерода было выявлено, что повышенные концентрации органического вещества в доманиковом горизонте наблюдаются в северо-восточной, центральной и южной частях Пермского края.

The reduction of the oil and gas resource base in the old producing areas, including the Perm region, leads to the need for a detailed study of the processes of hydrocarbons generation, migration and accumulation. Successful prediction of petroleum potential is impossible without studying the geochemical properties of oil and gas source rocks. Determination of the content of dispersed organic matter in the rock, the degree of bituminousness of the rocks, the composition of the organic matter allow us to estimate the generation potential of the sediments and use it to assess the oil and gas content of the territory.

On the territory of the Perm region the Domanik type deposits are the main source of hydrocarbons for the oil and gas fields.

The deposits of the Domanik type include the Sargayevsky and Domanik horizons of the Middle Frasnian substage, the Mendym horizon and the upper undifferentiated stratum of the Upper Frasnian substage, also the Famennian and Tournaisian layers. These deposits are associated with the development of the Kama-Kinel system of deflections (KKSD).

The article contains a statistical analysis of the chemical and bitumen characteristics of the Domanik type sediments, the relationships between well log data and the results of luminescent bitumen research are considered, multidimensional statistical models for predicting organic carbon content based on GIS data are built, organic carbon content maps for received models are created.

It was found that, within the entire strata, Domanic sediments have very good oil source properties. By the multidimensional statistical modelling and the construction of maps of organic carbon, it was revealed that the highest concentrations of organic matter in the Domanik horizon are observed in the north-east, central and southern parts of the Perm Region.

Разницын Александр Вячеславович – аспирант кафедры нефтегазовых технологий (тел.: +007 342 219 84 11, e-mail: alexandrznitsyn@gmail.com).

Мелкишев Олег Александрович – кандидат технических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа (тел.: +007 342 219 84 11, e-mail: melkishev@pstu.ru). Контактное лицо для переписки.

Aleksandr V. Raznitsyn – PhD student at the Department of Oil and Gas Technologies (tel.: +007 342 219 84 11, e-mail: alexandrznitsyn@gmail.com).

Oleg A. Melkishev (Author ID in Scopus: 55531674700) – PhD, Associate Professor at the Department of Geology of Oil and Gas (tel.: +007 342 219 84 11, e-mail: melkishev@pstu.ru). The contact person for correspondence.

Введение

Геохимическая характеристика органического вещества является основой осадочно-миграционной теории нефтеобразования. Детальное изучение люминесцентно-битуминологических характеристик органического вещества (ОВ) позволило во многих нефтегазоносных районах, областях и провинциях уточнить генерационный потенциал нефтематеринских толщ, особенности миграции ОВ в нефтегазоносных комплексах и спрогнозировать залежи углеводородов [1–9]. Поэтому изучение данных характеристик для отложений доманикового типа Пермского края играет немаловажную роль.

Отложения доманикового типа связаны с развитием Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Накопление осадков происходило с саргаевского по раннетурнейское время включительно. К отложениям доманикового типа (формации) относятся саргаевский и доманиковый горизонты среднефранского подъяруса, мендымский горизонт и верхняя нерасчлененная толща верхнефранского подъяруса, а также фаменский и турнейский ярусы.

В общем виде доманиковые отложения представлены битуминозными глинистыми темно-серыми, почти черными известняками, переслаивающимися с мергелями того же цвета, известково-глинисто-кремнистыми сланцами и кремнями [6–13].

С целью изучения геохимических особенностей доманиковых отложений были привлечены результаты люминесцентно-битуминологического анализа 313 образцов горных пород доманикоидной формации, отобранных из керна 88 скважин 75 разведочных площадей.

Основными геохимическими показателями, определяемыми при химико-битуминологических исследованиях, являются содержание в породе рассеянного органического вещества (РОВ, %), органического углерода ($C_{орг}$, %), нерастворимого остатка породы (НО, %), петролейно-эфирного битумоида ($B_{пэ}$, %),

хлороформенного битумоида ($B_{хф}$, %), спиртобензольного битумоида ($B_{сб}$, %), гуминовых кислот (Гк, %), а также битумоидный коэффициент (β , %) [14–20].

Статистический анализ химико-битуминологических показателей отложений доманикового типа

В табл. 1 представлены основные статистические характеристики [21–26] геохимических показателей отложений доманикового типа для разных тектонических элементов I порядка. По таблице видно, что наибольшее содержание органического углерода ($C_{орг} = 5,59\%$) и, следовательно, рассеянного органического вещества (РОВ = 7,08 %) наблюдается для территории Соликамской депрессии. Объяснением данного факта служит то, что данная территория в период развития ККСП в большей своей части располагалась в области депрессионных некомпенсированных впадин и прогибов, благоприятных для аккумуляции и консервации органического вещества. Значение битумоидного коэффициента ($\beta = 15,68\%$) при высоком содержании органического вещества ($C_{орг} = 5,59\%$) говорит о наличии миграционных битумоидов [17, 27]. Высокая концентрация хлороформенного битумоида ($B_{хф} = 1,06\%$), а также большое значение коэффициента нейтральности ($K_n = 3,44$) свидетельствуют о значительной восстановленности битумоидов и их нефтяном характере. Также стоит отметить высокий процент нерастворимого остатка породы (НО = 52,44 %), который является наибольшим среди рассматриваемых тектонических элементов. Если принять тот факт, что осадки накапливались в большей своей части в депрессионных зонах ККСП, то можно предположить, что в объеме нерастворимого остатка породы присутствует значительная доля пелитовой фракции обломочных пород (глинистые частицы). Наличие данной фракции благоприятствует адсорбции органического вещества на поверхности частиц и его сохранению.

Таблица 1

Основные статистические характеристики геохимических показателей отложений доманикового типа тектонических структур I порядка

Тектонический элемент	$C_{орг}$, %	РОВ, %	$B_{пз}$, 10^{-2} %	$B_{хб}$, 10^{-2} %	$B_{сб}$, 10^{-2} %	$\Gamma_{к}$, 10^{-2} %	НО, %	β , %	K_n ($B_{хб}/B_{сб}$)
Башкирский свод	$3,30 \pm 3,02$ 0,06–12,48	$4,15 \pm 3,84$ 0,06–16,60	$3,58 \pm 5,26$ 0,00–15,60	$141,63 \pm 205,43$ 0,00–500,00	$41,74 \pm 61,34$ 1,00–335,00	$0,24 \pm 0,28$ 0,00–1,00	$19,98 \pm 17,59$ 0,53–57,60	$39,46 \pm 34,23$ 0,34–100,00	$3,23 \pm 5,24$ 0,10–24,04
Бымско-Кунгурская моноклираль	$4,61 \pm 2,82$ 1,93–17,24	$5,60 \pm 3,33$ 2,28–20,34	$4,16 \pm 3,83$ 0,12–15,60	$140,50 \pm 146,04$ 3,00–500,00	$100,99 \pm 95,73$ 8,00–500,00	$0,10 \pm 0,28$ 0,00–11,80	$37,57 \pm 18,17$ 4,80–97,30	$26,63 \pm 24,02$ 0,83–100,00	$3,15 \pm 5,61$ 0,25–32,05
Верхнекамская впадина	$4,46 \pm 3,23$ 0,05–17,5	$5,92 \pm 4,46$ 0,05–23,28	$6,60 \pm 14,34$ 0,00–80,00	$94,32 \pm 140,70$ 0,00–500,00	$72,54 \pm 82,81$ 0,25–335,00	$0,82 \pm 2,15$ 0,00–11,80	$48,25 \pm 33,01$ 6,26–98,40	$19,84 \pm 25,38$ 0,34–100,00	$1,44 \pm 2,27$ 0,19–8,00
Висимская моноклираль	$5,26 \pm 6,56$ 0,05–24,33	$6,95 \pm 8,73$ 0,05–32,36	$1,64 \pm 2,23$ 0,01–8,00	$49,32 \pm 75,75$ 1,00–250,00	$16,56 \pm 8,34$ 2,00–31,30	$1,01 \pm 2,34$ 0,00–8,00	$51,70 \pm 35,00$ 0,51–98,72	$11,81 \pm 14,00$ 0,48–44,44	$2,32 \pm 2,97$ 0,17–10,64
Передовые складки Урала	$4,07 \pm 3,39$ 1,62–16,19	$5,27 \pm 4,29$ 1,92–20,24	$0,25 \pm 0,22$ 0,01–0,50	$15,01 \pm 28,08$ 0,12–125,00	$11,39 \pm 8,98$ 0,25–31,30	$0,27 \pm 0,42$ 0,00–1,00	$50,34 \pm 21,76$ 15,95–89,53	$5,23 \pm 14,95$ 0,04–4,99	$1,41 \pm 1,06$ 0,48–3,99
Соликамская депрессия	$5,59 \pm 6,38$ 1,08–46,14	$7,08 \pm 7,98$ 1,17–57,68	$2,20 \pm 3,87$ 0,00–20,00	$105,64 \pm 171,22$ 1,00–500,00	$41,61 \pm 47,96$ 2,00–214,00	$2,52 \pm 6,13$ 0,00–3,13	$52,44 \pm 32,51$ 3,46–99,62	$15,68 \pm 24,78$ 0,26–94,58	$3,44 \pm 6,20$ 0,19–32,05

Примечание: здесь и в табл. 2 в числителе – среднее арифметическое значение \pm среднее квадратическое отклонение; в знаменателе – размах значений (min – max).

Наименьшее содержание органического углерода ($C_{орг} = 3,30$ %) и, следовательно, рассеянного органического вещества (РОВ = 4,15 %) наблюдается для территории Башкирского свода. С саргаевского времени по турнейский век включительно на данной территории преобладали фациальные условия мелководного шельфа и платформенных лагун. Большое значение битумоидного коэффициента ($\beta = 39,46$ %) подтверждает высокую долю эпигенетических битумоидов [17, 18]. Высокая концентрация хлороформенного битумоида ($B_{хб} = 1,42$ %), а также большое значение коэффициента нейтральности ($K_n = 3,23$) свидетельствуют о значительной восстановленности битумоидов и их нефтяном характере. Также стоит отметить низкий процент нерастворимого остатка породы (НО = 19,98 %), который является наименьшим среди рассматриваемых тектонических элементов.

Для определения автохтонности и аллохтонности битумоидов применяют закономерность (график) Успенского – Вассоевича. На рис. 1 отображено корреляционное поле между показателями β и $C_{орг}$. Большая часть исследуемых образцов пород доманиковых отложений на территории Пермского края характеризуется содержанием аллохтонных битумоидов.

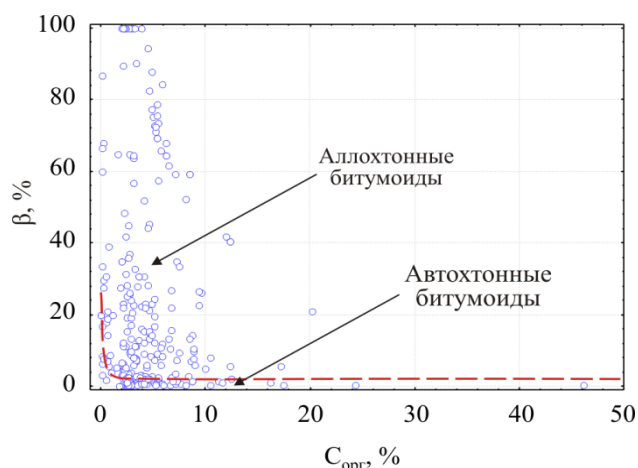


Рис. 1. Корреляционное поле между показателями β и $C_{орг}$ (для отложений доманикового типа в целом). Пунктирная линия разделяет аллохтонные и автохтонные битумоиды [12]

В табл. 2 приведены основные статистические характеристики геохимических показателей изучаемых отложений.

Проведенный анализ показывает, что среди всех изучаемых отложений доманикового типа доманиковый горизонт характеризуется максимальными средними значениями практически по всем геохимическим показателям: $C_{орг} = 5,66$ %, $B_{пз} = 0,06$ %, $B_{хб} = 2,11$ %, $B_{сб} = 1,13$ %, $\beta = 33,68$ %, РОВ = 7,11 %. По классификации К.Ф. Родионовой доманиковый горизонт относится к категории очень хороших нефтематеринских пород [28].

Таблица 2

Основные статистические характеристики геохимических показателей саргаевского, доманиковского и мендымского горизонтов, нерасчлененной толщи верхнефранского подъяруса, фаменского и турнейского ярусов

Стратиграфическое подразделение	C _{орг} , %	НО, %	Б _{пз} , %	Б _{хб} , %	Б _{сб} , %	Гк, 10 ⁻² %	β, %	K _н (Б _{хб} /Б _{сб})	РОВ, %
C _{1t}	3,38 ± 3,05 0,05–17,50	48,64 ± 35,38 0,53–99,50	0,02 ± 0,04 0,00–0,24	0,24 ± 0,65 0,00–5,00	0,25 ± 0,38 0,00–2,14	0,95 ± 2,36 0,00–15,60	11,84 ± 19,92 0,26–86,87	1,30 ± 3,66 0,17–30,83	4,52 ± 4,06 0,05–23,28
D _{3fm}	4,68 ± 7,24 0,05–46,14	46,76 ± 33,39 0,51–99,62	0,02 ± 0,03 0,00–0,16	0,58 ± 1,22 0,01–5,00	0,20 ± 0,25 0,02–1,48	1,52 ± 5,42 0,00–31,30	17,57 ± 24,72 0,41–100,00	2,65 ± 5,41 0,13–32,05	6,03 ± 9,29 0,05–57,68
D _{3f3}	3,29 ± 2,50 0,29–12,48	32,41 ± 20,34 3,02–8 4,39	0,01 ± 0,01 0,00–0,05	0,35 ± 1,03 0,00–5,00	0,25 ± 0,28 0,00–0,83	0,51 ± 1,69 0,00–8,00	10,06 ± 18,27 0,00–78,76	1,56 ± 4,42 0,00–21,28	4,49 ± 3,40 0,29–16,60
D _{3mn}	3,63 ± 2,15 0,57–9,92	29,68 ± 20,40 5,35–97,3	0,03 ± 0,08 0,00–0,31	1,19 ± 1,77 0,00–5,00	0,54 ± 0,42 0,00–1,48	0,59 ± 0,13 0,00–11,80	28,38 ± 34,20 0,00–100,00	3,39 ± 6,60 0,25–32,05	4,63 ± 2,68 0,57–12,40
D _{3dm}	5,66 ± 3,22 0,51–20,25	38,21 ± 20,52 4,41–95,68	0,06 ± 0,10 0,00–0,80	2,11 ± 1,88 0,00–5,00	1,13 ± 1,03 0,04–5,00	0,20 ± 0,51 0,00–4,00	33,68 ± 28,44 0,33–100,00	3,93 ± 5,38 0,25–24,04	7,11 ± 3,78 0,51–23,90
D _{3sr}	4,90 ± 3,61 0,44–16,19	43,07 ± 29,05 7,71–98,95	0,06 ± 0,06 0,00–0,16	2,08 ± 2,19 0,01–5,00	0,70 ± 1,12 0,06–5,00	0,72 ± 2,55 0,00–11,80	31,79 ± 36,10 0,55–100,00	4,71 ± 5,53 0,13–15,97	6,50 ± 4,79 0,44–20,24

Определение статистических связей между данными ГИС и результатами битуминологических исследований отложений доманиковского типа

В данной работе результаты люминесцентно-битуминологического анализа доманиковых отложений сопоставлялись с данными геофизических методов исследования скважин (ГИС) по следующим методам:

- гамма-каротаж (ГК);
- нейтронный гамма-каротаж (НГК);
- плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГКП);
- нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам (НКТб – большой зонд и НКТм – малый зонд);
- акустический каротаж (АК).

Возможность применения методов ГИС для оценки содержания органического углерода приведена в работах [29–38].

Для приведения кривых ГИС к общему виду и исключения влияния единиц измерения, различных дат проведения исследований и разных скважинных приборов данные ГИС предварительно были стандартизованы по следующей формуле:

$$x_{ст} = (x_i - x_{ср. знач}) / x_{ско},$$

где $x_{ст}$ – стандартизованное значение показателя метода ГИС; x_i – i -е показание метода ГИС; $x_{ср. знач}$ – среднее

арифметическое значение показаний метода ГИС по всей доманикоидной формации; $x_{ско}$ – среднеквадратическое отклонение показаний метода ГИС для всей доманикоидной формации.

Применение данной формулы позволяет сократить единицы измерения для каждого вида ГИС, так как один и тот же метод ГИС может обладать разными единицами измерения.

Отсутствующие кривые ГИС в некоторых скважинах рассчитывались с помощью регрессионного анализа [21, 25–26, 39].

С целью определения связей между геохимическими показателями и данными ГИС построена корреляционная матрица для доманиковых отложений в целом на территории Пермского края (табл. 3).

Таблица 3

Корреляционная матрица между данными ГИС и геохимическими показателями отложений доманиковского типа на территории Пермского края

Показатели	C _{орг} , %	НО, %	Б _{пз} , %	Б _{хб} , %	Б _{сб} , %	Гк, %	β, %	K _н (Б _{хб} /Б _{сб})	РОВ, %
ГК	0,31*	0,37*	0,47*	0,54*	0,52*	-0,13	0,29*	0,32*	0,42*
НГК	-0,25*	-0,23	-0,38*	-0,46*	-0,40*	0,06	-0,35*	-0,28*	-0,32*
НКТб	-0,45*	0,09	0,21	-0,23	0,10	-0,06	-0,32	-0,35	0,09
НКТм	-0,30*	0,07	0,33	-0,08	0,30	-0,08	-0,21	-0,31	0,08
ГГКП	-0,50*	0,08	-0,06	0,04	-0,12	-0,02	0,04	0,08	-0,06
ΔT _{сп}	0,41*	0,23	0,23*	0,38*	0,33*	-0,07	0,22	0,29*	0,23

Примечание: * – статистически значимые коэффициенты корреляции ($p < 0,05$).

Согласно табл. 3, 23 парных коэффициента корреляции из 54 являются статистически значимыми. Наиболее высокие коэффициенты корреляции установлены между следующими парами показателей: $B_{\text{хб}}$ и ГК ($r = 0,54$); $B_{\text{сб}}$ и ГК ($r = 0,52$); $C_{\text{орг}}$ и ГГКП ($r = -0,50$).

Построение многомерных статистических моделей прогноза содержания органического углерода ($C_{\text{орг}}$)

Так как содержание органического углерода в отложениях доманикового типа характеризуется экспоненциальным распределением, то значения $C_{\text{орг}}$ были прологарифмированы ($\ln(C_{\text{орг}})$).

В результате применения пошагового регрессионного анализа [40] были получены модели прогноза $\ln(C_{\text{орг}})$ для изучаемых отложений в целом, а также для доманикового горизонта соответственно:

$$\begin{aligned} \ln(C_{\text{орг}}) &= 0,62360 - 1,26968 \text{ НКТб} + \\ &+ 0,64468 \text{ НКТм} - 0,36478 \text{ ГГКП} - \\ &- 0,17218 \text{ ГК}, R^2 = 0,497, \\ &F(4,468) = 115,66, p < 10^{-5}; \\ \ln(C_{\text{орг}}) &= 0,94253 - 1,20507 \text{ НКТб} + \\ &+ 0,45769 \text{ НКТм} - 0,22918 \text{ ГГКП} - \\ &- 0,12646 \text{ ГК}, R^2 = 0,497, \\ &F(4,202) = 49,945, p < 10^{-5}. \end{aligned}$$

По приведенным многомерным моделям видно, что наибольшее влияние на прогноз $\ln(C_{\text{орг}})$ оказывают показания НКТб, характеризующие водородосодержание горных пород [16]. Пониженные значения НКТб указывают на наличие пустот в породе и возможность накопления в них органического вещества. Положительный угловой коэффициент при показаниях НКТм возникает за счет того, что данный метод вносит коррекцию в модель (измеряет свойства призабойной зоны пласта). Обратная связь между $C_{\text{орг}}$ и ГГКП объясняется тем, что при повышении плотности породы сокращается объем пустот и, следовательно, количество органического вещества. Наличие отрицательного углового коэффициента при ГК связано с тем, что отложения доманикового типа представлены

преимущественно карбонатами, в различной степени глинистыми и битуминозными.

По скважинным кривым ГИС, используя полученные модели, рассчитывались значения $\ln(C_{\text{орг}})$, которые приводились к истинным значениям $C_{\text{орг}}$, а затем производилось осреднение значений $C_{\text{орг}}$ по разрезу в скважине для построения карт.

Анализ изменения содержания органического углерода в отложениях доманикового времени на территории Пермского края

В результате применения многомерных моделей были построены карты содержания органического углерода для доманиковых отложений в целом (рис. 2, а) и доманикового горизонта (рис. 2, б). В качестве примера приведем описание карты содержания органического углерода в отложениях доманикового времени.

Анализ рис. 2, б показал, что отложения семилукского времени в большинстве своем относятся к категории доманикитов ($C_{\text{орг}} > 5\%$). Участки с повышенным содержанием органического углерода отмечаются: в юго-восточной и северо-восточной части Ракшинской седловины в Лысехинской скв. № 10 ($C_{\text{орг}} = 16,4\%$) и в Долгановской скв. № 1 ($C_{\text{орг}} = 16,35\%$) соответственно; в южной части Пермского свода в Осинской скв. № 1 ($C_{\text{орг}} = 14,63\%$), приуроченной к внешней прибортовой зоне ККСП; в северной и южной частях Бабкинской седловины в Туркинской скв. № 53 ($C_{\text{орг}} = 15,3\%$) и Качинской № 574 ($C_{\text{орг}} = 14,58\%$) соответственно, приуроченных к внутренней прибортовой зоне ККСП; в южной части Бымско-Кунгурской моноклинали в Дороховской скв. № 1 ($C_{\text{орг}} = 17,3\%$), приуроченной к внешней прибортовой зоне ККСП. На территории Башкирского свода высокие значения имеются в северной и восточной частях в Чайкинской скв. № 93 ($C_{\text{орг}} = 15,35\%$) и в Шуртанской № 152 ($C_{\text{орг}} = 17,93\%$) соответственно, приуроченных к внутренней прибортовой зоне ККСП, а также в западной части в Дубовогорской

сква. № 2 ($C_{орг} = 17,2\%$), приуроченной к внутренней прибортовой зоне ККСП.

Минимальное содержание органического углерода характерно: для северной и южной частей Верхнекамской впадины в Очерской скв. № 1 ($C_{орг} = 1,43\%$) и Кирилловской скв. № 101 ($C_{орг} = 1,46\%$) соответственно; для центральной части Ракшинской седловины в Гаринской скв. № 62 ($C_{орг} = 1,56\%$).

Карта среднего содержания органического углерода (см. рис. 2, а) в отложениях доманикового типа в целом (C_{1t-D_3sr}) характеризуется меньшей дифференциацией значений, при этом в трех скважинах получены локальные пики высокой концентрации $C_{орг}$ (на территории северной части Верхнекамской впадины, центральной части Бабкинской седловины и Соликамской депрессии).

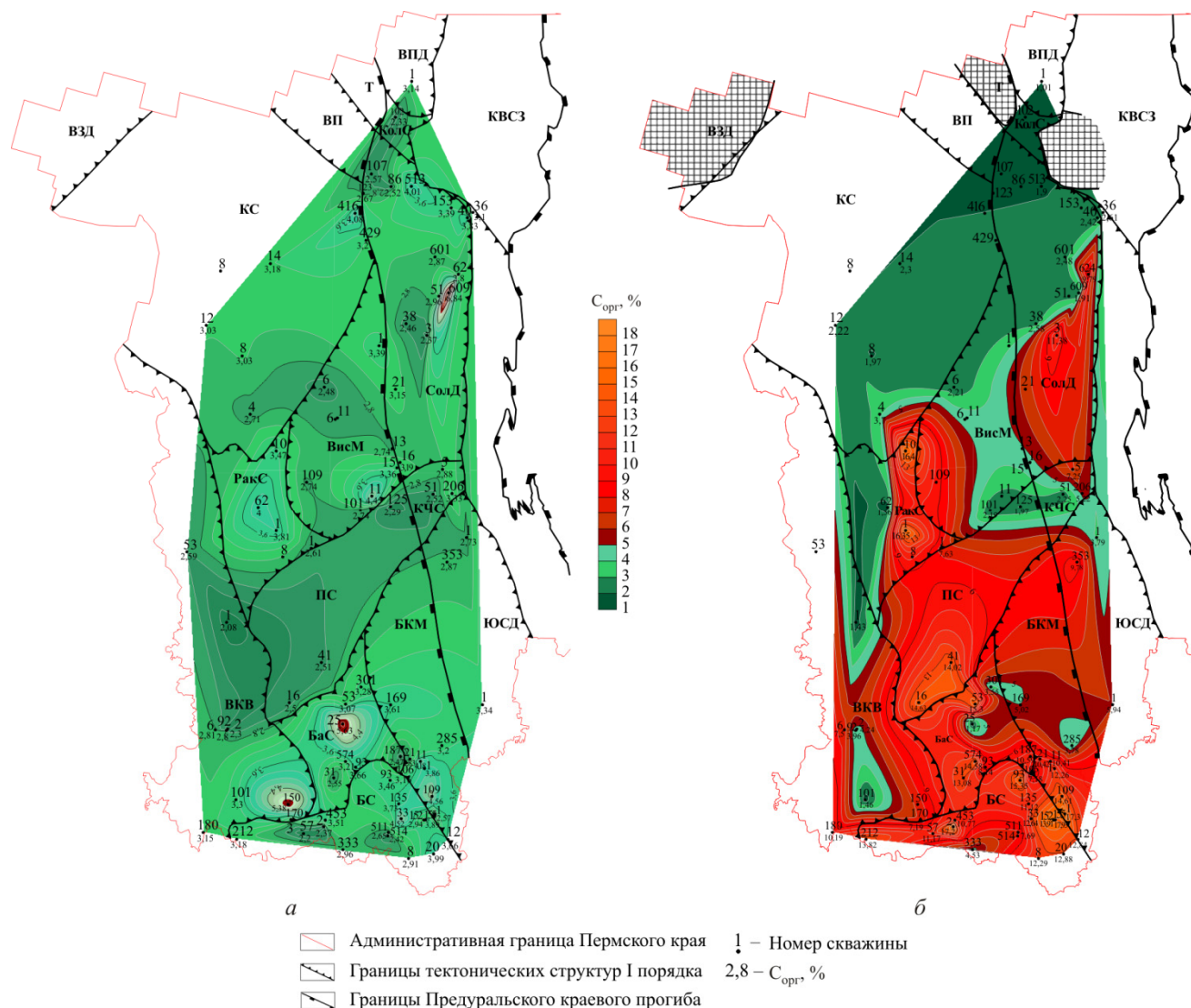


Рис. 2. Карта среднего содержания органического углерода ($C_{орг}$, %) в отложениях доманикового типа в целом (C_{1t-D_3sr}) (а) и семилюкского (доманикового) времени (D_3dm) (б) на территории Пермского края. Тектонические элементы: ВЗД – Вятская зона дислокаций; ВКВ – Верхнекамская впадина; Т – Тиманский кряж; ЦУП – Центрально-Уральское поднятие; ВП – Вычегодский прогиб; БС – Башкирский свод; ВисМ – Висимская мноклираль; ВПД – Верхнепечерская депрессия; ЮСД – Юрюзано-Сылвенская депрессия; КЧС – Косьюинско-Чусовская седловина; КолС – Колвинская седловина; СолД – Соликамская депрессия; КВСЗ – Кожимско-Вишерская структурная зона; ЯЧСЗ – Язьвенско-Чусовская структурная зона; КС – Камский свод; БаС – Бабкинская седловина; БКМ – Быско-Кунгурская моноклираль; ПС – Пермский свод; РаКС – Ракшинская седловина

Выводы

1. Установлено, что в пределах Пермского края наилучшие химико-битуминологические показатели в целом по отложениям доманикового типа характерны для территории Соликамской депрессии.

2. В отложениях доманикового типа наблюдается преобладание аллохтонных битумоидов над автохтонными.

3. В пределах всей толщи доманиковых отложений доманиковый горизонт характеризуется наилучшими геохимическими показателями и по классификации К.Ф. Родионовой относится к категории очень хороших нефтематеринских пород.

4. Построены многомерные статистические модели прогноза содержания органического углерода $C_{орг}$ в целом для отложений доманикового типа и отдельно для доманикового горизонта.

5. В результате применения многомерных моделей построены карты среднего содержания органического углерода по территории Пермского края с учетом данных ГИС.

Библиографический список

1. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти: пер. с англ. / пер. А.И. Конюхов, Г.В. Семерникова, В.В. Чернышева; под ред. Н.Б. Вассоевича, Р.Б. Сейфуль-Мулюкова. – М.: Мир, 1981. – 504 с.

2. Вассоевич Н.Б. Избранные труды. Геохимия органического вещества и происхождение нефти. – М.: Наука, 1986. – 368 с.

3. Галкин В.И., Кочнева О.Е. Геология и геохимия нефти и газа: учеб.-метод. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2012. – 173 с.

4. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края / ОАО «ВНИИОЭНГ». – М., 2010. – 335 с.

5. Неручев С.Г., Рогозина Е.К. Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа. – Л.: Недра, 1986. – 247 с.

6. Гаврилов В.П., Галушкин Ю.И. Геодинамический анализ нефтегазоносных бассейнов (бассейновое моделирование): учеб. для вузов. – М.: Недра, 2010. – 227 с.

7. Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. – 2 ed. – Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1984. – 699 p.

8. Hunt J.M. Petroleum geochemistry and geology. – 2 ed. – New York, 1996. – 743 p.

9. Peters K.E., Cassa M.R. Applied source-rock geochemistry // The Petroleum System-From Source to Trap / Eds. L.B. Magoon, W.G. Dow; American Association of Petroleum Geologists Memoir. – 1994. – Vol. 60. – P. 93–120.

10. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна / А.В. Ступакова, Н.П. Фадеева, Г.А. Калмыков, А.Х. Богомоллов, Т.А. Кирюхина, Н.И. Коробова, Т.А. Шарданова, А.А. Суслова, Р.С. Сауткин, Е.Н. Полудеткина, Е.В. Козлова, Д.В. Митронов, Ф.В. Коркоц // Георесурсы. – 2015. – № 2 (61). – С. 77–86. DOI: 10.18599/grs.61.2.7

11. Отложения доманикового типа – возможный источник нетрадиционных углеводородов для Пермского края: обзор, перспективы, рекомендации / М.А. Носов, В.И. Галкин, С.Н. Кривощёков, О.А. Мелкишев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 10. – С. 90–91.

12. Проведение комплексных геохимических исследований доманикитов верхнего девона с целью оценки перспектив добычи сланцевого газа и сланцевой нефти на территории Республики Татарстан: отчет о НИР / Казан. федер. ун-т, рук. Н.Ю. Ильин, исполн.: Н.Ю. Ильин [и др.]. – Казань, 2013. – 71 с.

13. Белоконь Т.В., Кутуков А.В. Условия нефтеобразования в верхнедевонских среднекаменноугольных карбонатных комплексах Волго-Вятского района // Геология нефти и газа. – 1984. – № 2. – С. 52–56.

14. Исаев В.П. Геохимия нефти и газа: курс лекций. – Иркутск: Изд-во Иркут. гос. ун-та, 2010. – 197 с.

15. Васильев В.В. Методы оценки качества нефтегазоматеринских пород: учеб. пособие. – Ухта: Ухтин. гос. техн. ун-т, 2012. – 56 с.
16. Баранова Т.Э., Ильина А.А., Фроловская В.Н. Руководство по методике люминесцентно-битуминологических исследований. – Ленинград: Недра, 1966. – 112 с.
17. Геология и геохимия нефти и газа: учеб. / О.К. Баженова, Ю.К. Бурлин, Б.А. Соколов, В.Е. Хаин; под ред. Б.А. Соколова. – М.: Изд-во Моск. гос. ун-та, 2000. – 384 с.
18. Козлова И.А., Галкин В.И., Ванцева И.В. К оценке перспектив нефтегазоносности Соликамской депрессии с помощью геолого-геохимических характеристик нефтегазоматеринских пород // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 7. – С. 20–23.
19. Неручев С.Г. Нефтематеринские свиты и миграция нефти. – Л.: Недра, 1969. – 201 с.
20. Charsky A., Herron S. Accurate, direct total organic carbon (TOC) log from a new advanced geochemical spectroscopy tool: comparison with conventional approaches for TOC estimation // Search and Discovery. – 2013. – July 31. – 17 p.
21. Девис Дж.С. Статистический анализ данных в геологии. – М.: Недра, 1990. – Кн. 1 и 2. – 426 с.
22. Орлов А.И. Прикладная статистика: учеб. – М.: Экзамен, 2006. – 672 с.
23. Кобзарь А.И. Прикладная математическая статистика: для инженеров и научных работников. – М.: Физматлит, 2012. – 816 с.
24. Справочник по математическим методам в геологии / Д.А. Родионов, Р.И. Коган, В.А. Голубева [и др.]. – М.: Недра, 1987. – 335 с.
25. Davis J.C. Statistics and data analysis in geology. – 3rd ed. – John Wiley & Sons, 2002. – 656 p.
26. Isaaks E.H., Srivastava R.M. An introduction to applied geostatistics. – Oxford: University Press, 1989. – 561 p.
27. Геология и геохимия нефти и газа / А.А. Бакиров, З.А. Табасаранский, М.В. Бордовская, А.К. Мальцева; под ред. А.А. Бакирова, З.А. Табасаранского. – М.: Недра, 1982. – 288 с.
28. Родионова К.Ф., Максимов С.П. Геохимия органического вещества и нефтематеринские породы фанерозоя. – М.: Недра, 1981. – 367 с.
29. Dewan J.T. Essentials of modern open-hole log interpretation. – PennWell Books, 1983. – 361 p.
30. Kang Chen, Jinchuan Zhang, Xuan Tang. Shale oil and gas well logging evaluation in liaohe depression // International Forum on Energy, Environment Science and Materials, 2015 International Forum on Energy, Environment Science and Materials. DOI: 10.2991/ifeesm-15.2015.37
31. Mahmood M.F., Ahmad Z., Ehsan M. Total organic carbon content and total porosity estimation in unconventional resource play using integrated approach through seismic inversion and well logs analysis within the Talhar Shale, Pakistan // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2018. – 52. – P. 13–24. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.01.016
32. TOC determination of Gadvan Formation in South Pars Gas field, using artificial intelligent systems and geochemical data / Mehdi Khoshnoodkia, Hassan Mohseni, Omeid Rahmani, Akbar Mohammadi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – Vol. 78, iss. 1. – P. 119–130. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.05.010
33. Results of combined investigations of domanic formation with continuous thermal core profiling / E.Y. Popov, Y.A. Popov, A.V. Gabova, E.M. Chekhonin, R.A. Romushkevich, M.Y. Spassenykh, V.P. Stenin, E.Y. Kozlova, S.V. Deliya, T.R. Shayakhmetov, K.A. Drandusov // Geomodel 2017 – 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development. – 2017. – September. DOI: 10.3997/2214-4609.201702291.
34. A workflow to evaluate mineralogy, porosity, TOC, and hydrocarbon volume in the Eagle Ford Shale / J. Quirein, G. Praznik, J. Galford, S. Chen, E. Murphy, J. Witkowsky // SPE Unconventional Resources

Conference and Exhibition-Asia Pacific, 11–13 November. – Brisbane, 2013. – P. 189–205. DOI: 10.2118/167012-MS

35. Methods of calculating total organic carbon from well logs and its application on rock's properties analysis [Электронный ресурс] / S.Z. Sun, Y. Sun, C. Sun, Z. Liu, N. Dong // Search and Discovery. – 2014. – Article № 41372 – URL: http://www.searchanddiscovery.com/documents/2014/41372sun/ndx_sun.pdf (дата обращения: 11.06.2018).

36. Predicting distribution of total organic carbon (TOC) and S₂ with Δ Log resistivity and acoustic impedance inversion on Talang Akar Formation, Cipunegara Sub Basin, West Java / T.C. Atarita, D.A. Karlina, S. Nuratmaja, A. Puspitasari, B.J. Santosa // Procedia Engineering. – 2017. – Vol. 170. – P. 390–397. DOI: 10.1016/j.proeng.2017.03.063

37. Prediction model of total organic carbon content on hydrocarbon source rocks in coal measures based on geophysical well logging Meitan Xuebao / P. Wang, S.-P. Peng, W.-F. Du, F.-S. Feng // Journal of the China Coal Society. – 2017. – 42 (5). – P. 1266–1276. DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2016.1237

38. Source rock formation evaluation using TOC & Ro log model based on well-log data procesing: study case of Ngimbang formation, North East Java basin / Yosar Fatahillah, Widya Utama, Kukuh Suprayogi, Anik Hilyah, Iqbal Maulana // MATEC Web Conf. – 2017. – Vol. 101. DOI: 10.1051/mateconf/201710104016

39. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. Множественная регрессия. – 3-е изд. – М.: Диалектика, 2007. – С. 912.

40. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин: учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2004. – 122 с.

References

1. Tissot B., Velte D. Obrazovanie i rasprostranenie nefiti [The formation and distribution of oil]. Pervod s angliiskogo A.I. Koniukhov, G.V. Semernikova,

V.V. Chernysheva; ed. N.B. Vassoevich, R.B. Seiful-Muliukov. Moscow, Mir, 1981, 504 p.

2. Vassoevich N.B. Izbrannye trudy. Geokhimiia organicheskogo veshchestva i proiskhozhdenie nefiti [Selected works. Geochemistry of organic matter and the origin of oil]. Moscow, Nauka, 1986, 368 p.

3. Galkin V.I., Kochneva O.E. Geologiya i geokhimiia nefiti i gaza [Geology and geochemistry of oil and gas]. Perm', Izdatel'stvo Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2012, 173 p.

4. Liadova N.A., Iakovlev Iu.A., Raspopov A.V. Geologiya i razrabotka nefitnykh mestorozhdenii permskogo kraia [Geology and development of oil fields of the Perm region]. Moscow, 2010, 335 p.

5. Neruchev S.G., Rogozina E.K. Neftegazobrazovanie v otlozheniiakh domanikovoogo tipa [Oil and gas formation in Domanik type deposits]. Leningrad, Nedra, 1986, 247 p.

6. Gavrillov V.P., Galushkin Iu.I. Geodinamicheskii analiz neftegazonosnykh basseinov (basseinovie modelirovanie) [Geodynamic analysis of oil and gas basins (basin modeling)]. Moscow, Nedra, 2010, 227 p.

7. Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. 2 ed. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1984, 699 p.

8. Hunt J.M. Petroleum geochemistry and geology. 2 ed. Ed. W.H. Freeman, Company. New York, 1996, 743 p.

9. Peters K.E., Cassa M.R. Applied source-rock geochemistry. Eds. L.B. Magoon, W.G. Dow. *The Petroleum System-From Source to Trap*. American Association of Petroleum Geologists Memoir, 1994, vol.60, pp.93-120.

10. Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Bogomolov A.Kh., Kiriukhina T.A., Korobova N.I., Shardanova T.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Poludetkina E.N., Kozlova E.V., Mitronov D.V., Korkots F.V. Poiskovye kriterii nefiti i gaza v domanikovykh otlozheniiakh volgo-uralskogo basseina [Criteria for oil and gas search in domanic deposits of the Volga-Ural basin]. *Georesursy*, 2015, no.2 (61), pp.77-86. DOI: 10.18599/grs.61.2.7

11. Nosov M.A., Galkin V.I., Krivoshchekov S.N., Melkishev O.A. Otlozheniia domanikovogo tipa vozmozhnyi istochnik netraditsionnykh uglevodorodov dlia Permskogo kraia: obzor, perspektivy, rekomendatsii [Domanik type rocks – a possible source of non-conventional hydrocarbons for the Perm region: an overview, perspectives, recommendations]. *Oil industry*, 2012, no.10, pp.90-91.
12. Ilin N.Iu. et al. Provedenie kompleksnykh geokhimicheskikh issledovaniy domanikitov verkhnego devona s tseliu otsenki perspektiv dobychi slantseвого gaza i slantsevoi nefti na territorii Respubliki Tatarstan: o otchet o NIR [Conducting of complex geochemical studies of the Upper Devonian Domanikites to assess the prospects for the extraction of shale gas and shale oil in the territory of the Republic of Tatarstan: a scientific report]. Kazan, 2013, 71 p.
13. Belokon T.V., Kutukov A.V. Usloviia nefteobrazovaniia v verkhnedevonskikh nizhnem-sredne-kamennougolnykh karbonatnykh kompleksakh Volgo-Viatskogo raiona [Conditions of oil formation in the Upper Devonian lower-middle-carbonaceous carbonate complexes of the Volga-Vyatka region]. *Geologiya nefti i gaza*, 1984, no.2, pp.52-56.
14. Isaev V.P. Geokhimiia nefti i gaza: kurs lektsii [Geochemistry of oil and gas: a course of lectures]. Irkutsk, Izdatelstvo irkutskogo gosudarstvennogo universiteta, 2010, 197 p.
15. Vasilev V.V. Metody otsenki kachestva neftegazomaterinskikh porod [Methods for assessing the quality of oil and gas source rocks]. Ukhta, Ukhtinskii gosudarstvennyi tekhnicheskii universitet, 2012, 56 p.
16. Baranova T.E., Ilina A.A., Frolovskaya V.N. Rukovodstvo po metodike liuminescent-bituminologicheskikh issledovaniy [Guide to the methodology of luminescent-bitumen research]. Leningrad, Nedra, 1966, 112 p.
17. Bazhenova O.K., Burlin Iu.K., Sokolov B.A., Khain V.E. Geologiya i geokhimiia nefti i gaza [Geology and geochemistry of oil and gas]. Ed. B.A. Sokolov. Moscow, Izdatelstvo Moskovskogo gosudarstvennogo universiteta, 2000, 384 p.
18. Kozlova I.A., Galkin V.I., Vantseva I.V. K otsenke perspektiv neftegazonosnosti solikamskoy depressii s pomoshchyu geologo-geokhimicheskikh kharakteristik neftegazomaterinskikh porod [Evaluation of petroleum potential of solikamsk depression based on geological and geochemical characteristics of oil and gas source rocks]. *Oilfield engineering*, 2010, no.7, pp.20-23.
19. Neruchev S.G. Neftematerinskiye svity i migratsiia nefti [Formation source rocks and oil migration]. Leningrad, Nedra, 1969, 201 p.
20. Charsky A., Herron S. Accurate, direct total organic carbon (TOC) log from a new advanced geochemical spectroscopy tool: comparison with conventional approaches for TOC estimation. *Search and Discovery*, 2013, article no.41162, 17 p.
21. Devis Dzh.S. Statisticheskii analiz dannykh v geologii [Statistical analysis of data in geology]. Book 1, 2. Moscow, Nedra, 1990, 426 p.
22. Orlov A.I. Prikladnaia statistika [Applied Statistics]. Moscow, Ekzamen, 2006, 672 p.
23. Kobzar A.I. Prikladnaia matematicheskaya statistika: dlia inzhenerov i nauchnykh rabotnikov [Applied Mathematical Statistics: for engineers and scientists]. Moscow, Fizmatlit, 2012, 816 p.
24. Rodionov D.A., Kogan R.I., Golubeva V.A. et al. Spravochnik po matematicheskim metodam v geologii [Handbook of mathematical methods in geology]. Moscow, Nedra, 1987, 335 p.
25. Davis J.C. Statistics and data analysis in geology. 3rd ed. John Wiley & Sons, 2002, 656 p.
26. Isaaks E.H., Srivastava R.M. An introduction to applied geostatistics. Oxford University Press, 1989, 561 p.
27. Bakirov A.A., Tabasaranskii Z.A., Bordovskaya M.V., Maltseva A.K. Geologiya i geokhimiia nefti i gaza [Geology and geochemistry of oil and gas]. Ed. A.A. Bakirov, Z.A. Tabasaranskii. Moscow, Nedra, 1982, 288 p.
28. Rodionova K.F., Maksimov S.P. Geokhimiia organicheskogo veshchestva i neftematerinskiye porody fanerozoia [Organic matter geochemistry and source rocks of the Phanerozoic]. Moscow, Nedra, 1981, 367 p.

29. Dewan J.T. Essentials of modern open-hole log interpretation. PennWell Books, 1983, 361 p.
30. Kang Chen, Jinchuan Zhang, Xuan Tang. Shale oil and gas well logging evaluation in Liaohe depression. *International Forum on Energy, Environment Science and Materials, 2015 International Forum on Energy, Environment Science and Materials*. DOI: 10.2991/ifeesm-15.2015.37
31. Mahmood M.F., Ahmad Z., Ehsan M. Total organic carbon content and total porosity estimation in unconventional resource play using integrated approach through seismic inversion and well logs analysis within the Talhar Shale, Pakistan. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2018, 52, pp.13-24. DOI: 10.1016/j.jngse.2018.01.016
32. Mehdi Khoshnoodkia, Hassan Mohseni, Omeid Rahmani, Akbar Mohammadi. TOC determination of Gadvan Formation in South Pars Gas field, using artificial intelligent systems and geochemical data. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2011, vol.78, iss.1, pp.119-130. DOI: 10.1016/j.petrol.2011.05.010
33. Popov E.Y., Popov Y.A., Gabova A.V., Chekhonin E.M., Romushkevich R.A., Spassenykh M.Y., Stenin V.P., Kozlova E.Y., Deliya S.V., Shayakhmetov T.R., Drandusov K.A. Results of combined investigations of domanic formation with continuous thermal core profiling. *Geomodel 2017 - 19th Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development*, 2017, September. DOI: 10.3997/2214-4609.201702291
34. Quirein J., Praznik G., Galford J., Chen S., Murphy E., Witkowsky J. A workflow to evaluate mineralogy, porosity, TOC, and hydrocarbon volume in the Eagle Ford Shale. *SPE Unconventional Resources Conference and Exhibition-Asia Pacific*, 11-13 November, Brisbane, 2013, pp. 189-205. DOI: 10.2118/167012-MS
35. Sun S.Z., Sun Y., Sun C., Liu Z., Dong N. Methods of calculating total organic Carbon from well logs and its application on rock's properties analysis. *Search and Discovery*, 2014, Article no.41372, available at: http://www.searchanddiscovery.com/documents/2014/41372sun/ndx_sun.pdf (accessed 11 June 2018).
36. Atarita T.C., Karlina D.A., Nuratmaja S., Puspitasari A., Santosa B.J. Predicting Distribution of total organic carbon (TOC) and S₂ with Δ log resistivity and acoustic impedance inversion on Talang Akar Formation, Cipunegara Sub Basin, West Java. *Procedia Engineering*, 2017, vol.170, pp. 390-397. DOI: 10.1016/j.proeng.2017.03.063
37. Wang P., Peng S.-P., Du W.-F., Feng F.-S. Prediction model of total organic carbon content on hydrocarbon source rocks in coal measures based on geophysical well logging. *Journal of the China Coal Society*, 2017, 42 (5), pp.1266-1276. DOI: 10.13225/j.cnki.jccs.2016.1237
38. Yosar Fatahillah, Widya Utama, Kukuh Suprayogi, Anik Hilyah, Iqbal Maulana. Source rock formation evaluation using TOC & Ro log model based on well-log data procesing: study case of Ngimbang formation, North East Java basin. *MATEC Web Conf.*, 2017, vol.101. DOI: 10.1051/mateconf/201710104016
39. Dreiper N., Smit G. Prikladnoi regressionnyi analiz. Mnozhestvennaia regressiia [Applied regression analysis. Multiple regression]. 3 ed. Moscow, Dialektika, 2007, 912 p.
40. Koskov V.N. Geofizicheskie issledovaniia skvazhin [Well logging]. Perm', Izdatel'stvo Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta, 2004, 122 p.

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Разницын А.В., Мелкишев О.А. Изучение люминесцентно-битуминологических характеристик органического вещества отложений доманикового типа на территории Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – Т.19, №1. – С.15–25. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.1.2

Please cite this article in English as:

Raznitsyn A.V., Melkishev O.A. The study of luminescent-bitumen characteristics of organic substances of Domanik type deposits in the Perm region. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2019, vol.19, no.1, pp.15-25. DOI: 10.15593/2224-9923/2019.1.2