

Природа нефтей доюрского комплекса юго-востока Западной Сибири

*С.В. Фадеева¹, И.В. Гончаров¹, Н.В. Обласов¹,
В.В. Самойленко¹, М.А. Веклич¹, А.Е. Литвинова¹, А.В. Жердева¹*
¹АО «ТомскНИПИнефть»

Актуальность работы обусловлена необходимостью воспроизводства ресурсной базы углеводородов Западной Сибири в том числе за счет расширения стратиграфии поиска. В этом ключе большой интерес представляет доюрский комплекс отложений Западной Сибири, промышленная нефтегазоносность которого доказана опытным путем. Подавляющая часть залежей нефтей, залегающих в отложениях доюрского комплекса находится в юго-восточной части Западной Сибири, в пределах Чузикско-Чижапской седловины. Изучение свойств и состава нефти продуктивных отложений является важным аспектом комплексного геолого-геохимического исследования нефтегазоносности района. Применение высокоразрешающих аналитических методов исследования (GC/MS, GC/MS/MS, EA-IRMS) позволяет получить данные о молекулярном (биомаркерный анализ) и изотопном составе нефти, определить на основе этих данных природу и генезис флюидов.

Природа нефти доюрского комплекса до сих пор является предметом дискуссий. Последние работы свидетельствуют о двух основных источниках: континентальные нижне-среднеюрские породы и породы палеозойского возраста. Нефти, генерированные неморскими породами юры однозначно по параметрам молекулярного и изотопного состава отнесены авторами к одному из трех выделенных в регионе генетических типов (тогурскому). Выделенный палеозойский генетический тип представляет собой семейство нефтей, в генерации которых принимали участие исключительно морские породы палеозоя. Предложен ряд генетических параметров состава, однозначно отличающих нефти палеозойского типа от мезозойских, в том числе от морских баженовских. С использованием новых данных выявлено, что залежи нефти палеозойского типа не только находятся в породах коренного палеозоя и коры выветривания (подавляющая их часть), но также могут быть расположены в ловушках нижней (Урманское месторождение), средней (Герасимовское) или даже верхней (Кулгинское) юры. Полученная информация однозначно указывает на наличие проводящих разломов и невыдержанность флюидопоров в районе формирования этих залежей. Исследования представительной коллекции нефтей палеозойского типа (из 106 скважин 17 месторождений юго-востока Западной Сибири), показали существенные вариации молекулярных и изотопных параметров, что обусловлено природой (виды биопродуцентов, условия их фоссиллизации) и катагенезом исходных для них нефтематеринских пород. На основе выявленных различий в регионе выделено несколько групп нефтей в пределах палеозойского типа. Это позволило более детально рассмотреть возможные внутripалеозойские источники их генерации, даже при отсутствии прямой корреляции с нефтематеринской породой. С использованием данных о литолого-фациальных, палеогеографических обстановках накопления нефтематеринских толщ с учетом их катагенеза и геолого-тектонических процессов их формирования в регионе сделаны предположения о вероятных НМП выделенных групп нефтей палеозойского типа. Применение генетических параметров дает возможность различать не только нефти разных месторождений, но и в пределах одного пласта, что позволяет уточнить механизм формирования и геологическое строение залежи.