УДК 553.98

А.Е. Березий
канд. геол.-мин. наук
ВНИГНИ[1]
заведующий сектором литологических исследований
aberezly@mail.ru

Перспективы развития минерально-сырьевой базы нефти и газа в Припятской впадине Республики Беларусь

[1]Россия, 105118, Москва, шоссе Энтузиастов, 36

В дискуссии «Углеводородные перспективы недр Беларуси», начатой в № 4-2020 журнала «Недропользование XXI век», поднимались вопросы о перспективах наращивания разведанных запасов нефти и газа в Беларуси; расширения углеводородного потенциала Беларуси; выявления залежей нефти в породах фундамента. Автор высказывает свою позицию по обсуждаемым вопросам, отмечая, что реальные углеводородные перспективы белорусских недр ограничены Припятской впадиной

Ключевые слова: Припятская впадина; ресурсный потенциал; нетрадиционные источники нефти; низкопроницаемые углеродистые толщи; неструктурные ловушки

В отношении ***перспектив наращивания разведанных запасов в целях увеличения их добычи*** в предыдущем выпуске журнала в рамках дискуссии уже отмечена устойчивая в течение последних трех лет тенденция полного воспроизводства в Беларуси запасов нефти, погашаемых добычей. Известны оценки Минприроды Беларуси возможности выявления и оконтуривания в 2023–2027 гг. (вероятно, в основном на землях, прилегающих к известным месторождениям) запасов, освоение которых обеспечит к 2030 г. не менее 5% от общего объема добычи углеводородов в пределах всей Припятской нефтегазоносной области, что составит величину порядка 80–100 тыс. т в год. Конечно, это не очень большие цифры для нефтегазового комплекса Беларуси с суммарной мощностью нефтепереработки свыше 20 млн т нефти при годовой добыче 1,7 млн т. Однако имеются и другие перспективы наращивания ресурсного потенциала УВ.

Не исчерпан пока в Северной структурной зоне ресурсный потенциал более глубоких горизонтов девона и подстилающих пород фундамента. Кроме того, остаются слабо изученными Центральная и Южная структурно-формационные зоны, но об этом сказано ниже.

Припятский бассейн по фазовому составу углеводородов, в отличие от Днепрово-Донецкой впадины, с которой он часто и справедливо сопоставляется, является в основном нефтеносным, что можно рассматривать, по-нашему мнению, как положительный фактор.

О предпосылках расширения углеводородного потенциала Беларуси. Представляется, что реальные перспективы ограничены Припятской впадиной, что уже было отмечено большинством участников предшествующей дискуссии.

Как известно, строение и нефтегазоносность Припятского бассейна регулируются, прежде всего, специфическими особенностями геодинамического режима региональной планетарного масштаба надрифтовой зоны со свойственными такого рода структурам сложными системами ограниченных крутопадающими разломами грабенов и горстов, нередко с инверсионным характером движений, интенсивным магматизмом, масштабной солеродной седиментацией, различные стратиграфические уровни которой разделены терригенно-карбонатными толщами красноцветных и сероцветных карбонатно-терригенных и терригенных формаций, нередко с толщами углеродистых глинистых и глинисто-кремнисто-карбонатных толщ с ОВ сапропелевого и гумусово-сапропелевого типа и горючих сланцев, а также с горизонтами вулканогенных пород.

В Припятской впадине такого рода нефтегазоперспективные комплексы пород распространены и пока еще слабо изучены в надсолевой верхнефаменской, межсолевой нижнефаменской и подсолевой франкской толщах девона. Это связано с тем, что в предшествующий период геологического изучения и освоения в регионе основными объектами прогноза, поисков и оценки были структурные ловушки, так или иначе связываемые с так называемой «соляной тектоникой». Естественное исчерпание резерва таких ловушек стимулировало в последние годы активные поиски других типов природных резервуаров с ловушками седиментационного характера (литологических, стратиграфических, рифовых построек и вулканических куполов, зон выклинивания гранулярных поровых коллекторов, в том числе в клиноформенных структурах и др.), обычно называемых неструктурными (т.е. неантиклинальными) или ловушками сложно-экранированными.

Потребовалось (сейчас это реализуется ведущими добывающими компаниями мира) расширение комплекса геофизических наземных и скважинных исследований с использованием современных аппаратурно-технологических комплексов и программного обеспечения, системные геохимические исследования керна скважин с использованием технологии *Rock Eval*. Такого рода комплексные исследования обеспечивают выявление и оконтуривание не только структурных неоднородностей потенциально продуктивных резервуаров, параметров катагенетической преобразованности рассеянного в них органического вещества и битумоидов, но и надежную локализацию в типовых разрезах межсолевой и подсолевой толщ интервалов нефтематеринских пород, оценку их эффективных толщин, общего генерационного потенциала УВ и генерационного потенциала подвижных УВ, других характеристик.

Приоритетным направлением развития сырьевой базы УВ Беларуси на современном этапе, как это справедливо считает большинство исследователей региона, являются нетрадиционные источники нефти в низкопроницаемых высокоуглеродистых породах, распространенных в разрезах межсолевого и подсолевого комплексов девонских отложений Припятского прогиба. Рассматривается возможность решения проблемы изучения и освоения высокоуглеродистых комплексов в рамках программы Союзного государства России и Беларуси.

Для решения проблемы будут использованы обстоятельные геологические модели месторождений нефти Северной структурно-формационной зоны Припятского прогиба, а так-

же уникальные разработки ФГБУ «ВНИГНИ» по анализу строения и нефтегазоносности, оценки ресурсного потенциала УВ нетрадиционных источников высокоуглеродистых отложений доманикового типа в пределах депрессионных зон Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций. При этом будут учтены оригинальные данные сравнительного анализа продуктивности высокоуглеродистых толщ доманикового типа, установленной по результатам разведки Троицкого месторождения нефти в отложениях Бузулукской впадины в Оренбургской области – и по данным количественной оценки прогнозных ресурсов этой же площади.

Необходимо учитывать, что кардинальное расширение ресурсного потенциала низкопроницаемых углеродистых толщ, так же как ресурсов нефти в традиционных коллекторах неструктурных ловушек освоенных районов, включая Припятский прогиб в Республике Беларусь, связано, прежде всего, с решением проблемы перевода разведки и добычи УВ (в данном случае нефти), как единого неразрывно связанного процесса, на принципиально новый технологический уровень – главным образом наземной и скважинной сейсморазведки, горизонтального бурения с применением многостадийного гидроразрыва пласта, обеспечивающих создание в продуктивных толщах обширных зон дренажа и извлечения нефти из низкопроницаемых комплексов.

В этом плане представляется важной оценка перспектив локализации промышленных зон нефтегазонакопления в непрерывных пластовых резервуарах высокоуглеродистых глинисто-кремнисто-карбонатных низкопроницаемых пород, и не только тех, как предлагает Валерий Бескопыльный, что «расположены вокруг или между традиционными коллекторами разрабатываемых месторождений» Северной структурно-формационной зоны, но и на новых площадях Центральной и Южной структурно-формационных зон.

Предполагается, что значительная часть территории Центральной структурно-формационной зоны в саргаевско-воронежское и петриковско-задонское время представляла собой мелководную карбонатную платформу, достаточно удаленную от источников сноса терригенного материала с Украинского щита и Воронежского массива и отгороженную от них глубоководными надрифтовыми зонами Южной и Северной структурно-формационных зон.

Этим определялись предпосылки некомпенсированной седиментации при интенсивном развитии в благоприятных климатических и гидрохимических условиях фито- и зоопланктона, накоплении и быстром захоронении мортмассы в периоды формирования соленосных толщ. Рельеф осадочного бассейна представлял собой сочетание конседиментационных надблоковых поднятий, на которых формировались толщи органогенных карбонатных пород. Надблоковые малоамплитудные валы и поднятия пространственно соседствовали с надграбеновыми продольными депрессионными зонами, в которых происходили накопление и литификация в восстановительной геохимической среде глинисто-кремнисто-карбонатных и глинисто-карбонатно-кремнистых пород, в различной степени обогащенных рассеянным органическим веществом сапропелевого и гумусово-сапропелевого типа и с концентрациями $C_{орг}$ до 2–5%, что соответствует, согласно классификации А.М. Акрамходжаева, группе хороших и превосходных по качеству нефтематеринских пород.

Сходного типа отложения, обогащенные ОВ сапропелевого и гумусово-сапропелевого типов, по материалам ВНИГНИ, выделяются в подсолевой толще Южной структурно-формационной зоны. Содержание $C_{орг}$ в них колеблется от 0,35 до 5,79%, составляя в среднем 0,7%. По данным имеющихся палеотектонических построений амплитуда погружения этих пород к концу лебедянского времени здесь достигала 4 км, что могло обеспечивать катагенетическую преобразованность ОВ на стадиях $МК_1$-$МК_2$. Это сопоставимо с соответствующими показателями Северной структурно-формационной зоны.

Межсолевые задонско-елецкие отложения Южной зоны также характеризуются содержанием ОВ смешанного гумусово-сапропелевого и сапропелево-гумусового типов и относительно высокой степенью его катагенетической преобразованности – до стадии катагенеза $МК_1$-$МК_2$. Содержание $C_{орг}$ в среднем составляет около 2%, варьируя от 0,76 до 5,5%. Предполагается, что условия формирования залежей УВ для межсолевого и подсолевого комплексов в Южной структурно-формационной зоне были идентичными.

Результаты комплексных исследований ВНИГНИ в кооперации с научными и производственными организациями Беларуси свидетельствуют о том, что в пределах всех структурно-формационных зон Припятской впадины в различные периоды геологической истории девона и карбона происходили процессы генерации и миграции УВ. Это подтверждается открытиями промышленных притоков нефти в последние годы в Центральной и Южной структурных зонах.

По имеющимся оценкам, как для межсолевого, так и подсолевого комплексов наиболее оптимальными для сохранения залежей УВ

могли быть условия тектонически стабильных, наименее затронутых активными движениями ловушек, включая как погребенные пассивные антиклинальные ловушки, так и литологические, стратиграфические и комбинированные ловушки. Здесь можно ждать промышленные скопления первичных залежей легкой нефти. Не менее важное значение имеет уточнение толщин и структуры нижней и верхней соленосных толщ в целях оценки гидрогеологической закрытости нефтегазоносных систем в составе подсолевого и нижнесолевого нефтегазоперспективных комплексов. Это особенно важно для Южной структурно-формационной зоны, в пределах которой мощность регионального флюидоупора нижней соленосной толщи втрое превышает мощность такой же толщи в Северной зоне, что повышает перспективы выявления в подсолевом комплексе первой промышленных залежей УВ.

Речь идет о том, что где-то нужно отойти от привычных зон разломов и структур соляной тектоники, что непросто в Припятской впадине, попытаться оценить блоки с сохранившейся целостностью природных резервуаров на предмет выявления в них так называемых «тектонически пассивных» ловушек с первичными скоплениями нефти. Для реализации этого направления в Южной структурной зоне в свое время ВНИГНИ, БелНИГРИ и Управлением геологии Белоруссии под руководством и с участием В.А. Богино, Л.А. Демидовича, М.Б. Келлера, Б.А. Соловьева, О.В. Снегиревой, других белорусских и российских геологов была разработана программа детальных научно-исследовательских геолого-геофизических исследований, направленная на выявление новых зон промышленных скоплений нефти.

О перспективах выявления месторождений УВ в породах фундамента. Известные в настоящее время нефтепроявления и месторождения на Припятской и Днепровско-Донецкой впадинах, в Манычской системе прогибов – все это в пределах единой зоны позднегерцинских-киммерийских надрифтовых структур – свидетельствуют о распространении в этих регионах скоплений нефти, как правило, непромышленных масштабов, в зонах разуплотнения метаморфизованных сланцевых комплексов фундамента и в гранитоидах, обычно под экраном перекрывающих горизонтов низкопроницаемых пород.

В настоящее время нет оснований для отнесения данного направления работ к приоритетным. Хотя, безусловно, следует уточнить на современном уровне имеющиеся структурные карты поверхности фундамента, состава и толщины древних кор выветривания, литолого-фациальные карты перекрывающих отложений основания девона, карты распространения связанных с ними региональных и локальных флюидоупоров, схем распределения в породах и состава битумоидов, прямых признаков нефтегазоносности и т.д., уточнить, при необходимости, положение и проектную документацию планируемых к бурению, исследованиям и испытаниям параметрических скважин.

Выбор участков для анализа перспектив нефтегазоносности фундамента пространственно целесообразно увязывать с региональными зонами нефтегазонакопления в толщах платформенного чехла и фундамента, нефтегазоносные системы которых, как свидетельствуют типовые модели месторождений, нередко представлены несколькими толщами нефтематеринских пород, многоуровневой системой нефтегазонакопления, характеризуются своими особенностями фазового состава, генерации, эмиграции и аккумуляции УВ, формирования, переформатирования и разрушения их залежей.

UDC 553.98

A.E. Berezy, PhD, Head of the Sector of Lithological Research, VNIGNI[1], abereziy@mail.ru

[1]36 Highway Enthusiasts, Moscow, 105118, Russia.

Outlook for the Development of the Petroleum Resource Base in Pripyatsky Depression, Republic of Belarus

Abstract. The discussion "Hydrocarbon prospects of the Republic of Belarus subsurface" started in No.4–2020 of Nedropolzovanie XXI Vek (21 Century Subsoil Use) Journal raised the following questions: prospects for increasing the explored oil and gas reserves in Belarus; expanding the hydrocarbon potential of Belarus; identifying oil accumulations in the basement rocks. The author states his point of view on the issues being discussed; he emphasizes that actual hydrocarbon potential of the Belorussian subsurface are limited by the Pripyatsky Depression.

Keywords: Pripyatsky Depression; resource potential; unconventional sources of oil; low–permeable carbon–bearing formations; non–structural traps.