

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СОЕДИНЕНИЙ НАФТАЛИНОВ В
КАЧЕСТВЕ ПОКАЗАТЕЛЯ ТЕРМИЧЕСКОЙ ЗРЕЛОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА НА
ПРИМЕРЕ ЭКСТРАКТОВ ПОРОД БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ И НЕФТЕЙ
КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА

Обласов Н.В.¹, Гончаров И.В.^{1,2}, Эфтор И.В.¹

¹АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

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

Термическая эволюция нефтегазоматеринских пород приводит к изменению многих физических и химических свойств содержащегося в них органического вещества [1]. Оценка параметров термической зрелости является важным аспектом при изучении таких пород. Использование этих показателей позволяет установить стадию эволюции органического вещества, тем самым дать оценку потенциального количества углеводородов, которое уже было генерировано и которое еще может быть генерировано органическим веществом пород.

На текущий момент отношение 4-метилдибензотиофена и 1-метилдибензотиофена (4MDBT/1MDBT) признано надежным индикатором термической зрелости для органического вещества баженовской свиты. Данный параметр имеет намного более высокую точность, по сравнению с отражательной способностью витринита, пиролитическими и многими молекулярными параметрами. С другой стороны, метилдибензотиофеновое отношение имеет хорошую взаимосвязь с пиролитическими параметрами, а потому позволяет оценивать степень трансформации органического вещества (TR). Кроме того, значения данного показателя стабильны и практически не изменяются по глубине в толще баженовской свиты [5]. Несмотря на заметные преимущества использования 4MDBT/1MDBT, на практике бывают ситуации, когда по каким-либо причинам невозможно оценить содержание этих компонентов, а при сравнении с нефтями ещё могут сказываться последующие процессы преобразования (миграция, биодegradация, термическая деструкция и др.), то при корреляциях возникает необходимость в использовании дополнительных молекулярных параметров термической зрелости.

В литературе часто встречается использование параметров, основанных на различных гомологах и изомерах соединений алкилнафталинов, как например параметры DNR-1, 1-MN/2-MN и др. [2,3]. Ранее нами уже показывалось, что показатель DNR-1 (диметилнафталиное отношение) является неэффективным для оценки уровня термической зрелости органического вещества баженовской свиты [5]. Однако набор возможных нафталиновых соотношений может быть большим и в данной работе мы рассматриваем возможность использования некоторых из них в качестве потенциальных критериев термической зрелости для баженовской свиты.

Исходным материалом для работы послужили образцы нефтей и пород тутлеймской свиты (баженовской горизонт), отобранных из скважин Краснolenинского свода. Всего с территории Ем-Еговской, Каменной и Талинской площадей было отобрано 170 проб нефтей и 190 образцов керна из разреза баженовской свиты. Для части из них (62 образца пород) была проведена экстракция хлороформом в аппарате Сокслета. Выделенные хлороформенные битумоиды анализировались на газовом хроматографе с масс-селективным детектором «Hewlett Packard» 6890/5973 с колонкой HP-1-MS (30 м; 0.25 мм). В результате этого были получены масс-хроматограммы, на основе которых рассчитывались молекулярные характеристики экстрактов. Все образцы керна были также изучены на приборе Rock-Eval 6 Turbo фирмы Vinci Technologies в режиме Bulk-Rock с получением ряда пиролитических параметров (S1, S2, PI, Tmax, Сог).

Для изученных образцов пород и нефтей были рассмотрены особенности относительного содержания нафталиновых компонентов (метилнафталинов, этилнафталинов, диметилнафталинов, пропилнафталинов) при различной термической зрелости (рис. 1).

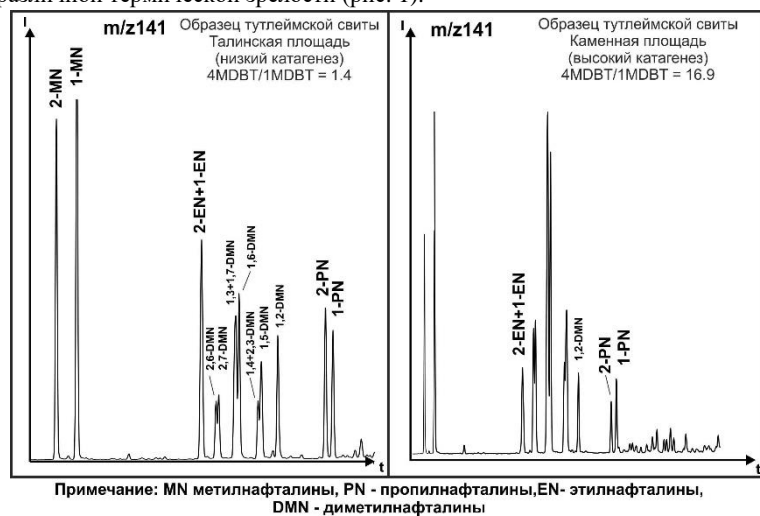


Рис. 1 Масс-хроматограммы образцов баженовской свиты
Краснolenинского свода по m/z 141 при катагенезе: низком (слева) и
высоком (справа)

Было обнаружено, что в экстрактах с ростом термической зрелости органического вещества содержание 2-пропилнафталина снижается относительно 1-пропилнафталина, также происходит уменьшение содержания 1,2-диметилнафталина и этилнафталинов относительно остальных изомеров диметилнафталинов. На основе этого было предложено несколько молекулярных параметров, которые были изучены на предмет наличия взаимосвязи с другими критериями термической зрелости. В качестве критерия для корреляции и сравнения был использован молекулярный параметр 4MDBT/1MDBT (рис. 2). Ранее Гончаровым И.В. [4] уже отмечалась чувствительность гомологов алкилнафталинов (для гомологов > C₃) к термической

зрелости органического вещества. Данный факт был продемонстрирован на примере северо-африканских нефтей: Aip-

Zeft и Tiliouanet, имеющих различную термическую зрелость относительно друг друга. Также это дополнительно подтверждалось и в ходе пиролитических экспериментов при нагревании незрелых нефтематеринских пород, где в продуктах пироллиза прослеживался рост содержания α -гомологов алкилнафталинов при увеличении температуры пироллиза.

В экстрактах отмечается зависимость всех предложенных молекулярных параметров (рис. 2) от дибензотиофенового отношения (4MDBT/1MDBT), а, значит, соотношение содержания данных нафталиновых компонентов имеет связь с термической зрелостью пород.

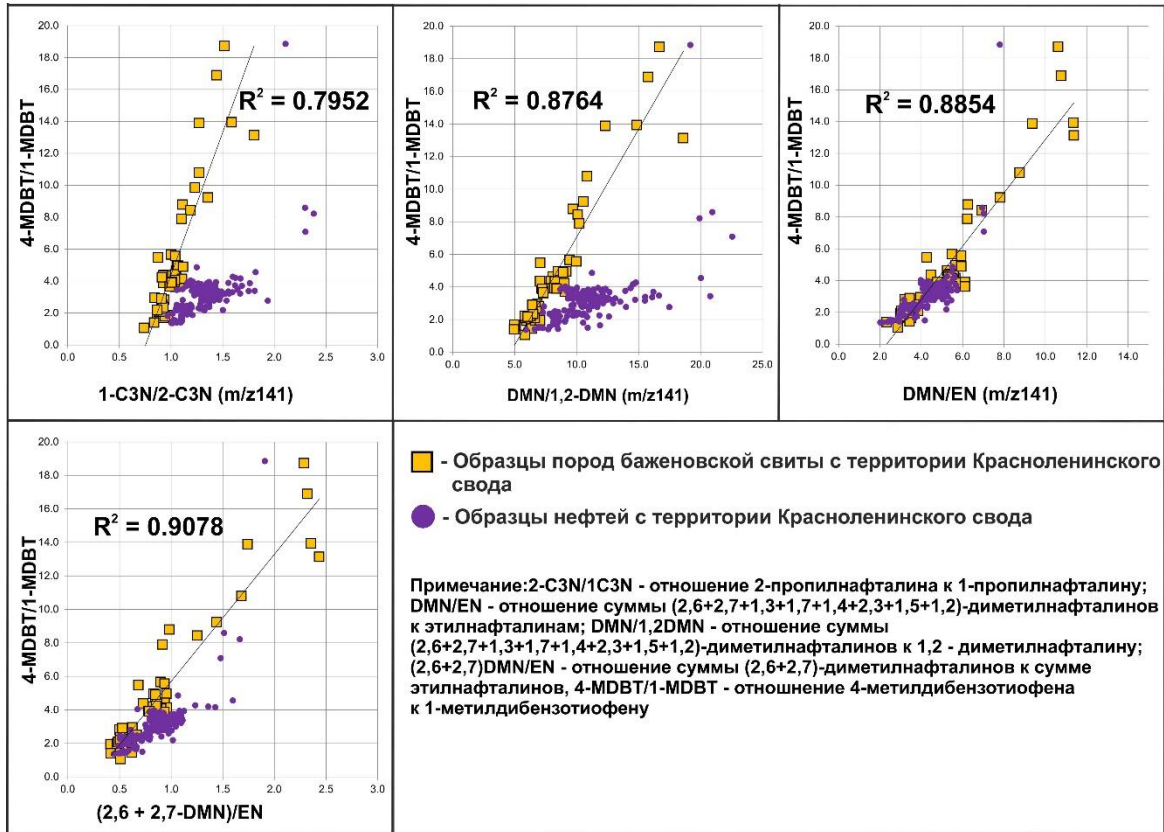


Рис. 2 Сравнение нафталиновых показателей термической зрелости со значением 4-MDBT/1-MDBT в нефтях и образцах пород из баженовской свиты (Красноленинский свод)

Наиболее высокий коэффициент детерминации ($R^2 = 0,908$) был получен для параметра: $(2,6+2,7\text{-DMN})/EN$ (отношение суммы 2,6 и 2,7-диметилнафталинов к сумме 1,2-этилнафталинов). С другой стороны, на рисунке 2 видно, что там, где не использована сумма этилнафталинов в выражении молекулярного параметра, нефти имеют свою, отличную от пород область распределения значений. Причины расхождения нефтяного и нефтематеринского тренда пока ещё не совсем ясны. Однако одна из версий предполагает изменение значений некоторых рассмотренных молекулярных параметров в процессе дальнейшей вторичной миграции.

Следует также отметить, что приведенные нафталиновые молекулярные показатели имеют взаимосвязь со степенью трансформации (TR) органического вещества баженовской свиты, однако имеется большое количество отклонений от трендов в тех местах, где разрез свиты не освещен полностью образцами по всей толщине.

Таким образом, были отмечены закономерности изменения относительного содержания нафталиновых компонентов в нефтях и экстрактах из пород баженовской свиты с ростом их термической зрелости. Однако справедливости ради, следует отметить, что полученные на их основе молекулярные параметры имеют меньшую чувствительность при определении степени трансформации (TR) органического вещества пород по сравнению с метилдобензотиофеновым отношением (4MDBT/1MDBT).

Литература

1. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти: фундаментальные труды зарубежных ученых по геологии, геофизике и геохимии. – Москва: Мир, 1981. – 501 с.
2. Alexander R.J., Kagi R.I., Rowland S.J., Sheppard P.N., Chirila T.V. The effects of thermal maturity on distributions of dimethylnaphthalenes and trimethylnaphthalenes in some ancient sediments and petroleum // *Geochimica et Cosmochimica Acta* 49, 1985. – P. 385 – 395.
3. Ben G.K. van Aarssen, Trevor P. Bastow, Robert Alexander, Robert I. Kagi, Distributions of methylated naphthalenes in crude oils: indicators of maturity, biodegradation and mixing // *Organic Geochemistry*, 1999. – №30 (10). – P. 1213 – 1227.
4. Goncharov I. Long-chain alkyl naphthalenes in crude oils and rock extracts // *Poster session 16-th IMOOG, Stavanger*, 1993. – P. 261 – 264.

5. Goncharov I., Samoilenko V., Oblasov N., Fadeeva S. MDBT estimation ratio for transformation organic matter ratio in Bazhenov Formation of Western Siberia (Tomsk Oblast, Russia) // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – 2015. – Vol.24: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress, 24–27 November 2014, Tomsk, Russia. – Paper 012040. – 12 p.

**ВЛИЯНИЕ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ НА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГИЗ**
Панин В.Р.

Научный руководитель - доцент Т.Г. Перевертайло

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазовое месторождение Тенгиз расположено на суше в Западном Казахстане, в северной части восточного побережья Каспийского моря, среди архипелага изолированных карбонатных отложений. Месторождение Тенгиз было открыто в 1979 г, с 1993 г. месторождение разрабатывает совместное предприятие «Тенгизшевройл». Эксплуатационный фонд месторождения составляет 284 скважины, в том числе действующие – 130 скважин. На месторождении выделено 3 крупных объекта, первый объект занимает верхнюю часть карбонатной толщи, и имеет самую высокую пористость (7-24%) и проницаемость до 800 мД, ниже залегают 2 и 3 объекты, которые обладают худшими коллекторскими свойствами (рис. 1). Общая мощность карбонатной постройки неизвестна, самая глубокая скважина на сегодняшний день затоплена, её глубина составила 6455 м [2].

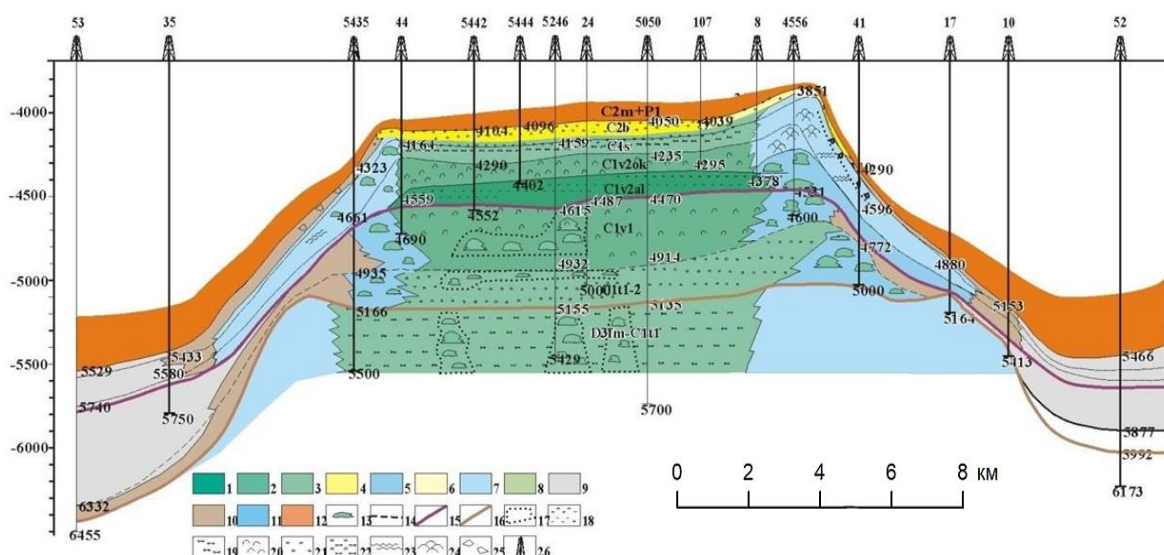


Рис. 1 Геологический профиль месторождения Тенгиз. Условные обозначения: фации карбонатной платформы: 1 – глубоководной, 2 – погруженной, 3 – мелководной, 4 – фации намытых песков, 5 – биогермных построек края карбонатной платформы, 6 – наиболее мелководных участков края мелководной платформы; рифогенного комплекса: 7 – рифового массива; 8 – зарифовые; склоновые: 9 – нижнего склона и бассейна; 10 – склоновые (карбонатные); 11 – биогермных построек; 12 – нерасчленённые отложения московского и ассельско-аргинского возраста; 13 – мелкие биогермы, 14 – стратиграфические границы; 15 – кровля второго объекта («вулканик»); 16 – кровля третьего объекта; 17 – границы предполагаемых сейсмофаций. Литологические комплексы: 18 – пеллетовые вакстоуны и пакстоуны; 19 – комковато-сгустковые известняки; 20 – биокластовые пакстоуны; 21 – литокластовые грейстоуны и пакстоуны; 22 – ритмичное переслаивание гейнстоунов и водорослевых известняков; 23 – баундстоуны; 24 – фреймстоуны; 25 – брекчии обрушения; 26 – пробуренные скважины

Выделяют пять переломных этапов в истории Прикаспийского бассейна [1]:

- 1) Отчленение глубинными разломами в позднем протерозое от древнего кратона, явившегося затем жестким фундаментом чашеобразной Прикаспийской впадины, погружающейся вплоть до конца палеозоя.
- 2) Слабо выраженная инверсия прогибания бассейна в раннем кембрии, связанная, по-видимому, с разуплотнением рифейских отложений.
- 3) Инверсия глубокого прогиба в конце палеозоя – начале мезозоя с превращением морского бассейна в равнинную сушу (поздний триас-ранняя юра). Прогибание вновь возрождается с поздней юры и продолжается вплоть до неогена. Этот этап сопровождался наиболее интенсивной дегазацией недр и флюидизацией.
- 4) В неогене произошло полное осушение бассейна. Однако последующее прогибание, длившееся до конца ледникового периода, происходило в условиях активизации региональных тектонических зон, в связи с чем чашеобразные контуры бассейна и его палеогеографическая замкнутость утрачиваются.