

**Потенциально нефтегазоматеринские породы северо-западного шельфа
Черного моря**

Ермоленко О.В.¹, Ольшанецкий М.В.², Кочетов Р.В.³

1 - ДП Научно-исследовательский институт нефтегазовой промышленности, -, 2 -

ДП Научно-исследовательский институт нефтегазовой промышленности, -, 3 -

Львовский национальный университет имени Ивана Франко, Геологический
факультет, Киев, Украина

E-mail: ermolenko@naukanaftogaz.kiev.ua

В пределах северо-западного шельфа Черного моря открыто 5 газовых и 3 газоконденсатных месторождения, а также более десяти нефтяных и газоконденсатных месторождений на прилегающей суше Крымского полуострова. Кроме того, на северо-западном шельфе выделено более 50 нефтегазоперспективных объектов, что свидетельствует о высоких перспективах района для поиска месторождений углеводородов.

Одним из наиболее важных показателей перспективности северо-западного шельфа Черного моря является наличие и степень зрелости нефтегазоматеринских пород. Но в связи с плохой разбуренностью территории распространение и свойства нефтегазоматеринских пород мезо-кайнозойского разреза исследуемой территории изучены недостаточно.

В осадочном чехле северо-западного шельфа Черного моря и прилегающей суше Крымского полуострова традиционно выделяются две терригенные толщи потенциальных нефтегазоматеринских пород майкопского (олигоцен-ранний миоцен) и раннемелового возраста [1, 2]. Эти выводы подтверждаются и данными геохимических исследований образцов керна из скважин северо-западного шельфа Черного моря, проведенных различными зарубежными и отечественными компаниями, научными организациями.

Отложения майкопского возраста накапливались в условиях с непостоянными геохимическими обстановками. Фациально-генетический тип органического вещества преимущественно сапропелевый. Оценка степени зрелости отложений майкопской серии, основанная на значениях R_o (отражающая способность витринита) и T_{max} (пиролиз Rock-Eval), даёт основания предполагать, что эти породы находятся на ранней стадии «нефтяного окна» лишь в центральной, наиболее погруженной, части Каркинитского прогиба (глубины более 2500 м). На остальной территории шельфа майкопские отложения являются незрелыми.

Следовательно, источником газа и конденсата в открытых на северо-западном шельфе Черного моря месторождениях должны быть более зрелые нефтегазоматеринские породы, которые залегают глубже. Предположительно, таким источником являются нефтегазоматеринские породы раннемелового возраста.

В пределах Каркинитского прогиба нижний мел представлен терригенными, преимущественно глинистыми, отложениями, формирование которых происходило в гидродинамически спокойных, слабо восстановительных и восстановительных условиях. Фациально-генетический тип органического вещества осадков нижнего мела смешанный, преобладает сапропелевый материал со значительной примесью гумусового. Эти породы могут обладать хорошими нефтегазоматеринскими свойствами.

К северу (Южно-Украинская моноклиналь) и к югу (Каламитский вал и вал Губкина) от Каркинитского прогиба в составе отложений нижнего мела преобладает более грубообломочный материал, а также уменьшается мощность толщи, что не способствует генерации значительного количества углеводородов. Предварительные оценки степени зрелости верхней части нижнемеловых отложений показывают, что потенциальные нефтегазоматеринские породы на глубинах 4500-6000 м находятся на стадии «газового окна» или являются перезрелыми (глубины более 6000 м) в пределах Каркинитского прогиба и на стадии «нефтяного окна» (глубины 2500-4500 м) на прилегающей суше Крымского полуострова.

Литература

1. Полухтович Б.М., Шестопад Б.А. Основные комплексы и зоны образования углеводородов // Прогноз поисков нефти и газа на юге СССР и на прилегающих акваториях: Труды УкрНИГРИ. Вып. XXX. М., Недра, 1981. С. 117-133.
2. Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. М.: Наука, 1980.