

К ВОПРОСУ О ПРИРОДЕ ПАЛЕОЗОЙСКИХ НЕФТЕЙ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.Е. Литвинова^{1,2}, С.В. Фадеева^{1,2}

Научный руководитель профессор И.В. Гончаров^{1,2}

¹Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На территории юго-востока Западной Сибири находится основная часть залежей, генетически связанных с нефтематеринскими породами палеозоя. Большинство залежей этих нефтей приурочено к Чузикско-Чижапской седловине. Отсутствие нефтей баженовского типа в пределах Чузикско-Чижапской мезоседловины объясняется аномально низкой прогреетостью осадочных толщ в этом районе по сравнению с сопредельными территориями. Здесь баженовская свита еще не вступила в активную стадию генерации нефти. Но именно это обстоятельство позволило в этом месте сохраниться нефтям в палеозое.

подавляющая часть нефтей, отнесенных к палеозойскому типу, размещена в породах коренного палеозоя и коры выветривания. Однако было выявлено, что залежи нефтей палеозойского типа могут находиться в ловушках нижней и средней (Герасимовское) или даже верхней юры (Кулгинское) [1]. На это указывает ряд молекулярных параметров, однозначно отличающих нефти палеозойского генезиса от юрского.

Длительный период накопления палеозойских отложений (более 200 млн. лет) предопределил различный состав биопродуцентов и различные фациальные условия накопления органического вещества. Все это предопределяет наличие в толще палеозойских отложений нескольких нефтематеринских источников. Поэтому нефти палеозойского типа нельзя отождествлять с каким-то одним источником. Палеозойский тип объединяет целое семейство нефтей. На это однозначно указывает ряд генетических параметров, отличающих их от нефтей мезозоя и друг от друга.

В образовании палеозойского типа нефтей принимали участие карбонатные / кремнистые породы. На это указывают низкие значения DIA/REG (отношение диастеранов к регулярным) в нефтях палеозойского типа в отличие от повышенных значений этого параметра в нефтях баженовского типа (рис. 1, а и 1, б). В образовании последних принимали участие преимущественно глинистые нефтематеринские породы (баженовская свита).

В нефтях тогурского типа изменения типа параметра обусловлены катагенезом углистых отложений средней-нижней юры, принимавших участие в их генерации.

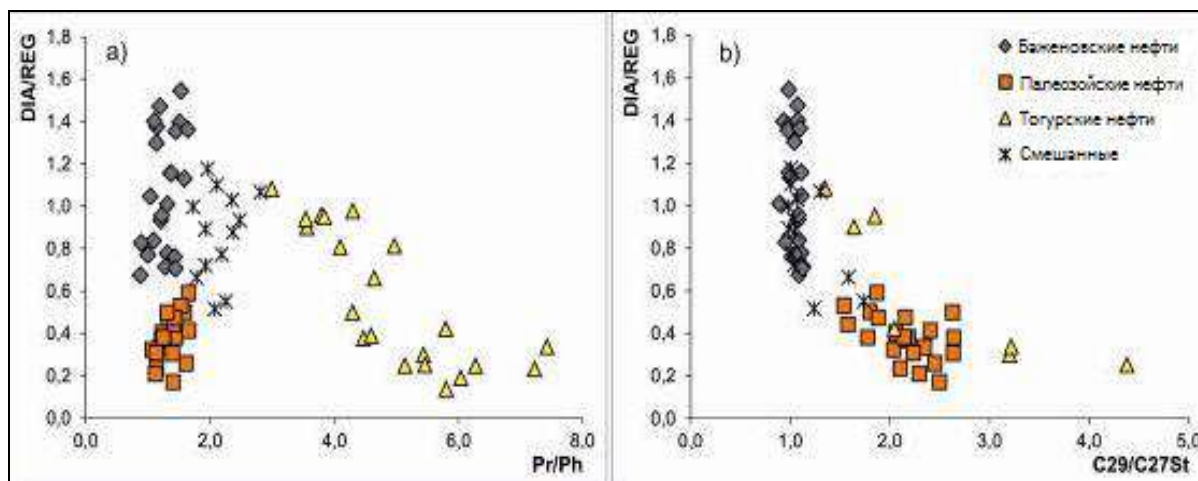


Рис. 1 Взаимосвязь молекулярных параметров различных типов нефтей юго-востока Западной Сибири (Pr/Ph – отношение пристана к фитану)

На специфические биопродуценты и отличные от мезозойских условия образования органического вещества, генерировавшего нефти палеозойского типа, указывают такие молекулярные параметры как:

- C29/C27St – отношение регулярных стеранов состава C29 и C27, наряду с широко используемым отношением C28/C29 стеранов. Значения C29/C27St в палеозойских нефтях >2,0 (рис. 1, б);

- ABI – отношение содержания пентадецил-, гептадецил- и нонадецилбензола к содержанию тетрадецил-, гексадецил- и октадецилбензола. В палеозойских нефтях наблюдается резкое преобладание алкилбензолов с нечетными алкильными заместителями n-C15, n-C17 и n-C19 (ABI >2,0), в нефтях, генерированных юрскими породами этот параметр <2,0.

Ранее эти параметры были предложены для выделения в регионе нефтей палеозойского типа [2].

Детальные исследования более 30 нефтей из 15 месторождений региона, генетически связанных с органическим веществом палеозоя, показали существенные вариации значений параметров ABI, C29/C27St, DIA/REG, T24/t26, трицикланового индекса и других. На основе различий в этих параметрах в регионе удастся выделить несколько групп нефтей в пределах палеозойского типа. Так, среди нефтей палеозойского типа резко выделяются нефти Кулгинского месторождения по составу алкилнафталинов [3]. Схожий состав с нефтями Кулгинского месторождения имеют нефти Южно-Тамбаевского и Южно-Табаганского месторождений. Для этих

нефтей характерно не только необычное распределение алкилнафталинов (преобладание гомологов состава C21, C23, C25), но и самые высокие значения параметра ABI.

Такой уникальный состав алкилбензолов и алкилнафталинов, как в данных нефтях юго-востока Западной Сибири, был встречен также в нефти Алжира (Ain-Zeft) и в палеозойских нефтях Белоруссии. Скорее всего, источник образования выделенных в отдельную группу нефтей является отличным от всех остальных палеозойских. Анализ состава реликтовых углеводородов этих нефтей показал, что они характеризуются повышенным содержанием тетрациклического терпана состава C24 (отношение тетрациклического гопана состава C24 к трициклическому C26: параметр T24/t26 > 5,0) по сравнению с остальными палеозойскими нефтями (T24/t26 в среднем < 2,0).

Высокие концентрации отношения T24/t26 указывают на лагунные с высокой соленостью условия накопления органического вещества [4]. В близких с первой группой условиях происходило накопление органического вещества для нефтей Арчинское-44 и Солоновское-43. Высокие значения параметра T24/t26 (7,8 и 4,7) в них подтверждают это.

В отдельную группу выделены нефти Западно-Карайского, Останинского и Солоновского (скважина 42) месторождений. Они характеризуются низкими значениями параметров 29/27St и ABI, наряду с самыми высокими среди всех палеозойских нефтей значениями DIA/REG. Значения этих параметров схожи с мезозойскими нефтями. Однако по параметрам катагенеза (Ki < 0,5) они однозначно генерированы более катагенетически преобразованным органическим веществом палеозоя.

К третьей группе отнесены нефти Тамбаевского месторождения. У них значения параметров 29/27St, ABI невысокие, как и во второй группе. Однако они характеризуются низкими значениями DIA/REG (менее 0,5), что указывает на участие карбонатных пород палеозоя в генерации этих нефтей. Палеозойский генезис этой группы нефтей подтверждают и параметры катагенеза (Ki < 0,5, 4/1mDBT > 4,0).

Часто в пределах одного пласта наблюдаются различия в молекулярных параметрах, обусловленные их генезисом (рис. 2).

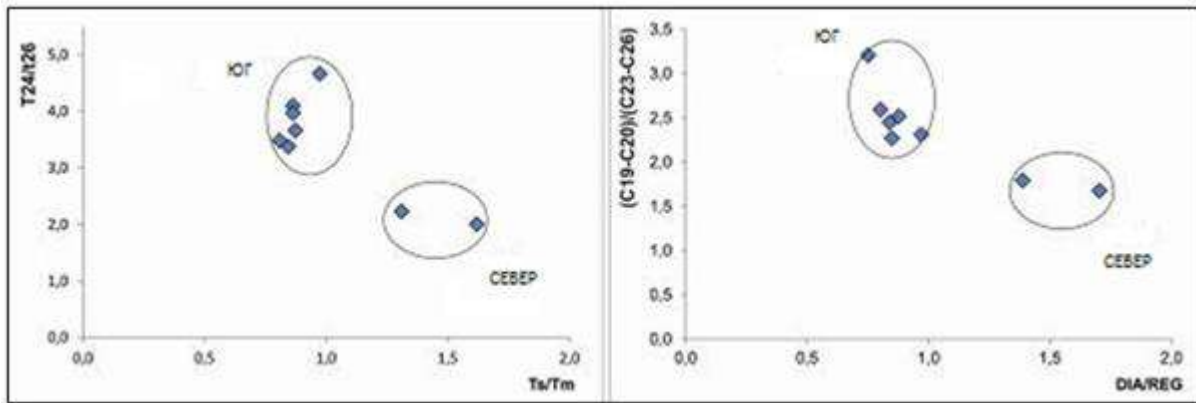


Рис. 2 Молекулярные параметры в нефтях Арчинского месторождения: (Ts/Tm – отношение трисноргопанов C27; (C19-C20)/(C23-C26) – трицикловый индекс)

Так, на Арчинском месторождении выявлены отличия нефтей пласта М района скважин 1199 и 1191 (северная часть) и района скважин 1011-1019 (южная часть). Выявленные особенности указывают на отсутствие гидродинамической связи между отдельными блоками залежи.

Литература

1. Гончаров И.В., Носова С.В., Самойленко В.В. Генетические типы нефтей Томской области // Химия нефти и газа: Материалы V Международной конференции. – Томск: Изд-во Института оптики атмосферы СО РАН, 2003. – С. 10 – 13.
2. Goncharov I.V., Samoylenko V.V., Oblasov N.V., Nosova S.V. Interreservoir cross-flow in southeastern Siberia oilfields (Tomsk region) // The 23rd International Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts / P. Farrimond et al. (eds.). – Torquay: Integrated Geochemical Interpretation Ltd., 2007. – Abstract No. P156-TU. – P. 393 – 394.
3. Goncharov I.V., Nosova S.V., Vjatkina N. On origin of long-chain alkylbenzenes and alkyl-naphthalenes // The 20th International Meeting on Organic Geochemistry: Book of Abstracts. – Nancy, 2001. – P. 275 – 277.
4. Peters K.E., Walters C.C., Moldowan J.M. The biomarker guide. – Cambridge, U.K.: Cambridge University Press, 2005. – 1155 p.

КОРРЕКТИРОВКА ОСЕВОЙ ЛИНИИ ПАЛЕОУСЛА МЕТОДОМ КОНДРАТЬЕВА НА ПРИМЕРЕ КАРАСЕВСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

М.Ю. Любимова, А.В. Копылов

Научные руководители: доцент Л.А. Краснощекова, директор ЦППСНД В.С. Рукавишников
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

На сегодняшний день главной проблемой при бурении скважин в коллекторах руслового генезиса юрского возраста на месторождениях является неэффективность, ведущая к неоправданным затратам в связи с единичным