

Геологическое строение и генерационный потенциал углей танопчинской свиты геофизического мегавала и сопредельных территорий

Научный руководитель – Калмыков Антон Георгиевич

Юшкин Петр Алексеевич

Студент (бакалавр)

Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, Геологический факультет, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, Москва, Россия

E-mail: yushkin_petr@mail.ru

Северные районы Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, включая Гыданский полуостров, представляют собой сложный и перспективный полигон для изучения процессов нефтегазообразования в мезозойских отложениях. Особый интерес представляют угли танопчинской свиты ачимовской толщи. Несмотря на то, что органическое вещество III типа традиционно рассматривается как источник преимущественно газообразных углеводородов, актуальным остается вопрос о реализации его потенциала в генерации жидких флюидов и их вкладе в нефтеносность региона.

Исследование потенциала нефтегазоносности танопчинской свиты ачимовской толщи требует детального анализа не только органического вещества (ОВ), но и его взаимодействия с вмещающей минеральной матрицей. На стадиях протокатагенеза (ПК2–ПК3) угли III типа обладают значительным генерационным потенциалом, характер реализации которого во многом определяется составом вмещающих пород. Согласно классическим исследованиям (Espitalié et al., 1980), минеральная матрица способна активно влиять на процессы деструкции органического вещества, выступая катализатором и определяя тем самым фракционный состав и соотношение генерируемых жидких и газообразных углеводородов.

Для выяснения роли минеральной компоненты был поставлен эксперимент по акватермолизу в отсутствие минерального катализатора и в его присутствии. Для оценки результатов использованы следующие методы: пиролиз методом Rock-Eval, экстракция образцов, фракционное разделение.

По результатам пиролиза методом Rock-Eval на исследованных углях была выявлена генетическая неоднородность. Образцы А1 и Б1 соответствуют типичному гумусовому ОВ III типа с низким водородным индексом ($HI = 80\text{--}200$ мг УВ/г ТОС). Для образца А2 установлены аномально высокие значения HI (до 450 мг УВ/г ТОС), что позволяет классифицировать их как липтинитовые угли смешанного II–III типа. Все изученные образцы являются катагенетически незрелыми ($T_{max} 420\text{--}430$ °С).

Условия экспериментов по акватермолизу (температура — 300 °С и время — 24 часа) были подобраны таким образом, чтобы обеспечить трансформацию ОВ углей до стадии мезокатагенеза (МК2). Достижение условий главной зоны нефтеобразования (ГЗН) позволило наиболее полно оценить каталитическое влияние минеральных добавок на процессы генерации и состав образующихся флюидов. Эксперименты по акватермолизу липтинитового угля (II–III тип) показали высокую чувствительность его ОВ к минеральным катализаторам. Наиболее выраженный эффект зафиксирован при добавлении карбонатного компонента: выход легкой синтетической нефти увеличился в 5 раз (с 2,08 до 10,98 мг УВ/г породы). Добавление кремнезема привело к двукратному росту данной фракции (до 3,68 мг УВ/г породы). Также в обоих экспериментах наблюдалось существенное увеличение содержания тяжелой синтетической нефти: почти в 2 раза (до 138,45 мг УВ/г — для карбонатов и 115,31 мг УВ/г — для кремнезема).

Таким образом, экспериментально доказано, что минеральная матрица является активным регулятором процессов нефтегазообразования для липтинитовых углей танопчинской свиты. Ее каталитическое влияние определяет не только объемы генерации, но и преимущественный фракционный состав продуктов, способствуя значительному увеличению выхода нефтяных компонентов из гумусово-липтинитового органического вещества

Источники и литература

- 1) Espitalié J. Role of Mineral Matrix in Kerogen Pyrolysis: Influence on Petroleum Generation and Migration / J. Espitalié, M. Madec, B. Tissot // AAPG Bulletin. – 1980. – Vol. 64, № 1. – P. 59–66.