

УДК 66

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ МИНЕРАЛЬНЫХ ПРИМЕСЕЙ В НЕФТИ

Арестова Д.А., студент гр. ХН₆-131, IV курс
Научный руководитель: Исакова И.В., к.х.н., доцент
Кузбасский государственный технический университет имени Т. Ф. Горбачева
г. Кемерово

Добытая из промысловых скважин нефть содержит песок, попутный газ, механические примеси (зола), ил, минеральные кислоты и щелочи, так же воду, в которой растворены соли, преимущественно хлориды натрия, кальция и магния, реже – сульфаты и карбонаты. Наличие этих примесей в нефти усложняет её переработку и негативно сказывается на эксплуатационных свойствах нефтеперерабатывающих установок. Очевидно, что такую «грязную» и сырую нефть, содержащую к тому же легколетучие органические (от метана до бутана) и неорганические (сероводород и оксид углерода IV) газовые компоненты, нельзя транспортировать и перерабатывать без её тщательной промышленной подготовки.

Важнейшим элементом, определяющим качество и стоимость нефти, является массовая доля серы в углеводородной основе. Контроль нефти на содержание серы и ее соединений остается важной аналитической задачей. В нефтепродуктах сернистые соединения являются нежелательной примесью. Они токсичны, придают нефтепродуктам неприятный запах, их повышенное содержание негативно отражается на оборудовании, по которому происходит транспортировка нефти. Так же усложняются процессы переработки и ухудшается качество нефтепродуктов. Сернистые соединения способствуют смолообразованию в процессах крекинга, что приводит к отравлению катализаторов и, главное, вызывают коррозию нефтезаводского оборудования [1].

Для обеспечения высокой эффективности работы установок по переработке нефти на них необходимо подавать нефть с содержанием солей не более 2 мг/л и воды 0,2%. Поэтому поставляемую нефть подвергают доочистке на нефтеперерабатывающих заводах. Необходимость такой тщательной подготовки нефти к переработке диктуется следующими обстоятельствами. Наличие воды в нефти приводит к резкому снижению производительности установок, повышенному расходу энергии для ее испарения и конденсации. При этом ухудшается четкость ректификации. Наличие солей и механических примесей вызывает эрозию и засорение труб печей и теплообменников, понижает коэффициент теплопередачи и повышает золь-

ность мазутов и гудронов. Кроме того, наличие в нефти растворенных солей вызывает коррозию аппаратуры и оборудования из-за образования соляной кислоты, которая выделяется при гидролизе некоторых хлористых солей, особенно хлорида магния.

В зависимости от количественного содержания минеральных примесей в перерабатываемой нефти выбирается наиболее выгодный, с хорошими показателями способ очистки от неё. Вышесказанное позволяет снизить экономические затраты, связанные с коррозией и износом нефтеперерабатывающего оборудования и получить продукты более высокого качества переработки нефти [1].

Целью данной работы является аналитический контроль примесей в нефти.

Рассмотрим современный энергодисперсионный анализатор серы (S) в нефти и нефтепродуктах АСЭ-2 (рис. 1). Процедура измерения полностью соответствует требованиям ГОСТ Р 51047-2002. Диапазон определяемых концентраций от 5 до 50 000 ppm [2].

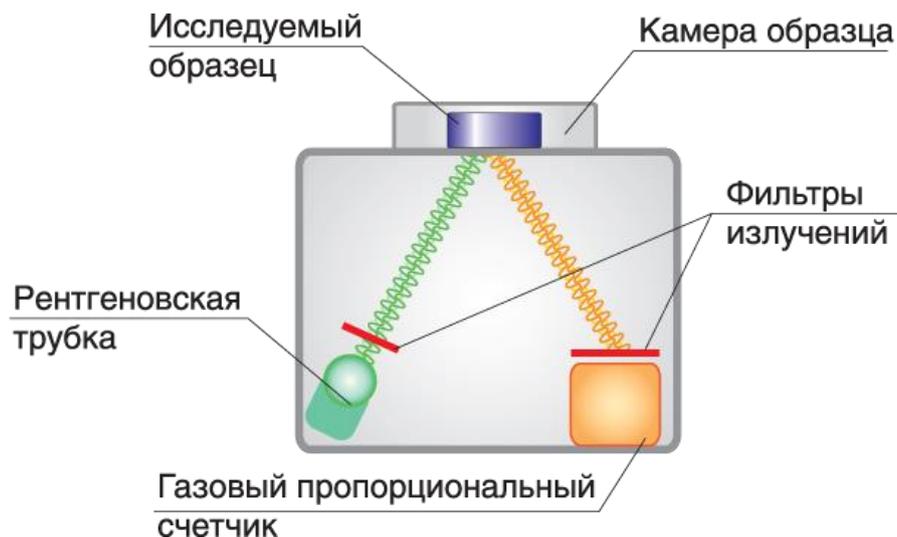
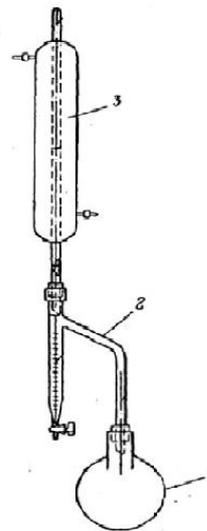


Рис. 1. Энергодисперсионный анализатор серы в нефтепродуктах АСЭ-2

Рентгеновское излучение маломощной рентгеновской трубки, преобразованное фильтрами первичного излучения, возбуждает флуоресцентное излучение атомов анализируемой пробы. Потoki (рассеянное на образце первичное рентгеновское излучение и вторичное флуоресцентное) излучения попадают на газовый пропорциональный счетчик, при этом флуоресцентное излучение атомов серы (SKa) при помощи селективных фильтров отделяется от излучения с другими энергиями. Интенсивность флуоресцентного излучения атомов серы, зарегистрированного газовым пропорциональным счетчиком, пропорциональна массовой доле серы в анализируемом образце.

Далее рассмотрим определение содержания хлоридов металла титрованием водного экстракта (рис. 2). Сущность метода заключается в извлечении этих солей из нефти водой и индикаторном или потенциометриче-



ском титрования их в водной вытяжке [2].

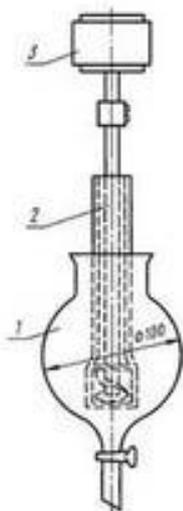


Рис. 2. Установка для определения содержания хлоридов металлов в нефтепродуктах: 1 – воронка делительная стеклянная; 2 – мешалка; 3 – электромотор.

Рис. 3. Установка для определения количественного содержания воды в нефтепродуктах: 1 – сосуд дистилляционный; 2 – приемник-ловушка; 3 – холодильник водный.

Погрешность метода составляет $\pm 4\%$, что соответствует ГОСТ 21534-76.

Содержание воды определяют азеотропной перегонкой (рис. 3), которая заключается в нагревании исследуемой нефти с нерастворимым в воде растворителем и непрерывном разделении сконденсировавшийся воды и растворителя (ГОСТ 2477-65).

Незначительное содержание определяемых минеральных примесей позволяет сохранить работоспособность оборудования, минимизировать

время простоя его на капитальных ремонтах, что экономически выгодно для предприятия.

Список литературы:

1. Вержичинская, С. В. Химия и технология нефти и газа / С.В. Вержичинская, Н.Г. Дигунов, С. А.Синицин. – М. : Форум, 2012. – 400с.
2. Ранд, С. Дж. Анализ нефтепродуктов. – Спб. : ЦОП «Профессия», 2012.– 664с.