A 65!-39.96.
A-406

ՀՀ ԿՐԹՈՒԹՅԱՆ ԵՎ ԳԻՏՈՒԹՅԱՆ ՆԱԽԱՐԱՐՈՒԹՅՈՒՆ

ՀԱՅԱՍՏԱՆԻ ՊԵՏԱԿԱՆ ՃԱՐՏԱՐԱԳԻՏԱԿԱՆ ՀԱՄԱԼՍԱՐԱՆ

Հակոբյան Արտաշես Ռոբերտի

ՆԱՎԹԱՄԹԵՐՔԻ ՔԱՆԱԿԱԿԱՆ ՀԱՇՎԱՌՄԱՆ ԱՎՏՈՄԱՏԱՑՎԱԾ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ ՄԱԹԵՄԱՏԻԿԱԿԱՆ ՄՈԴԵԼՆԵՐԻ ԵՎ ԱԼԳՈՐԻԹՄՆԵՐԻ ՄՇԱԿՈՒՄԸ

Ե.11.16 - «Ինֆորմացիոն չափիչ համակարգեր»
մասնագիտությամբ տեխնիկական գիտությունների թեկնածուի գիտական
աստիճանի հայցման ատենախոսության

ՍԵՂՄԱԳԻՐ

ԵՐԵՎԱՆ - 2004

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ИНЖЕНЕРНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ АРМЕНИИ

Акопян Арташес Робертович

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ И АЛГОРИТМОВ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ КОЛИЧЕСТВЕННОГО УЧЁТА НЕФТЕПРОДУКТОВ

АВТОРЕФЕРАТ

диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности:
05.11.16 – “Информационно-измерительные системы”

ЕРЕВАН - 2004

© National Library of Armenia OCR by Portmind

Ատենախոսության թեման հաստատվել է Հայաստանի Պետական Ճարտարագիտական Համալսարանում:

Գիտական ղեկավար՝ տ.գ.դ., պրոֆ. Ս.Գ. Կյուրեղյան

Պաշտոնական ընդդիմախոսներ՝ տ.գ.դ. Գ.Վ.Բերբերյան

տ.գ.թ. Ռ.Ի.Գրիգորյան

Առաջատար կազմակերպություն՝ "Էլեկտրոնային Ավտոմատ Սարքեր" ՓԲԸ

Ատենախոսության պաշտպանությունը տեղի կունենա 2004 թ.-ի հունիսի 25-ին, ժամը 14^{00}-ին ՀՊՃՀ 032 Մասնագիտական խորհրդի նիստում (հասցեն՝ 375009, Երևան, Տերյան փ., 105, 17 մասնաշենք):

Ատենախոսությանը կարելի է ծանոթանալ ՀՊՃՀ-ի գրադարանում:

Սեղմագիրն առաքված է 2004թ.-ի մայիսի 24-ին:

032 Մասնագիտական խորհրդի
գիտական քարտուղար տ.գ.դ., պրոֆ. Ս.Հ. Սիմոնյան

Тема диссертации утверждена в Государственном Инженерном Университете Армении.

Научный руководитель: д.т.н., проф. С.Г. Кюрегян

Официальные оппоненты: д.т.н. Г.В.Берберян

к.т.н. Р.И.Григорян

Ведущая организация: ЗАО "Электронные Автоматические Оборудования"

Защита диссертации состоится 25 июня 2004г. в 14^{00} на заседании Специализированного совета 032 в ГИУА (адрес: 575009, г. Ереван, ул. Теряна, 105, корпус 17).

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ГИУА.
Автореферат разослан 24 мая 2004г.

Ученый секретарь
специализированного совета 032
д.т.н., проф. С.О. Симонян

Գրադարան
2345-2004

ОБЩЕЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Актуальность работы. Современное развитие информационных и телекоммуникационных технологий, модульность их аппаратного и программного обеспечения позволяют оперативно разрабатывать и внедрять автоматизированные информационно-измерительные системы (ИИС) учёта нефтепродуктов (НП) на разных сетевых уровнях нефтяной компании, обеспечивающие мониторинг товарных и денежных потоков как на отдельной АЗС, нефтебазе, так и в региональных центрах иерархической сети, включающей центральный офис компании. На уровне управления технологическим процессом, обработки, передачи и отображения данных, эти задачи успешно решаются многочисленными отечественными разработчиками автоматизированных систем и вполне соответствуют современному уровню развития сетевых технологий, защиты информации, скорости обработки и передачи данных, стандартизации форматов файлов, экранных форм и т.п.

Однако, на уровне достоверности учетных данных, начиная от измерений количества НП при приёме, хранении и отпуске, до оформления документов первичной материальной отчётности, на основе которых производится бухгалтерский учёт предприятий нефтепродуктообеспечения, существуют значительные проблемы, что, в основном, связано с отсутствием соответствующей нормативной базы, единого терминологического, математического и алгоритмического обеспечения автоматизированных систем учета НП.

До настоящего времени, учет НП при приемо-сдаточных операциях регламентируется нормативными документами 70-80 годов, которые экономически ориентированы на одного собственника товара – государство, а технически – на ручные методы измерения, не учитывают современные достижения информационно-измерительной науки и техники и не соответствуют сложившимся рыночным отношениям в экономике.

Сфера нефтепродуктообеспечения является наиболее рентабельным и динамично развивающимся сектором экономики Республики – важнейшим источником налоговых поступлений, объективность которых зависит от корректности учетных операций, проводимых на предприятиях нефтепродуктообеспечения, выполняющих функции транспортирования, хранения и реализации нефтепродуктов, что определяет актуальность и значимость исследований по разработке математического и алгоритмического обеспечения автоматизированных систем количественного учета нефтепродуктов.

Целью диссертационной работы является разработка математических моделей методов измерения количества НП и алгоритмов их реализаций при проведении торговых, сменных, инвентаризационных и государственных учетных операций.

Объектами исследований являются предприятия нефтепродуктообеспечения, современное состояние и проблемы автоматизации учетных операций на отечественные и международные нормативные документы, регламентирующие терминологическое, метрологическое, математическое и алгоритмическое обеспечение учета количества НП.

Методы исследования основаны на применении теорий погрешностей, автоматического управления и оптимизации, основных положений вычислительной математики и дифференциального исчисления.

© National Library of Armenia

Научная новизна диссертационной работы заключается в следующем:

1. Оценка адекватности нормативного метрологического и технологического обеспечения учетных операций количества НП произведена на основе анализа существующих методов, средств и стандартов учета НП.
2. Математические модели (ММ) процесса измерений, представленного, в соответствии с теорией автоматического управления, последовательно соединенными звеньями: объектом и средством измерения, взаимодействие которых происходит под воздействием влияющих величин, характеризующих условия измерения.
3. Теоретическое обоснование ММ и методов расчета погрешности измерений при учетных операциях.
4. Разработка метода автоматической градуировки резервуара в штатном режиме проведения учетных операций отпуска НП.

Практическая значимость полученных результатов:

1. Классификация известных методов измерения массы НП с выводом ММ расчета результатов измерений.
2. Вывод метрологических характеристик горизонтальных и вертикальных цилиндрических резервуаров, позволяющих нормировать резервуары измерения количества НП, в соответствии с требованиями предъявляемыми Законом «Об обеспечении единства измерений» к средствам измерений сферы государственного контроля и надзора.
3. Математическое и алгоритмическое обеспечение процессов измерений, реализуемых автоматизированными системами.
4. Гармонизация функции приведения объема и плотности НП международного стандарта API 2540.
5. Разработка алгоритма оптимального распределения НП в резервуарном парке с целью минимизации энергозатрат и погрешности учетных операций.
6. Алгоритмическое обеспечение градуировки резервуаров в режиме штатной эксплуатации.

Внедрение. Теоретические и практические результаты работы использованы при разработке Правил, Инструкций (Приложение 1) и систем коммерческого учета нефтепродуктов, внедренных на комплексных объектах нефтепродуктообеспечения – АЗС с пунктами налива - проекта «Московское кольцо» по обеспечению Москвы и Московской области моторным топливом, поступающим по отводам с Московского кольцевого нефтепродуктопровода, что подтвержденно Актами о внедрении научно-практических результатов работы (Приложение 2).

Апробация полученных результатов работы состоялась при обсуждении докладов на научно-технических конференциях и семинарах: Конгресс нефтегазопромышленников России (Уфа 1997), научно-техническая конференция главных метрологов нефтяной отрасли России (Казань 1998), Международные научно-технические конференции «Вычислительные науки и информационные технологии» (Ереван 1999), «Метрологическое обеспечение учета энергоресурсов» (Москва 1999, Сочи 2001, 2002, Звенигород 2003), научно-технический семинар «Автоматизация управления сетью АЗС» (Москва 2003).

Публикации. Основные результаты диссертации опубликованы в 10 научных работах.

Объем и структура диссертации. Работа состоит из предисловия, 4-х глав,

заключения, списка использованной литературы, содержащего 103 наименования, двух приложений. Диссертация написана на русском языке, основной текст изложен на 136 страницах, где представлены 19 рисунков и 3 таблицы.

Основные положения выносимые на защиту:

1. Определение, терминологическое обеспечение и классификация учетных операций, объектов, средств и методов измерений.
2. ММ процесса прямых и косвенных измерений, с учетом влияния характеристик объекта, средства и условий измерений на значение учитываемого показателя.
3. Математическое и алгоритмическое обеспечение процессов измерений, реализуемых автоматизированными системами коммерческого учета (АСКУ) НП.
4. Алгоритм учетных операций, основанный на методах обработки "неравноточных результатов измерений" теории погрешностей.
5. Практические результаты внедрения разработанного математического и алгоритмического обеспечения автоматизированных систем количественного учета НП на комплексных объектах нефтепродуктообеспечения - АЗС с пунктом налива проекта – "Московское кольцо".

КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, приведены основные научные и практические результаты, ее краткое содержание.

В первой главе ***"Анализ состояния и проблем автоматизации учетных операций на предприятиях нефтепродуктообеспечения "*** описано современное нормативное и техническое состояние учета нефтепродуктов. Указано на отсутствие единого терминологического обеспечения учетных операций, в связи с чем приводятся, необходимые при разработке автоматизированных систем предприятий нефтепродуктообеспечения, основные термины и определения сферы количественного товарного учета, описанные и обоснованные в [1], [2].

Учетная операция (УО) – измерительно-вычислительный процесс, результат которого, вычисляется алгоритмом УО по результатам измерений количества учитываемого товара, нормативных потерь и вносится в первичный документ материальной отчетности.

Результатом УО (РУ) являются следующие показатели:

- количество товара, по которому производится расчет между сдающей и принимающей сторонами;
- нормативные недостачи или излишки, подлежащие соответственно списанию на издержки производства или оприходованию;
- сверхнормативные недостачи или излишки, подлежащие соответственно возмещению или оприходованию в законодательном порядке.

Алгоритм УО (АУ) - последовательность логических и математических действий, производимых над исходными данными результатов измерения количества учитываемого товара сдающей и принимающей сторонами. и нормативными потерями, с выходными показателями РУ.

Результат измерений УО (РИ) значения и погрешности измерения учитываемого показателя товара двумя (двухсторонние УО) сторонами УО или одной

© National Library of Armenia

(односторонние УО) стороной УО.

Нормативные количественные потери - регламентированное нормативными документами уменьшение количества товара (при сохранении качества в пределах требований нормативных документов, регламентирующих качество товара) при его хранении или перемещении во времени и в пространстве от СИ сдающей стороны до СИ принимающей стороны, являющееся следствием физико-химических свойств товара, воздействия метереологических факторов и несовершенства существующих технических средств сохранности товара.

Границей УО является, обусловленная договором поставки товара, пространственно-временная точка проведения УО, относительно которой рассчитываются нормативные потери до СИ сдающей и принимающей сторон.

Первичный документ материальной отчетности (ДМО) - документ нормативной формы, подтвержденный подписями уполномоченных представителей сторон, содержащий: показатели РУ; дополнительную информацию о сторонах; условиях проведения УО; исходных и промежуточных показателях АУ.

Субъект УО (СУ) – нормативный количественный показатель товара. В странах СНГ СУ количества нефтепродуктов при всех УО, кроме УО реализации на АЗС, принята масса, выраженная в кг или тоннах, а в западных странах – объем.

Измерение СУ – преобразование средством измерения (СИ) фактического размера СУ, соответствующего рабочим условиям нахождения ОИ при измерении, в показание СИ, считанное с показывающего устройства.

По составу сторон, мотивации и документам материальной отчетности УО терминологически разделяются на 4 группы:

1. **Торговая учетная операция (ТУО)** – УО, проводимая между продавцом, комитентом, арендодателем (сдающая сторона) и, соответственно, покупателем, комиссионером, арендатором (принимающая сторона) с целью расчета взаиморасчетного количества товара, нормативных и сверхнормативных потерь и излишков, прибылей и налоговых отчислений, ДМО которой является акт приема-сдачи.
2. **Инвентаризационная учетная операция (ИУО)** – УО, проводимая между должностным лицом, ответственным за сохранность товара на объекте (сдающая сторона), и комиссией, назначенной приказом или распоряжением вышестоящего руководства (принимающая сторона), с целью определения фактического остатка товара на складе предприятия на время инвентаризации для бухгалтерского учета остатка, списаний и оприходований нормативных недостач и излишков, а также взысканий с материально ответственных лиц и оприходования сверхнормативных недостач и излишков, накопившихся за межинвентаризационный период, ДМО которой является акт инвентаризации.
3. **Сменная учетная операция (СУО)** – УО, проводимая между ответственным за сохранность товара - оператором, бригадиром предыдущей смены - (сдающая сторона) и ответственным заступающей смены (принимающая сторона), с целью определения на время пересменки фактического остатка, недостач или излишков товара на складе предприятия и оформления заявки на поставку необходимого для бесперебойной работы предприятия количества товара, ДМО которой является сменный отчет.
4. **Государственная учетная операция (ГУО)** – УО, проводимая с целью государственного контроля между должностным лицом, ответственным за корректность УО (сдающая сторона) и представителем государственных инспектирующих органов:

налоговых, Нацстандарта, следственных, арбитражных (принимающая сторона), при котором установление факта и размеров сверхнормативных недостач или излишков товара при приеме, хранении и реализации, является основанием для материальных, административных и уголовных санкций, ДМО которой являются: акт госинспекции, следственные протоколы и т.п.

Определение УО, как «измерительно-вычислительный процесс», подчеркивает первичность измерений в процессе УО и зависимость достоверности РУО от погрешностей измерений.

На рис. 1 представлены реальный процесс преобразования размеров СУ (серый фон) и ММ процесса измерения, описывающая процесс преобразования числовых значений СУ.

В соответствии с теорией автоматического регулирования, ММ процесса измерения СУ формализуется двумя последовательными звеньями: ***средством измерения*** – СИ и ***объектом измерения*** - ОИ [3], [7].

СИ, умножением на <u>номинальную функцию влияния</u> - Ψ_Q, преобразует <u>считанное числовое значение</u> – q_Ψ СУ с показывающего устройства (ПУ) в рабочих условиях измерения - УИ$_\Psi$, когда влияющие на СИ величины, измеренные вспомогательными СИ (вСИ$_{i_\Psi}$) имеют рабочие значения - x_{i_Ψ}; $i_\Psi = \overline{1,\kappa}$, в <u>фактическое числовое значение</u> – q СУ, считанное с ПУ в нормальных условиях измерения – УИ$_{н\Psi}$, когда влияющие величины имеют номинальные значения $x_{н i_\Psi}$; $i_\Psi = \overline{1,\kappa}$:

$$q = q_\Psi \cdot \Psi_Q(h_ф, x_{i_\Psi}; i_\Psi = \overline{1,\kappa}), \qquad (1)$$

где $h_ф$ - фактическое числовое значение свойственной СИ величины (известной как «физический параметр», размер которой хранится в запоминающем устройстве (ЗУ)) с функцией влияния - $\Psi_{H_ф}(h_ф, x_{i_\Psi}; i_\Psi = \overline{1,\kappa})$, связанное с фактическим числовым значением q СУ одноаргументной функцией преобразования, представленной формулой - $q = f_q(h_ф)$ физики, геометрии и других наук.

ОИ, умножением на <u>номинальную функцию приведения</u> - F_Q, преобразует <u>фактическое числовое значение</u> – q СУ в рабочих условиях нахождения ОИ - УИ$_F$, когда влияющие на ОИ величины, измеренные вспомогательными СИ (вСИ$_{i_F}$) имеют рабочие значения - x_{i_F}; $i_F = \overline{1,n}$, в <u>нормальное числовое значение</u> – $q_н$ СУ в нормальных условиях нахождения ОИ – УИ$_{н\Psi}$, когда влияющие величины имеют номинальные значения $x_{н i_F}$; $i_F = \overline{1,n}$:

$$q_н = q \cdot F_Q(q_{н_ф}, x_{i_F}; i_F = \overline{1,n}); \qquad (2)$$

где $q_{н_ф}$ - нормальное числовое значение свойственной ОИ величины с функцией приведения - $F_{Q_ф}(q_{н_ф}, x_{i_F}; i_F = \overline{1,n})$, связанное с нормальным числовым

© National Library of Armenia

значением $q_н$ СУ одноаргументной функцией связи, представленной формулой - $q_н = f_{q_н}(q_{н_ф})$ физики, геометрии и других наук.

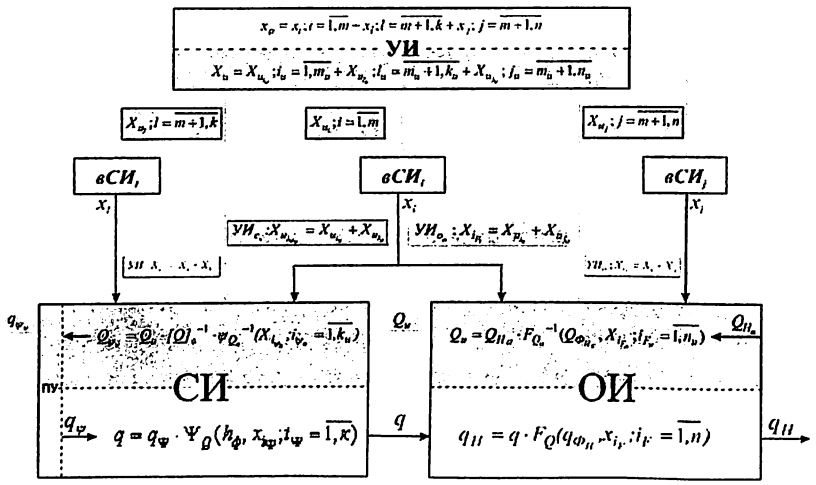

Рис.1 Математическая модель процесса измерения

Номинальное множество - X_p существенно влияющих на процесс измерения и учтенных в ММ величин, можно представить суммой подмножеств:

$$X_p; p=\overline{1,к+n-m} = X_i; i=\overline{1,m} + X_j; j=\overline{m+1,n} + X_l; l=\overline{m+1,к}$$

- X_i однородных величин, влияющих одновременно на ОИ и СИ;
- X_j объектных величин, влияющих только на ОИ;
- X_l основных величин, влияющих только на основное СИ.

Метод измерения нормального значения – $q_н$ СУ объекта прямого измерения – ОИ средством прямого измерения – СИ назван прямым методом, реализующим преобразование считанного значения - q_Ψ в нормальное значение – $q_н$ посредством умножения – q_Ψ на номинальную функцию прямого измерения - G_Q:

$$q_н = q_\Psi \cdot G_Q(h_ф, q_{н_ф}, x_p; p=\overline{1,к+n-m}) = q_\Psi \cdot \Psi_Q \cdot F_Q \qquad (3)$$

равную произведению номинальных функций влияния - Ψ_Q и приведения - F_Q.

Из выражений (1) и (3) следует требование к сертификатам типа ОИ и СИ, участвующих в УО: если учету подлежит (является номинальным) нормальное значение - $q_н$ СУ, то сертификат ОИ должен содержать функцию приведения - F_Q, а

сертификат СИ – функцию влияния - Ψ_Q; если же номинальным является фактическое значение – q СУ, то достаточно нормировать функцию влияния СИ.

Приведены ММ расчета относительных погрешностей - δq, $\delta q_н$ измерений прямым методом номинальных значений – q, $q_н$ СУ:

$$\delta q = \delta q_O + \delta q_\Psi + \delta q_{i_\Psi} = \delta q_O + \delta q_{\partial_\Psi} \qquad (4)$$

$$\delta q_н = \delta q_O + \delta q_\Psi + \delta q_F + \delta q_i + \delta q_l + \delta q_j = \delta q + \delta q_{\partial_F} = \delta q_O + \delta q_{\partial_G} \qquad (5)$$

где δq_O - относительная основная погрешность СИ;

$\delta q_\Psi = \beta_0(\Delta h_ф + \Delta h_И)$, $\delta q_F = \alpha_0(\Delta q_{н_ф} + \Delta q_И)$ - погрешности, обусловленные погрешностями $\Delta h_ф$, $\Delta q_{н_ф}$ измерения значений $h_ф$, $q_{н_ф}$ и (при неявных функциях $\Psi_{Q_ф}$ и $F_{Q_ф}$) погрешностями итерации значений $h_ф$, $q_{н_ф}$;

$\delta q_{i_\Psi} = \sum_{i_\Psi=1}^{к} \beta_{i_\Psi} \Delta x_{i_\Psi}$, $\delta q_{i_F} = \sum_{i_F=1}^{n} \beta_{i_F} \Delta x_{i_F}$ - погрешности, обусловленные погрешностями вСИ: Δx_{i_Ψ} - вСИ $_{i_\Psi}$; Δx_{i_F} - вСИ $_{i_F}$;

$\delta q_{i_G} = \sum_{i=1}^{m} (\alpha_i + \beta_i)\Delta x_i + \sum_{l=m+1}^{к} \beta_l \Delta x_l + \sum_{j=m+1}^{n} \alpha_j \Delta x_j$ - погрешность, обусловленная погрешностями всех вСИ: Δx_i - вСИ$_i$; Δx_l - вСИ$_l$; Δx_j - вСИ$_j$;

$\delta q_{\partial_\Psi} = \delta q_\Psi + \delta q_{i_\Psi}$, $\delta q_{\partial_F} = \delta q_F + \delta q_{i_F}$, $\delta q_{\partial_G} = \delta q_{\partial_\Psi} + \delta q_{\partial_F}$ - дополнительные погрешности, обусловленные погрешностями измерений аргументов функций влияния - Ψ_Q, приведения – F_Q и измерения - G_Q;

$\beta_{i_\Psi} = \frac{\partial \Psi_Q}{\partial x_{i_\Psi}} \Psi_Q^{-1}[X_{i_\Psi}]^{-1}$; $\beta_0 = \frac{\partial \Psi_Q}{\partial h_ф} \Psi_Q^{-1}[H_ф]^{-1}$ - коэффициенты влияния аргументов функции влияния - Ψ_Q: X_{i_Ψ} и $H_ф$;

$\alpha_{i_F} = \frac{\partial F_Q}{\partial x_{i_F}} F_Q^{-1}[X_{i_F}]^{-1}$, $\alpha_0 = \frac{\partial F_Q}{\partial q_{н_ф}} F_Q^{-1}[Q_ф]^{-1}$ - коэффициенты влияния аргументов функции приведения - F_Q: X_{i_F} и $Q_ф$.

Дано определение средства косвенного измерения (СкИ) как технического средства, конструктивно составленного из измерительного преобразователя (ИП) входной величины - Q в выходные величины - H_c; $c=\overline{0,d}$ других величин посредством эмпирической функции преобразования:

$$q = f_q(h_c; c=\overline{1,d}), \qquad (6)$$

представленной в ЗУ ИП таблицей либо номограммой и d СИ$_c$, измеряющих выходные величины ИП.

Эквивалентная функции влияния - Ψ_Q средства прямого измерения – СИ,

© National Library of Armenia

функция влияния - $\Psi_{Q_к}$ средства косвенного измерения – СкИ представлена в виде:

$$\Psi_{Q_к} = 1 + \Psi_{Q_к} \sum_{i_\Psi=1}^{к} \beta_{к_{i_\Psi}} \cdot x_{i_\Psi} \Delta = 1 + \Psi_{Q_к} \sum_{c=1}^{d} K_{\phi_c} \cdot \sum_{i_\Psi=1}^{к} \beta_{c_{i_\Psi}} \cdot x_{i_\Psi} \Delta \qquad (7)$$

где $K_{\phi_c} = \frac{\partial f_q}{\partial h_{\Psi c}} \frac{h_{\Psi c}}{q_\Psi}$ - коэффициент формы функции преобразования по $h_{\Psi c}$;

$\beta_{к_{i_\Psi}} = \sum_{c=1}^{d} K_{\phi_c} \cdot \beta_{к_{c i_\Psi}}$ - коэффициент влияния величины X_{i_Ψ} на Q;

$\beta_{c_{i_\Psi}} = \beta_{ИП_{c i_\Psi}} + \beta_{СИ_{c i_\Psi}}$ - коэффициенты влияния величины X_{i_Ψ} СкИ на H_c, равный сумме коэффициентов влияния ИП - $\beta_{ИП_{c i_\Psi}}$ и СИ$_c$ - $\beta_{СИ_{c i_\Psi}}$.

Погрешность СкИ равна сумме погрешностей ИП и СИ$_c$:

$$\delta q_к = \delta q_{Э_{ИП}} + \delta q_{B_{ИП}} + \sum_{c=1}^{d} K_{\phi_c} (\delta h_{Э_{ИПc}} + \delta h_{B_{ИПc}} + \delta h_{O_{СИ_c}} + \sum_{i_\Psi=1}^{к} \beta_{c_{i_\Psi}} \Delta x_{i_\Psi}) \qquad (8),$$

где $\delta q_{Э_{ИП}}, \delta h_{Э_{ИПc}}$ - погрешности эталонных СИ$_Э$ передающих ЗУ ИП размер единицы измерения Q и единиц измерения H_c;

$\delta q_{B_{ИП}}$, $\delta h_{B_{ИПc}}$ - погрешности воспроизведения ИП единиц измерения Q, H_c;

$\delta h_{O_{СИ_c}}$ - основная погрешность СИ$_c$.

Приведенные функции влияния (7), и погрешности (8) являются основными метрологическими характеристиками, позволяющими определить СкИ как измерительный прибор, подлежащий сертификации.

Методы измерения СкИ нормального размера - $Q_н$ СУ ОИ названы преобразовательными, которые, в свою очередь, совместно с прямыми методами образуют непосредственные методы измерения $Q_н$.

Дано определение объекта косвенного измерения (ОкИ) как материальный объект (МО), нормальный размер - $Q_н$ СУ которого связан с нормальными размерами - $Q_{н_s}; s = \overline{1,r}$ других показателей МО (аргументов СУ) функцией связи:

$$q_н = f_{q_н}(q_{н_s}; s = \overline{1,r}), \qquad (9)$$

Функция приведения - $F_{Q_к}$ объекта косвенного измерения – ОкИ представлена в форме, эквивалентной функции приведения уравнения (2),:

$$F_{Q_к} = 1 + F_{Q_к} \cdot \sum_{i_F=1}^{n} \alpha_{к_{i_F}} \cdot x_{i_F} \Delta = 1 + F_{Q_к} \cdot \sum_{s=1}^{r} K_{\phi_s} \sum_{i_F=1}^{n} \cdot \alpha_{s_{i_F}} \cdot x_{i_F} \Delta \qquad (10)$$

где $K_{\phi_s} = \frac{\partial f_{q_н}}{\partial q_s} \frac{q_s}{q}$ - коэффициент формы функции связи по аргументу q_s;

$\alpha_{к_{i_F}} = \sum_{s=1}^{r} K_{\phi_s} \cdot \alpha_{s_{i_F}}$ - коэффициент влияния величины X_{i_F} СУ – q ОкИ;

$\alpha_{s_{i_F}}$ - коэффициент влияния величины X_{i_F} аргумента - q_s СУ ОкИ.

Измерительные установки (ИУ), по известному определению, представляют собой, расположенную в одном месте, совокупность, функционально объединенных СИ$_s$; $s = \overline{1,r}$ аргументов - Q_S СУ, предназначенную для измерения размера - Q СУ ОкИ. В зависимости от состава СИ$_s$, ИУ впервые подразделены на установки прямых измерений – УпИ, составленных из средств прямых измерений; установки косвенных измерений - УкИ, составленных из СкИ и установки композиционных (составных) измерений – УсИ, составленных частично $q_{s_П}$; $s_П = \overline{1,r_П}$ из СпИ и СкИ $q_{s_К}; s_К = \overline{r_П + 1,r}$. Соответственно, методы измерения СУ ОкИ, названные косвенными методами (КМ) измерения, подразделены на косвенно-прямые - КпМ, косвенно-преобразовательные (трансферные) – КтМ и косвенно-композиционные – ККМ. Определены метрологические характеристики: функция влияния - $\Psi_{Q_к}$ и функция погрешности - $\delta q_к$ ИУ, представленные в формах, эквивалентных функций влияния (1) и погрешности (4), а также функции измерения - $G_{Q_к}$ и погрешности - $\delta q_{н_к}$ всех косвенных методов, представленные в формах, эквивалентных функций измерения (3) и погрешности (5).

Изложенная классификация средств, объектов и методов измерений, унифицированное терминологическое и математическое обеспечение результатов измерений использованы при разработке алгоритмического обеспечения АСКУ.

Исследовано нормативное обеспечение измерений учетных операций, доказана неправомочность вероятностных моделей погрешности измерений при УО [4], [5], для которых погрешность, приведенная в технической документации СИ, в соответствии с РД 50-453-84. "Характеристики погрешности средств измерений в реальных условиях. Методы расчета", должна соответствовать вероятности P=1.

Приведен анализ автоматических измерений показателей нефтепродуктов, реализуемых современными ИИС Струна – М, Гамма, Veeder-Root, Enraf и др.: выявивший существенные погрешности средневзвешенных значений температуры и плотности, значительно искажающие результат измерения массы НП при УО.

Исследованы проблемы корректности алгоритмов УО количества нефтепродуктов, обоснована необходимость бухгалтерского учета нормированных погрешностей СИ, выявлены недостатки, ныне действующего алгоритма УО, вызывающие конфликтные ситуации и снижающие достоверность результатов УО.

Сформулирована постановка задачи диссертации - разработка математического и алгоритмического обеспечения автоматизации учетных операций на объектах нефтепродуктообеспечения, решение которой приводится в последующих главах.

Во второй главе ***" Алгоритмическое обеспечение процессов измерений автоматизированных систем количественного учета нефтепродуктов "*** на основе формализации процесса измерений, приведенной в первой главе, классифицированы методы измерения массы нефтепродуктов и приведены их математические модели [7]. Описаны двенадцать – четыре непосредственных и восемь косвенных - методов измерения массы нефтепродуктов, в отличии от, приведенных в ГОСТ Р 8-565-2003 пяти

© National Library of Armenia

методов, математические модели которых не соответствуют моделям, приведенным в Главе 1, и требованиям РД 50-453 к достоверности результатов измерений УО.

В соответствии с общей классификацией методов измерений, приведенной в Главе 1, методы измерений массы НП разделяются на непосредственные и косвенные [7]. Непосредственные методы, в зависимости от применяемых СИ, подразделяются на известные: поточный; весовые: массометрические и динамометрические; и впервые определенный пьезомассометрический

При **ПМ – пьезомассометрическом методе**, масса измеряется СкИ, состоящим из ИП, имеющим два выхода – уровень наполнения резервуара - H, измеряемый уровнемером, и гидростатическое давление – Р столба продукта, измеряемое дифманометром, один датчик давления которого, установлен на уровне нижней образующей отпускного патрубка, а другой в газовом пространстве резервуара.

По показаниям P_Ψ дифманометра и h_Ψ уровнемера, масса нефтепродукта и ее погрешность вычисляются по формулам:

$$m^{ПМ} = \frac{P_\Psi \cdot f_v(h_\Psi)}{g \cdot h_\Psi} \cdot (1 + (\beta_P + 2K_\phi \beta_{CT} + \beta_У \cdot (K_\phi - 1)) \cdot T\Delta) \quad (11)$$

$$\delta m^{ПМ} = \delta P_O + \delta v_{гр} + (K_\phi - 1) \cdot \delta h_O + \beta_M^{ПМ} \cdot \Delta T \quad (12),$$

где g - ускорение свободного падения;

β_P - коэффициент влияния температуры дифманометра;

$\beta_У$ - коэффициент влияния температуры уровнемера;

β_{CT} - коэффициент линейного расширения стенок резервуара;

$\beta_M^{ПМ} = \beta_P + 2K_\phi \beta_{CT} + \beta_У \cdot (K_\phi - 1)$ - температурный коэффициент СкИ;

$f_v(h_\Psi)$ - функция преобразования, заданная градуировочной таблицей;

$K_\phi = \frac{df_v}{dh} \cdot \frac{h_\Psi}{v_\Psi} = \frac{S}{S_{cp}} = \frac{грIII \cdot грI}{грII}$ - коэффициент формы резервуара, определяемый графами I - (h_Ψ), II - (v_Ψ), III - (S_Ψ) градуировочной таблицы;

δP_O – относительная основная погрешность дифманометра;

δh_O – относительная основная погрешность уровнемера;

ΔT - абсолютная основная погрешность вСИ температуры;

$\delta v_{гр} = \delta v_Э + \delta v_П + K_\phi(\delta h_Э + \delta h_П)$ – относительная погрешность градуировочной характеристики резервуара;

$\delta v_Э$, $\delta h_Э$ – относительные погрешности эталонных СИ$_Э$ объема и уровня, использованных при градуировке резервуара;

$\delta v_П$, $\delta h_П$ – относительные погрешности считывания объема и уровня с градуировочной таблицы резервуара.

Косвенные методы, в зависимости от равных или разных условий измерения объема и плотности, разделены на совместные (СМ) и раздельные (РМ) методы измерения массы нефтепродуктов. СМ подразделены на динамический (Д), уровнеплотнометрический (УП) и гидростатические: пьезообъемометрический (ПО), пьезоплотнометрический (ПП) и пьезоплотнообъемометрический (ППО) методы.

При Д методе, объем измеряется тензостабильным счетчиком-объемомером, а плотность - поточным плотномером, агрегатированных на трубопроводе узлов учета и пунктов налива в средства транспортирования НП. По показаниям v_Ψ счетчика и ρ_Ψ плотномера, масса НП и погрешность вычисляются по формулам:

$$m^{Д} = v_\Psi \cdot \rho_\Psi \cdot (1 + (\beta_{v_T} + \beta_{\rho_T}) \cdot T\Delta + \beta_{\rho_P} \cdot P\Delta) \quad (13)$$

$$\delta m^{Д} = \delta v_O + \delta \rho_O + (\beta_{v_T} + \beta_{\rho_T}) \cdot \Delta T + \beta_{\rho_P} \cdot \Delta P \quad (14)$$

где β_{v_T} и β_{ρ_T} - температурные коэффициенты объемомера и плотномера;

β_{ρ_P} - коэффициент влияния избыточного давления плотномера;

$T\Delta = T - 20^0C$, $P\Delta = P$ – отклонение T,P от номинальных значений 20^0С и 0 Па.

δv_O и $\delta \rho_O$ - относительные основные погрешности объемомера и плотномера;

ΔT и ΔP - погрешности вСИ температуры и давления.

При измерении массы НП в градуированных мерах вместимости **УП – уровнеплотнометрическим методом**, плотность измеряется ареометром либо ИК плотности ИИС, а объем измеряется СкИ, составленным из ИП вместимости резервура и СИ уровня – переносного уровнемера, либо ИК уровня ИИС.

По показаниям h_Ψ уровнемера и ρ_Ψ плотномера масса НП в градуированном резервуаре и ее погрешность вычисляются по формулам:

$$m^{УП} = f_v(h_\Psi) \cdot \rho_\Psi \cdot (1 + (K_\phi(2\beta_{cm} + \beta_y) + \beta_\rho) \cdot T\Delta) \quad (15)$$

$$\delta m^{УП} = \delta v_{гр} + \delta \rho_O + K_\phi \cdot \delta h_O + \beta_M^{УП} \cdot \Delta T \quad (16)$$

где $\delta \rho_O$ - относительная основная погрешность измерения СИ плотности;

β_ρ - коэффициент влияния температуры СИ плотности;

$\beta_M^{УП} = K_\phi(2\beta_{cm} + \beta_y) + \beta_\rho$ - коэффициент влияния температуры УсИ массы.

При измерении массы НП в мерах полной вместимости **УП методом**, плотность измеряется ареометром, а объем измеряется СкИ, составленным из ИП действительной вместимости – v_∂ меры, соответствующей указателю уровня (планка), установленному на корпусе горловины площадью - $S_Г$, и СИ длины (линейка) отрезка от верхней поверхности планки до уровня налива НП.

По показаниям $h_{\Psi_л}$ линейки и ρ_Ψ ареометра, масса нефтепродукта в автоцистерне и ее погрешность вычисляются по формулам:

$$m^{УПа} = (v_\partial + h_{\Psi_л} S_Г)\rho_\Psi(1 + 3\beta_Ц + \beta_\rho)T\Delta) \quad (17)$$

$$\delta m^{УПа} = \delta v_\partial + \delta \rho_O + K_ц \cdot \Delta h_O + \beta_M^{УПа} \cdot \Delta T \quad (18)$$

где $\beta_Ц$ - коэффициент линейного расширения металла корпуса АЦ;

$\beta_л$ - коэффициент линейного расширения металлической линейки;

$\beta_M^{УПа} = 3\beta_{cm} + \beta_\rho$ - коэффициент влияния температуры на измерение массы;

© National Library of Armenia

$K_ц = \frac{S_Г}{v_д \cdot h_Ψ}$ - коэффициент формы автоцистерны по уровню $h_Ψ$;

Δh_O - абсолютная основная погрешность линейки;

$\delta v_д$ - относительная погрешность действительной вместимости - $v_д$:

$$\delta v_д = \delta v_Э + \delta v_П + K_ц \cdot (\Delta h_Э + \Delta h_П), \quad (19)$$

равная сумме относительной погрешности - $\delta v_Э$ эталонного средства измерения объема поверочной жидкости, погрешности - $\delta v_П$ считывания объема, произведения $K_ц$ и суммы абсолютной погрешности - $\Delta h_Э$ эталонного СИ уровня и погрешности - $\Delta h_П$ считывания уровня.

При **ПО** – пьезообъемометрическом методе, объем измеряется косвенно в резервуаре посредством измерения дифманометром гидростатического давления столба НП, а плотность измеряется ареометром в объединенной пробе либо ИК плотности ИИС.

По показаниям $P_Ψ$ дифманометра и $\rho_Ψ$ плотномера, масса и ее погрешность вычисляются по формулам:

$$m^{ПО} = f_v\left(\frac{P_Ψ}{g\rho_Ψ}\right)\rho_Ψ(1 + (K_ф(\beta_Р + 2\beta_{СТ}) + \beta_\rho(K_ф - 1))T\Delta) \quad (20)$$

$$\delta m^{ПО} = \delta v_{гр} + K_ф \cdot \delta P_O + \delta\rho_O(1 - K_ф) + \beta_M^{ПО}\Delta T \quad (21)$$

где $\beta_M^{ПО} = K_ф(\beta_Р + 2\beta_{СТ}) + \beta_\rho(K_ф - 1)$ - коэффициент влияния температуры на УсИ массы НП.

При **ПП** – пьезоплотнометрическом методе, плотность НП измеряется в резервуаре посредством измерения гидростатического давления – $P_ф$ столба НП секционным дифманометром, датчики которого встроены в нижней части измерительной трубы резервуара на фиксированном расстоянии – $h_ф$=2-2,5м, установленном при градуировке резервуара, а объем измеряется описанным УП методом.

По показаниям $h_Ψ$ уровнемера и $P_{Ψф}$ секционного дифманометра, масса НП и ее погрешность вычисляются по формулам:

$$m^{ПП} = \frac{P_{Ψф} \cdot f_v(h_Ψ)}{g \cdot h_ф} \cdot (1 + (K_ф(\beta_У + 2\beta_{СТ}) + \beta_{Р_ф})T\Delta) \quad (22)$$

$$\delta m^{ПП} = \delta v_{гр} + \delta P_{O_ф} - \delta h_ф + \beta_M^{ПП}\Delta T \quad (23)$$

где $\beta_{Р_ф}$ - коэффициент влияния температуры секционного дифманометра;

$\delta P_{O_ф}$ - относительная основная погрешность секционного дифманометра;

$\beta_M^{ПП} = K_ф(\beta_У + 2\beta_{СТ}) + \beta_{Р_ф}$ - коэффициент влияния T на УсИ массы НП.

При **ППО** - пьезоплотнообъемометрическом методе, объем измеряется описанным в ПО методом, а плотность измеряется описанным в ПП методом, т.е.

фактически измеряется гидростатическое давление фиксированного столба НП - $P_ф$ и всего столба – P.

По показаниям $P_{Ψф}$ и $P_Ψ$ дифманометров, масса НП и ее погрешность вычисляются по формулам:

$$m^{ППО} = f\left(\frac{P_Ψ}{g\rho_Ψ}\right) \cdot \frac{P_{фΨ}}{gh_{фИ}}(1 + (K_ф(\beta_Р + 2\beta_{СТ}) + (K_ф - 1)\beta_{Рф})T\Delta) \quad (24)$$

$$\delta m^{ППО} = \delta v_{гр} + K_ф\delta P_O + (1 - K_ф)(\delta P_ф - \delta h_ф) + \beta_M^{ППО}\Delta T \quad (25)$$

Сформированы требования к функциям приведения плотности и объема нефтепродуктов, предложены два варианта формул функции приведения плотности, гармонизированных с функцией приведения международного стандарта API 2540, и произведена оценка их отличий. Проблемы внедрения стандарта API связаны с разницей температур – 20°С и 60° F и необходимостью сложных вычислений, требующих соответствующего программного обеспечения. Погрешность аппроксимации предложенных формул функций приведения исследована для различных типов топлива; в результате сделан вывод достаточной для УО сходимости гармонизированных функций приведения и функций стандарта API. Например, для бензинов со среднестатической плотностью ρ=730 кг/м³, погрешность аппроксимации в диапазоне (-10 ÷ +30)°С не превышает 0,1%.

Отсутствие метрологических характеристик резервуаров, используемых при более 70% УО в качестве СИ объема НП, приводит к значительным погрешностям, в связи с чем, приведен вывод метрологических характеристик резервуаров: функции погрешности и функции влияния температуры, угла поворота (для горизонтальных резервуаров) угла наклона и изменения базовой высоты, позволяющий нормировать резервуары как средство измерения сферы государственного контроля и надзора, т.е. сертифицировать тип СИ и включить в Госреестр СИ, в соответствии с Законом «Об обеспечении единства измерений».

В третьей главе ***"Алгоритмическое и математическое обеспечение автоматизации учетных операций количества нефтепродуктов"*** описаны:

- алгоритмы УО массы НП на предприятиях НПО (рис.2);
- математические модели приведения результатов измерения субъектов учетной операции – плотности, объема, массы НП сдающей стороны к соответствующим расчетным результатам принимающей стороны;
- алгоритм автоматической градуировки резервуаров пунктов налива и АЗС;
- алгоритм оптимального распределения НП на нефтебазах.

Разработанный [2], [8], на основе метода обработки "неравноточных результатов измерений" теории погрешностей, алгоритм УО позволяет автоматически оформить первичные ДМО, в которых отражаются следующие показатели:

m_T - товарная масса, по которой производится расчет между сдающей и принимающей сторонами на границе УО;

$m^{НН}$ и $m^{НИ}$ - нормативные недостачи и излишки, подлежащие соответственно списанию на издержки производства и оприходованию;

$m^{СН}$ и $m^{СИ}$ - сверхнормативные недостачи и излишки, подлежащие соответственно

© National Library of Armenia

возмещению и оприходованию в законодательном порядке.

Для расчета товарной массы сдающая сторона предъявляет документы, содержащие значения:

m_c - результата измерения массы продукта посредством средств измерения сдающей стороны (СИС);

Δm_c - погрешности СИ$_C$;

m_c^y - нормативной естественной убыли, образованной при перемещении в пространстве и (или) во времени продукта от СИ$_C$ до границы УО.

Принимающая сторона определяет следующие значения:

m_n - результата измерения массы продукта посредством средств измерения принимающей стороны (СИ$_П$);

Δm_n - погрешность СИ$_П$;

m_n^y - нормированной естественной убыли, образованной при перемещении в пространстве и (или) во времени продукта от границы УО до СИ$_П$.

Определение предъявляемых сторонами значений массы m_c, m_n и их погрешностей $\Delta m_c, \Delta m_n$ производится по методиками выполнения измерений массы нефтепродуктов, утвержденным региональными органами Госстандарта.

Очевидно, обработка результатов неравноточных достоверных измерений «методом оценки воспроизводимости измерений» вполне соответствует учетной операции, при которой нужно рассчитать средневзвешенную товарную массу m_T, измеренную двумя разными средствами измерений, в разное время, с разными погрешностями Δm_c, Δm_n и результатами m_c, m_n, корректность которых, т.е. свидетельство их измерения исправными СИ$_C$ и СИ$_П$ и отсутствия необъективных потерь (хищений, утечек), подтверждается критерием достоверности:

$$\left| m_c - m_n \right| < \Delta m_c + \Delta m_n + m^y = \Delta m + m^y \qquad (26)$$

где Δm - суммарная нормативная погрешность СИ сторон;

$m^y = m_c^y + m_n^y$ - суммарная нормативная естественная убыль, образованная при движении нефтепродукта от СИ$_C$ до СИ$_П$.

В соответствии с математической моделью описанного метода для двух результатов достоверных измерений m_c, m_n с соответствующими погрешностями $\Delta m_c, \Delta m_n$ взаиморасчетная товарная масса вычисляется уравнением:

$$m_T = \frac{m_c \Delta m_n^2 + m_n \Delta m_c^2}{\Delta m_c^2 + \Delta m_n^2} \qquad (27)$$

Абсолютная погрешность Δm_T полученного значения m_T товарной массы (погрешность УО) представляется выражением:

$$\Delta m_T = \sqrt{\frac{\Delta m_c^2 (m_n - m_T)^2 + \Delta m_n^2 (m_c - m_T)^2}{\Delta m_c^2 + \Delta m_n^2}} \qquad (28)$$

Приведены теоретические положения разработки "интеллектуальных" средств измерения, в запоминающем устройстве которых содержится функция приведения объекта измерения, на примере средства измерения объема нефтепродуктов в мерах полной вместимости [6].

В процессе эксплуатации АЗС и нефтебаз, под влиянием внутренних и внешних факторов остаточной деформации и пространственного смещения резервуаров, происходит значительное изменение градуировки, вызывающее искажения результатов измерения объема нефтепродуктов в резервуарах и необходимость проведения дорогостоящей внеочередной градуировки резервуаров.

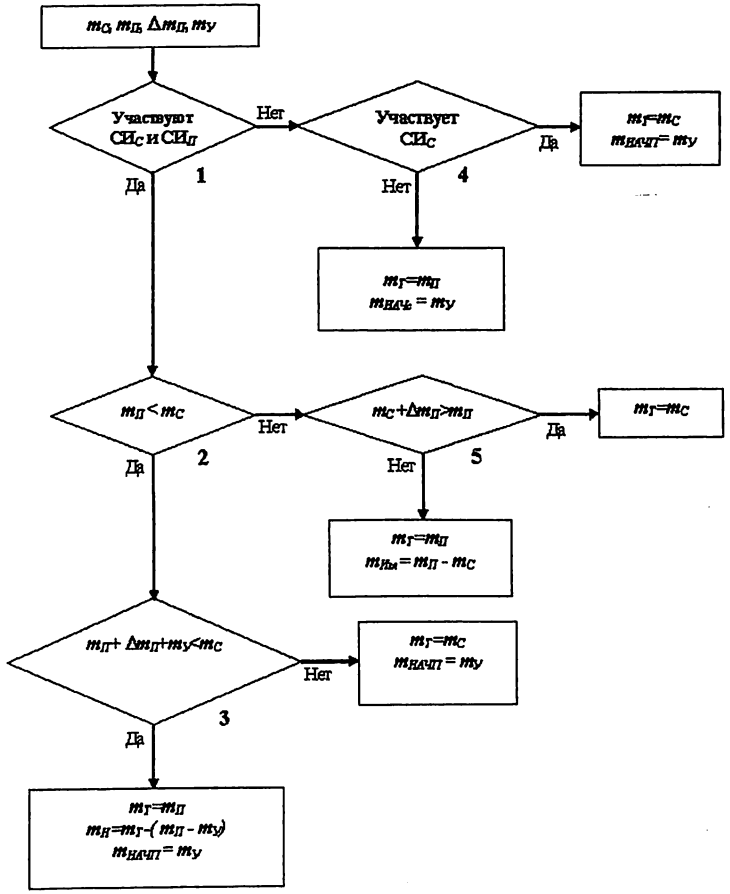

Рис. 2 Алгоритм учетной операции

© National Library of Armenia

Для градуировки резервуаров в режиме эксплуатации, разработан алгоритм [9], имеющий патент № 2178153, рекомендованный к применению нормативом МИ-2564 "Градуировочные характеристики резервуаров АЗС и нефтебаз. Методики определения и контроля при помощи топливораздаточной колонки (ТРК) в процессе эксплуатации", который позволяет:

- контролировать погрешность измерения объема НП в резервуаре;
- сигнализировать необходимость проведения внеочередной градуировки;
- градуировать резервуар в режиме его штатной эксплуатации;
- сигнализировать окончание процесса градуировки резервуара.

Известно, что предварительное распределение принимаемых или отпускаемых НП с резервуаров, участвующих в УО, проводимых в резервуарных парках, снижает неучтенные потери и дает значительный экономический эффект.

Разработан алгоритм оптимального распределения НП в резервуарном парке с целевой функцией поиска локального минимума погрешности УО и энергозатрат на межрезервуарное перемещение, при краевых условиях начального распределения НП по резервуарам и допустимой погрешности УО. Поставленная задача поиска локальных экстремумов (вариантов), удовлетворяющих краевым условиям, решена методом неопределенных множителей Лагранжа теории оптимизации и нелинейного программирования [10]. Разработанный алгоритм позволяет:

- рассчитать погрешность измерения массы нефтепродуктов в резервуарном парке перед проведением приемо-сдаточных и инвентаризационных УО;
- сигнализировать о недопустимости погрешности проводимой УО;
- предложить несколько вариантов предварительного перемещения НП в резервуарном парке с разными показателями допустимых погрешностей и энергозатрат, один из которых выбирается ответственным за проведение УО, исходя из технологической целесообразности;
- определить фактический результат исполнения выбранного варианта, выраженный в значении погрешности УО и энергозатрат.

В четвертой главе ***"Автоматизированные системы коммерческого учета нефтепродуктов на АЗС с НП программы «Московское кольцо»"*** описывается единая технологическая схема проекта «Московское кольцо» по обеспечению Московского региона моторным топливом, поступающим с Московского кольцевого нефтепродуктопровода. Построенные на пересечении федеральных автомагистралей и кольцевого нефтепродуктопровода, АЗС с пунктами налива в автоцистерны совмещают в себе элементы традиционных объектов нефтепродуктообеспечения, таких как: АЗС, узел учета (УУ), узел врезки (УВ) отвода с магистрального трубопровода, основного РП и дополнительного РПдоп. резервуарного парка нефтебазы и пункта налива в автоцистерны (ПН) (рис. 3).

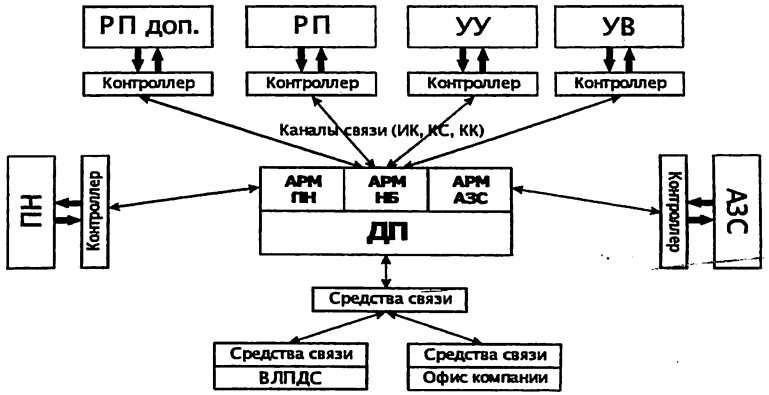

Рис. 3 Структурная схема АСКУ АЗС с ПН проекта «Московское кольцо»

Измерительная информация УО с РП, УУ и УВ отображается на дисплее РС автоматизированного рабочего места оператора нефтебазы (АРМ НБ), а с ПН и АЗС, соответственно, на дисплеях РС АРМ ПН и АРМ АЗС, расположенные в диспетчерском пункте АЗС с ПН. ИК АСКУ НП, организованные по электропроводной линии связи, включают стандартные контроллеры – интерфейсы (HP-IL, RS-232C, VXI-bus), обеспечивающие универсальность и гибкость адаптации системы к новым измерительным задачам. Организована радиосвязь с ВЛПДС и офисом.

Приведены и описаны структурные схемы сертифицированных автоматизированных систем коммерческого учета нефтепродуктов (АСКУ НП), управляющих технологическими процессами и учетными операциями на АЗС с ПН на основе разработанных алгоритмов управления.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. На основе всестороннего исследования существующего терминологического, математического и связанного с ними алгоритмического обеспечения автоматизированных систем учета нефтепродуктов:

- показаны существенные недостатки используемых моделей измерений и алгоритма учетных операций, влияющие на достоверность результатов, что приводит к значительным потерям нефтепродуктов, провоцирует хищение и вынуждает законодателей принимать вмененные налоги, облагающие не фактические показатели торговых учетных операций, а технические средства предприятий нефтепродуктообеспечения;
- обоснована необходимость разработки алгоритмов управления для создания автоматизированных систем количественного учета нефтепродуктов.

2. Сформулированы:

© National Library of Armenia

- термины определения и классификация учетных операций, обеспечивающие их однозначность;

- математические модели процесса измерения, характеристики средства, объекта и условий измерения и их влияния на результат измерений при учетных операциях;

- определения средства косвенного измерения, объекта косвенного измерения и измерительных установок с эквивалентными моделями функции приведения и влияния, позволяющие формализовать их как объект и средство прямого измерения и использовать аппарат математических моделей результатов и погрешностей процесса измерений при учетных операциях;

- пять разновидностей существующих методов измерения: непосредственно прямые, преобразовательные и косвенно прямые, преобразовательные и композиционные, обеспечивающие единство измерения и учета.

3. Разработаны:

- гармонизированные со стандартом API функции приведения плотности нефтепродуктов, использующие преимущества международного стандарта, позволяющие упростить вычислительную процедуру результата измерений при учетных операциях и использовать средство измерения, калиброванные при номинальной температуре 20^{0}С как принято в странах СНГ;

- метрологические характеристики резервуаров АЗС и нефтебаз как аналитические функции преобразования, учитывающие влияния температуры, углов наклона и поворота, а также изменения базовой высоты, погрешности, что позволяет нормировать резервуары в соответствии с требованиями к средствам измерения сферы государственного контроля и надзора;

- основные положения разработки "интеллектуальных" средств измерений, содержащих функцию приведения объекта измерения;

- алгоритм учетной операции, основанный на теории обработки результатов "неравноточных измерений", позволяющий, по исходным данным (результатов измерений массы нефтепродукта сторонами учетной операции; естественной убыли и нормативным погрешностям средств измерения) расчитать взаиморасчетную массу, нормативные и сверхнормативные недостачи и излишки, произвести оценку "успешности" проведенной учетной операции, частью которой материально поощряются метрологические службы, и прогнозировать результаты конечной реализации нефтепродуктов.

4. На основе разработанных моделей измерений и алгоритмов учетной операции составлено алгоритмическое программное обеспечение сертифицированных автоматизированных систем коммерческого учета нефтепродуктов на предприятиях нефтепродуктообеспечения.

5. Работоспособность, экономическая и оперативно–техническая эффективность автоматизированных систем, управляемых разработанными алгоритмами, подтверждается их трехлетней эксплуатацией на АЗС с автоналивными пунктами, расположенными на Московском кольцевом нефтепродуктопроводе в соответствии с программой "Московское кольцо" по обеспечению Московского региона моторным топливом.

ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

1. Акопян А.Р. Проблемы метрологического обеспечения коммерческого учёта нефтепродуктов. // Сборник докладов III Международной научно-технической конференции «Метрологическое обеспечение учёта энергетических ресурсов".- Москва, 2001, ч.I, с.189-196.
2. Акопян Р.А., Акопян А.Р. От единства измерений – к единству учёта // Законодательная и прикладная метрология. №4, 2003. с. 16-24.
3. Акопян А.Р. Алгоритмическое обеспечение ИИС учета нефтепродуктов.// Информационные технологии и управление. Ереван, 2-2, 2003.с 18-27
4. Акопян Р.А., Акопян А.Р., Кюрегян С.Г. Изменения в стандарте "Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы". // Законодательная и прикладная метрология, 1997, №5, с. 20-21.
5. Акопян Р.А., Кюрегян С.Г., Акопян А.Р. Пределы погрешностей измерения массы нефти и нефтепродуктов. // Измерительная техника. 1998, №5, с. 19-22.
6. Акопян Р.А., Акопян А.Р. Патент РА №842. Устройство вычисления объёма жидкости. Ереван 22.06.2000.
7. Акопян Р.А., Акопян А.Р. Классификация и математические модели измерения массы нефти и нефтепродуктов. // Главный метролог. №5, 2003.с 46-55
8. Акопян А.Р. Учетная операция налива нефтепродуктов в автоцистерны.// Топливный регион.№11/12, 2003, с. 20-22.
9. Акопян А.Р., Акопян Р.А., Годнев А.М., Лакиза Г.И., Несговоров А.М. -Патент РФ №2178153. Способ градуировки резервуаров и устройство для его осуществления. – Москва., 10.01.2002г.
10. Акопян Р.А., Кюрегян С.Г., Акопян А.Р. Оптимальное распределение нефтепродуктов при их количественном учёте в резервуарах. // Измерительная техника. 1998, №1, с. 27-30.

© National Library of Armenia

Հակոբյան Արտաշես Ռոբերտի
«Նավթամթերքի քանակական հաշվառման ավտոմատացված համակարգի մաթեմատիկական մոդելների և ալգորիթմների մշակում»

ԱՄՓՈՓԱԳԻՐ

Աշխատանքում ստացվել են հետևյալ արդյունքները՝

1. Նավթամթերքների հաշվառման գոյություն ունեցող տերմինաբանական, մաթեմատիկական և դրանց հետ կապված ավտոմատացված համակարգերի ալգորիթմական ապահովման բազմակողմանի հետազոտության հիման վրա՝
   - ցույց են տրված արդյուքների ճշգրտության վրա ազդող օգտագործվող մոդելների և հաշվառման օպերացիաների ալգորիթմի զգալի թերությունները, ինչը բերում է նավթամթերքների զգալի կորուստների, հրահրում է կողոպույտի, ստիպում է գործադիրին ընդունել մեղսագրված հարկեր, որոնք հարկում են ոչ թե առևտրային հաշվարկային գործողությունների փաստացի տվյալները, այլ նավթամթերքամատակարարման ձեռնարկությունների տեխնիկական միջոցները;
   - հիմնավորված է կառավարման ալգորիթմների մշակման անհրաժեշտությունը քանակական հաշվառման ավտոմատացված համակարգերի ստեղծման համար:
2. Ձևակերպված են՝
   - նրանց միարժեքությունը ապահովող տերմինների սահմանումը և հաշվարկային օպերացիաների դասակարգումը;
   - չափման պրոցեսի մաթեմատիկական մոդելների, միջոցի, օբյեկտի և չափման պայմանների բնութագրումները և նրանց ազդեցությունը հաշվարկային օպերացիաների ժամանակ չափման արդյունքի վրա;
   - անուղղակի չափման միջոցների, անուղղակի չափման օբյեկտի և չափող սարքերի սահմանումը համեմատ ազդման և բերման ֆունկցիաների էկվիվալենտ մոդելների նկատմամբ, որը թույլ է տալիս ձևավորել նրանց որպես ուղղակի չափման օբյեկտ և միջոց և չափման պրոցեսի արդյունքների և սխալների մաթեմատիկական մոդելների ապարատը օգտագործել հաշվարկային օպերացիաների ժամանակ;
   - չափման և հաշվառման միասնությունը ապահովող գոյություն ունեցող չափման եղանակների հինգ տարբերակ՝ անմիջական ուղիղ, փոխակերպիչ և կողմնակի ուղիղ, փոխակերպիչ և կոմպոզիցիոն:
3. Մշակված են՝
   - միջազգային ստանդարտի առավելությունները օգտագործող API ստանդարտի հետ ներդաշնակված նավթամթերքների խտության բերման ֆունկցիաները, որոնք թույլ են տալիս հաշվարկային օպերացիաների ժամանակ պարզեցնել չափման արդյունքների հաշվարկման պրոցեդուրան և օգտագործել ինչպես դա ընդունված է ԱՊՀ երկրներում նոմինալ 20^0C ջերմաստիճանի համար տրամաչափված չափման միջոցները;

15.05.2014

   - ԱԼԿ-ների և նավթաբազաների տարողությունների մետրոլոգիական բնութագրերի, որպես ձևափոխման անալիտիկ ֆունկցիաների, որոնք հաշվի են առնում ջերմաստիճանի շեղման և թեքման անկյունների, ինչպես նաև բազային բարձրության փոփոխման, սխալանքի ազդեցությունը, ինչը թույլ է տալիս տարողությունները նորմավորել չափման միջոցների ստուգման և վերահսկողության պետական ոլորտի պահանջներին համապատասխան;
   - չափման օբյեկտի բերման ֆունկցիա պարունակող չափման «ինտելեկտուալ» միջոցների մշակման հիմնական դրույթները;
   - «անհավասարաճշգրիտ» չափումների արդյունքների մշակման տեսության վրա հիմնված հաշվարկային օպերացիայի ալգորիթմը, որը թույլ է տալիս ելակետային տվյալների (հաշվարկային օպերացիային մասնակցող կողմերի նավթամթերքի զանգվածի չափման արդյունքների, բնական պակասորդի և չափման միջոցների նորմատիվային սխալանքի) հիման վրա հաշվարկել փոխհաշվարկային զանգվածը, նորմատիվային և գերնորմատիվային պակասորդը և ավելցուկը, կատարել անցկացրած հաշվարկային օպերացիայի հաջողականության գնահատականը, որի մասնաչափով նյութապես խրախուսվում են մետրոլոգիական ծառայությունները և կանխատեսել նավթամթերքների իրացման վերջնական արդյունքները:
4. Մշակված չափման մոդելների և հաշվարկային օպերացիաների ալգորիթմների հիման վրա կազմված է նավթամթերքամատակարարման ձեռնարկությունների համար սերտիֆիկացիոն ավտոմատացված նավթամթերքների առևտրային հաշվարկի ալգորիթմիկ ծրագրային ապահովում:
5. Մշակված ալգորիթմների ղեկավարմամբ գործող ավտոմատացված համակարգի աշխատունակությունը, տնտեսական և օպերատիվ տեխնիկական էֆեկտիվությունը հաստատվում է նրանց «Մոսկովյան օղակ» մոսկովյան տարածաշրջանի մոտորային վառելիքով ապահովման ծրագրին համապատասխան, մոսկովյան օղակաձև նավթուղու վրա տեղադրված ավտոլցման կետերով հագեցված ԱԼԿ-ների եռամյա շահագործմամբ:

© National Library of Armenia

© National Library of Armenia