

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ОЦЕНКЕ ГЕНЕРАЦИОННЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПАЛЕЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

С.А. Пунанова

ИПНГ РАН, Москва, e-mail:punanova@mail.ru

Системный подход к оценке генерационных возможностей палеозойских отложений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) выразился в последовательном рассмотрении ключевых вопросов органической геохимии – особенностей углеводородного и микроэлементного состава доюрских и вышележащих нефтей, типизации нафтидов и их связи с органическим веществом (ОВ) нефтематеринских отложений, оценки нефтегенерационного потенциала отложений и стадийности их катагенетических преобразований.

Является ли нефть и газ палеозоя «золотой подложкой» (термин А.А. Трофимука) мезозойской нефти, или, другими словами, каковы масштабы образования углеводородов (УВ) непосредственно в палеозойских отложениях, сохранность их залежей, а также вероятность и масштабы нахождения в палеозойских коллекторах миграционной юрской нефти – вот те проблемы, решение которых является актуальным и практически значимым на современном уровне исследования палеозойской нефти. При изучении геохимических особенностей аккумуляции и генерации нефти нами систематизирован и обобщен большой фактический материал и рассмотрены вопросы:

- ⇒ типизации нефтей доюрского комплекса по геохимическим данным;
- ⇒ оценки нефтегенерационного потенциала нефтематеринских отложений;
- ⇒ стадии термического преобразования исходного ОВ.

Типизация нефтей. В юго-восточной и центральной частях НГБ (в Нюрольской и Ханты-Мансийской впадинах) изменения большинства УВ-параметров и микроэлементного состава нефтей из юрских и палеозойских отложений, характеризующих тип исходного ОВ, условия осадконакопления и влияние катагенеза, происходят несогласованно, образуя резкий скачок между промежуточным комплексом и платформенным чехлом на границе палеозоя и юры, что свидетельствует о генетическом их различии и о независимости нефтеобразования в каждом из указанных комплексов. По УВ и биомаркерным показателям в палеозойских отложениях Западной Сибири выявлены нефти трех семейств, причем установлены генетические связи между семействами нефтей и битумоидов. Одно семейство нефтей продуцировано

битумоидами морских нефтепроизводящих толщ палеозойского возраста. Другое – континентальным ОВ озерных, озерно-болотных и алювиальных фаций нижне-среднеюрских отложений. Промежуточное семейство характеризуется усредненными показателями (Конторович и др., 1998, 2001, 2004, 2008; Костырева, 2004; Пунанова, 2002; и др.). Подтверждается наличие двух источников нефтей в отложениях палеозойского возраста центральных и восточных районов Западной Сибири: сингенетичный, связанный с ОВ нефтепроизводящих отложений собственно палеозоя, и эпигенетичный, генерированный ОВ юрских отложений.

Оценка нефтегенерационного потенциала. По анализу керн и шлама скважин СГ-7 и СГ-6 в пределах тюменской, котухтинской, ягельной, новоуренгойской и варенгаяхинской свит повсеместно развиты продуктивные, среднепродуктивные и высокопродуктивные нефтегазоматеринские породы с повышенными содержаниями ОВ сапропелево-гумусового типа и битумоидов. В палеозойских отложениях, подстилающих эффузивно-осадочную толщу триаса, выявлены породы, которые по степени продуктивности отнесены к продуктивным и высокопродуктивным нефтематеринским и газоматеринским породам.

Главная зона нефтеобразования зафиксирована в интервале глубин 2850–4700 м (по СГ-7). Здесь резко возрастает концентрация свободных и сорбированных УВ (до 1,6 мг УВ/г породы), повышаются величины индекса продуктивности и Tmax. Газогенерационные свойства пород сохраняются вплоть до подошвы осадочных толщ (6921 м). Практически по всему разрезу скважины, включая эффузивный комплекс пород, отмечается интенсивная миграция УВ-флюидов (Башков и др., 2001; Белоконов и др., 1994; Горбачев и др., 1996; Ехлаков и др., 2000; Конторович и др., 2001; Лопатин и др., 1997, 1999; Прасолов и др., 2000; Фрик и др., 2001; Хахаев и др., 2008; Чахмахчев и др., 2004; и др.).

В разрезах палеозоя северного обрамления Западно-Сибирского НГБ (обнажения Полярного Урала на Щучинском выступе, Западного Таймыра и Нижне-Пурского вала) на основе данных пиролиза по характеристике их нефтегенерационного потенциала и распределению УВ-биомаркеров выделены толщи, обладающие благоприятными нефтегенерационными параметрами. Зоны аккумуляции УВ можно ожидать в пределах структур, подобных Нижне-Пурскому валу, где эти породы находятся в главной зоне нефтеобразования, а также в других регионах, где эти отложения залегают на значительных глубинах и перекрыты хорошими покрывками (Костырева и др., 2008; Болдушевская и др., 2008).

Стадии термического преобразования ОВ в кровле палеозоя существенно меняются по территории – от градации среднего мезокатагенеза (МК₂) до глубокого апокатагенеза (АК₃₋₅). Наибольший интерес представляет область распространения наименее преобразованного ОВ стадии МК₂ (Ro=0,85–1,15%). Это ОВ из верхнепалеозойских терригенных отложений на северо-западе Нарымско-Колпашевской впадины и Межовского срединного массива (Нюрольская впадина). Последняя представляет большой интерес для поисков залежей УВ, т.к. на большей части территории осадочные отложения палеозоя до глубин около 4 км находятся в главной зоне нефтеобразования, и ОВ характеризуется умеренным катагенезом и способно генерировать нефтяные УВ (Фомин, 2001, 2004, 2008).

Наличие в составе рассеянного ОВ палеозоя юго-востока Западно-Сибирского НГБ УВ-биомаркеров, а в эрозионно-тектонических выступах палеозоя (зона контакта) и внутripалеозойских резервуарах умеренно метаморфизованных нефтей палеозойского генезиса (по соотношению трисноргопанов степень катагенетического преобразования палеозойских нефтей отвечает градациям МК₁²–МК₂) свидетельствует о благоприятных для нефтеобразования катагенетических условиях и, что очень важно, о возможности сохранения скоплений УВ в изученных отложениях палеозоя (Костырева и др., 2008; Конторович, 1998; Конторович и др., 2001).

Несмотря на неоднозначную трактовку многими исследователями генерационных возможностей палеозойских осадочных отложений, проведенное обобщение свидетельствует об отсутствии геохимических факторов, препятствующих нефте- и газообразованию как в собственно палеозойских отложениях, где обнаруживаются скопления УВ *in situ*, так и в вышележащих облегающих юрских и палеозойских отложениях, являющихся нефтегазоматеринскими и поставляющих нефть в коллектор-фундамент. Нахождение в палеозойских и допалеозойских коллекторах миграционной юрской нефти в настоящее время обосновывается многими исследователями (Сурков и др., 2004; Шустер и др., 2009). Безусловно, в связи со сложным тектоническим строением кристаллического фундамента, а также всего достаточно неоднородного доюрского комплекса оценка генерационных возможностей палеозойских отложений должна быть дифференцированной, учитывающей палеоструктурные и палеофациальные особенности локальных прогнозируемых участков.