

Катагенетическая зрелость нефтей палеозойских и юрских залежей юго-востока Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна

Бордюг Екатерина Васильевна

Аспирант

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Геологический факультет, Москва, Россия

E-mail: nextlife2@mail.ru

Состав и строение органических молекул позволяют оценить уровень преобразования органического вещества (ОВ) пород и степень «зрелости» нефтей, т.е. максимальные температуры, в которых находилась нефть в геохимической истории залежи. Для этого используются соотношения биомаркеров, самыми информативными из которых являются следующие: био- и геостеранов (изостеранов) $20S/(20S+20R)$ и $\alpha\beta\beta(20S+20R)/\alpha\beta\beta(20S+20R)+\alpha\alpha\alpha(20R+20S)$, гомогопанов $22S/(22S+22R)$, метилфенантроновый индекс $MPI-1=1,5(2MP+3MP)/(P+1MP+9M)$ и дибензотиофеновый индекс ($4MDBT/1MDBT$).

Ранее в ходе изучения молекулярного состава нефтей, отобранных из коллекторов палеозойского и юрского возраста юго-востока Западно-Сибирского НГБ, была предпринята попытка генетической типизации нефтей и определения их генерационных источников [Бордюг Е., 2010]. Данная работа посвящена рассмотрению молекулярных параметров, косвенно отражающих степень катагенетической зрелости изученных нефтей.

Информацию о термической преобразованности нефтей и ОВ пород можно получить, изучая стерановые углеводороды (УВ). Наиболее важный показатель зрелости – отношение эпимеров стеранов C_{29} - $\alpha\alpha\alpha$ 20R- и 20S, который основан на реакции эпитермизации молекул с R-конфигурацией при 20-ом атоме углерода в более стабильные с S-конфигурацией при повышении пластовых температур. Для изученных нефтей коэффициент $K_1=20S/(20S+20R)$ [Петров, 1991] достигает равновесного значения (0,5) на средних грациях мезокатагенеза во всех образцах, незначительно отклоняется в нефтях коры выветривания (КВ) палеозоя Северо-Останинского (0,64) и Нижнетабаганского (0,46) месторождений.

Одним из важнейших показателей «зрелости» нефтей является соотношение образующихся в процессе изомеризации в катагенезе между изостеранами и биостеранами – коэффициент созревания $\alpha\beta\beta(20S+20R)/\alpha\beta\beta(20S+20R)+\alpha\alpha\alpha(20R+20S)$ [Петров, 1994]. Для ОВ пород и нефтей в главной зоне нефтеобразования (ГЗН) значения коэффициента изменяются от 0,5 до 0,85. В изученных нефтях соотношение между био- и геостеранами практически равновесное, исключение составляет нефть Нижнетабаганского месторождения (0,42), что подтверждает более низкий уровень термальной зрелости этой нефти.

Гопаны используются для оценки степени катагенетических преобразований ОВ и нефтей, потому что в них под воздействием температуры не происходит перестройки основного углеродного скелета [Петров, 1984]. С ростом катагенетической превращенности ОВ в гопанах происходит стереохимическая изомеризация (эпитермизация), которая приводит к образованию эпимеров: у хирального центра C_{22} увеличивается количество S-эпимеров по отношению к R. Процесс начинается в мезокатагенезе (градация МК₁),

достигая в середине ГЗН термодинамического равновесия. В нефтях находящихся на градации МК₁₋₂, как правило, величина соотношения S/R в гопанах $\alpha\beta C_{32}$ составляет 60/40 [Петров, 1991]. Стереохимические перестройки этого типа наиболее четко проявляются в гомогопанах C₃₁-C₃₃. Для изученных нефтей коэффициент $22S/(22R + 22S)$ у гомогопанов C₃₁ изменяется от 0,52 до 0,60, поэтому согласно данному параметру все нефти генерированы в ГЗН.

Метилфенантреновый индекс ($MPI-1=1,5(2MP+3MP)/(P+1MP+9MP)$) как параметр «зрелости» был предложен при исследовании углей, в настоящее время его также используют при исследовании и характеристике ОВ нефтематеринских пород (НМП) и нефтей. Поскольку реакция ароматизация нафтеновых УВ в нефтях происходит при повышенных температурах, то соотношение ароматических УВ отражает максимальные температуры процесса генерации нефти. Значения MPI коррелируется со значениями коэффициента отражения витринита углей (R^o), поэтому стало возможно получить расчетные значения коэффициента отражения витринита (R_c) по значениям MPI-1 [Killops S.D., Killops V.J., 1993]: $R_c = 0,60*(MPI-1)+0,37, \%$. Значения R_c изученных нефтей указывают на градации МК₁₋₂. Наиболее преобразованными являются нефти КВ палеозоя Северо-Останинского (континентальный юрский генотип, $R_c=0,84$, завершающий этап МК₂) и Урманского месторождений (смешанный генотип, $R_c=0,80$); что говорит о более высокой зрелости исходного ОВ НМП или о погружении уже сформированных залежей нефти в термодинамические условия МК₂. Самые низкие значения R_c демонстрируют нефти ранее выделенной группы морского генотипа – палеозойская нефть Калинового месторождения (0,64) и нефти из песчаников васюганской свиты Столбового (0,63) и Верх-Тарского месторождений (0,62). Катагенетическая зрелость нефтей смешанного генотипа Нижнетабаганского и Южно-Табаганского месторождений на завершающем этапе МК₁ ($R_c=0,66$ и $0,65$ соответственно). Нефти из отложений палеозоя, отнесенные к палеозойскому морскому генотипу, по этому показателю достигли уровня преобразования середины МК₂; значение R_c для образца Еллей-Игайского месторождения 0,70, Верх-Тарского – 0,75, Малоичского – 0,74. На таком же уровне катагенеза находится нефть залежи тюменской свиты Вартовского месторождения (0,73), выделенная ранее вместе с образцом Северо-Останинского месторождения в группу континентальных юрских нефтей.

Примечательно, что такая же картина дифференциации образцов по степени зрелости наблюдается и по соотношению метилдибензотиофенов (4МДБТ/1МДБТ).

Изучение молекулярных параметров зрелости показало, что все нефти были генерированы в условиях ГЗН. В пределах ранее выделенных по молекулярному составу групп нефтей значения коэффициентов зрелости схожи, за исключением нефтей континентального юрского генотипа: нефть из КВ палеозоя Северо-Останинского месторождения оказалась значительно более «зрелой», чем другие образцы, в том числе и нефть из песчаников тюменской свиты Вартовского месторождения. Это вполне объяснимо, так как данные месторождения находятся на значительном расстоянии друг от друга, в пределах разных тектонических элементов, поэтому даже если нефти генерированы одной регионально распространенной НМП, уровень преобразованности ОВ пород и температурная история залежей могут быть различными.

Значения коэффициентов зрелости образца нефти КВ палеозоя Урманского месторождения схожи со значениями для образца Северо-Останинского месторождения, хо-

тя ранее эта нефть была отнесена к другому, смешанному генотипу. Поскольку и по распределению алкановых УВ в этом образце можно предположить значительную долю гумусовой органики в исходном ОВ, также учитывая, что покрывкой для данной залежи служат аргиллиты потенциально нефтепроизводящей тогурской свиты, стоит пересмотреть вариант типизации нефтей и отнести этот образец к континентальному юрскому генотипу.

Таким образом, значения молекулярных параметров катагенетической зрелости нефтей позволяют подтвердить ранее проведенную дифференциацию образцов. Такие широко используемые параметры, как соотношение диа- и регулярных стеранов (DIA/REG), соотношение тритерпанов Ts/Tm в нашем случае следует использовать с осторожностью, так как на их значения кроме термальной зрелости влияет литологический состав исходных НМП.