

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

АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ

устойчивыми характеристиками нефти. Содержание этих микроэлементов изменяется в интервале 0,07 – 1,5 ppm сырой нефти для ванадия и 0,2 – 5,9 ppm - для никеля. Наибольшее содержание никеля и ванадия наблюдается в нефти месторождения Русское. По данным таблицы 2 можно рассчитать соотношение V/Ni. Наибольшая величина характерна для Нурминской нефти (0,40), а наименьшая – для битуминозной Русской нефти (0,25). Al и Si являются одними из главных золообразующих элементов, и их содержание менее 0,1 % следует относить к микроэлементам. Их содержание изменяется в широких пределах, но среднее соотношение Al/Si в арктических нефтях составляет 0,14. При этом надо учитывать практически полное отсутствие Al в некоторых образцах. Довольно равномерно содержание Ti для всех видов нефтей. Однако из этого ряда выпадает Арктическая нефть, в которой количество Ti минимум в 30 раз ниже, чем в других нефтях.

Таблица 1

Микроэлементы в составе нефтей

Элементы	Концентрация микроэлементов, ppm									
	Арктическая	Заполярная	Нурминская	Юрхаровская	Уренгойская 1	Уренгойская 2	Уренгойская 3	Гыданская	Новопортовская	Русская
Al	0,468	-	0,406	-	-	0,180	0,895	-	6,121	1,443
Ca	0,437	0,069	0,768	-	0,311	0,098	-	3,574	1,798	6,442
Cd	0,085	-	0,865	-	-	0,036	0,043	-	0,040	-
Cu	2,322	0,471	0,497	-	0,265	0,006	-	-	0,019	0,024
Fe	5,603	0,493	2,144	0,041	1,663	0,709	0,657	4,460	8,918	25,12
Mg	0,041	0,024	0,123	-	0,006	0,031	0,028	0,019	1,259	0,322
Mn	0,017	0,008	0,112	0,022	0,034	0,001	-	0,065	0,068	0,331
Na	59,79	-	60,19	-	-	23,84	28,12	-	205,9	-
Ni	0,242	-	0,241	-	-	-	-	-	1,690	5,887
Pb	0,836	-	-	-	0,049	-	0,009	-	-	-
Si	13,19	7,079	8,365	6,826	14,57	4,583	8,225	10,90	13,56	8,217
Sn	-	0,189	-	0,710	-	-	-	0,193	-	0,202
Ti	0,003	0,099	-	0,014	0,060	0,039	0,054	0,154	0,369	0,323
V	0,076	-	0,097	-	-	-	-	0,176	0,486	1,519
Zn	0,168	0,339	0,305	-	0,280	0,038	0,133	0,041	0,148	0,836

Также интересным представляется то, что в Юрхаровской нефти отсутствуют многие микроэлементы (Al, Ca, Cd, Cu, Mg, Na, Ni, Pb, V, Zn), а содержание Sn самое высокое. Таким образом, в ходе данной работы была проведена сравнительная характеристика содержания металлов в нефтях российской Арктики методом атомно-эмиссионной спектроскопии с индуктивно связанной плазмой. Результаты исследований показали наличие следующих микроэлементов в составе нефти, которые можно расположить в следующий ряд по уменьшению содержания: Na > Fe > Si > Ni > Ca > Al > Cu > V > Pb > Zn > Cd > Mg > Ti > Mn, т.е. в наибольшем количестве присутствуют такие металлы как натрий, железо и кремний.

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

Литература

1. Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Поиск, разведка и освоение месторождений нефти и газа на шельфе Арктики. / Богоявленский В., Богоявленский И. // Бурение и нефть.-2011.-№7-8.-URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2011-07-08/7> (дата обращения: 30.05.2016)
2. Королева Ю.В. Микроэлементы в нефтях месторождений Калининградской области / Королева Ю.В. // Вестник РГУ им. И. Канта.- 2007. Вып. 1. Естественные науки.- С. 68-72.
3. Хаджиев С.Н., Шпирт М.Я. Микроэлементы в нефтях и продуктах их переработки.- М.: Наука, 2012. – 222с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ОСВОЕНИЯ ШТОКМАНОВСКОГО ГКМ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ФИШЕРА-ТРОПША

А.Д. Кондратенко, А.Б. Карпов, И.В. Мещерин

Научный руководитель профессор Ф.Г. Жагфаров

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия

Около 25% мировых запасов нефти и газа, а также богатые залежи других полезных ископаемых располагаются на дне Северного Ледовитого океана.

Штокмановский проект – одно из самых приоритетных направлений развития российской промышленности и в целом стратегический проект для активной разработки арктического шельфа России. Начальные геологические запасы месторождения оцениваются в 3,9 трлн м³ газа и 56 млн. т газового конденсата. Фактором сдерживания реализации Штокмановского ГКМ в настоящее время являются риски экономической эффективности проекта, связанные с большими капитальными вложениями, составляющее по оценке в [1] в 22,85 млрд \$.

По результатам проектных работ 1-й фазы реализации проекта (всего планировалось три фазы), выполненного по заказу компании «Штокман Девелопмент АГ» (ШДАГ) в 2012 г., была принята технологическая структурная конфигурация освоения месторождения, при которой пластовый флюид, добытый через спаренные донные плиты, по гибким добычным райзерам направляется от донной плиты на плавучую установку корабельного типа.

На ее борту производится первичная сепарация пластового флюида, отделение воды и механических примесей. Газ и конденсат двухфазным потоком от судна доставляются на берег по морскому двухниточному магистральному трубопроводу на береговые объекты (установку комплексной подготовки газа и завод по сжижению природного газа) [2].

Однако в 2014 г. ОАО «Газпром» приняло решение по разработке корректировки обосновывающих материалов и рекомендаций для принятия решения о целесообразности дальнейшего инвестирования и разработки проектной документации. В качестве еще одного варианта коррекции проекта предлагается рассмотрение возможности производства синтетических жидких углеводородов и снижением стоимости сухопутных сооружений и морского трубопровода за счет расположения в море всех сооружений, связанных с добычей, подготовкой, производством и отгрузкой продукции. Вместо строительства морского трубопровода, завода получения сжиженного природного газа и берегового комплекса, создание второй морской платформы для завода по синтезу жидких углеводородов уменьшит капитальные затраты проекта на \$ 4,2 млрд. Несмотря на