DOI 10.18454/PMI.2016.4.564

УДК 621.384.2

НЕРАЗРУШАЮЩИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА И КОЛИЧЕСТВА НЕФТЯНЫХ ПОТОКОВ

Р.М.ПРОСКУРЯКОВ, А.В.КОПТЕВА
Санкт-Петербургский горный университет, Россия

В статье рассматривается вопрос повышения эффективности разработки действующих нефтяных месторождений и транспортных систем на основе применения высоких технологий контроля добываемого и транспортируемого сырья. Исследованы факторы, снижающие достоверность качественных и количественных результатов измерения нефтяных потоков, описаны основные неопределенности, возникающие при использовании действующих систем метрологического учета нефти, транспортируемой трубопроводами. Исследовано влияние включений в транспортируемом потоке нефти на эффективность измерений.

Предложена методика селективного измерения отдельных фаз сложных многофазных потоков на основе радиоизотопного излучения, приведены основные зависимости интенсивности прямого и рассеянного гамма-излучения от параметров потока. Показаны критерии для создания измерительной системы, выполняющей контроль реального компонентного состава потока во времени и, следовательно, объема нефти, что позволит разработать единый, централизованный и открытый отдел по контролю качества нефти и условий транспортирования, повысить уровень производства и обеспечить высокую точность измерений.

Приведены результаты испытания на действующем нефтяном месторождении, относительная погрешность измерений величины свободного газа составила 0,2 %. Рассмотрена область возможного применения разработанной в Санкт-Петербургском горном университете системы измерения многофазных многокомпонентных потоков.

***Ключевые слова*:** поток, нефть, свободный газ, магистральный трубопровод, радиоизотопное излучение, комптоновское рассеяние, фотоэлектронное поглощение, квант, расход.

***Как цитировать эту статью*:** Проскуряков Р.М. Неразрушающие методы контроля качества и количества нефтяных потоков / Р.М.Проскуряков, А.В.Коптева // Записки Горного института. 2016. Т.220. С.564-567. DOI 10.18454/PMI.2016.4.564

Введение. Во всех отраслях промышленности, где в технологиях используются большие массы сырья или продукции, мы имеем дело с большими, разнесенными в пространстве, сложной топологии и географии поточными транспортными системами. Потоки в общем случае можно разделить на два вида: гомогенные (однородные или ньютоновские) и гетерогенные (многофазные многокомпонентные). Общей и важнейшей характеристикой гетерогенных потоков является их неоднородность, соответствующая, в частности, особенностям потоков углеводородов в нефтяной отрасли.

В условиях сохранения низких мировых цен на нефть даже на среднесрочную перспективу выполнить задачу по поддержанию достигнутого уровня добычи нефти будет крайне сложно: разработка новых месторождений потребует дополнительной поддержки, в том числе и со стороны государства. Верный путь в этой ситуации – повышение эффективности разработки действующих месторождений на основе высоких технологий по добыче и контролю получаемого и транспортируемого сырья. Этот факт доказывает пристальное внимание государства к данному вопросу и принятие большого числа нормативных документов. В метрологии потоков для горной отрасли, в области обеспечения измерений на объектах нефтегазового комплекса насчитывается более 120 нормативных документов [4, 5, 11]. Например, ГОСТ Р8.615-2005 «Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» предписывает измерение состава, свойств и количества добываемой нефти, периодичность исследований, допускаемые погрешности и другие требования. На практике это отражается следующим образом: для нефтяных потоков необходимо измерять и регистрировать в реальном времени (под опломбированный фиксированный учет) расход и количество газа, воды и нефти, добываемой из каждой скважины; измерять микроконцентрацию свободного газа и воды в магистральном нефтепроводе. Обеспечение точных измерений покомпонентного расхода потоков углеводородов позволит повысить уровень производства за счет введения соответствующих добычных комплексов и снизить количество хищнических расходований национальных запасов нефти [3].

Постановка задачи. Анализ применения измерительных систем для нефтяных потоков в процессе добычи и транспортировании показал, что требования государственного стандарта зачастую не выполняются (основные причины этого представлены на рис.1). В частности, проблема возникает из-за сложного решения задачи определения концентраций включений в потоках транспортируемого сырья (свободного газа, воды). Это грубейшее нарушение технологии вызывает лавинообразный процесс ухудшения методов, технологий и приборов при добыче углеводородов [6, 9, 10, 13].

DOI 10.18454/PMI.2016.4.564

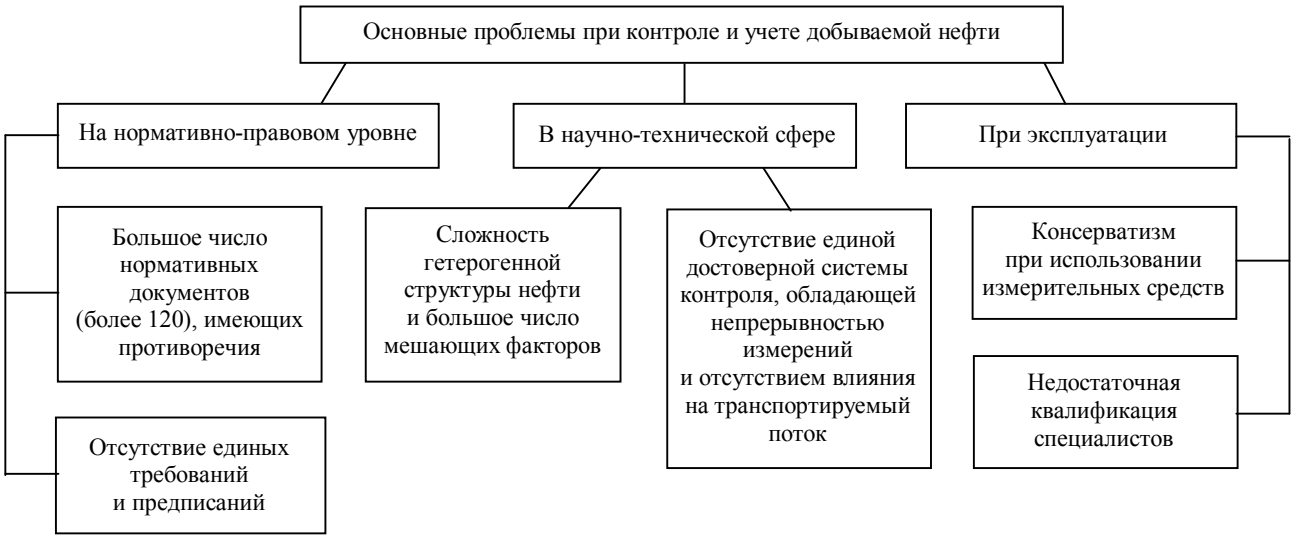

Рис.1. Факторы, влияющие на качественные и количественные результаты измерения нефтяных потоков

В настоящее время расход нефти контролируется преимущественно поточными расходомерами, имеющими высокую эффективность для гомогенных однокомпонентных потоков. При измерении нефтяных потоков возникают дополнительные погрешности ввиду дифференциальности плотностей различных фаз, и, следовательно, скоростей их движения. Важно отметить, что на узлах учета российских нефтяных предприятий состав транспортируемой нефти контролируется в основном лабораторными исследованиями, частота которых составляет, в зависимости от исследуемого параметра, от одного часа до нескольких недель. Состав нефти, поступающей из добычной скважины, непостоянен во времени, что является причиной частого несоответствия выполненных ранее измерений реальному фазовому составу нефтяного потока [1,2,10]. Создание измерительной системы, выполняющей измерение реального компонентного состава потока во времени и, следовательно, объема нефти, позволит разработать единый, централизованный и открытый отдел контроля качества нефти и условий транспортирования, что позволит повысить уровень производства и обеспечить высокую точность измерений. Обеспечение точного контроля состава потоков помогло бы существенно понизить энергозатраты и увеличить производительность трубопроводов, обеспечить энергоэффективную транспортировку углеводородов и развитие всей транспортной инфраструктуры.

Предлагаемое решение. Основные критерии при выборе системы измерения гетерогенного нефтяного потока в трубопроводе: бессепарационность; бесконтактность; надежность; диапазон изменения плотности контролируемой среды 100-1100 кг/м^3; диапазон изменения содержания свободного газа 5-75 % (большие значения – для скважин нефтепромыслов); диапазон изменения содержания воды 0-100 %. Для нефтепроводов необходимы измерения очень малых количеств компонента (например, для свободного газа динамический диапазон составляет 0-2 % абс.), такого же порядка и измеряемая величина для свободной воды в потоке.

В настоящее время измерительные системы, удовлетворяющие заданным требованиям, разработаны сотрудниками Санкт-Петербургского горного университета и ООО «Комплекс-Ресурс». Бесконтактный метод измерения с использованием радиоизотопного излучения основан на комптоновском рассеянии и фотоэлектрическом поглощении гамма-квантов, важной особенностью является тот факт, что детектировать необходимо как прямое, так и рассеянное излучение, что обеспечит высокую точность измерений и возможность контроля по всему сечению трубы [3,12,14].

Измерительная система состоит из двух основных составляющих: первичного преобразователя, взаимодействующего с контролируемым потоком и выдающим информативный параметр и вторичный прибор, в котором происходят переработка и градуировка полученного значения. В состав первичного измерительного преобразователя входят блок гамма-излучения, представленный в виде защитного коллимирующего устройства для формирования узкого пучка излучения радионуклида Cs-137 в области энергий 0,2-1,0 МэВ, и блок детектирования, в основе которого используются сцинтилляционный кристалл NaJ(Tl), фотоэлектронный умножитель, формирователь импульсов. Искомые параметры потока (например, содержание свободного газа в нефти) оцениваются, исходя из интенсивности выходного сигнала гамма-излучения во вторичном приборе [8]. Изменение интенсивности потока узкого пучка прямого гамма-излучения, прошедшего через слой вещества плотностью ρ, толщиной d и постоянными во времени свойствами, подчиняется экспоненциальному закону Ламберта – Бера:

DOI 10.18454/PMI.2016.4.564

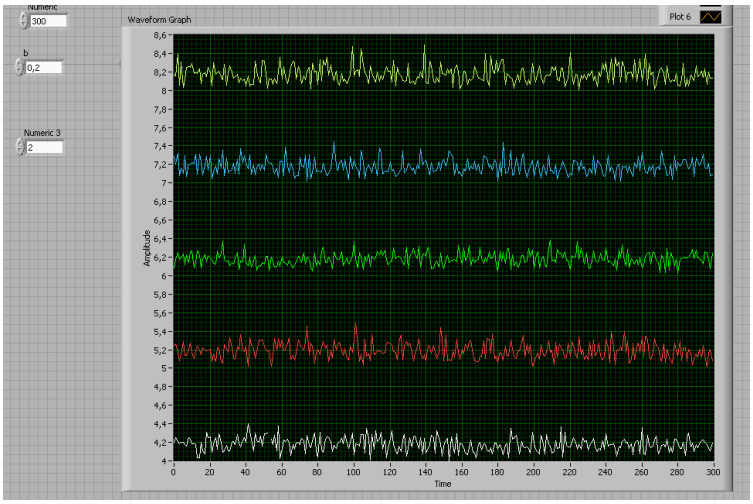

Рис.2. Лицевая панель имитационной модели системы контроля потоков нескольких скважин

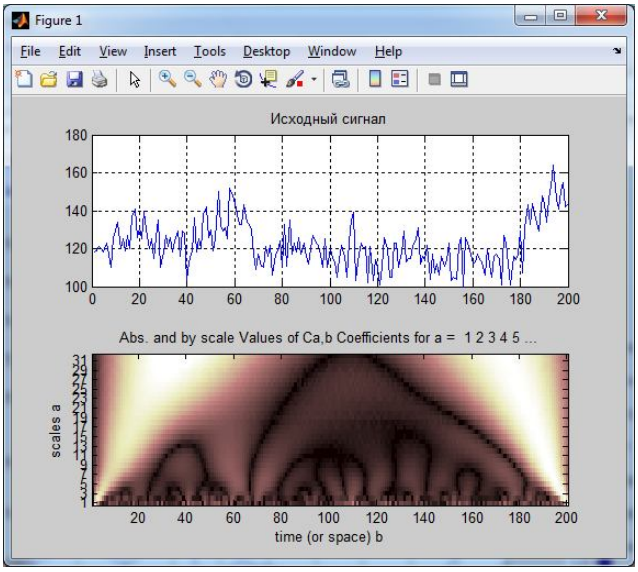

Рис.3. Сигнал (для фрагмента 1-200) и вейвлет-спектр кривой интенсивности излучения

$$N_h = N_{h0}\exp(-\mu_{h0}d) = N_{h0}\exp(-\mu_h\rho d), \quad (1)$$

где N_{h0}, N_h – интенсивности потока прямого излучения при отсутствии и при наличии контролируемой среды соответственно; μ_{h0}, μ_h – линейный и массовый коэффициенты ослабления прямого излучения средой.

Интенсивность потока рассеянного излучения, прошедшего через контролируемое вещество плотностью ρ, при определенных условиях описывается линейным соотношением

$$N = N_0(1 - \mu_0 d) = N_0(1 - \mu\rho d), \quad (2)$$

где N_0, N – интенсивности потока рассеянного излучения при отсутствии и наличии контролируемой среды соответственно; d – параметр, означающий при описании прямого излучения толщину слоя вещества, для рассеянного излучения определяется неоднозначно (поскольку излучение возникает также и внутри вещества), поэтому при измерении плотности по ослаблению рассеянного излучения в качестве параметра удобно использовать произведение μd.

Обсуждение результатов. На основании данных нескольких измерительных линий возможен контроль на одном объекте. Данные по каждой нефтяной магистрали выдаются оператору в виде, представленном на рис.2.

Проведенные натурные испытания измерительной системы на базе ООО «Лукойл-Коми» позволили оценить достоверность предлагаемой методики. Получившаяся пространственная диаграмма распределения интенсивности гамма-излучения при контроле газовой составляющей представлена на рис.3. Для оценки погрешности измерений контролировался поток с заранее известным составом. Светлые части спектрограммы соответствуют пульсациям плотности в потоке, т.е. это всплески. Для более точного анализа необходимо очистить сигнал от шумов, для этого производится его обработка фильтром, вейвлет-анализ с построением АКФ кривой и нахождение среднеквадратичного отклонения и математического ожидания.

Проведенные исследования показали, что полученные результаты обладают полной взаимной корреляцией с реальными показателями. Относительная погрешность измерений величины свободного газа составляет 0,2 %, что полностью удовлетворяет требованиям государственного стандарта для нефтепроизводителей, поэтому разработанная система измерения на основе радиоизотопного излучения рекомендуется к использованию при контроле параметров и характеристик транспортируемых многофазных потоков в метрологических службах российских нефтяных предприятий.

Заключение. Предлагаемый метод, основанный на радиоизотопном излучении, обладает большой проникающей способностью, высокой чувствительностью к изменениям плотности, полной или частичной взаимозаменяемостью основных узлов установки, простой методикой, а главное, способен с высокой точностью регистрировать различные включения в нефтяных потоках, включая и газовую составляющую. Разрабатываемая аппаратура может применяться в научных исследованиях, проводимых в интересах нефтяной, газовой и угольной промышленности [7], геологии, ядерной энергетики, химической и горной отраслей промышленности. Такая широкая область применения еще раз доказывает ценность предлагаемого нами метода.

DOI *10.18454/PMI.2016.4.564*

ЛИТЕРАТУРА

1. *Борис А.А.* Определение режима течения потока газожидкостной смеси в трубопроводах на установках путевого сброса воды арланской группы месторождений / А.А.Борис, А.В.Лягов // Нефтегазовое дело. 2012. № 2. С.66-78.

2. *Брил Дж.П.* Многофазный поток в скважинах / Дж.П.Брилл, Х.Мукерджи; Институт компьютерных исследований. Ижевск. 2006. 384 с.

3. *Коптева А.В.* Неразрушающий контроль плотности нефти на основе радиоизотопного излучения // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 3. С.58-61.

4. *Лищук А.Н.* Учет углеводородного сырья: новый взгляд на привычные вещи // Нефтяное хозяйство. 2013. № 3. С.1-3.

5. *Перчик А.И.* Трубопроводное право. М.: Нефть и газ. 2002. 368 с.

6. *Проскуряков Р.М.* Построение системы диагностики технического состояния нефтепровода на основе постоянного пульсирующего магнитного поля / Р.М.Проскуряков, А.С.Дементьев // Записки Горного института. 2016. Т.218. С.59-63.

7. *Проскуряков Р.М.* Автоматическая компенсация влияния мешающих факторов на измерение объемной массы угля из очистного забоя / Р.М.Проскуряков, И.Н.Войтюк, А.В.Коптева // Записки Горного института. 2012. Т.195. С.281-284.

8. *Проскуряков Р.М.* Автоматическая корректировка метрологических характеристик измерителей случайных сигналов первичным преобразователем анализатора жидкостных потоков / Р.М.Проскуряков, А.В.Коптева, И.Н.Войтюк // Записки Горного института. 2012. Т.195. С.277-280.

9. Эволюция измерений многофазных потоков и их влияние на управление эксплуатацией / Э.Окугбайе, Д.Смит, Б.Теувени, Э.Тоски, Б.Ханссен // Нефтегазовое обозрение. 2003. № 1. С.68-77.

10. *Шарипов Р.К.* К вопросу измерений и учета дебита продукции скважин / Р.К.Шарипов, А.А.Фаткуллин, А.А.Васильев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2009. № 3. С.7-9.

11. *Ярышев Г.М.* Использование современных методов для мониторинга отборов газа и газового фактора на базе стандартных АГЗУ «Спутник» и средств контроля технологических режимов работы скважин на месторождениях ООО «Лукойл-Коми» / Г.М.Ярышев, Ю.Г.Ярышев, В.Г.Горчаков // Экспозиция Нефть Газ. 2009. № 1. С.20-21.

12. Gamma-ray computed tomography for imaging of multiphase flows / A.Bieberle, H.Härting, S.Rabha, M. Schubert, U.Hampel // Chemie Ingenieur Technik. 2013. № 7. P.1002-1011.

13. *Gysling D.L.* Volumetric Flow and Entrained Air. Measurement for Pulp and Paper. Applications / D.L. Gysling, D. Loose, H. Sonarbased // TAPPI Spring Technical Conference. Chicago, IL. 2003. P.58-61.

14. *Ochoa B.A.* New Sensor for Viscosity and Fluid Density Measurement for Oil Well Drilling Applications / B.Ochoa, T.Kruspe, J.Goodbread // IEEE International Conference. Sensors and Measuring Systems. 2014. № 17. P.1-6.

***Авторы*: Р.М.Проскуряков**, *д-р техн. наук*, *профессор*, *app@mail.ru* (*Санкт-Петербургский горный университет*, *Россия*), **А.В.Коптева**, *канд. техн. наук*, *ассистент*, *alexandrakopteva@gmail.com* (*Санкт-Петербургский горный университет*, *Россия*).

Статья принята к публикации 15.03.2016.