

УДК 550.4:552.57/.58

DOI: 10.24930/1681-9004-2025-25-4-931-945

Нефтематеринские породы межсолевого девонского комплекса Припятского прогиба, условия их образования, степень преобразованности и связь с процессами нефтегазообразования (Восточно-Европейская платформа)

Е. В. Бибикова

Республиканское унитарное предприятие “Научно-производственный центр по геологии”, филиал “Институт геологии”, 220084, Республика Беларусь, Минская область, г. Минск, ул. Купревича, 7, e-mail: hd_oil@geologiya.by

Поступила в редакцию 29.01.2025 г., принята к печати 15.04.2025 г.

Объект исследования. Нефтематеринские породы межсолевого девонского комплекса Червонослободско-Малодушинской тектонической ступени Северного района, тектонических ступеней Центрального и Южного районов Припятского прогиба. **Цель.** Локализация зон развития нефтематеринских пород, определение связи качества нефтематеринских пород и условий осадконакопления, определение степени преобразованности органического вещества нефтематеринских пород и окантурирование зон “нефтяного окна”. **Методы и материал.** Битуминологический и пиролитический методы в комплексе с данными о литологическом составе породы. **Результаты.** Выделены нефтематеринские породы и определено качество и степень преобразованности органического вещества. Зоны локализации нефтематеринских пород, их стратиграфическая принадлежность, глубина погружения в зону “нефтяного окна” имеют свои особенности в Центральном, Южном и Северном районах Припятского прогиба. **Выводы.** Смена условий осадконакопления приводит к изменению геохимических показателей качества нефтематеринских пород. Нефтематеринские породы высокого и среднего качества формируются в условиях карбонатно-глинистого накопления осадка при палеоглубинах более 200 м. Зоны генерации углеводородов приурочены к зонам подножий тектонических ступеней.

Ключевые слова: Припятский прогиб, девонские отложения, органическое вещество, нефтематеринские породы, зона генерации, пиролитический метод

Oil source rocks of the intersalt Devonian complex of the Pripyat trough, conditions of their formation, degree of transformation and connection with oil and gas formation processes (East European platform)

Alena V. Bibikava

Republican Unitary Enterprise “Research and Production Center for Geology”, branch “Institute of Geology”, 7 Kuprevicha st., Minsk, Minsk region, Republic of Belarus 220084, e-mail: hd_oil@geologiya.by

Received 29.01.2025, accepted 15.04.2025

Research subject. Oil-source rocks of the inter-salt Devonian complex of the Chervonoslobodsko-Malodushinskaya tectonic stage of the Northern area, tectonic stages of the Central and Southern areas of the Pripyat trough. **Aim.** Localization of the oil-source rocks zones, determination the relationship between the quality of oil-source rocks and sedimentation conditions, determination the degree of organic matter transformation in oil-source rocks and the edging of the “oil window” zones. **Methods and material.** Bituminological and pyrolytic methods in combination with data on the lithological rock composition. **Results.** Oil-bearing rocks have been identified and the quality and degree of transformation of organic matter have been determined. Oil-source rocks localization, their stratigraphic affiliation, and the immersion depth into the “oil window” have their own features in the Central, Southern, and Northern areas of the Pripyat trough. **Conclusion.** Sedimentation conditions influence geochemical quality indicators of oil-source rocks. Oil-source rocks of high and medium quality are formed under conditions of carbonate-clay sediment accumulation at paleo-depths of more than 200 m. The hydrocarbon generation zones are confined to the foothills of the tectonic stages.

Keywords: Pripyat Trough, Devonian deposits, organic matter, oil-source rocks, generation zone, pyrolytic method

Для цитирования: Бибикова Е.В. (2025) Нефтематеринские породы межсолевого девонского комплекса Припятского прогиба, условия их образования, степень преобразованности и связь с процессами нефтегазообразования (Восточно-Европейская платформа). *Литосфера*, 25(4), 931–945. <https://doi.org/10.24930/2500-302X-2025-25-4-931-945>. EDN: SHYUUA

For citation: Bibikava A.V. (2025) Oil source rocks of the intersalt Devonian complex of the Pripyat trough, conditions of their formation, degree of transformation and connection with oil and gas formation processes (East European platform). *Lithosphere (Russia)*, 25(4), 931–945. (In Russ.) <https://doi.org/10.24930/2500-302X-2025-25-4-931-945>. EDN: SHYUUA

ВВЕДЕНИЕ

Проблема идентификации нефтематеринских пород, определения их вещественного состава и свойств является актуальной в связи с тем, что нефтематеринские породы, согласно органической теории происхождения нефти, принимают непосредственное участие в процессах нефтегазообразования (Тиссо, 1981; Баженова и др., 2000). История представлений о процессах накопления, захоронения, преобразования органического вещества (ОВ) и образования нефти на территории Припятского нефтегазоносного бассейна связана с работой многих выдающихся исследователей, таких как А.И. Кононов (1976), В.А. Лапуть (1983), Л.Ф. Гармашева (1973), Е.Ф. Никуленко (1977). Ими проведено геохимическое районирование Припятского прогиба по степени перспективности на нефть и газ, доказана генетическая связь нефтей и битумоидов межсолевого и подсолевого комплексов Припятского прогиба, выделены зоны нефтегазообразования и нефтенакпления в Припятском прогибе. В последние годы проведено районирование подсолевого и межсолевого комплексов Припятского нефтегазоносного бассейна по условиям нефтеобразования с выделением очагов нефтегазообразования (Бескопыйный и др., 2013). Однако оставались невыясненными вопросы, касающиеся генерационного потенциала нефтематеринских пород и степени преобразованности в них ОВ. Применение пиролитического метода позволило изучить качество и степень преобразованности нефтематеринских отложений и их связь с процессами генерации углеводородов на стадии катагенеза. Анализ нефтематеринских пород пиролитическим методом в Республике Беларусь начат в 90-х гг. прошлого века. Исследования проводились на пиролитической установке на базе масс-спектрометра MX7304AM (Украина). Исследования осуществлялись по методике Rock-Eval 6 в модификации В.Г. Клименко в лаборатории отдела геологии и геохимии нефти и газа филиала “Институт геологии” Государственного предприятия “НПЦ по геологии” (аналитики В.Г. Клименко, М.С. Шарик), определения органического углерода ($C_{орг}$, мас. %) получены методом Тюрина. В работе также использованы результаты отражательной способности витринита (данные И.А. Слободянюка, Л.Ф. Ажгиревич) из базы данных предприятия.

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Работы по исследованию межсолевого комплекса Северного, Центрального и Южного районов Припятского прогиба в целях выявления нефтематеринских пород начаты в 2008 г. При участии автора исследовано более 600 образцов горных пород из 45 скважин. Межсолевые отложения Припятско-

го прогиба характеризуются разнофациальным составом: на севере – преимущественно карбонатные породы, в центре – карбонатно-глинистые, на юго-западе – терригенно-карбонатные, на юге – карбонатно-терригенные (Лапуть, 1983, Пушкин и др., 1995) (рис. 1, 2). Пробы отбирались из каждого горизонта через 1–5 м.

Интерпретация геохимических данных, характеризующих ОВ пород межсолевых отложений, проведена с учетом формационного анализа Припятского бассейна (Бескопыйный и др., 2013) и литолого-фациального районирования межсолевых отложений (Обровец, Яшин, 2013). Использована структурная основа поверхности нижнефаменских отложений и карта районирования межсолевой нефтегазоматеринской толщи Припятского нефтегазоносного бассейна по условиям генерации углеводородов (УВ) (Никуленко, 2003; Бескопыйный и др., 2012, 2013).

Основными критериями выделения и оценки нефтематеринских пород являются: количество ОВ, содержание пиролитических УВ, выраженное параметром S_2 (мг/г), индекс водорода (НІ). Для определения степени зрелости ОВ использован пиролитический параметр T_{max} (°C). В процессе анализа распределения пиролитических параметров в межсолевых отложениях Припятского прогиба обнаружена связь битуминологического параметра $C_{орг}$ и пиролитических параметров S_2 и НІ. Данные параметры объединены в группы, а нефтематеринские породы классифицированы по качеству органического вещества (Бибикова, 2021).

Для межсолевых отложений района исследований выделены следующие типы нефтематеринских пород:

- 1) низкого качества при пониженных значениях $C_{орг}$ (до 0.8%), S_2 (до 2 мг/г), НІ (варьируется, но чаще ниже 300, преобладает ОВ III типа);
- 2) среднего качества при умеренных значениях параметров $C_{орг}$ (0.8–1.6%), S_2 (2–6 мг/г), НІ (варьируется, но чаще от 300 и выше, преобладает ОВ смешанного типа);
- 3) высокого качества при повышенных значениях параметров $C_{орг}$ (выше 1.6%), S_2 (выше 6 мг/г), НІ (варьируется, но чаще от 300 и выше, преобладает ОВ I типа).

Построены литолого-геохимические разрезы и схемы корреляции скважин с выделением нефтематеринских пород и определением их качества по данным пиролитических исследований, карты распространения нефтематеринских пород с выделенными участками погружения их в “зону нефтяного окна”.

При построении карт использованы средние поскважинные значения параметров $C_{орг}$, S_2 , НІ и T_{max} . В связи с неполным отбором керна в поисковых скважинах определялись среднестатистические содержания геохимических параметров по горизон-

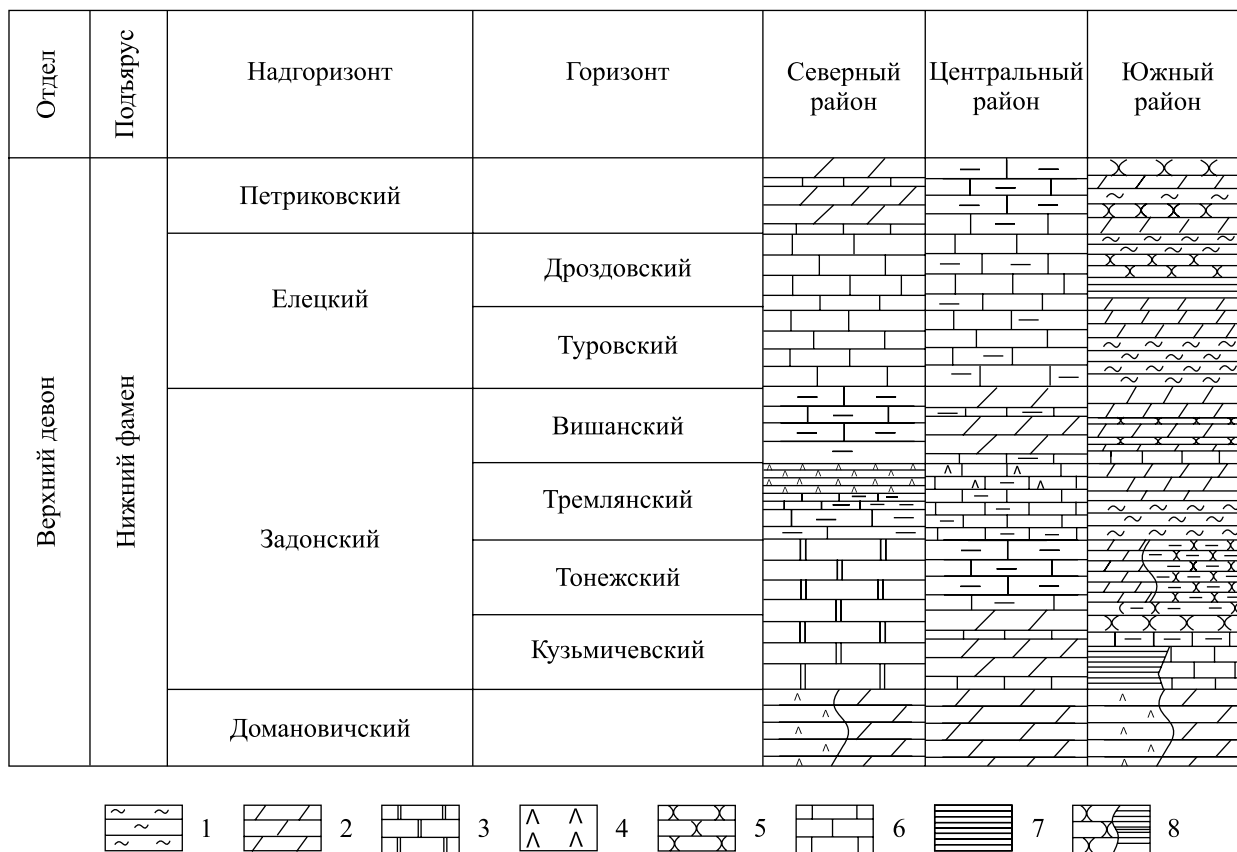


Рис. 1. Сводная литолого-стратиграфическая колонка для района исследования.

1 – алевролиты, 2 – мергель, 3 – доломиты, 4 – ангидрит, 5 – песчаники, 6 – известняки, 7 – аргиллит, 8 – переслаивание пород.

Fig. 1. Summary lithological and stratigraphic column for the study area.

1 – siltstones, 2 – marl, 3 – dolomites, 4 – anhydrite, 5 – sandstones, 6 – limestones, 7 – mudstone, 8 – interbedding of rocks.

там и по межсолевой толще в целом по Северному, Центральному и Южному районам (табл. 1).

В Центральном районе для анализа степени преобразования ОВ использованы данные Л.Ф. Ажгиревич по отражательной способности витринита R_a , пересчитанные на R_0 согласно ГОСТу 21489-76, и показатели температур максимального выхода УВ T_{max} (°C), пересчитанные на R_0 согласно формуле D.M. Jarvie для Barnett Shale (Матиасик, Лесьняк, 2012).

Пиролитический метод стал основным методом для определения степени преобразования ОВ нефтематринских пород, так как основными источниками УВ, по мнению автора, являются нефтематеринские породы среднего и высокого качества, которые преимущественно содержат ОВ II типа согласно классификации Б. Тиссо (Тиссо, Вельте, 1981). Автор склоняется к мнению авторов, которые считают, что скорость преобразования ОВ I, II и III типов различна (Тиссо, Эспиталье, 1975; Тиссо, 1981; Фейзуллаев, Аббасова, 2013), поэто-

му расчеты глубины локализации “зоны нефтяного окна” проводились для ОВ II и I типа. Степень преобразования ОВ III типа при определении пиролитическим методом может давать погрешности, поэтому рекомендуется метод отражательной способности витринита. Отсутствие точных данных по T_{max} для ОВ III типа объясняется техническими моментами, так как T_{max} определялся как максимум пика выхода ароматических УВ. Однако выход УВ для ОВ III типа является постепенным, без ярко выраженного пика, что приводит к искажениям.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОБСУЖДЕНИЕ

Изучены нефтематеринские породы межсолевого комплекса Червонослободско-Малодушинской ступени Северного района, а также Центрального и Южного районов Припятского прогиба.

Формирование нефтематеринских пород среднего и высокого качества в пределах западной ча-

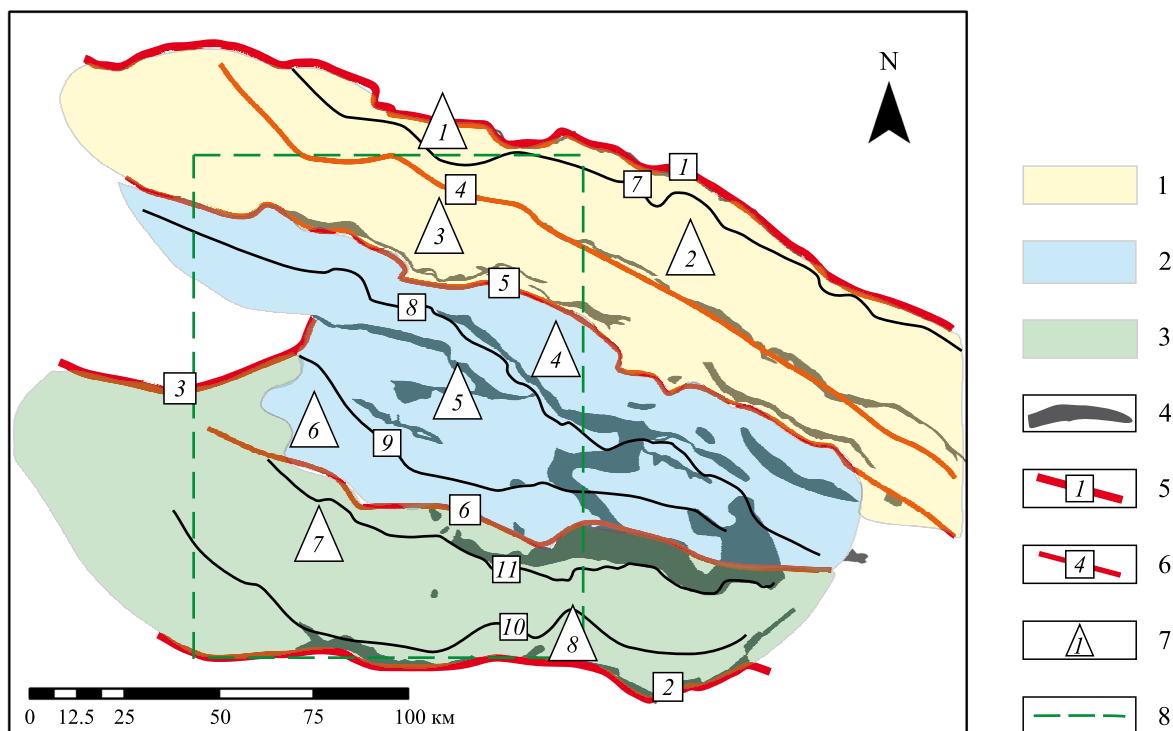


Рис. 2. Обзорная карта-схема распространения межсольевых отложений Припятского прогиба.

1–4 – районы: 1 – Северный, 2 – Центральный, 3 – Южный, 4 – зона отсутствия межсольевых отложений; 5 – прогибообразующие разломы: 1 – Северо-Припятский, 2 – Южно-Припятский, 3 – Микашевичско-Житковичский; 6 – разломы второго порядка: 4 – Речицко-Вишанский, 5 – Червонослободско-Малодушинский, 6 – Буйновичско-Наровлянский, 7 – Глуско-Щербовский, 8 – Азерецко-Хобнинский, 9 – Шестовичско-Гостовский, 10 – Симоновичско-Аравичский, 11 – Великопольско-Стреличевский; 7 – структурные формы второго порядка: 1 – Северо-Припятский сбросо-блоковый уступ, 2 – Речицко-Вишанская тектоническая ступень, 3 – Червонослободско-Малодушинская тектоническая ступень, 4 – Азерецко-Хобнинская тектоническая ступень, 5 – Приосевая троговидная депрессия, 6 – Шестовичско-Гостовская тектоническая ступень, 7 – Буйновичско-Наровлянская тектоническая ступень, 8 – Южно-Припятский сбросо-блоковый уступ; 8 – район исследований.

Fig. 2. Overview map-diagram of the distribution of inter-salt deposits of the Pripyat trough.

1–4 – Regions: 1 – The Northern, 2 – The Central, 3 – The Southern, 4 – the zone of absence of inter-salt deposits; 5 – deflection-forming faults: 1 – Severo-Pripyatsky, 2 – Yuzhno-Pripyatsky, 3 – Mikashevichsko-Zhitkovichsky; 6 – second-order faults: 4 – Rechitsko-Vishansky, 5 – Chervonoslobodsko-Malodushinsky, 6 – Buinovichsko-Narovlyansky, 7 – Glusko-Shcherbovsky, 8 – Azeretsko-Khobninsky, 9 – Shestovichsko-Gostovsky, 10 – Simonovichsko-Aravichsky, 11 – Velikopolsko-Strelichevsky; 7 – structural forms of the second order: 1 – North Pripyat discharge-block ledge, 2 – Rechitsko-Vishanskaya tectonic stage, 3 – Chervonoslobodsko-Malodushinskaya stage, 4 – Azeretsko-Khobninskaya tectonic stage, 5 – Axial trog-like depression, 6 – Shestovichi-Gostovskaya tectonic stage, 7 – Buinovichi-Narovlyanskaya tectonic stage, 8 – Yuzhno-Pripyat discharge-block ledge; 8 – research area.

сти Червонослободско-Малодушинской ступени Северного района происходило начиная с тремлянского времени и завершилось в петриковское время. Зона распространения нефтематеринских пород среднего и высокого качества приурочена к территории подножья и террасы данной тектонической ступени (см. рис. 2). В зоне подножья Червонослободско-Малодушинской тектонической ступени нефтегазоматеринские отложения характеризуются относительно невысокими средними поскважинными значениями параметров $C_{орг}$, S_2 , H_I и не превышают 0.8%, 2.25 мг/г, 313 ед. соответственно (рис. 3). Преобладающим типом ОВ на Ново-Корневской, Корневской, Людвиновской пло-

щадах является смешанный тип ОВ (рис. 4) (Бибикова, 2024б), преобладание континентального типа ОВ зафиксировано на Любанской, Северо-Калиновской и частично Восточно-Дроздовской и площадях в крайней западной части Червонослободско-Малодушинской ступени в зоне отмелей Припятского палеобассейна с глубинами менее 150 м (Познякевич, 1997). В районе исследования Червонослободско-Малодушинской ступени Северного ареала выявлено три литолого-фациальные зоны (ЛФЗ) (Обровец, Яшин, 2013). Нефтематеринские породы низкого качества приурочены к мелководной известняковой органогенной с биоритмитными оолитовыми образованиями ЛФЗ-IV,

Таблица 1. Усредненные поскважинные геохимические данные, характеризующие нефтематеринские отложения Южного, Центрального районов и Червонослободско-Малодушинской ступени Северного района Припятского прогиба

Table 1. Average downhole geochemical data characterizing the oil-producing deposits of the Southern, Central regions and the Chervonoslobodsko-Malodushinskaya stage of the Northern region of the Pripyat trough

Площадь	№ скв.	Кровля интервала отбора образ-ца, м	Подोшва интервала отбора образ-ца, м	C _{орг ср}	ХБ, %	β, %	S ₂ , мг/г	НП	T _{max} , °C
Юг									
В.-Выступовичская	3	2141.0	2877.0	1.02	0.270	26.26	2.49	156	414
Гребеневская	1	3972.0	4431.0	1.06	0.210	10.0	4.10	229	415
Ельская	26	2124.5	2579.5	2.00	0.702	19.61	5.67	211	416
Ельская	38	3475.1	4249.8	1.44	0.149	16.71	5.55	259	428
З.-Софиевская	3	2460.0	2599.0	3.13	0.385	9.12	15.45	406	424
Липлянская	1	1971.0	2349.0	1.28	—	—	2.68	169	415
Николаевская	1	2674.7	3043.0	3.39	0.209	6.45	5.02	289	429
	4	2524.3	2857.4	2.00	0.612	20.24	7.20	286	413
Ново-Ельская	42	2098.0	2456.5	2.84	—	—	14.27	401	424
Ю.-Валавская	35	3816.0	4236.0	1.10	0.343	9.67	3.12	190	409
Центр									
З.-Бобровицкая	4	2281.8	2617.8	1.50	—	—	5.09	321	422
З.-Каменская	1	3059.3	3334.5	2.56	—	—	7.62	390	425
Комаровицкая	3	2869.5	3081.6	2.71	—	—	22.62	499	425
	4	2851.0	3101.0	3.71	—	—	13.49	308	424
Копаткевичская	12	1853.6	2121.3	1.56	—	—	4.74	158	423
Найдовская	2	1828.2	2364.8	0.57	—	—	2.06	423	430
Савичская	10	2582.0	2782.8	3.07	—	—	6.88	302	424
	12	2333.5	2625.1	2.09	0.021	0.78	17.82	402	423
С.-Каменская	9	3658.0	3750.0	5.1	—	—	25.94	395	426
С.-Комаровицкая	7	2887.8	3224.0	1.24	—	—	7.02	347	427
Север									
Людвиновская	1	3719.0	3762.5	0.29	—	—	2.08	313	434
Баровская	1	2492.0	2762.0	1.41	—	—	1.41	100	427
В.-Дроздовская	9	2821.7	2979.8	0.63	—	—	1.20	158	430
Высокоборская	1	3663.4	4034.4	0.56	—	—	2.25	181	427
З.-Домановицкая	43	2322.9	2494.3	1.87	—	—	12.65	396	423
Калиновская	3	2473.3	3031.0	0.36	—	—	0.37	79	432
Любанская	1	2245.5	2723.7	0.24	—	—	0.21	84	436
Людвиновская	1	3719.0	3762.5	0.34	—	—	2.08	313	434
	2	3732.5	3732.5	—	—	—	11.89	—	425
Ново-Дроздовская	13	3288.7	3324.9	0.47	—	—	0.53	107	422
Ново-Корневская	4	2872.5	3043.8	0.83	—	—	4.31	284	425
Притокская	12	2906.1	3124.2	2.85	—	—	11.46	342	425
	13	2624.0	2933.5	1.84	—	—	7.80	378	425
Семеновичская	1	2252.0	2458.0	—	—	—	23.26	—	428
С.-Калиновская	1	2414.4	2945.0	0.40	—	—	1.45	173	436
С.-Комаровицкая	7	2895.6	3223.1	1.33	—	—	7.02	347	427
Сосновская	22	3935.8	4215.2	0.61	—	—	1.26	142	436
С.-Чистолужская	8	2099.4	2244.0	—	—	—	20.94	—	426
Холопиничская	1	2216.0	2445.0	0.28	—	—	0.30	104	437
Цидовская	1	3128.2	3489.6	3.53	—	—	16.33	412	423

Примечание. ХБ – содержание хлороформенного битумоида в породе по результатам горячей экстракции; β – битумоидный коэффициент.

Note. ХБ is the content of chloroform bitumen in the rock according to the results of hot extraction; β is the bitumen coefficient.

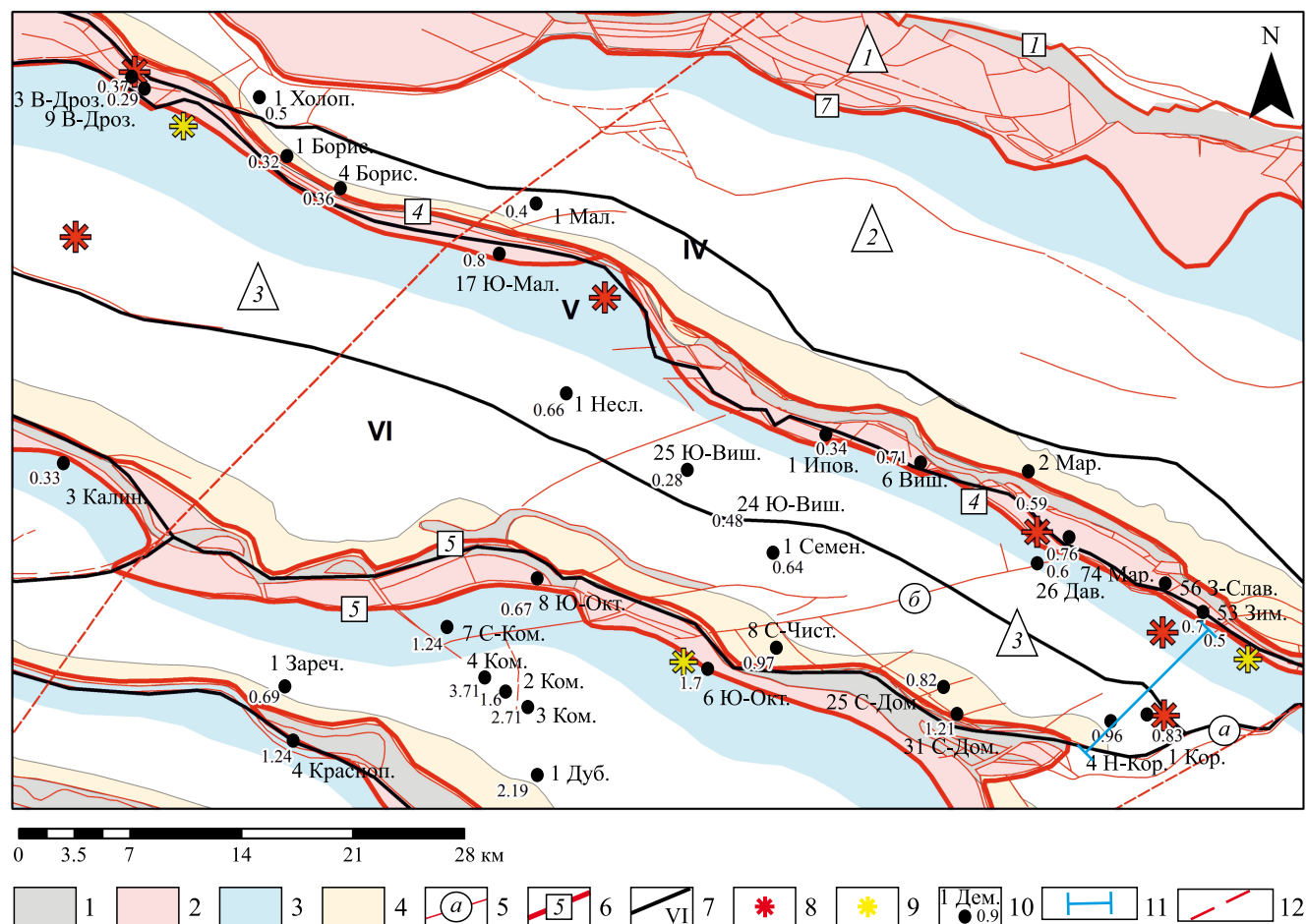


Рис. 3. Карта-схема распределения средних поскважинных значений $C_{орг}$ в межсоловых отложениях западной части Червонослободско-Малодушинской ступени.

1 – зона отсутствия межсоловых отложений; 2 – зона уступов тектонических ступеней; 3 – зона подножия тектонических ступеней; 4 – гребневая зона тектонических ступеней; 5 – локальные разрывные тектонические нарушения: а – Кореневский, б – Лесецкий; 6 – региональные разрывные тектонические нарушения (нумерацию см. на рис. 2); 7 – границы литолого-фациальных зон и их нумерация по данным (Обровец, Яшин, 2013); 8 – доказанный геохимическими методами очаг нефтегазообразования; 9 – вероятный очаг нефтегазообразования; 10 – скважина, ее номер, среднее поскважинное содержание $C_{орг}$ в межсоловых отложениях; 11 – линия сейсмогеологического профиля; 12 – субмеридиональные разломы древнего заложения.

Fig. 3. Map-scheme of average C_{org} borehole values distribution in the intersalt deposits of the western part of the Chervonoslobodsko-Malodushinskaya stage.

1 – zone of no inter-salt deposits; 2 – zone of tectonic step ledges; 3 – zone of tectonic step foot; 4 – crest zone of tectonic steps; 5 – local tectonic faults: а – Korenevsky, б – Lesetskiy; 6 – regional tectonic faults (numbering see in Fig. 2); 7 – lithological-facial zone boundaries and their numbering according to (Obrovets, Yashin, 2013); 8 – geochemically proven oil and gas generation center; 9 – probable oil and gas generation center; 10 – well, its number, average well TOC content in inter-salt sediments; 11 – seismic-geological profile line; 12 – submeridional faults of ancient emplacement.

известняковой органогенной биоритмичной с себиховыми фациями ЛФЗ-V, мелководной известняковой органогенной биоритмичной ЛФЗ-VI вплоть до Лесецкого разлома в западной части Червонослободско-Малодушинской ступени, а высокого качества – частично к ЛФЗ-V и ЛФЗ-VI на территории между разломами Лесецкий и Кореневский.

Отложения подножия Червонослободско-Малодушинской тектонической ступени (Предборисов-

ская депрессия) характеризуются максимальными показаниями параметра T_{max} (430–436°C), степень преобразованности ОВ нефтематеринских отложений с глубиной постепенно возрастает по направлению с запада на восток. На террасе и гребне Червонослободско-Малодушинской ступени показания параметра T_{max} понижаются до 423–428°C, что отвечает, согласно шкале Вассоевича, степени преобразованности ОВ градации ПК₃ (Вассоевич, 1986).

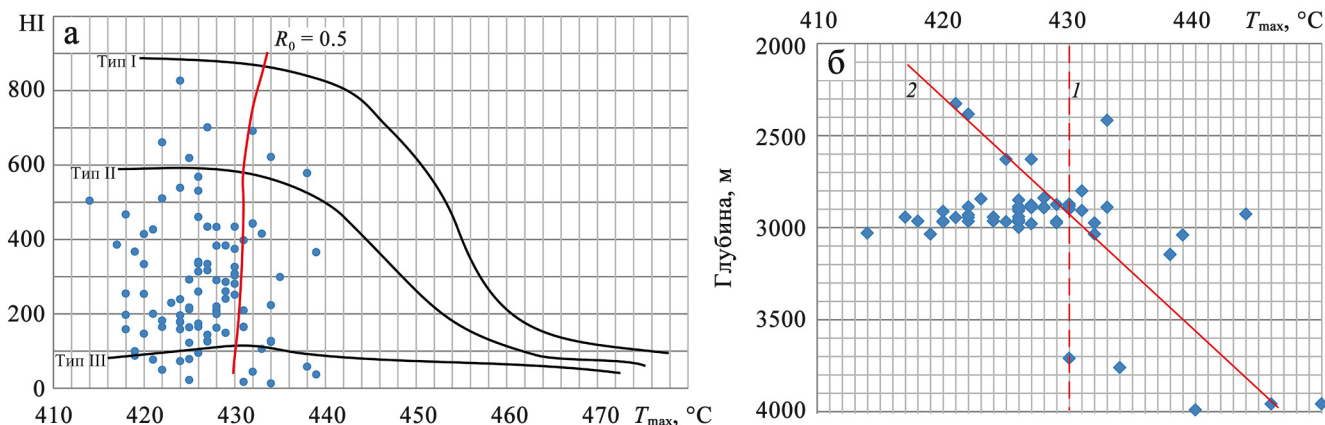


Рис. 4. Геохимическая характеристика нефтематеринских пород межсолевого комплекса Червонослободско-Малодушинской ступени.

а – зависимость HI от T_{max} (°C); б – изменение T_{max} (°C) от глубины для II и III типа ОВ при $C_{org} > 0.8\%$, HI > 300: 1 – граница нефтяного окна, 2 – линия тренда.

Fig. 4. Geochemical characteristics of oil-source rocks of the Chervonoslobodsko-Malodushinskaya step inter-salt complex.

а – dependence of the HI from T_{max} (°C); б – Change in the T_{max} (°C) from depth for II and III OM types with TOC > 0.8%, HI > 300: 1 – oil window boundary, 2 – trend line.

Для анализа зависимости значений параметра T_{max} от глубины взяты данные пиролиза для тремлянско-петриковских отложений, так как в западной части Червонослободско-Малодушинской ступени в кузьмичевско-тонежских отложениях не обнаружено нефтематеринских пород среднего и высокого качества, что связано с относительно мелководными условиями осадконакопления на данной территории. С учетом зависимости T_{max} от глубины (см. рис. 4б) принято, что верхней границей зоны нефтяного окна на территории Червонослободско-Малодушинской ступени является глубина 2900–3000 м (–2750...–2850 м). Комплекс данных, по мнению автора, свидетельствует о погружении межсолевых отложений подножия Червонослободско-Малодушинской ступени в зону “нефтяного окна”, в то время как ОВ нефтематеринских пород в отложениях гребневой зоны Червонослободско-Малодушинской ступени практически не образовалось.

Нефтематеринские породы сосредоточены в зоне подножия и на террасе Червонослободско-Малодушинской ступени. Зона генерации УВ приурочена к Предборисовской зоне опускания, выделена в пределах подножия Червонослободско-Малодушинской ступени.

На рис. 5 на профиле в межсолевых задонско-петриковских отложениях отмечены нефтематеринские породы тремлянского горизонта, которые, вероятно, генерировали УВ на главной стадии развития Припятского авлокогена. Согласно литолого-фацциальному районированию (Обровец, Яшин,

2013), в кровле тремлянских отложений задонского надгоризонта зоны подножия и террасы Червонослободско-Малодушинской ступени отмечается развитие пласта ангидрита мощностью до 10 м, который мог играть роль флюидоупора в составе задонского резервуара. Нижняя пачка тремлянских отложений характеризуется как нефтематеринская высокого и среднего качества, также, по данным пиролитических исследований, в ней подтверждается наличие процессов нефтегазообразования. Исходя из сказанного, мы предположили, что нефтематеринские породы тремлянского возраста генерировали УВ, затем УВ мигрировали в породы-коллекторы в кровле тонежского горизонта, который подстилает тремлянские отложения. Процессы генерации, предположительно, происходили в главную фазу развития Припятского прогиба, в результате могла сформироваться залежь в тонежских отложениях на Ново-Кореневской площади.

Формирование нефтематеринских пород межсолевого комплекса в Центральном районе происходило постепенно начиная с задонского времени и завершилось в петриковское время. Содержание органического углерода в породах постепенно увеличивалось вверх по разрезу, одновременно увеличивалась площадь распространения нефтематеринских пород среднего и высокого качества (см. табл. 1). В Центральном ареале Припятского прогиба автором выявлены зоны, обогащенные ОВ в задонских и елецких отложениях.

Нефтегазоматеринские отложения с высокими поскважинными значениями параметров C_{org} и S_2 в

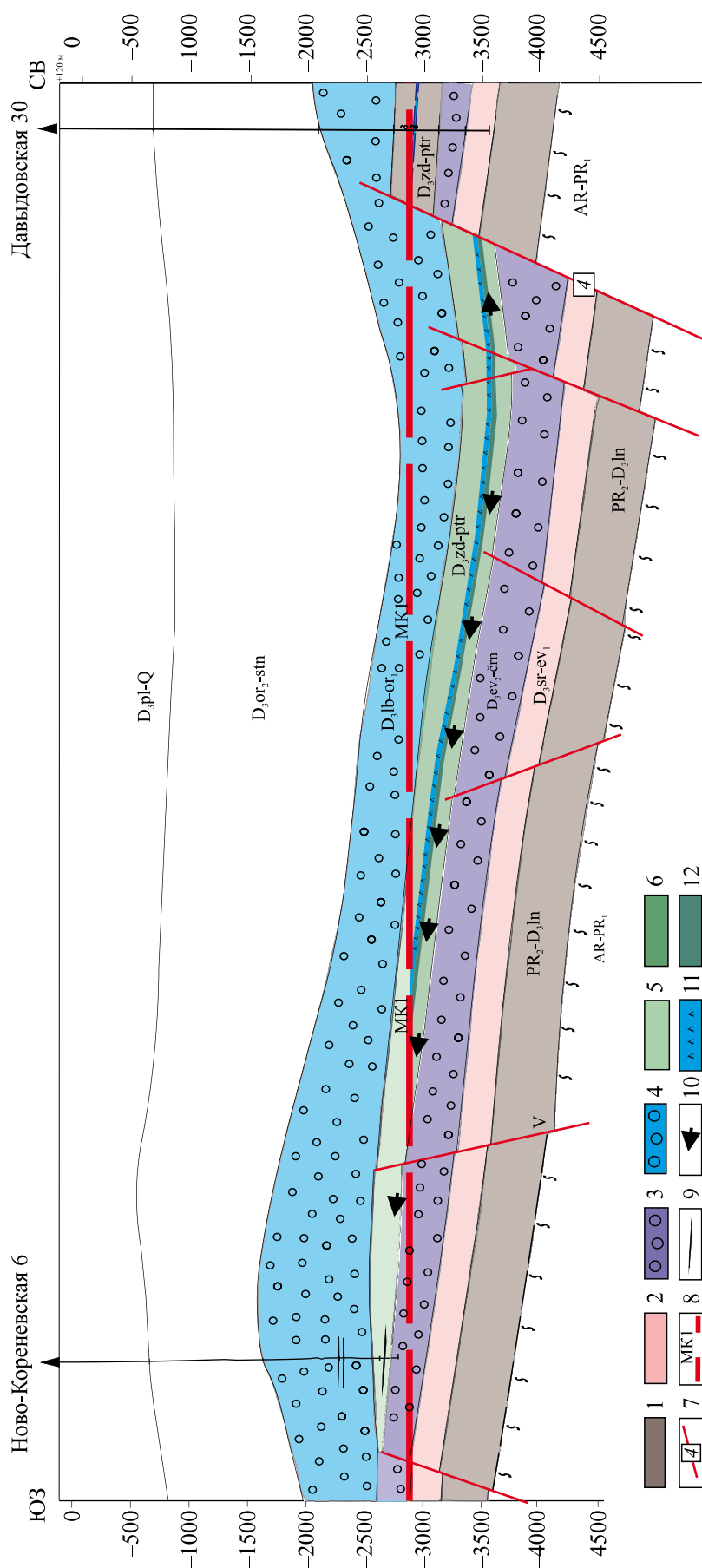


Рис. 5. Схематический профиль через зону подножья западной части Червонослободско-Малодушинской ступени с отображением нефтепроизводящих нефтематеринских пород в межсолевых отложениях и направлении миграции УВ на момент их образования (Е.В. Бибикова, Т.В. Воскобойникова, О.В. Жуковская).

1 – подсолевые терригенные отложения; 2 – подсолевые карбонатные отложения; 3 – нижнесоленосные отложения; 4 – отложения галитовой субформации верхнесоленосных отложений; 5 – межсолевые отложения в зоне аккумуляции УВ; 6 – межсолевые отложения в зоне генерации УВ; 7 – разломы (их нумерацию см. на рис. 2); 8 – граница кровли зоны “нефтяного окна”; 9 – нефтяная залежь; 10 – направление миграции нефти; 11 – ангидритовая пачка в кровле тремлянского горизонта; 12 – нефтепроизводящие нефтематеринские породы.

Fig. 5. Schematic profile through the foothills of the Chervonoslobodsko-Malodushinskaya stage with a display of oil-producing oil-source rocks in inter-salt deposits and the direction of hydrocarbon migration at the time of their formation (E.V. Bibikova, T.V. Voskoboynikova, O.V. Zhukovskaya).

1 – subsalt terrigenous deposits; 2 – subsalt carbonate deposits; 3 – lower salt-bearing deposits; 4 – deposits of the halite subformation of upper salt-bearing deposits; 5 – inter-salt deposits in the zone of hydrocarbon accumulation; 6 – inter-salt deposits in the zone of hydrocarbon generation; 7 – faults (their numbering is shown in Fig. 2); 8 – the upper boundary of the “oil window” zone; 9 – an oil deposit; 10 – the direction of oil migration; 11 – anhydrite pack in the upper part of the Tremlyansky horizon; 12 – oil-producing source rocks.

межсолевых отложениях выявлены на Комаровичской (2.71–3.71%, 13.5–22.6 мг/г), Северо-Комаровичской (1.24%, 7.0 мг/г), Савичской (1.54–3.07%, 6.8–17.8 мг/г) площадях на террасе Азерецко-Великоборской ступени, Копаткевичской площади (1.56%, 4.74 мг/г) в пределах Приосевого грабена Центрального района, Каменской (1.54–5.1%, 7.6–25.9 мг/г), Западно-Шестовичской (2.26–2.47%,

48.9 мг/г) площадях Шестовичско-Гостовской ступени (рис. 6) соответственно. На Северо-Каменской площади параметр S_2 равен 25.9 мг/г, на Западно-Каменском участке он уменьшается до 7.6 мг/г (Бибикова, 2024а). На территории Туровской депрессии и в западной части Копаткевичской площади сформировались нефтематеринские породы низкого качества. На Каменской, Комаровичской, Савич-

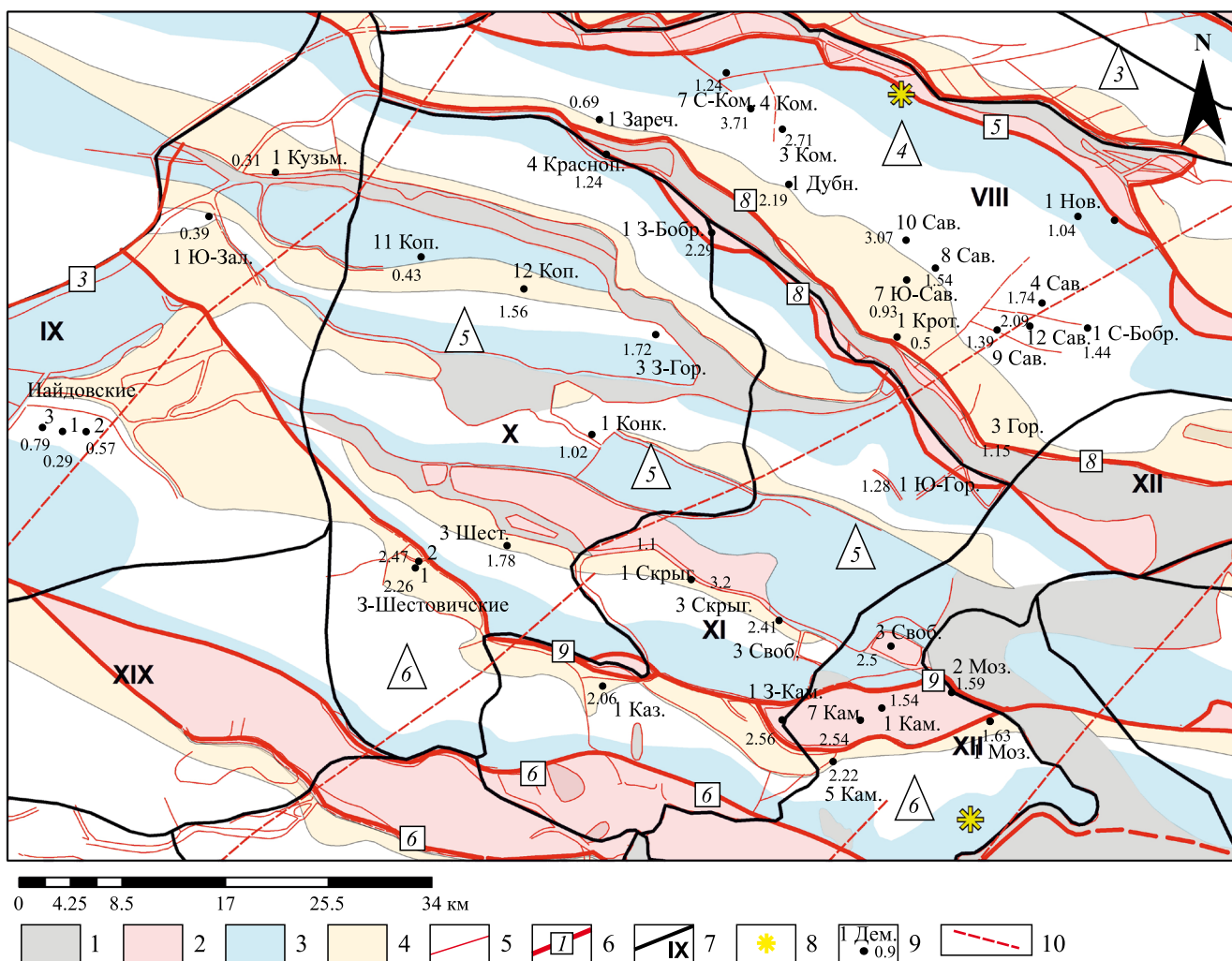


Рис. 6. Карта-схема распределения средних поскважинных значений $C_{орг}$ в межсолевых отложениях западной части Центрального ареала Припятского прогиба.

1 – зона отсутствия межсолевых отложений; 2 – зона уступов тектонических ступеней; 3 – зона подножия тектонических ступеней; 4 – гребневая зона тектонических ступеней; 5 – локальные разрывные тектонические нарушения: а – Кореневский, б – Лесецкий; 6 – региональные разрывные тектонические нарушения (нумерацию см. на рис. 2); 7 – границы литолого-фациальных зон и их нумерация по данным (Обровец, Яшин, 2013); 8 – вероятный очаг нефтегазообразования; 9 – скважина, ее номер, среднее поскважинное содержание $C_{орг}$ в межсолевых отложениях; 10 – субмеридиональные разломы древнего заложения.

Fig. 6. Map-scheme of average TOC borehole values distribution in the intersalt deposits of the western part of the Central area of the Pripyat trough.

1 – zone of no inter-salt deposits; 2 – zone of tectonic step ledges; 3 – zone of tectonic step foot; 4 – crest zone of tectonic steps; 5 – local tectonic faults: а – Korenevsky, б – Lesetskiy; 6 – regional tectonic faults (numbering see in Fig. 2); 7 – lithological-facial zone boundaries and their numbering according to (Obrovets, Yashin, 2013); 8 – probable oil and gas generation center; 9 – well, its number, average well TOC content in inter-salt sediments; 10 – submeridional faults of ancient emplacement.

ской, Северо-Шестовичской площадях сформировались нефтематеринские породы среднего и высокого качества. Нефтематеринские породы низкого качества приурочены к литолого-фаціальным зонам терригенно-карбонатной с органогенными образованиями и ангидритом (ЛФЗ-IX), глинисто-карбонатной с эвапоритовыми отложениями (западная часть ЛФЗ-X), глинисто-карбонатной с органогенными образованиями, строматолитовой (ЛФЗ-VIII, гребневая часть Азерецко-Хобнинской ступени), а высокого качества – к глинисто-карбонатной с турбидитовыми песчаниками, сульфатными породами и породами доманикового типа (ЛФЗ-XI), карбонатно-глинистой с турбидитовыми песчаниками, каменной солью, породами доманикового типа и вулканогенным материалом (ЛФЗ-XII), частично ЛФЗ-VIII на террасе и подножии Азерецко-Хобнинской ступени (Обровец, Яшин, 2013) (см. рис. 6). Уменьшение параметра S_2 до 6 мг/г в нефтематеринских породах на Копаткевичской площади (ЛФЗ-X) связано с изменением типа ОВ, а для Каменской площади (ЛФЗ-XII) уменьшение параметра S_2 до 7 мг/г – с влиянием турбидитовых потоков из Южного района (Обровец, 2008).

Высокими значениями расчетного параметра R_0 (0.8) характеризуются отложения подножия Азерецко-Хобнинской ступени и Приосевой троговидной депрессии Центрального района (0.8%) (Бибикова, 2024а). Западная область Центрального района характеризуется значениями расчетного параметра R_0 в интервале 0.35–0.45, что отвечает степени преобразования ОВ градации ПК₂–ПК₃ (Вассоевич, 1986).

Выявлена слабая зависимость параметра T_{max} (°C) от глубины для ОВ II и I типа (рис. 7). С учетом полученной зависимости (см. рис. 7б) принято, что верхней границей зоны нефтяного окна на территории Центрального района является глубина 3000 м, однако самые погруженные части ступеней не разбурены, поэтому мы только предполагаем кровлю “зоны нефтяного окна” на данной глубине. Соответственно, судя по анализу данных, в зону “нефтяного окна”, вероятно, погрузились межсолевые отложения подножий Шестовичско-Гостовской и Азерецко-Хобнинской ступеней (отмечено желтой звездочкой на рис. 6).

Формирование нефтематеринских пород межсолевого комплекса в Южном районе происходило постепенно начиная с задонского времени и завершилось в петриковское время в условиях постоянного сноса терригенного материала с Украинского щита. Содержание C_{org} в породах постепенно увеличивалось вверх по разрезу, одновременно увеличивалась площадь распространения нефтематеринских пород среднего и высокого качества. В пределах Южного района Припятского прогиба автором выделены зоны, обогащенные ОВ в задонских и елецких отложениях. Нефтегазоматеринские отложения с высокими поскважинными значениями параметров C_{org} и S_2 в межсолевых отложениях обнаружены на Западно-Софиевской (3.13%, 15.45 мг/г), Валавской (1.8–1.9%, 7.47 мг/г), Николаевской (1.8–3.4%, 5.0–7.2 мг/г), Ельской (1.4–2.8%, 5.55–14.27 мг/г) площадях соответственно (см. рис. 3). На Восточно-Выступовичской площади содержание C_{org} уменьшается до

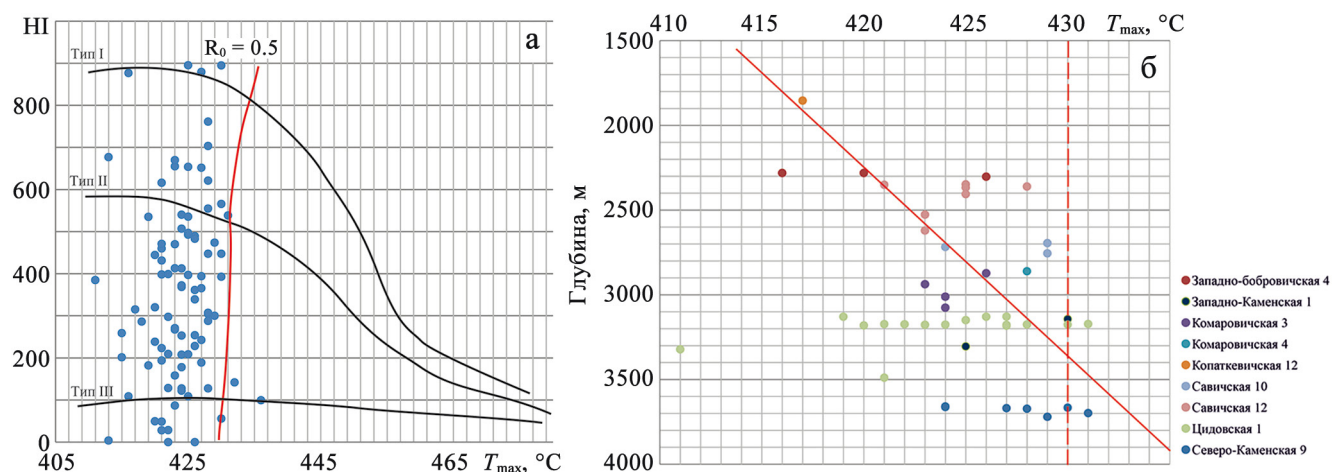


Рис. 7. Геохимическая характеристика нефтематеринских пород межсолевого комплекса Центрального района.

а – зависимость HI от T_{max} ; б – изменение T_{max} (°C) от глубины для ОВ II типа при $C_{org} > 0.8\%$, HI более 150 в породах межсолевых нижнефаменских отложений Центрального района.

Fig. 7. Geochemical characteristics of oil-source rocks of the inter-salt complex of the Central region.

а – dependence of the HI from T_{max} ; б – change in the T_{max} (°C) from the depth for OM of the II type at a TOC > 0.8%, HI of more than 150 in rocks of the inter-salt Nizhnefamensk deposits of the Inner Graben.

0.6–1.6%, параметр S_2 равен 2.49 мг/г, а на Великопольско-Липлянском участке содержание $C_{орг}$ составляет 0.6–1.28%, параметр S_2 равен 2.68 мг/г. Преобладающим типом ОВ является смешанный тип, преобладание континентального типа ОВ зафиксировано на Восточно-Выступовичской площади (рис. 8).

На изучаемой территории Южного района находится восемь ЛФЗ (Обровец, Яшин, 2013). В западной части Буйновичско-Наровлянской тектонической ступени на ее террасе выявлена литолого-фациальная зона мелководная глинисто-карбонатная с сульфатными породами и седиментационными доломитами (ЛФЗ-XXVI). К гребневой части Буйновичско-Наровлянской тектонической ступени приурочены литолого-фациальные зоны глинисто-карбонатная с себкховыми фациями и вулканогенным материалом (ЛФЗ-XXV) и частично ЛФЗ-XXVI. К Южно-Припятскому сбросо-блоковому уступу

приурочены чаще мелководные с терригенным обломочным материалом литолого-фациальные зоны: карбонатно-терригенная турбидитовая (ЛФЗ-XXI), грубообломочная терригенная (ЛФЗ-XXV), мелководная прибрежная глинисто-сульфатно-карбонатная с неустойчивым характером осадконакопления (ЛФЗ-XXVI).

К подножию Буйновичско-Наровлянской тектонической ступени приурочена литолого-фациальная зона с дельтовым комплексом (ЛФЗ-XXIX) и частично относительно глубоководные: карбонатно-терригенная турбидитовая с сульфатными породами (ЛФЗ-XX), карбонатно-терригенная турбидитовая (ЛФЗ-XXI), обломочно-карбонатно-глинистая с каменной солью (ЛФЗ-XXII), карбонатно-глинисто-обломочная турбидитовая с каменной солью (ЛФЗ-XXIII). В западной части Южного района на территории мелководной ЛФЗ-XXIX сформировались нефтематеринские породы низкого и среднего

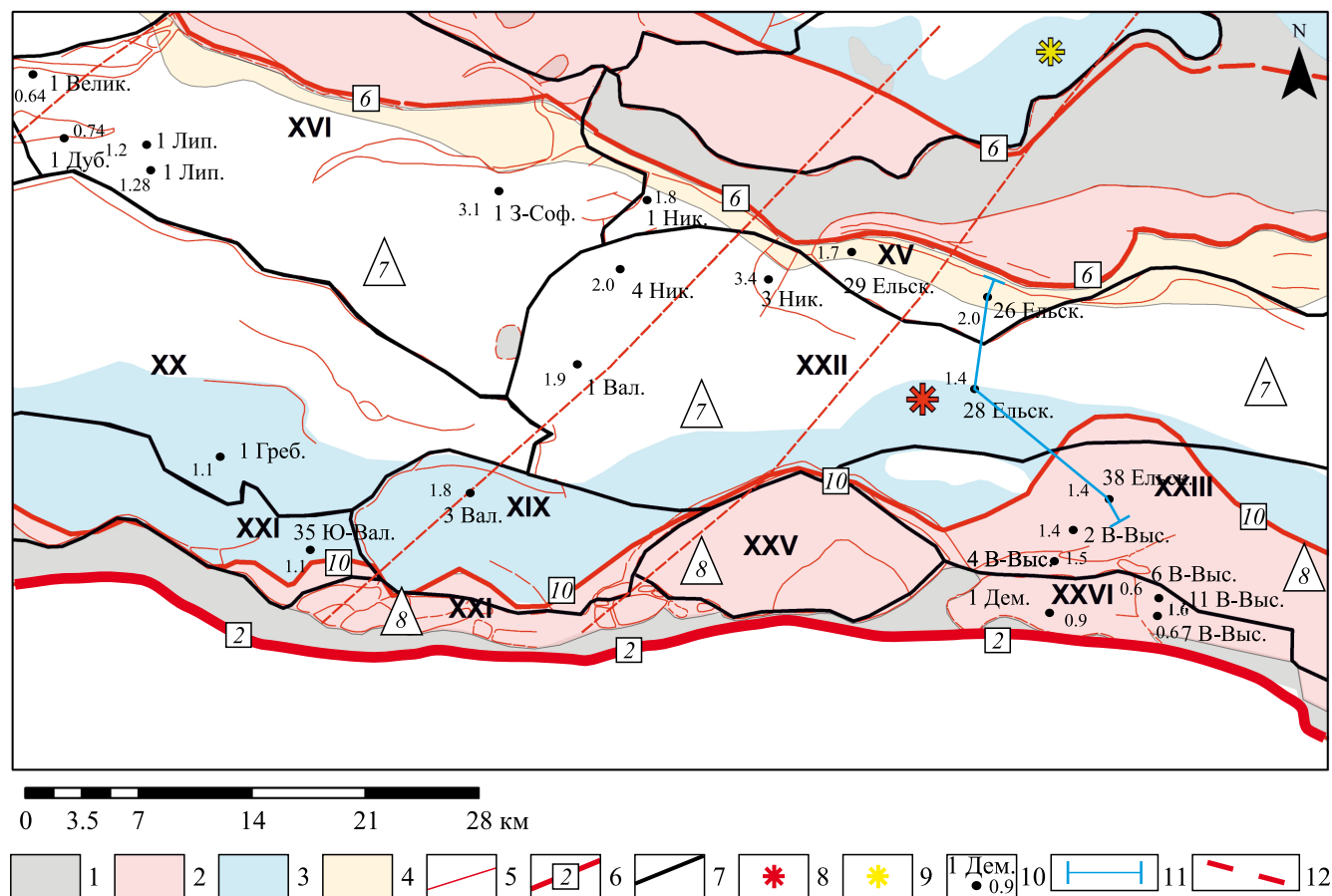


Рис. 8. Карта-схема распределения средних поскважинных значений $C_{орг}$ в межсолевых отложениях западной части Южного ареала Припятского прогиба.

Условные обозначения – см. рис. 3.

Fig. 8. Map-scheme of average TOC borehole values distribution in the intersalt deposits of the western part of the Southern area of the Pripyat trough.

See Fig. 3 for legend.

качества. На территории Южно-Припятского сбросо-блокового уступа в пределах литолого-фациальных зон мелководных с терригенным материалом образовались нефтематеринские породы низкого и среднего качества, на Восточно-Выступовичской и Радомлянской площадях содержание $C_{орг}$ локально повышается до 1.6–1.7%, однако среднее поскважинное содержание индекса водорода на Восточно-Выступовичской площади составляет 156 ед. в связи с высокой долей ОВ континентального происхождения. В центральной части Буйновичско-Наровлянской ступени качество нефтематеринских пород среднее и высокое. Для межсоловых отложений в пределах литолого-фациальных зон ЛФЗ-XXII на террасе Буйновичско-Наровлянской ступени, ЛФЗ-ХV в гребневой части ступени, ЛФЗ-XXIII в Симоновичско-Аравичской региональной зоне локальных поднятий Южно-Припятского сбросо-блокового уступа смена условий осадконакопления приводит к изменению геохимических показателей качества нефтематеринских пород $C_{орг}$, HI , S_2 (Бибикова, 2024в). Наиболее благоприятными условиями для накопления и сохранения ОВ является территория ЛФЗ-XXII на террасе и подножье Буйновичско-Наровлянской тектонической ступени. Нефтематеринские породы сосредоточены в зоне подножья и на террасе Буйновичско-Наровлянской ступени.

На территории Южного района Припятского прогиба обнаружена зависимость параметра T_{max} от глубины для ОВ I и II типов (рис. 9).

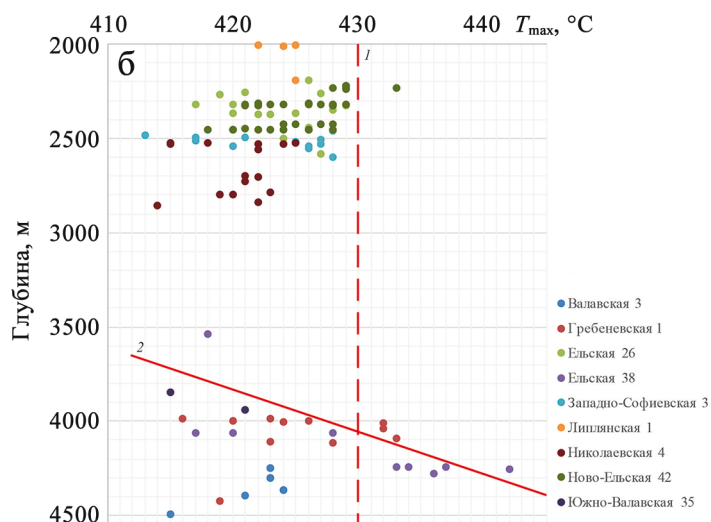
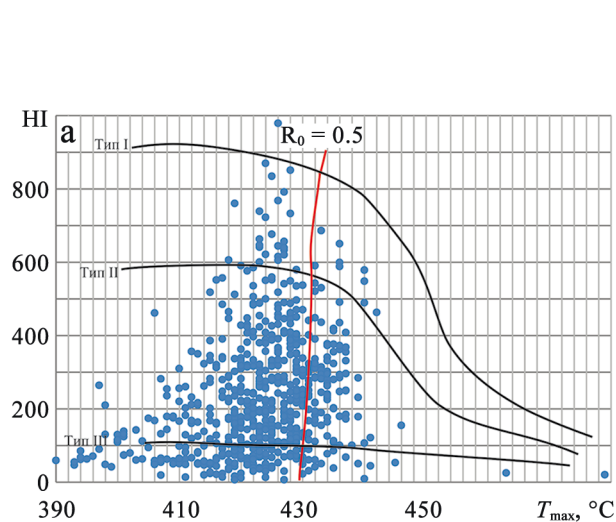


Рис. 9. Геохимическая характеристика нефтематеринских пород межсолового комплекса Южного района.

а – зависимость HI от T_{max} ; б – изменение T_{max} (°C) от глубины для ОВ II и III типа при $C_{орг} > 0.8\%$, $HI > 300$: 1 – граница нефтяного окна, 2 – линия тренда.

Fig. 9. Geochemical characteristics of oil-source rocks of the intersalt complex of the Southern region.

а – the dependence of the HI from T_{max} ; б – the change in the T_{max} (°C) from the depth for OM of the II and III types with a TOC of $>0.8\%$, $HI > 300$: 1 – oil window boundary, 2 – trend line.

Исходя из анализа геохимических данных на территории Буйновичско-Наровлянской ступени, предполагается, что верхней границей зоны “нефтяного окна” является глубина –4000 м (рис. 10). В зону “нефтяного окна” погрузились нефтематеринские породы задонских отложений подножья и террасы Буйновичско-Наровлянской ступени.

В гребневой части Буйновичско-Наровлянской ступени в скважинах Ельская 26 и Ново-Ельская 42 степень преобразованности ОВ уменьшается, нефтепроявления отмечены в скв. Ново-Ельская 42 в виде выпотов нефти в верхней части тонезжского горизонта, а в скв. Ново-Ельская 43 из тонезжского горизонта получен фильтрат глинистого раствора с пленкой нефти ($Q = 2.52 \text{ м}^3/\text{сут}$) в интервале 2527–2600 м.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Качественные и количественные характеристики нефтематеринских пород изменяются как вертикально по разрезу, так и по площади с учетом доминирующих литолого-фациальных условий. Содержание органического углерода на территории Червонослободско-Малодушинской ступени Северного района, а также Центрального и Южного районов увеличивается вверх по разрезу одновременно с увеличением площади распространения нефтематеринских пород среднего и высокого качества. Наименьшие значения геохимических параметров связаны с литолого-фациальными зонами, которые

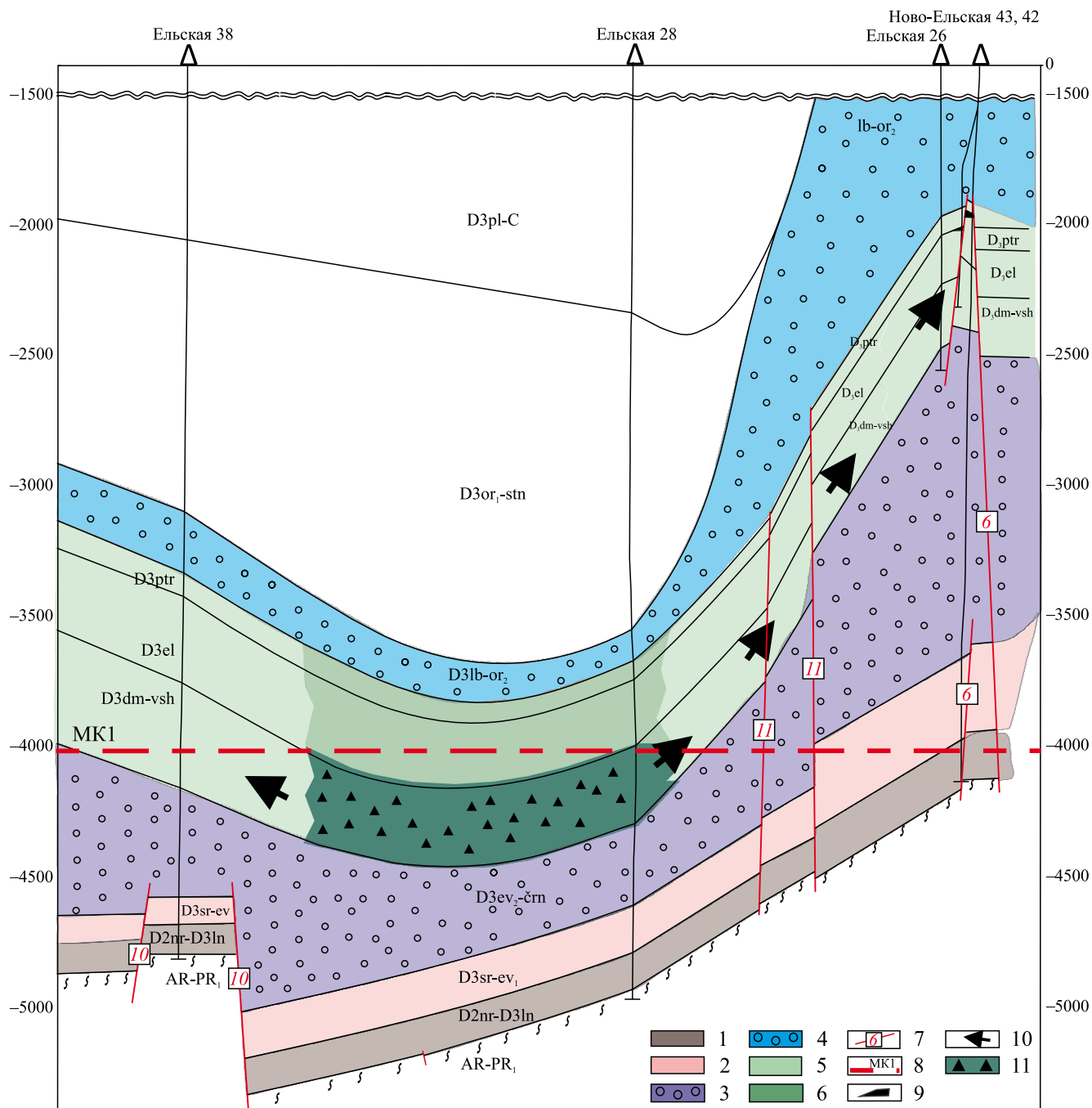


Рис. 10. Схематический профиль через Буйновичско-Наровлянскую ступень с отображением нефтепроизводивших нефтематеринских пород в межсолевых отложениях и направления миграции УВ на момент их образования (Е.В. Бибикина, М.Я. Бусел).

1 – подсолевые терригенные отложения; 2 – подсолевые карбонатные отложения; 3 – нижнесоленосные отложения; 4 – отложения галитовой субформации верхнесоленосных отложений; 5 – межсолевые отложения в зоне аккумуляции УВ; 6 – межсолевые отложения в зоне генерации УВ; 7 – разломы (их нумерацию см на рис. 2); 8 – граница кровли зоны “нефтяного окна”; 9 – нефтяная залежь; 10 – направление миграции нефти; 11 – нефтепроизводившие нефтематеринские породы.

Fig. 10. Schematic profile through the Buinovich-Narovyanskaya stage with a display of oil-producing oil-source rocks in inter-salt deposits and the direction of HC migration at the time of their formation (E.V. Bibikova, M.Y. Busel).

1 – subsalt terrigenous deposits; 2 – subsalt carbonate deposits; 3 – lower salt-bearing deposits; 4 – deposits of the halite subformation of upper salt-bearing deposits; 5 – inter-salt deposits in the zone of hydrocarbon accumulation; 6 – inter-salt deposits in the zone of hydrocarbon generation; 7 – faults (their numbering is shown in Fig. 2); 8 – the upper boundary of the “oil window” zone; 9 – an oil deposit; 10 – the direction of oil migration; 11 – oil-producing oil-source rocks.

развивались в прибрежных мелководных условиях либо связаны с привносом терригенного материала на территорию бассейна, в связи с чем формируются нефтематеринские породы низкого качества. В условиях карбонатно-глинистого накопления осадка при палеоглубинах более 200 м условия накопления и захоронения ОВ в породе улучшаются – формируются нефтематеринские породы высокого и среднего качества. Степень преобразованности ОВ в породах межсолевых девонских отложений повышается в зонах подножий тектонических ступеней, где формируются зоны генерации углеводородов: для Червонослободско-Малодушинской ступени Северного ареала это зона подножья Червонослободско-Малодушинской ступени, для Центрального ареала – зоны подножья Азерецко-Хобнической и Шестовичско-Гостовской ступеней, а также наиболее погруженная территория Приосевой троговидной депрессии, для Южной зоны – зона подножья и террасы Буйновичско-Наровлянской тектонической ступени.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хаин В.Е. (2000) Геология и геохимия нефти и газа. (Под ред. Б.А. Соколова). М.: Изд-во МГУ, 384 с.
- Бескопыльный В.Н., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г. (2012) Тектоническое районирование как основа прогноза остаточных перспектив нефтегазоносности Припятского прогиба. *Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века*. Гомель: Полеспечат, 9-54.
- Бескопыльный В.Н., Никуленко Е.Ф., Айзберг Р.Е., Грибик Я.Г. (2013) Районирование по условиям нефтегазообразования подсоевого и межсолевого комплексов Припятского нефтегазоносного бассейна. Гомель; Минск, 184 с.
- Бибикова Е.В. (2024а) Нефтематеринские породы нижнефаменских отложений девона центрального ареала припятского прогиба. *Цифровая реальность в геодезии, картографии и дистанционном зондировании земли. Проблемы геологии*. Мат-лы 1-го Белорусского геологического конгресса к 90-летию факультета географии и геоинформатики Белорусского географического общества. В 7 ч. Ч. 3. Минск: БГУ, 239-244.
- Бибикова Е.В. (2024б) Нефтематеринские породы нижнефаменских отложений девона Червонослободско-Малодушинской ступени Северного ареала Припятского прогиба. *Тенденции и проблемы развития наук о Земле в современном мире*. Мат-лы II Международ. науч.-практ. конф. Гомель: ГГУ, 37-40.
- Бибикова Е.В. (2021) Особенности формирования нефтематеринских и углеводородсодержащих межсолевых отложений в западной части Южного района Припятского прогиба. *Литасфера*, 1(54), 111-120.
- Бибикова Е.В. (2024в) Процессы формирования нефтематеринских и углеводородсодержащих пород в нижнефаменских отложениях центральной части Буйновичско-Наровлянской тектонической ступени Припятского прогиба. *Литасфера*, 1(60), 102-113.
- Вассоевич Н.Б. (1986) Избранные труды. *Геохимия органического вещества и происхождение нефти*. М.: Наука, 10-39.
- Гармашева Л.Ф. (1973) Геохимия органического вещества девонских отложений Припятской впадины (в связи с их нефтегазоносностью). Дисс. ... канд. геол.-мин. наук. Минск, 154 с.
- ГОСТ 21489-76. Государственный стандарт союза ССР. Угли бурые, каменные и антрациты. Разделение на стадии метаморфизма и классы по показателю отражения витринита. Москва. Государственный комитет СССР по стандартам.
- Кононов А.И. (1976) Условия формирования и закономерности размещения нефтяных залежей Припятского прогиба. М.: Недра, 153 с.
- Лапутъ В.А. (1983) Геохимия нефтегазоносных отложений Белоруссии. Минск: Наука и техника, 214 с.
- Матиасик И., Лесняк Г. (2012) Геохимические и петрофизические свойства пород, образующих месторождения типа Shale Gas. *Потенциал добычи горючих полезных ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI века*. Мат-лы Междунар. науч.-практ. конф. Гомель: Полеспечат, 200-207.
- Никуленко Е.Ф. (1977) Геохимические закономерности в изменении свойств и состава нефтей Припятского прогиба как основа прогнозирования их типов и качества. Дисс. ... канд. геол.-мин. наук. Минск, 144 с.
- Никуленко Е.Ф. (2003) Геохимические критерии нефтегазоносности. *Проблемы нефтегазоносности верхнепротерозойских и палеозойских комплексов Беларуси и Сибири*. Минск: БЕЛГЕО, 27-40.
- Обровец С.М., Яшин И.А. (2013) Литолого-фациальное районирование отложений межсолевого комплекса Припятского прогиба – основа прогнозирования литологически ограниченных залежей углеводородов. *Литасфера*, 2(39), 89-101.
- Обровец С.М. (2008) Терригенный седиментогенез в бассейне Припятского палеорифта *Актуальные проблемы геологии Беларуси и смежных территорий раннефаменского возраста и его роль в формировании литологических ловушек нефти*. Мат-лы Междунар. науч. конф., посвящ. 90-летию со дня рождения академика Национальной академии наук Беларуси А.С. Махнач. Минск: РУП БелНИГРИ, 199-206.
- Познякевич З.Л. (1997) Распределение рассеянного органического вещества и битумоидов в осадочном чехле. *Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы*. К 70-летию БелНИГРИ. Минск: Беларуская навука, 317.
- Пушкин В.И., Урьев И.И., Голубцов В.К., Некрята Н.С., Стрельченко Т.В. (1995) Стратиграфия нижнефаменских (межсолевых) отложений Припятского прогиба. Минск: Институт Геологических Наук, 142 с.
- Тиссо Б., Вельте Д. (1981) Образование и распространение нефти. М.: Мир, 501 с.
- Тиссо Б., Эспиталье Ж. (1975). Термическая эволюция органического вещества осадочных отложений: применение математического моделирования. Перспективы нефтегазоносности осадочных бассейнов и реконструкция термической истории осадочных отложений. *Revue de L'Institut Francais du petrole*, XXX(5).
- Фейзуллаев А.А., Аббасова С.В. (2013) Современные методы изучения органического вещества нефтей и газов. Баку: Nafta-Press, 224 с.

REFERENCES

- Bazhenova O.K., Burlin Y.K., Sokolov B.A., Khain V.E. (2000) Geology and geochemistry of oil and gas. (Ed. B.A. Sokolov). Moscow, MGU Publ., 384 p. (In Russ.)
- Beskokpyl'nyi V.N., Aizberg R.E., Gribik Y.G. (2012) Tectonic zoning as a basis for forecasting the residual oil and gas potential of the Pripyat Trough. *Fossil fuel production Potential in Belarus and its implementation forecast in the first half of the 21st century*. Gomel, Polespechat', 9-54. (In Russ.)
- Beskokpyl'nyi V.N., Nikulenko E.F., Aizberg R.E., Gribik Y.G. (2013) Zoning of the subsalt and intersalt complexes of the Pripyat oil and gas basin by oil and gas formation conditions. Gomel; Minsk, 184 p. (In Russ.)
- Bibikova E.V. (2024a) Oil source rocks of the Devonian Lower Famennian deposits of the central area of the Pripyat trough. *Digital reality in geodesy, cartography and remote sensing of the earth. Problems of geology*. Proceedings of the 1st Belarusian Geological Congress for the 90th anniversary of Geography and Geoinformatics Faculty of the Belarusian Geographical Faculty and the 70th anniversary of the Belarusian Geographical Society. In 7 parts. Pt 3. Minsk, BGU Publ., 239-244. (In Russ.)
- Bibikova E.V. (2024b) Oil source rocks of the Devonian Lower Famennian deposits of the Chervonoslobodsko-Malodushinskaya stage of the Northern area of the Pripyat Trough. *Trends and problems of development of Earth sciences in the modern world*. Proc. of the II Int. sci. and pract. conf. Gomel, GGU Publ., 37-40. (In Russ.)
- Bibikova E.V. (2021) Features of the oil source and hydrocarbon-containing intersalt deposits formation in the western part of the southern region of the Pripyat Trough. *Litasfera*, 1(54), 111-120. (In Russ.)
- Bibikova E.V. (2024c) Processes of the oil source and hydrocarbon-containing rocks formation in the Lower Famennian deposits of the central part of the Buinovichi-Narovlyanskaya tectonic stage of the Pripyat Trough. *Litasfera*, 1(60), 102-113. (In Russ.)
- Feizullaev A.A., Abbasova S.V. (2013) Modern methods of studying the organic matter of oils and gases. Baku, Naf-ta-Press Publ., 224 p. (In Russ.)
- Garmasheva L.F. (1973) Geochemistry of the organic matter of the Devonian sediments of the Pripyat basin (in connection with their oil and gas potential). Diss. ... cand. of geol.-min. nauk. Minsk, 154 p. (In Russ.)
- GOST 21489-76. State standard of the USSR. Brown coals, hard coals and anthracites. Division into metamorphic stages and classes by vitrinite reflectance index. Moscow. USSR State Committee for Standards. (In Russ.)
- Kononov A.I. (1976) Conditions of formation and patterns of placement of oil deposits of the Pripyat trough. Moscow, Nedra Publ., 153 p. (In Russ.)
- Laput' V.A. (1983) Geochemistry of oil and gas deposits of Belarus. Minsk, Nauka i Tekhnika Publ., 214 p. (In Russ.)
- Matiasik I., Les'nyak G. (2012) Geochemical and petrophysical properties of rocks forming Shale Gas type deposits. *Fossil fuel production potential in Belarus and its implementation forecast in the first half of the 21st century*. Materials of the Int. sci. and pract. conf. Gomel, Polespechat' Publ., 200-207. (In Russ.)
- Nikulenko E.F. (2003) Geochemical criteria of oil and gas potential. *Problems of oil and gas potential of Upper Proterozoic and Paleozoic complexes of Belarus and Siberia*. Minsk, BELGEO Publ., 27-40. (In Russ.)
- Nikulenko E.F. (1977) Geochemical patterns in changes in the properties and composition of Pripyat trough oils as a basis for forecasting their types and quality. Diss. ... cand. of geol.-min. nauk. Minsk, 144 p. (In Russ.)
- Obovets S.M. (2008) Terrigenous sedimentogenesis in the Pripyat paleorift basin of the Early Famennian age and its role in the formation of lithological oil traps. *Actual Problems of Geology of Belarus and Adjacent Territories*. Proc. of the Int. Sci. Conf. dedicated to the 90th anniversary of the birth of Academician of the National Academy of Sciences of Belarus A.S. Makhnach. Minsk, RUP BelNIGRI Publ., 199-206. (In Russ.)
- Obovets S.M., Yashin I.A. (2013) Lithofacies zoning of the intersalt complex of the Pripyat trough – the basics for lithologically limited hydrocarbon deposits forecasting. *Litasfera*, 2(39), 89-101. (In Russ.)
- Poznyakevich Z.L. (1997) Distribution of dispersed organic matter and bitumoids in the sedimentary cover. *Geology and oil and gas potential of the western part of the East European platform: on the 70th anniversary of BelNIGRI*. Minsk, Belaruskaya Navuka Publ., 317. (In Russ.)
- Pushkin V.I., Ur'ev I.I., Golubtsov V.K., Nekryata N.S., Strel'chenko T.V. (1995) Stratigraphy of the Nizhnefamsk (inter-salt) deposits of the Pripyat trough. Minsk, Institut Geol. Nauk Publ., 142 p. (In Russ.)
- Tissot B., Espital'e Zh. (1975) Thermal evolution of organic matter of sedimentary deposits: application of mathematical modeling. Prospects of oil and gas potential of sedimentary basins and reconstruction of the thermal history of sedimentary deposits. *Revue de L'Institut Francais du petrole*, XXX(5). (In French)
- Tissot B., Vel'te D. (1981) Formation and distribution of oil. Moscow, Mir Publ., 501 p. (In Russ.)
- Vassoevich N.B. (1986) Selected Works. *Geochemistry of Organic Matter and the Origin of Oil*. Moscow, Nauka Publ., 10-39. (In Russ.)