

На правах рукописи



ГАЗИН Дмитрий Игоревич

ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ  
ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА В ПОТОКАХ  
ТОВАРНОЙ НЕФТИ НА ОСНОВЕ РАДИОИЗОТОПНОГО  
ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ПЛОТНОСТИ

Специальность 05.11.16 – Информационно-измерительные и  
управляющие системы (энергетика)

Автореферат  
диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Санкт-Петербург – 2007

Работа выполнена в Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор  
ГУТНИКОВ Валентин Сергеевич  
доктор технических наук, профессор  
МАЛЫХИНА Галина Федоровна

Официальные оппоненты:  
доктор технических наук, профессор  
ПРОСКУРЯКОВ Руслан Максимович  
кандидат технических наук  
ГУБЛЕР Глеб Борисович

Ведущая организация: «Центральный научно-исследовательский институт робототехники и технической кибернетики» (ЦНИИ РТК)

Защита состоится «1» ноября 2007 г. в 14:00 на заседании диссертационного совета Д.212.229.10 при ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет» по адресу: 195251, С.-Петербург, ул. Политехническая, 29, телефон (812) 550-41-83.

С диссертацией можно ознакомиться в фундаментальной библиотеке ГОУ ВПО «Санкт-Петербургский государственный политехнический университет».

Автореферат разослан «   » \_\_\_\_\_ 2007 г.

Ученый секретарь диссертационного совета



Кудряшов Э.А.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

**Актуальность работы.** Исследования потоков товарной нефти в магистральных трубопроводах для выявления в ней свободного газа и измерения его количества начались в конце 70-х, начале 80-х годов прошлого века. Причиной их проведения послужило различие в количестве нефти, принятой к транспортировке и сданной потребителю. В СССР за год это различие достигало 2 млн. тонн.

Для объяснения такого расхождения было высказано предположение о наличии в потоке нефти свободного газа. По мере прохождения партии нефти через нефтеперекачивающие станции свободный газ может улечиваться в атмосферу, в результате его количество на конечной станции окажется меньше, чем на начальной. Поскольку свободный газ учитывается турбинными преобразователями расхода (преимущественно используемыми на коммерческих узлах учета нефти) наравне с нефтью, учтенное количество нефти на выходе системы трубопроводного транспорта будет меньше количества нефти, учтенного на входе системы.

Проведенные исследования показали, что в потоках нефти в измерительных линиях коммерческих узлов учета присутствует свободный газ, распределенный в виде обособленных скоплений пузырьков. В момент прохождения скопления пузырьков содержание свободного газа в нефти может достигать 2% по объему. В среднем его содержание в потоке составляет 0.2–0.5% по объему. Присутствие в потоке свободного газа приводит к появлению методической погрешности измерения объемного расхода нефти турбинными преобразователями расхода.

Чтобы измерять расход товарной нефти с поправкой на свободный газ было предложено дополнить объемный расходомер на узле учета прибором, измеряющим объемную долю свободного газа в потоке нефти.

Были начаты работы по созданию автоматизированного бесконтактного радиоизотопного средства измерения содержания свободного газа, по показаниям которого производилась бы автоматическая коррекция показаний преобразователя расхода нефти. Однако из-за распада Советского Союза в начале 90-х годов эти работы были приостановлены.

В конце 90-х годов прошлого века компания АК «Транснефть» вернулась к идее разработки указанного средства измерения и в 2002 году заказала разработку полного комплекта рабочей конструкторской документации и опытного образца информационно-измерительной системы (ИИС), предназначенной для измерения объемной доли свободного газа в потоках товарной нефти.

Таким образом, разработка указанной ИИС и, в частности, создание ее алгоритмического и программного обеспечения, является актуальной задачей.

**Целью работы** является разработка и исследование алгоритмов обработки сигнала для ИИС, предназначенной для определения содержания свободного газа в потоках товарной нефти, а также реализация этих алгоритмов в виде программного обеспечения для микроконтроллеров и персональных компьютеров.

**Основные задачи исследования.** Для достижения указанных целей были поставлены и решены следующие исследовательские и практические задачи:

1. Анализ современного состояния проблемы, заключающейся в возникновении методической погрешности измерения расхода товарной нефти из-за присутствия в ней свободного газа. В результате была сформулирована задача разработки алгоритмов идентификации гидродинамической структуры потока на основе анализа сигналов бесконтактного радиоизотопного измерительного преобразователя плотности.

2. Разработка имитационной математической модели сигнала радиоизотопного преобразователя плотности на потоке товарной нефти, отражающей характерные особенности реального потока.

3. Разработка алгоритмов обнаружения и измерения содержания свободного газа в потоке товарной нефти, основанных на обработке сигнала радиоизотопного преобразователя плотности.

4. Исследование данных алгоритмов с целью подбора оптимальных параметров их работы, определения их метрологических свойств, изучения их устойчивости к изменению величин, влияющих на результат измерения.

5. Разработка программных средств, реализующих предложенные алгоритмы.

**Методы исследований.** Для решения поставленных задач использованы методы математического моделирования, теории вероятностей и математической статистики, теории погрешностей, методы распознавания образов. При математическом моделировании и разработке программного обеспечения использовалась система Matlab и языки высокого уровня C, C++.

#### **Результаты, выносимые на защиту.**

– Имитационная математическая модель сигнала радиоизотопного преобразователя плотности на потоке товарной нефти, содержащей свободный газ.

– Алгоритм идентификации гидродинамической структуры потока и измерения объемной доли свободного газа в потоках товарной нефти, основанный на порядковых статистиках выборок сигнала радиоизотопного преобразователя плотности.

#### **Научная новизна полученных результатов.**

– Предложена новая имитационная математическая модель, позволяющая формировать случайный процесс изменения газосодержания с произвольным законом распределения и экспоненциальной АКФ, характерный для реальных двухфазных потоков.

– Разработан новый алгоритм идентификации гидродинамической структуры потока, основанный на признаках однородности выборок сигнала радиоизотопного преобразователя плотности.

– Разработан новый алгоритм идентификации гидродинамической структуры потока, основанный на порядковых статистиках выборок сигнала радиоизотопного преобразователя плотности.

#### **Практическая ценность работы.**

Практическую ценность в данной работе представляет программное обеспечение, разработанное для ИИС серии РИСГН-1, в котором реализованы предложенные в работе алгоритмы для обнаружения свободного газа и измерения его содержания.

### **Внедрение результатов работы.**

ИИС РИСГН-1-400, разработанная на основе алгоритмического и программного обеспечения, созданного в ходе диссертационной работы, в настоящее время эксплуатируется в тестовом режиме в ОАО «Уралсибнефтепровод».

Разработанное программное обеспечение применяется для исследовательских целей в ООО «Комплекс-ресурс».

**Апробация работы.** Основные положения диссертации докладывались и получили положительную оценку на международной научно-технической конференции «Проблемы автоматизации и управления в технических системах» в Пензенском государственном университете (2004 г.), на 21-ой и 24-ой международных научно-практических конференциях «Коммерческий учет энергоносителей» в Санкт-Петербурге (2005 и 2006 гг.)

**Публикации.** По теме работы опубликовано две статьи, и тезисы докладов на 3-х конференциях.

**Структура и объем диссертационной работы.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы и трех приложений. Диссертация изложена на 195 страницах, содержит 70 рисунков, 52 таблицы и библиографический список из 83-х наименований.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **введении** обоснована актуальность выполненной научной работы, определен предмет, сформулированы цели и задачи исследования, приведены основные научные результаты, выносимые на защиту, указана их научная новизна и практическая ценность.

В **первой главе** проведен анализ действующей в настоящее время методики измерения расхода товарной нефти на магистральном трубопроводном транспорте Российской Федерации. В данной методике используется следующая модель объекта измерения: это турбулентный поток однородной ньютоновской жидкости, непрерывным образом заполняющей все сечение трубопровода. Параметры течения представляют собой величины, осредненные по сечению трубопровода, течение считается одномерным, т.е. все параметры зависят от одной пространственной координаты, отсчитываемой вдоль оси трубопровода.

Метод измерения расхода состоит в пропускании потока продукта через гидравлический контур, снабженный объемным преобразователем расхода и обеспечивающий необходимый профиль скоростей потока. Для измерения плотности и других параметров качества нефти используется специальный измерительный гидравлический контур, на который поступает определенная часть основного потока нефти. Количество продукта  $G$  определяется путем интегрирования расхода продукта по времени:

$$G = \int_0^T g(t) dt \approx \sum_i g_i \cdot \Delta t_i$$
, где  $g_i$  – мгновенное значение массового расхода продукта при  $i$ -ом измерении,  $\Delta t_i$  – время, в течение которого значение расхода считается равным  $g_i$ .

Мгновенный массовый расход определяется из соотношения  $g = q \cdot \bar{\rho} = S_0 \cdot \bar{V} \cdot \bar{\rho}$ , где  $q = S_0 \cdot \bar{V}$  – мгновенный объемный расход,  $\bar{V}$  и  $\bar{\rho}$  – локальные скорость и плотность продукта,

усредненные по сечению потока и приведенные к одинаковым условиям,  $S_0$  – площадь поперечного сечения измерительной линии.

Для измерения скорости потока в большинстве случаев используются турбинные преобразователи расхода (например, НОРД-М, МИГ, Heliflu TZN), имеющие основную относительную погрешность измерения расхода  $\pm 0.15\%$ . Турбинные счетчики предъявляют жесткие требования к постоянству эпюры скоростей потока, вследствие чего измерительные линии УУН содержат участки стабилизации потока до и после преобразователя, а перед счетчиком устанавливается струевыпрямитель. Камерные, массовые и ультразвуковые расходомеры в настоящее время не нашли широкого применения на коммерческих узлах учета товарной нефти.

Для измерения плотности продукта наибольшее распространение получили вибрационные плотномеры, принцип действия которых основан на зависимости между параметрами упругих колебаний трубки, заполненной жидкостью, и плотностью жидкости. При коммерческом учете нефтепродуктов обычно используется датчик плотности 7835 фирмы Solartron, имеющий основную абсолютную погрешность измерения в  $0.15 \text{ кг/м}^3$ . Датчик рассчитан на измерение параметров однородных сред и влияние на его метрологические характеристики присутствующего в потоке свободного газа не нормируется.

Можно выделить несколько аспектов ухудшения точности измерения расхода товарной нефти за счет присутствия в ней свободного газа.

Поскольку свободный газ учитывается турбинными преобразователями расхода наравне с нефтью, абсолютная погрешность измерения объема нефти увеличивается на объем содержащегося в ней свободного газа. Данная погрешность могла бы частично компенсироваться за счет уменьшения средней плотности потока при появлении в нем свободного газа, однако этому препятствуют: а) спорадический характер появления газа и его неравномерное распределение по сечению потока б) неполное соответствие параметров части потока, поступающей на плотномер, параметрам всего потока в) конструкция пробоотборника плотномера, не гарантирующая попадания в плотномер пузырьков газа г) неопределенность метрологических характеристик плотномера на потоке, содержащем свободный газ.

Появляется погрешность измерения расхода, связанная с неоднородностью потока, содержащего свободный газ. Действительно, для определения массового расхода используется соотношение  $g = S_0 \cdot \overline{V} \cdot \overline{\rho}$ , использующее допущение об однородности потока по сечению. С учетом неоднородности потока, расход должен определяться из соотношения  $g = S_0 \cdot \overline{V \cdot \rho}$ , где  $\overline{V \cdot \rho}$  – среднее по сечению произведение локальных скорости и плотности продукта. Таким образом, возникает методическая погрешность измерения, равная  $\Delta g = S_0 \cdot \overline{V \cdot \rho} - S_0 \cdot \overline{V} \cdot \overline{\rho} = -S_0 \cdot r_{V,\rho} \cdot \sigma_V \cdot \sigma_\rho$ , где  $r_{V,\rho}$  – коэффициент корреляции между флуктуациями локальных плотностей и скоростей нефтегазовой смеси,  $\sigma_V$ ,  $\sigma_\rho$  – среднеквадратические отклонения локальных скоростей и плотностей нефтегазового потока от усредненных по сечению значений.

Струевыпрямительная линия, предназначенная для выравнивания эпюры скоростей потока, проходящего через турбинный счетчик, устанавливается в предположении, что жидкость в потоке является однородной. Однако, если плотность вещества на входе труб струевыпрямителя различа-

ется, то и скорость потока на выходе труб, находящихся под одинаковым перепадом давления, изменится, в результате чего вместо выравнивания эпюры скоростей потока произойдет ее искажение, что отразится на метрологических характеристиках турбинного преобразователя.

Таким образом, применение принятой в настоящее время методики и средств измерения расхода в случае, если поток нефти содержит свободный газ, приводит к появлению положительной погрешности измерения объемного расхода нефти. Эта погрешность обусловлена: учетом свободного газа наряду с нефтью, неравномерным распределением свободного газа в потоке, отличиями эпюры распределения скорости потока по сечению трубы для газожидкостной смеси от эпюры для чистой жидкости, отличиями физических свойств нефтегазовой смеси от свойств чистой нефти.

В результате можно заключить, что принятая в настоящее время модель объекта измерения расхода, а именно однофазного гомогенного потока жидкости, не вполне соответствует реальному потоку товарной нефти. Это несоответствие, в частности, приводит к тому, что даже увеличение точности применяемых средств измерения расхода, не позволит исключить погрешность измерения, связанную с присутствием в потоке свободного газа.

Естественным путем преодоления такого несоответствия является переход от модели гомогенного потока жидкости к модели негомогенного потока газожидкостной смеси. Этот переход влечет за собой изменение применяемых средств измерения, алгоритмов их работы и обработки результатов измерения.

Узел учета нефти должен быть дополнен прибором, определяющим присутствие в потоке свободного газа, измеряющим объемную долю свободного газа в партии нефти и измеряющим плотность чистой жидкости без газа непосредственно на потоке в измерительной линии узла учета. Все измерения должны осуществляться бесконтактным способом без создания дополнительных гидравлических сопротивлений потоку, изменения его скорости и направления течения.

Коррекция результатов измерения массы нефти на содержание в потоке свободного газа осуществляется следующим образом.

1. В те интервалы времени, когда прибор определил, что в потоке нет пузырьков свободного газа, измеряются мгновенные значения объемного расхода нефтегазовой смеси  $q$  и плотности чистой нефти  $\rho_{oil}$ , по которым затем находятся средние значения для всей партии нефти:  $\bar{q}$  и  $\bar{\rho}_{oil}$  соответственно.

2. Определяются средние для партии нефти значения объемного  $\bar{\varphi}$  и расходного  $\bar{\beta}$  содержания свободного газа. Величина  $\bar{\varphi}$  определяется по показаниям прибора, а  $\bar{\beta}$  – из соотношения  $\varphi = k \cdot \beta$ , где  $k$  – константа, определяемая опытным путем. Разница между объемным и расходным газосодержанием обусловлена разницей между средними скоростями движения жидкости и газа в потоке.

3. Масса жидкости в партии нефти определяется из соотношения  $G = \bar{q} \cdot \bar{\rho}_{oil} \cdot (1 - \beta) \cdot T$ , где  $T$  – время протекания партии нефти через узел учета.

Описанная методика позволяет повысить точность измерения расхода товарной нефти: а) за счет учета содержащегося в ней свободного газа; б) за счет повышения точности показаний турбинного преобразователя расхода, выходной сигнал которого используется только во время

протекания чистой жидкости; в) за счет повышения точности измерения плотности нефти, поскольку плотность измеряется в основном потоке в измерительной линии узла учета, а не по части потока, отбираемой на вибрационный плотномер.

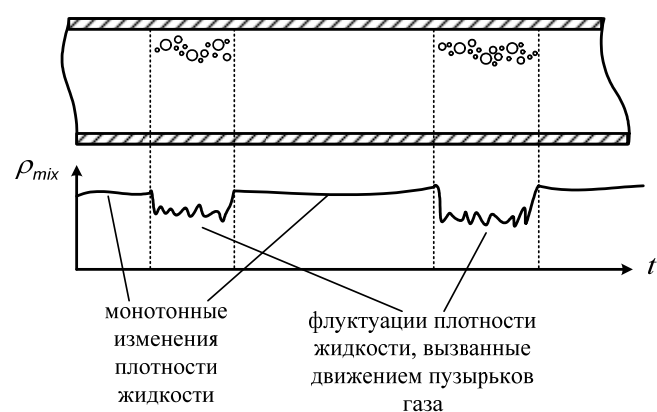
Для реализации данной методики необходимо определять мгновенные значения плотности чистой жидкости и газосодержания в потоке. Основной проблемой при этом является выделение интервалов времени, когда в потоке нет свободного газа. Таким образом, главной задачей при создании алгоритмического обеспечения прибора является разработка алгоритма идентификации газожидкостной структуры потока,

Во **второй главе** проведены разработка и исследование имитационной математической модели сигнала радиоизотопного преобразователя плотности на потоке товарной нефти, содержащей свободный газ.

Целью разработки данной модели является сокращение сроков и уменьшение стоимости разработки ИИС для измерения содержания свободного газа за счет сокращения объема экспериментальных исследований характеристик алгоритма обнаружения свободного газа в реальных условиях.

Экспериментальные исследования потоков товарной нефти в измерительных линиях узлов учета позволили выявить следующие особенности их гидродинамической структуры. Поток товарной нефти является преимущественно однофазным. Периодически в потоке появляются небольшие скопления пузырьков свободного газа, в результате чего структура потока становится двухфазной. Скопления пузырьков имеют случайную длину и случайное время появления. Средняя длина такого скопления приблизительно равна 10-ти диаметрам трубопровода. Суммарное время протекания газожидкостной смеси (ГЖС) не превышает половины продолжительности протекания всей партии нефти.

Характер изменения плотности потока при протекании чистой жидкости и ГЖС показан на рис. 1. Для интервалов протекания чистой нефти характерно плавное изменение ее плотности, в то время как появление группы пузырьков вызывает резкие флуктуации плотности и уменьшение ее среднего значения.



**Рис. 1. Структура потока товарной нефти.**

Средняя плотность ГЖС  $\rho_{mix}$  в контролируемом объеме может быть найдена по формуле  $\rho_{mix} = \rho_{lq} \cdot (1 - \varphi)$ , где  $\rho_{lq}$  – плотность чистой жидкости,  $\varphi$  – объемное газосодержание, определяемое как объемная доля газа внутри контролируемого объема.

Принцип действия радиоизотопного преобразователя плотности основан на том, что поток ионизирующего излучения, проходя через контролируемую среду, ослабляется. Степень этого ослабления зависит от параметров контролируемой среды, в том числе от ее плотности.

Процесс радиоактивного распада подчиняется закону Пуассона: случайная величина  $\xi$ , равная количеству частиц, регистрируемых детектором излучения в единицу времени, имеет



плотность распределения Пуассона  $p\{\xi = k\} = \frac{N^k}{k!} \cdot \exp(-N)$ , где  $N$  – параметр распределения, равный средней интенсивности потока частиц.

В описываемом радиоизотопном преобразователе плотности используется источник гамма-излучения на основе радионуклида  $\text{Cs}^{137}$ . Для его излучения (661 кэВ) характерны только два вида взаимодействия с водой и жидкими углеводородами: комптоновское рассеяние и фотоэлектрическое поглощение. При комптоновском рассеянии гамма-квант теряет часть энергии и меняет направление движения.

При пропускании через контролируруемую среду узкого пучка гамма-излучения в детектор будут попадать как не взаимодействовавшие с веществом гамма-кванты (прямое излучение), так и гамма-кванты, испытавшие многократное комптоновское рассеяние (рассеянное излучение). Разделение прямого и рассеянного излучения в детекторе излучения основано на их дискриминации по энергиям.

Прямое излучение позволяет контролировать параметры среды в объеме исходного пучка, в то время как рассеянное излучение, распространяясь во всех направлениях, позволяет контролировать усредненные параметры среды в существенно большем объеме.

Регистрация излучения осуществляется сцинтилляционным детектором излучения, который, работая в счетном режиме, преобразует поток гамма-квантов в заданном энергетическом диапазоне в последовательность отсчетов, представляющих собой количества гамма-квантов, зарегистрированных за последовательные интервалы времени фиксированной длительности.

Изменение интенсивности потока узкого пучка прямого гамма-излучения, прошедшего сквозь слой вещества плотностью  $\rho$ , толщиной  $d$  и постоянными во времени свойствами, описывается экспоненциальным законом:  $N_h = N_{0h} \cdot \exp(-\mu_{0h} \cdot d) = N_{0h} \cdot \exp(-\mu_h \cdot \rho \cdot d)$ , где  $N_{0h}$ ,  $N_h$  – интенсивности потока при отсутствии и при наличии контролируемой среды соответственно;  $\mu_{0h}$ ,  $\mu_h$  – линейный и массовый коэффициенты ослабления прямого излучения средой. Изменение интенсивности рассеянного излучения при определенных условиях хорошо описывается линейным законом:  $N = N_0 \cdot (1 - \mu_0 \cdot d) = N_0 \cdot (1 - \mu \cdot d \cdot \rho)$ , где  $N$  – интенсивность потока рассеянного излучения,  $N_0$ ,  $\mu \cdot d$  – коэффициенты линейной зависимости,  $\mu_0$ ,  $\mu$  – линейный и массовый коэффициенты ослабления рассеянного излучения средой.

Для обнаружения и измерения содержания свободного газа используется рассеянное излучение, поскольку оно распространяется во всем сечении трубопровода. Конфигурация источников и приемника излучения должна обеспечивать независимость чувствительности измерительного преобразователя к положению неоднородности плотности в контролируемом объеме. Это может быть установлено экспериментально в лабораторных условиях.

Моделирование сигнала радиоизотопного преобразователя плотности на ГЖС основано на том, что каждый отсчет на выходе детектора гамма-излучения можно считать отсчетом случайного процесса, который имел бы место, если бы измерительная линия трубопровода была заполнена однородной жидкостью с плотностью, равной текущей средней плотности ГЖС в контролируемом

объеме. При этом параметры Пуассоновских распределений, из которых взяты отсчеты, определяются из соотношения:  $N = N_0 \cdot (1 - \mu \cdot \rho_{mix} \cdot d) = N_0 \cdot (1 - \mu \cdot d \cdot \rho_{lq} \cdot (1 - \varphi))$ .

Моделирование сигнала радиоизотопного преобразователя плотности на ГЖС осуществляется следующим образом:

1. Задаются необходимые константы:  $N_0$ ,  $\mu$ ,  $d$ , а также плотность чистой жидкости  $\rho_{lq}$  или ее зависимость от времени  $\rho_{lq}(t)$ .
2. Формируются отсчеты газосодержания  $\varphi(i \cdot \delta)$  и плотности  $\rho_{lq}(i \cdot \delta)$ , где  $i = 0, 1, \dots, k$ ,  $\delta$  – шаг дискретизации (время формирования одного отсчета).
3. Определяются параметры Пуассоновских распределений  $N(i \cdot \delta)$  для каждого отсчета:  $N(i \cdot \delta) = N_0 \cdot (1 - \mu \cdot d \cdot \rho_{lq}(i \cdot \delta) \cdot (1 - \varphi(i \cdot \delta)))$ .
4. Формируются отсчеты выходного сигнала  $x(i \cdot \delta)$ , каждый из которых является однократной реализацией пуассоновского белого шума с параметром  $N(i \cdot \delta)$ .

Рассмотрим формирование случайного процесса изменения газосодержания  $\varphi(i \cdot \delta)$  на участке ГЖС. В гидродинамике двухфазных течений установлено, что автокорреляционная функция случайного процесса изменения газосодержания в двухфазном потоке  $B(\tau)$  при определенных условиях является экспоненциальной:  $B(\tau) = \sigma^2 \cdot \exp(-\lambda \cdot |\tau|)$ .

Известная ранее модель потока позволяла имитировать только нормально распределенный случайный процесс изменения газосодержания в потоке, однако нормальность этого распределения не подтверждается имеющимися экспериментальными данными. В данной работе для моделирования изменения газосодержания использован метод построения стационарного негауссового случайного процесса с заданной одномерной плотностью вероятности и экспоненциальной АКФ, предложенный Т.А. Авериной и С.С. Артемьевым. Искомый процесс получается в результате численного решения специально подобранного стохастического дифференциального уравнения (СДУ).

Распределение значений газосодержания при протекании ГЖС моделировалось гамма распределением:  $p(x) = \frac{1}{\beta^\alpha \cdot \Gamma(\alpha)} \cdot x^{\alpha-1} \cdot \exp\left(-\frac{x}{\beta}\right)$ . В этом случае случайный процесс изменения газосодержания  $x_n$  является решением соответствующего СДУ и находится из рекуррентного соотношения  $x_{n+1} = x_n + \left(-h \cdot \lambda \cdot \left(x_n - \beta\alpha + \frac{\beta}{2}\right) + \sqrt{h} \cdot \sqrt{2\lambda\beta x_n} \cdot \zeta_n + \frac{h}{4} \cdot 2\lambda\beta \cdot \zeta_n^2\right) / \left(1 + \frac{h}{2} \cdot \lambda\right)$ , где  $h$  – шаг интегрирования, равный длительности формирования одного отсчета детектором излучения,  $\zeta_n$  – независимые случайные величины с распределением  $N(0,1)$ ,  $\lambda$  – параметр экспоненциальной АКФ. Требуемое среднее значение газосодержания получается масштабированием полученного процесса.

Моделирование сигнала, полученного при протекании партии нефти, может рассматриваться как формирование потока событий с заданными параметрами, где событием является появление интервала ГЖС. Основными параметрами этого потока являются: закон распределения дли-

тельности интервалов между событиями и закон распределения длительности интервалов протекания ГЖС.

Таким образом, моделирование сигнала при протекании партии нефти заключается в формировании длительностей перемежающихся друг друга интервалов протекания чистой жидкости и ГЖС и формировании случайных отсчетов сигнала преобразователя плотности на этих интервалах описанным выше способом. Считая, что для каждого участка ГЖС среднее газосодержание постоянно, среднее газосодержание  $\bar{\varphi}$  для всей партии нефти можно найти из соотношения: 
$$\bar{\varphi} = \frac{1}{n_0} \cdot \sum_i n_i \cdot \varphi_i$$
, где  $n_i$  – количества отсчетов на участках ГЖС,  $\varphi_i$  – средние газосодержания на участках ГЖС,  $n_0$  – общее число отсчетов.

Описанная модель реализована в системе Matlab и позволяет формировать массив отсчетов сигнала радиоизотопного преобразователя плотности для партии нефти с заданными характеристиками.

В **третьей главе** проведено исследование алгоритмов идентификации газожидкостной структуры потока товарной нефти с целью обнаружения интервалов появления в потоке свободного газа. Применение этих алгоритмов позволяет выделить в потоке интервалы протекания чистой жидкости. В этом случае среднее газосодержание в партии нефти  $\bar{\varphi}$ , при условии неизменности плотности чистой жидкости, может быть определено из соотношения:  $\bar{\varphi} = 1 - \frac{\overline{\rho_{mix}}}{\overline{\rho_{lq}}}$ , где  $\overline{\rho_{mix}}$  – средняя для всей партии плотность нефти,  $\overline{\rho_{lq}}$  – средняя плотность нефти на интервалах протекания чистой жидкости. Это же соотношение может быть выражено через величины сигналов, поступающих от детектора гамма-излучения по рассеянному каналу: 
$$\bar{\varphi} = \frac{(N_{mix} - N_{lq})}{(a + (b-1) \cdot N_{lq})}$$
, где  $N_{mix}$  и  $N_{lq}$  – средние интенсивности излучения для всей партии нефти и на интервалах протекания чистой жидкости соответственно,  $a$  и  $b$  – градуировочные коэффициенты.

Сигнал радиоизотопного преобразователя на чистой жидкости с неизменной плотностью и химическим составом представляет собой белый шум, имеющий пуассоновское распределение и АКФ в виде дельта-функции. При протекании ГЖС пуассоновский белый шум модулируется коррелированным случайным процессом изменения плотности за счет флуктуаций газосодержания в потоке. Закон распределения отсчетов сигнала радиоизотопного преобразователя на ГЖС меняется: возрастает математическое ожидание за счет уменьшения средней плотности потока, возрастает дисперсия, искажается форма кривой распределения. АКФ сигнала на ГЖС представляет собой сумму АКФ немодулированного сигнала – белого шума, обусловленного природой гамма-излучения, и АКФ модулирующего сигнала – изменения плотности за счет флуктуаций газосодержания.

Таким образом, для обнаружения свободного газа могут быть использованы две группы признаков: характеризующих изменение положения и формы кривой распределения сигнала радиоизотопного преобразователя и характеризующих изменение АКФ сигнала преобразователя.

Для выделения признаков первой группы воспользуемся разложением функции плотности распределения  $f(x)$  нормированного сигнала радиоизотопного преобразователя

$\xi(i) = (x(i) - M) / \sqrt{D}$  в ряд Грама-Шарлье по ортогональным многочленам Эрмита  $H_k(x)$  с весовой функцией  $\varphi(x) = N(0,1)$ , ограничившись несколькими первыми членами:

$$f(x) \approx \varphi(x) \cdot \left[ 1 + \frac{As}{3!} \cdot H_3(x) + \frac{Ex}{4!} \cdot H_4(x) \right],$$

где  $M, D, As, Ex$  – математическое ожидание, дисперсия,

асимметрия и эксцесс распределения сигнала радиоизотопного преобразователя  $x(i)$ . Последние четыре параметра и составили признаки первой группы.

Во вторую группу признаков вошли величины  $R(1)$  и  $r(1)$ , где

$$R(i) = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-i} (x(n) - M) \cdot (x(n+i) - M) - \text{выборочная оценка АКФ сигнала радиоизотопного преоб-}$$

разователя  $x(n)$ ,  $r(i) = R(i)/D$  – нормированная выборочная оценка АКФ.

В качестве поверхности, разбивающей многомерное пространство признаков на области, соответствующие чистой жидкости и ГЖС, использовалась гиперплоскость. Уравнение нормали к этой гиперплоскости определялось при помощи линейного дискриминанта Фишера и методом опорных векторов (vector support machine). Положение гиперплоскости определялось по критерию Неймана-Пирсона, поскольку он является равномерно наиболее мощным критерием при проверке простой гипотезы (о том, что в потоке чистая жидкость) против сложной альтернативы (о том, что в потоке ГЖС с неизвестными параметрами).

Для поиска оптимального с точки зрения информативности набора признаков для обнаружения свободного газа использовались следующие методы: перебор комбинаций из разного количества исходных признаков, объединение коррелированных признаков в один, формирование признаков из исходных методом главных компонент. Информативность набора признаков оценивалась по расстоянию Махаланобиса между одномерными распределениями статистики критерия идентификации на жидкости и на ГЖС.

Определение среднего газосодержания в партии нефти осуществлялось следующим образом. Совокупность отсчетов, полученных с радиоизотопного преобразователя плотности за время протекания партии, разбивалось на выборки. К каждой выборке применялся алгоритм идентификации газожидкостной структуры потока, в результате чего выборка относилась к одному из двух классов – чистой жидкости или ГЖС. По множеству выборок на чистой жидкости определялось среднее значение сигнала на чистой жидкости  $N_{lq}$ , а по всем выборкам в партии определялось среднее значение сигнала в партии  $N_{mix}$ . Среднее газосодержание в партии нефти определялось из соотношения  $\bar{\varphi} = (N_{mix} - N_{lq}) / (a + (b-1) \cdot N_{lq})$ .

Моделирование осуществлялось при условии, что в качестве приемника гамма-излучения используется сцинтилляционный детектор, работающий в счетном режиме и обеспечивающий подсчет импульсов с максимальной частотой до 250000 регистрируемых импульсов в секунду без просчетов. Диаметр трубопровода измерительной линии предполагался равным 0.4 м. Распределение случайного процесса изменения газосодержания моделировалось гамма распределением с параметрами  $\alpha=2, \beta=1$ .

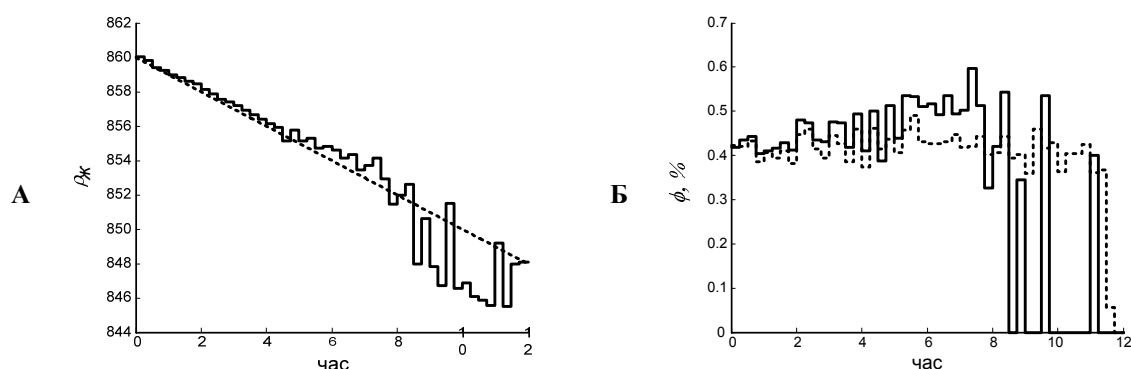
Метрологические свойства алгоритма измерения газосодержания определялись путем вычисления среднего газосодержания на партии нефти, длительностью 12 часов. Параметры погрешности измерения определялись путем обработки результатов измерения, полученных на пятнадцатиминутных интервалах.

При моделировании параметры ГЖС на всех интервалах в пределах одной партии нефти были одинаковыми. Моделировались партии нефти с вероятностью появления чистой жидкости  $P_{lq} = 0.8$  и  $0.5$ , скоростью потока в измерительной линии  $V_{flow}$ , равной 1, 2 и 5 м/с, средним газосодержанием на участках ГЖС  $\varphi = 0\%$ ,  $0.2\%$ ,  $0.5\%$ ,  $1\%$ ,  $2\%$  и  $5\%$ , параметром экспоненциальной АКФ случайного процесса изменения газосодержания  $\lambda = 10, 1$  и  $0.1$ . Кроме того, работа алгоритма при каждой комбинации параметров исследовалась при постоянной плотности чистой жидкости, линейно изменяющейся и изменяющейся по случайному закону, параметры которого были определены на основе анализа реального сигнала, полученного с вибрационного плотномера, установленного на узле учета.

Поскольку случайная погрешность измерения может быть уменьшена до приемлемого уровня путем осреднения результатов измерения, основное внимание при анализе алгоритмов уделено величине систематической погрешности измерения, которая в основном и определяет метрологические свойства алгоритма.

Очевидно, что значение абсолютной систематической погрешности измерения должно быть меньше объемной доли свободного газа в партии нефти, в противном случае коррекция показаний объемного расходомера на измеренный объем свободного газа не имеет смысла. Кроме того, систематическая погрешность должна быть равной нулю, либо отрицательной, что означает только частичную коррекцию объемного расхода нефти на измеренный объем свободного газа. Если погрешность положительна, коррекция приведет к занижению реального объема нефти, что может трактоваться как попытка мошенничества со стороны лиц, ответственных за коммерческий учет товарной нефти.

В результате исследования алгоритма идентификации газожидкостной структуры потока на основе признаков  $M, D, As, Ex, R(1), r(1)$  было выявлена сильная зависимость погрешности результатов от изменения плотности чистой жидкости, что иллюстрируется графиками на рис. 2.



**Рис. 2. Результаты измерения плотности чистой жидкости и газосодержания.**

На рис. 2. А и Б пунктиром показаны истинные значения, а сплошной линией – результаты измерения плотности жидкости и газосодержания соответственно. Как видно, по мере уменьшения

плотности чистой жидкости растет разброс и ухудшается точность результатов измерения плотности и газосодержания.

Эта зависимость обусловлена использованием выборочного среднего  $M$  в качестве одного из признаков для идентификации, поскольку  $M$  само по себе является оценкой плотности ГЖС. В то же время, при неизменной плотности жидкости при малых газосодержаниях  $M$  обладает наилучшей информативностью из всех рассмотренных признаков.

Кроме того, было выявлено, что признаки  $As$  и  $Ex$  в данном случае являются малоинформативными, в связи с недостаточностью статистики для их точной оценки. Таким образом, из рассмотрения были исключены признаки:  $M$ ,  $As$ ,  $Ex$ .

Исследование алгоритма на основе трех оставшихся признаков  $D$ ,  $R(1)$  и  $r(1)$  показало, что его основными недостатками являются большие систематические абсолютные погрешности а) при малых газосодержаниях ( $\varphi = 0.2\%$  и  $0.5\%$ ) б) при большой доле ГЖС в потоке ( $P_{lq} = 0.5$ ) в) при больших скоростях потока ( $V_{flow} = 5$  м/с). Эти недостатки обусловлены тем, что алгоритм не использует априорную информацию о разнице параметров положения распределений сигнала на чистой жидкости и ГЖС. Данный алгоритм является развитием известного ранее алгоритма на основе признаков  $D$  и  $r(1)$ , реализованного в исследовательской установке «Фактор».

В работе предложен другой подход к решению задачи идентификации, основанный на том, что изменение плотности чистой жидкости – это сравнительно медленный процесс, поэтому за короткий интервал времени плотность жидкости изменится незначительно. На этом интервале все выборки, полученные на чистой жидкости, являются однородными (т.е. принадлежащими одной генеральной совокупности), а выборки, полученные на ГЖС, этой генеральной совокупности не принадлежат. Кроме того, выборочное среднее в выборках, относящихся к чистой жидкости меньше выборочного среднего в выборках, относящихся к ГЖС, поскольку средняя плотность ГЖС ниже плотности чистой жидкости.

Этот подход реализован следующим образом. Совокупность отсчетов на партии нефти разбивается на блоки из  $N$  выборок в каждом, обрабатываемые по отдельности. Выборки внутри каждого блока анализируются последовательно, при этом проверяется гипотеза об однородности текущей анализируемой выборки и последней выборки, идентифицированной как чистая жидкость. Если выборки однородны то принимается решение, что текущая выборка получена на чистой жидкости, в противном случае выборка с бóльшим средним счетом идентифицируется как полученная на ГЖС. Простейшим вариантом реализации данного алгоритма является проверка однородности выборок по разнице средних значений отсчетов.

В ходе исследования были рассмотрены следующие статистические критерии однородности, а также сравнения параметров сдвига и разброса: Крамера-Уэлча, Фишера, Стьюдента, Вилкоксона, Сижела-Тьюки, Лемана-Розенблатта, Колмогорова-Смирнова, хи-квадрат. Для проверки гипотезы об однородности выборок использовался такой же подход, как и в рассмотренном ранее алгоритме идентификации ГЖС: статистики перечисленных критериев использовались в качестве исходных признаков, а подбор оптимального набора признаков осуществлялся по критерию максимальной информативности.

Было выявлено, что максимальной информативностью обладает комбинация статистик 4-х критериев: Стьюдента, Вилкоксона, Лемана-Розенблатта и Колмогорова-Смирнова. Однако выяс-

нилось, что статистический критерий на их основе незначительно превосходит по мощности критерий, основанный на разнице выборочных средних соседних выборок, требуя при этом несравнимо больше вычислительных ресурсов для расчета. Это связано с тем, что хотя при больших газосодержаниях ( $\varphi = 2\%$  и  $5\%$ ) информативность комбинации статистик указанных критериев значительно превышает информативность критерия, основанного на разнице выборочных средних, последний, тем не менее, обеспечивает мощность, близкую к  $100\%$ . При малых газосодержаниях ( $\varphi = 0.2\%$  и  $0.5\%$ ) преимущество комбинации критериев оказывается несущественным и не приводит к росту мощности итогового критерия обнаружения, в результате чего метрологические характеристики алгоритма, использующего комбинацию статистик критериев однородности, и алгоритма, основанного на разнице выборочных средних, оказались сходными.

Исследование алгоритма, использующего критерий однородности на основе разницы выборочных средних, показало, что во всех случаях, когда алгоритм, на основе признаков  $D$ ,  $R(1)$  и  $r(1)$  показывал неудовлетворительные результаты, систематические погрешности измерения удалось существенно уменьшить. В качестве недостатка данного алгоритма можно отметить большие систематические погрешности при высокой скорости потока ( $V_{flow} = 5$  м/с) при большой доле ГЖС в потоке ( $P_{lq} = 0.5$ ).

Дальнейшее совершенствование алгоритма обнаружения свободного газа основано на предложенной в работе методике оценки среднего значения сигнала на чистой жидкости по выборкам отсчетов сигнала с использованием порядковых статистик. Данная методика состоит в следующем. Предположим, что исходная выборка получена на чистой жидкости, что подразумевает ее принадлежность к генеральной совокупности, имеющей распределение Пуассона. Выборка разбивается на группы из  $N_l$  отсчетов. В каждой группе определяется 1-я порядковая статистика, т.е. минимальный отсчет, и из них составляется новая выборка. Выборочные средние исходной и новой выборок,  $M_1$  и  $M_2$  соответственно, связаны соотношением  $M_1 \approx M_2 + k_1 \cdot \sqrt{M_2} + k_1^2 / 2$ , где коэффициент  $k_1$  зависит от  $N_l$  и может быть найден опытно как  $k_1 = (M_1 - M_2) / \sqrt{M_1}$ .

Если в исходной выборке имеется некоторая часть отсчетов, полученных на ГЖС, то поскольку значения таких отсчетов в среднем больше значений отсчетов на жидкости, минимальный отсчет в группе из  $N_l$  отсчетов вероятнее всего окажется отсчетом на чистой жидкости. В результате присутствие в выборке отсчетов, полученных на ГЖС, не повлияет на величину искомой оценки.

Данная идея использована в следующем алгоритме идентификации газожидкостного состояния потока. Партия нефти разбивается на блоки из  $N$  выборок в каждом, обрабатываемых по отдельности. Оценка счета на чистой жидкости  $M_1$  в текущем блоке производится описанным выше способом. Если все выборки в блоке получены на чистой жидкости, то выборочные средние  $(1-\alpha)$ -доли от всех выборок в блоке должны попасть в интервал  $(-\infty, M_1 + t_{1-\alpha} \cdot \sigma_s)$ , где  $t_{1-\alpha}$  –  $(1-\alpha)$ -квантиль распределения  $N(0,1)$ ,  $\sigma_s = 1/\sqrt{n \cdot M_1}$ ,  $n$  – размер выборки. Для каждой выборки из блока проверяется условия принадлежности выборочного среднего  $m$  указанному интервалу:  $m < M_1 + t_{1-\alpha} \cdot \sigma_s$ . Выборки, не удовлетворяющие этому условию, идентифицируются как полученные на ГЖС и из дальнейшего рассмотрения исключаются. С оставшимися выборками данная по-

следовательность действий повторяется до тех пор, пока количество исключаемых на очередном шаге выборок не станет равным нулю.

Исследование описанного алгоритма показало, что его метрологические характеристики лучше, чем у рассмотренных ранее алгоритмов на основе проверки однородности соседних выборок. В частности уменьшились систематические погрешности при большой доле ГЖС в потоке ( $P_{lq} = 0.5$ ).

В следующей таблице приведены оценки значений систематических абсолютных погрешностей  $\Delta\varphi$  для данного алгоритма при различных скоростях потоках  $V_{flow}$  и доле чистой жидкости  $P_{lq}$  в потоке. Эти величины иллюстрируют максимальную теоретически достижимую точность измерения

*Таблица.  
Значения систематических абсолютных погрешностей измерения объемной доли свободного газа в товарной нефти.*

	$P_{lq} = 0.8$	$P_{lq} = 0.5$
$V_{flow} = 1 \text{ м/с}$	$\Delta\varphi = -0.01\%$	$\Delta\varphi = -0.04\%$
$V_{flow} = 2 \text{ м/с}$	$\Delta\varphi = -0.02\%$	$\Delta\varphi = -0.07\%$
$V_{flow} = 5 \text{ м/с}$	$\Delta\varphi = -0.02\%$	$\Delta\varphi = -0.10\%$

среднего газосодержания в партии нефти при использовании данного алгоритма идентификации газожидкостного состояния потока и при описанных выше параметрах моделирования сигнала радиоизотопного преобразователя на партии нефти.

Видно, что с ростом скорости потока погрешность измерения увеличивается (это особенно заметно при  $P_{lq} = 0.5$ ).

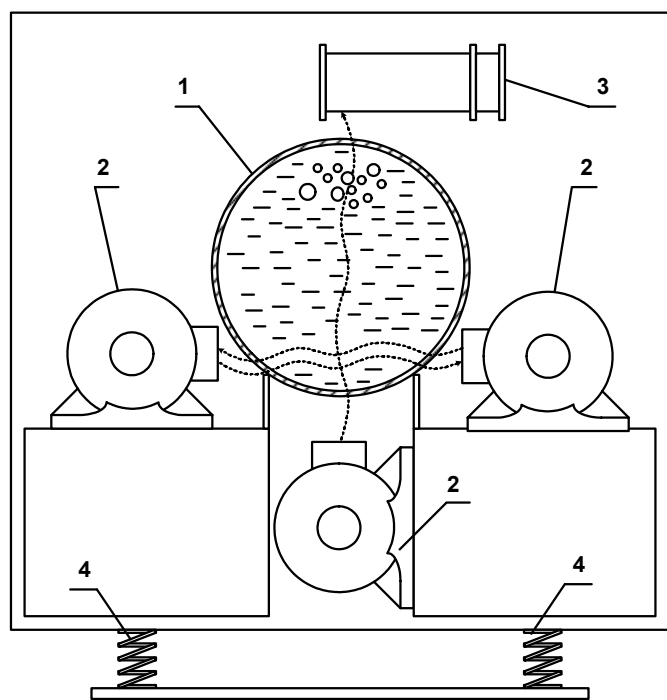
При средней объемной доле свободного газа в товарной нефти 0.2–0.5%, зафиксированной при исследовании потоков товарной нефти, коррекция показаний объемного расходомера на объем свободного газа, измеренный с абсолютной погрешностью, указанной в таблице, позволяет существенно снизить методическую погрешность измерения расхода, связанную с присутствием в товарной нефти свободного газа.

В четвертой главе приведены результаты разработки ИИС для измерения объемной доли свободного газа в товарной нефти, при разработке которой были использованы предложенные в работе алгоритмы. На основании результатов исследования характеристик алгоритмов обнаружения свободного газа, автором было разработано программное обеспечение для серийно изготавливаемых радиоизотопных ИИС РИСГН-1-400 и РИСГН-1-250, предназначенных для бесконтактного измерения процентного содержания свободного газа в нефти в измерительных линиях ДУ-250 и ДУ-400 в системе измерения количества нефти при приеме-сдаче нефти между предприятиями, осуществляющими добычу, транспортировку и потребление товарной нефти.

Эти ИИС измеряют объемную долю свободного газа в диапазоне от 0 до 0.04 с основной допускаемой абсолютной погрешностью измерения с доверительной вероятностью  $P_{довер} = 0.95$ , составляющей  $\pm 0.002$  объемных долей. Результатом измерения является усредненное за 15 минут содержание свободного газа в потоке в измерительной линии.

В состав ИИС входит радиоизотопный первичный преобразователь, который устанавливается на измерительной линии узла учёта нефти (рис. 3), и устройство для обработки информации, расположенное в операторской узла учета, связанные по интерфейсу RS-485. Устройство обработки информации производит необходимые расчеты, обеспечивает индикацию результатов измерения, а также их передачу в информационную систему потребителя по протоколу ModBus.





**Рис. 3. Устройство измерительного преобразователя ИИС серии РИСГН.**

линией установлен один сцинтилляционный блок детектирования гамма-излучения 3 типа ГЖРА.467749.002 на основе сцинтилляционного кристалла NaJ(Tl) и фотоэлектронного умножителя типа ФЭУ-115М.

Данные ИИС были разработаны и изготовлены по заказу АК «Транснефть» и в 2004 году прошли эксплуатационные испытания, по результатам которых федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии был выдан сертификат №20220 об утверждении типа радиоизотопных измерителей свободного газа в нефти РИСГН-1 (модификаций РИСГН-1-400 и РИСГН-1-250), который зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 288/6-05 и допущен к применению в Российской Федерации.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. Разработана новая имитационная математическая модель сигнала радиоизотопного преобразователя плотности на потоке товарной нефти, содержащей свободный газ, отражающая характерные особенности реального потока.

2. Разработан ряд алгоритмов идентификации гидродинамической структуры потока товарной нефти и измерения содержания свободного газа:

- на основе оценок коэффициентов разложения функции плотности распределения сигнала в ряд Грама-Шарлье;
- на основе критериев однородности выборок сигнала;
- на основе порядковых статистик выборок сигнала.

3. На тестовых данных, сформированных при помощи имитационной математической модели сигнала, проведено сравнительное исследование указанных алгоритмов и выявлен алгоритм, имеющий наилучшие метрологические свойства. Выбраны оптимальные параметры его ра-

Конструктивно измерительный преобразователь представляет собой прямоугольную разборную раму (рис. 3), которая монтируется непосредственно на измерительной линии 1. Внутри рамы установлены два блока гамма-излучения 2 типа БГИ-75А на основе радионуклида Cs<sup>137</sup> (активностью 6.67·10<sup>10</sup> Бк), пучки излучения которых, направленные навстречу друг другу, формируют поле рассеянного излучения, охватывающее все поперечное сечение трубопровода. Третий блок БГИ-75А, пучок излучения которого “просвечивает” трубопровод по вертикальному диаметру, предназначен для формирования сигнала прямого излучения, который используется при периодической поверке измерительного преобразователя. В верхней части рамы над измерительной

линией установлен один сцинтилляционный блок детектирования гамма-излучения 3 типа

ГЖРА.467749.002 на основе сцинтилляционного кристалла NaJ(Tl) и фотоэлектронного умножителя типа ФЭУ-115М.

Данные ИИС были разработаны и изготовлены по заказу АК «Транснефть» и в 2004 году прошли эксплуатационные испытания, по результатам которых федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии был выдан сертификат №20220 об утверждении типа радиоизотопных измерителей свободного газа в нефти РИСГН-1 (модификаций РИСГН-1-400 и РИСГН-1-250), который зарегистрирован в Государственном реестре средств измерений под № 288/6-05 и допущен к применению в Российской Федерации.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. Разработана новая имитационная математическая модель сигнала радиоизотопного преобразователя плотности на потоке товарной нефти, содержащей свободный газ, отражающая характерные особенности реального потока.

2. Разработан ряд алгоритмов идентификации гидродинамической структуры потока товарной нефти и измерения содержания свободного газа:

- на основе оценок коэффициентов разложения функции плотности распределения сигнала в ряд Грама-Шарлье;
- на основе критериев однородности выборок сигнала;
- на основе порядковых статистик выборок сигнала.

3. На тестовых данных, сформированных при помощи имитационной математической модели сигнала, проведено сравнительное исследование указанных алгоритмов и выявлен алгоритм, имеющий наилучшие метрологические свойства. Выбраны оптимальные параметры его ра-

боты, выбран режим работы детектора гамма-излучения, определено значение погрешности измерения газосодержания, которую обеспечивает данный алгоритм.

4. Разработано программное обеспечение новой ИИС РИСГН-1 для измерения содержания свободного газа в потоках товарной нефти, реализующее предложенный в диссертационной работе алгоритм измерения.

5. ИИС РИСГН-1 изготовлена, сертифицирована и введена в тестовую эксплуатацию. Внедрение данной ИИС позволило повысить точность коммерческого учета товарной нефти за счет уменьшения методической погрешности измерения, связанной с присутствием в товарной нефти свободного газа.

### ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ ИЗЛОЖЕНО В СЛЕДУЮЩИХ ПУБЛИКАЦИЯХ:

1. Газин Д.И. Проблема обнаружения свободного газа в товарной нефти и пути ее решения / Д.И. Газин, В.А. Кратиров // Микропроцессорные средства измерений. Сборник трудов. СПб.: Нестор. – 2003. – Вып. III. – с. 22–25.

2. Газин Д.И. Основные принципы моделирования сигнала радиоизотопного первичного измерительного преобразователя при измерении параметров неомогенных сред / Д.И. Газин, Б.С. Брагин // Проблемы автоматизации и управления в технических системах. Труды международной научно-технической конференции. – Пенза: инф.-изд. центр ПГУ, 2004. с. 255–258.

3. Состояние проблемы измерения содержания свободного газа в нефтегазовых смесях радиоизотопным методом / Д.И. Газин [и др.] // Коммерческий учет энергоносителей. Труды 21-й Международной научно-практической конференции. – С-Пб, 2005. – с. 460-463.

4. Измерение содержания свободного газа в нефтегазовых смесях радиоизотопным методом / Д.И. Газин [и др.] // Датчики и системы. – 2006. – №1. – с. 38-40.

5. Газин Д.И. Современные радиоизотопные средства измерения содержания свободного газа в потоках товарной нефти / Д.И. Газин, В.А. Кратиров // Коммерческий учет энергоносителей. Материалы 24-й Международной научно-практической конференции. – С-Пб, 2006. – с. 418-427.

---

Газин Дмитрий Игоревич

Информационно-измерительная система для определения содержания свободного газа в потоках товарной нефти  
на основе радиоизотопного преобразователя плотности.

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук.

Подписано в печать 26.09.2007. Заказ № 1004/01/-R

Формат 60x90/16. Усл. печ. л. 1. Тираж 100 экз.

ЦКЦ «Восстания 1», Санкт-Петербург, ул. Восстания, д.1.