

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА НА ОСНОВЕ ГЕОХИМИЧЕСКОГО И БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Н.П.Фадеева, Е.Н.Полудеткина, Ю.А.Петриченко, Г.В.Хаджиева

Нефтегеологические работы в Припятском нефтегазоносном бассейне (Припятский прогиб) ведутся более 70 лет; к настоящему времени в нем открыто 75 месторождений нефти и газа, но в связи с постоянно растущей потребностью в энергопотреблении работы по выявлению новых ресурсов постоянно продолжаются.

В строении Припятского прогиба принимают участие осадочные породы рифей-четвертичного возраста, но особый интерес представляют собой девонские отложения, т.к. именно с ними связаны практически все разведанные залежи углеводородов (более 90%). Породы нижней части осадочного разреза (R-V – D3 fr ланский горизонт) характеризуют подсолевой терригенный комплекс, саргаевско-воронежский – подсолевой карбонатный комплекс, который отделяется нижнесоленосными отложениями ливенского горизонта от верхнего межсолевого комплекса. Последний также представлен карбонатными породами домановичского, задонского, елецкого и петриковского горизонтов франского и фаменского ярусов. Вышележащие отложения (соленосные породы фаменского яруса и карбонатно-терригенные породы карбон-четвертичного возраста) являются надежной крышкой для нижележащих нефтегазоносных комплексов. Такое строение разреза - чередование пород-генераторов и пород-крышек предполагает, что большинство УВ имеет сингенетичное происхождение, в которых наряду с автохтонным органическим веществом (ОВ), развиты сингенетично-остаточные и паравтохтонные разности. Однако сильно развитая сеть разломов также может обеспечивать и вертикальные перетоки УВ и привести к переформированию залежей и потерям УВ флюидов.

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 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 термобарическими условиями, отвечающими условиям главной зоны нефтеобразования, а в некоторых районах – главной зоны газообразования. Породы

с повышенными нефтематеринскими свойствами ($S_{org}=0,3-5\%$, генерационный потенциал пород по данным пиролиза $(S_1+S_2)=1,3-29$ кг УВ/т породы, генерационный потенциал ОВ ($HI=S_2/S_{org}$) 133-857 кг УВ/т Сорг), составляют в среднем около 30% от всего разреза девонских отложений. Они развиты в отложениях нижнего подсолевого комплекса: терригенного (старооскольский горизонт) и карбонатного (семилукско-саргаевский и воронежский горизонты) и в верхнем межсолевом комплексе (задонский и елецкий, в меньшей степени, петриковский горизонты); эти отложения рассматриваются нами как основные нефтематеринские свиты. В них установлена положительная сильная корреляция между Сорг и генерационным потенциалом ОВ и пород, и они обладают повышенным выходом жидких (0,5-20 кг УВ/т породы) и газовых (0,5-5 кг УВ/т породы) углеводородов. 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). Соотношение выходов УВ показало, что процессы нефтеобразования преобладают над газообразованием, это подтверждает существование преимущественно нефтяных месторождений в пределах Припятского НГБ.

Для определения основных факторов, влияющих на образование УВ залежей в исследуемом районе, было проведено комплексное 1D-2D-3D моделирование процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления 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 (НМТ), 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 подселевом комплексах за счёт миграции из собственных НМТ толщ (сингенетичные залежи). Процессы эмиграции начались в раннекаменноугольное время (около 360 Ma), а время максимальной миграции в ловушки – в конце каменноугольного периода (305-310 Ma), в которое были сформированы основные залежи УВ. Активная тектоническая деятельность, связанная с эрозией, способствовала перетоку УВ флюидов из уже сформированных залежей, но в пределах каждого нефтегазонасного 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 главной зоны нефтеобразования.

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. 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.