

А.П. Демченко, к.т.н., Н.И. Балин, к.т.н., ООО“ВАЛКОМ”

Системы коммерческого учета нефтепродуктов при их приеме, хранении и отпуске на нефтебазах

В настоящее время практически вся первичная коммерческая информация о движении нефтепродуктов (НП) на нефтебазах формируется вручную, даже при наличии автоматизированных локальных систем учета по приему, хранению и отпуску нефтепродуктов. Существующая организация учета нефтепродуктов напрямую зависит от человеческого фактора и создает предпосылки для несанкционированного вмешательства операторов в процесс представления отчетной информации об истинных товарооборотах предприятий. А это в свою очередь приводит к использованию искаженной информации, увеличению прямых и косвенных потерь и сводит на нет все усилия по созданию системы управления информационными и финансовыми потоками.

Одним из направлений, позволяющим получать достоверную коммерческую информацию и оперировать ею, является автоматизированный коммерческий учет, основанный на использовании современных средств измерения и учета количества нефтепродуктов, в комплексе с новейшими информационными системами. В этом случае можно говорить о единой автоматизированной системе управления технологическим процессом коммерческого учета на нефтебазе (АСУТП НБ).

АСУТП НБ должна отвечать следующим общим требованиям.

Высокая надежность – использование компонентов системы, имеющих наработку на отказ не менее 100 тыс. часов при коэффициенте готовности 0,9997 с обеспечением многолетней устойчивой работы в широком диапазоне температур и различных технологических схем движения нефтепродуктов.

Открытость – возможность развития системы, расширения ее функций на основе соблюдения российских и международных стандартов на электрические, информационные и программные интерфейсы.

Дружественность пользовательского интерфейса – простота общения с системой и простота ее освоения. Отображение информации и диалог с оператором должны вестись в понятных графических образах, принятых в предметной области.

Рациональность – оптимальный перечень измеряемых параметров на технологическом объекте и оптимальный объем передаваемой и отображаемой информации, достаточный для эффективной и безопасной эксплуатации и управления.

Масштабируемость – возможность системы изменять число узлов учета, независимо от их производительности, а также число автоматизированных рабочих мест.

Современность – использование новейших отечественных и зарубежных технологий, последних достижений науки и техники.

Юридическая достоверность – передача собственности при приеме и отгрузке нефтепродуктов ведется с утвержденной нормативной документацией на аттестованном оборудовании.

Применение АСУТП НБ обеспечивает достижение конкретных целей:

- формирование и представление в реальном времени достоверной информации о приеме, хранении и отгрузке НП;

- снижение трудоемкости измерения и управления технологическими операциями приема, хранения и отгрузки НП;

- замена физически изношенного и морально устаревшего оборудования и систем измерения и управления приемом, хранением и отгрузкой НП;

- повышение безопасности технологических процессов и окружающей экологической обстановки;

- создание информационной основы для внедрения оптимизированных методов управления логистикой.

Частные задачи, которые необходимо решить при проектировании АСУТП НБ:

- выбор и внедрение автоматизированной системы измерения массы НП в резервуарах;

- выбор и внедрение автоматизированной системы измерения массы, плотности и температуры НП при приеме по трубопроводу;

- выбор и внедрение автоматизированной системы управления задвижками при приеме НП по трубопроводу и при внутрибазовых перекачках;

- выбор и внедрение автоматизированной системы управления насосами;

- создание автоматизированной системы сбора, обработки и отображения информации о процессах приема, хранения и отгрузки НП на рабочем месте оператора;

- организация защищенного канала передачи данных между центральным офисом и нефтебазами об оперативном количестве НП в резервуарах нефтебаз;

- организация автоматизированной передачи данных о приеме, хранении и отгрузке НП по запросу центрального офиса;

- обеспечение информационного взаимодействия с системами безопасности, пожаротушения и контроля загазованности;

– интеграция систем измерения количества НП с бухгалтерской системой, т.е. автоматический ввод данных в бухгалтерскую систему о приеме, хранении и отгрузке НП.

Объектами автоматизации для последующего объединения в единую АСУТП НБ являются:

- узлы коммерческого учета НП в резервуарах;
- узлы коммерческого учета НП при наливе в автоцистерны;
- узлы коммерческого учета НП при приеме по трубе;
- узлы коммерческого учета НП при приеме ж/д транспортом;
- насосные агрегаты узлов приема и налива нефтепродуктов;
- узлы управления задвижками при приеме НП по трубопроводу и внутрибазовых перекачках.

Объекты автоматизации по сложности и однотипности оснащения условно можно разделить на три группы:

- для коммерческого учета при хранении в резервуарном парке;
- для коммерческого учета при приеме и отпуске НП;
- для управления оборудованием НБ (насосы, заслонки и т.п.).

Опыт показывает, что из вышеперечисленных задач организация коммерческого учета в резервуарном парке является наиболее трудной, особенно из-за вступления в силу с 01.07.2003 г. ГОСТ Р 8.595-2002. Согласно этому документу при реализации косвенных методик статических измерений массы НП в резервуарах относительная погрешность не должна превышать 0,4% (для сравнения в ГОСТ 26976-86 предел относительной погрешности составлял 0,5%). При этом указанная точность в новом документе – это допустимая ошибка, приведенная к находящейся в момент измерения массе продукта в резервуаре, в то время как в предыдущем ГОСТе точность приводилась к максимально возможной массе продукта в резервуаре. Кажущиеся на первый взгляд небольшими, изменения между старым и новым ГОСТом требуют значительных усилий для реализации и, соответственно, удорожания аппаратуры.

Организация коммерческого учета при приеме и отпуске НП менее сложна, так как требует только одного – правильного выбора типа расходомера для установки на узлах приема или отпуски НП.

Задача управления насосами, заслонками и другим оборудованием НБ самая простая и наиболее дешевая из всех. Для ее реализации достаточно применения простейших контроллеров для обработки дискретных сигналов.

Таким образом, коммерческий учет в резервуарном парке НБ является как бы центром, основой единой АСУТП НБ, к которой добавляются остальные системы,

поэтому последующая часть статьи посвящена более подробному описанию методов и способов реализации коммерческого учета в резервуарном парке.

Методы и способы определения массы НП в резервуарах

В соответствии с ГОСТ Р 8.595-2002 для определения массы НП в в больших резервуарах следует использовать так называемые “косвенные” методы измерения: объемно-массовый (ОМ) и гидростатический (ГС).

В основе первого лежит прямое измерение уровня НП в резервуаре различными типами уровнемеров, второго – процедура измерения гидростатического давления жидкого НП в нижней части резервуара различными типами датчиков давления.

Для реализации обеих методик необходима достаточно дорогостоящая процедура калибровки резервуара. Калибровка резервуара – это создание в результате специальных измерений таблицы, в которой зафиксирована связь объема продукта V с уровнем жидкости H . Зависимость $V(H)$ определяется для каждого резервуара при стандартной температуре T_0 . Существующие методы калибровки резервуаров позволяют получать точности 0,1 %–0,2 % в зависимости от объема резервуара.

Массу продукта M^c для ОМ метода определяют по формуле:

$$M^c = \rho^c_0 \times V^c_0, \quad (1)$$

Где ρ^c_0 , V^c_0 - плотность и объем продукта, приведенные к стандартной температуре, например к 15°C.

Массу продукта M^c_2 для ГС-метода определяют по формуле:

$$M^c_2 = P \times S_{cp} / g, \quad (2)$$

где P – гидростатическое давление столба продукта;

S_{cp} – средняя площадь поперечного сечения наполненной части меры вместимости;

g – ускорение свободного падения.

Объем продукта V^c_0 и средняя площадь S_{cp} в формулах (1) и (2) определяются с помощью таблицы калибровок.

В соответствии с ГОСТ Р 8.595-2002. доверительные границы относительной погрешности измерения массы продукта δM^c_1 , %, при доверительной вероятности 0,95, вычисляются по формулам:

– для ОМ-метода:

$$\delta M^c_1 = \pm 1,1 \times [\delta K^2 + (K_{\phi} \times \delta H)^2 + G^2 \times (\delta \rho^2 + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T^2_{\rho}) + \beta^2 \times 10^4 \times \Delta T^2_v + \delta N^2]^{1/2}, \quad (3)$$

– для ГС-метода:

$$\delta M^c_1 = \pm 1,1 \times [\delta P^2 + \delta K^2 + (K_{\phi} - 1)^2 \times \delta H^2 + \delta N^2]^{1/2}, \quad (4)$$

где δK – относительная погрешность составления калибровочной таблицы, %;

K_ϕ – коэффициент формы резервуара, для цилиндров $K_\phi=1$;

δH – относительная погрешность измерения уровня, %;

β – коэффициент объемного расширения нефтепродукта, $1/^\circ\text{C}$;

ΔT_ρ , ΔT_v – абсолютные ошибки измерения температуры, при которых производится измерение плотности и объема соответственно, $^\circ\text{C}$;

G – безразмерный коэффициент, определяемый выражением

$$G=(1+2\times\beta\times T_v)/(1+2\times\beta\times T_\rho) \quad (5)$$

T_ρ , T_v – температура измерения плотности и объема продукта, $^\circ\text{C}$;

$\delta\rho$ – относительная погрешность измерения плотности, %;

ΔN – относительная погрешность вычислительного устройства, %;

δP – относительная погрешность измерения гидростатического давления столба жидкого НП, %.

Проведем сравнительную оценку точности определения массы НП в резервуарах различными методами для наиболее широко распространенных цилиндрических резервуаров высотой 12 м при

следующих предположениях:

– $\Delta N \approx 0$ т.е. пренебрегаем погрешностью вычислительного устройства;

– $\delta K=0,1\%$, что соответствует современной точности калибровки резервуаров объемом в $5000\text{--}20000\text{ м}^3$;

– $\beta=0,0013\text{ 1/}^\circ\text{C}$, что соответствует плотности бензинов;

– в соответствии с выражением (5) при близких значениях T_ρ и T_v безразмерный параметр G принимаем равным 1.

– для упрощения соответствующих выражений примем $\Delta T_\rho=\Delta T_v=\Delta T$.

Исследуем влияние погрешности отдельных узлов измерительной системы на точность методики, соответствующей ОМ и ГС методам.

Для ОМ метода выражение (3) с учетом сделанных выше предположений принимает более простой вид

$$\delta M^c_1=\pm 1,1\times[0,1^2+\delta H^2+\delta\rho^2+0,18^2\times\Delta T^2]^{1/2}, \quad (6)$$

На Рис. 1 приведены графики относительной ошибки в определении массы НП, полученные по формуле (6) для следующих значений ошибок $\Delta C = 0,5^\circ\text{C}$; $\delta\rho = 0,2$; $\Delta H = 1,2,4\text{mm}$.

Для ГС метода с учетом сделанных выше предположений выражение (4) упрощается:

$$\delta M^c_1=\pm 1,1\times[\delta P^2+\delta K^2]^{1/2} \quad (7)$$

На рис. 2 приведены графики относительной ошибки в определении массы в зависимости от величины уровня для датчиков давления различного класса точности ($\delta P = 0.05; 0.075; 0.1; 0.125; 0.15.$), полученные с помощью формулы (7).

На Рис1,2 изображен уровень 0,4%, соответствующий предельной погрешности определения массы в соответствии ГОСТ Р 8.595-2002.

Анализ приведенных графиков позволяет заключить, что ОМ-метод при прочих равных условиях обладает большей точностью определения массы НП в резервуаре. Для достижения необходимой точности 0,4% в диапазоне уровней продукта 2-12 метров в ГС-методе требуются прецизионные датчики давления классом точности не хуже 0,05 (см. Рис2). В тоже время в ОМ-методе для получения той же точности требуются датчики с нормальной точностью, а именно $\delta\rho\leq 0,2$; $\Delta T\leq 0,5^\circ\text{C}$ и $\Delta H\leq 4$ мм (см. рис 1).

Кроме сравнений точности обоих методов, следует сравнивать и различия в составе аппаратуры и другие эксплуатационные особенности. Произведем краткое сравнение этих параметров на примере систем, реализующих ОМ и ГС методы.

• Состав аппаратуры

Рассмотрим состав датчиков при использовании ОМ-метода на примере системы коммерческого учета, производимой ООО “Валком”. В этом случае на резервуаре монтируются следующие датчики:

- измеритель плотности дифференциальный гидростатический;
- неконтактный волноводный акустический измеритель уровня;
- измеритель температурного сечения продукта, совмещенный с измерителем уровня подтоварной воды.

При построении измерительной ГС системы следует учесть, что в основе ГС метода лежит измерение гидростатического давление жидкости. Это обстоятельство усложняет использование датчиков абсолютного давления, поскольку в этом случае показания датчика является суммой гидростатического давления и давления газовой среды, непосредственно на уровне поверхности жидкости. Для учета давления газа необходимы дополнительные датчики, позволяющие непосредственно измерить это давление. Однако непосредственное измерение весьма затруднительно из-за того, что уровень жидкости меняется. Поэтому обычно измеряют давление газовой среды в верхней части резервуара и измеряют дистанцию от этого датчика до поверхности жидкости. Затем вычисляют давление газа на уровне поверхности по принятой плотности газа в резервуаре. Такая процедура совершенно необходима при измерении НП в высоких (8 метров и выше) резервуарах. Для реализации ГС метода с учетом вышесказанного на резервуаре монтируется следующая аппаратура:

- измеритель абсолютного давления в нижней части резервуара;
- измеритель температуры в нижней части резервуара;
- измеритель давления паров в верхней части резервуара;
- уровнемер.

Последние два измерителя необходимы для получения чистого гидростатического давления жидкого НП. По их показаниям определяется давление газовой среды на поверхности жидкости, которое вычитается из показаний датчика давления, расположенного в нижней части резервуар.

Сравнение количества датчиков для реализации рассматриваемых методов измерения массы НП позволяет сделать вывод, что для ОМ-метода требуется меньше датчиков, которые могут быть смонтированы на крыше резервуара. Возможна их установка на одной горловине единым блоком. Не требуется использование боковой стенки резервуара. Как следствие – возможность легкого ремонта. Упрощена процедура калибровки. Вообще не требуется знание расстояния между датчиками в вертикальной плоскости. Конструкция резервуара не влияет на работу датчиков. Лишь один датчик требует строгой привязки к основанию резервуара (это измеритель уровня). Правда при наличии измерителя подтоварной воды такой привязки требует и он, но при этом приобретает возможность измерения уровня подтоварной воды, которая отсутствует у ГС-метода.

• Измерение уровня

Оба метода требуют измерения дистанции до поверхности НП. Для этого обычно используют неконтактные измерители-локаторы. Точность работы электромагнитного радара зависит от измеряемой дистанции, наличия мешающих конструкций, диэлектрической проницаемости продукта, близости уровня ко дну резервуара, неровности основания резервуара. Практически невозможна работа при минимальных разливах. Используемый в ОМ-методе волноводный акустический измеритель лишен многих недостатков. Это обусловлено следующими особенностями конструкции измерителя. Измеритель снабжен волноводом, выполняющим две функции. С одной стороны, он локализует волну внутри себя, увеличивая предельные дистанции работы, делает безразличным наличие мешающих конструкций, позволяет работать в неровностях дна с небольшими уровнями, когда дно резервуара частично осушается. С другой стороны, волновод выполняет функции эталона длины. Мера длины организована реперными отражателями в виде отверстий, распределенных по длине волновода. Они же осуществляют дренаж жидкости в волновод. Реперные отражатели позволяют адаптироваться к изменению газового состава среды в резервуаре, повышают точность измерения за счет того, что делают возможным

измерять не все расстояние, а лишь небольшую его часть от поверхности до ближайшего отражателя.

- **Процедура измерения массы продукта**

Учет приведенных выше соображений относительно отдельных узлов систем измерения массы продукта в резервуарах позволяет сравнить эффективность работы обеих систем измерения уровня.

Расчеты показывают, что точность определения массы ГС-методом сильно зависит от уровня продукта. Точность работы ОМ-метода слабо зависит от уровня продукта; при этом относительная погрешность измерения массы находится в пределах 0,25–0,3% при уровнях от 10 до 2 метров. Причиной понижения точности у ГС-метода является увеличение относительной ошибки в определении гидростатического давления столба жидкости при уменьшении уровня продукта. Не стоит забывать, что при понижении уровня ниже "критического" ГС-метод вообще не может обеспечить необходимую точность определения массы продукта. Слабыми звеньями ГС-метода являются измерители давления жидкого НП и паров внутри резервуара. Эти измерители имеют тенденцию увеличивать ошибки при изменении температуры, времени службы, уровня измеряемого давления, имеют дрейф нуля. Отсутствие возможности оценить реальную плотность паров и уровень защитного клапана делает непродуктивным использование давления в качестве основного информативного параметра системы измерения массы. Многих указанных недостатков лишен ОМ-метод. Использование измерителя уровня с волноводом в качестве основного позволяет точно определять массу продукта во всем диапазоне уровней, вплоть до пустого резервуара. Использование дифференциального принципа измерения плотности позволяет измерять плотность с постоянной ошибкой независимо от уровня НП и прочих внешних факторов (давления, плотности паров и т.п.). Возможность измерять уровень подтоварной воды расширяет возможности системы.

Заключение

Проведенный анализ наиболее распространенных методик измерения массы нефтепродуктов и примеров реализации этих методик на нефтебазах позволяет сделать следующие выводы:

- объемно-массовый метод измерения нефтепродуктов по сравнению с гидростатическим является наиболее объективным и точным методом, обеспечивающим высокую точность определения массы и плотности нефтепродуктов практически по всей высоте резервуара;
- доступные недорогие измерители с нормальной точностью;

- Продемонстрирована нецелесообразность использования в объемно-массовом методе измерителей уровня с чрезмерной точностью. Абсолютная ошибка $\pm 2 \div 4$ мм является достаточной для измерения массы в стандартных резервуарах с необходимой точностью. При этом использование для измерения уровня волноводных измерителей уровня несет и ряд преимуществ по сравнению с другими измерителями: простота и надежность, небольшая стоимость, отсутствие зависимости от конструкции резервуара, места установки датчика, величины уровня нефтепродуктов, диэлектрической проницаемости жидкости, механических свойств жидкости;

В заключении отметим, что авторы являются сотрудниками ООО "Валком", которая специализируется на разработке, проектированию и производству недорогих, надежных систем коммерческого учета нефтепродуктов на нефтебазах, укомплектованных оригинальными патентованными датчиками собственной разработки и изготовления. Интеллектуальные интерфейсы, которыми снабжены датчики фирмы "Валком" позволяют легко встраивать их в любые системы учета нефтепродуктов.

© А.П. Демченко, 2003

Рис. 1

График относительной ошибки в определении массы продукта ОМ методом.

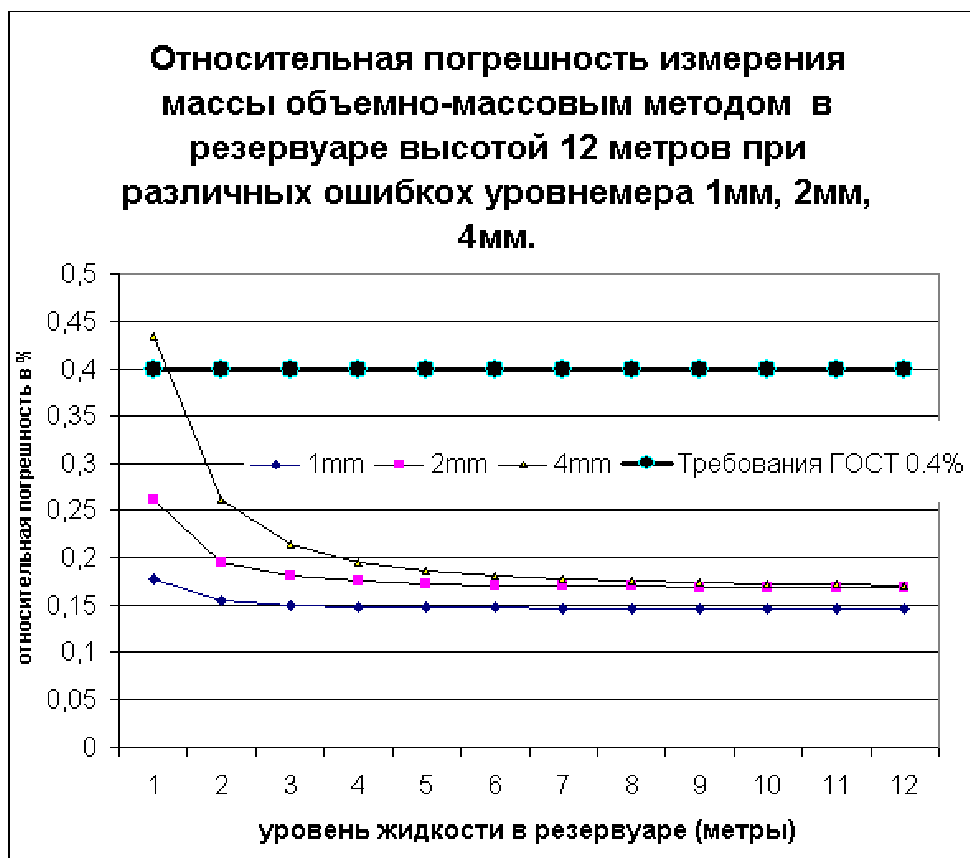


Рис. 2

График относительной ошибки в определении массы продукта ГС методом.

