

необходимый уровень обессоливания нефти. В итоге получается нефть с меньшей вязкостью, плотностью и пониженным содержанием таких нежелательных компонентов как ванадий, никель, сера и азот.

Таким образом, существующие в России на сегодняшний день объемы добычи не менее 6 млн. тонн в год и суммарные запасы не менее 1 млрд. тонн тяжелых нефтей с повышенным содержанием ванадия и никеля позволяют рассматривать их как сырьевой источник этих ценных металлов, а использование современных технологий частичной переработки ТН позволят улучшить реологические характеристики нефти с одновременным получением концентратов металлов в виде кокса или остатка деасфальтизации.

*Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект № 15-13-00139).*

#### Литература

1. Магомедов Р.Н., Попова А.З., Марютина Т.А., Кадиев Х.М., Хаджиев С.Н. Состояние и перспективы деметаллизации тяжелого нефтяного сырья (обзор) // Нефтехимия. – 2015. – Т. 55. – № 4. – С. 267-290.
2. Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки. – Москва: Наука, 2012. – 222 с.
3. Ахметов А.Ф., Красильникова Ю.В. Деметаллизация тяжелых нефтяных остатков - основная проблема глубокой переработки нефти // Башкирский химический журнал. – 2011. – Т. 18. – №2. – С. 93-98.
4. Ancheyta J. Modeling of Processes and Reactors for Upgrading of Heavy Petroleum: CRC Press, Taylor & Francis Group. XXIII. – 2013. – 524 p.
5. Соскин Д.М., Грибков В.В., Герасичева З.В. Концентрирование металлов в процессах переработки нефти // Попутные компоненты нефтей и проблемы их извлечения. – Л.: ВНИГРИ. -1989. –С. 83-88.
6. Мановян А.К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. Учебное пособие для вузов. 2-е издание. М.: Химия, 2001.– 568 с.

### ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И СОСТАВ НЕФТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А. Д. Мусина<sup>1</sup>, В. В. Самойленко<sup>2</sup>

Научный руководитель, доцент А. И. Левашова

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

Добыча сланцевой нефти из высокобитуминозных пород баженовской свиты является одним из наиболее приоритетных направлений в поддержании уровня добычи нефти в Западной Сибири. Значительная часть месторождений с промышленными запасами нефти в баженовской свите сосредоточена в центральных районах Западной Сибири (Салымское месторождение и прилегающих к нему территории). Однако на юго-востоке Западной Сибири при испытаниях баженовской свиты притоки нефти были получены на ряде площадей, что свидетельствует о перспективах этих отложений. При этом наиболее перспективным является район Нюрольской впадины [1]. Поэтому изучение закономерностей изменения состава и свойств нефтей баженовской свиты этого района представляет большой практический интерес.

Выполненные ранее исследования [2] показали, что все нефти Томской области, связаны, с тремя генетическими типами: баженовский, тогурский и палеозойский. Каждый тип нефти имеет ряд существенных отличий в физико-химических свойствах, которые являются следствием их разного молекулярного и группового состава. Набор этих отличий является своеобразными «отпечатками пальцев», позволяющими легко их идентифицировать.

Объектом нашего исследования являются 12 образцов нефти месторождений юго-востока Западной Сибири. Для всех образцов был выполнен единый комплекс физико-химических исследований, хромато-масс-спектрометрический анализ. Работа выполнена в лаборатории геохимии пластовых нефтей ОАО «ТомскНИПИнефть» на оборудовании, имеющим свидетельство о поверки. Применялись стандартные методики в соответствии с ГОСТ.

На основе хромато-масс-спектрометрического анализа были рассчитаны молекулярные параметры, отражающие как окислительно-восстановительные условия осадконакопления нефтематеринской породы (П/Ф – отношение изопреноидов пристана к фитана), так и параметры, отражающие влияние катагенетических процессов: К<sub>i</sub> (относительное содержание суммы изопреноидов пристана и фитана к сумме n-алканов C<sub>17</sub> и C<sub>18</sub>) и 4МДБТ/1МДБТ (метилдибензотиофеновое отношение). Зависимость К<sub>i</sub>–П/Ф [2] показала, что все исследуемые нефти относятся к нефтям баженовского типа. Нефти этого типа связаны только с одним источником – баженовской свитой. Сопоставление нами молекулярного параметра катагенеза 4МДБТ/1МДБТ в нефтях и экстрактах из пород баженовской свиты (выполненные ранее исследования [3]) позволили установить дальность миграции нефтей от очага генерации к каждому из месторождений (рисунок 1). Из рисунка видно, что значения 4МДБТ/1МДБТ для залежей нефтей либо соответствуют значениям в экстрактах из пород баженовской свиты, либо незначительно превосходят их, располагаясь в непосредственной близости от района с соответствующими значениями 4МДБТ/1МДБТ в породах баженовской свиты. Исходя из этого, исследованные нефти были разбиты на 3 группы по дальности миграции:

1. Нефти из баженовской свиты и нефти локального дренажа (0-5 км);
2. Нефти минимальной дальности миграции (5-10 км);

3. Нефти мигрировавшие на расстоянии 10-20 км и более.

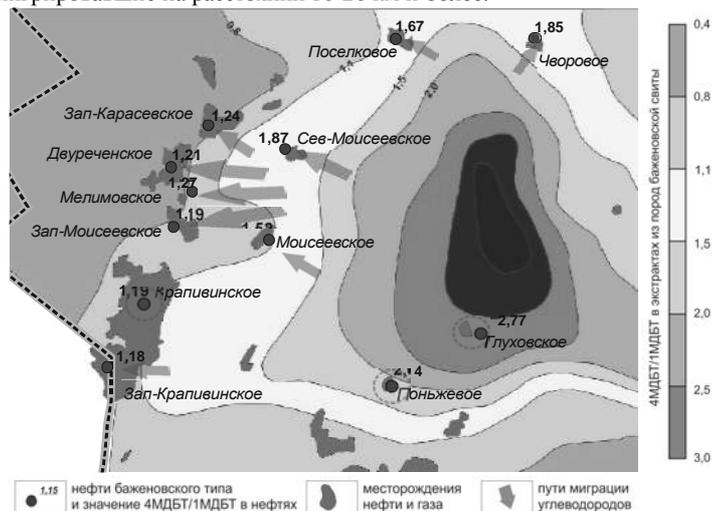


Рис. 1 Основные миграционные потоки нефтей в районе исследования

Также были получены зависимости физико-химических свойств нефтей баженовского типа в районе исследования (рисунок 2). Результаты исследования свидетельствуют, что нефти баженовской свиты, разнообразны не только в региональном плане, но и локально. Наиболее общим показателем свойств нефти является ее плотность. Плотность исследованных проб нефти изменяется в широких пределах: от легких нефтей Двуреченского и Западно-Моисеевского месторождений ( $834,0-840,5 \text{ кг/м}^3$ ), до нефти высокой плотности на Глуховском и Поньжевом месторождениях ( $877,7-884,2 \text{ кг/м}^3$ ). С увеличением плотности в нефтях уменьшается содержание светлых фракций (до  $300^\circ\text{C}$ ) от 54,5 % до 32 %.

Изменяется в этом ряду нефтей и концентрация асфальтово-смолистых компонентов. В легких нефтях асфальтены составляют 1,59 %, а смолы не более 7 %. Нефти средней плотности содержат около 2,5 % асфальтенов и 7 % смол. В относительно тяжелых нефтях роль асфальтенов (3,04 %) и смол (14,80-19,97 %) значительна.

Концентрация серы меняется в широких пределах от 0,39 до 0,84 %. Молекулярный вес нефтей в среднем составляет 200-230 и имеет тенденцию увеличения в тяжелых нефтях.

Сопоставление физико-химических свойств нефтей для отдельных групп показало их прямую зависимость с дальностью миграции от очага генерации (рисунок 1, рисунок 2). Очевидно, что в условиях затрудненной миграции через заглинизированные породы верхнеюрских отложений в пределах Нюрольской впадины нефти теряют высокомолекулярные компоненты, что приводит к уменьшению их плотности и увеличению доли светлых фракций.

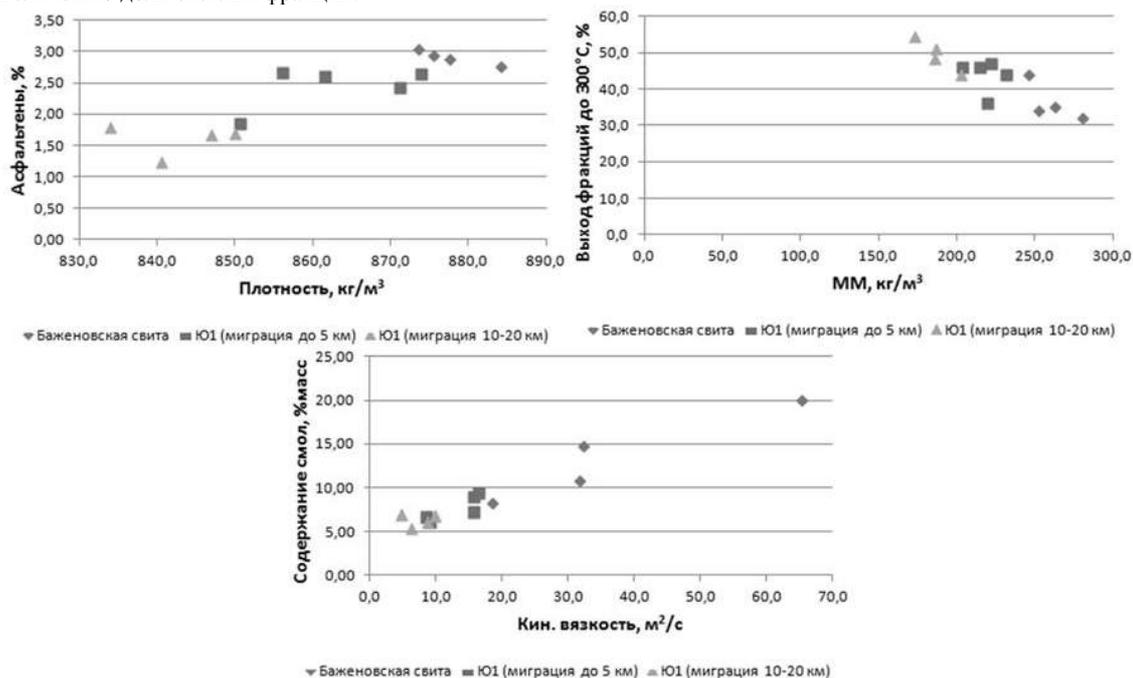


Рис. 2 Физико-химические свойства нефтей баженовского типа

Литература

1. Гончаров, И.В. Катагенез органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, Н.В. Обласов. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2013. - № 10. – С. 32-37
2. Гончаров, И.В. Генетические типы и природа флюидов углеводородных залежей юго-востока Западной Сибири / И.В. Гончаров, Н.В. Обласов, А.В. Сметанин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 8-13.
3. Самойленко, В.В. Геохимия органического вещества баженовской свиты юго-востока Западной Сибири и генетически связанных с ним флюидов [Текст]: дис. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.09: защищена 28.11.11: утв. 30.08.12 / Самойленко Вадим Валерьевич. - Т., 2011. - 181с.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА СЫРЬЯ И ПРОДУКТОВ ПРОЦЕССА  
КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ПРИ ПЕРЕРАБОТКЕ ВАКУУМНОГО ДИСТИЛЛЯТА ИЗ  
СМЕСИ КАЗАХСТАНСКОЙ И ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НЕФТИ**

**Г. Ю. Назарова, Г. Р. Бурумбаева, Г. Ж. Сейтенова**

Научные руководители, д.т.н., профессор Э. Д. Иванчина, д.т.н., профессор Е. Н. Ивашкина  
*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия*

Новый этап развития Казахстана, имеющего уникальные запасы углеводородов, связан в основном с развитием нефтегазового комплекса. На территории Казахстана выявлено и учтено 214 месторождений нефти (81 разрабатывается), из которых два месторождения по величине начальных извлекаемых запасов являются гигантскими, 4 – крупнейшими и 9 – крупными. На Мангистаускую область приходится около 30% добываемой нефти, Кызылординскую – 13 %, Актюбинскую – 11 %, Атыраускую – 46 % [1].

Как и всякое природное сырье, нефти Западного Казахстана значительно различаются по физико-химическим характеристикам в зависимости от географического расположения нефтяных месторождений, геологического возраста и глубины залегания. Различие в физико-химических показателях нефти напрямую связано со способами транспортировки и переработки нефтяного сырья и качеством получаемых из них нефтепродуктов. Углеводородный состав нефтей настолько сложен, что даже современные методы не позволяют точно определить содержание отдельного углеводорода в нефти.

Вместе с тем, приоритетным направлением развития экономики Республики Казахстана - является разработка и внедрение технологий, адаптированных к сырьевым условиям Республики и позволяющих перерабатывать тяжелые, вязкие и высокосернистые нефти с получением моторных топлив и минеральных масел [2].

При этом решение основных задач по совершенствованию процессов переработки нефтяного сырья и обеспечению качественной, экономически целесообразной переработки нефти возможно только при более полной изученности состава и индивидуальных особенностей нефти.

Каталитический крекинг является универсальным процессом при переработке тяжелых фракций углеводородов. В качестве сырья процесса используют вакуумный дистиллят, смесевое сырье (остатки масляных производств) и мазуты (на специально запроектированных установках).

На примере переработки вакуумного дистиллята, полученного из смеси казахстанской и Западно-Сибирской нефти, в процессе каталитического крекинга получены продукты процесса, средний выход которых на сырье составил:

- жирный газ, богатый пропан пропиленовой и бутан-бутиленовой фракциями – 33 % масс.;
- бензиновая фракция (30-215 °С) – 44 % масс.;
- дизельная фракция 195-270 °С – 8 % масс. ;
- тяжелый газойль (270-420 °С) – 10 % масс.;
- кокс – 5 % масс.

Важными параметрами, определяющими состав и выход фракций в процессе каталитического крекинга, являются групповой и фракционный состав сырья, содержание серы и металлов в сырье.

В работе представлены результаты определения группового состава сырья и продуктов процесса каталитического крекинга, а именно вакуумного дистиллята, полученного при вакуумной перегонке мазута смеси казахстанской и Западно-Сибирской нефти на комбинированной установке глубокой переработки мазута КТ-1/1, бензиновой фракции с установки каталитического крекинга, легкого и тяжелого газойля.

Вакуумный дистиллят после вакуумной перегонки направляется на гидроочистку, после чего он используется как сырье процесса каталитического крекинга. Фракционный состав сырья 350-520 °С, при этом во фракциях нефти с температурой кипения выше 200 °С циклические углеводороды характеризуются смешанным (гибридным) характером. Обычно циклические углеводороды содержат боковые парафиновые цепи.

Одним из методов определения группового состава нефти и тяжелых нефтяных фракций является метод жидкостно-адсорбционного хромато-графического разделения на силикагеле или оксиде алюминия, разработанный ВНИИ НП. Данный метод позволяет определить содержание в нефти насыщенных углеводородов, ароматических углеводородов и смол.

С применением данного метода выполнены лабораторные анализы по определению группового сырья и продуктов процесса каталитического крекинга. Для десорбции углеводородов были использованы растворители