

РАЗДЕЛ II

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ

УДК: 550.4:552.57/.58

НЕФТЕМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ НИЖНЕФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЕВОНА ЦЕНТРАЛЬНОГО АРЕАЛА ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Е. В. Бибикова

*Государственное предприятие «НПЦ по геологии», Филиал «Институт геологии»,
ул. Академика Купревича, 7, 220141, г. Минск, Беларусь, bibikovaev@gmail.com*

Выполнены работы по выявлению и оценке нефтематеринских пород на территории Центрального ареала Припятского прогиба. Изучено распределение качественных и количественных характеристик нефтематеринских пород и их связь с литологическим составом породы.

Ключевые слова: нижнефаменские отложения; Припятский прогиб; Центральный ареал; нефтематеринские породы; зона генерации углеводородов.

OIL SOURCE ROCKS OF THE LOWER FAMENNIAN DEVONIAN DEPOSITS OF THE CENTRAL AREA OF THE PRIPYAT TROUGH

E. V. Bibikava

*State Enterprise «Research and Production Center for Geology»,
Branch «Institute of Geology», Akademik Kuprevich St., 7,
220141, Minsk, Belarus, bibikovaev@gmail.com*

Work has been carried out to identify and evaluate oil source rocks in the Central area of the Pripyat trough. The distribution of qualitative and quantitative characteristics of oil source rocks and their relationship with the lithological composition of the rock has been studied.

Key words: Lower Famennian deposits; Pripyat trough; Central area; oil source rocks; hydrocarbon generation zone.

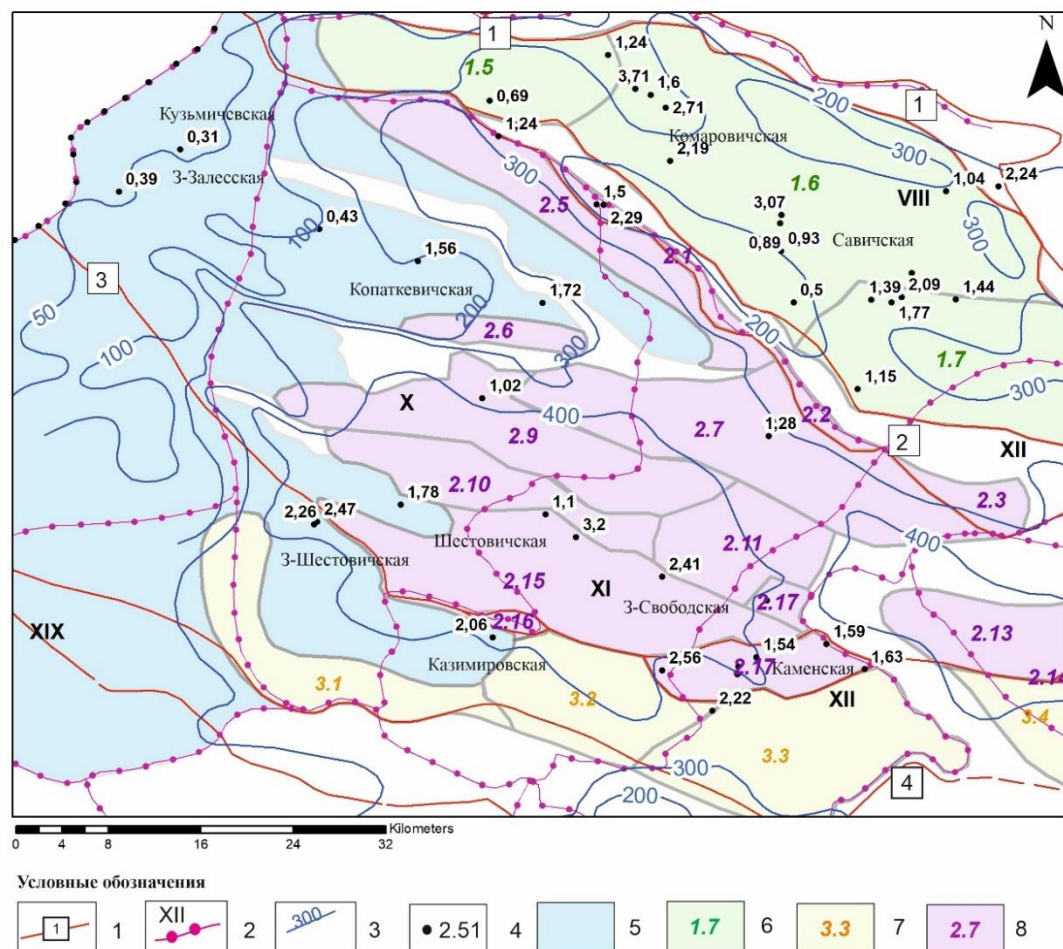
Материалы статьи включают результаты геохимических исследований органического вещества (ОВ) Центрального ареала Припятского прогиба битумологическим и пиролитическим методами. В результате выявлены и оценены нефтематеринские породы, с учетом

разработанной автором классификации [1]. Интерпретация геохимических данных проведена с учетом результатов литолого-фациального анализа межсолевых отложений по данным С. М. Обровец [2]. Использована структурная основа поверхности нижнефаменских отложений [3] и карта районирования межсолевой нефтегазоматеринской толщи Припятского нефтегазоносного бассейна по условиям генерации углеводородов [4, 5].

Основными критериями выделения и оценки нефтематеринских пород являются: количество органического углерода $C_{орг}$, содержание пиролических углеводородов (УВ) S_2 (мг/г), индекс водорода ИН, температура максимального выхода УВ T_{max} (°C). Автором выявлены зоны, обогащенные ОВ в задонских и елецких отложениях. Однако, наибольшая площадь распространения зон с высоким содержанием $C_{орг}$ и высоким качеством нефтематеринских пород характерна для елецких отложений. Нефтегазоматеринские отложения с высокими поскважинными значениями параметров $C_{орг}$ и S_2 в межсолевых отложениях были выявлены на Копаткевичской (6,53 мг/г, 1,3 %), Комаровичской (15–27 мг/г, 3,6–3,9 %), Северо-Комаровичской (6,5 мг/г, 1,3 %), Савичской (19 мг/г, 2,69 %), Каменской (7,21–30 мг/г, 3,3–5,2 %), Западно-Шестовичской (50 мг/г, 5,66 %) площадях (рисунок). На Северо-Каменской площади параметр S_2 равен 30 мг/г, но на Западно-Каменской уменьшается до 7,2 мг/г. Преобладающим типом ОВ на Цидовской, Савичской, Комаровичской, Каменской площадях является смешанный тип ОВ, преобладание континентального типа ОВ зафиксировано на Копаткевичской площади в районе Копаткевичского палеомыса по данным С. П. Микуцкого [6].

По данным С. М. Обровец [2], в западной части Центрального ареала выявлено 5 литолого-фациальных зон (ЛФЗ) (рисунок). На территории Туровской депрессии (ЛФЗ-IX), Копаткевичской (ЛФЗ-X) и Северо-Комаровичской (ЛФЗ-VIII) площадей сформировались нефтематеринские породы низкого качества. На Каменской (ЛФЗ-XII), Комаровичской и Савичской (ЛФЗ-VIII), Северо-Шестовичской (ЛФЗ-X) площадях сформировались нефтематеринские породы среднего и высокого качества. Нефтематеринские породы низкого качества приурочены к литолого-фациальным зонам ЛФЗ-IX и ЛФЗ-X, частично ЛФЗ-VIII, а высокого качества – к ЛФЗ-XI, ЛФЗ-XII, ЛФЗ-VIII. Уменьшение параметра S_2 до 6 мг/г в нефтематеринских породах на Копаткевичской площади связано изменением типа органического вещества (ОВ), а для Каменской площади уменьшение параметра S_2 до 7 мг/г – с влиянием турбидитовых потоков из Южного района [7]. Для анализа степени преобразованности ОВ использованы данные Л. Ф. Ажгиревич по отражательной способности витринита R_a и показатели T_{max} (°C).

Данные R_a пересчитаны на R_0 согласно ГОСТу 21489-76, а показатели $T_{\max}$ ($^{\circ}\text{C}$) пересчитаны на R_0 согласно формуле D. M. Jarvie для Barnett Shale [8, 9]. Выявлена зависимость параметра $T_{\max}$ от глубины для ОВ второго и первого типа.



1) разломы: 1 – Червонослободско-Малодушинский, 2 – Азерецко-Хобнинский, 3 – Шестовичско-Гостовский, 4 – Буйновичско-Наровлянский; 2) границы ЛФЗ и их номера: VIII – глинисто-карбонатная, с органогенными образованиями, строматолитовая, IX – терригенно-карбонатная с органогенными образованиями и ангидритом, X – глинисто-карбонатная с эвапоритовыми отложениями, XI – глинисто-карбонатная с турбидитовыми песчаниками, сульфатными породами и породами доманикового типа, XII – карбонатно-глинистая с турбидитовыми песчаниками, каменной солью, породами доманикового типа и вулканогенным материалом; 3) глубины палеобассейна по данным С. П. Микуцкого; 4) поскважинное значение $S_{\text{орг}}$ в межсолевых отложениях; 5) агенерационная область; 6) Азерецко-Хобнинский очаг с номерами секторов: 1.5 – Азерецкий, 1.6 – Комаровичский, 1.7 – Москвичевский; 7) Шестовичско-Гостовский очаг с номерами секторов: 3.1 – Шестовичский, 3.2 – В-Шестовичский, 3.3 – Гостовский; 8) Приосевой грабен с номерами секторов: 2.1 – Бобровичский, 2.2 – Калинковичский, 2.3 – Западно-Калинковичский, 2.5 – Копаткевичский, 2.6 – Ю-Копаткевичский, 2.7 – Птичский, 2.9 – Конковичский, 2.10 – С-Скрыгаловский, 2.1 – Осево, 2.13 – Борусский, 2.15 – Скрыгаловский, 2.16 – Казимировский, 2.17 – Каменский.

Карта-схема распределения $S_{\text{орг}}$ в породах межсолевого комплекса (по данным С. М. Обровец, С. П. Микуцкого, В. Н. Бескопыльного)

Западная агенерационная область Припятского нефтегазоносного бассейна характеризуется значениями расчётного параметра R_0 в интервале 0,35–0,45, что отвечает согласно шкале Вассоевича степени преобразованности ОВ градации ПК₂–ПК₃ [10]. Азерецко-Хобнинский очаг нефтегазообразования характеризуется широким разбросом расчетных показателей R_0 , которые варьируют в интервале 0,35–0,8. Предчервонослободская депрессия характеризуется максимальными показаниями параметра R_0 (0,8), что, вероятно, связано с зоной генерации УВ. Для Приосевого очага получены значения параметра R_0 для Птичского, Скрыгаловского, Северо-Скрыгаловского, Каменского и Осевого секторов нефтегазообразования. Максимальные значения параметра R_0 приурочены к Приосевому сектору (0,8 %), в близлежащих секторах показатели R_0 уменьшаются до 0,5–0,57 %. В Каменском секторе наблюдается аномалия R_0 (0,45–0,69 %), что, видимо, связано с влиянием соленосного купола в нижнесоленосном комплексе. От Восточно-Шестовичского по направлению к Гостовскому сектору Шестовичско-Гостовского очага наблюдается рост параметра R_0 от 0,4 до 0,57 %. Градация катагенеза МК₁ отмечена в Предчервонослободской депрессии Азерецко-Хобнинского очага, в Птичском, С-Скрыгаловском, Скрыгаловском, Каменском и Осевом секторах Приосевого очага; Гостовском секторе Шестовичско-Гостовского очага.

Таким образом, качественные и количественные характеристики нефтематеринских пород изменяются как вертикально по разрезу, так и по площади с учетом доминирующих литологофациальных условий. Наименьшие показатели геохимических параметров связаны с ЛФЗ, которые развивались в прибрежных мелководных условиях либо связаны с привнесом терригенных пород на территорию палеобассейна, 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 среднего и высокого качества. Качество нефтематеринских пород улучшается вверх по разрезу межсолевой толщи. Наиболее преобразованное ОВ в породах приурочено к Предчервонослободской депрессии Комаровичского сектора Азерецко-Хобнинского очага и Осевому сектору Приосевого очага.

Библиографические ссылки

1. Бибикова Е. В., Обровец С. М., Бусел М. Я. Особенности формирования нефтематеринских и углеводородсодержащих межсолевых отложений в западной части Южного района Припятского прогиба // Літасфера. 2021. № 1(54). С. 111–120.

2. *Обровец С. М., Яшин И. А.* Литолого-фациальное районирование отложений межсолевого комплекса Припятского прогиба – основа прогнозирования литологически ограниченных залежей углеводородов // *Літасфера*. 2013. № 2. С. 90–101.
3. *Бескопильный В. Н., Айзберг Р. Е., Грибик Я. Г.* Тектоническое районирование как основа прогноза остаточных перспектив нефтегазоносности Припятского прогиба // *Потенциал добычи горючих ископаемых в Беларуси и прогноз его реализации в первой половине XXI в.* Гомель : РУП «ПО «Белоруснефть», 2012. С. 9–54.
4. *Бескопильный В. Н., Никуленко Е. Ф., Айзберг Р. Е., Грибик Я. Г.* Районирование по условиям нефтегазообразования подсолевого и межсолевого комплексов Припятского нефтегазоносного бассейна. Гомель-Минск, 2013. С. 184.
5. *Никуленко Е. Ф.* Геохимические критерии нефтегазоносности // *Проблемы нефтегазоносности верхнепротерозойских и палеозойских комплексов Беларуси и Сибири.* Минск : БЕЛГЕО, 2003. С. 27–40.
6. *Познякевич З. Л.* Распределение рассеянного органического вещества и битумоидов в осадочном чехле // *Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы : к 70-летию БелНИГРИ / З. Л. Познякевич и др.* Минск : Беларуская навука, 1997. С. 317.
7. *Обровец С. М.* Седиментогенез турбидитов в девонском бассейне Припятского палеорифта // *Літасфера*. 2003. № 1(18). С. 46–58.
8. *Ажгиревич Л. Ф.* Палеотермия межсолевых и подсолевых отложений Припятского прогиба // *Микроэлементы и прогнозирование нефтегазоносности.* Минск : Наука и техника, 1975. С. 125–136.
9. *Матиасик И., Лесьняк Г.* 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 : материалы междунаро. науч.-практ. конф. (25–27 мая 2011 г.).* Гомель : ОАО «Полеспечать», 2012. С. 200–207.
10. *Неручев С. Г., Вассоевич Н. Б., Лопатин Н. В.* О шкале катагенеза в связи с нефтеобразованием // *Горючие ископаемые : Докл. совет. геологов на XXV сессии Междунаро. геолог. конгр. Москва, 1976.* С. 47–62.