

СЕКЦИЯ 10. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

(БТК-фракция), в небольшом количестве также образуются алкилбензолы C_{9+} , нафталин и алкилнафталины. Побочные продукты представлены газообразными углеводородами – метан и этан, в незначительном количестве присутствуют олефины C_2-C_4 и бутаны, а также водород и непревращенный пропан. Максимальное количество ароматических углеводородов образуется на исходном ГАС. С ростом температуры проведения термопаровой обработки ГАС в составе образующихся на нем жидких продуктов прослеживается следующая закономерность: увеличивается содержание БТК-фракции и уменьшается доля нафталиновых углеводородов, а концентрация алкилбензолов изменяется незначительно по сравнению с другими ароматическими углеводородами. Проведение ТПО катализатора оказывает влияние и на состав образующихся на нем газообразных продуктов реакции. С ростом температуры ТПО ГАС наблюдается снижение концентрации продуктов крекинга (метана, этана) и увеличение содержания олефиновых углеводородов. Концентрация алканов C_3-C_4 увеличивается, в основном, за счет роста доли непревращенного пропана. Различия, проявившиеся в составе образующихся на исследуемых образцах катализатора газообразных и жидких продуктов реакции, обусловлены различной скоростью протекания на них отдельных стадий процесса.

Таким образом, проведение термопаровой обработки галлоалюмосиликата приводит к изменению его активности и селективности в процессе превращения пропана в ароматические углеводороды, что связано с деалюминированием цеолитного каркаса. Для получения наиболее эффективного катализатора ароматизации низших алканов его термопаровую обработку следует проводить при 400-440 °С.

ПОЛУЧЕНИЕ АВИАЦИОННОГО ТОПЛИВА ПРЕВРАЩЕНИЕМ ЭТИЛОВОГО СПИРТА НА ЦЕОЛИТЕ HZSM-5

В.Ф. Третьяков, Р.М. Талышинский, А.М. Илолов, И.А. Курашов

Научный руководитель главный научный сотрудник В.Ф. Третьяков

Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН, г. Москва, Россия

Энергетический кризис прошлого века возродил интерес к использованию альтернативного сырья для производства моторных топлив. Известно, что большие мировые запасы угля и попутного газа являются наиболее перспективными природными источниками. Однако с экологической точки зрения наиболее перспективной считается зеленая масса – рапс, топинамбур, водоросли, отходы сельскохозяйственных культур из которых получают этанол.

С экономической точки зрения полный революционный переход от бензинового двигателя на этанольный потребовал бы значительных капитальных вложений. В этой связи представляется интересным конвертировать биоэтанол в автомобильные и авиационные топлива [1].

В Институте нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева (ИНХС РАН) разработан двухстадийный процесс получения авиационного керосина, в котором на первой стадии происходит превращение этилового спирта в ароматические углеводороды на цеолитном катализаторе типа HZSM-5, причем, в зависимости от структурирующей добавки, меняется распределение продуктов конверсии.

Полученная фракция на второй технологической стадии гидрируется с превращением ароматических соединений в нафтеновые углеводороды, обладающие большей теплотворной способностью и октановым числом.

Высококремнеземный цеолит типа HZSM-5 (H-5) был синтезирован исходя из щелочных алюмокремнегелей. В качестве структурообразующих добавок использовались побочные продукты производства капролактама: гексаметилендиамин (H-5-G), спиртовая фракция (H-5-SF) и «Х-масло» (H-5-XM) Модификацию цеолита осуществляли растворами азотнокислых солей цинка, железа, галлия и циркония [2].

Для получения авиационного керосина ароматическую фракцию подвергали гидрированию в автоклаве. В качестве катализатора использовали 3% Pt на активированном угле фирмы «Aldrich».

Таблица 1

Физико-химических и эксплуатационных показателей образца синтетического топлива из биосырья

Показатель	Нормы ТТ	Нормы РТ по ГОСТ 102227-86	Фактические данные топлива из биоэтанола
Плотность при 200°C, кг/м ³ не менее	755	755	790
Фракционный состав а) температура начала перегонки °С, не ниже б) температура конца кипения °С, не выше	135 280	135 280	135 196
Кинематическая вязкость, сСт а) При минус 20°C, не более б) При минус 40°C, не более	8,0 -	8,0 -	2,19 3,7
Низшая теплота сгорания, кДж/кг, не менее	43120	43120	43100
Высота не коптящего пламени, мм не менее	25	25	31
Кислотность, мг КОН на 100 см ³ не более	0,7	0,2...0,7	0,1
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле °С, не ниже	28	28	25
Температура начала кристаллизации °С, не выше	-60	-55	Ниже -60
Термоокислительная стабильность в статических условиях при 150°C, не более а) концентрация осадка, мг на 100 см ³ топлива б) концентрация растворимых смол, мг на 100 см ³ топлива в) концентрация нерастворимых смол, мг на 100 см ³ топлива	6 30 3	6 30 3	2,0 5,5 3
Массовая доля ароматических углеводородов, % не более	22	22	6,9
Концентрация фактических смол мг на 100 см ³ топлива, не более	4	4	3,0
Массовая доля серы, % не более	0,1	0,1	Отс.
Массовая доля меркаптановой серы, % не более	0,001	0,001	Отс.

Жидкую фракцию, полученную на первой стадии конверсии этанола, помещали в автоклав. Температуру поднимали до 250°C, при интенсивном перемешивании подавали в реактор водород.

СЕКЦИЯ 10. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ И ПОЛУЧЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ ДЛЯ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ АРКТИКИ

Полученный образец продукта после гидрирования был исследован в Центральном институте авиационного моторостроения им. П.И. Баранова (ЦИАМ) для определения его физико-химических свойств и соответствие эксплуатационных характеристик по ГОСТу 10227-86 (табл. 1).

Литература

1. Третьяков В.Ф., Тальшинский Р.М., Илолов А.М., Будняк А.Д.// Нефтехимия. – 2016. – Т. 56. – №3. – С. 1
2. Пат. 2330719 РФ. 2008. Ерофеев В.И., Третьяков В.Ф., Коваль Л.М., Тихонова, Н.В., Лермонтов А.С., Бурдейная Т.Н.

ХАРАКТЕРИСТИКА СОДЕРЖАНИЯ МЕТАЛЛОВ В НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РОССИЙСКОЙ АРКТИКИ

А.А. Ильина, Т.В. Петренко

Научный руководитель старший научный сотрудник Т.В. Петренко
Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Нефтегазовые ресурсы континентального шельфа давно стали основными источниками увеличения добычи нефти и газа. В настоящее время доля углеводородов, добываемых на континентальном шельфе, составляет более четверти мирового объема добычи, и продолжает возрастать. Более 85 % общих ресурсов нефти и газа российского шельфа сосредоточено в арктических морях, поэтому совершенно очевидно, что Арктический сегмент Земли в будущем станет главным объектом пополнения запасов нефти и газа, как для России, так и для других государств. Поэтому интерес арктических стран к разработке природных ресурсов Арктики будет только возрастать [1]. Одним из направлений улучшения качества нефтепродуктов и глубины переработки нефти, является глубокое изучение элементного состава углеводородного сырья. Важной характеристикой нефти является микроэлементный состав, который значительно влияет на процессы ее переработки и дальнейшее использование нефтепродуктов. Большинство элементов, находящихся в нефти даже в микроколичествах, являются каталитическими ядами, дезактивирующими промышленные катализаторы нефтепереработки [2, 3]. Для экспрессного рутинного анализа минерального сырья, в том числе природных материалов, широко используется метод атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой, который отличается малой величиной фонового сигнала, низким уровнем шумов, высокой стабильностью, отсутствием матричных эффектов и мешающих влияний со стороны материалов атомизатора, а также позволяет одновременно определять большое количество элементов [3].

Целью работы является сравнительная характеристика содержания металлов в нефтях российской Арктики методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой.

Важную роль в удержании и смене ассоциаций микроэлементов в нефтях играют гетероатомы. Так, во всех нефтях наблюдается большее содержание Fe, Na, и в меньшем количестве присутствуют Mg, Mn, Sn. Удивительным является наличие высокого содержания Pb в Арктической нефти по сравнению с остальными пробами. Никель - ванадиевое число позволяет определить источник нефтяного загрязнения. Эти элементы входят в состав порфириновых комплексов и являются