

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ И КОМПЛЕКСЫ ПРОГРАММ. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Евгений Вячеславович ЗАЙЦЕВ¹

Сергей Геннадьевич НИКУЛИН²

Анатолий Николаевич ШУВАЕВ³

УДК 53.082.534

ИК-МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В ПОТОКЕ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ

¹ аспирант кафедры механики многофазных систем;
инженер базовой кафедры расходомерии нефти и газа,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
welin151992@mail.ru

² заведующий базовой кафедры расходомерии нефти и газа,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
ogmetr72nm@mail.ru

³ доктор технических наук, профессор,
Тюменский индустриальный университет
anshuvaev46@mail.ru

Цитирование: Зайцев Е. В. ИК-метод определения содержания воды в потоке водонефтяной эмульсии / Е. В. Зайцев, С. Г. Никулин, А. Н. Шуваев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 1. С. 110-121.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-110-121

Аннотация

Проблема влагометрии водонефтегазовых потоков не решена окончательно в настоящее время, в то время как ее актуальность возрастает. Существующие способы определения влагосодержания в потоке газожидкостной смеси обладают труднопреодолимыми недостатками и ограничениями. Кроме того, точность существующих методов сильно зависит от многих факторов (соленость воды, сортность нефти, дисперсность и однородность потока и др.) и часто не удовлетворяет современным требованиям.

В статье рассмотрены методы определения влагосодержания сырой нефти, получившие наибольшее практическое применение. Приведены их основные недостатки. Более подробно рассмотрен ИК-метод и его место во влагометрии водонефтяных потоков в настоящее время. Описаны теоретические основы его применения. Приведены преимущества ИК-метода и его основное ограничение, а также предложен способ устранения этого ограничения. Целью описанного исследования в статье является апробирование ИК-метода определения влагосодержания на реальном водонефтяном потоке эмульсии и выявление целесообразности его применения. Эксперимент по апробированию ИК-метода определения влагосодержания в потоке водонефтяной эмульсии проведен на проливном стенде в точках обводненности от 0 до 90% с шагом 10%. По полученному уравнению регрессии рассчитаны значения обводненности в контрольных точках и сопоставлены с истинными значениями. Максимальная приведенная погрешность составила 11%. Полученные результаты подтверждают целесообразность использования ИК-метода определения влагосодержания в потоке сырой нефти. Также в ходе эксперимента выяснилось, что нецелесообразно использовать длины волн с большими коэффициентами поглощения, т. к. в этом случае необходимо ограничивать толщину просвечиваемого слоя значениями, не превышающими 1 мм.

Ключевые слова

ИК-метод, обводненность, водонефтяная эмульсия, гомогенный поток, оптическая плотность, коэффициент поглощения, коэффициент рассеяния.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-110-121

Введение

Важность определения обводненности водонефтегазовых потоков в процессах добычи и учета нефти трудно переоценить. Достоверная и точная информация о содержании воды в добывающей скважине значительно способствует удовлетворению требованиям по точности учета извлекаемых флюидов. Знание о количестве воды позволяет более рационально и эффективно эксплуатировать добывающую скважину путем выбора и последующей корректировки режима ее работы, а также помогает принимать корректные решения по дальнейшим процессам промышленной подготовки сырой нефти.

Вода является компонентом, точность определения которого оказывает существенное влияние на точность учета дебита нефти. Согласно [1] при увеличении абсолютной погрешности определения объемной доли воды водонефтя-

ной смеси на 0,5% погрешность вычисления массы нефти по общепринятому уравнению возрастает примерно на 1% при содержании воды 50%, и на 10% — при содержании воды 95%. Данный факт особенно актуален для высокообводненных скважин, для которых водосодержание превышает 90%.

В настоящее время существует множество методов определения влагосодержания водонефтяной смеси [4], основанных на различных физических принципах. Однако наибольшее практическое применение получили СВЧ-методы, в основе которых лежит большая разница между диэлектрическими проницаемостями нефти и воды. СВЧ-влагомеры имеют некоторые существенные недостатки — зависимость точности измерений от солености и сортности нефти [3], а также от степени однородности потока. Влияние солености и сортности нефти удастся устранить, если в СВЧ-методе использовать частоту излучения около 100 ГГц. Однако техническая реализация СВЧ-метода на данной частоте достаточно сложна и очень дорогостояща.

Не так широко наряду с СВЧ используются ИК-методы определения обводненности водонефтяных эмульсий. ИК-метод определения обводненности основан на степени поглощения ИК-излучения в зависимости от количественного содержания воды. В работе [9] описано применение данного метода при низком влагосодержании. В данной работе достигнута высокая точность и разрешающая способность метода. В работе [6] представлен опытный образец портативного прибора для экспресс-анализа водонефтяной эмульсии, работающий в длинноволновой области ближнего ИК-диапазона (1,6-2,4 мкм). В настоящее время уже существует поточный влагомер Red Eye Multiphase [8], работающий на ИК-методе. Данный прибор может производить высокоточные измерения во всем диапазоне содержания воды от 0 до 100%. Но так как измерения осуществляются в небольшой области поперечного сечения потока, равной 2 мм, то для обеспечения заявленной точности необходима гомогенная структура потока.

Измерение влагосодержания на очень малом участке поперечного сечения потока является главным ограничением ИК-метода. Однако это ограничение можно преодолеть, если производить измерения сразу в нескольких точках поперечного сечения потока эмульсии. Оптимальное количество этих точек может быть определено из оценки степени гомогенности потока в тех или иных условиях. Конечно, это приведет к удорожанию метода, однако могут быть использованы относительно недорогие источники и приемники ИК-излучения [5].

Таким образом, представляется достаточно целесообразным использование ИК-метода для определения обводненности потоков водонефтяных эмульсий, так как этот метод относительно недорог и достаточно прост в технической реализации.

Основы ИК-метода определения влагосодержания

В основе количественного анализа в ИК-спектроскопии лежит закон Бугера — Ламберта — Бера [7, с. 40]:

$$D = \log(I_0 / I) = kCl, \quad (1)$$

где D — оптическая плотность анализируемой среды; I_0 — интенсивность падающего излучения; I — интенсивность прошедшего излучения; k — коэффициент поглощения, зависящий от природы вещества и длины волны падающего излучения; C — концентрация поглощающего вещества в просвечиваемой среде; l — толщина слоя анализируемой среды.

Применительно к многокомпонентным смесям, когда при данной длине волны поглощает только интересующий компонент, а остальные компоненты прозрачны, можно обойтись однократным измерением оптической плотности при этой длине волны. Однако в реальной ситуации это большая редкость. Обычно все компоненты анализируемой смеси в той или иной мере поглощают излучение, и поэтому происходит наложение (перекрывание) полос поглощения этих компонент. Таким образом, для количественного анализа смеси n -компонент необходимо проводить n измерений оптической плотности при различных длинах волн. Данный подход основан на аддитивности оптической плотности смеси [7, с. 41]:

$$D = \sum_1^n D_i = \sum_1^n k_i C_i l, \quad (2)$$

где i — номер компонента смеси.

Например, для того чтобы определить количество воды в потоке ГЖС, состоящей из трех компонент (нефть, вода, газ), необходимо провести измерения оптической плотности как минимум на трех длинах волн.

Для многофазной смеси формула (2) переписывается в виде:

$$D = \sum_1^n D_i = \sum_1^n k_i W_i l, \quad (3)$$

где W_i — объемная доля i -й фазы.

Проведение эксперимента

ИК-метод определения влагосодержания в потоке водонефтяной смеси базируется на системе из трех уравнений:

$$\begin{aligned} D^{\lambda_1} &= (k_g^{\lambda_1} W_g + k_n^{\lambda_1} W_n + \mu) \cdot l, \\ D^{\lambda_2} &= (k_g^{\lambda_2} W_g + k_n^{\lambda_2} W_n + \mu) \cdot l, \\ W_g + W_n &= 1, \end{aligned} \quad (4)$$

где D^{λ_j} — оптическая плотность смеси для j -ой длины волны; $k_g^{\lambda_j}$, $k_n^{\lambda_j}$ — коэффициенты поглощения воды и нефти для j -ой длины волны; W_g , W_n — объемные доли воды и нефти; μ — коэффициент, учитывающий рассеяние излучения, который, согласно [2], вносит аддитивный вклад в оптическую плотность смеси. Т. к. в эксперименте использовались длины волн, близкие по своему значению, то в данном случае коэффициенты рассеяния μ для этих волн можно считать равными между собой.

В данном эксперименте использовались длины волн 950 нм (ИК-светодиод) и 1100 нм (ИК-фильтр), для которых поглощение воды пренебрежимо мало по сравнению с поглощением для нефти, поэтому коэффициентами поглощения воды $k_g^{\lambda_1}$ и $k_g^{\lambda_2}$ можно пренебречь, следовательно, систему (3) можно упростить:

$$\begin{aligned} D^{\lambda_1} &= (k_n^{\lambda_1} W_n + \mu) \cdot l, \\ D^{\lambda_2} &= (k_n^{\lambda_2} W_n + \mu) \cdot l, \\ W_g + W_n &= 1. \end{aligned} \quad (5)$$

Разрешая систему (5) относительно величины W_g , получим выражение для расчета влагосодержания водонефтяной эмульсии:

$$W_g = 1 - \frac{D^{\lambda_1} - D^{\lambda_2}}{l(k_n^{\lambda_1} - k_n^{\lambda_2})}. \quad (6)$$

Уравнение (6) представляет собой линейную зависимость между разностью оптических плотностей $\Delta D = D^{\lambda_1} - D^{\lambda_2}$ и значением влагосодержания W_g . Таким образом, при известных значениях $k_n^{\lambda_1}$ и $k_n^{\lambda_2}$ для определения влагосодержания необходимо измерить значения оптических плотностей D^{λ_1} и D^{λ_2} .

Исследования были проведены на проливном стенде, где создавался реальный водонефтяной поток с требуемым соотношением нефти и воды. Принципиальная схема стенда изображена на рис. 1. Работа стенда осуществляется по замкнутому кругу. Смесь воды и нефти с помощью насоса 5 забирается из буферной емкости 1 и подается на смеситель 4, в котором происходит гомогенизация потока. После чего поток, проходя через измерительные проточные ИК-ячейки 2, возвращается в буферную емкость 1. Сливной кран 3, установленный сразу же после смесителя, предназначен для слива смеси с тем же соотношением компонент, что и в потоке. Это нужно для того, чтобы в дальнейшем устанавливать необходимое соотношение нефти и воды. Смеситель 4 представляет собой блок из последовательно соединенных между собой кениксов (тел обтекания спиралевидной формы) с чередующимся направлением закрутки.

Определение оптических плотностей D^{λ_1} и D^{λ_2} осуществлялось на основе измерений в проточной ИК-ячейке, принципиальная схема которой представлена на рис. 2.

ИК-метод определения влагосодержания был апробирован на описанном выше проливном стенде в точках влагосодержания воды от 0 до 90% с шагом в 10%. Отметим, что на данном этапе для каждой ИК-ячейки измерения проводились в одной точке. Порядок проведения эксперимента был следующим. Вначале были сняты сигналы по напряжению с обеих ИК-ячеек при отсутствии среды. Данные сигналы соответствуют интенсивности падающего ближнего инфракрасного (БИК) излучения. Далее осуществлялся съем сигналов при прохождении водонефтяной смеси с содержанием воды от 0 до 90%. Эти сигналы

соответствуют интенсивности прошедшего БИК-излучения. Для установки в стенде необходимого соотношения нефти и воды использовался объемный метод, позволяющий получать требуемые смеси с точностью не хуже $\pm 0,5\%$.

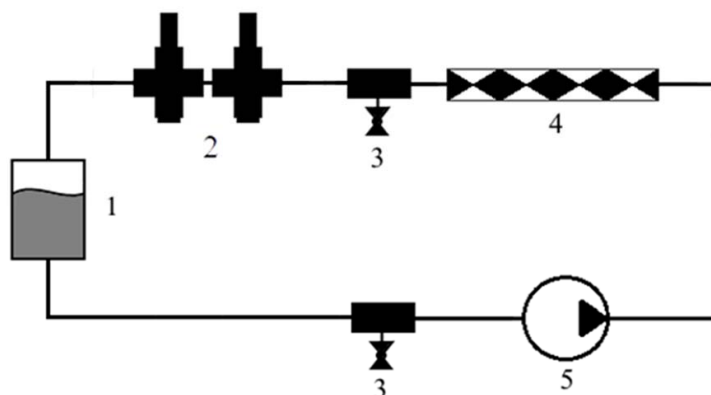


Рис. 1. Принципиальная схема проливного стенда:
1 — буферная емкость;
2 — измерительные ИК-ячейки;
3 — кран сливной; 4 — смеситель (участок гомогенизации);
5 — жидкостной насос

Fig. 1. Schematic diagram of the pouring stand:
1 — buffer capacity;
2 — measuring IR cells;
3 — the drain cock; 4 — mixer (homogenization section);
5 — liquid pump

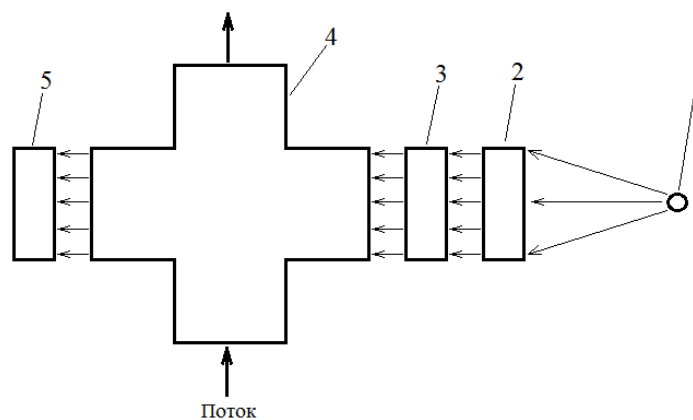


Рис. 2. Принципиальная схема проточной ИК ячейки:
1 — источник ИК излучения;
2 — оптический конденсор;
3 — ИК фильтр;
4 — проточная крестовина;
5 — детектор ИК-излучения

Fig. 2. Schematic diagram of a flow-through IR cell:
1 — source of infrared radiation;
2 — optical condenser;
3 — IR filter;
4 — flowing spider;
5 — IR detector

Результаты эксперимента

На рис. 3 представлены результаты полученных данных, где по оси абсцисс отложены значения обводненности потока W_e , выраженные в процентах, по оси ординат — разность оптических плотностей ΔD на длинах волн 950 и 1100 нм.

Если судить по графику, между величинами W_e и ΔD существует линейная зависимость, которая может быть описана следующим регрессионным уравнением:

$$\Delta D = -0,0036W_e + 0,2018. \quad (7)$$

Выразив отсюда переменную W_e получим:

$$W_e = -277,78\Delta D + 56,06. \quad (8)$$

Далее по выражению (8) был проведен расчет доли воды и сопоставлен с истинным значением. Данное сопоставление приведено на рис. 4.

Максимальная приведенная погрешность определения влагосодержания составила 11%. Значения погрешностей в данном эксперименте связаны в первую очередь с несовершенством используемого оборудования, а также с отсутствием учета температуры анализируемой среды. Тем не менее данные результаты позволяют сделать вывод о справедливости применяемого ИК-метода определения влагосодержания в потоке водонефтяной эмульсии.

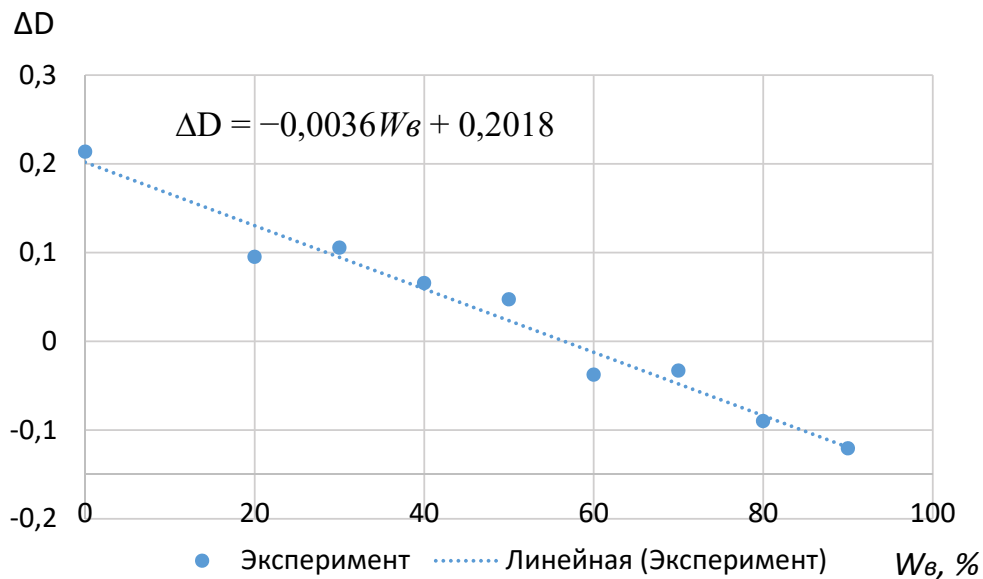


Рис. 3. Зависимость разности плотностей ΔD от влагосодержания W_e

Fig. 3. Dependence of the density difference ΔD on the moisture content W_e

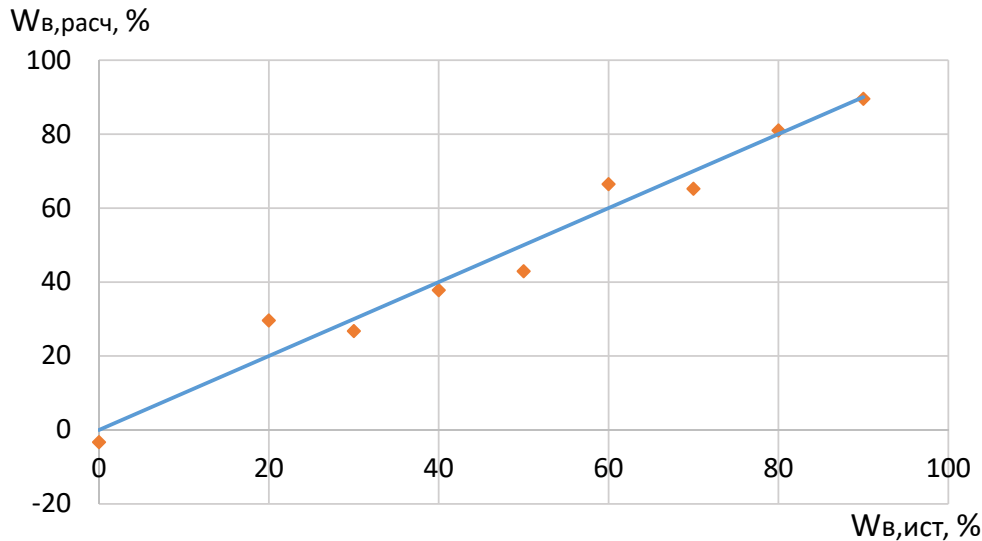


Рис. 4. Сопоставление расчетных значений обводненности с истинными значениями

Fig. 4. Comparison of calculated values of watercut with true values

Необходимо отметить, что общий коэффициент экстинкции (ослабления) ИК-излучения в ходе эксперимента имел довольно высокое значение. По большей части это объясняется большим значением коэффициента рассеяния $\mu = 1,1$. В связи с этим толщина просвечиваемого слоя была ограничена до 1 мм. Вероятнее всего, данное значение величины μ связано с высокой дисперсностью потока водонефтяной эмульсии, полученной вследствие избыточной интенсивности перемешивания в смесителе. Кроме того, коэффициент поглощения нефти $k \approx 0,5$ на длине волны 950 также является достаточно высоким. Поэтому для увеличения толщины просвечиваемого слоя анализируемой среды необходимо использовать длины волн с меньшими значениями коэффициентов поглощения нефти и воды, чем используемые в эксперименте.

Заключение

1. В результате проведенного эксперимента на проливном стенде апробирован ИК-метод определения влагосодержания в потоке водонефтяной эмульсии в точках обводненности от 0 до 90% с шагом 10%. Максимальная приведенная погрешность определения доли воды по полученному регрессионному уравнению составила 11%. Полученный результат свидетельствует о целесообразности применения используемого в эксперименте ИК-метода.
2. Для увеличения толщины просвечиваемого слоя необходимо использовать длины волн с меньшими коэффициентами поглощения, чем используемые в данном эксперименте.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамов Г. С. Анализ расхождений показателей обводненности продукции нефтяных скважин, измеренных поточными влагомерами, с лабораторными результатами анализа проб / Г. С. Абрамов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2013. С. 3-6.
2. Борен К. Поглощение и рассеяния света малыми частицами / К. Борен, Д. Хафмен; пер. с англ. М.: Мир, 1986. 664 с.
3. Вороненко А. В. Погрешность измерения влагосодержания в СВЧ диапазоне / А. В. Вороненко, В. В. Аверин, Д. Е. Ушаткин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2014. № 5. С. 10-19.
4. Гончаров А. А. Методы определения обводненности сырой нефти: отечественный и зарубежный опыт / А. А. Гончаров, В. М. Полторацкий, М. А. Слепян // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. № 4. С. 54-57.
5. Исаев М. П. Разработка ИК-датчика контроля влажности и содержания воды в нефти и нефтепродуктах / М. П. Исаев, Н. Р. Рахимов, П. В. Петров // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2011. Т. 5. № 1.
6. Калинина К. В. Портативный оптический анализатор содержания воды в нефти на основе оптопары «светодиодная матрица–широкополосный фотодиод» среднего ИК диапазона (1.6–2.4 μm) / К. В. Калинина, С. С. Молчанов, Н. Д. Стоянов, А. П. Астахова, Х. М. Салихов, Ю. П. Яковлев // Журнал технической физики. 2010. Том 80. Вып. 2. С. 99-104.
7. Крищенко В. П. Ближняя инфракрасная спектроскопия / В. П. Крищенко. М.: Интерагротех, 1997. 638 с.
8. Муравьев А. В. Семейство измерителей обводненности Red Eye® производства компании Weatherford (модели Red Eye® 2G и Red Eye® Multiphase) и их применение / А. В. Муравьев, Е. А. Отылов // [ИГН]. 2012. № 10. С. 64-59.
9. Zhao Y. High-Accuracy Low-Water-Content Measurement of Crude Oil Based on a Near-Infrared Spectral Absorption Method / Yong Zhao, Jian Yang, Jin-Qi Wang, Fang-Xiao Gui // Optical Engineering. October 2004. Vol. 43. № 10. Pp. 2216-2217.

Evgeny V. ZAITSEV¹
Sergey G. NIKULIN²
Anatoly N. SHUVAEV³

IR-METHOD FOR DETERMINING THE WATER CONTENTS IN A WATER-OIL EMULSION FLOW

¹ Postgraduate Student, Department of Mechanics of Multiphase Systems;
Engineer, Basic Department of Oil and Gas Flow Measurement,
Physicotechnical Institute, University of Tyumen
welin151992@mail.ru

² Head of the Basic Department of Oil and Gas Flow Measurement,
Physicotechnical Institute, University of Tyumen
ogmetr72nm@mail.ru

³ Dr. Sci. (Tech.), Professor, Industrial University of Tyumen
anshuvaev46@mail.ru

Abstract

The problem of moisture meter of water and gas streams remains unsolved yet, though its urgency is growing. The existing methods for determining the moisture content in the gas-liquid mixture stream have intractable shortcomings and limitations. In addition, the accuracy of existing methods depends heavily on many factors (including water salinity, grade of oil, dispersity and uniformity of the flow, among others) and often does not meet modern requirements.

This article reviews the methods for determining the moisture content of crude oil, which have received the greatest practical application, giving their main shortcomings. The authors focus on the IR-method and its place in the moisture meter of water-oil streams in more detail, describing the theoretical bases of its application. The advantages of the IR-method and its main limitation are given, as well as a method for eliminating this restriction.

This study aims to test the IR-method for determining the moisture content on a real water-oil flow of an emulsion and determining the appropriateness of its application. The authors have done an experiment to test this method at the pouring stand at the watercut points

Citation: Zaytsev E. V., Nikulin S. G., Shuvaev A. N. 2018. "IR-Method for Determining the Water Contents in a Water-Oil Emulsion Flow". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 4, no 1, pp. 110-121.
DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-110-121

from 0 to 90% in steps of 10%. Based on the regression equation obtained, the water cut values at the control points have been calculated and compared with the true values. The maximum reduced error was 11%. The obtained results confirm the expediency of using the IR-method for determining the moisture content in the crude oil stream. In addition, the experiment has shown that it is inappropriate to use wavelengths with large absorption coefficients, as it requires limiting the thickness of the translucent layer to the values of no more than 1 mm.

Keywords

IR-method, water-cut, water-oil emulsion, homogeneous flow, optical density, absorption coefficient, scattering coefficient.

DOI: 10.21684/2411-7978-2018-4-1-110-121

REFERENCES

1. Abramov G. S. 2013. "Analiz raskhozhdeniy pokazateley obvodnennosti produktsii neftyanykh skvazhin, izmerennykh potochnymi vlagomerami, s laboratornymi rezul'tatami analiza prob" [Analysis of the Discrepancies in the Indices of Water-Cut in Production of Oil Wells, Measured by Flow Hygrometers, with Laboratory Results of Sample Analysis]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, Novembe, pp. 3-6.
2. Boren K., Khafmen D. 1986. *Pogloshchenie i rasseyaniya sveta malymi chastitsami* [Absorption and Scattering of Light by Small Particles]. Translated from English. Moscow: Mir.
3. Voronenko A. V., Averin V. V., Ushatkin D. E. 2014. "Pogreshnost' izmereniya vlagosoderzhaniya v SVCh diapazone" [Measurement Error of Moisture Content in the Microwave Range]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, no5, pp. 10-19.
4. Goncharov A. A., Poltoratskiy V. M., Slepyan M. A. 2008. "Metody opredeleniya obvodnennosti syroy nefiti: otechestvennyy i zarubezhnyy opyt" [Methods of Determining the Watercut of Crude Oil: Domestic and Foreign Experience]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoy promyshlennosti*, no 4, pp. 54-57.
5. Isaev M. P., Rakhimov N. R., Petrov P. V. 2011. "Razrabotka IK-datchika kontrolya vlazhnosti i sodержaniya vody v nefiti i nefteproduktakh" [Development of an IR Sensor for Monitoring Moisture and Water Content in Oil and Petroleum Products]. *Interesko Geo-Sibir*, vol. 5, no 1.
6. Kalinina K. V., Molchanov S. S., Stoyanov N. D., Astakhova A. P., Salikhov Kh. M., Yakovlev Yu. P. 2010. "Portativnyy opticheskiy analizator sodержaniya vody v nefiti na osnove optopary 'svetodiodnaya matritsa-shirokopolosnyy fotodiod' srednego IK diapazona (1.6–2.4 μm)" [Portable Optical Analyzer of Water Content in Oil Based on Optocoupler "LED Matrix-Broadband Photodiode" Of Medium-Range IR (1.6-2.4 Mm)]. *Zhurnal tekhnicheskoy fiziki*, vol. 80, no 2, pp. 99-104.
7. Krishchenko V. P. 1997. *Blizhnyaya infrakrasnaya spektroskopiya* [Near-Infrared Spectroscopy]. Moscow: Interagrotekh.

8. Muravyov A. V., Otylov E. A. 2012. "Semeystvo izmeriteley obvodnennosti Red Eye® proizvodstva kompanii Weatherford (modeli Red Eye® 2G i Red Eye® Multiphase) i ikh primenenie" [The Family of Red Eye® Water Marking Water Meters from the Company Weatherford (Red Eye® 2G and Red Eye® Multiphase Models) and Their Application]. [NGN], no 10, pp. 64-59.
9. Zhao Y., Yang J., Wang J.-Q., Gui F.-X. 2004. "High-Accuracy Low-Water-Content Measurement of Crude Oil Based on a Near-Infrared Spectral Absorption Method". *Optical Engineering*, October, vol. 43, no 10, pp. 2216-2217.