

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.110-116>

УДК 553.982(476)

Перспективы нефтегазоносности карбонатных комплексов Припятского прогиба

Н.П. Фадеева^{1*}, Е.Н. Полудеткина¹, Ю.А. Петриченко²

¹Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

²ООО «РН-Эксплорейшен», Москва, Россия

Нефтегеологические работы в Припятском нефтегазоносном бассейне ведутся более 70 лет. К настоящему времени в нем открыто свыше 80 месторождений нефти и газа, но в связи с постоянно растущей потребностью в энергопотреблении работы по выявлению новых ресурсов постоянно продолжаются.

Проведенные геохимические исследования нефтематеринских отложений, а также 3D моделирование процессов генерации, эмиграции и аккумуляции углеводородов с учетом всех факторов риска позволили выделить перспективные объекты для нефтегазопроисковых работ в подсолевой и межсолевой карбонатных комплексах. Рассчитанные масштабы генерации, эмиграции и аккумуляции углеводородов, проведенные в результате геохимического и бассейнового моделирования, оказались сопоставимыми и показали, что нефтегазоматеринский потенциал девонских отложений Припятского прогиба реализован не более, чем на одну треть.

Ключевые слова: Припятский бассейн, подсолевой и межсолевой комплексы, органическое вещество, нефтематеринский потенциал, бассейновое моделирование

Для цитирования: Фадеева Н.П., Полудеткина Е.Н., Петриченко Ю.А. (2019). Перспективы нефтегазоносности карбонатных комплексов Припятского прогиба. *Георесурсы*, 21(2), с. 110-116. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.110-116>

Нефтегеологические работы в Припятском нефтегазоносном бассейне (Припятский прогиб) ведутся около 70 лет. К настоящему времени в нем открыто свыше 80 месторождений нефти и газа, но в связи с постоянно растущей потребностью в энергопотреблении работы по выявлению новых ресурсов постоянно продолжаются.

Припятский прогиб (Белоруссия) расположен на западе Восточно-Европейской платформы между Белорусской и Воронежской антеклизмами и разделяющей их Жлобинской седловиной на севере и Украинским щитом на юге (рис. 1). Размеры прогиба 150×280 км.

Припятский прогиб является западным звеном Припятско-Днепровско-Донецкого авлакогена и вместе с ним входит в состав Сарматско-Туранского Линеамента. Границами прогиба на западе и востоке являются Полесская и Брагинско-Лоевская седловины; последняя отделяет его от Днепровско-Донецкого прогиба. Северной и южной границами служат региональные мантийные краевые разломы: Северо-Припятский, являющийся частью Барановичско-Астраханского суперрегионального разлома, который ограничивает с севера Припятско-Днепровско-Донецкий авлакоген (амплитуда от 0,2 до 4,1 км), и Южно-Припятский, входящий в состав Припятско-Маньчского суперрегионального разлома (амплитуда до 5,2 км). Червонослободско-Малодушинским мантийным разломом Припятский прогиб делится на две структуры второго порядка субширотного простирания: Северную зону ступеней и Внутренний грабен (Геология и нефтегазоносность..., 1997; рис. 1). Припятский прогиб

осложнен многочисленными разломами широтного и преимущественно северо-северо-восточного простирания, которые создают сложное сочетание выступов, горстов, грабенов, зон приразломных поднятий и опусканий.

По краевым разломам фундамент опущен на глубину до 6 км, и грабен заполнен платформенными осадочными отложениями от рифейских до антропогенных, в девонской части разреза которых выделяются две мощные соленосные толщи (D_3f_3 ливенский и D_3fm лебедянский, оресский горизонты). По отношению к ним разрез осадочных образований Припятского прогиба подразделен на подсолевой терригенный (R, V- D_3f_1 ланский горизонт) и карбонатный (D_3f_2 саргаевский – D_3f_3 евлановский горизонты), межсолевой карбонатный (D_3f_3 домановичский – D_3fm петриковский горизонты, елецкий надгоризонт) и надсолевой терригенный (C-Q) комплексы. Подсолевой комплекс пород характеризуется преимущественно блоковым, межсолевой – пликвативно-блоковым, надсолевой – пликвативным строением (Геология и нефтегазоносность..., 1997).

Припятский прогиб является западной частью единого Припятско-Днепровско-Донецкого нефтегазоносного бассейна (НГБ), который характеризуется преимущественно нефтеносностью. Открытые месторождения нефти с растворенным газом, газа и газоконденсата, нефте- и битумопроявления приурочены к верхнепротерозойским и девонским отложениям подсолевых терригенного и карбонатного, межсолевого, внутрисолевого и иногда надсолевого комплексов. Наибольшее число (более 90%) залежей нефти связано с карбонатными подсолевым и межсолевым комплексами. Они расположены в интервале глубин 1,6-4,5 км и приурочены к ловушкам вдоль продольных крупноамплитудных региональных сбросов, фациальным замещениям на крыльях соляных

* Ответственный автор: Наталья Петровна Фадеева
E-mail: fadeeva_natalya@mail.ru

© 2019 Коллектив авторов

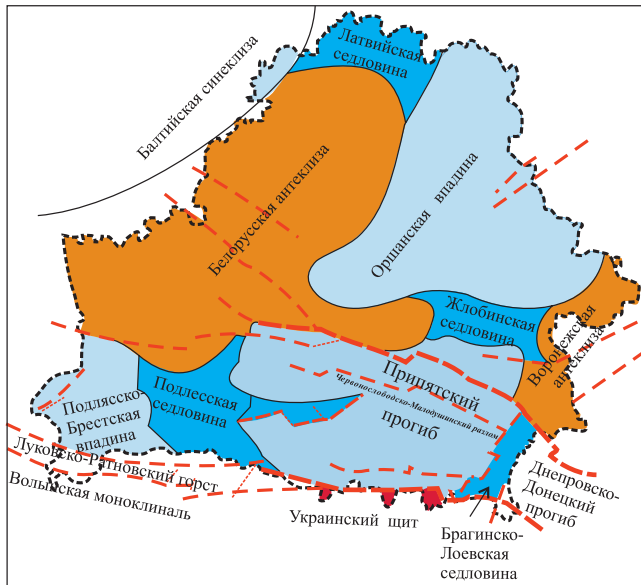


Рис. 1. Схема тектонического районирования территории Беларуси (Гарецкий, Айсберг, 1976)

куполов в основном Северной зоны (Северо-Припятский нефтегазоносный район). Во Внутреннем грабене (Южно-Припятский нефтегазоперспективный район) выявлен ряд промышленных притоков.

Целью данной работы является выяснение углеводородного (УВ) потенциала (исходного и остаточного) отложений и возможность открытия новых месторождений. Для решения этих вопросов было проведено геохимическое изучение органического вещества (ОВ) отложений рифея и девона и 1D-2D-3D моделирование генерации флюидов, определение миграционных потоков и зон аккумуляции на территории Припятского прогиба.

Строение разреза – чередование пород-генераторов и пород-покрышек, гидрогеологический режим, предполагают, что большинство УВ имеют сингенетичное происхождение, в которых наряду с автохтонным ОВ развиты сингенетично-остаточные и паравтохтонные разности. Этот факт подтверждается также разным составом нефтей (физико-химическим, компонентным, изотопным составом серы) для под- и межсолевого комплексов (Никуленко, 1989). Однако развитая сеть разломов также может обеспечивать перетоки УВ и привести к переформированию залежей и потерям углеводородных флюидов, что наблюдается иногда для пород внутри каждого комплекса, а иногда в виде нефтепроявлений в соленосных толщах, разделяющих эти комплексы.

Отложения девонского комплекса формировались в морских обстановках – от мелководноморских (лагунных) до глубоководных. Влияние суши проявлялось как в прибрежных, так и в относительно глубоководных условиях. Это отразилось на составе ОВ и определило его углеводородный потенциал. Кроме того, в карбонатных осадках более интенсивно протекают процессы в диагенезе, что могло негативно отразиться на генерационном потенциале ОВ и пород.

Геохимическое изучение отложений девонского комплекса (число образцов 620) включало химико-битуминологический анализ, газовую хроматографию, пиролиз по методу Rock-Eval. Оно показало, что в Припятском

прогибе существовали благоприятные условия для нефтегазообразования. Это обусловлено наличием в этих породах керогена типов I-II/III, повышенными концентрациями ОВ и термобарическим режимом, отвечающим условиям главной зоны нефтеобразования (ГЗН), а в некоторых районах Северной зоны – главной зоны газообразования (ГЗГ). Породы с хорошими нефтематеринскими свойствами: $C_{орг} = 0,3-5\%$, генерационный потенциал пород ($S_1 + S_2$) и ОВ ($HI = S_2 / C_{орг}$) по данным пиролиза 1,3-29 кг УВ/т породы и 133-857 кг УВ/т $C_{орг}$ (соответственно), в среднем составляют около 30% от всего разреза девонских отложений (Фадеева и др., 2012). Они развиты в отложениях нижнего подсолевого комплекса: терригенного (старооскольский горизонт) и карбонатного (семилюкско-саргаевский и воронежский горизонты) и в верхнем межсолевом комплексе (задонский и петриковский горизонты, и елецкий надгоризонт). Эти отложения рассматриваются нами как основные нефтематеринские свиты (рис. 2).

В них установлена положительная сильная корреляция между остаточными значениями $C_{орг}$ и генерационного потенциала пород – коэффициент корреляции 0,80-0,95 (рис. 3).

В одной из скважин востока центральной части Припятского прогиба (Москвичевская площадь) в семилюкском горизонте на глубине 4349 м обнаружен нефтенасыщенный пласт доломита с прослоями мергелей, обладающий уникальными нефтематеринскими свойствами: $C_{орг}$ (ТОС) 31,3%, ($S_1 + S_2$) 87 мг УВ/г породы, $HI = 238$ мг УВ/г ТОС, $OI = 1,4$ мг CO_2 /г ТОС. Учитывая, что породы находятся на градации катагенеза MK_2 ($T_{max} = 444^\circ C$), исходный потенциал ОВ мог быть значительно выше. Этот пласт относится к моисеевским слоям, залегающим внизу семилюкского разреза и являющимся наиболее эффективными нефтематеринскими породами Припятского прогиба (Геология и нефтегазоносность..., 1998).

По данным газожидкостной хроматографии УВ из отложений семилюкского горизонта содержат полный ряд n-алканов от C_{15} до C_{38} и изопренаны (Pr i- C_{17} , Ph i- C_{18}). (рис. 4).

Кривая распределения n-алканов имеет типичный «нефтяной» характер с единым максимумом в среднемолекулярной области (n- C_{24}). Невысокий «нафтенный горб» указывает на низкое содержание нафтенных и ароматических соединений. Среди изопренанов фитан преобладает над пристаном ($Pr/Ph = 0,63-0,98$), отношение $Pr/n-C_{17} = 0,43-0,63$; $Ph/n-C_{18} = 0,52-0,95$; $CrI = 0,97-1,07$; $OEP = 0,95-1,04$. Такое распределение n-алканов и значения генетических параметров свидетельствуют о восстановительных мелководноморских обстановках осадконакопления, восстановительном режиме в диагенезе и керогене типа II с возможной примесью гумусовой органики ($n-C_{17}/n-C_{27} = 0,6$). Коэффициенты нечетности и отношение изопреноидов к нормальным алканам указывают на зрелость материнских отложений, соответствующую ГЗН.

Породы, содержащие кероген III-IV типов (гумусовое, диагенетически переработанное ОВ), жидких УВ не генерируют, невысок и их газовый потенциал (выход газовых УВ меньше 1,5 кг/т породы, а чаще и того меньше).

Диапазон значений T_{max} пиролиза (303-600°C) и Ro витринита (0,3-1,1%) в породах девона чрезвычайно

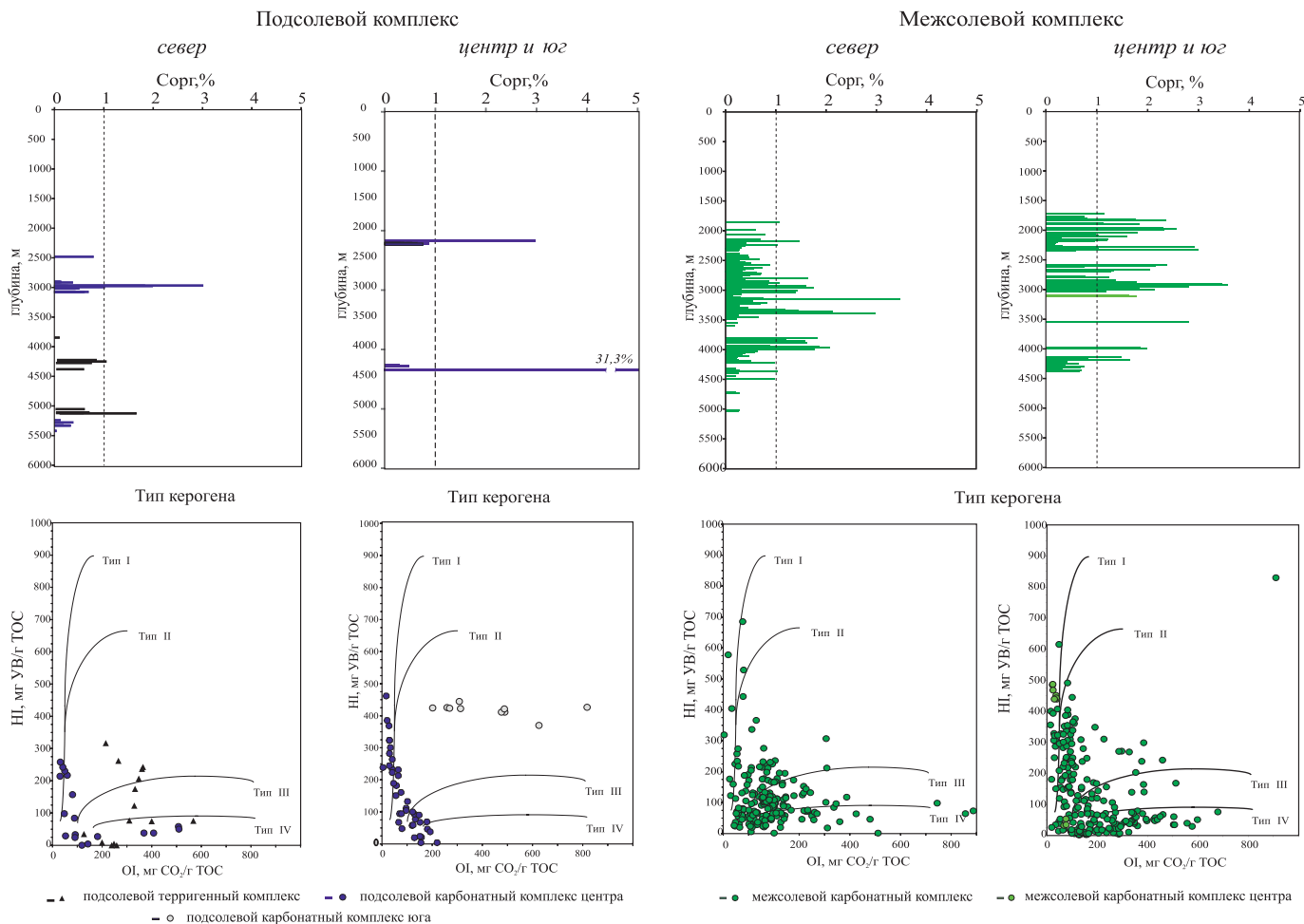


Рис. 2. Содержание и тип ОВ в породах Припятского прогиба

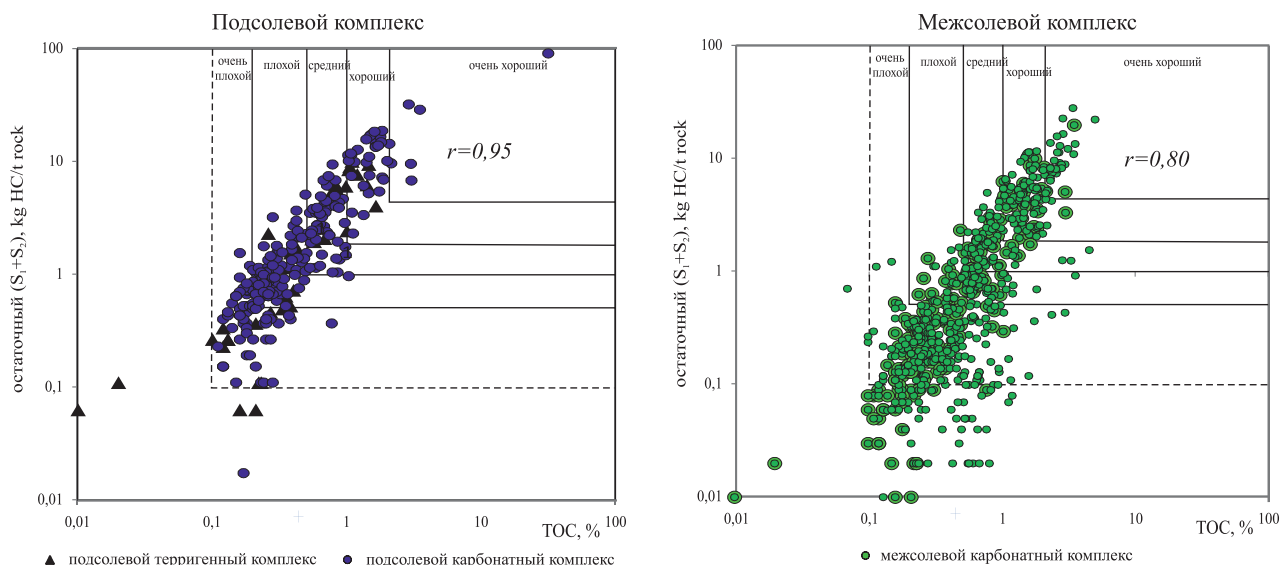


Рис. 3. Корреляция $C_{орг} - (S_1+S_2)$ в нефтематеринских породах

большой, что связано с разнонаправленными тектоническими движениями, эрозией отложений, наличием солей. Все отложения девона достигли условий ГЗН и частично ГЗГ. Как для подсолонного, так межсолонного комплексов отмечается более высокая катагенетическая преобразованность пород северной зоны (конец ГЗН – начало ГЗГ). Те же отложения, находящиеся на одинаковых с севером глубинах, на большей части прогиба в полном

объеме находятся на разных стадиях ГЗН. Повышенная прогретость недр связана с тектоно-вулканической деятельностью в позднефаменское-каменноугольное время авлакогенной стадии развития, наиболее активно проявившейся в северной части Припятского прогиба (Бескопыльный, 1976; Аммосов и др., 1987). В связи со снижением теплового потока породы частично выведены из ГЗН, но процессы генерации (с низкой скоростью)

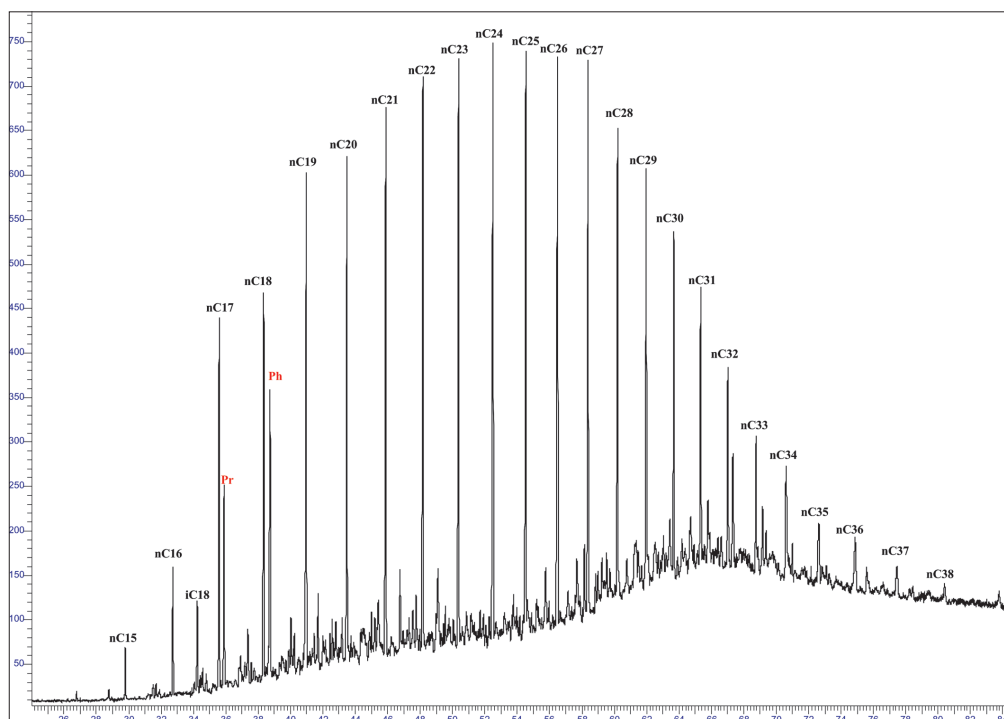


Рис. 4. Хроматограмма алкановых УВ семилукского горизонта

и эмиграции продолжают. Подтверждением служит присутствие в разрезах обоих комплексов отложений, не полностью реализовавших свой генерационный потенциал (рис. 3), с чем согласуются высокие значения остаточного содержания ОВ ($C_{\text{орг}} = 1,1-4,6\%$), значения индекса продуктивности керогена ($PI = S_1/S_1 + S_2$) 0,1-0,41 (медианы), повышенный выход жидких (0,5-20 кг УВ/т породы) и газовых (0,5-5 кг УВ/т породы) УВ.

В породах под- и межсолевого комплексов существует обратная зависимость между $C_{\text{орг}}$ и битумоидным коэффициентом ($\beta^{XB} = XB \times 100 / C_{\text{орг}}$, %), известная как «Закономерность Успенского-Вассоевича» – она позволяет выявлять генетические типы битумоидов. Для сингенетичных не затронутых миграцией битумоидов среднее значение $\beta^{XB} = 11,4\%$, что свойственно породам, находящимся в максимуме ГЗН. Наряду с ними широко развиты миграционные (паравтохтонные) битумоиды $\beta^{XB} = 25\%$ (среднее), а очень высокие значения (свыше 50 и до 150%) свойственны нефтенасыщенным прослоям пород. На диаграмме корреляции PI и T_{max} хорошо выделяются поля миграционных УВ (рис. 5). При равных значениях PI эти УВ характеризуются низкими значениями T_{max} (300-425°C), не свойственными ГЗН.

Газожидкостная хроматография алкановых УВ, проведенная для сингенетичного ОВ ($\beta^{XB} = 11,8\%$) и нефтепроявлений ($\beta^{XB} = 88\%$) показала близкий тип ОВ и сходные условия их образования в под- и межсолевых отложениях ($Pr/Ph = 1,02-1,11$) (рис. 5). Отличия заключаются в большем участии наземного органического материала в формировании ОВ подсолевого комплекса по сравнению с межсолевым – отношение н-алканов C_{17}/C_{27} 1,7 и 3,1, соответственно (средние значения).

Кроме того, ОВ в подсолевых отложениях катагенетически более преобразовано – отношения изоалканов к н-алканам и $CP1$ в нем в 1,5-2 раз выше, чем в межсолевом комплексе (рис. 6).

Углеводороды ОВ и нефтепроявления в обоих комплексах оказались практически одинаковыми, что говорит о генетическом родстве между ними.

Данные геохимии ОВ, толщины и площади нефтепроизводящих пород, позволили провести объемно-генетическим методом расчеты исходного и остаточного генерационного потенциала девонских отложений, а с учетом накопленной добычи нефти было установлено, что только треть УВ аккумулировалась в открытых месторождениях.

Для определения основных факторов, влияющих на образование УВ залежей в исследуемом районе, было проведено комплексное 1D-2D-3D моделирование процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции в программе *Temis*. Оно включало в себя калибровку температуры и зрелости по 10 скважинам, моделирование созревания ОВ и реализации генерационного потенциала, моделирование путей и эффективности миграции УВ из нефтематеринских толщ в коллектора и в пределах потенциально-продуктивных горизонтов во времени, построение геологической модели и оценку масштабов генерации и эмиграции УВ в геологическом времени. Такой подход позволил определить масштабы генерации углеводородных флюидов из основных нефтематеринских толщ, определить пути миграции УВ от очагов генерации к местам их аккумуляции.

В результате проведенного бассейнового моделирования было установлено, что образование залежей в пределах Припятского НГБ происходило в межсолевом и подсолевом комплексах за счёт миграции из собственных нефтематеринских толщ (сингенетичные залежи). Процессы эмиграции начались в раннекаменноугольное время (около 360 Ма), время максимальной миграции в ловушки – конец каменноугольного периода (305-310 Ма), в которое были сформированы основные залежи УВ. Активная тектоническая деятельность и связанная с ней эрозия способствовали перетоку УВ флюидов из уже

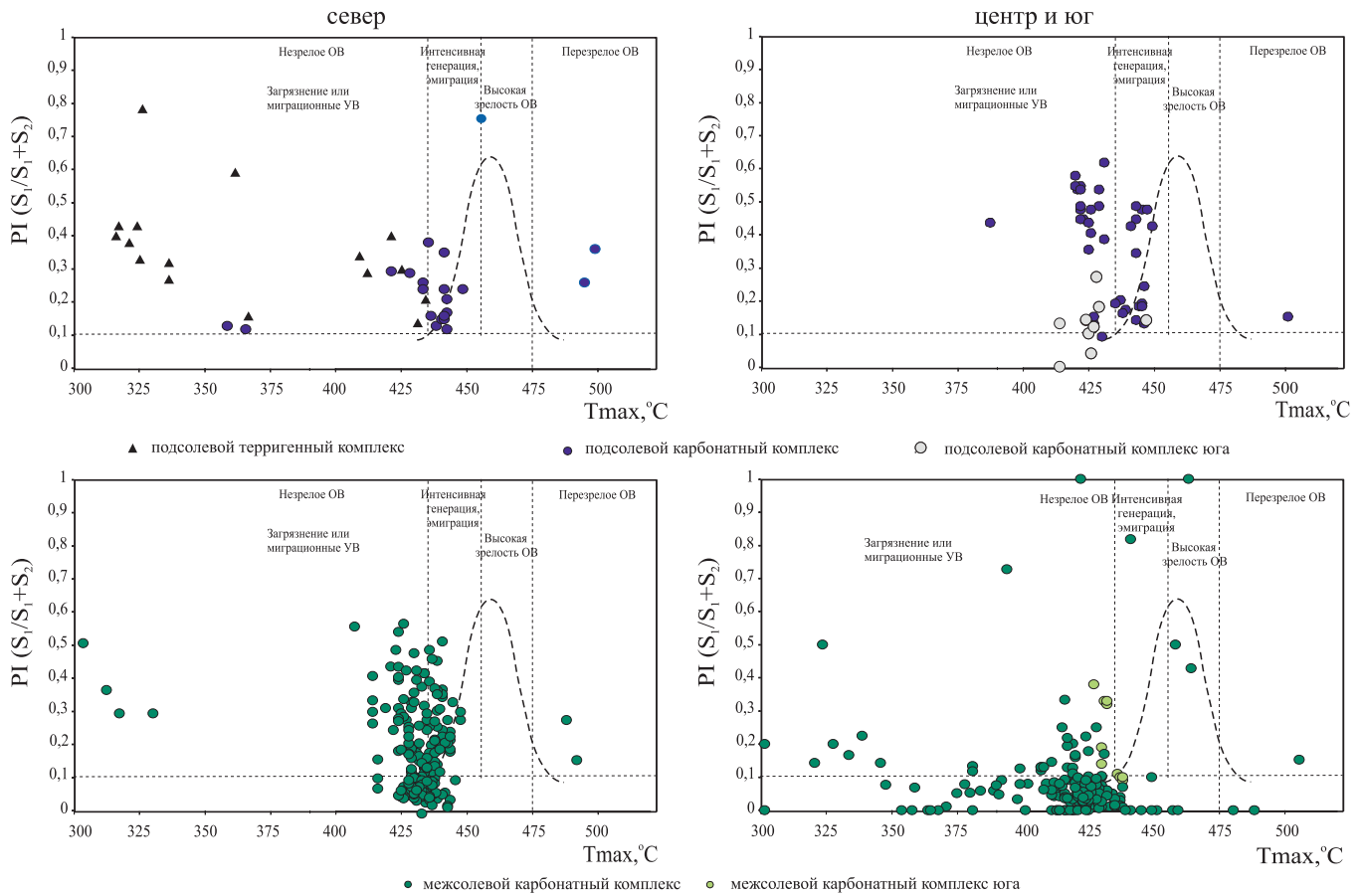


Рис. 5. Корреляция индекса превращенности керогена (PI) и T_{max} в породах Припятского прогиба

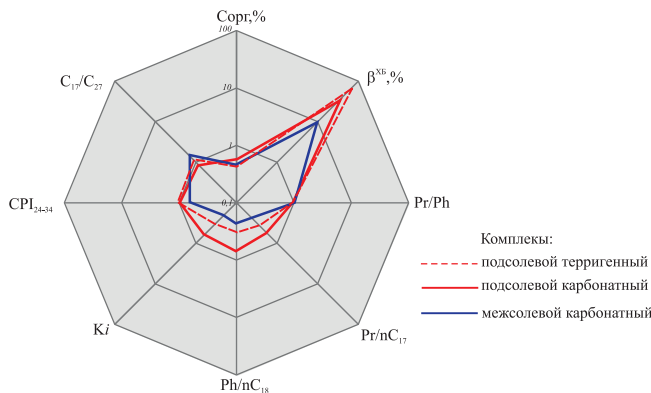


Рис. 6. Корреляционная диаграмма ОБ под- и межсолевых отложений Припятского прогиба

сформированных залежей, но в пределах каждого нефтегазоносного комплекса (под- и межсолевого). В настоящее время девонские отложения выведены из зоны генерации УВ вследствие снижения теплового потока. Глубины погружений верхнепалеозойских-кайнозойских отложений и современный тепловой поток не соответствуют условиям ГЗН.

Моделирование процессов миграции (3D модель) и аккумуляции с учетом всех факторов риска подтвердили уже открытые месторождения и позволили выделить перспективные объекты для нефтегазопроисковых работ в подсолевом и межсолевом карбонатных комплексах. Для каждой перспективной структуры вычислены суммарные извлекаемые геологические ресурсы и прогнозные извлекаемые запасы (рис. 7, 8).

Рассчитанные масштабы генерации, эмиграции и аккумуляции УВ, проведенные в результате геохимического и бассейнового моделирования, оказались сопоставимыми и показали, что нефтематеринский потенциал девонских отложений Припятского прогиба реализован не более чем на одну треть.

Выводы

Девонский разрез Припятского прогиба содержит нефтегазоматеринские породы в обоих комплексах. Они встречаются в межсолевом комплексе (петриковский горизонт, елецкий надгоризонт) северной, но, в основном, южной части прогиба.

Эти отложения на большей части прогиба достигли условий нефтегазообразования, что подтверждается присутствием миграционных (параавтохтонных) битумидов и УВ, но потенциал их реализован лишь частично. Поэтому в соответствующих термобарических условиях они могут генерировать жидкие и газовые УВ. В северной и центральной частях Припятского прогиба основные нефтематеринские породы сосредоточены в воронежском и семилукском горизонтах подсолевого карбонатного комплекса. В последнем в 2016 г., уже после проведенных нами исследований, в пределах промежуточного блока регионального Речицко-Вишанского разлома открыто нефтяное месторождение Угольское с прогнозными запасами 1,7 млн т нефти (рис. 7); месторождение среднего для Белоруссии размера. Залежь связана с нетрадиционным коллектором и находится на большой глубине (>5 км).

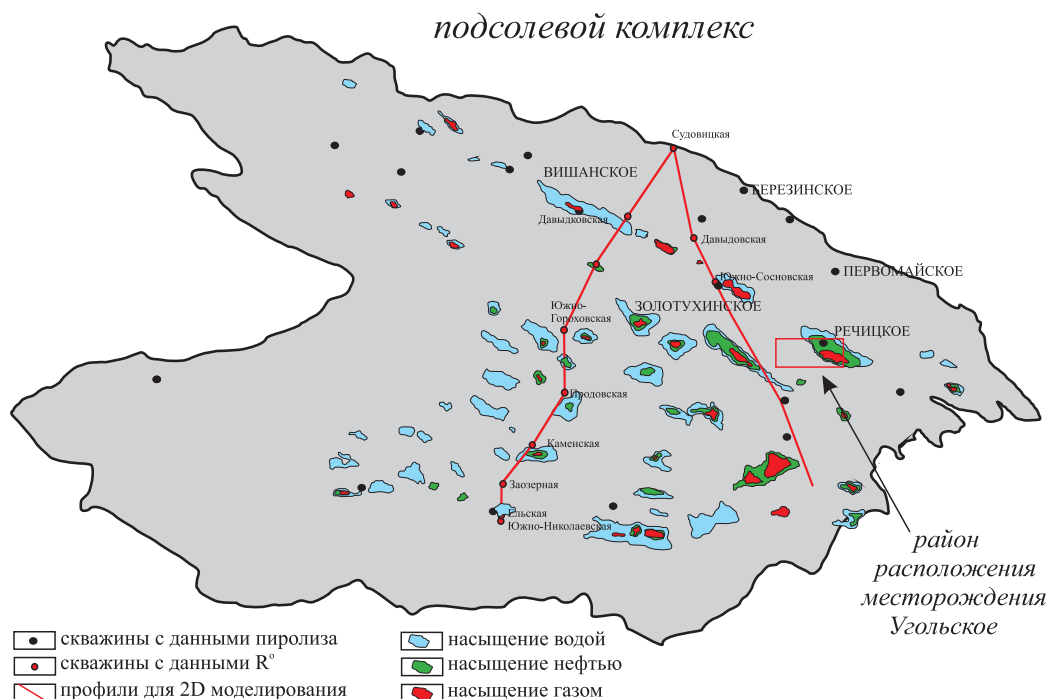


Рис. 7. Прогнозные участки подсолевого комплекса, благоприятные для аккумуляции УВ



Рис. 8. Прогнозные участки межсолевого комплекса, благоприятные для аккумуляции УВ

Роль терригенного подсолевого комплекса была незначительна, что обусловлено условиями накопления отложений – преобладают пестроцветные грубозернистые отложения, участие глин и мергелей в разрезе несущественно. В рифей-вендских отложениях присутствуют только миграционные УВ, собственный потенциал пород чрезвычайно низкий.

Благодарности

Авторы выражают благодарность рецензенту за ценные замечания, которые способствовали улучшению содержания статьи.

Литература

- Аммосов И.И., Горшков В.И., Гречишников Н.П., Еремин И.В., Прянишников В.К., Степанов Ю.В. (1987). Петрология органических веществ в геологии горючих ископаемых. М: Наука, 333 с.
- Бескопильный В.Н. (1976). Условия формирования и закономерности размещения скоплений нефти в Припятском нефтегазоносном бассейне. Автореф. канд. дисс. М.
- Гарецкий Р.Г., Айсберг Р.Е. (1976). Тектоника Белоруссии. Ред. Р.Г. Горецкий.
- Геология и нефтегазоносность запада Восточно-Европейской платформы: к 70-летию БелНИГРИ (1997). Под ред. З.Л. Познякевич и др. Минск: Белорусская наука, 696 с.
- Никуленко Е.Ф. (1989). Нефти палеозойских отложений Припятской нефтеносной области. Физико-химическая характеристика и

индивидуальный состав нефтей и конденсатов Советского Союза. М: Недра, с. 108-119.

Тектоника Припятского прогиба (1979). Под ред. Р.Г. Гарецкого. Минск: Наука и техника. 176 с.

Фадеева Н.П., Полудеткина Е.Н., Петриченко Ю.А., Хаджиева Г.В. (2012). Перспективы нефтегазоносности Припятского прогиба на основе геохимического и бассейнового моделирования. *Сб. тезисов докладов конференции «Ломоносовские чтения».*

Сведения об авторах

Наталья Петровна Фадеева – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

E-mail: fadееva_nataly@mail.ru

Елена Николаевна Полудеткина – старший научный сотрудник, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

E-mail poludetkinaelena@mail.ru

Юрий Александрович Петриченко – главный специалист, ООО «РН-Эксплорейшен»

Россия, 121151, Москва, ул. Можайский Вал, д. 8

E-mail: petrichenko@rn-exp.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 19.03.2019;

Принята к публикации 6.05.2019;

Опубликована 20.05.2019

IN ENGLISH

Prospects of oil and gas potential of the Pripyat trough carbonate complex

N.P. Fadeeva^{1}, E.N. Poludetkina¹, Yu.A. Petrichenko²*

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²LLC «RN-Exploration, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Natalya P. Fadeeva, e-mail: fadееva_nataly@mail.ru

Abstract. Oil-geological work in the Pripyat oil and gas basin has been going on for over 70 years; to date, more than 80 oil and gas fields have been discovered there, but due to the ever-growing need for energy consumption, work on the identification of new resources is constantly continuing. Geochemical studies of oil deposits, as well as 3D modeling of the processes of generation, emigration and accumulation of hydrocarbons, taking into account all risk factors, made it possible to identify promising objects for oil and gas exploration in the subsalt and intersalt carbonate complexes. The calculated scales of generation, emigration and accumulation of hydrocarbons, carried out as a result of geochemical and basin modeling, turned out to be comparable and showed that the oil and gas source potential of the Devonian sediments of the Pripyat trough was realized by no more than one third.

Keywords: Pripyat basin, subsalt and intersalt complexes, organic matter, oil source potential, basin modeling

Recommended citation: Fadeeva N.P., Poludetkina E.N., Petrichenko Yu.A. (2019). Prospects of oil and gas potential of the Pripyat trough carbonate complex. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 110-116. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.110-116>

References

Amosov I.I., Gorshkov V.I., Grechishnikov N.P., Eremin I.V., Pryanishnikov V.K., Stepanov Yu.V. (1987). Petrologiya organicheskikh veshchestv v geologii goryuchikh iskopaemykh [Petrology of organic substances in the geology of fossil fuels]. Moscow: Nauka, 333 p. (In Russ.)

Beskopylnyi V.N. (1976). Usloviya formirovaniya i zakonmernosti razmeshcheniya skoplenii nefi v Pripyatskom neftegazonosnom basseine [Formation conditions and distribution regularities of oil accumulations in the Pripyat oil and gas basin]. *Avtoref. kand. diss.* [Abstract Cand. sci. diss.]. Moscow. (In Russ.)

Fadeeva N.P., Poludetkina E.N., Petrichenko Yu.A., Khadzhieva G.V. (2012). Oil and gas potential of the Pripyat Trough based on geochemical and basin modeling. *Sb. tezisov dokladov konferentsii «Lomonosovskie chteniya»* [Pros. Conf.: Lomonosov readings]. (In Russ.)

Geologiya i neftegazonosnost' zapada Vostochno-Evropeiskoi platformy [Geology and petroleum potential of the West East European Platform]. (1997). Ed. Z.L. Poznyakevich et al. Minsk: Belorusskaya nauka, 696 p. (In Russ.)

Nikulenko E.F. (1989). Nefti paleozoiskikh otlozhenii Pripyatskoi neftenosnoi oblasti. Fiziko-khimicheskaya kharakteristika i individual'nyi sostav neftei i kondensatov Sovetskogo Soyuzha [Paleozoic oil deposits of the Pripyat oil-bearing region. Physical-chemical characteristics and individual composition of oils and condensates of the Soviet Union.]. Moscow: Nedra, pp. 108-119. (In Russ.)

Tektonika Pripyatskogo progiba [Tectonics of the Pripyat Trough]. (1979). Ed. R.G. Garetskiy. Minsk: Nauka i tekhnika, 176 p. (In Russ.)

About the Authors

Natalya P. Fadeeva – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

E-mail: fadееva_nataly@mail.ru

Elena N. Poludetkina – Senior Researcher, Petroleum Geology Department

Lomonosov Moscow State University

1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

E-mail poludetkinaelena@mail.ru

Yury A. Petrichenko – Chief Specialist

LLC «RN-Exploration»

8, Mozhaisky Val st., Moscow, 121151, Russian Federation

E-mail: petrichenko@rn-exp.rosneft.ru

Manuscript received 19 March 2019;

Accepted 6 May 2019; Published 20 May 2019