УДК 550.4:547

А.Ю.ПОПОВ
Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ОРГАНИЧЕСКОЙ ГЕОХИМИИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА ДВИЖЕНИЕМ ВНК И ГНК

Методы органической геохимии нафтидов и органических веществ пород широко используются не только при нефтегазопоисковых работах. В последнее десятилетие они стали более активно применяться в практике разработки месторождений. За рубежом это направление, именуемое «reservoir geochemistry» (геохимия природных резервуаров) или нефтегазопромысловая геохимия, включает широкий круг исследований в области битуминологии пород и геохимии углеводородных систем. В частности, путем корреляции нафтидов и битумоидов определяются источники образования залежей, пути и дистанции процессов первичной и вторичной миграции углеводородов, особенности изменения во времени их состава и свойств в границах скоплений и в эксплуатационных скважинах при разработке месторождения.

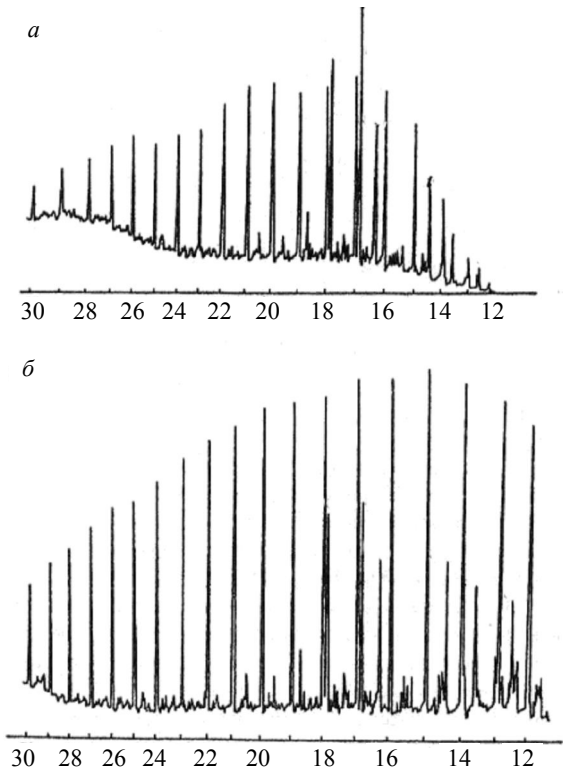
Methods of organic geochemistry of naphthyds and organic substances of rocks are widely used not only in oil-and-gas prospecting. In the recent decade, they began to be more and more actively applied to practice in deposit development. In the international practice this direction is known as the «reservoir geochemistry» or oil-and-gas geochemistry and includes a wide range of research in the areas of bitumen-research of rocks and geochemistry of hydrocarbon systems. In particular, sources of deposit formation, ways and distances of initial and secondary migration of hydrocarbons, peculiarities of time changes in their structure and properties at congestions boundaries and in operational well are determined by correlation of naphthyds and bitumen in deposit development.

Геохимические методы наблюдения за темпами перемещения контуров нефтяных залежей основаны, прежде всего, на систематическом и регулярном (во времени) анализе состава и свойств нефтей в эксплуатационных скважинах. Однако для этого необходимы знания начальных геохимических характеристик пластовых флюидов, зависящих от условий их залегания в природных резервуарах.

Накопленный опыт изучения нефтяных скоплений показал, что в большинстве случаев изменения свойств нефтей внутри залежей подчиняются принципу гравитационной дифференциации. Выражается она в увеличении плотности нефтей и изменении их других физико-химических свойств от свода к подошве залежи. Согласно законам гравитации, в объеме залежей происходит расслоение нефтей, т.е. от свода к контуру возрастают: плотности, содержания смол, асфальтенов, твердых парафинов и более высокомолекулярных углеводородов. При этом наблюдается дифференциация растворимых (нефтяных) газов, как по содержанию, так и составу. К подошве залежей уменьшается величина газового фактора и содержание метана по сравнению с его гомологами.

А.С.Гаджи-Касумов* выделяет до шести типов дифференциации нефтей внутри залежей. Первые два классических типа широко распространены, т.е. по всей высоте залежи отмечается равномерное или интенсивно нарастающее (в зоне контактов) увеличение плотности нефтей. Более редкие типы – в пределах залежей дифференциация

* *Бордовская М.В.* Основы геохимии, геохимические методы поисков, разведки и контроля за разработкой месторождений нефти и газа / М.В.Бордовская, А.С.Гаджи-Касумов, А.А.Карцев. М.: Недра, 1989. 240 с.



Хроматограммы парафино-нафтеновых УВ C_{13}-C_{30} нефтей карбонатного девона Западно-Тэбукского месторождения по скв. № 13 в зоне ВНК (*а*), по скважине 151, на удалении от ВНК (*б*)*

нефтей отсутствует или происходит без определенной закономерности. Наконец, самый редкий тип – залежь характеризуется отрицательным пластовым градиентом для тех скоплений, пласты которых выходят на дневную поверхность и запечатаны в своде асфальто-кировыми пробками.*

Необходимо осветить и другие процессы изменения состава и свойств нефтей в зонах ВНК. К ним относятся биогеохимические преобразования нафтидов, т.е. их биодеградация, окисление и осернение при взаимодействии с законтурными пластовыми водами и микробиальном восстановлении серы сульфатов. При этих процессах происходит утяжеление нефтей и обогащение их высокомолекулярными циклическими нафтеновыми и ароматическими углеводородами за счет снижения доли парафиновых соединений.

При процессах восстановления серы сульфатов происходит микробиальное разрушение (или ассимиляция бактериями) углеводородов. Среди последних наиболее уязвимыми являются алканы, а среди них – н-алканы, а затем – изоалканы и изопреноиды. Цикланы и особенно арены разрушаются на стадиях очень глубокого гипергенеза нефтей.

На рисунке представлены хроматограммы двух нефтей Западно-Тэбукского месторождения. Одна проба отобрана в зоне ВНК, а другая – на удалении от контура. В зоне ВНК сильно истощены ресурсы н-алканов, особенно в интервале соединений с числом атомов С от 12 до 20.

На этом фоне сравнительно высокими концентрациями выделяются изопреноидные углеводороды состава C_{14}-C_{20}, характеризующие начальную стадию биодеградации нефтей. В целях большей дифференциации нефтей по степени их биодеградации используют соотношения изопреноидов и н-алканов, а также высоко- и низкомолекулярных изопреноидов. В настоящее время контроль за направлением и скоростью перемещения ВНК успешно осуществляется геохимическими методами мониторинга состава и свойств нефтей в эксплуатационных скважинах.

При этом задача наблюдений сводится к фиксации начала поступления в скважину нефтей из зоны ВНК. Эти «сигнальные» показатели устанавливаются в первую очередь по молекулярно-массовому распределению н-алканов и изопреноидов состава C_{12}-C_{32}, а затем возрастанию плотности, смолистости пластовых флюидов. Обычно в промысловых условиях при мониторинге используют оптические методы, основанные на явлении поглощения света нефтью из-за присутствия в ней асфальтово-смолистых компонентов. Анализ изменений во времени коэффициента светопоглощения нефти составляет основу определения скорости продвижения нефти по пласту в процессе эксплуатации залежи, а также оценки направления массопереноса углеводородных флюидов.

* *Чахмахчев В.А.* Геохимические исследования и методы при поисках и разведке нефти и газа. М.: Нефть и газ, 2002. 222 с.

Однако, как показали исследования, далеко не всегда повышение плотности и смолистости нефтей свидетельствует о вхождении в призабойную зону флюидов зоны ВНК. Это могут быть более резкие проявления гравитационной дифференциации нефтей по составу. Более чувствительными индикаторами приближения контуров нефтеносности являются н-алканы и изопреноиды, ибо только они, независимо от толщины зоны ВНК, являются показателями близости подошвенных пластовых вод. Критерии биодеградации алканов по значениям их соотношений являются наиболее ранними и руководящими при контроле за составом флюидов в эксплуатационных скважинах. Заметно резкое возрастание указанных соотношений в нефтях – это начальные проявления в скважинах зоны ВНК. В таких случаях, во избежание конусов обводнения скважин и образования нефтяных целиков в пластах, меняют режим работы скважин. Это осуществляется путем уменьшения диаметра отверстия штуцера фонтанной арматуры или временного закрытия скважины. При мониторинге состава и свойств нефтей частота отбора проб определяется величиной дебитов скважин, их расположением по отношению к контуру, скоростями его перемещения и другими геолого-промысловыми факторами.

Таким образом, периодическое и регулярное наблюдение за углеводородным составом пластовых флюидов способствует оперативному контролю режимов работы скважин и оптимальным условиям разработки сложных залежей.

Научный руководитель д.г.-м.н. проф. *В.А.Чахмахчев*