

**ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА
НЮРОЛЬСКОЙ ВПАДИНЫ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

И.С. Ванчев, Ю.С. Пуговкина

Научный руководитель доцент Л.К. Кудряшова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Наличие углеводородов и их запасы не только питают экономику России, но и определяют экономический потенциал страны на последующие годы. Эти и другие перспективы постоянно подталкивают исследователей к поиску новых залежей. Однако поиск часто связан с необходимостью определения источника и природы нефти.

Целью работы стало выявление особенностей состава нефти и ее происхождения на территории Нюрольской впадины.

Изучаемая территория расположена на юго-востоке Западно-Сибирской плиты (ЗСП) в Томской области, в ее пределах были обнаружены крупные залежи в осадочном чехле, а также в отложениях палеозоя и в зоне их контакта с породами мезозойского осадочного чехла. Однако большое количество фактического материала позволяет проследить изменение состава нефтей по разрезу.

Начиная с 70-х годов XX в., многие ученые пытаются установить генезис углеводородов, насыщающих палеозойские ловушки на территории юго-запада ЗСП.

На начальном этапе исследований (с 70-х годов) проводилось определение общих макроскопических геохимических параметров нефтей и битумоидов, позволяющих выяснить условия образования (плотность, сера, парафины, смолы, фракционный состав нефтей и т.д.).

Так, например, длительный континентальный перерыв, предшествовавший началу накопления отложений осадочного чехла, должен был бы сказаться на составе палеозойских нефтей и привести их к гипергенному изменению. Считалось, что уцелеть от разрушения могли только залежи в глубоко погруженных участках синклиналильных зон, но и они, в силу интенсивного развития дизъюнктивных нарушений, со временем, вероятно, подвергались постепенному истощению. В то время как в отложениях палеозоя в юго-западной части ЗСП в Нюрольской впадине отсутствуют глубинные разломы и проявления вулканизма, породы не подвергались начальному региональному метаморфизму. Такие условия могли способствовать сохранению ловушек, а также возможных палеозойских нефтематеринских пород (НМП).

Следовательно, толщами, генерировавшими УВ в палеозойском комплексе на территории Нюрольской впадины, помимо юрских отложений, могли служить и палеозойские.

В результате у ученых сформировались две основные точки зрения об источнике углеводородов в палеозойском складчатом основании:

1) внутри палеозойских отложений могут находиться самостоятельные нефтегенерирующие и нефтеаккумулирующие толщи;

2) залежи в палеозое обусловлены миграцией УВ с вышележащих мезозойских толщ.

Такое разделение мнений могло быть обусловлено немногочисленностью нефтепроявлений в базальных горизонтах осадочного чехла ЗСП, а также недостаточностью накопленных знаний о составе рассеянного органического вещества (РОВ) и, в особенности, о его метаморфизме и стадиях постдиагенетических изменений пород.

Так в 1981 г. Запывалов Н.П. и Вышемирский В.С. (г. Новосибирск) на основе анализа молекулярного состава стеранов рассчитывали параметры термической зрелости по их составу. В результате было подтверждено, что породы палеозойского комплекса способны генерировать УВ в количестве, достаточном для формирования крупных залежей. [1].

В 1999 г. Стасова О.Ф. с соавторами (г. Новосибирск) полагали, что юрские и палеозойские нефти, полученные на территории Нюрольской впадины, по своим геохимическим показателям можно выделить в одну группу. Причем основным нефтегенерационным потенциалом обладает именно доюрский карбонатный комплекс, обеспечивающий накопление УВ как в палеозойских, так и в мезозойских толщах [4].

С другой стороны, Лопатин Н.В. с группой сотрудников ВНИИгеосистем (г. Москва) в 1997 г. пришли к иным выводам. Они считали, что палеозойские отложения могли изначально не иметь нефтегенерационного потенциала, либо могли его исчерпать в полном объеме еще до начала мезозойского этапа седиментогенеза [3].

Однако проведение дальнейших исследований и использование геохимических методов способствовало получению огромного массива данных о молекулярном составе исследуемых нефтей и рассеянного органического вещества (РОВ). На основе этих данных устанавливается связь нефтей и битумоидов, что является прямым доказательством участия выявленных НМП в формировании нефтегазоносности района. Также прослеживаются пути миграции УВ, прогнозируется механизм формирования залежи и продуктивность ловушек в зависимости от их положения относительно очагов генерации и миграционных путей УВ.

В Сибирском регионе вопросы генезиса палеозойских нефтей Западной Сибири рассматривают, главным образом, ОАО «ТомскНИПИнефть» (Гончаров И.В. и Фадеева С.В.); Институт химии нефти СО РАН (Красноярова Н.А. и Чиркова Д.Ю.) (г. Томск); Институт нефтегазовой геологии и геофизики имени А.А. Трофимука СО РАН (Конторович А.Э., Запывалов Н.П.) (г. Новосибирск).

Современные исследователи в качестве биомаркеров применяют соединения трех классов: алканы (н-алканы, изопреноиды), полициклические нафтены (стераны, гопаны и тритерпаны) и арены (алкилбензолы, нафталины, фенантрены). Также в качестве биомаркеров используются различные гетероатомные соединения – металлопорфирины, дибензотиофены и дибензофураны, которые предположительно образуются на разных стадиях диагенеза. Биомаркерный параметр, связанный с диастеранами (диастераны/регулярные стераны), применяется для

СЕКЦИЯ 4. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА. СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В ГЕОЛОГИИ НЕФТИ И ГАЗА.

отличия карбонатных нефтематеринских пород от кластических. Существуют и другие биомаркерные параметры: отношение Pr/nC17 – для определения генезиса, Ph/nC18 – для определения геохимических обстановок ОБ в диагенезе [7]. Однако отношение (Pr+nC17)/(Ph+nC18) больше подходит в качестве индикатора палеоусловий, так как менее зависит от термической зрелости. Отношение T26/T25 используется для определения генезиса ОБ, для корреляции нефть – нефтематеринская порода

В дополнении к геохимическим исследованиям для повышения качества оценки условий формирования ОБ и корреляции нефть-нефтематеринская порода использовали данные о составе алканов, стеранов, терпанов, ароматических УВ и дибензотиофенов нефтей и РОВ. В работах и Краснояровой Н.А. и Чирковой Д.Ю. (2015 г.) [6, 8] установлено отсутствие связи между РОВ нижней юры и нефтями, залегающими в разрезе мезозоя и палеозоя.

В 2004 г. Костырева Е.А., под руководством Конторовича А.Э., провела сравнение геохимического состава нефтей и РОВ из отложений палеозоя и нижней части мезозойского разреза на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [2]. Геохимический анализ данных выполнен по насыщенным УВ: нормальные и изопреноидные алканы, стераны, три-, тетрацикланы, гопаны и моретаны. Состав углеводородов-биомаркеров свидетельствует о том, что в пределах Нюрольской мегавпадины существовали зоны, где термические условия не привели к полной деструкции скоплений УВ.

Костырева Е.А. с использованием методики кластерного анализа разделила битумоиды и нефти на три основных семейства: первое – нефти и битумоиды генетически связанные с морскими нефтегазопроизводящими породами палеозойского возраста; второе – нефти имеющие полигенную природу, третье – нефти и битумоиды континентального генезиса. Природа полигенного ОБ связана с поступлением в залежь одновременно УВ морского генезиса (I семейство) и накопленных в болотных и озерно-болотных условиях нефтематеринских пород тогурской и тюменской свит (III семейство) [2].

Похожие исследования были выполнены Гончаровым И.В. и Фадеевой С.В. (2013 г.) – на основе данных о молекулярном и изотопном составе нефтей и РОВ. На юго-востоке Западной Сибири были установлены генетические связи нефтей и НМП, на основе которых были выделены *баженовский*, *тогурский* и *палеозойский* типы нефтей, отличающиеся по их молекулярному составу; также *смешанные* нефти, в образовании которых, принимали участие несколько материнских источников. Различия в молекулярном составе выделенных типов нефтей подтверждены их изотопным и физико-химическим составами [5].

Также, с учетом предложенной генетической типизации и распространения нефтей различной природы на территории ЮВЗС, установлено, что основная часть залежей нефти горизонта Ю₁ и мела была генерирована ОБ баженовской свиты [5]. Палеозойские материнские породы сформировали залежи нефти, расположенные в широком стратиграфическом диапазоне от палеозоя до верхней юры, а также внесли существенный вклад в формирование газовой и газоконденсатной составляющей многих месторождений региона. Органическое вещество неморского происхождения в отложениях нижней и средней юры, самостоятельно не сформировало крупных залежей нефти. Однако его вклад отчетливо прослеживается во многих залежах нефтей баженовского, палеозойского и смешанного типов.

Таким образом, исходя из анализа результатов исследований всех выше представленных ученых [2, 5, 6, 8], можно сделать вывод, что с химической точки зрения основным отличительным признаком нефтей Нюрольской впадины Западно-Сибирской НГП является наличие арилизопреноидов (триметилалкилбензолов с изопреноидным алкильным заместителем). Также отличается наличием бифенилов, преобладанием C13 – C15 гомологов в составе арилизопреноидов и C12 – C16 – в составе АЦ, преобладанием фитана над пристаном, пониженной долей стеранов, повышенным содержанием низкомолекулярных гомологов в составе триароматических стеранов. Низкое значение диастерана свидетельствуют о генезисе нефтематеринской породы в бескислородных карбонатных фациях. Палеозойские нефти Нюрольской впадины отличаются также высокой долей голаядерных дибензотиофенов и повышенным содержанием дибензофуранов.

Литература

1. Вышемирский В.С., Запывалов Н.П. Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока // Нефтегазоносность палеозоя юго-востока Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск, 1981. – С. 90 – 105.
2. Костырева Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири // Геология и геофизика, 2004. – №7. – С. 843 – 853.
3. Лопатин Н.В., Емец Т.П., Симоненкова О.И., Галушкин Ю.И. Об источнике нефтей, обнаруженных в коре выветривания и кровле палеозойского фундамента на площадях Среднего Приобья // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1997. – № 7. – С. 7 – 22.
4. Стасова О.Ф., Ларичкина Н.И. Состав нефтей зоны контакта мезозоя и палеозоя Томской области // Тезисы научного совещания. – Новосибирск: СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1999. – С. 160 – 163.
5. Фадеева С.В. Генетические типы и катагенез нефтей юго-востока Западной Сибири: дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.09. – Томск, 2013. – 195 с.
6. Чиркова Д.Ю. Особенности химического состава и природа нефтей Нюрольской впадины (юго-восток Западной Сибири): дис. ... канд. хим. наук: 02.00.13. – Томск, 2015. – 122 с.
7. Xia Z., Xu B., Mugler I., Wu G., Gleixner G., Sachse D. Hydrogen isotope ratios of terrigenous n-alkanes in lacustrine surface sediment of the Tibetan Plateau records the precipitation signal // Geochemical Journal, 2008. – Vol. 42. – Pp. 331 – 333.
8. Чиркова Д.Ю. Особенности химического состава и природа нефтей Нюрольской впадины (юго-восток Западной Сибири): дис. ... канд. хим. наук: 02.00.13. – Томск, 2015. – 122 с.