

4. Сиренко Ю.Г., Зубов В.П., Петраков Д.Г., Господариков А.П. Способ разработки мощных газоносных пластов (варианты). Патент RU № 215001 С17Е21С41/18, Бюл. № 15, 27.05.2000.
5. Петраков Д.Г. Предотвращение внезапных выбросов соли и газа в выработанном пространстве лав. Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. – Санкт-Петербург, 1999.
6. Литвиновская Н.А. Газоносность и газодинамические характеристики пород почвы при слоевой выемке Третьего калийного пласта в условиях рудников ОАО «Беларуськалий» // Стратегия и процессы освоения георесурсов: сб. науч. тр. – Пермь: Изд-во ГИ УрО РАН, 2016. – Вып. 14. – С. 315-317.

УДК 621.6-52

ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ НА ОСНОВЕ ВНЕДРЕНИЯ РАДИОИЗОТОПНОЙ СИСТЕМЫ УЧЕТА УГЛЕВОДОРОДОВ

*Старшая В.В., Коптева А.В.
Санкт-Петербургский горный университет*

На сегодняшний день технологический уровень развития инфраструктуры нефтегазового комплекса является недостаточным для реализации информационно-технической поддержки процессов транспортировки углеводородов, включая непрерывное покомпонентное измерение состава и расхода жидких сред. Существующее информационное обеспечение отечественных нефтегазовых компаний следует охарактеризовать как избыточное, устаревшее и слабо интегрируемое [1]. Причинами этого становится: отсутствие у руководства нефтегазовых компаний понимания возможностей использования современных средств информационной поддержки, острая нехватка финансирования комплексного развития ИТ в вертикально-интегрированных компаниях, недостаток квалифицированных кадров в данной сфере, неразвитость среды коммуникаций между подразделениями ВИНК, отсутствие эффективной информационной инфраструктуры территориально разрозненных производств и должного уровня интеграции существующего информационного сопровождения деятельности нефтегазовых корпораций.

За счет использования устаревшего оборудования и отсутствия технологических изменений в топливно-энергетическом комплексе появляется ряд таких существенных проблем, как:

- снижение надежности процесса транспортировки углеводородов;
- уменьшение объемов транспортируемых многофазных жидкостей;
- увеличение рисков возникновения масштабных техногенных аварий.

По этой причине количество аварий на магистральных нефтепроводах не перестает увеличиваться и продолжает вести к крупным финансовым потерям и экологическим катастрофам [3]. Аварии на трубопроводах наносят стране огромный ущерб, связанный с загрязнением окружающей среды, человеческими жертвами, нарушением снабжения нефтью потребителей и большими затратами на аварийные ремонты [4].

Благодаря исследованиям, проведенным на кафедре ЭиЭМ Санкт-Петербургского Горного университета при поддержке научно-производственной организации ООО «Комплекс-Ресурс» и ООО «Лукойл-Коми», была разработана многофункциональная радиоизотопная система мониторинга транспортируемых потоков. На основе данных разработок нами предлагается внедрить систему многофазных бессепарационных измерений жидких потоков раздельно по нефти, воде и свободному газу.

Принцип измерения основан на законе Гуго-Ламберта-Бера, характеризующего зависимость частоты гамма-излучения от плотности и линейного коэффициента ослабления вещества:

$$I_h = I_{h0} \cdot \exp(-\mu_{h0} \cdot d) = I_{h0} \cdot \exp(-\mu_h \cdot \rho \cdot d), \quad (1)$$

где I_{h0} , I_h – интенсивности излучения начального и прошедшего через контролируемое вещество; μ_{h0} , μ_h – линейный и массовый коэффициенты ослабления излучения средой.

Схематическое изображение установки приведено на рисунке 1, где 1 – участок трубы с многокомпонентным потоком, движущимся со скоростью V ; 2 – пузырьки свободного газа;

3 – первичный преобразователь; 4 – источник излучения (химический элемент Cs137); 5 – блок детектирования прямого излучения N1; 6 – интеллектуальная система (однокристалльная ЭВМ); 7, 8 – блоки детектирования рассеянного излучения N2 и N3 соответственно, 9,10 – прямое и рассеянное гамма-излучение соответственно.

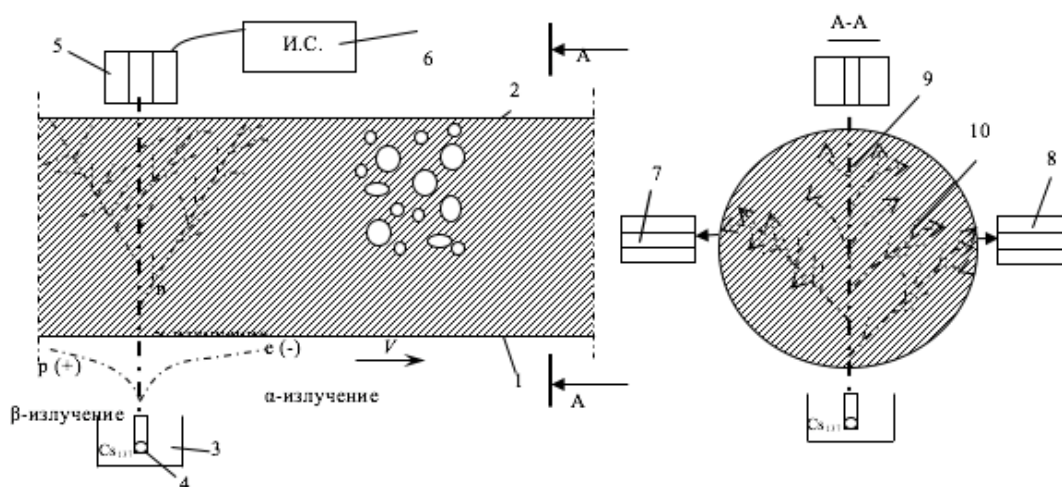


Рисунок 1 – Структура бесконтактного измерения параметров отдельных компонентов жидких многофазных многокомпонентных потоков

Путем пропускания через участок трубопровода с нефтяным потоком радиоизотопного излучения отмечают его ослабление. По степени ослабления излучения и характеру пульсаций сигнала в характерном каждому источнику энергетическом спектре можно оценить измеряемый параметр среды.

Скорость течения жидкости определяется *меточным способом*. В качестве естественных меток использовались пузырьки свободного газа, находящиеся в жидкости.

Мобильность разрабатываемой радиоизотопной измерительной системы позволит устанавливать ее на разные участки трубопровода и осуществлять контроль расхода нефти. Местные потери напора, вызванные изменением характера трубопровода, различными вставками, вентилями и т.д. определяются по формуле Вейсбаха [5]:

$$H_m = \xi \cdot \frac{V^2}{2g}, \quad (2)$$

где ξ – коэффициент местного сопротивления (определяется экспериментально и зависит от вида местного сопротивления); V – скорость после препятствия.

Полная потеря напора выражается следующей зависимостью, где H_1 – потери напора на трение трубопровода с парафином; $v_{1,2}$ – коэффициент гидравлического сопротивления при наличии и отсутствии парафиновых отложений соответственно; $d_{1,2}$ – диаметр проходного сечения трубопровода с парафином и без парафина соответственно; δ – толщина парафиновых отложений:

$$H_{\Sigma} = H_1 \cdot \frac{v_2}{v_1} \cdot \frac{d_1^5}{(d_1 - 2\delta)^5} + \xi \cdot \frac{V^2}{2g}. \quad (3)$$

Блок-схема имитационной математической модели выходного сигнала радиоизотопного измерителя плотности приведена на рисунке 2. Генератор случайных чисел 1 генерирует цифровой поток, подчиняющийся статистике Вейбулла и соответствующий прямому 2 и рассеянному 3 излучению с динамическими коэффициентами c и b , являющийся имитатором

сигнала с блока детектирования. Сигнал поступает на вход блока детектирования с усилителем сигнала прямого 4 и рассеянного изучения 5. Сигнал с выхода детектора поступает на вход АЦП 6, 7 и далее поступает на блок вычисления среднего 8, согласно формуле:

$$\text{Среднее} = \begin{cases} S_i & \text{если } n - \text{нечетное} \\ 0,5(S_{k-1} + S_k) & \text{если } n - \text{четное} \end{cases}, \quad (4)$$

где n – число элементов в X последовательности значений; S – отсортированное значение в X последовательности значений; $i = \frac{n-1}{2}$; $k = \frac{n}{2}$.

Сигнал с выхода АЦП 6, 7 поступает на блок вычисления стандартного отклонения и дисперсии. Вычисление выходного сигнала блока 9 осуществляется по следующим формулам:

$$\mu = \sum_{i=0}^{n-1} \frac{x_i}{n}, \quad (5)$$

где μ – среднее, а n - число элементов в X последовательности значений;

$$\sigma^2 = \sum_{i=0}^{n-1} \frac{(x_i - \mu)^2}{n}, \quad (6)$$

где σ и σ^2 – стандартное отклонение и дисперсия соответственно.

Одновременно, сигнал с АЦП 6, 7, поступает на блок 10 вычисления среднеквадратичного значения, согласно формуле, приведенной ниже:

$$\psi_x = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=0}^{n-1} |x_i|^2}, \quad (7)$$

и на блок коррелятора выходных сигналов 11. Выходные сигналы с блока 8, 9, 10 и 11 передаются в блок сравнения 12, где определяется полезный сигнал о состоянии процесса и срабатывает тревога.

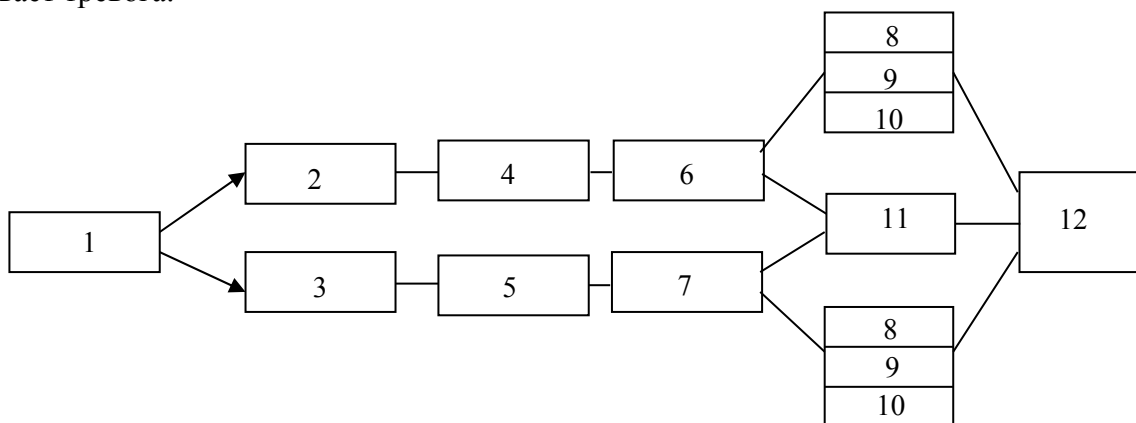


Рисунок 2 – Блок-схема имитационной математической модели выходного сигнала радиоизотопного измерителя плотности

На рисунке 3 приведена виртуальная модель выходного сигнала в системе Labview. Функции «Slide» и «Slide2» изменяют амплитудное и временное положение сигналов, а световой индикатор «Boolean» позволяет наглядно детектировать сигналы, превышающие заданное значение амплитудного параметра. Так, например, при большом скоплении пузырей

свободного газа в пункте контроля и учета нефтепродуктов, персонал незамедлительно получит световой сигнал от индикатора.

Результаты, полученные при моделировании, соответствуют результатам лабораторных испытаний, что доказывает адекватность разрабатываемой имитационной модели. Компьютерно-имитационное моделирование позволяет повысить точность измерений отдельных компонентов жидких многокомпонентных потоков за счет создания имитатора случайных чисел, а также проследить динамику процесса с предусмотрением сигнала аварии.

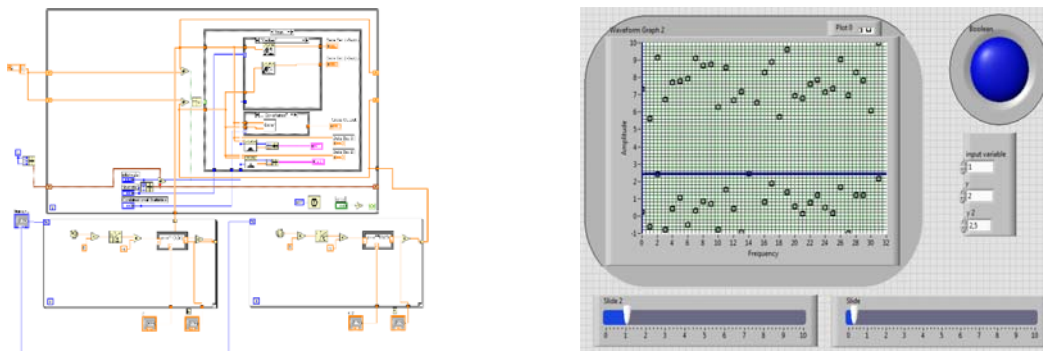


Рисунок 3 – Компьютерная модель процесса в системе Labview

Данная методика отличается своей многофункциональностью, поскольку с ее помощью также возможно непрерывно (каждые 0,2 с) измерять плотность и расход нефтяных потоков, а также детектировать места утечки углеводородов. Технология «непроникающего измерения» гарантирует высокую степень безопасности вне зависимости от измеряемой среды и ее свойств. Создание единой измерительной системы позволит обеспечить информационно-техническую поддержку процесса транспортировки нефтяных потоков по магистральным нефтепроводам, усовершенствовать систему реагирования при аварийных утечках нефти и разработать единый, централизованный и открытый отдел по контролю над изменением количества нефти. Это, в свою очередь, стандартизирует управление процессом транспортировки, увеличит количество получаемой информации о транспортируемых потоках, повысит уровень наблюдаемости и модернизирует инфраструктуру топливно-энергетического комплекса (ТЭК), 60% которой на сегодняшний день находится в предаварийном состоянии. Кроме этого, обеспечение точной диагностики трубопроводного транспорта позволит решить проблему дисбаланса количеств транспортируемого сырья, поскольку свободный газ, вода и механические примеси образуют погрешность при коммерческом учете нефти.

Список использованных источников

1. Кислицын Е.В., Панова М.В., Шишков Е.И. Проблемы предприятий нефтегазового комплекса России: тенденции и пути решения // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 9, №3 (2017) <http://naukovedenie.ru/PDF/15EVN317.pdf>
2. Проблемы сырьевой базы углеводородов в России, EXPO BUSINESS REVIEW, ООО «РЭСТЕК Медиа», сентябрь 2015, электронная версия: <http://expobr.ru/>
3. REGNUM. Износ электросетевой инфраструктуры в России. Масштабы и перспективы. 26.11.2017. URL: <https://regnum.ru/news/2348996.html>
4. Коптева А.В. Структура и достоинства бесконтактного измерителя плотности движущегося потока нефти, основанного на радиоизотопном излучении/ Р.М. Проскуряков, А.В. Коптева // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – М.: Изд. Горная книга. – №4. – 2012. – С.276-280.
5. Старшая В.В., Коптева А.В. Многопараметрический метод обнаружения несанкционированных врезок в нефтепровод, основанный на радиоизотопном излучении. // Материалы научной конференции с международным участием "Неделя науки СПбПУ", 13–19 ноября 2017 года. Лучшие доклады, ISBN: 978-5-7422-6167-4, <http://doi.org/10.18720/SPBPU/2/i18-123>.