

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ИСТОЧНИКА НЕФТИ И ИССЛЕДОВАНИЕ ВАРИАЦИЙ СОСТАВА ИЗВЛЕКАЕМОЙ НЕФТИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА ИЗОМЕРНОГО СОСТАВА УГЛЕВОДОРОДОВ

Туров Ю.П., Гузньева М.Ю.

БУ ВО Сургутский государственный университет, Сургут, Россия

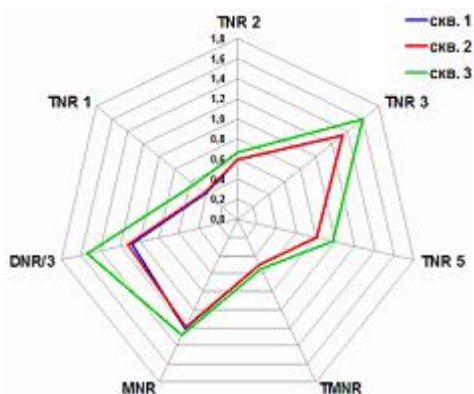
yuri_tom@rambler.ru

DOI: 10.26902/ASFE-11_198

Необходимость идентификации источника и происхождения конкретного образца нефти возникает при решении многих научных и практических задач. Результаты химико-аналитического контроля нефтяного загрязнения компонентов природной среды позволяют установить источник загрязнения и разработать реабилитационные и юридические мероприятия по снижению последствий и компенсации ущербов. Квалифицированное геохимическое сопровождение процессов эксплуатации нефтяных месторождений по результатам анализа материального состава извлекаемой нефти позволяет оптимизировать режимы работы добывающих скважин и повысить коэффициент извлечения нефти, снижая суммарные и удельные затраты на добычу сырья. В то же время известно, что под «образцом нефти» конкретного месторождения понимают усредненную пробу нефти, представляющую собой смесь нефтяных флюидов, извлекаемых из разных добывающих скважин.

В данном сообщении приведены оценки вариаций состава образцов нефти из разных скважин одного месторождения и примеры идентификации образцов по результатам анализа изомерного и гомологического состава насыщенных и ароматических углеводородов в образцах нефти из месторождений ХМАО.

Показано, что по изомерному составу парафинов и алкилнафталинов, определенному методами хроматомасс-спектрометрии, и по их относительным содержаниям в образце можно надежно идентифицировать продуктивный нефтеносный пласт, из которого получен конкретный образец нефти. Использование информации об изомерном составе фенантронов, дибензотиофенов и других классов ароматических веществ (аценафтоенов, флуоренов, флуорантоенов) позволяет в большинстве случаев дифференцировать образцы по принадлежности их к определенной продуктивной скважине, из которой они были отобраны. Сопоставление состава различных образцов проведено с использованием так называемых геохимических параметров, которые рассчитывают по относительным содержаниям изомеров и используют в органической геохимии для идентификации и сопоставления состава



геологических образцов нефти и рассеянного органического вещества пород. На рисунке приведен для иллюстрации пример сравнения состава нафталинов в образцах нефти из трех скважин одного многопластового месторождения. Как следует из рисунка, состав нефти, извлекаемой из скважин №№ 1 и 2, существенно отличается от извлекаемой из скважины № 3, что соответствует геологическим данным о том, что эти три скважины работают на два разных продуктивных горизонта.

Метилнафталиновый индекс: $MNR = 2\text{-мн} / 1\text{-мн}$;

Диметилнафталиновый индекс: $DNR = (2,6\text{-дмн} + 2,7\text{-дмн}) / 1,5\text{-дмн}$;

Триметилнафталиновые индексы: $TNR 1 = 2,3,6\text{-тмн} / (1,4,6\text{-тмн} + 1,3,5\text{-тмн})$;

$TNR 2 = (1,3,7\text{-тмн} + 2,3,6\text{-тмн}) / (1,3,5\text{-тмн} + 1,4,6\text{-тмн} + 1,3,6\text{-тмн})$;

$TNR 3 = 1,3,6\text{-тмн} / 1,2,5\text{-тмн}$;

$TNR 5 = 1,3,7\text{-тмн} / (1,4,6\text{-тмн} + 1,3,5\text{-тмн})$; $TMNR = 1,3,7\text{-тмн} / (1,3,7\text{-тмн} + 1,2,5\text{-тмн})$;

-мн, -дмн и -тмн – метилнафталины, диметилнафталины и триметилнафталины соответственно