

Добыча, транспорт и переработка нефти и газа

УДК 681.2.083

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ И МЕТАЛЛОСОДЕРЖАЩИХ МИКРОЭЛЕМЕНТОВ В НЕФТИ В ПОТОКЕ ТРУБОПРОВОДА¹

С.В. Сусарев, В.Н. Астапов

Самарский государственный технический университет
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244
E-mail: Susarev_sergey@mail.ru

В работе рассматривается методология разработки способа определения содержания воды и суммарного содержания металлосоодержащих микроэлементов в нефти или нефтепродуктах в потоке трубопровода. Приведены теоретические основы метода определения процентного содержания воды в нефтепродуктах, в принципе которого лежит измерение диэлектрической проницаемости обезвоженной и сырой нефти. Предлагается способ идентификации нефтей по месторождениям.

Ключевые слова: диэлектрическая проницаемость, электропроводность, металлосоодержащие микроэлементы, идентификация нефти.

Введение. Известен способ для определения процентного содержания воды в нефтепродуктах с использованием диэлектрического метода [1], в принципе которого лежит измерение диэлектрической проницаемости обезвоженной и сырой нефти. Согласно формуле Лихтенеккера – Ротера диэлектрическая проницаемость смеси, состоящей из двух компонентов – воды и нефти, зависит от их объемного соотношения

$$\lg \xi_3 = y_1 \lg \xi_1 + y_2 \lg \xi_2. \quad (1)$$

Здесь y_1 и y_2 – объемные доли воды и нефти; ξ_1 – диэлектрическая проницаемость воды; ξ_2 – диэлектрическая проницаемость обезвоженной нефти; ξ_3 – диэлектрическая проницаемость (смеси) сырой нефти.

С учетом известного значения диэлектрической проницаемости воды ξ_1 и выражения (1) процентное содержание воды определится

$$C_{H_2O} = 52,7(\lg \xi_3 - \lg \xi_2).$$

Таким образом, для определения процентного содержания воды достаточно измерить диэлектрическую проницаемость смеси ξ_3 и обезвоженного продукта ξ_2 .

¹ Работа выполнена при финансовой поддержке Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009-2013 годы» (государственный контракт П1511).

Сергей Васильевич Сусарев – к.т.н., доцент.

Владислав Николаевич Астапов – к.т.н., доцент.

Недостатком этого способа является отсутствие возможности определения воды в нефти и нефтепродукте в потоке трубопровода: способ требует пробоотборки исследуемого продукта, а главное, отсутствует идентификация типа нефти по месторождению или смеси нефти, что дает большую погрешность измерения при исследовании неизвестной нефти, и отсутствует измерение суммарного содержания металлоксодержащих микроэлементов. Кроме того, соотношение (1) справедливо для малого содержания воды в нефти.

В статье рассматривается способ определения содержания воды в нефти и нефтепродуктах, осуществление идентификации нефти и нефтепродукта и определение суммарного содержания металлоксодержащих микроэлементов, который позволил бы повысить точность определения воды в нефти и нефтепродуктах и иметь стационарную калибровочную модель по типам нефти по месторождению или смеси нефтей.

Электрофизические параметры нефтей при различной частоте. В процессе изучения зависимости электропроводности и диэлектрической проницаемости нефтей от частоты при различных температурах выяснилось, что диэлектрическая проницаемость нефти с ростом частоты уменьшается. Экспериментальные данные измерения электропроводности и диэлектрической проницаемости различных нефтей при температуре 20 °С представлены на рис. 1 и рис. 2 (ξ – диэлектрическая проницаемость нефти, $\sigma \times 10^6, \text{см} / \text{м}$ – активная удельная электропроводность

$\sigma = \sigma_0 + \xi \omega \cos \varphi \operatorname{tg} \varphi$, $\operatorname{tg} \varphi = \frac{\sigma_0}{\xi \omega}$ – общий тангенс угла диэлектрических потерь для плохо проводящих жидкостей [2]; σ_0 – проводимость, обусловленная движением в электрическом поле «свободных» ионов).

Из графиков (рис. 1 и рис. 2) видно, что наибольшее расхождение величин электропроводности и диэлектрической проницаемости наблюдается при изменении частоты от 1 кГц до 100 кГц. Определим отношения диэлектрических проницаемостей при частотах f_1 и f_2 и отношения электропроводностей при частотах f_2 и f_1 для различных нефтей:

$$\eta_{\xi_{ABT}} = \frac{\xi_{f_{1ABT}}}{\xi_{f_{2ABT}}} = 1,0557768;$$

$$\eta_{\xi_{AT}} = \frac{\xi_{f_{1AT}}}{\xi_{f_{2AT}}} = 1,04;$$

$$\eta_{\xi_{ABT \text{ обес}}} = \frac{\xi_{f_{1ABT \text{ обес}}}}{\xi_{f_{2ABT \text{ обес}}}} = 1,0376569;$$

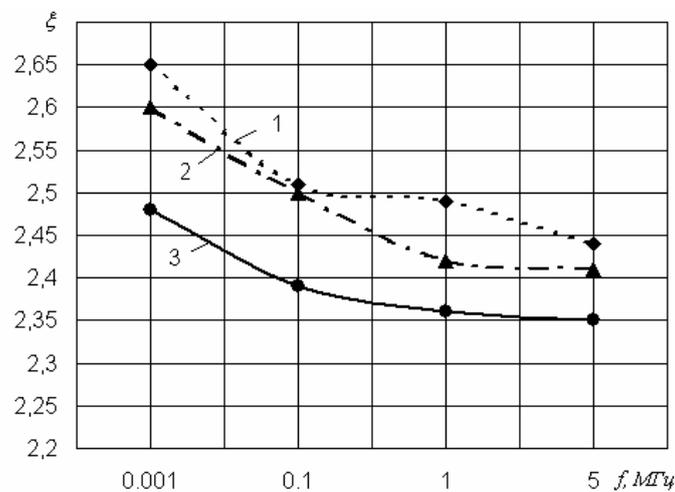
$$\eta_{\sigma_{ABT}} = \frac{\sigma_{f_{2ABT}}}{\sigma_{f_{1ABT}}} = 34,353;$$

$$\eta_{\sigma_{AT}} = \frac{\sigma_{f_{2AT}}}{\sigma_{f_{1AT}}} = 34,250;$$

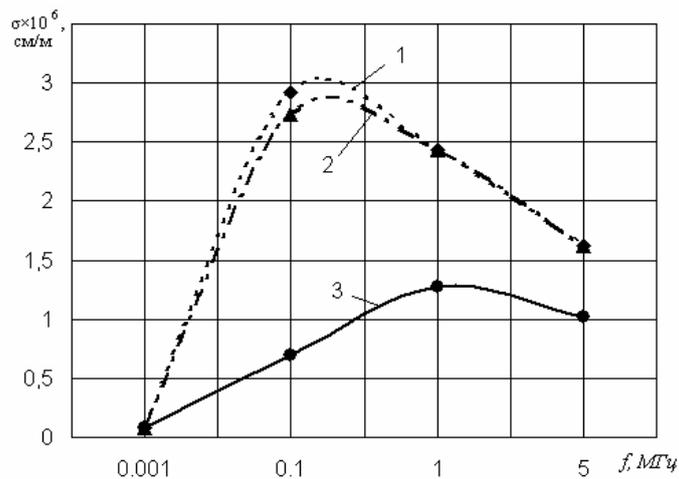
$$\eta_{\sigma_{ABT_{обес}}} = \frac{\sigma_{f_{2ABT_{обес}}}}{\sigma_{f_{1ABT_{обес}}}} = 8,625,$$

где $\xi_{f_{1ABT}}, \xi_{f_{2ABT}}, \xi_{f_{1AT}}, \xi_{f_{2AT}}, \xi_{f_{1ABT_{обес}}}, \xi_{f_{2ABT_{обес}}}$ – диэлектрические проницаемости при частотах $f_1 = 0,001 \text{ МГц}, f_2 = 0,1 \text{ МГц}$ для нефтей АВТ-6 сырая, АТ-6 сырая и АВТ-6 обессоленная соответственно;

$\sigma_{f_{1ABT}}, \sigma_{f_{2ABT}}, \sigma_{f_{1AT}}, \sigma_{f_{2AT}}, \sigma_{f_{1ABT_{обес}}}, \sigma_{f_{2ABT_{обес}}}$ – электропроводности при частотах $f_1 = 0,001 \text{ МГц}, f_2 = 0,1 \text{ МГц}$ для нефтей АВТ-6 сырая, АТ-6 сырая и АВТ-6 обессоленная соответственно.



Р и с. 1. Зависимости диэлектрической проницаемости нефти от частоты при $T=20 \text{ }^\circ\text{C}$:
1 – АВТ-6 сырая, 2 – АТ-6 сырая, 3 – АВТ-6 обессоленная



Р и с. 2. Зависимости активной удельной электропроводности от частоты при $T=20 \text{ }^\circ\text{C}$:
1 – АВТ-6 сырая, 2 – АТ-6 сырая, 3 – АВТ-6 обессоленная

Таким образом, для каждой из нефтей уровень величин электропроводностей и их приращение на единицу частоты существенно отличаются.

Наблюдаются также различия величин приращений диэлектрической проницаемости, приходящейся на единицу частоты.

Данные факты и величины η_ξ и η_σ позволяют охарактеризовать нефть, ее основной фракционный состав и ее месторождение.

Разработка способа определения массовой доли воды. В основу разработки положен способ определения содержания воды в нефти и нефтепродуктах, осуществления идентификации нефти и нефтепродукта, который позволяет повысить точность определения воды в нефти и нефтепродуктах и иметь стационарную калибровочную модель по типам нефти по месторождению или смесевых нефтей.

Поставленная задача достигается тем, что в способе определения содержания воды в нефти и нефтепродуктах, заключающемся в определении диэлектрической проницаемости ξ_{f1} сырой и обезвоженной нефти на первой частоте генератора синусоидального напряжения f_1 , дополнительно производится измерение диэлектрической проницаемости ξ_{f2} ; на второй частоте f_2 производится измерение комплексной проводимости исследуемого продукта G_{f1} и G_{f2} , которая пропорциональна диэлектрической проницаемости продукта, и затем определяется соотношение $\eta = \frac{G_{f2}}{G_{f1}}$. При калибровке данные соотношения являются классификатором нефтей,

т. е. по ним идентифицируется тип нефти или нефтепродукта.

Так как содержание воды зависит от диэлектрической проницаемости нефти, то необходимо дополнительно учитывать существенный вклад возмущающих воздействий на диэлектрическую проницаемость, таких как газовые включения и наличие металлосодержащих микроэлементов. Для этого дополнительно определяется суммарное содержание металлосодержащих микроэлементов δ , таким образом исключают погрешность измерения от газовых включений при идентификации нефти по месторождению и соответственно расчете содержания воды в нефти или нефтепродукте. Далее при частоте f_1 определяем общее приращение диэлектрической проницаемости относительно известной диэлектрической проницаемости для обезвоженной нефти. Рассчитываем приращение диэлектрической проницаемости, приходящееся на единицу концентрации воды, и далее по отношению этих приращений при частоте f_1 определяем общее приращение диэлектрической проницаемости относительно известной диэлектрической проницаемости для обезвоженной нефти и массовую долю воды в нефти по формуле

$$X\% = \frac{U_{\xi 20} - U_{\xi 0}}{\Delta}. \quad (2)$$

Здесь $U_{\xi 0}$ – пропорциональная величина относительной диэлектрической проницаемости обезвоженной нефти при $t=20$ °С;

$U_{\xi 20}$ – пропорциональная величина относительной диэлектрической проницаемости сырой нефти, приведенной к 20 °С;

Δ – приращение относительной величины диэлектрической проницаемости нефти на единицу концентрации воды.

Заключение. В статье предложен новый способ для измерения содержания воды в нефти и нефтепродуктах, позволяющий осуществить идентификацию нефти и нефтепродукта и определить суммарное содержание металлосодержащих микроэлементов, который позволяет повысить точность определения воды в нефти и нефтепродуктах и иметь стационарную калибровочную модель по типам нефти по месторождению или смесевых нефтей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Тареев Б.М. Физика диэлектрических материалов. – М.: Энергоиздат, 1982. – 320 с.
2. Усиков С.В. Электрометрия жидкостей. – Л: Химия, 1974. – 144 с.

Статья поступила в редакцию 17 сентября 2010 г.

UDC 681.2.083

DETERMINATION OF WATER CONTENT AND METALCONTAINING MICROELEMENTS IN PETROLEUM IN THE FLOW OF THE PIPELINE

S.V. Susarev, V.N. Astapov

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100

The paper describes the methodology of developing a method for determining the water content and total content of metal microelements in petroleum or petroleum products in the flow of the pipeline. The theoretical basis of the method for determining the percentage of water content in petroleum, which is the measurement of dielectric permeability of the dehydrated and crude petroleum are presented. The method for identification of petroleum from fields is proposed.

Keywords: *dielectric permeability, electrical conduction, metalcontaining microelements, identification petroleum.*

*Sergey V. Susarev – Candidate of Technical Sciences, Associate professor.
Vladislav N. Astapov – Candidate of Technical Sciences, Associate professor.*