

Сергей Геннадьевич НИКУЛИН¹
Евгений Вячеславович ЗАЙЦЕВ²
Людмила Александровна ПУЛЬДАС³

УДК 53.082.534

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АБСОРБЦИОННОЙ БИК-СПЕКТРОСКОПИИ В МНОГОФАЗНОЙ РАСХОДОМЕТРИИ

¹ заведующий базовой кафедры расходомерии нефти и газа,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
ogmetr72nm@mail.ru

² аспирант кафедры механики многофазных систем;
инженер базовой кафедры расходомерии нефти и газа,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
welin151992@mail.ru

³ кандидат технических наук,
доцент кафедры механики многофазных систем,
Физико-технический институт,
Тюменский государственный университет
l.a.puldass@utmn.ru

Аннотация

Обозначена проблема определения многофазного расхода продукции добывающих скважин, указаны основные обуславливающие ее причины. Рассмотрена принципиальная возможность применения основ БИК-спектроскопии в многофазной расходомерии углеводородов, в частности, в определении объемного соотношения воды, нефти и газа в потоке ГЖС. Приведены основные преимущества, недостатки и ограничения данного подхода. Рассмотрено текущее состояние применения ИК-излучения ближнего

Цитирование: Никулин С. Г. Возможности применения абсорбционной БИК-спектроскопии в многофазной расходомерии / С. Г. Никулин, Е. В. Зайцев, Л. А. Пульдас // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Том 2. № 4. С. 69-79.
DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-4-69-79

диапазона в целях многофазной расходомерии. Описаны теоретические основы БИК-спектроскопии. Предложен метод определения объемного соотношения фаз в потоке водонефтегазовой смеси, основанный на абсорбционной спектроскопии в ближней области ИК-диапазона. Описаны ключевые особенности по подбору необходимых длин волн, используемых в предложенном методе. Проведены исследования водонефтяных эмульсий на двулучевом БИК-спектрометре, в результате которых получены спектры оптической плотности нескольких образцов. Произведено сравнение экспериментальных и расчетных данных по спектрам оптической плотности, в результате которого подтверждена справедливость применения предложенного БИК-метода для определения объемного соотношения фаз в потоке ГЖС.

Ключевые слова

Многофазная расходомерия, БИК-спектроскопия, водонефтегазовый поток, объемное соотношение фаз, длина волны, оптическая плотность, коэффициент поглощения, коэффициент рассеяния, спектр оптической плотности.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-4-69-79

Введение

В настоящее время для нефтегазодобывающей промышленности остается не до конца решенной проблема многофазной расходомерии (определения массового расхода воды, нефти и газа), необходимой в первую очередь для оперативного учета продукции добывающих скважин. Решения данной проблемы сталкиваются со значительными трудностями. Во-первых, добываемая смесь имеет сложный многофазный состав: вода, нефть, попутный газ, механические примеси. Во-вторых, это сложная, меняющаяся во времени структура потока газожидкостной смеси (ГЖС), зависящая от многих факторов. Таких структур некоторые авторы насчитывают от 3 до 9 типов [2; 6; 12]. В-третьих, фазовый состав потока ГЖС непрерывно изменяется с течением времени при эксплуатации добывающих скважин, что обусловлено увеличением обводненности и фазовыми превращениями углеводородов.

В последнее десятилетие отмечается все более усиливающаяся тенденция развития и широкого распространения многофазных расходомеров, не производящих процедуру сепарации. Данные измерительные установки преодолели ряд недостатков, присущих традиционным сепарационным измерителям расхода многофазных потоков. Однако остался и ряд не решенных проблем, среди которых высокая стоимость, ограниченность по газовому фактору и низкая надежность в суровых климатических условиях [7; 11].

Для определения массового расхода каждого компонента (нефти, газа и воды) потока без процесса сепарации необходимо знать значение двух величин: 1) общий массовый расход всего водонефтегазового потока; 2) дольное соотношение нефти, газа и воды в потоке. Наиболее сложным является определение второй величины. Здесь можно пойти следующими путями: 1) использовать метод, позволяющий непосредственно определять содержание (доли) всех ком-

понентов в потоке (например, радиоизотопный метод); 2) применить математический аппарат вычисления, используя показания влагомера, датчиков давления, температуры и плотности смеси, а также входные данные конфигурации (компонентный состав углеводородов, плотность при НУ и др.). Трудно определить, какой путь наиболее оптимален. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки, и ни у одного из них нет значительного перевеса.

Для проведения измерений дольного соотношения фаз в потоке при добыче углеводородов в онлайн режиме без процедур сепарации наиболее перспективными являются методы, основанные на взаимодействии электромагнитного (ЭМ) излучения со средой. В этих методах, как правило, используется различие значений оптической плотности фаз, т. е. их различие в поглощающей способности ЭМ излучения. Таким образом, по соотношению интенсивностей падающего и прошедшего излучений можно определить долю воды в потоке.

Одной из областей ЭМ излучения, пригодной для таких целей, является область ближнего инфракрасного (БИК) излучения, охватывающая условный интервал длин волн от 740 до 2 500 нм. Техническая реализация метода определения доли воды, нефти и газа в потоке ГЖС с использованием основ БИК-спектроскопии относительно проста и не требует высоких финансовых затрат, т. к. имеется возможность использования относительно недорогих источников и приемников излучения [9], а также оптических материалов для ближней ИК-области. Данные преимущества являются ключевыми и обуславливают особую привлекательность метода. Кроме того, на точность измерений не оказывает влияние содержание соли в водонефтегазовом потоке [5]. Однако стоит отметить некоторые сложности и ограничения метода — в частности, достаточно сильно выраженный эффект рассеяния на включениях водонефтегазовой эмульсии, что ограничивает толщину просвечиваемого слоя до 2-4 мм, и что, в свою очередь, является причиной высокого влияния на точность измерений дисперсности и степени гомогенности (однородности) ГЖС потока [4]. Таким образом, стоит проблема представительности области, в которой производятся измерения.

БИК-спектроскопия сейчас является мощным аналитическим методом, применяемым в различных областях человеческой деятельности. В нефтегазовой отрасли спектроскопия БИК-диапазона нашла широкое применение в экспресс анализе состава и свойств, а также контроле качества нефти и нефтепродуктов [3; 8; 14; 15]. Для определения же, например, влагосодержания наиболее распространены диэлькометрические и СВЧ методы. Внимание к БИК-методу как к методу определения влагосодержания углеводородов исследователями начало уделяться относительно недавно. В работе [16] описано применение БИК-спектроскопии для определения влагосодержания сырой нефти при низком значении доли воды. В данной работе достигнута очень высокая разрешающая способность и точность метода в диапазоне содержания воды от 0 до 5%.

Отметим, что на данный момент уже существует прибор для определения доли воды в потоке углеводородов. Это поточный влагомер нефти и нефтепро-

дуктов (пока единственный в своем роде) Red Eye Multiphase американской компании Weatherford, работающий на основе метода БИК-спектроскопии [13]. Данный прибор имеет возможность проводить измерения при содержании воды от 0 до 100% и обладает высокой точностью. Однако для обеспечения такой точности необходимо соблюдение 2 условий: содержание газа в потоке ГЖС не должно превышать 10%, а сам поток должен иметь гомогенную структуру. В реальности же эти условия зачастую не выполняются. Данные ограничения связаны с тем, что измерения проводятся в одной точке, поэтому встает указанная выше проблема представительности области, в которой производятся измерения.

БИК-метод определения объемного соотношения фаз в потоке ГЖС

В основе количественного анализа в ИК-спектроскопии лежит закон Бугера-Ламберта-Бера [10: 40]:

$$D = \log \frac{I_0}{I} = kCl, \quad (1)$$

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.

Для многокомпонентных смесей, когда каждый компонент в той или иной степени поглощает проходящее излучение, происходит перекрытие их полос поглощения. В таком случае для определения концентрации искомого вещества используют свойство аддитивности оптической плотности смеси [10: 41]:

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

где k_i и C_i — коэффициент поглощения и концентрация i -го компонента. Таким образом, если коэффициенты k_i известны, то для проведения количественного анализа необходимо провести n измерений при n длинах волн.

Т. к. водонефтегазовый поток представляет собой многофазную смесь воды, нефти и газа, то для определения их соотношения необходимо провести измерения оптической плотности как минимум на трех длинах волн. Далее для математических вычислений можно воспользоваться следующей системой уравнений:

$$\begin{aligned} D^{\lambda_1} &= (k_B^{\lambda_1} W_B + k_H^{\lambda_1} W_H + k_G^{\lambda_1} W_G + \mu) \cdot l, \\ D^{\lambda_2} &= (k_B^{\lambda_2} W_B + k_H^{\lambda_2} W_H + k_G^{\lambda_2} W_G + \mu) \cdot l, \\ D^{\lambda_3} &= (k_B^{\lambda_3} W_B + k_H^{\lambda_3} W_H + k_G^{\lambda_3} W_G + \mu) \cdot l, \\ W_B + W_H + W_G &= 1, \end{aligned} \quad (3)$$

где $W_в, W_н, W_г$ — объемные доли воды, нефти и газа в потоке; $D^{\lambda_1}, D^{\lambda_2}, D^{\lambda_3}$ — оптические плотности смеси при длинах волн $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$; $k_в^{\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3}, k_н^{\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3}, k_г^{\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3}$ — коэффициенты поглощения воды, нефти и газа при длинах волн $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$; μ — коэффициент, учитывающий рассеяние излучения, который вносит аддитивный вклад в оптическую плотность смеси, т. к. коэффициент экстинкции (ослабления), согласно [1], равен сумме коэффициентов поглощения k и рассеяния μ . Кроме того, коэффициент μ можно считать независимым от используемых длин волн БИК-диапазона ввиду близости их значений между собой.

При подборе длин волн для проведения количественного анализа необходимо учитывать относительное поглощение БИК-излучения водой, нефтью и газом, т. е. коэффициенты поглощения указанных фаз должны существенно различаться между собой. Например, поглощение на длине волны λ_1 должно быть сильным для воды и очень слабым для нефти, для λ_2 наоборот — сильным для нефти и слабым для воды, для λ_3 — примерно одинаковым для нефти и воды; для газа же поглощение на всех длинах волн может быть не существенным. Также при подборе очень важную роль играет толщина просвечиваемого слоя, т. к. для некоторых значений длины волны при определенной величине оптического пути пропускание может быть практически равным нулю, что равносильно отсутствию информационного сигнала.

Применимость предложенного метода определения фаз в потоке ГЖС с помощью системы уравнений (3) была подтверждена экспериментально при исследовании водонефтяных эмульсий на двулучевом БИК спектрометре СФ-256. Для водонефтяных эмульсий выражение для оптической плотности будет иметь вид

$$D^i = (k_в^i W_в + k_н^i W_н + \mu) \cdot l, \quad (4)$$

где $D^i, k_в^i$ и $k_н^i$ — оптическая плотность, коэффициенты поглощения воды и нефти на i -ой длине волны соответственно.

Были получены спектры оптической плотности для эмульсий с объемными долями воды, равными 0,05, 0,1, 0,2, 0,3 и 0,4. На рис. 1 представлено сопоставление экспериментальных данных с расчетными. Экспериментальные данные отображены за вычетом эффекта рассеяния, а расчетные кривые построены с применением выражения (4) без учета коэффициента μ , т. е. по формуле

$$D^i = (k_в^i W_в + k_н^i W_н) \cdot l. \quad (5)$$

Коэффициенты поглощения воды и нефти для построения расчетных кривых также были получены на указанном двулучевом спектрометре.

Как видно из рис. 1, экспериментальные данные удовлетворительно сходятся с расчетными, что свидетельствует о верности подхода предлагаемого БИК-метода определения соотношения фаз водонефтегазовой смеси.

Снять спектры оптической плотности с большим содержанием воды не удалось, т. к. при этом рассеяние БИК-излучения эмульсией достигало больших значений, и сигнал не доходил до детектора спектрометра.

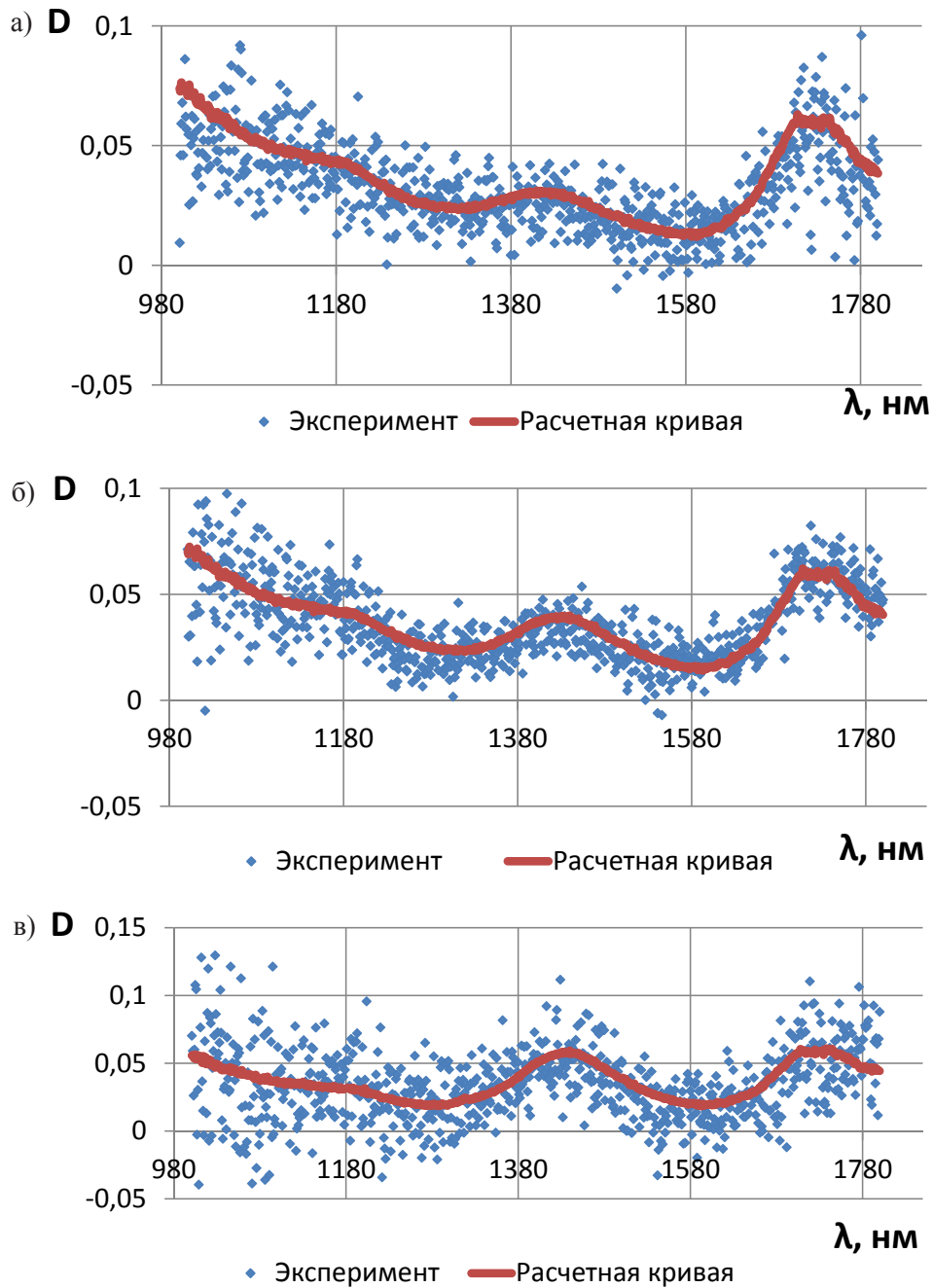
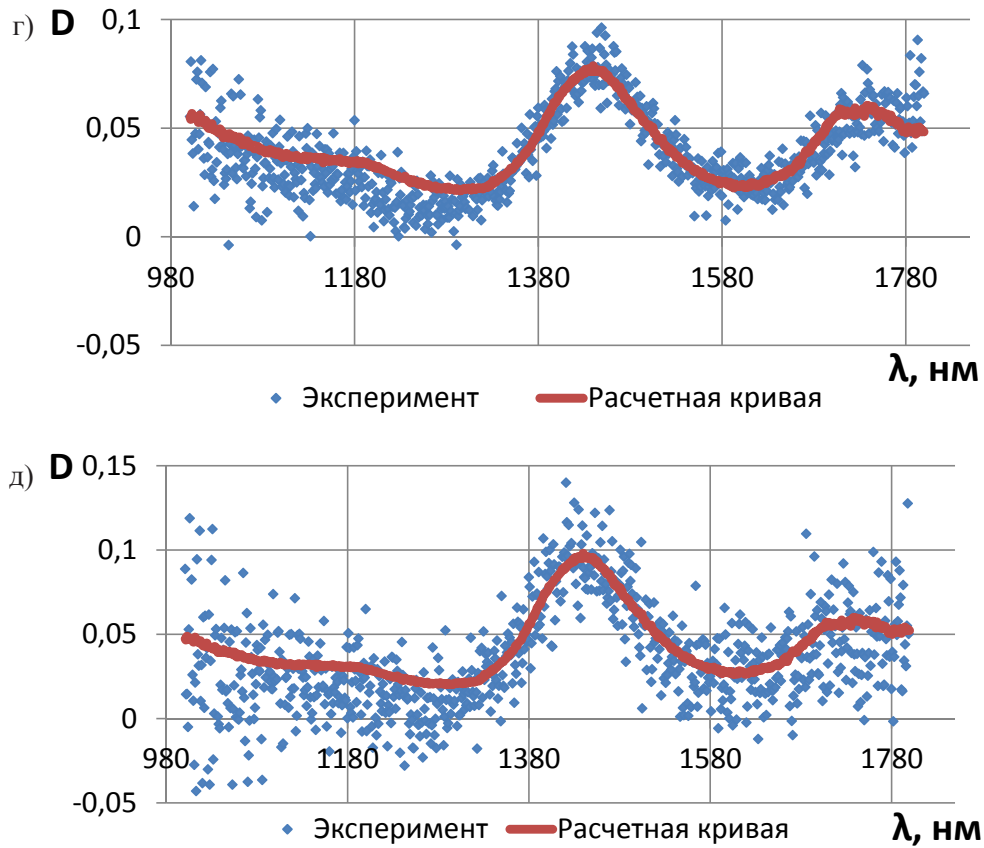


Рис. 1. Сопоставление экспериментальных спектров оптической плотности водонефтяной эмульсии с расчетными. Объемная доля воды: а) 0,05; б) 0,1; в) 0,2; г) 0,3; д) 0,4

Fig. 1. Comparison of experimental spectra of water emulsion optical density with the calculated values. The volume fraction of the water: а) 0.05; б) 0.1; в) 0.2; г) 0.3; д) 0.4



Окончание рис. 1

Fig. 1 (end)

Выводы

1. Предложен БИК-метод, позволяющий с помощью представленной системы уравнений определять объемное соотношение фаз (воды, нефти и газа) в потоке водонефтегазовой смеси с учетом эффекта рассеяния.
2. Было проведено исследование водонефтяных эмульсий, в ходе которого были получены экспериментальные данные по спектрам оптической плотности и сопоставлены с расчетными значениями. Полученная удовлетворительная сходимость экспериментальных и расчетных данных подтверждает справедливость предложенного метода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Борен К. Поглощение и рассеяния света малыми частицами / К. Борен, Д. Хафмен. Пер. с англ. М.: Мир, 1986. 664 с.
2. Брилл Дж. П. Многофазный поток в скважинах / Дж. П. Брилл, Х. Мукурджи. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.

3. Веснин В. Л. Применение инфракрасной спектроскопии для анализа углеводородных смесей / В. Л. Веснин, В. Г. Мурадов // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2014. Том 16. № 4. С. 63-68.
4. 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.
5. 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.
6. Гриценко А. И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах / А. И. Гриценко, О. В. Клапчук, Ю. А. Харченко. М.: Недра, 1994. 240 с.
7. Ермолкин О. В. Современные информационно-измерительные технологии контроля продукции газовых и газоконденсатных скважин / О. В. Ермолкин, И. Ю. Храбров, Д. Н. Великанов // Территория нефтегаз. 2014. № 3. С. 53-61.
8. Иванова Л. В. ИК-спектрометрия в анализе нефти и нефтепродуктов / Л. В. Иванова, Р. З. Сафиева, В. Н. Кошелев // Вестник Башкирского университета. 2008. Том 13. № 4. С. 869-874.
9. 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. Том 5. № 1.
10. Крищенко В. П. Ближняя инфракрасная спектроскопия / В. П. Крищенко. М.: Интерагротех, 1997. 638 с.
11. Мансуров А. А. Расходомерия многофазных потоков. Недостатки и тенденции развития / А. А. Мансуров, А. Г. Кокуев // Естественные и технические науки. 2014. № 7. С. 88-92.
12. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов / И. Т. Мищенко. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. 816 с.
13. 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 // [НГН]. 2012. № 10. С. 64-59.
14. Сафиева Р. З. Ближняя инфракрасная спектроскопия в практике мониторинга качества товарных и сырьевых потоков станции смешения бензинов / Р. З. Сафиева, И. В. Иванова // Труды РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. 2014. № 2. С. 67-82.
15. Филатов В. М. Многомерный метод анализа состава и свойств нефтегазоконденсатных флюидов на основе данных БИК-спектроскопии / В. М. Филатов, Р. З. Сафиева, Р. З. Сюняев // Вести газовой науки. 2010. № 1. С. 253-259.
16. Zhao Y.. High-Accuracy Low-Water-Content Measurement of Crude Oil Based on a Near-Infrared Spectral Absorption Method / Y. Zhao, J. Yang, J.-Q. Wang, F.-X. Gui // Optical Engineering. October 2004. Vol. 43. № 10. Pp. 2216-2217.

Sergey G. NIKULIN¹
Evgeny V. ZAYTSEV²
Lyudmila A. PULDAS³

APPLICATION OF ABSORPTION NIR SPECTROSCOPY IN MULTIPHASE FLOW MEASUREMENT

¹ Head of Oil and Gas Flow Measurement Basic Department,
Institute of Physics and Technology, Tyumen State University
ogmetr72nm@mail.ru

² Post-Graduate Student,
Department of Mechanics of Multiphase Systems;
Engineer, Oil and Gas Flow Measurement Basic Department,
Institute of Physics and Technology, Tyumen State University
welin151992@mail.ru

³ Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor,
Department of Mechanics of Multiphase Systems,
Institute of Physics and Technology, Tyumen State University
l.a.puldas@utmn.ru

Abstract

The article considers the problem and its causes of multiphase flow measurement of production wells. The paper presents the fundamental possibility of NIR spectroscopy application in a multiphase flow measurement of hydrocarbons, in particular, in determining the volume ratio of water, oil and gas in the flow gas-liquid mixture. The main advantages, drawbacks and limitations of this approach are presented. The current state of the application of near infrared radiation in multiphase flow measurement is analyzed. The theoretical bases of NIR spectroscopy are described. The method of determining the volume fractions of the phases in water-gas-oil stream based on absorption NIR spectroscopy is proposed. The key features for the selection of required wavelengths used in the proposed method are described. Studies of the oil-water emulsions on a double-beam NIR spectrometer were made, which resulted in acquisition of the absorbance spectra of several samples. The comparison of the experimental and calculated absorbance spectra was carried out, which confirmed the validity

Citation: Nikulin S. G., Zaytsev E. V., Puldas L. A. 2016. "Application of Absorption NIR Spectroscopy in Multiphase Flow Measurement". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 4, pp. 69-79.
DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-4-69-79

of the proposed NIR method application for the determination of the volume fractions of the phases in the flow gas-liquid mixture.

Keywords

Multiphase flow measurement, NIR-spectroscopy, water-gas-oil stream, volume fractions of the phases, wavelength, absorbance, absorption coefficient, scattering coefficient, absorbance spectrum.

DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-4-69-79

REFERENCES

1. Bohren K., Hafmen D. 1986. "Pogloshchenie i rasseyaniya sveta malymi chastitsami" [Absorption and Scattering of Light by Small Particles]. Translated from English. Moscow: Mir.
2. Brill J. P., Mukherjee H. 2006. *Mnogofaznyy potok v skvazhinakh* [Multiphase Flow in Wells]. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Sciences.
3. Ermolkin O. V., Khrabrov, I. Yu., Velikanov D. N. 2014. "Sovremennye informatsionno-izmeritel'nye tekhnologii kontrolya produktsii gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin" [Modern Information-Measuring Technologies Control Products and Gas Condensate Wells]. *Territoriya neftegaz*, no 3, pp. 53-61.
4. Filatov V. M., Safieva R. Z., Syunyaev R. Z. 2010. "Mnogomernyy metod analiza sostava i svoystv neftegazokondensatnykh flyuidov na osnove dannykh BIK-spektroskopii" [Multivariate Method for the Analysis of Composition and Properties of Oil and Gas Fluids on the Basis of NIR Spectroscopy]. *Vesti gazovoy nauki*, no 1, pp. 253-259.
5. Goncharov A. A., Poltoratsky V. M., Slepyan, M. A. 2008. "Metody opredeleniya obvodnennosti syroy nefiti: otechestvennyy i zarubezhnyy opyt" [Methods for Determining Water Content of Crude Oil: Domestic and Foreign Experience]. *Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*, no. 4, pp. 54-57.
6. Gritsenko A. I., Klapchuk O. V., Kharchenko Yu. A. 1994. *Gidrodinamika gazozhidkostnykh smesey v skvazhinakh i truboprovodakh* [Hydrodynamics of Gas-Liquid Mixtures in Wells and Pipelines]. Moscow: Nedra.
7. Isaev M. P., Rakhimov N. R., Petrov P. V. 2011. "Razrabotka IK-datchika kontrolya vlazhnosti i sodержaniya vody v nefiti i nefteproduktakh" [Development of the IR Sensor for Controlling the Humidity and the Water Content in Petroleum and Petroleum Products]. *Interexpo Geo-Siberia*, vol. 5, no. 1.
8. Ivanova L. V., Safieva R. Z., Koshelev V. N. 2008. "IK-spektrometriya v analize nefiti i nefteproduktov" [IR Spectrometry in the Analysis of Oil and Oil Products]. *Bulletin of the Bashkir University*, vol. 13, no 4, pp. 869-874.
9. Kryshchenko V. P. 1997. "Blizhnyaya infrakrasnaya spektroskopiya" [Near Infrared Spectroscopy]. Moscow: Interagroteh.
10. Mansurov A. A., Kokuev A. G. 2014. "Raskhodometriya mnogofaznykh potokov. Nedostatki i tendentsii razvitiya" [Flow Measurement of Multiphase Flows. Disadvantages and Tendencies of Development]. *Estestvennye i tekhnicheskie nauki*, no 7, pp. 88-92.

11. Mishchenko I. T. 2003. Skvazhinnaya dobycha nefi: uchebnoe posobie dlya vuzov [Downhole Oil Production: University Textbook]. Moscow: Izdatel'stvo "Nef' i gaz" RGU nefi i gaza im. I. M. Gubkina.
12. 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 primeneniye" [Family of Water-Cut Meter Red Eye® Manufactured by Weatherford (Model Red Eye® 2G and Red Eye® Multiphase) and Their Application]. [NHN], no 10, pp. 64-59.
13. Safieva R. Z., Ivanova I. V. 2014. "Blizhnyaya infrakrasnaya spektroskopiya v praktike monitoringa kachestva tovarnykh i syr'evykh potokov stantsii smesheniya benzinov" [Near-Infrared Spectroscopy for Monitoring Quality of Commodity and Raw Material Flows of Gasoline Blending Station]. Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, no 2, pp. 67-82.
14. Vesnin V. L., Muradov V. G. 2014. "Primeneniye infrakrasnoy spektroskopii dlya analiza uglevodorodnykh smesey" [The Use of Infrared Spectroscopy for the Analysis of Hydrocarbon Mixtures]. Proceedings of the Samara Scientific Center, Russian Academy of Sciences, vol. 16, no. 4, pp. 63-68.
15. Voronenko A. V., Averin V. V., Ushatkin D. E. 2014. "Pogreshnost' izmereniya vlagosoderzhaniya v SVCh diapazone" [The Error of Measurement of Moisture Content in Microwave Range]. Automation, Telemekhanization and Communication in Oil Industry, no 5, pp. 10-19.
16. 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.