

БЕСКОНТАКТНЫЙ ВЫСОКОЧАСТОТНЫЙ СЕНСОР ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В НЕФТИ

Юськина Е.А.¹

Научный руководитель – доктор химических наук, Кирсанов Д.О.²

¹ Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский государственный университет»

² Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет ИТМО»
yuskina.k@yandex.ru

Введение

Нефть представляет собой жидкую гетерогенную смесь углеводородов с небольшим количеством других соединений, например, азотосодержащих органических соединений, меркаптанов, алифатических сульфидов, металлов и воды. Вода в нефти может находиться в форме «растворенной» воды (в ароматических соединениях), диспергированной воды в форме эмульсий и в виде свободной H_2O . Актуальной задачей является определение общего содержания воды в нефти и нефтепродуктах, т.к. наличие H_2O может вызывать коррозию металлов, т.е. сокращать срок службы трубопроводных систем, а при низких температурах вода может выкристаллизовываться и блокировать систему подачи топлива к двигателю.

В настоящее время известно и регламентировано довольно много способов определения содержания воды в нефти и нефтепродуктах. Одним из самых распространённых способов является метод Дина Старка [1], который основан на добавлении дополнительного компонента (толуола, *o*-ксилола), образующего азеотроп с водой, к анализируемой пробе. Недостатком этого метода является большая трудозатратность, а также необходимость добавления реагентов. В ГОСТ [2] описан метод определения воды, который основан на экзотермической реакции H_2O с безводным $CuSO_4$. Разница температур, фиксируемая до и после реакции, служит основой для вычисления содержания воды в пробе нефти. Однако, метод также требует добавления реактивов и не позволяет определить $\omega(H_2O)$ выше 7%.

Кроме данных способов количество воды в нефти можно определить с помощью группы методов Карла Фишера: потенциметрического титрования или кулонометрии, однако для проведения анализа также необходимы добавки специальных реактивов. В связи с этим особый интерес представляют методы, которые позволяли бы определить содержание H_2O в нефти без добавления реактивов. К таким методам можно отнести методы, основанные на измерении диэлектрической проницаемости [3, 4] или метод диэлькометрии [5].

Основная часть

В данной работе представлен простой, недорогой и бесконтактный сенсор для определения $\omega(H_2O)$ в нефти и нефтепродуктах. Сенсор работает на принципах метода бесконтактной кондуктометрии. Для данного метода в отличие от «классической» кондуктометрии аналитический сигнал помимо проводимости зависит также и от диэлектрической проницаемости, магнитных свойств и ёмкостных свойств образца [6].

Во время проведения анализа пробирка с пробой смеси воды и нефти, помещается в катушку индуктивности, становится ее сердечником и изменяет ток, протекающий через катушку при подаче переменного тока от генератора. Время регистрации сигнала приемником составляет менее 100 мс. Для каждой анализируемой пробы регистрируется спектр в диапазоне 2 – 112 МГц, после чего на основе полученных данных строится

многомерная градуировочная модель методом частичных наименьших квадратов (ПЛС-регрессия) для определения $\omega(\text{H}_2\text{O})$ [7].

Выводы

К настоящему времени были получены отклики сенсора для проб нефти с содержанием воды от 1.5 до 25%, была построена ПЛС модель для количественного определения содержания воды в неизвестных пробах нефти. Коэффициент детерминации полученной модели составляет 0.96, а ошибка определения (RMSECV) содержания воды в нефти составляет 1.6 [7].

Преимуществом предложенного подхода к определению $\omega(\text{H}_2\text{O})$ в нефти является возможность бесконтактного определения содержания воды в пробах, т.е. во время анализа не происходит физического контакта никакой части сенсора с пробой нефти. Кроме того, значительно упрощается процедура анализа, т.к. время измерения для одной пробы составляет ~1 секунду.

Разработанный сенсор является компактным и работает от порта USB персонального компьютера, что открывает перспективы для анализа нефти во внелабораторных условиях, например, на месторождениях, а использование методов хемометрики для обработки данных позволяет получать количественное значение содержания воды в нефти с оценкой погрешности.

Литература

1. ГОСТ 2477-2014. Нефтепродукты. Методы определения воды. М.: Стандартинформ, 2018. 12 с.
2. ГОСТ 26378.1-2015. Нефтепродукты отработанные. Метод определения воды. М.: Стандартинформ, 2016. 8 с.
3. Слепян М.А., Способ определения содержания воды в нефтеводогазовой смеси. Патент РФ №2356040С2. Опубл. 20.05.2009 Бюл. № 14
4. Г.Н. Ахобадзе. Устройство для определения влажности нефтепродуктов в трубопроводе. Патент № RU2199731С1. Опубл. 27.02.2003
5. ГОСТ 14203-69. Нефть и нефтепродукты. Диэлькометрический метод определения влажности. Диэлькометрический метод определения влажности. 5 с.
6. Yuskina E., Makarov N., Khaydukova M., Filatenkova T., Shamova O., Semenov V., Panchuk V., Kirsanov D. A Simple Contactless High-Frequency Electromagnetic Sensor: Proof of Concept // Anal. Chem. 2022. Vol. 94. P. 11978–11982. <https://doi.org/10.1021/acs.analchem.2c02067>.
7. Юськина Е.А., Шишов А.Ю., Панчук В.В., Кирсанов Д.О. Способ бесконтактного определения содержания воды в углеводородных жидкостях и устройство для его реализации. Патент РФ №2853098С1. Опубл. 18.12.2025. Бюл. № 35.