

References

1. Gabasov R., Kirillova F.M., Kostina E.A. The method of constructing local Nash equilibrium points in a linear game problem // Journal of computational mathematics and mathematical physics. 1998. Vol. 38, № 6. Pp. 912–917. (In Russian.)
2. Balashevich N.V., Gabasov R., Kirillova F.M. Numerical methods of program and positional optimization of linear control systems // Journal of computational mathematics and mathematical physics. 2000. Vol. 40. № 6. Pp. 838–859. (In Russian.)
3. Russian association of motor insurers. URL: <https://www.autoins.ru/en/osago> (accessed date: 20.02.2020).
4. Alsevizh V.V., Gabasov R., Glushenkov V.S. Optimization of Linear Economic Models. Minsk, Belarus: Publishing house of Belarusian State University, 2000. (In Russian.)
5. Jorgensen S., Zaccour G. Differential Games in Marketing. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2004. 159 p.
6. Yeung D. W. K., Petrosyan L. A. Subgame-consistent Economic Optimization. New York: Springer, 2012. 395 p.
7. Bellman R. Dynamic Programming. Princeton: Princeton University Press, 1957. 365 p.

УДК 330.1

doi:10.18720/SPBPU/2/id20-161

*Малыхина Галина Федоровна*¹,
профессор, д-р техн. наук, доцент;
*Зарур Лотфи*²,
аспирант

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНОЙ ДОЛИ СВОБОДНОГО ГАЗА В ПОТОКЕ ПРОДУКЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

^{1,2} Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого,
Санкт-Петербург, Россия,

¹ lotfi.zarour.92@gmail.com, ² g_f_malychina@mail.ru

Аннотация. В нефтяной промышленности, и особенно в нефтяных скважинах, необходимо иметь возможность проводить непрерывные производственные замеры, чтобы управлять скважиной наилучшим образом. В данной работе представлен анализ данных для бесконтактного метода измерения газовой фракции в двухфазных нефтяных потоках продукции скважин на основе прямого и рассеянного гамма-излучения. Метод основан на классификации интервалов наблюдения двухфазного потока с использованием статистических оценок. Особенность оценок информативности получена с использованием расхождения Кульбака-Лейблера, которая выявила влияние активности источника излучения, эффективности детектора, а также роли рассеянного гамма-излучения для выявления моментов отсутствия свободного газа в эксплуатационном потоке, что существенно влияет на измерения. Кроме того, приведена формула для оценки газовой фракции, присутствующей в нефтегазовом потоке.

Ключевые слова: двухфазный поток, продукция нефтяных скважин, газовая фракция, нефть и газ, фотонический метод.

Galina F. Malykhina¹,

Professor, Doctor of Technical Sciences;

Lotfi Zarour²,

Post Graduate Student

DETERMINATION OF THE RELATIVE SHARE OF FREE GAS OIL WELL IN FLOWS

^{1,2} Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University,
St. Petersburg, Russia,

¹ lotfi.zarour.92@gmail.com, ² g_f_malykhina@mail.ru

Abstract. In the oil industry and especially in oil wells, it is necessary to be able to carry out continuous production measurements in order to manage the well in the best possible way. This paper presents data analysis for a non-intrusive direct and scattered gamma ray method that measures the gas fraction variation in two-phase oil well production flows. The method is based on the classification of observation intervals for two-phase flow using statistical period estimations. The feature of informativeness estimates are obtained using the Kullback-Leibler divergence, which revealed the importance of the radiation source activity, the detector efficiency and also the role of scattered gamma to be able to identify the moments of free-gas absence in the production flow which greatly affects the measurements. Furthermore, the formula for estimating gas fraction present in the oil-gas flow is provided.

Keywords: two-phase flow, oil well production, gas fraction, oil and gas, photonic method.

Введение

Измерение характеристик многофазного потока продукции нефтяных скважин включает несколько важных параметров, к которым относятся: массовый и объемный расход нефти, плотность нефти, относительная доля компонентов нефти, газа и воды и скорость движения компонентов потока [1]. Широко признано, что результаты измерения являются ключевыми при управлении нефтяными скважинами, так как позволяют более эффективно управлять резервуарами. Многофазный расходомер позволяет инженерам более эффективно контролировать процесс добычи нефти из скважин за счет адекватного управления клапанной системой [2]. Прибор, пригодный для таких применений, должен быть способен измерять расход каждой из фаз, составляющих смешанную жидкость, которой, как правило, являются нефть, вода и газ [3].

Проблема измерения многофазных потоков очень актуальна в нефтяной промышленности [4]. Многофазные расходомеры особенно широко используются в нефтяной промышленности для измерения производительности нефтяных скважин [5] и представляют собой современ-

ные приборы для измерения расхода жидкостей, содержащих несколько компонентов. Эти измерительные приборы все еще находятся на стадии разработки [6]. Испытательные сепараторы традиционно используются для периодического определения расхода нефти, газа и воды из отдельной скважины [7]. Однако эти приборы применяются только после полного разделения газов и жидкостей с помощью громоздких и дорогих сепарационных резервуаров [8]. Поэтому они непрактичны для таких применений, как управление потоком из отдельных скважин или морских нефтяных месторождений [9], оставляя потребность в других альтернативах, таких как электроемкостная томография и ультразвуковые многофазные расходомеры, рассмотренные в [10] и [11], денситометры могут измерять изменения плотности, вызванные колебаниями пузырьков свободного газа в потоке добычи [12]. Этот тип измерительных приборов чаще всего использует гамма-излучение [13] для обнаружения изменений, которые происходят с течением времени в плотности потока, что обеспечивает непрерывное наблюдение за скважинами [14].

Точность измерений является важнейшим элементом для промышленных датчиков, а для измерения денситометрии в нефтяной промышленности оптимальным подходом является выполнение визуализации и анализа данных в реальном или близком к реальному времени для предоставления аналитикам действенной информации для своевременного и точного принятия решений [15]. В данной работе мы представим метод классификации двухфазных интервалов наблюдения за потоком, основанный на оценках статистических периодов с использованием расхождения Кульбака-Лейблера.

1. Измерение объемной доли свободного газа

Сырая нефть добывается из нефтяных скважин в виде смеси нефти, воды и газа; измерение относительной доли газообразной фракции в компонентах двухфазного потока, содержащихся в забойной трубе, позволяет осуществлять мониторинг нефтяных скважин, управлять добычей и устанавливать оптимальный режим работы [16]. Рассматриваемая в статье измерительная система состоит из радиоизотопного измерительного преобразователя (РИП) для оценки изменения плотности двухфазного потока с интервалом τ и вычислительного устройства, предназначенного для анализа временных рядов и вычисления относительной свободной газовой фракции. РИП содержит блок гамма-излучения (БГИ), блок обнаружения радиоактивного цезия $Cs137$ и блок обнаружения гамма-излучения сцинтилляционного типа, включая кристаллы $NaI(Tl)$ и фотоэлектронный умножитель.

Измерение объемной доли свободного газа (ϕ) предлагается проводить косвенно путем оценки плотности жидкости (ρ_{liq}) и плотности

смеси (ρ_{mix}), включая жидкость и свободный газ в соответствии с соотношением:

$$\varphi = 1 - \frac{\rho_{\text{mix}}}{\rho_{\text{liq}}} \quad (1)$$

Плотность газожидкостной смеси определяется массовым соотношением смеси двух фаз к занятому объему:

$$\rho_{\text{mix}} = \frac{\rho_{\text{liq}}V_{\text{liq}} + \rho_g V_g}{V_{\text{liq}} + V_g} \quad (2)$$

где V_{liq} и V_g – объемы жидкости и газа. Поскольку плотность газа значительно ниже плотности жидкости, объемная доля свободного газа:

$$\varphi = 1 - \frac{V_{\text{liq}}}{V_{\text{liq}} + V_g} \quad (3)$$

Радиоизотопный преобразователь используется для измерения средней плотности газожидкостной смеси (ρ_{mix}) и плотности жидкой фазы (ρ_{liq}). Функциональная схема измерительного прибора показана на рис. 1. Преобразователь имеет три источника излучения. Датчик имеет один канал регистрации прямого коллимированного излучения, предназначенный для определения интервалов присутствия и отсутствия свободного газа, и второй канал регистрации рассеянного излучения, проходящего через все поперечное сечение трубы. Измерение основано на предположении, что существуют прерывистые интервалы присутствия и отсутствия свободного газа в потоке. В интервалах отсутствия свободного газа прибор измеряет плотность жидкой составляющей потока и во всех интервалах плотность смеси двух компонентов. Для определения интервалов присутствия свободного газа разработан специальный алгоритм, который состоит в измерении числа гамма-квантов (N), зарегистрированных в периоде τ , и вычислении классификационных признаков.

При наличии свободного газа в потоке на интервале τ скорость счета гамма-квантов становится больше, стандартное отклонение скорости счета становится больше за счет наличия пузырьков свободного газа и возникает корреляция между скоростью счета на соседних интервалах. При наличии свободного газа плотность вероятностного распределения скорости счета отличается от закона Пуассона, наблюдаемого при отсутствии газа. Поэтому следующие статистические характеристики свидетельствуют о классификации выборки из N отсчетов наличия или отсутствия свободного газа:

- среднее количество гамма-квантов, зарегистрированных на интервале наблюдения:

$$n_{(cp,j)} = \frac{1}{N} \sum_{i=j}^{N+j} n_{i,j} \quad (4)$$

- дисперсия числа гамма квантов на интервале наблюдения:

$$\text{var}(n_j) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=j}^{N+j} (n_{i,j} - n_{cp,j})^2 \quad (5)$$

- коэффициент корреляции между соседними интервалами:

$$\text{cov}(n_j) = \frac{1}{N-1} \sum_{i=j}^{N+j-1} (n_{i,j} - n_{cp,j})(n_{i+1,j} - n_{cp,j}) \quad (6)$$

- эксцесс на интервале наблюдения:

$$\text{kur}(n_j) = \frac{1}{N} \sum_{i=j}^{N+j} (n_{i,j} - n_{cp,j})^4 \quad (7)$$

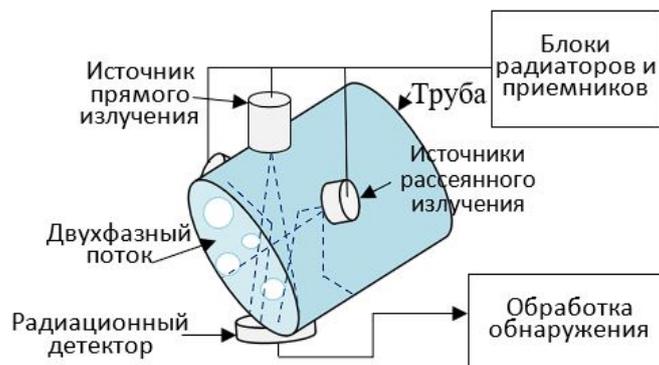


Рис. 1. Структурная схема измерения относительной доли свободного газа в двухфазном газонефтяном потоке.

Блок детектора генерирует импульсы, амплитуда которых пропорциональна энергии регистрируемых гамма-излучений, и с помощью порога разделяет каналы прямого и рассеянного излучения. Каналу рассеянного излучения присваиваются импульсы с амплитудой меньше порога.

Количество зарегистрированных в единицу времени импульсов прямого излучения зависит от плотности потока жидкости и может быть выражено формулой:

$$n_{idr} = n_{0dr} e^{-\mu_{dr} \rho_i d} \quad (8)$$

где n_{0dr} – скорость счета прямого потока гамма-излучения при градуировке на пустой трубке, μ_{dr} – коэффициент массового поглощения, d – толщина контролируемого слоя, ρ_i – плотность потока.

Количество импульсов рассеянного излучения зависит от геометрии источника и блока детектирования:

$$n_{i\ sr} = n_{0\ sr} - A\rho_i\mu_{sr}d \quad (9)$$

где $n_{0\ sr}$ – скорость счета рассеянных гамма-лучей при градуировке на пустой трубе, коэффициент A определяется при градуировке.

Время счета гамма-лучей τ устанавливается программно. Процессор выполняет следующий алгоритм обработки данных:

- получение массива данных из двух измерительных каналов на временном интервале $[j\tau, \dots, (N+j)\tau]$, канал регистрации прямого потока гамма-квантов и канал регистрации рассеянных гамма-квантов;
- формирование текущей выборки из N данных, полученных по прямому каналу;
- расчет для текущей выборки статистических характеристик интервалов потока: среднего количества гамма-квантов, дисперсии числа гамма квантов, коэффициента корреляции между соседними интервалами и эксцесса;
- решение вопроса о том, относится ли интервал к измерениям на чистой жидкости или на газожидкостной смеси;
- приведение результатов измерений плотности потока, полученных из двух каналов, к одному и тому же масштабу;
- расчет средней плотности потока при отсутствии свободного газа по всему времени наблюдения;
- контроль погрешности измерения средней плотности жидкой и газожидкостной смеси и повторение измерений и расчетов при неудовлетворительной точности;
- расчет относительной доли свободного газа в потоке при достижении заданной точности измерения.

2. Метрологические характеристики алгоритма измерений

Определим влияние достоверности принятия решения об отсутствии свободного газа в потоке на метрологические характеристики измерительного устройства. Плотность смеси определяется по результатам регистрации рассеянного излучения, а плотность жидкости – по результатам регистрации прямого излучения. Учитывая взаимосвязь каналов, величина относительной доли свободного газа определяется по следующей формуле:

$$\varphi = \frac{\frac{1}{A\mu_{sr}d}(\bar{n}_{0sr} - \bar{n}_{sr})}{C_1 + C_2 \frac{1}{\mu_{dr}d[\ln(\bar{n}_{0dr}) - \ln(\bar{n}_{dr})]}} \quad (9)$$

Здесь $\ln(\bar{n}_{0dr})$ и $\ln(\bar{n}_{dr})$ – средние логарифмы скорости счета прямого излучения, C_1 и C_2 – коэффициенты, характеризующие связь между средним значением и интенсивностью регистрации прямого \bar{n}_{dr} и рассеянного \bar{n}_{sr} излучения.

Рассчитав производную выражения (10) $\partial\varphi/\partial\bar{n}_{dr}$, определим чувствительность газосодержания к погрешности оценки \bar{n}_{dr} . После перехода к конечным разностям получим выражение для относительной погрешности:

$$\frac{\Delta\varphi}{1-\varphi} = \frac{c_2 \frac{1}{\mu_{sr}d}}{C_1 + C_2 \frac{1}{\mu_{dr}d[\ln(\bar{n}_{0dr}) - \ln(\bar{n}_{dr})]}} \frac{\Delta\bar{n}_{dr}}{\bar{n}_{dr}} \quad (10)$$

где $\Delta\bar{n}_{dr}$ – сдвиг средней скорости счета из-за ошибочной классификации интервалов присутствия и отсутствия свободного газа.

При оценке погрешности можно принять $1 - \varphi \approx 1$. Затем зависимость абсолютной погрешности измерения φ получает следующую формулировку:

$$\Delta\varphi = \frac{C_2 \frac{1}{\mu_{sr}d}}{C_1 + C_2 \frac{1}{\mu_{dr}d[\ln(\bar{n}_{0dr}) - \ln(\bar{n}_{dr})]}} \left(1 - \frac{\bar{n}_{drmix}}{\bar{n}_{drliq}}\right) P\left(\frac{\omega_{mix}}{\Omega_{liq}}\right) \quad (11)$$

где ω_{mix} – событие наличия свободного газа в текущем интервале, а Ω_{liq} – событие, состоящее в том, что в текущем интервале наблюдения было решено, что свободного газа нет. $P(\omega_{mix} / \Omega_{liq})$ – апостериорная вероятность ошибочных решений, характеризующая долю интервалов, содержащих газ, ошибочно приписываемых наблюдению чистой жидкости.

Погрешность измерения газовой фракции, обусловленная процедурами принятия решений, носит систематический характер. Значения погрешности зависят от апостериорной вероятности ошибочных решений в группе измерения чистой жидкости. Выбрав пороговое значение для логарифма правдоподобия, можно обеспечить заданное значение вероятности ошибочных решений в этой группе, а значит и требуемую погрешность измерения φ , которая вводится алгоритмом измерения. Определение информативности характеристик, используемых для идентификации интервалов, содержащих свободный газ. Показателем информативности может служить дивергенция Кульбака-

Лейблера [17], характеризующая разность функций плотности вероятности при наличии или отсутствии свободного газа в текущем i -ом интервале наблюдения течения:

$$J_i = \int_{-\infty}^{\infty} [P(\frac{x_i}{\omega_1}) - P(\frac{x_i}{\omega_2})] \ln \frac{P(\frac{x_i}{\omega_1})}{P(\frac{x_i}{\omega_2})} dx \quad (12)$$

где x_i – значение измерения на i -м интервале наблюдения.

На рисунке 2 показано распределение значений нескольких характеристик: среднего значения, дисперсии, коэффициента корреляции для измерений, полученных детектором при значениях $\phi = 0\%$, и $\phi = 5\%$.

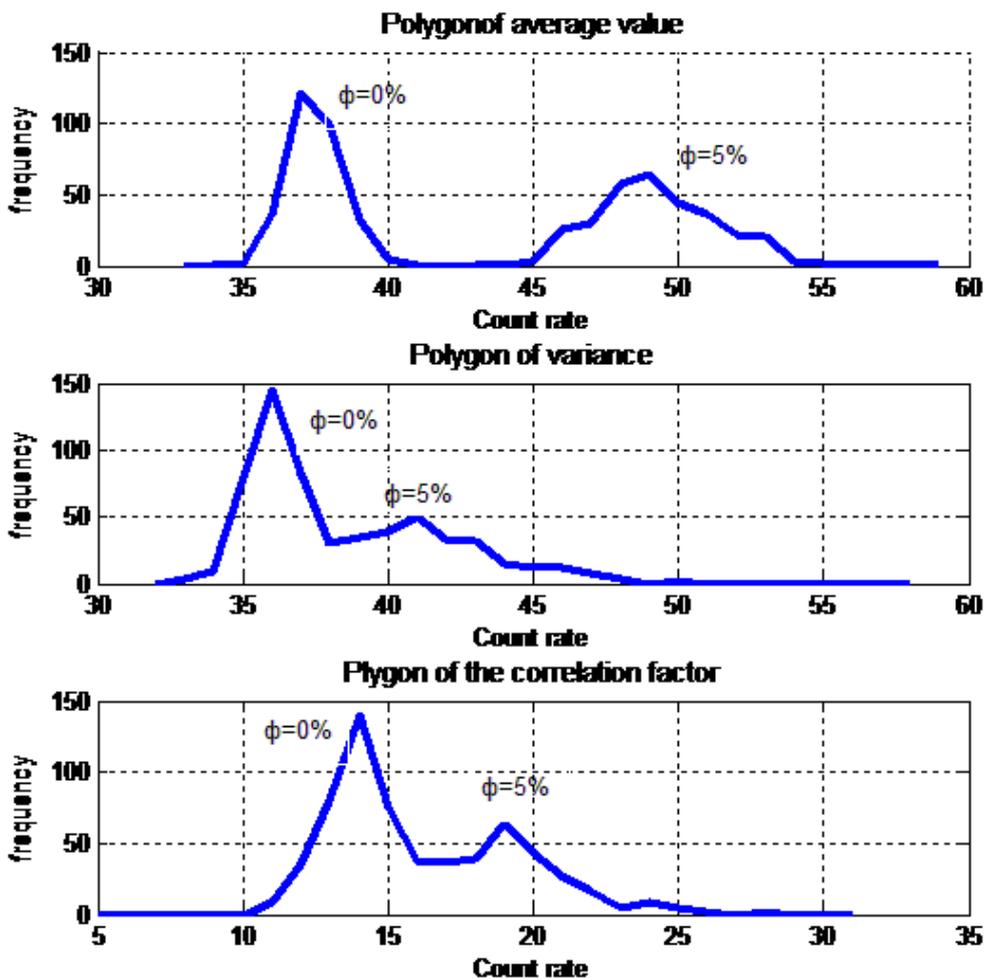


Рис. 2. Распределение значений среднего значения, дисперсии, коэффициента корреляции для измерений, полученных детектором при значениях $\phi = 0\%$, и $\phi = 5\%$

Рассчитаны средние значения дивергенции Кульбака-Лейблера для следующих трех признаков: для среднего значения $J = 109$, для дисперсии $J = 25$ и коэффициента корреляции $J = 29$.

Детектор имеет несколько каналов для регистрации излучения. В таблице 1 приведены значения расхождения между признаками, полученными на интервалах отсутствия свободного газа при использовании различных каналов регистрации. Мы проанализировали каналы регистрации гамма-излучения с энергиями 100-200 кэВ, 200-400 кэВ, 400-550 кэВ, >550 кэВ.

Таблица 1

Особенности значение дивергенции

Особенности	Энергия регистрируемого излучения		
	100-200 кэВ	200-400 кэВ	400-550 кэВ
Среднее значение	0.085	0.05	0.03
Различие	0.006	0.007	0.005
Коэффициент корреляции	0.020	0.25	0.04

Таким образом, наиболее информативной особенностью свободного газа является средняя скорость счета гамма-излучения, регистрируемого по каналу высокого излучения > 550 кэВ. Менее информативны дисперсия и коэффициент корреляции. Тем не менее, принятие решений по всем трем характеристикам является более перспективным.

Заключение

Метод бесконтактного измерения доли свободного газа в двухфазном газожидкостном потоке с использованием гамма-лучей основан на поиске интервалов отсутствия свободного газа. Предложенные статистические характеристики представляют собой среднюю скорость счета гамма-квантов, дисперсию и корреляцию, имеют хорошую информативность и могут быть использованы для идентификации интервалов отсутствия свободного газа.

Погрешность измерения зависит от вероятности ложной классификации интервалов, активности источника излучения, эффективности детектора и структуры потока. Цифровое разделение интервалов наблюдения потока вместо физического разделения потока на жидкую и газовую составляющие обеспечивает более высокую надежность и меньшую стоимость прибора.

Список литературы

1. Falcone G., Hewitt G. F., Alimonti C., Harrison B. Multiphase Flow Metering: Current Trends and Future Developments // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2001.
2. Williams R. A., Beck M. S. Process Tomography: Principles, Techniques, and Applications. Oxford, UK: Butterworth-Heinemann, 1995.

3. Meribout M., Al-Rawahi N. Z., Al-Naamany A. M., Al-Bimani A., Al-Busaidi K., Meribout A.A Multisensor Intelligent Device for Real-Time Multiphase Flow Metering in Oil Fields // IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement. 2010. Vol. 59 (Jun. 2010). No. 6. Pp. 1507–1519.
4. Sidsel C. et al. Handbook of Multiphase Flow Metering. 2nd ed. 2005. p. 4.
5. Pan Y., Li C., Ma Y., Huang S., Wang D. Gas flow rate measurement in low-quality multiphase flows using Venturi and gamma ray // Experimental Thermal and Fluid Science. 2019. Vol. 100 (Jan. 2019). Pp. 319–327.
6. Falcone G. Chapter 4 Key Multiphase Flow Metering Techniques // Multiphase Flow Metering. 2009. Pp. 47–190.
7. Thorn R., Johansen G.A., Hjertaker B.T. Three-phase flow measurement in the petroleum industry // Measurement Science and Technology. 2012. Vol. 24 (Oct. 2012). No. 1, p. 012003.
8. Basu S. Multiphase Flow Measurement // Plant Flow Measurement and Control Hand-book. 2019. Pp. 803–926.
9. Hansen L. S., Pedersen S., Durdevic P. Multi-Phase Flow Metering in Offshore Oil and Gas Transportation Pipelines: Trends and Perspectives // Sensors. 2019. Vol. 19 (May 2019). No. 9. P. 2184.
10. Ismail I., Gamio J.C., Bukhari S.F.A., Yang W.Q. Tomography for multi-phase flow measurement in the oil industry // Flow Measurement and Instrumentation. 2005. Vol. 16. No. 2–3 (Apr. 2005). Pp. 145–155.
11. Figueiredo M. M. F., Goncalves J. L., Nakashima A. M. V., Fileti A. M. F., Carvalho R. D. M. The use of an ultrasonic technique and neural networks for identification of the flow pattern and measurement of the gas volume fraction in multiphase flows // Experimental Thermal and Fluid Science. 2016. Vol. 70 (Jan. 2016). Pp. 29–50.
12. Gonzalez T. S. Multiphase flow measurement: current and future developments // IEE Colloquium on Advances in Sensors for Fluid Flow Measurement, 1996.
13. Wylie S. R., Shaw A., Al-Shamma'a A. I. RF sensor for multiphase flow measurement through an oil pipeline // Measurement Science and Technology. 2006. Vol. 17. No. 8 (Jul. 2006). Pp. 2141–2149.
14. Kratirov V.A. Field Trials of the 'Neftemer' Flow Meter // Norflow. May 1996.
15. Gonzalez L.E., Chokshi R.N., Lane W.C. Real-Time Surface and Downhole Measurements and Analysis for Optimizing Production // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. 2015.
16. Swapan Basu and Institution of Chemical Engineers. (Great Britain, Plant flow measurement and control handbook: fluid, solid, slurry and multiphase flow.) London, United Kingdom: Academic Press, An Imprint Of Elsevier, 2019.
17. Kullback S. Information theory and statistics. Mineola, N.Y.: Dover Publications, 1997.