

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
«УФИМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ  
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Транспорт и хранения нефти и газа»

## **КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ**

Учебное пособие по дисциплинам:  
«Физические основы учета нефти и газа при технологических операциях»,  
«Измерение и контроль в технологических процессах нефтегазового  
производства»

Уфа 2013

Учебное пособие содержит конспект лекций по дисциплинам: «Измерение и контроль в технологических процессах нефтегазового производства», «Физические основы учета нефти и газа при технологических операциях».

Предназначено для студентов очного обучения специальностей: 130501 «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» (инженеры), 131000 «Нефтегазовое дело» по направлению магистерской подготовки «Ресурсоэнергосберегающие технологии транспорта и хранения углеводородов» очного и заочного обучения, 131000 «Нефтегазовое дело» профиля бакалавриата «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки».

Составитель: Фазлетдинов Р.А., доц., канд. техн. наук

Рецензент: Коробков Г.Е., проф. д-р техн. наук

## СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1. Введение. Основные понятия. Виды и методы учета.....	4
Раздел 2. Физико-химические свойства товарных нефтепродуктов. Определение массы и расчет погрешностей.....	12
Раздел 3. Методы и средства количественного и качественного учета нефти и нефтепродуктов.....	29
Раздел 4. Поверка средств измерений, используемых при учетных операциях.....	49
Список использованной литературы.....	80

## **Раздел 1. Введение. Основные понятия. Виды и методы учета**

### Общие сведения о преподаваемой дисциплине.

Значение учета любого товара, а тем более энергоносителей трудно переоценить. Учет предполагает измерение и вычисление количественных и качественных характеристик товара с заданной точностью и проводится при любых экономических операциях.

На современном этапе развития Россия является одним из крупнейших игроков на рынке экспортеров энергоносителей. И от того, насколько точно возможно посчитать (учесть) нефть и газ, направляемые на экспорт, зависит прибыль государства, а значит, и наше благосостояние. Кроме того, недостаточная точность при учете нефти и нефтепродуктов может привести к потерям невозполнимых природных ресурсов и загрязнению окружающей среды.

### Основные понятия метрологии.

Теоретические основы учета нефти, нефтепродуктов и газа изложены в метрологии. Метрология представляет собой науку об измерениях, методах и средствах обеспечения их единства и способах достижения требуемой точности.

Основными понятиями метрологии являются: измерения; физическая величина; единица измерений; система единиц физических величин.

Измерение - это совокупность операций по применению технического средства, хранящего единицу физической величины, обеспечивающих нахождение соотношения измеряемой величины с ее единицей и получение значения этой величины. Пример: измерение длины линейкой, рулеткой и т.д.

Физическая величина - свойство, общее в качественном

отношении многим физическим объектам, но в количественном отношении индивидуальное для каждого объекта. Например, масса вещества, его температура, давление в трубопроводах и т.д. Для характеристики физических величин вводятся понятия - размер и значение.

Размер величины (например, длина стержня) существует реально, независимо от того, знаем мы его или нет. Если размер величины измерен и выражен в единицах этой величины, то этот результат называется значением физической величины (2 метра, 10°C и т.д.).

Единица измерения физической величины – физическая величина фиксированного размера, которой условно присвоено числовое значение, равное 1, и применяемая для количественного выражения однородных с ней физических величин.

Система единиц физических величин – совокупность основных и производных единиц физических величин, образованная в соответствии принятыми принципам для заданной системы.

В России применяется Международная система единиц (СИ) принятая Генеральной конференцией по мерам и весам, рекомендованная Международной организацией законодательной метрологии.

Важнейшей характеристикой качества измерений является *единство измерений*. Смысл *единства измерений* заключается в том, что результаты измерений выражаются в указанных единицах, чьи размеры равны размерам воспроизводимых величин, а погрешности результатов измерений известны с заданной вероятностью и не выходят за требуемые пределы.

Единство измерений достигается путем точного воспроизведения и хранения единиц физических величин и передачи их размеров применяемым на практике СИ. Воспроизведение

единицы физической величины осуществляется с помощью государственного эталона. Различают воспроизведение *основной* и *производной* единицы.

Воспроизведение основной единицы осуществляется путем создания фиксированной по размеру физической величины в соответствии с определением единицы. Она воспроизводится с помощью государственных первичных эталонов. Например, единица массы 1 кг воспроизведена точно в виде платиноиридиевой гири, хранимой в Международном бюро весов в качестве международного эталона.

Воспроизведение производной единицы сводится к определению значения физической величины в указанных единицах на основании измерений других величин, связанных функционально с измеряемой величиной.

Передача размера единицы осуществляется при поверке от – более точных средств измерений к менее точным. Схема передачи размера единицы приведена на рисунке и называется поверочной.

#### Классификация видов и методов учета.

Рассмотрим классификацию видов учета нефти и нефтепродуктов.

В зависимости от целей, преследуемых при учете, условно различают оперативный и коммерческий учет нефти и нефтепродуктов.

Оперативный учет производится в пределах предприятия с целью оперативного контроля или оценки результатов производственной и хозяйственной деятельности отдельных подразделений - бригад, участков, ПСП, НПС, РНУ и т.д.

Коммерческий учет производится при операциях поставки-приемки (купли-продажи) нефти и нефтепродуктов между

предприятиями - поставщиками (продавцами) и потребителями (покупателями).

Методы, технические средства и требования к точности измерений при оперативном и коммерческом учете неодинаковы. При оперативном учете они могут устанавливаться самими предприятиями или объединением (корпорацией), в состав которого они входят. При коммерческом учете требования к используемым методам измерений, средствам измерений, точности измерений и организации учета определяются стандартами и принятыми в установленном порядке другими нормативными документами и соглашениями сторон.

Различают также методы учета нефти и нефтепродуктов. Традиционно в России учет ведется в единицах массы, поэтому методы учета классифицируются согласно ГОСТ 8.595-2004 «Нефть и нефтепродукты. Методы измерения массы»:

- 1) по результатам измерений;
- 2) по условиям измерений.

По результатам измерений различают прямой и косвенный методы.

*Прямой метод* предполагает проведение измерений, при которых искомое значение физической величины находят непосредственно из опытных данных. Прямые измерения можно выразить формулой

$$Q=X,$$

где Q - искомое значение измеряемой величины;

X - значение, непосредственно получаемое из опытных данных.

При прямых измерениях измеряемую величину сравнивают с мерой непосредственно или же с помощью измерительных приборов, градуированных в требуемых единицах. Примерами использования прямого метода служат измерения массы нефтепродукта в цистерне при помощи железнодорожных весов или же массы нефти на потоке с

помощью массомеров.

*При косвенном методе* проводят измерения, при которых искомую величину определяют на основании известной зависимости между этой величиной и величинами, подвергаемыми измерениям прямым методом.

При косвенных измерениях измеряют не собственно определяемую величину, а другие величины, функционально с ней связанные. Значение измеряемой величины находят путем вычисления по известной формуле

$$Q = f(a, b, c, \dots),$$

где  $Q$  - искомое значение косвенно измеряемой величины;

$f$  - знак функциональной зависимости, форма которой и природа связанных ею величин заранее известны;

$a, b, c, \dots$  - значения величин, измеренных прямым способом.

Примером косвенного метода служит определение массы нефти по измеренному объему, плотности, температуре и давлению.

По условиям измерений различают статический и динамический методы.

В ходе осуществления статического метода измеряемая величина остается постоянной во времени.

Статические измерения заключаются в следующем:

- какое-то количество продукта наливают в емкость (резервуар, мерник, цистерну и т.д.), предназначенную для хранения, транспортировки или специально для учета продукта;

- определяют каким-либо известным методом количество продукта;

- отбирают пробу продукта;

- по результатам измерений вычисляют объем или массу продукта и по пробе определяют параметры качества.

Практически учет состоит из следующих последовательных



операций:

- заполнение резервуара продуктом;
- подготовка резервуара к учетным операциям (отстой, слив “подтоварной воды”);
- проведение учетных операций;
- откачка продукта из резервуара;
- подготовка резервуара к приему продукта (измерение остатка и т.д.).

Для учета продуктов на магистральных трубопроводах при непрерывной перекачке больших объемов необходимо большое количество резервуаров, которые поочередно используются для проведения указанных операций. Кроме того, эти операции трудно поддаются автоматизации и для их выполнения требуется большое количество обслуживающего персонала. Поэтому в настоящее время метод статических измерений используется в качестве резервного при учете на перекачке и в качестве основного при приемосдаточных операциях нефти и нефтепродуктов в железнодорожных цистернах и танкерах.

При транспортировании нефти и нефтепродуктов по магистральным трубопроводам используется метод динамических измерений.

При динамических измерениях, как видно из названия, количество и параметры качества нефти измеряются в динамике без остановки перекачки. Для измерения параметров потока применяются поточные приборы - счетчики-расходомеры, плотномеры и анализаторы качества. Динамические измерения позволяют почти полностью автоматизировать процесс учета, резко сократить капитальные и эксплуатационные затраты и повысить точность учета продукта (обеспечить минимально допустимую погрешность).

Таким образом, всего для учета нефти и нефтепродуктов

используются: прямой и косвенный методы статических измерений, прямой и косвенный метод динамических измерений, а также гидростатический метод, основанный на измерении уровня в мерах вместимости с последующим отбором проб и вычислением массы в виде произведения объема на плотность.

#### Требования к системам учета.

При учете нефти используются понятия "масса (объем) брутто" и "масса (объем) нетто, получаемая вычитанием массы балласта из массы брутто, применительно к нефтепродуктам не совпадают с обыденными "масса брутто" - масса продукта с тарой и "масса нетто" - масса продукта без тары, но широко используются в нормативных и отчетных документах в области учета нефти.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто товарной нефти и массы нефтепродукта составляют:

1) 0,40 % - при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн;

2) 0,50 % - при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них;

3) 0,25 % - при прямом и косвенном методах динамических измерений;

4) 0,50 % - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы продукта от 120 т и более;

5) 0,65 % - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, массы продукта до 120 т.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти составляют:

- 1) 0,50 % - при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах расцепленных цистерн
- 2) 0,60 % - при прямом методе статических измерений взвешиванием на весах движущихся нерасцепленных цистерн и составов из них;
- 3) 0,35 % - при прямом и косвенном методах динамических измерений;
- 4) 0,60 % - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, от 120 т и более;
- 5) 0,75 % - при косвенном методе статических измерений и косвенном методе измерений, основанном на гидростатическом принципе, до 120 т.

Какова должна быть точность учета нефти? На первый взгляд кажется, что чем точнее учет, т.е. чем меньше погрешность определения массы нефти, тем лучше. В самом деле, погрешность учета нефти представляет собой неопределенность, которая может включать в себя любые виды потерь: прямые потери, приписки и т.д. Причем, знак погрешности (положительный или отрицательный) не имеет никакого значения, т.к. положительная погрешность для одной стороны (например, поставщика) будет отрицательной для другой стороны (потребителя). В любом случае появляется возможность покрытия потерь или приобретения некоторого несуществующего количества продукта той или другой стороной.

С этой точки зрения погрешность измерения массы нефти или ее какая-то доля может быть приравнена к прямым потерям. Если повысить точность измерений, то разность между прежним и достигнутым значениями погрешности можно рассматривать как дополнительное количество нефти, сэкономленное и введенное в народнохозяйственный оборот. Однако, беспредельно повышать

точность учета невозможно, т.к. снижение погрешности измерений связано с затратами средств на научно-исследовательские и другие работы по совершенствованию методов и средств измерений, реконструкции объектов, замене устаревшего оборудования и т.д. Причем, затраты средств растут не пропорционально снижению погрешности, а гораздо быстрее. Может настать момент, когда затраты на снижение погрешности измерений достигнут и даже превысят получаемую от этого экономию. Дальнейшее снижение погрешности возможно только при использовании более совершенных и дешевых средств измерений.

Таким образом, повышение точности учета энергоносителей является сложной многофакторной задачей.

## **Раздел 2. Физико-химические свойства товарных нефтей и нефтепродуктов. Определение массы и расчет погрешностей**

### 1. Характеристика основных показателей качества и свойств нефти

Все показатели качества можно разбить на три группы:

- 1) характеристики продукта, непосредственно характеризующие его качество;
- 2) технологические параметры, которые необходимо знать для сокращения потерь продукта при его транспортировке и хранении в системе магистральных трубопроводов;
- 3) свойства, характеризующие опасность продукта.

К *показателям первой группы* относятся: плотность, фракционный состав, содержание балласта, т.е., содержание воды, механических примесей, хлористых солей и серы.

**1. Плотность** является основным показателем качества нефти, т.к. участвует в определении ее массы. Плотность может измеряться в лабораторных условиях: с помощью ареометров и лабораторных плотномеров или на потоке, с помощью поточных плотномеров.

Плотность зависит от температуры, стандартная температура ее определения - 15°C. Единицы измерения плотности: кг/м<sup>3</sup>, град API.

**2. Фракционный состав** нефти характеризует состав частей, входящих в нее, выкипающих при различной температуре. Фракционный состав определяется путем перегонки топлива. В зависимости от вида продукта, в ТУ могут нормироваться различные показатели фракционного состава. Для нефти это выход фракций в % при температурах 200 и 300 °С.

**3. Содержание воды, мехпримесей и хлористых солей.**

Вода является основным по массе балластом в нефти и на ее перекачку тратится много электроэнергии. Кроме того, вода образует коррозионно опасную среду вместе с хлористыми солями, содержащимися в нефти.

Механические примеси, содержащиеся в нефти с момента ее добычи, являются источником потери качества продукта, т.е. его загрязнения.

Содержание воды и механических примесей измеряют в процентах, а хлористых солей – в мг/л.

**4. Содержание серы.** Сера, как и ранее рассмотренные виды балласта, также является вредной примесью в нефти. Но мы изучаем этот показатель отдельно. Это связано с чрезвычайной опасностью соединений серы в нефти для оборудования нефтеперерабатывающих заводов. При переработке нефти, когда ее давление и температуры повышается, сера образует стойкие соединения, которые превращают стенки металлических

трубопроводов и аппаратов буквально в лохмотья. Содержание серы измеряется в процентах.

К *технологическим параметрам* относятся: вязкость, давление насыщенных паров и содержание парафина.

**Вязкость** – это свойство, характеризующее трение между слоями движущейся жидкости. Вязкость обратно пропорционально зависит от температуры, поэтому магистральные трубопроводы рассчитывают при минимальной температуре.

Различают кинематический и динамический коэффициенты вязкости. Вязкость измеряют капиллярными и ротационными вискозиметрами. Единицы ее измерения: м<sup>2</sup>/с, Ст, Пуаз, град. Энглера.

**Давление насыщенных паров** характеризует испаряемость нефти. При давлении, равном ДНП, число молекул, переходящих из жидкости в пар, равно числу молекул, совершающих обратный переход.

По ДНП можно судить о количестве легких фракций, измеряется в Па.

**Содержание парафина.** Парафин, который откладывается на стенках труб и емкостей, засоряет их, уменьшая проходное сечение.

И наконец, показатели третьей группы включают в себя:

- содержание хлорорганических соединений;
- массовую долю сероводорода;
- массовую долю метил-, и этилмеркаптанов.

Все эти вещества очень ядовиты. При их высоком содержании в нефти, меняется технология транспортировки, увеличиваются затраты на обеспечение безопасности жизнедеятельности работников, имеющих контакт с нефтью.

## 2. Классификация нефтей по ГОСТ Р51858.

Технические требования к качеству российской нефти, поставляемой на нефтеперерабатывающие заводы и на экспорт, устанавливаются в соответствии с ГОСТ Р 51858.

Самая общая классификация подразумевает разделение нефти на сырую и товарную.

Сырая нефть представляет собой жидкую природную ископаемую смесь углеводородов, которая содержит растворенный газ, воды и различные примеси.

Товарная нефть – это нефть, подготовленная к поставке потребителю, в соответствии с нормативными документами. По-другому можно сказать, что это нефть, освобожденная от балласта (воды, различного рода солей и механических примесей).

При оценке качества нефть подразделяют на классы, типы, группы, виды.

В зависимости от содержания серы нефть подразделяется на **4 класса:**

Класс нефти	Наименование	массовая доля серы, %
1	малосернистая	до 0,6 вкл.
2	сернистая	0,61 – 1,8
3	высокосернистая	1,81 – 3,50
4	особо высокосернистая	свыше 3,5

По плотности нефть подразделяется на **пять типов**:

Класс нефти	Наименование	плотность при 15 °С, кг/м <sup>3</sup>
0	особо легкая	не более 834,5
1	легкая	834,6 - 854,4
2	средняя	854,5 – 874,4
3	тяжелая	874,5 – 899,3
4	битуминозная	более 899,3

На экспорт поставляются нефти 0; 1 и 2 типов. При их поставке наряду с плотностью регламентируется содержание парафинов (не более 6 %) и выход фракций.

По степени подготовки нефть подразделяют **на три группы**

Наименование показателя	Норма для нефти группы			Метод испытания
	1	2	3	
1. Массовая доля воды, %	0,5	0,5	1,0	ГОСТ 2477
2. Концентрация хлористых солей, мг/л	100	300	900	ГОСТ 21534
3. Массовая доля механических примесей, %	не более 0,05			ГОСТ 6370
4. Давление насыщенных паров, Па, не более	66,7 кПа			ГОСТ 1756
5. Содержание хлорорганических соединений, млн <sup>-1</sup>	10	10	10	



По массовой доле сероводорода и легких меркаптанов нефть подразделяют на 2 вида.

Наименование показателя	Вид нефти	
	1	2
1 Массовая доля сероводорода, млн. <sup>-1</sup> (ppm), не более	20	100
2 Массовая доля метил- и этилмеркаптанов в сумме, млн. <sup>-1</sup> (ppm), не более	40	100

Примечание - Нормы по показателям таблицы 4 являются факультативными до 01.01.2009 г. Определяются для набора данных.

В зависимости от значений показателей качества нефти относят к тому или иному классу, типу, группе и виду. Если в рамках одной классификации замеряется несколько показателей и некоторые значения относят нефть к разным группам, то нефть признают более худшего качества. Так как цена нефти связана с ее качеством, необходимо использовать условное обозначение нефти.

Условное обозначение нефти состоит из четырех цифр, соответствующих обозначениям класса, типа, группы и вида нефти. При поставке нефти на экспорт к обозначению добавляется буква «э». Обозначение заканчивается наименованием ГОСТа. Пример 2.2э. 1.1 ГОСТ Р 51858-02 – нефть, поставляемая на экспорт - массовая доля серы 1,15%; плотность при 15 °С 860 кг/м<sup>3</sup>; концентрация хлористых солей 120 мг/л; массовая доля воды 0,4%; при отсутствии сероводорода; 2.2.2.1 ГОСТ Р 51858-02)

### 3. Виды анализов качества нефти

Для проверки соответствия нефти требованиям ГОСТР51858 проводят анализ качества.

Различают следующие виды анализов качества:

- 1) приемо-сдаточный;
- 2) периодический;
- 3) арбитражный;
- 4) ходовой.

Приемосдаточный анализ проводят один раз в смену по следующим показателям: плотность, массовая доля серы, давление насыщенных паров (при приеме нефти для транспортировки по системе магистрального транспорта), массовая доля воды и концентрация хлористых солей.

Периодический анализ проводят не реже одного раза в 10 дней по следующим показателям:

- массовая доля механических примесей,
- давление насыщенных паров (при сдаче нефти из системы магистрального транспорта, при приеме-сдаче между смежными ОАО (ООО) МН),
- массовая доля сероводорода и легких меркаптанов,
- выход фракций,
- содержание хлорорганических соединений,
- массовая доля парафина.

Показатели «выход фракций» и «массовая доля парафина» определяют при приеме нефти в систему магистральных нефтепроводов и при сдаче нефти на экспорт.

При разногласиях в оценке показателей качества нефти, возникших после приемо-сдаточных испытаний вскрывают арбитражной пробы и проводят арбитражный анализ. Объем

показателей качества при арбитражном анализе зависит от соглашения сторон. Результаты, полученные при испытании арбитражной пробы, считают окончательными.

При ходовом анализе количество и качество сданной и принятой нефти измеряется по СИКН и мерам вместимости каждые два часа, посменно и ежесуточно по состоянию на 24 часа московского времени.

### **Алгоритмы определения массы нефти различными методами.**

#### 1. Косвенный метод динамических измерений

**При косвенном** методе динамических измерений, измеряют плотность и объем продукта и вычисляют его массу. Однако температура и давление, при которых измеряют объем и плотность нефти совпадают не всегда. Поэтому массу допускается определять двумя способами:

- 1) результаты измерений плотности и объема приводят к стандартным условиям, если разность температур при измерениях плотности и объема продукта более 15 °С;
- 2) результаты измерений плотности продукта приводят к условиям измерений его объема, если разность этих температур менее 15 °С.

Сначала рассмотрим первый способ.

Масса нефти определяется из выражения

$$m_1^д = \rho_0^д V_0^д, \quad (1)$$

где  $\rho_0^д, V_0^д$  - плотность и объем продукта, измеренные на потоке при различных условиях и приведенные к стандартным условиям ( $t = 15$  °С).

Плотность продукта, приведенную к стандартным условиям при температуре 15°C,  $\rho_{15}^d$ , кг/м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле:

$$\rho_{15}^d = \frac{\rho_t^d}{K_t K_p} \quad (2)$$

где  $\rho_{\text{изм}}^d$  - плотность продукта, измеренная при температуре и давлении продукта в преобразователе плотности, кг/м<sup>3</sup>;

$K_t$  - поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем продукта, определенный для температуры продукта в преобразователе плотности, вычисляемый по формуле

$$K_t = \exp \left[ \alpha_t (5 - t) + 0.8 \alpha_t (5 - t)^2 \right], \quad (3)$$

где  $\alpha_t$  - коэффициент объемного расширения при температуре измерения плотности, определяется в зависимости от полученного значения плотности и температуры по специальным таблицам, 1/°C;

$t$  - температура, при которой измерялась плотность, °C;

$K_p$  - поправочный коэффициент, учитывающий влияние давления на объем продукта, определенный для давления продукта в преобразователе плотности, вычисляемый по формуле

$$K_p = \frac{1}{1 - \gamma_t \cdot P \cdot 10^{-3}}, \quad (4)$$

где  $\gamma_t$  - коэффициент сжимаемости нефти, определяется по таблице, МПа<sup>-1</sup>;

$P$  - давление, при котором производилось измерение плотности, МПа.

Объем продукта, приведенный к температуре 15 °C,  $V_{15}^d$ , м<sup>3</sup>, вычисляют по формуле:

$$V_{15}^d = V_t^d \cdot K_t \cdot K_p \quad (4)$$

где  $V_{\text{изм}}^d$  - объем продукта, измеренный при температуре и давлении продукта в преобразователе расхода или счетчике жидкости, м<sup>3</sup>;

$K_t$ ,  $K_p$  – поправочные коэффициенты, значения которых вычисляется по формулам (3), (4); при этом в формулы подставляются температура и давление, при которых производилось измерение объема.

Более точно определить плотность можно в лабораторных условиях. Для этого используют ареометры или лабораторные плотномеры. В этом случае на измерения оказывает влияние только изменение температуры, и плотность можно определить как

$$\rho_{15}^d = \frac{\rho_t^d K}{K_t}, \quad (5)$$

где  $K$  – поправка на расширение стекла ареометра

$$K = 1 - 0,000025 (t - t_{\text{град}}) \quad (6)$$

где  $t_{\text{град}}$  - температура, на которую отградуирован ареометр, °С.

В случае использования лабораторного плотномера  $K=1$ .

В случае приведения результатов измерения плотности на потоке к условиям измерения объема массу продукта  $m^d$ , кг можно вычислять по формуле:

$$m = V_t^d \cdot \rho_t^d \cdot \left[ 1 + \alpha_e \left( P_p^d - T_V^d \right) + \gamma_t \left( P_V^d - P_p^d \right) \right] \quad (7)$$

где  $\alpha_t$  - коэффициент объемного расширения продукта при температуре измерения плотности;

$P_v$ ,  $P_p$  – давление продукта в счетчике и плотномере соответственно, МПа;

$T_v$ ,  $T_p$  - температура продукта в счетчике и плотномере соответственно, °С;

$\gamma_t$  - коэффициент сжимаемости продукта при температуре измерения плотности;

Аналогично, когда плотность измеряется ареометром массу нефти можно определить из выражения

$$m = V_t^d \cdot \rho_t^d \cdot \left[ 1 + \alpha_e \left( P_p^d - T_V^d \right) + \gamma_t P_V^d \right] K \quad (8)$$

## 2. Косвенный метод статических измерений

Массу продукта  $m_1^c$ , кг, при измерениях объема продукта в мерах вместимости и мерах полной вместимости и плотности продукта с помощью преобразователя плотности или в лаборатории в объединенной или точечной пробе и последующем приведении результатов измерений объема и плотности продукта к стандартному условию по температуре вычисляют по формуле:

$$m_1^c = \rho_0^c V_0^c \quad (9)$$

где  $\rho_0^c$ ,  $V_0^c$  - плотность и объем продукта, приведенные к стандартному условию по температуре  $t = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Плотность продукта, приведенную к температуре  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ , вычисляют по формуле (5\*):

$$\rho_{15}^c = \frac{\rho_t^c K}{K_t}, \quad (5^*)$$

Объем продукта, приведенный к температуре  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ ,  $V_{15}^c$ ,  $\text{м}^3$ , вычисляют по формуле:

$$V_{15}^c = V_{20} \left[ 1 + (2 \alpha_{\text{ст}} + \alpha_s) (T_{\text{ст}} - 20) \right] K_t \quad (10)$$

где  $V_{20}$  - объем продукта в мере вместимости на измеряемом уровне, определяемый по градуировочной таблице, составленной при температуре  $20 \text{ }^\circ\text{C}$ , или в мере полной вместимости на уровне продукта, соответствующем указателю уровня

$\alpha_{\text{ст}}$  - температурный коэффициент линейного расширения материала стенки меры вместимости, значение которого принимают равным  $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C}$  для стали и  $10 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C}$  для бетона;

$\alpha_s$  - температурный коэффициент линейного расширения материала средства измерений уровня продукта (например измерительной рулетки с грузом, метроштока, уровнемера

поплавкового типа и др.). Его значения принимают равными:

для нержавеющей стали -  $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ ;

для алюминия -  $23 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ .

$T_{\text{ст}}$  - температура стенки меры вместимости, принимаемая равной температуре продукта в мере вместимости  $T_{\text{п}}^{\text{с}}$ ,  $^\circ\text{C}$ ;

$K_t$  - поправочный коэффициент, учитывающий влияние температуры на объем продукта, определенный для температуры продукта в мере вместимости или в мере полной вместимости, вычисляемый по формуле (3).

Массу продукта  $m_{\text{п}}^{\text{с}}$ , кг, при приведении плотности продукта, измеренной в лаборатории, к условиям измерений объема продукта в мере вместимости или мере полной вместимости допускается вычислять по формуле:

$$m_{\text{п}}^{\text{с}} = V_{20} \rho_{\text{изм}}^{\text{п}} \left[ 1 + (2 \alpha_{\text{ст}} + \alpha_{\text{с}}) (T_{\text{ст}} - 20) \right] \left[ 1 + \alpha^{\text{п}} (T_{\text{п}}^{\text{п}} - T_{\text{ст}}) \right] K_t \quad (11)$$

Формула (11) может быть применена при разности температур  $T_{\text{п}}^{\text{п}}$  и  $T_{\text{ст}}$  не более  $15 \text{ }^\circ\text{C}$ .

### 3. Гидростатический метод

Массу продукта  $m_2^{\text{с}}$ , кг, при измерениях гидростатического давления столба продукта в мерах вместимости вычисляют по формуле:

$$m_2^{\text{с}} = \frac{1}{g} P S_{\text{ср}} \quad (12)$$

где  $P$  - гидростатическое давление столба продукта, Па;

$S_{\text{ср}}$  - средняя площадь поперечного сечения наполненной части меры вместимости,  $\text{м}^2$ ;

$g$  - ускорение силы тяжести,  $\text{м/с}^2$ .

Среднюю площадь  $S_{\text{ср}}$ ,  $\text{м}^2$ , вычисляют по формуле:

$$S_{\text{ср}} = \frac{V_{20} \left[ 1 + 2 \alpha_{\text{ст}} (T_{\text{ст}} - 20) \right]}{H} \quad (13)$$

где  $T_{ст}$  - температура стенки меры вместимости, принимаемая равной температуре продукта в мере вместимости, °С;

$H$  – высота уровня, на которой измерялся объем, м.

Массу продукта  $m_0$ , кг, принятого в меру вместимости или отпущенного из нее, определяют как абсолютное значение разности масс продукта по формуле:

$$m_0 = |m_i - m_{i+1}| \quad (14)$$

где  $m_i$ ,  $m_{i+1}$  - массы продукта, вычисленные по формуле (9) или (11) в начале и конце операции соответственно.

Массу нетто товарной нефти  $m_n$ , кг, вычисляют по формуле:

$$m_n = m - m_б \quad (15)$$

где  $m$  - масса брутто товарной нефти, измеренная одним из методов, кг;

$m_б$  - масса балласта, кг, вычисляемая по формуле:

$$m_б = m \frac{W_{М.В} + W_{Х.С} + W_{М.П}}{100} \quad (16)$$

где  $W_{М.В}$  - массовая доля воды в товарной нефти, %;

$W_{Х.С}$  - массовая доля хлористых солей в товарной нефти, %;

$W_{М.П}$  - массовая доля механических примесей в товарной нефти, %.

### Расчет погрешностей методов учета.

При прямом методе динамических измерений погрешностью следует считать погрешность измерений массы продукта с помощью массомера.

При прямом методе статических измерений погрешностью следует считать погрешность измерений массы продукта с помощью весов.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений



массы продукта при косвенном методе динамических измерений  $\delta m^A$ , %, вычисляются по формуле:

$$\delta m^A = \pm 1,1 \sqrt{\delta V^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 10^4 \Delta T_p^2) + \beta^2 10^4 \Delta T_V^2 + \delta N^2}, \quad (1)$$

где  $\delta V$  - относительная погрешность измерений объема продукта, %.

$\delta \rho$  - относительная погрешность измерений плотности продукта, %;

$\Delta T_p, \Delta T_V$  - абсолютные погрешности измерений температуры продукта при измерениях его плотности и объема соответственно, °C;

$\alpha$  - коэффициент объемного расширения продукта, 1/°C (приложение А);

$\delta N$  - предел допускаемой относительной погрешности устройства обработки информации или измерительно-вычислительного комплекса (из сертификата об утверждении типа или свидетельства о поверке), %;

$G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$G = \frac{1 + 2 \beta T_V}{1 + 2 \beta T_p} \quad (2)$$

где  $T_V, T_p$  - температуры продукта при измерениях его объема и плотности, °C.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы продукта при косвенном методе динамических измерений и последующем приведении плотности продукта к условиям измерений его объема вычисляются по формуле:

$$\delta m_n^A = \pm 1,1 \sqrt{\delta V_n^2 + \delta \rho_n^2 + \delta T_{Vp}^2 + \delta N^2}, \quad (3)$$

где  $\delta V_n$  - относительная погрешность измерений объема продукта, %;

$\delta \rho_n$  - относительная погрешность измерений плотности продукта, %;

$\delta T_{\text{вп}}$  - составляющая относительной погрешности измерений массы продукта за счет абсолютных погрешностей измерений температур  $T_{\text{вп}}^{\text{д}}$ ,  $T_{\text{рп}}^{\text{д}}$ , %, вычисляемая по формуле:

$$\delta T_{\text{вп}} = \pm \left[ \frac{\beta 100}{1 + \beta (T_{\text{рп}}^{\text{д}} - T_{\text{вп}}^{\text{д}})} \right] \sqrt{\Delta T_{\text{р}}^2 + \Delta T_{\text{в}}^2} \quad (4)$$

где  $\Delta T_{\text{р}}$ ,  $\Delta T_{\text{в}}$  - абсолютные погрешности измерений температур  $T_{\text{вп}}^{\text{д}}$ ,  $T_{\text{рп}}^{\text{д}}$ , °С.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы продукта при косвенном методе статических измерений  $\delta m_{\text{и}}^{\text{с}}$ , %, вычисляются по формулам:

а) для мер вместимости

$$\delta m_{\text{и1}}^{\text{с}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta K^2 + (K_{\text{ф}} \delta H)^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 10^4 \Delta T_{\text{р}}^2) + \beta^2 10^4 \Delta T_{\text{в}}^2 + \delta N^2}, \quad (5)$$

б) для мер полной вместимости

$$\delta m_{\text{и2}}^{\text{с}} = \pm 1,1 \sqrt{\delta V_{\text{т}}^2 + G^2 (\delta \rho^2 + \beta^2 10^4 \Delta T_{\text{р}}^2) + \beta^2 10^4 \Delta T_{\text{в}}^2 + \delta N^2}, \quad (6)$$

где  $\delta V_{\text{т}}$  - относительная погрешность полной меры вместимости, %;

$\delta K$ ,  $\delta H$  - относительные погрешности составления градуировочной таблицы и измерений уровня продукта соответственно, %;

$G$  - коэффициент, вычисляемый по формуле (2);

$K_{\text{ф}}$  - коэффициент, учитывающий геометрическую форму меры вместимости, вычисляемый по формуле:

$$K_{\text{ф}} = \frac{\Delta V_{20} H}{V_{20}} \quad (7)$$

где  $H$  - уровень наполнения, мм;

$\Delta V_{20}$  - объем продукта, приходящийся на 1 мм высоты наполнения меры вместимости на измеряемом уровне наполнения, м<sup>3</sup>/мм;

$V_{20}$  - - объем продукта в мере вместимости на измеряемом уровне наполнения.

Значения  $\Delta V_{20}$ ,  $V_{20}$  определяют по градуировочной таблице меры вместимости при измеряемом уровне наполнения.

Значение  $K_{\phi}$  для вертикальных цилиндрических резервуаров, танков наливных судов прямоугольной и цилиндрической форм принимают равным единице.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы продукта при косвенном методе, основанном на гидростатическом принципе,  $\delta m_2^c$ , %, вычисляют по формуле:

$$\delta m_2^c = \pm 1,1 \sqrt{\delta P^2 + \delta K^2 + (K_{\phi} - 1)^2 \delta H^2 + \delta N^2}, \quad (8)$$

где  $\delta P$   $\delta H$  - относительные погрешности измерений гидростатического давления и уровня продукта, %;

$\delta K$  - относительная погрешность составления градуировочной таблицы меры вместимости, %.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы продукта при проведении учетных операций  $5 \delta m_0^c$ , %, вычисляют по формулам:

а) для косвенного метода статических измерений

$$\delta m_{01}^c = \pm 1,1 \sqrt{\frac{m_i^2}{m_0^2} (A_i^2 + B_i^2) + \frac{m_{i+1}^2}{m_0^2} (A_{i+1}^2 + B_{i+1}^2) + \delta N^2}, \quad (9)$$

$$\text{где } A_i = \sqrt{\delta K_i^2 + (K_{\phi i} \delta H_i)^2 + (G_i \delta \rho_i)^2};$$

$$B_i = \sqrt{(G_i \beta_i 10^2 \Delta T_{\rho i})^2 + (\beta_i 10^2 \Delta T_{V i})^2};$$

$$A_{i+1} = \sqrt{\delta K_{i+1}^2 + (K_{\phi i+1} \delta H_{i+1})^2 + (G_{i+1} \delta \rho_{i+1})^2};$$

$$B_{i+1} = \sqrt{(G_{i+1} \beta_{i+1} 10^2 \Delta T_{\rho i+1})^2 + (\beta_{i+1} 10^2 \Delta T_{V i+1})^2}$$

где  $\delta K_i$ ,  $K_{i+1}$  - относительные погрешности составления градуировочной таблицы при измеряемых уровнях наполнения меры вместимости  $H_i$ ,  $H_{i+1}$  соответственно, %;

$K_{\phi i}, K_{\phi i+1}$  - коэффициенты, учитывающие геометрическую форму меры вместимости при измеряемых уровнях наполнения меры вместимости  $H_i, H_{i+1}$  соответственно;

$\Delta T_p, \Delta T_V$  - абсолютные погрешности измерений температур продукта  $T_p, T_V$  соответственно, °C;

б) для косвенного метода, основанного на гидростатическом принципе

$$\delta m_{02}^c = \pm 1,1 \sqrt{\frac{m_1^2}{m_0^2} C_i^2 + \frac{m_{i+1}^2}{m_0^2} C_{i+1}^2 + \delta N^2} \quad (10)$$

где  $C_i = \sqrt{\delta P_i^2 + \delta K_i^2 + (K_{\phi i} - 1)^2 \delta H_i^2}$ ;

$$C_{i+1} = \sqrt{\delta P_{i+1}^2 + \delta K_{i+1}^2 + (K_{\phi i+1} - 1)^2 \delta H_{i+1}^2},$$

где  $\delta P_i, \delta P_{i+1}$

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто товарной нефти вычисляют по формуле:

$$\delta M_H = \pm 1,1 \sqrt{(\delta m^*)^2 + \frac{\Delta W_{МВ}^2 + \Delta W_{МП}^2 + \Delta W_{ХС}^2}{\left(1 - \frac{W_{МВ} + W_{МП} + W_{ХС}}{100}\right)^2}}, \quad (11)$$

где  $\Delta W_{МВ}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в товарной нефти, %;

$\Delta W_{МП}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в товарной нефти, %

$\Delta W_{ХС}$  - абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в товарной нефти, %.

Значение  $\delta m^*$  при применении косвенных методов измерений массы продукта вычисляют по формуле:

$$\delta m^* = \frac{\delta m}{1,1} \quad (12)$$

где  $\delta m$  - предел допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти или массы нефтепродукта косвенными методами, %.

При применении прямых методов измерений массы продукта значение  $\delta m^*$  принимают равным относительной погрешности измерений массы продукта с помощью массомера или весов.

### **Раздел 3. Методы и средства количественного и качественного учета нефти и нефтепродуктов**

Для измерения количества отпускаемого или принимаемого нефтепродукта используются счетчики различных конструкций.

Различают счетчики:

- 1) турбинные;
- 2) объемные;
- 3) массовые;
- 4) ультразвуковые.
- 5) прочие.

Номенклатура применяемых счетчиков ограничивается требованиями, предъявляемыми к приборам. Они должны иметь относительную погрешность, находящуюся в допустимых пределах и большую пропускную способность.

Ниже приводится описание некоторых средств измерений, используемых на УУН, составленное на основе паспортов, описаний, инструкций и др. документов фирм-разработчиков и поставщиков.

#### **1. Турбинные счетчики**

Турбинные счетчики являются самыми распространенным типом средств измерений, используемым на УУН для измерения объема продукта. Чувствительным элементом турбинного счетчика является аксиальная (осевая) турбинка с лопастями, расположенными под углом к направлению потока жидкости, и свободно вращающаяся на подшипниках. Скорость вращения турбинки прямо пропорциональна скорости потока и, следовательно, расходу проходящей жидкости, а количество оборотов ее за определенный период – объему жидкости, прошедшей за этот период.

По способу преобразования числа оборотов турбинки в выходной сигнал турбинные счетчики можно разделить на две разновидности: счетчики с механическим преобразованием и счетчики с электронным преобразованием.

На УУН в настоящее время применяется в основном вторая разновидность турбинных счетчиков с электронным преобразованием. Счетчик состоит из турбинного преобразователя расхода (ТПР) и электронного преобразователя (вторичного прибора). В корпусе ТПР размещена турбинка в подшипниках, а снаружи к корпусу прикреплен магнитоиндукционный датчик (МИД). МИД обычно представляет собой катушку с большим количеством витков из тонкого провода, в которой находится сердечник с таблеткой постоянного магнита. Катушка, размещенная в корпусе, устанавливается в гнездо корпуса ТПР, который изготавливается из немагнитного материала. При вращении турбинки и прохождении лопастей её мимо катушки в ней вследствие изменения магнитного потока наводится переменная ЭДС, по форме близкая к синусоиде. Этот сигнал может подаваться непосредственно на вход электронного преобразователя, или на вход усилителя, расположенного в корпусе МИД, или вблизи него (предусилителя). Сигнал МИД усиливается и преобразовывается в импульсы прямоугольной формы, частота следования которых

пропорциональна расходу продукта, количество - объему продукта. В дальнейшем в электронном преобразователе частотно-импульсный сигнал ТПР преобразовывается в объем и расход продукта.

Основной характеристикой ТПР является его коэффициент преобразования (именуемый в некоторых переводных источниках “импульс-фактором” и “К-фактором”), представляющий собой количество импульсов выходного сигнала, приходящееся на единицу объема, обычно - количество импульсов на один кубометр [10].

Электронный преобразователь турбинного счетчика в простейшем случае реализует функции преобразования

$$V = \frac{N}{K}, \text{ м}^3 \text{ и} \quad (1)$$

$$Q = \frac{f}{K}, \text{ м}^3/\text{час} \quad (2)$$

где  $V$  - объём жидкости;

$Q$  - расход жидкости;

$N$  - количество импульсов;

$f$  - частота выходного сигнала, Гц;

$K$  - коэффициент преобразования, имп/м<sup>3</sup>.

На УУН используются различные электронные преобразователи от простейших, реализующих функции (1) и (2) с постоянным коэффициентом преобразования, до сложнейших микропроцессоров, обрабатывающих результаты измерений с введением коррекций.

Рассмотрим технические характеристики некоторых турбинных счетчиков.

### **Турбинные счетчики НОРД-М.**

В 1974 г. в первые в СССР были проведены государственные испытания и внесен в государственный реестр средств измерений ряд отечественных турбинных счетчиков типа НОРД, включающих счетчики условным диаметром от 40 до 200 мм. и пропускной способностью от 40 до 900 м<sup>3</sup>/ч. Производство их было освоено на Бугульминском опытном заводе “Нефтеавтоматика” и началось их внедрение сначала для оперативного учета, затем и для коммерческого учета нефти. В настоящее время используются модернизированные счетчики НОРД-М.

#### **Краткие технические данные счетчиков**

1. Измеряемая среда – нефть и нефтепродукты с параметрами:
  - температура, °С 5-50
  - вязкость, мм<sup>2</sup>/с (сСт) 1-20
2. Диаметр условный, мм 40,65,80, 100,150,200
3. Пропускная способность, м<sup>3</sup>/час 35,90,140, 250,500,900
4. Пределы допускаемой основной относительной погрешности в диапазоне расходов 20-100 % (с электронным преобразователем Дельта-2), % ±0,15

Недостатком счетчиков НОРД-М является зависимость их показаний от вязкости жидкости. Допускаемые пределы изменения вязкости для ТПР НОРД-М составляют (2-3) мм<sup>2</sup>/с. К сожалению дальнейшая модернизация счетчиков не проводилась.



## Турбинные счетчики МИГ

Другой разновидностью турбинных счетчиков, также выпускаемых Бугульминским опытным заводом «Нефтеавтоматика», являются счетчики типа МИГ.

В состав счетчика МИГ входят турбинный преобразователь расхода МИГ и комплект из электронного преобразователя и магнитоиндукционного датчика Дельта-2.

### Краткие технические данные:

1. Измеряемая среда - нефть и нефтепродукты с параметрами:
  - температура, °C 0-60
  - вязкость, мм<sup>2</sup>/с (сСт) 1-100
2. Диаметр условный, мм 40,50,65,80, 100, 150,250, 400
3. Верхний предел расхода, м<sup>3</sup>/час 42, 72, 120,  
180,300,600,1100,4000
4. Пределы допускаемой основной относительной погрешности в диапазоне расходов (20-100)%, % ±0,15
5. Расстояние от ТПР до Дельта-2, м 1000

На рис.3.4 показан общий вид счетчиков МИГ.

В ТПР использовано конструктивное решение, улучшающее линейность градуировочной характеристики и расширяющее допускаемые пределы изменения вязкости, которые составляют, мм<sup>2</sup>/с (сСт):

- для ТПР Ду 40, 50, 65, 80 ±3
- для ТПР Ду 100, 150, ±5
- для ТПР Ду 200, 250, 400 ±10

## Турбинные счетчики зарубежных фирм

В России на УУН широко используются турбинные счетчики зарубежных фирм, таких как “Smith Meter Ink”, “Bopp & Reuther”, “MMG” (ВНР, “Турбоквант”), “Daniel”, “Feure-Herman” и др.

В этих счетчиках использованы различные технические решения, направленные на улучшение конструкции и метрологических характеристик - линейности градуировочной характеристики, расширение диапазона измерений, уменьшение влияния вязкости, совершенствование вторичных приборов на базе достижений электроники и т. д. Зарубежные счетчики выгодно отличаются высоким качеством изготовления и надежностью. Кроме того, фирмами разработан целый набор различных электронных приборов, которые позволяют компоновать системы для выполнения любых задач в области учета нефти и нефтепродуктов. Поэтому многие потребители в России предпочитают использовать счетчики и системы зарубежных фирм, несмотря на их дороговизну. В последние годы появились турбинные счетчики с так называемой геликоидальной турбинкой, которые отличаются хорошей линейностью в большом диапазоне расходов.

Фирма “Feure-Herman” поставляет ряд счетчиков модели “Heliflu TZN” условным диаметром от 16 мм до 500 мм, охватывающий диапазон расходов от 0,12 до 6000 м<sup>3</sup>/ч и предназначенный для нефти и нефтепродуктов с вязкостью до 200 мм<sup>2</sup>/с (сСт), а для больших диаметров - до 700 мм<sup>2</sup>/с. Погрешность счетчиков не превышает 0,15% в диапазоне расходов 10:1 при калибровке на одном продукте, вязкость которого может находиться в пределах от 0,6 до 120 мм<sup>2</sup>/с. При использовании компенсации вязкости счетчики могут применяться в большом диапазоне вязкости продукта. В комплект счетчика входят преусилитель и электронный преобразователь

(сумматор). Имеются различные варианты сумматоров, в т. ч. с батарейным питанием.

## 2. Объёмные счетчики

Объёмные счетчики предназначены для измерения объема жидких продуктов при малых скоростях движения, в том числе высоковязких продуктов (до 3000 мм<sup>2</sup>/с). При учете нефти и нефтепродуктов наибольшее распространение получили два типа объёмных счетчиков - лопастные (камерные) и с овальными шестернями. Рассмотрим некоторые типы счетчиков зарубежных фирм.

На рис.3.8 приведена схема и общий вид лопастных счетчиков фирмы “Smith Meter Inc”, которые считаются одними из лучших в мире.

Счетчик состоит из корпуса, ротора, в пазах которого находятся лопасти и устройства преобразования. Внутри ротора находится кулачковый диск специального профиля, к которому прижаты лопасти (через подшипники качения). Корпус выполнен с двойными стенками, в полости между которыми находится жидкость для уравнивания давления и сохранения постоянного объема внутренней камеры. Счетчик работает по принципу вытеснения (переноса) равных объемов жидкости из входа в выход корпуса.

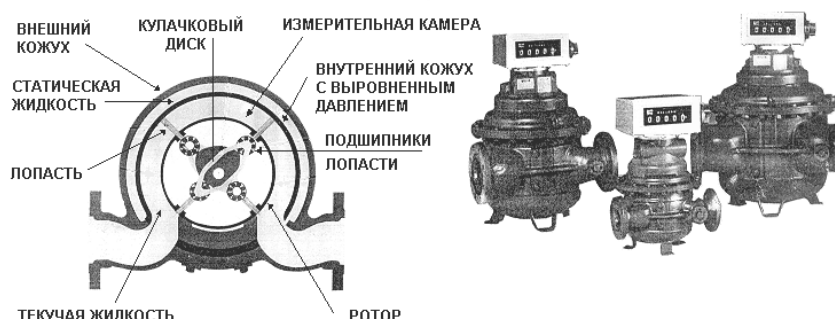


Рис.3.8. Лопастные счетчики фирмы “Smith Meter Inc”.

Это происходит следующим образом. Когда жидкость проходит через счетчик под воздействием потока на лопасти ротор вращается и под воздействием кулачкового диска лопасти то выдвигаются из ротора, достигая внутренней стенки, то возвращаются внутрь ротора. Кулачковый диск выполнен так, что две лопасти в определенном положении выдвинуты и образуют камеру, в которой определенный объем жидкости переходит из входа в выход счетчика (см.рис.3.8). При этом ни ротор, ни лопасти не касаются неподвижных частей корпуса, что исключает их износ. Герметичность измерительной камеры достигается за счет гидравлического уплотнения в капиллярных зазорах между лопастями и корпусом.

Вращение ротора преобразовывается в объем жидкости при помощи механических счетчиков или в электрические импульсы с помощью магнитоиндукционных или фотоэлектрических датчиков. Лопастные счетчики имеют большой диапазон измерений - до 100:1, причем, чем больше вязкость жидкости, тем шире диапазон.

Фирма "Vorr & Reuther" поставляет объемные счетчики с овальными шестернями. Измерительный элемент счетчика состоит из двух прецизионных овальных шестерен, расположенных в корпусе. При прохождении жидкости шестерни вращаются и при этом одному обороту их соответствует точно одинаковый объем протекающей жидкости.

На рис.3.9 показаны схема работы и общий вид счетчика с электрическим датчиком импульсов.

Вращение шестерен преобразовывается в выходной сигнал в виде объема, накапливаемого и индуцируемого на механическом счетчике, или в виде частотно-импульсного сигнала с помощью электрических датчиков. Фирма поставляет счетчики условным диаметром от 25 до 400 мм, охватывающим диапазон расходов от 0,015 до 400 м<sup>3</sup>/ч.

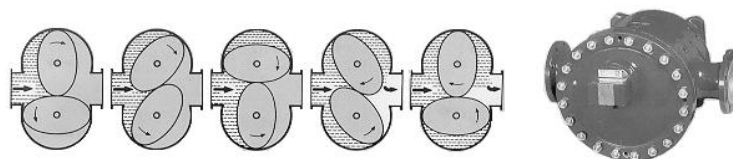


Рис. 3.9. Объемные счетчики с овальными шестернями фирмы “Vorr & Reuther”.

Диапазон расходов для конкретного размера счетчика зависит от вязкости жидкости. Счетчики с овальными шестернями могут измерять объем жидкостей, имеющих вязкость до 3000 мм<sup>2</sup>/с.

### **3. Массовые расходомеры (массомеры)**

Массовые расходомеры (называемые в России массомерами) предназначены для прямого измерения массы продуктов в динамике. Они появились в 70-х годах, непрерывно совершенствовались и стали одним из прогрессивных средств измерений массы самых разнообразных продуктов. В России применение массовых расходомеров для учета нефти и нефтепродуктов началось в 90-х годах. Практика применения выявила ряд несомненных преимуществ массомеров:

- прямое измерение массы;
- высокая точность измерения;
- отсутствие влияния свойств жидкости - вязкости, плотности;
- высокая надежность;
- отсутствие движущихся частей и малые затраты на обслуживание.

В настоящее время массовые расходомеры изготавливаются и поставляются рядом зарубежных фирм: Micro Motion (Fisher-Rosemount), Vorr&Reuter, Daniel и др. Наибольшее распространение получили так называемые кориолисовые расходомеры, действие которых основано на эффекте Кориолиса. Расходомер состоит из сенсора и электронного преобразователя сигнала (датчика). Сенсор имеет одну или две измерительные трубки (обычно U-образные), концы которых закреплены неподвижно.

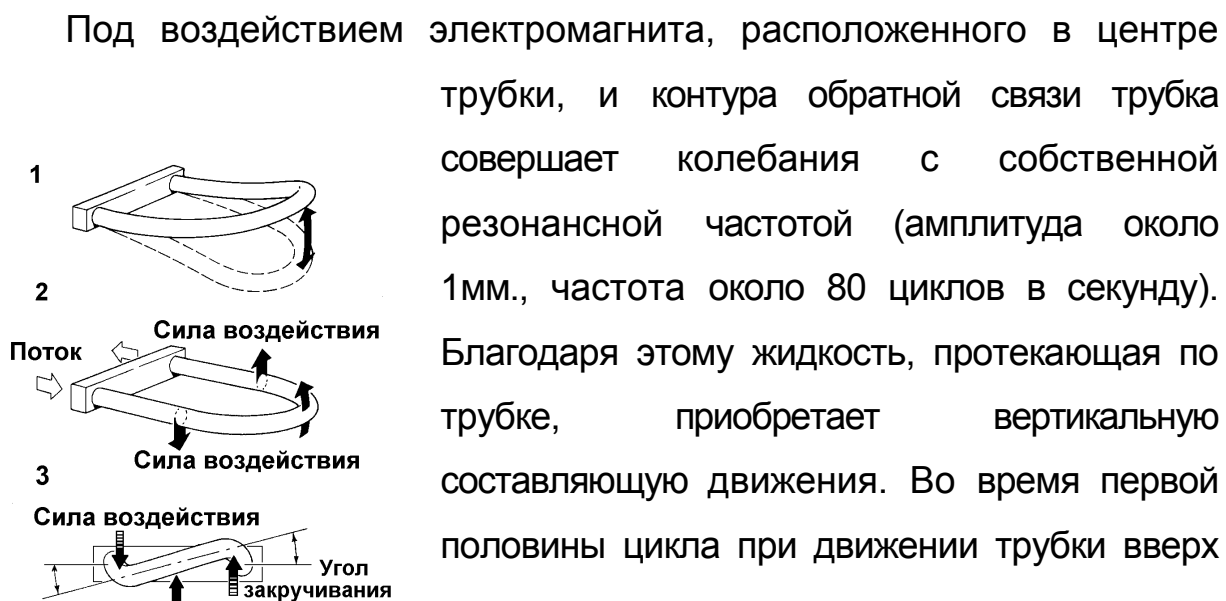


Рис. 3.10. Схема работы сенсора

Под воздействием электромагнита, расположенного в центре трубки, и контура обратной связи трубка совершает колебания с собственной резонансной частотой (амплитуда около 1мм., частота около 80 циклов в секунду). Благодаря этому жидкость, протекающая по трубке, приобретает вертикальную составляющую движения. Во время первой половины цикла при движении трубки вверх жидкость, протекающая через первую половину трубки, сопротивляется движению вверх и оказывает давление на трубку сверху вниз. Жидкость, движущаяся во второй (выходной) половине трубки, сопротивляется уменьшению вертикальной составляющей движения, оказывая давление на трубку снизу вверх. Это приводит к закручиванию трубки (рис.3.10). Во время второй половины цикла колебания, когда трубка движется вниз, она закручивается в противоположную сторону.

Для определения зависимостей рассмотрим отрезок трубки с движущейся в ней жидкостью, совершающей вращательно-колебательное движение (см. рис. 3.11).

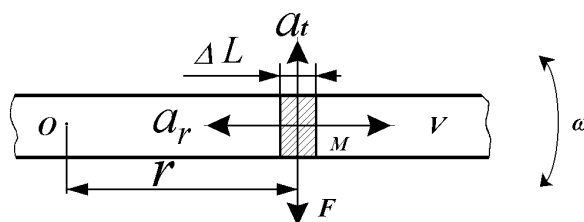


Рис. 3.11

Частица жидкости массой  $M$ , движущаяся поступательно со скоростью  $V$  и вращающаяся с угловой скоростью  $\omega$  вокруг точки  $O$ , имеет две составляющие ускорения:

- радиальное ускорение, равное

$$a_r = \omega^2 r \quad (3)$$

- окружное ускорение, равное

$$a_t = 2\omega V \quad (4)$$

Кориолисова сила, действующая на частицу массой  $M$  и действующая в обратном направлении на трубку, равна

$$F = a_t \cdot M = 2\omega VM \quad (5)$$

Любой отрезок трубки длиной  $\Delta L$  испытывает действие кориолисовой силы, равной

$$\Delta F = 2\omega \cdot V \cdot S \cdot \Delta L \cdot \rho \quad (6)$$

где  $S$  - площадь поперечного сечения трубки;

$\rho$  - плотность жидкости;

Учитывая, что массовый расход равен  $Q_m = V \cdot S \cdot \rho$ , имеем

$$\Delta F = 2\omega \cdot V \cdot S \cdot \Delta L \cdot \rho \quad (7)$$

При колебании измерительной трубки угловая скорость ее изменяется в диапазоне  $-\omega < 0 < \omega$  по синусоидальному закону, поэтому кориолисова сила также изменяется по такому же закону. Трубка закреплена в точках входа и выхода и колеблется таким образом, что максимальная амплитуда находится в средней точке между точками закрепления. Кориолисовы силы, образуемые в каждой половине

трубки, имеют одинаковую величину, но противоположное направление. Эта пара сил создает изгибающий момент, который закручивает трубку и вызывает асимметричную деформацию ее. Величина деформации трубки (угла ее закручивания) прямо пропорциональна массовому расходу жидкости. В кориолисовых расходомерах фирмы Micro Motion деформация трубки преобразовывается в выходной сигнал путем измерения временного сдвига между сигналами детекторов, расположенных с двух сторон трубки симметрично и фиксирующих ее прохождение. При отсутствии потока жидкости между сигналами детекторов временной сдвиг отсутствует, при наличии потока вследствие закручивания трубки появляется сдвиг, прямо пропорциональный массовому расходу.

С сенсора можно также получить сигнал, позволяющий измерять плотность жидкости. Вибрирующая трубка сенсора аналогична трубке вибрационного плотномера. Трубка сенсора колеблется с собственной резонансной частотой, которая зависит от размеров и массы трубки с жидкостью. Поскольку размеры и масса трубки постоянны, резонансная частота колебаний трубки пропорциональна плотности жидкости. Управление сенсором, преобразование сигналов и выдача их осуществляется электронными преобразователями различных типов.

В таблице 3.1 приведены технические характеристики массометров, поставляемых ведущими фирмами мира.

#### **3.4. Ультразвуковые расходомеры (счетчики)**

Хотя ультразвуковые расходомеры были известны давно, они широко не применялись из-за своих недостатков: зависимости показаний от вязкости продукта, профиля скоростей и низкой точности. Фирма "Krohne Altometer" (Нидерланды) создала высокоточные ультразвуковые счетчики типа "Altosonic" которые



используются при коммерческом учете продуктов на различных предприятиях. Для устранения влияния профиля скоростей используется пятиканальный измерительный преобразователь, снабженный коническими участками на входе (конфузором) и выходе (диффузором). Принцип работы счетчика основан на методе измерения разности времени прохождения ультразвука в жидкости по направлению ее движения и против него (см.рис.3.12) .

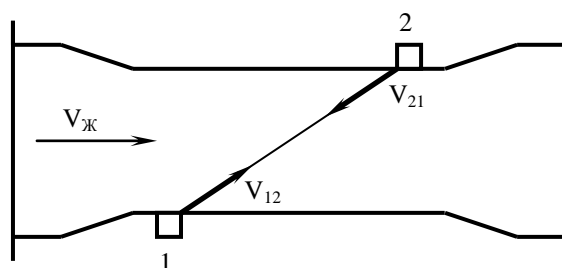


Рис. 3.12. Схема датчика ультразвукового расходомера

1,2 – датчики (пьезоэлементы);

$V_{ж}$  – скорость жидкости;

$V_{12}$ ,  $V_{21}$  – скорость ультразвука в направлении 1-2, 2-1

Счетчики работают при любом направлении потока. При направлении потока, указанном на рис. 3.12  $t_{12} < t_{21}$ , при обратном направлении  $t_{12} > t_{21}$ , а их разность пропорциональна средней скорости потока.

Первичный преобразователь работает следующим образом. На один из датчиков поступает электрический импульс, который преобразуется в акустический импульс, распространяемый в измеряемой среде до второго датчика, воздействует на него, вызывая на его выходе импульсный электрический сигнал. Далее на второй датчик воздействует электрический импульс и процесс протекает аналогично. Интервал времени прохождения ультразвуковых импульсов в измеряемой среде от первого датчика ко второму  $t_{12}$  и от

второго датчика к первому  $t_{21}$  точно измеряется. Средняя скорость потока, проходящего через поперечное сечение, определяется как средняя из скоростей в каждом из пяти акустических каналов.

Вторичный преобразователь формирует электрические импульсы и обрабатывает сигнал с датчиков, преобразовывает разность интервала времени прохождения ультразвуковых импульсов в значения скоростей, расхода, объема потока измеряемой среды, выраженные в виде импульсных и аналоговых сигналов.

Первичный и вторичный преобразователи соединены пятью кабелями, длиной до 10 м.

Компьютер счетчиков получает со вторичного преобразователя электрические импульсы, после обработки которых выдается информация на экран монитора о параметрах измеряемой среды.

На экран дисплея компьютера выводится следующая информация:

- значение объема и объемного расхода в прямом и обратном направлении потока;
- значение температуры и давления измеряемой среды, полученные с преобразователей, установленных на первичном преобразователе;
- значение массы и массового расхода ( при работе счетчиков с плотномером) ;
- объем, приведенный к нормальным условиям ( $T=20^{\circ}\text{C}$ ,  $P=0,1\text{МПа}$ ) , объем, приведенный к нормальным условиям европейских стандартов ( $T=15^{\circ}\text{C}$ ,  $P=0,1\text{МПа}$ );
- профиль измеряемого потока в графической форме;

#### **Технические характеристики:**

Условный диаметр, мм	от 100	до 400
Наибольший расход, $\text{м}^3/\text{ч}$	от 280	до 4500
Предел допускаемой относительной погрешности, %		

	0,15	0,2	0,25
при кратности диапазона	2:1	10:1	20:1

Преимущества счетчиков: высокая точность измерений, измерения, не зависящие от вязкости, отсутствие подвижных деталей и износа, нет необходимости в техническом обслуживании, широкий динамический диапазон, очень малые потери давления, возможность измерения расхода в обоих направлениях потока.

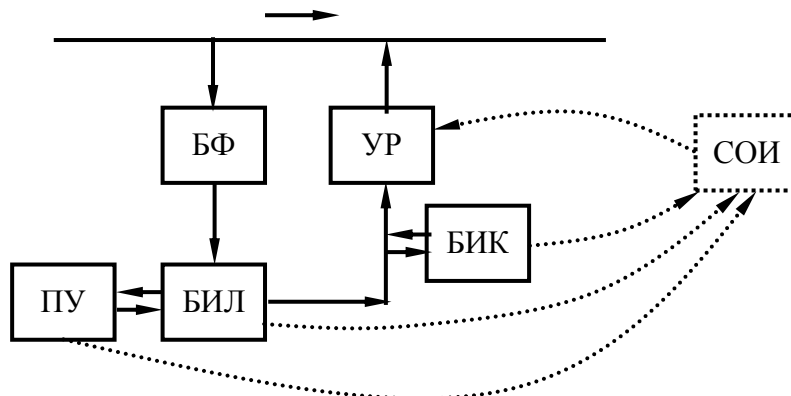
Недостатком ультразвуковых расходомеров, который может препятствовать их применению при коммерческих операциях, является влияние твердых и газовых включений в жидкости и необходимость в связи с этим в тщательной фильтрации жидкости.

### **Состав и оборудование узлов коммерческого учета нефти и нефтепродуктов**

Для измерения объема и массы продуктов используются автоматизированные установки для учета нефти и нефтепродуктов, которые могут называться узлами учета или системами для измерения количества нефти (СИКН).

СИКН (СИКН) представляет собой комплекс средств измерений, сбора и обработки информации, регистрации результатов измерений, технологического оборудования и трубопроводной арматуры.

В составе коммерческих СИКН должны применяться средства измерений, прошедшие испытания для целей утверждения типа и внесенные в Государственный реестр средств измерений России.



Технологическая схема СИКН содержит следующие основные блоки (узлы):

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок фильтров (БФ);
- блок контроля качества нефти (нефтепродуктов) (БИК);
- система обработки информации (СОИ);
- поверочная установка (ПУ);
- узел регулирования давления и расхода (УР).

Рассмотрим эти узлы подробнее.

### **Блок фильтров (БФ)**

Блок фильтров предназначен для очистки продукта от грубых механических примесей, чтобы исключить засорение и поломку преобразователей расхода. Фильтры, задерживая примеси, постепенно засоряются и нуждаются в периодической очистке. Блок фильтров включает в себя не менее двух параллельно установленных фильтров, пропускная способность каждого из которых не меньше пропускной способности рабочих измерительных линий БИЛ.

### **Блок измерительных линий (БИЛ)**

БИЛ включает в себя входной и выходной коллекторы, между которыми расположены измерительные линии. Различают рабочие,

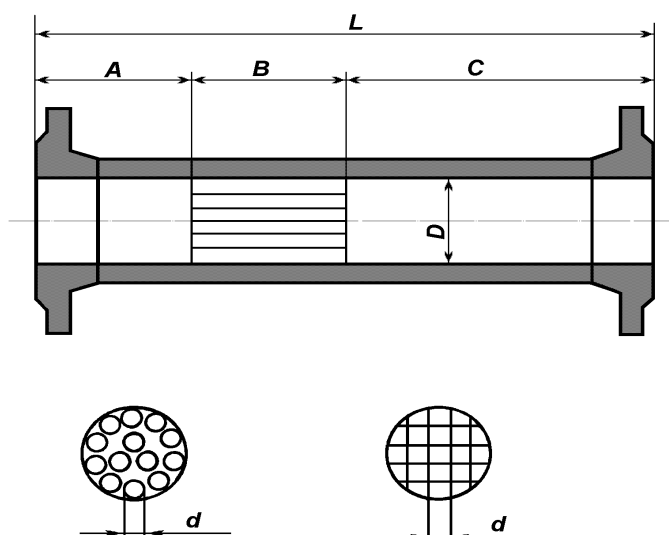
резервные и контрольные измерительные линии.

Общее число измерительных линий может быть от 1 до 10.

Количество и диаметр рабочих измерительных линий определяют, исходя из производительности СИКН. При этом лучше вместо одной измерительной линии большого диаметра использовать две или более измерительные линии меньшего диаметра. Число резервных измерительных линий может быть 30-50 % от числа рабочих. Одна из измерительных линий используется в качестве контрольной для контроля метрологических характеристик счетчиков на рабочих измерительных линиях.

Каждая измерительная линия оснащается фильтром тонкой очистки, струевыпрямителем, счетчиком жидкости, прямыми участками и задвижкой с контролем протечек. Перед входом и на выходе измерительной линии устанавливаются задвижки или краны, позволяющие включать их в работу и отключать.

Конструкция прямого участка измерительной линии включает следующие элементы:



- прямолинейный участок перед счетчиком длиной  $A = (2 \div 3) D$ ;
- пластинчатый или трубчатый струевыпрямитель длиной  $B = (2 \div 3) D$ ;

$D/d$  = не менее 10; число трубок (лопаток) не менее 4.;

- участок после счетчика длиной не менее 5 диаметров трубопровода.

Все измерительные линии должны быть оснащены манометрами и сливными (дренажными) клапанами, а контрольная линия – также преобразователем температуры, если предусматривается автоматическая обработка результатов поверки преобразователей, или патроном для стеклянного термометра с погрешностью не более  $0,2^{\circ}\text{C}$ .

Каждая измерительная линия может быть соединена последовательно с контрольной линией или с поверочной установкой.

### **Блок измерения качества нефти и нефтепродуктов (БИК)**

БИК представляет собой часть СИКН, обычно выполненную в виде утепленного помещения (блок-бокса или шкафа), в котором размещаются средства измерений параметров качества продукта, пробоотборник и другие устройства. БИК устанавливается на байпасе основного трубопровода (коллектора) СИКН и через него проходит только часть потока продукта.

БИК включает в себя:

- датчики плотности со встроенными датчиками температуры 1 или 2 шт.;
- датчик давления;
- манометр показывающий;
- датчик температуры;
- автоматический пробоотборник – 1 или 2 шт.;
- индикатор (расхода) скорости продукта через БИК;
- отводы и клапаны для подключения пикнометра;
- вискозиметр – устанавливается в том случае, если СИКН

- используются ТПР с коррекцией по вязкости продукта;
- циркуляционные насосы (1 или 2 шт.).

Кроме того, на узлах учета нефти в состав БИК могут входить такие анализаторы качества, как поточные влагомер, солемер, серомер, прибор для измерения объема свободного газа в нефти.

Два датчика плотности устанавливаются для повышения надежности измерений. Датчики могут устанавливаться как параллельно, так и последовательно. Предпочтительна параллельная установка, так как при этом уменьшаются гидравлические потери и при равномерном распределении потока через оба датчика результаты измерений одинаковы. Оба датчика плотности находятся в работе и путем сличения их сигналов осуществляют контроль за правильностью измерений и своевременно выявляют отказ датчиков.

### **Система обработки информации (СОИ).**

СОИ представляет собой комплекс средств обработки информации, устройств ввода и вывода информации, устройств сопряжения, индикации и регистрации результатов, блоков питания и искрозащиты, вторичных приборов и вспомогательных устройств.

СОИ в общем случае выполняет следующие функции:

- а) прием и обработку сигналов датчиков с БИЛ, БФ, БИК, вычисление и накопление результатов измерений: массы продукта брутто; объема продукта; среднего значения плотности, температуры продукта и давления;
- б) индикацию текущих значений измеряемых параметров;
- в) печать данных и формирование сменных отчетов;
- г) программное управление автоматическим пробоотборником;
- д) ручной ввод значений плотности, температуры и давления при

отказе датчиков или их отсутствии;

е) хранение введенных в память СОИ постоянных величин при отключении электроэнергии;

ж) управление запорной арматурой;

з) управление поверочной установкой;

и) регулирование расхода и давления.

Число каналов преобразования сигналов преобразователей расхода должно соответствовать числу измерительных линий СИКН.

### **Поверочная установка (ПУ)**

Поверочная установка должна позволять проводить поверку преобразователей расхода и контроль метрологических характеристик их на месте эксплуатации без нарушения процесса измерения.

СИКН может быть оснащен стационарной ПУ или обслуживаться передвижной. Во втором случае УНН должен иметь подъездные пути, площадку для передвижной ПУ и позволять подключать и отключать ее.

В качестве ПУ могут использоваться трубопоршневые поверочные установки (ТПУ) и компакт-пруверы для поверки ТПР и объемных счетчиков, или ТПУ в комплекте с рабочим эталоном плотности, или весовая поверочная установка для поверки массометров в соответствии с действующими нормативными документами по поверке.

### **Узел регулирования (УР)**

Узел регулирования давления и расхода проектируется при необходимости поддержания определенных значений давления и



расхода продукта через СИКН и устанавливается на выходе из системы.

#### **Раздел 4. Поверка средств измерений, используемых при учетных операциях**

##### Испытания и поверка средств измерений

Поверка и калибровка представляют собой совокупность операций, выполняемых с целью определения и подтверждения соответствия СИ документально установленным техническим требованиям.

*Суть поверки средств измерений* заключается в нахождении погрешности СИ и установлении его пригодности к применению. По содержанию поверка СИ – это совокупность операций, выполняемых органами государственной метрологической службы или другими уполномоченными организациями с целью определения и подтверждения соответствия СИ установленным техническим требованиям.

При поверке производится передача размера единиц, т.е. приведение размера единицы физической величины, хранимой поверяемым средством измерения, к размеру единицы, воспроизводимой или хранимой эталоном.

Схема, по которой производится передача размера единиц, называется поверочной. Она устанавливает средства, методы и точность передачи размеров единиц от государственного эталона рабочим средствам измерений.

Общий вид такой схемы изображен на рисунке.

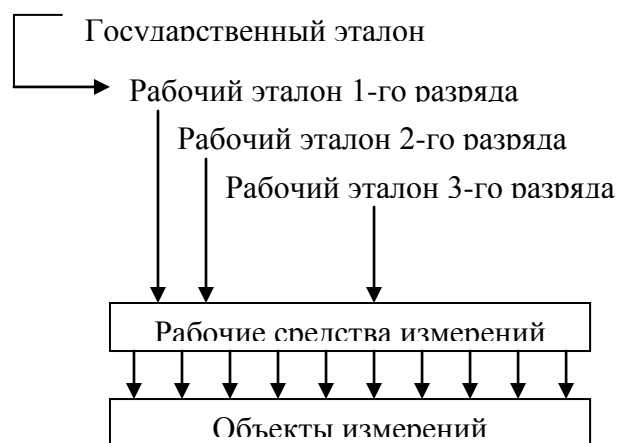


Рис. 1 . Поверочная схема

Различают следующие виды поверок СИ:

1) *Первичная поверка* - для СИ утвержденных типов при выпуске из производства и после ремонта, а также при ввозе по импорту.

2) *Периодическая поверка* - для СИ, находящихся в эксплуатации или на хранении. Результаты периодической поверки действительны в течение межповерочного интервала.

3) *Внеочередная поверка*, осуществляется при эксплуатации и хранении СИ в следующих случаях:

- повреждение знака поверительного клейма, а также утрата свидетельства о поверке;
- ввод в эксплуатацию СИ после длительного хранения (более одного межповерочного интервала);
- неудовлетворительная работа прибора или проведение повторной настройки после ударного воздействия на СИ.

4) *Инспекционная поверка* – производится для выявления пригодности к применению СИ при осуществлении государственного метрологического надзора.

5) *Экспертная поверка* производится при возникновении спорных вопросов по метрологическим характеристикам, исправности

СИ и пригодности их к применению.

Рассмотрим методы поверки счетчиков жидкости и емкостей для хранения нефти и нефтепродуктов.

### 1. Трубопоршневые поверочные установки

Основными средствами поверки, используемыми для поверки турбинных и других преобразователей расхода (ТПР) на УУН, являются трубопоршневые поверочные установки (ТПУ).

По сравнению с другими средствами поверки ТПУ имеют большие преимущества:

- возможность поверки преобразователей на месте эксплуатации в процессе измерения в рабочих условиях;
- полная герметизация процесса поверки;
- возможность поверки ТПР на больших расходах – до 10.000 м<sup>3</sup>/ч;
- независимость метрологических характеристик ТПУ от рода, вязкости жидкости и условий эксплуатации;
- возможность полной автоматизации процесса поверки.

Только благодаря применению ТПУ стало возможным использование турбинных счётчиков для коммерческого учёта и нефтепродуктов. В настоящее время на предприятиях нефтяной промышленности для поверки счётчиков различного назначения применяются ТПУ пропускной способностью от 100 до 4000 м<sup>3</sup>/ч, как отечественные, так и импортные [7].

ТПУ представляет собой участок трубопровода, собранный из труб и отводов, в котором движется герметичный поршень, а на концах имеются датчики-детекторы, фиксирующие прохождение поршня. Участок, ограниченный детекторами и называемый калиброванным участком, выполняется из труб, калиброванных по внутреннему диаметру. В большинстве случаев внутренняя поверхность калиброванного участка тщательно очищается и наносится покрытие на основе синтетических смол для защиты от коррозии и уменьшения

трения при движении поршня. Калиброванный участок может быть выполнен прямолинейным или согнут в виде петли для уменьшения габаритов установки. Для поверки счётчика в трубопровод перед калиброванным участком вводится поршень, который полностью перекрывает сечение и движется вместе с жидкостью с одинаковой скоростью. При прохождении поршня через первый детектор по его сигналу начинается отсчёт импульсов от поверяемого ТПР. Когда поршень достигает второго детектора, по его сигналу отсчёт импульсов прекращается. По показанию счётчика и объёму калиброванного участка ТПУ определяется коэффициент преобразования и другие метрологические характеристики ТПР. После прохождения калиброванного участка поршень необходимо вернуть обратно. По способу возврата поршня ТПУ разделяются на два типа: однонаправленные и двунаправленные. В однонаправленных ТПУ поршень всегда движется в одном направлении – от начала к концу калиброванного участка. Для этого между началом и концом калиброванного участка имеется устройство для пуска и приёма поршня. С помощью этого устройства поршень запускается в калиброванный участок, а после прохождения последнего снова попадает в это устройство. В двунаправленных ТПУ поршень движется по калиброванному участку в обоих направлениях. Для этого после каждого прохождения поршнем калиброванного участка изменяется направление движения жидкости с помощью четырёхходового крана. Оба типа ТПУ могут быть выполнены стационарными или передвижными (на автомобиле или прицепе). Вследствие того, что поверка ТПР и счётчиков производится периодически, коэффициент использования стационарных ТПУ очень низок. Поэтому передвижные ТПУ намного экономичнее. Однако, транспортабельными могут быть выполнены ТПУ пропускной способностью только до 500-550 м<sup>3</sup>/ч.

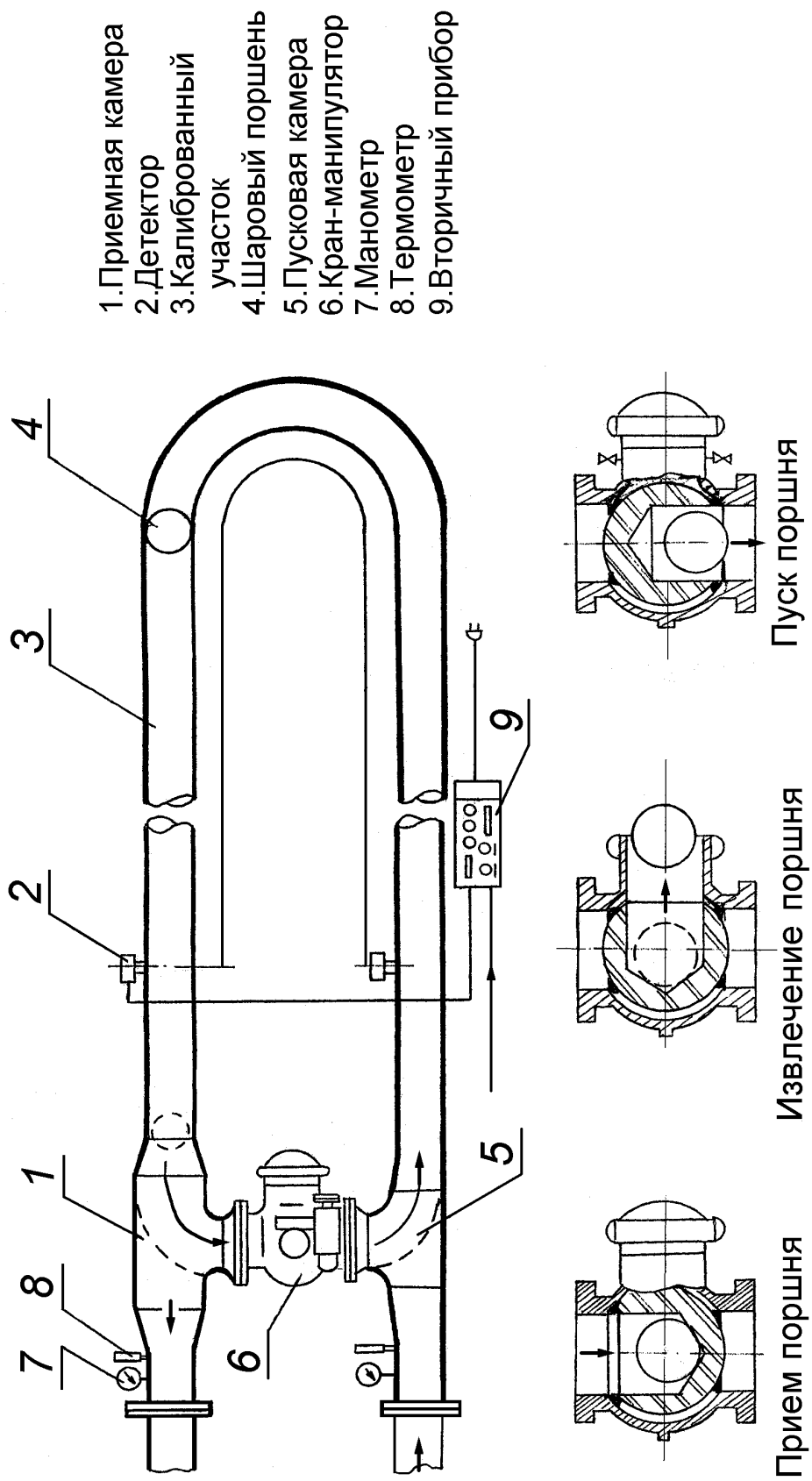
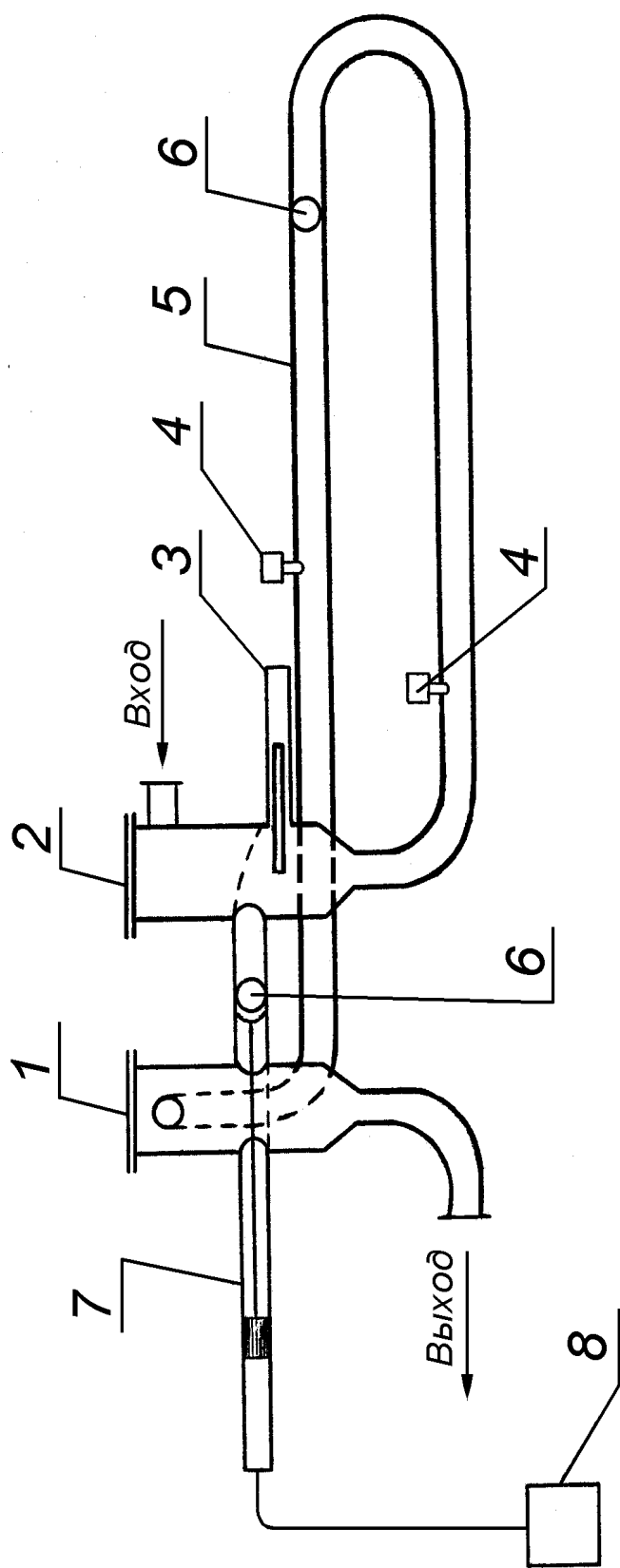


Рис. 2.1



- |                     |                          |
|---------------------|--------------------------|
| 1. Приемная камера  | 5. Калиброванный участок |
| 2. Пусковая камера  | 6. Шаровой поршень       |
| 3. Цилиндр задержки | 7. Гидроцилиндр          |
| 4. Детектор         | 8. Гидропривод           |

Рис. 2.2.

Однонаправленная ТПУ с двумя поршнями

Как уже было сказано, в двунаправленных ТПУ поршень совершает движение в калиброванном участке попеременно то в одном, то в другом направлении. На рис.2.3 показана схема такой ТПУ с четырехходовым краном. Установка состоит из калиброванного участка 3 с детекторами 4, двух камер 2 и устройства для изменения направления движения жидкости – четырёхходового крана 1. Обе камеры имеют одинаковую конструкцию и представляют собой отрезок трубы, имеющий диаметр больше, чем диаметр калиброванного участка. Обычно камеры располагаются наклонно или вертикально. После выхода из калиброванного участка поршень попадает в одну из камер и находится в ней в восходящем потоке до тех пор, пока направление движения не изменится на обратное. При этом поршень увлекается в калиброванный участок. Для изменения направления движения жидкости в ТПУ применяются четырёхходовые краны различной конструкции: Z-образные, пробковые и т.д. На рис.2.4а показан Z-образный кран. В цилиндрическом корпусе 1 находится Z-образный переключатель 2, способный поворачиваться вокруг вертикальной оси и уплотнённый по периферии манжетой 3. Поворот крана осуществляется с помощью гидроцилиндра. Схема переключения потока ясна из рисунка. Для уменьшения сил трения и предотвращения разрушения манжеты при повороте крана манжета выполнена в виде трубки из полиуретана, внутренняя полость которой заполнена маслом. После поворота крана внутрь манжеты подаётся давление, трубка расширяется и осуществляется герметизация крана. Перед очередным поворотом давление внутри манжеты снижается, уменьшается её сечение и исключается трение при повороте крана. Такая конструкция четырёхходового крана применена, например, в ТПУ “Smit Meter Inc”.

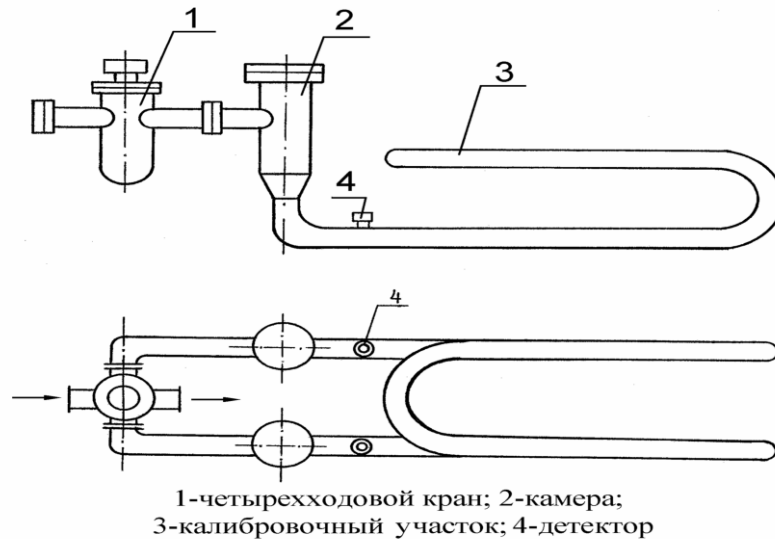


Рис. 2.3.

### Двунаправленная ТПУ

В связи с тем, что при прохождении поршня в разных направлениях детекторы могут срабатывать неодинаково и объём может оказаться неодинаковым, для обеспечения постоянной вместимости принято считать за один цикл измерения двунаправленной ТПУ проход поршня в обоих направлениях. Однако, это увеличивает время на поверку счётчиков, поэтому целесообразно определять вместимость ТПУ отдельно для каждого направления. В некоторых ТПУ в начале и конце калиброванного участка устанавливаются по два детектора, что повышает надёжность.

Кроме детекторов ТПУ может иметь датчики, сигнализирующие о положении поршня и о стадиях работы ТПУ: пуск поршня, проход через детекторы, приход в камеру и т.д. Наличие таких датчиков облегчает управление ТПУ. Все ТПУ должны иметь приборы (датчики) для измерения температуры стенок, жидкости и давления на входе и выходе из установки. Для обеспечения полной автоматизации процесса поверки ТПУ снабжаются датчиками температуры и давления.

В описанных ТПУ применяются поршни, выполненные в виде полого шара. Внутренняя полость шара заполняется жидкостью, для



чего он снабжается клапаном, заделанным в стенку. К материалу и конструкции поршня предъявляются жесткие требования:

- стойкость к измеряемой среде;
- высокая механическая прочность и прочность на истирание;
- высокая эластичность;
- стойкость к воздействию температуры от минус 50 до +50 °С;
- низкий коэффициент трения;
- конструкция поршня должна позволять изменять его диаметр путём закачивания жидкости под избыточным давлением.

Указанным требованиям удовлетворяют эластомеры типа полиуретанов. Толщина стенок поршня 25-50 мм и более в зависимости от диаметра. При работе ТПУ диаметр поршня должен быть больше внутреннего диаметра труб калиброванного участка (так называемый “натяг”), чтобы исключить протечки жидкости между поршнем и стенками труб и отставание поршня от жидкости.

Фактическая погрешность ТПУ неодинакова и колеблется от 0,05 до 0,1 % в зависимости от качества труб (постоянства диаметра, разностенности, овальности), покрытия, поршня и метода поверки.

#### *Определение параметров ТПУ*

Параметры ТПУ, производимых зарубежными фирмами, определены в соответствии со стандартом АНИ США 2531. По этому стандарту приняты следующие соотношения:

1. Объём калиброванного участка ТПУ должен быть не менее 0,5 % от максимального расхода, выраженного в м<sup>3</sup>/ч, т.е.  $V = 0,005Q_{\max}$  (м<sup>3</sup>);
2. Объём калиброванного участка должен соответствовать не менее 10000 импульсов выходного сигнала поверяемого счётчика;
3. Длина калиброванного участка должна быть не менее 10000 раз больше погрешности детекторов, приведённой к ходу поршня.

4. Скорость движения поршня должна быть не более 3 м/с.

## **Методы поверки вертикальных стальных резервуаров**

### **Требования к выбору метода поверки**

Поверку резервуара проводят геометрическим или объемным (динамическим или статическим) методом. Допускается комбинация геометрического и объемного (статического или динамического) методов поверки, динамического и статического при объемном методе поверки.

При геометрическом методе поверки резервуара вместимость первого пояса определяют по результатам измерений длины наружной окружности, толщины стенки и высоты первого пояса. Вместимости вышестоящих поясов определяют по результатам измерений радиальных отклонений образующих от вертикали, толщин стенок и их высот.

При объемном методе поверки резервуара вместимость определяют путем непосредственных измерений уровня поверочной жидкости, поступившей в резервуар, с одновременными измерениями ее температуры и объема, соответствующих измеренному уровню.

### **Технические требования**

**Требования к погрешности измерений параметров резервуаров**

Пределы допускаемой погрешности измерений параметров резервуара приведены в таблице 1 - при геометрическом методе поверки; таблице 2 - при объемном методе поверки.

Таблица 1

Наименование параметра	Пределы допускаемой погрешности измерений параметров резервуаров вместимостью, м <sup>3</sup>	
	100-4000	5000-50000
Длина окружности первого пояса, %	± 0,022	± 0,022
Высота пояса, мм	± 5	± 5
Расстояние от стенки резервуара до нити отвеса, мм	± 1	± 1
Толщина стенок (включая слой покраски), мм	± 0,2	± 0,2
Объем внутренних деталей, м <sup>3</sup>	± (0,005-0,025)	± (0,025-0,25)

Таблица 2

Наименование параметра	Пределы допускаемой погрешности измерений параметра
Объем жидкости при определении вместимости выше «мертвой» полости, %	± 0,15
Объем жидкости при определении вместимости в пределах «мертвой» полости, %	± 0,25
Уровень жидкости, мм	± 1
Температура жидкости, °С	± 0,2
Температура воздуха, °С	± 1
Давление жидкости (избыточное), %	± 0,4

При соблюдении указанных в таблицах 1 и 2 пределов

допускаемой погрешности измерений погрешность определения вместимости резервуара должна находиться в пределах:

при геометрическом методе:

$\pm 0,2 \%$  - для резервуаров номинальной вместимостью от 100 до 3000 м<sup>3</sup>;

$\pm 0,15 \%$  - » » » » 4000 м<sup>3</sup>;

$\pm 0,1 \%$  - » » » » от 5000 до 50000 м<sup>3</sup>;

при объемном методе -  $\pm 0,2 \%$ .

Значение погрешности измерения вместимости резервуара приводят на титульном листе градуировочной таблицы.

### **Требования по применению основных и вспомогательных средств поверки**

При поверке резервуаров геометрическим методом применяют следующие средства поверки:

Рулетки измерительные 2-го класса точности с верхними пределами измерений 10; 20 и 30 м по ГОСТ 7502.

Рулетки измерительные с грузом 2-го класса точности с верхними пределами измерений 10 и 20 м по ГОСТ 7502.

Линейка измерительная металлическая с диапазоном измерений 0-500 мм по ГОСТ 427.

Толщиномер ультразвуковой с диапазоном измерений 0,6-30 мм и пределами допускаемой погрешности  $\pm 0,1$  мм по [1].

Динамометр с диапазоном измерений 0-100 Н по ГОСТ 13837.

Термометр с ценой деления 1 °С по ГОСТ 28498.

Ареометр с ценой деления 0,5 кг/м<sup>3</sup> по ГОСТ 18481.

Нивелир с рейкой по ГОСТ 10528.

Теодолит оптический с ценой деления микроскопа 2" (угловые секунды) по ГОСТ 10529.

Штангенциркуль с диапазоном измерений 0-125 мм по ГОСТ 166.

Скоба (рисунок А.1).

Магнитный держатель.

Отвес с грузом каретки.

Каретка измерительная.

Приспособление для подвески каретки.

Упорный угольник 90°.

Анемометр чашечный типа МС-13 с диапазоном измерений от 1 до 20 м/с.

Вспомогательное оборудование: чертилка, мел, шпатель, щетки (металлические), микрокалькулятор.

При поверке резервуара объемным методом с применением эталонных уровнемера и счетчика жидкости применяют следующие средства поверки:

Эталонный уровнемер (далее - уровнемер) с диапазоном измерений 0-12, 0-20 м и пределами допускаемой погрешности  $\pm 1$  мм по [2].

Эталонный счетчик жидкости (далее - счетчик жидкости) с пределами допускаемой погрешности  $\pm 0,05$ ;  $\pm 0,10$ ;  $\pm 0,15$  %, номинальным расходом, обеспечивающим поверку резервуара в течение 6 - 48 ч по [3].

Термометр с ценой деления 0,1 °С по ГОСТ 28498.

Манометр класса точности 0,4 по ГОСТ 2405.

Рулетка измерительная с грузом 2-го класса точности с верхним пределом измерений 10 м или 20 м по ГОСТ 7502.

Ареометр с ценой деления 0,5 кг/м<sup>3</sup> по ГОСТ 18481.

Секундомер с пределами допускаемой погрешности  $\pm 1$  мс ( $\pm 0,001$  с) по [4].

Вспомогательное оборудование:

- насос, снабженный линиями всасывания и нагнетания, кранами (вентильями), регулятором расхода (дросселем), фильтром;

- расширитель струи;

воронкогаситель.

Примечание - Расширитель струи и воронкогаситель устанавливают только на резервуарах, предназначенных для размещения нефтепродуктов.

При применении эталонной установки ее метрологические характеристики должны соответствовать требованиям таблицы 2.

Основные средства поверки резервуаров должны быть поверены в установленном порядке.

Допускается применение других вновь разработанных или находящихся в эксплуатации средств поверки [в том числе эталонных (образцовых) установок], удовлетворяющих по точности и пределам измерений требованиям настоящего стандарта.

Требования к условиям поверки

При поверке соблюдают следующие условия:

При геометрическом методе:

1. Температура окружающего воздуха ( $20 \pm 15$ ) °С.
2. Скорость ветра - не более 10 м/с.
3. Состояние погоды - без осадков.

Резервуар при поверке может быть порожним или в нем может находиться жидкость до произвольного уровня.

При наличии жидкости в резервуаре при его поверке допускается использовать результаты измерений вместимости «мертвой» полости, полученные ранее. В этом случае вместимость резервуара должна быть определена, начиная с исходного уровня или с уровня, соответствующего всплытию плавающего покрытия, до уровня, соответствующего полной вместимости резервуара.

При объемном методе поверки

Температура окружающего воздуха и поверочной жидкости - от плюс 5 до плюс 35 °С.

Примечание - При применении установки температура

окружающего воздуха допускается от минус 15 до плюс 35 °С; нижний предел температуры поверочной жидкости допускается до минус 5 °С - при применении бензина, до плюс 2 °С - при применении дизельного топлива; верхний предел температуры бензина не должен превышать плюс 25 °С.

Изменение температуры поверочной жидкости в резервуаре и счетчике жидкости или установке за время поверки не должно превышать:

2 °С - при применении в качестве поверочной жидкости воды;

0,5 °С - при применении в качестве поверочной жидкости нефти и нефтепродуктов.

При невыполнении требований по 5.3.2.2 вводят температурные поправки на объем, измеренный через каждое изменение температуры поверочной жидкости на 2 или 0,5 °С.

Вязкость поверочной жидкости должна находиться в пределах поверенного диапазона измерений счетчика жидкости.

Рабочий диапазон расхода поверочной жидкости должен находиться в пределах поверенного диапазона измерений счетчика жидкости. В случае изменения диапазона измерений (для счетчика жидкости с импульсным выходным сигналом) применяют соответствующий новому диапазону коэффициент преобразования счетчика жидкости.

Исключают возможность попадания воздуха в измерительную систему, собранную для поверки резервуара (рисунок А.7).

Процесс определения вместимости резервуара при его поверке должен идти непрерывно (без перерывов, приводящих к изменению объема и уровня поверочной жидкости в резервуаре), начиная с уровня, равного нулю, до уровня, соответствующего полной вместимости резервуара или уровня определенной дозы.

Скорость наполнения резервуара в процессе поверки не должна

превышать 0,3 мм/с.

Отбор жидкости при поверке резервуара может быть осуществлен из:

- а) приемного резервуара;
- б) технологического трубопровода (при применении в качестве поверочной жидкости нефти и нефтепродуктов);
- в) водопровода (при применении воды).

В случаях перечислений б) и в) подача поверочной жидкости в поверяемый резервуар может быть осуществлена без насоса (рисунок А.7).

Резервуар устанавливают на твердом не изменяющем своего положения фундаменте. При заглубленной установке и возможности попадания в приямок грунтовых вод сдвиг резервуара предотвращают дополнительными креплениями.

Резервуар освобождают и очищают от остатков нефти и нефтепродукта.

Требования к организации проведения поверки

Резервуары подлежат поверке организациями национальной (государственной) метрологической службы или аккредитованными на право поверки метрологическими службами юридических лиц.

Устанавливают следующие виды поверок резервуара:

- первичная - проводят после строительства и гидравлических испытаний резервуара перед вводом в эксплуатацию;
- периодическая - проводят по истечении срока действия градуировочной таблицы, после капитального ремонта и при внесении в резервуар конструктивных изменений, влияющих на его вместимость.

Перед началом поверки резервуара проверяют:

- исправность лестниц и перил резервуара;
- наличие заземления резервуара, насоса и установки при



объемном методе поверки.

На резервуарах, не имеющих ограждений в виде перил по всей окружности крыши, работы проводят с предохранительным поясом, прикрепленным к надежно установленным элементам металлических конструкций крыши резервуара.

Базовую высоту резервуара или уровень поверочной жидкости в нем измеряют через измерительный люк. Избыточное давление в газовом пространстве резервуара должно быть равно нулю. После измерения крышку измерительного люка плотно закрывают.

Каретку перемещают по стенке резервуара плавно, без ударов о стенку.

Поверитель, проводящий отсчеты по линейке, не должен стоять под кареткой во время движения ее по стенке.

Средства, применяемые при поверке резервуара объемным методом, должны быть во взрывозащищенном исполнении для группы взрывоопасных смесей категории IIВ-Т3 по ГОСТ 12.1.011 и предназначены для эксплуатации на открытом воздухе.

Содержание вредных паров и газов в воздухе вблизи и внутри<sup>1)</sup> резервуара на высоте 2000 мм не должно превышать санитарных норм, установленных ГОСТ 12.1.005.

Для освещения в темное время суток применяют светильники во взрывозащищенном исполнении.

Подготовка к проведению поверки

При подготовке резервуара к поверке проводят следующие работы:

Проверяют на месте соответствие конструкции и внутренних деталей резервуара технической документации на него.

Проверяют состояние наружной поверхности стенки резервуара (на отсутствие деформаций стенки, загрязнений, брызг металлов, наплывов, заусенцев; на наличие необходимых арматуры и

оборудования; исправность лестниц и перил) для возможности проведения наружных измерений.

Проверяют состояние отстойки резервуара (отсутствие трещин и целостность).

Перед поверкой резервуара объемным методом, кроме того, проводят следующие работы: проводят сборку измерительной системы по схеме, устанавливают на поверяемом резервуаре уровнемер и измеритель температуры, поверочную жидкость при поверке резервуара подают в счетчик жидкости 6 следующими способами:

а) из приемного резервуара 13 с помощью насоса 11;

б) из технологического трубопровода 17 (при применении в качестве поверочной жидкости нефти и нефтепродуктов) или водопровода 17 (при применении воды).

Наполняют измерительную систему поверочной жидкостью, удаляют из нее воздух и испытывают ее на герметичность под рабочим давлением. При этом вентиль 20 закрывают и трехходовый кран 5 переводят в положение «Измерение».

Измерительную систему считают герметичной, если по истечении 15 мин после наполнения ее поверочной жидкостью и создания рабочего давления при визуальном осмотре не обнаруживают в местах соединений, уплотнений и на поверхности труб и арматуры наличия течи (каплепадений) и влаги.

Измеряют расход поверочной жидкости в:

- переводят трехходовой кран 5 в положение «Циркуляция»;
- открывают вентиль 15;
- включают насос 11 или открывают вентиль 16 и одновременно фиксируют показания счетчика жидкости 6 и секундомера;
- после того, как стрелка указателя счетчика жидкости 6 делает не менее одного оборота (ролик счетного механизма поворачивается

на один оборот) или число импульсов, зарегистрированное счетчиком импульсов, составит не менее 1000 импульсов, выключают секундомер и одновременно фиксируют показание счетчика жидкости;

- выключают насос 11 или закрывают вентиль 16.

Расход поверочной жидкости  $Q$ ,  $\text{дм}^3/\text{с}$ , вычисляют по формулам:

- для счетчиков жидкости с непосредственным отсчетом объема жидкости в  $\text{дм}^3$ :

$$Q = \frac{q_i - q_{i-1}}{\tau}; \quad (1)$$

- для счетчиков жидкости с импульсным выходным сигналом в импульсах:

$$Q = \frac{N_i - N_{i-1}}{\tau \cdot K}, \quad (2)$$

где  $q_i$ ,  $N_i$  - показания счетчиков жидкости, соответствующие концу отсчета времени,  $\text{дм}^3$ , имп., соответственно;

$q_{i-1}$ ,  $N_{i-1}$  - показания счетчиков жидкости, соответствующие началу отсчета времени,  $\text{дм}^3$ , имп., соответственно;

$\tau$  - время, определяемое по секундомеру, с;

$K$  - коэффициент преобразования счетчика, имп./ $\text{дм}^3$ ; определяют по шкале счетного механизма конкретного счетчика.

Расход поверочной жидкости, рассчитанный по формулам (1) или (2), должен находиться в пределах поверенного диапазона измерений счетчика жидкости по 5.3.2.5. Если это условие не выполняется, то с помощью дросселя 10 (рисунок А.7) изменяют расход поверочной жидкости, проходящей через счетчик жидкости 6.

Измерения величин при поверке резервуара должны быть проведены группой лиц, включающей не менее трех поверителей, прошедших курсы повышения квалификации в соответствии с

## **Проведение поверки резервуара**

### **1 Проведение поверки резервуара геометрическим методом**

Измерения длины окружности первого пояса

Длину окружности  $L_n$  измеряют на высоте, равной  $3/4$  высоты первого пояса. При наличии деталей, мешающих измерениям, допускается уменьшать высоту до 300 мм.

Перед измерением длины окружности через каждые 5 м наносят горизонтальные отметки на стенке резервуара.

По нанесенным отметкам рулетку прикладывают к стенке резервуара.

Начальную точку измерений длины окружности выбирают на стенке резервуара и отмечают двумя взаимно перпендикулярными штрихами при помощи чертилки, толщина лезвия которой не более 0,5 мм.

Начало ленты рулетки укладывают нижней кромкой по горизонтальному штриху и начальную отметку шкалы рулетки совмещают с вертикальным штрихом начальной точки измерений на стенке резервуара.

При измерениях лента рулетки должна быть натянута, плотно прилегать к стенке резервуара, не перекручиваться и лежать нижней кромкой на горизонтальных штрихах.

Натяжение рулетки осуществляют при помощи динамометра усилием 100 Н (~ 10 кгс) для рулетки длиной 30 м и усилием 50 Н (~ 5 кгс) для рулеток длиной 10 м и 20 м.

После создания необходимого натяжения против конечной отметки шкалы рулетки на стене резервуара отмечают вертикальный штрих, а по нижней кромке ленты - горизонтальный.

Последующие укладки рулетки проводят в том же порядке.

При измерениях следят, чтобы начало шкалы рулетки совпало с конечным штрихом предыдущей укладки.

Длину окружности  $L_n$  измеряют не менее двух раз.

Начальную точку второго измерения смещают по горизонтали от начала первого не менее чем на 500 мм.

Относительное расхождение между результатами двух измерений длины окружности  $\delta L_n$ , %, рассчитываемое по формуле

$$\delta L_n = 2 \cdot \frac{L_{n1} - L_{n2}}{L_{n1} + L_{n2}} \cdot 100, \quad (3)$$

должно находиться в пределах  $\pm 0,01$  %.

При измерениях длины окружности резервуара учитывают поправки на ее увеличение при наложении рулетки на вертикальные сварные соединения, накладки и другие выступающие детали во всех случаях, если между лентой рулетки и стенкой резервуара имеется зазор.

Поправку на длину окружности первого пояса резервуара при наложении рулетки на вертикальные сварные соединения, накладки и другие выступающие детали (далее - поправку на обход) определяют при помощи металлических скоб длиной 600 - 1000 мм.

Выступающую часть на высоте измерений длины окружности первого пояса перекрывают скобой и на стенке резервуара у обоих концов скобы наносят штрихи. Затем, плотно прижимая ленту рулетки к стенке резервуара, измеряют длину дуги, находящуюся между этими штрихами.

Скобу переносят на свободное от выступающих деталей место на том же уровне первого пояса, отмечают штрихами и измеряют расстояние между ними рулеткой, плотно прижимая ленту рулетки к стенке резервуара. Разность между результатами первого и второго измерений длины дуги - значение поправки на обход, которое учитывают при вычислении длины окружности первого пояса.

Радиальные отклонения образующих резервуара (далее - радиальные отклонения) измеряют с применением измерительной

каретки с отвесом или измерительной каретки с теодолитом

Примечание - При скорости ветра более 5 м/с для выполнения измерений радиальных отклонений применяют измерительную каретку с теодолитом.

Окружность первого пояса резервуара, измеренную по 9.1.1, разбивают на равные части (наносят вертикальные отметки на стенке первого пояса), начиная с образующей резервуара, находящейся в плоскости, проходящей через продольные оси измерительного люка и резервуара, с соблюдением следующих условий (разбивку можно проводить и по кровле резервуара):

- число разбивок должно быть четным;
- общее число разбивок для резервуаров вместимостью до 10000 м<sup>3</sup> должно быть не менее 24, от 10000 до 30000 м<sup>3</sup> - не менее 36, от 30000 до 50000 м<sup>3</sup> - не менее 48;
- при наличии мест явно выраженных деформаций разбивку проводят так, чтобы образующие резервуара проходили через отметки разбивки и эти места.

При определении радиальных отклонений поясов резервуара с применением измерительной каретки с отвесом измеряют расстояние *a* от стенки резервуара до нити отвеса *б*, проходящей через отметки разбивки

Для установки измерительной каретки (далее - каретки) на резервуаре у края резервуара на штанге *1* с некоторым возвышением над кровлей крепят блок *2*, через который перекидывают тяговый канат *5* для подъема каретки *3*. Нить отвеса *б* закрепляют на штанге. Отвес и блок для подъема каретки вместе со штангой должны свободно перемещаться по кровле резервуара.

Для перехода от одной отметки разбивки к другой каретку опускают, а штангу со всей оснасткой передвигают по кровле резервуара. Расстояние от стенки резервуара до нити *a* отвеса

отсчитывают по линейке 8. Линейку устанавливают в середине высоты первого пояса при помощи магнитного держателя 7 перпендикулярно к стенке резервуара, поочередно для каждой отметки разбивки.

Отсчеты по линейке снимают при передвижении каретки вверх вдоль образующей резервуара, проходящей через отметки разбивки.

Измерения вдоль каждой образующей резервуара начинают с отметки разбивки под номером один первого пояса. На каждом следующем поясе измерения проводят в трех сечениях: среднем, находящемся в середине пояса, в нижнем и верхнем, расположенных на расстоянии 50 - 100 мм от горизонтального сварного шва. На верхнем поясе - в двух сечениях: нижнем и среднем.

Отсчеты по линейке снимают с погрешностью в пределах  $\pm 1$  мм в момент, когда каретка установлена в намеченной точке при неподвижном отвесе.

При определении радиальных отклонений с применением каретки с теодолитом измеряют расстояние *a* от стенки резервуара до визирной линии 6 теодолита 8, направленной перпендикулярно к линейке 2, укрепленной на оси каретки 1.

При этом теодолит 8 устанавливают над геодезической точкой на расстоянии от стенки резервуара, обеспечивающем удобное наведение зрительной трубы, но не менее 10 м от измеряемой образующей резервуара.

Для исключения смещения каретки при ее движении по стенке резервуара струну 4 с грузом 7 закрепляют магнитным держателем 5.

Теодолит устанавливают над геодезической точкой, настраивают и приводят в рабочее положение в соответствии с инструкцией завода-изготовителя и наводят вертикальную нить сетки зрительной трубы на штрих шкалы, кратный 1 см, примерно в середине линейки. Конец шкалы линейки должен находиться у оси каретки.

Отсчеты снимают по шкале линейки при последовательной

установке каретки в точках измерений и зафиксированном положении горизонтального круга теодолита.

При наличии ребер жесткости, расположенных по внешней поверхности резервуара, расстояние  $a$  от стенки резервуара до нити отвеса измеряют в двух сечениях поясов резервуара в зависимости от места расположения ребер жесткости:

- если ребро жесткости находится в середине (или ближе к середине) пояса, то измерения величины  $a$  проводят в сечениях, находящихся выше или ниже ребра жесткости на расстоянии  $1/4 - 1/5$  высоты пояса;

- если ребро жесткости находится ближе к верхнему или нижнему сварным швам, то измерения величины  $a$  проводят в среднем сечении пояса и в сечении, находящемся выше или ниже сварного шва на расстоянии  $50 - 100$  мм.

При невозможности измерений величины  $a$  поверку резервуара проводят объемным методом.

#### Определение степени наклона резервуара

Степень наклона резервуара  $\eta$  определяют по результатам измерений расстояний от стенки резервуара до нити отвеса в среднем сечении верхнего пояса и на  $3/4$  высоты первого пояса с применением каретки с отвесом или каретки с теодолитом. Степень наклона может быть определена по результатам измерений расстояния  $a$  от стенки резервуара до нити отвеса в сечении на  $3/4$  высоты первого пояса с применением отвеса

Измерения расстояния  $a$  от стенки резервуара до нити отвеса с применением отвеса проводят в последовательности:

- окружность первого пояса резервуара разбивают на равные части;

- устанавливают линейку с магнитным держателем  $7$  левее точки разбивки на  $3/4$  высоты первого пояса. При этом нулевая отметка



линейки должна находиться у стенки резервуара;

- опускают груз на нити отвеса  $b$  с кровли резервуара;
- перемещают нить до линейки и верхний конец нити закрепляют на перилах;
- измеряют расстояние  $a$  от нити отвеса до стенки резервуара;
- для перехода от одной отметки разбивки к другой верхний конец нити освобождают и передвигают ее по кровле резервуара до линейки, установленной в другой отметке разбивки с помощью магнитного держателя.

Измерения начинают с отметок разбивки, находящихся ближе к предполагаемому направлению наклона резервуара.

#### Измерения плотности жидкости

Плотность жидкости, находящейся в резервуаре при его поверке,  $\rho_{ж.г.}$  измеряют по ГОСТ 3900 в объединенной пробе жидкости, составленной из точечных проб, отобранных из резервуара в соответствии с ГОСТ 2517.

#### Измерения уровня жидкости

Уровень жидкости, находящейся в резервуаре при его поверке,  $H_r$  измеряют при помощи измерительной рулетки с грузом или уровнемера.

#### Измерения высоты поясов и толщины стенок

Высоту поясов  $h_n$  измеряют с наружной стороны резервуара при помощи измерительной рулетки с грузом и упорного угольника.

Для резервуаров без лестниц измерения проводят, поднимая рулетку с грузом от упорного угольника  $90^\circ 1$ , находящегося у нижнего края пояса, до упорного угольника  $90^\circ 2$ , находящегося у верхнего края пояса, считывая разницу в показаниях рулетки относительно неподвижной отметки.

Высотой  $i$ -го пояса считают расстояние  $h_i$ , в пределах которого внутренний радиус пояса  $r_i$  имеет постоянное значение. Значение  $h_i$

получают вычитанием из значения  $h_{ni}$  значений нахлестов, принятых по технической документации.

Толщины стенок поясов  $\delta$  измеряют два раза с помощью ультразвукового толщиномера с погрешностью в пределах  $\pm 0,1$  мм. Расхождение между результатами двух измерений должно находиться в пределах  $\pm 0,2$  мм, или его принимают равным указанному в технической документации.

Толщину слоя покраски резервуара  $\delta_{с.к.}$  определяют измерениями толщины скола краски штангенциркулем с погрешностью не более  $\pm 0,1$  мм.

#### Определение объемов внутренних деталей

Объемы внутренних деталей, находящихся в резервуаре, и опор плавающего покрытия определяют по данным технической документации или по данным измерений геометрических параметров внутренних деталей с указанием их расположения по высоте от днища резервуара..

Внутренние детали сложной геометрической формы могут быть заменены эквивалентными по объему и расположению или расчленены на более простые. Об этом делают запись в протоколе.

#### Измерения вместимости «мертвой» полости

Высоту «мертвой» полости  $h_m$  измеряют рулеткой по стенке резервуара от днища резервуара до нижней точки приемно-раздаточного патрубка.

Для определения объема неровностей днища  $(\Delta V_{дн})_0$  проводят следующие измерения:

- размечают на днище точки пересечения восьми концентрических окружностей (I, II, ..., VIII) с восемью радиусами (0-1, 0-2, 0-3, ..., 0-8) и точку касания днища грузом рулетки. Положение восьми радиусов находят делением внутреннего периметра резервуара по первому поясу на уровне днища на 8 равных частей,

начиная с плоскости, проходящей через центр резервуара и точку касания днища грузом рулетки, а положение восьми концентрических окружностей определяют делением внутреннего радиуса первого пояса  $R$  на 8 частей путем откладывания от центра днища (при наличии центральной трубы с учетом радиуса  $r_0$ ) радиусов, равных  $0,35R$ ;  $0,5R$ ;  $0,61R$ ;  $0,71R$ ;  $0,79R$ ;  $0,86R$ ;  $0,93R$ ;  $R$ ;

- устанавливают нивелир в центре днища резервуара (при отсутствии центральной трубы) или последовательно в двух противоположных точках, не лежащих на отмеченных радиусах и отстоящих от стенки резервуара не более 1000 мм (при наличии центральной трубы);

- снимают отсчеты по рейке, устанавливаемой последовательно в измерительных точках ( $b_{ji}$ ), и в точке касания днища грузом рулетки ( $b_n$ ). При наличии центральной трубы отсчеты снимают по рейке с двух точек установки нивелира и дополнительно в точках, образованных пересечением радиусов с образующей центральной трубы.

**Примечание** - Для резервуаров вместимостью менее 2000 м<sup>3</sup> неровностью днища пренебрегают, за исходный уровень в этом случае принимают плоскость днища.

Измерения координаты точки отсчета значений уровня жидкости или базовой высоты

Измеряют рулеткой расстояние между внешними образующими резервуара и измерительного люка.

Измеряют штангенциркулем наружный  $d_n$  и внутренний  $d_{вн}$  диаметры измерительного люка и расстояние между точкой

Измерения базовой высоты резервуара

Базовую высоту резервуара  $H_6$  измеряют рулеткой с грузом не менее двух раз. Расхождение между результатами двух измерений не должно превышать 2 мм.

Значение базовой высоты наносят на табличке, прикрепленной к измерительному люку.

Базовую высоту измеряют ежегодно. При изменении базовой высоты по сравнению с ее значением, установленным при поверке резервуара, более чем на 0,1 % проводят измерения вместимости «мертвой» полости и степени наклона резервуара и корректировку градуировочной таблицы за счет изменения вместимости «мертвой» полости и степени наклона резервуара. Уровни наполнения резервуара при измерениях базовой высоты не должны отличаться друг от друга более чем на 500 мм.

Результаты измерений базовой высоты, вместимости «мертвой» полости и степени наклона резервуара оформляют актами.

#### Определение массы и размеров плавающего покрытия

Массу  $m_n$ , диаметры плавающего покрытия  $D_n$  и отверстий  $D_1, D_2, \dots$  берут по исполнительной документации.

Расстояние от днища резервуара до нижней части плавающего покрытия  $h_n$  измеряют рулеткой по образующей резервуара, находящейся в плоскости, проходящей через продольные оси измерительного люка и резервуара.

Значения величин  $m_n, D_n, D_1, D_2, \dots$  и результаты измерений  $h_n$  вносят в протокол.

## **2 Проведение поверки резервуара объемным методом**

Проводят измерения:

- а) высоты «мертвой» полости  $h_m$ ;
- б) расстояния по вертикали от точки касания днища грузом рулетки до визирной линии нивелира  $b_n$ ;
- в) расстояния по вертикали от точки, образованной в результате пересечения восьмой окружности и первого радиуса, до визирной линии нивелира  $b_{8,1}$ ;

- г) степени наклона резервуара  $\eta$ ;
- д) базовой высоты резервуара  $H_6$ .

Результаты измерений величин  $h_{\text{м.п.}}$ ,  $b_{\text{л}}$ ,  $b_{8.1}$ ,  $\eta$ ,  $H_6$  вносят в протокол.

Измерения вместимости резервуара в пределах «мертвой» полости

В пределах «мертвой» полости измерения вместимости резервуара проводят статическим методом при значении расхода поверочной жидкости, соответствующем минимальному расходу счетчика жидкости, и значении объема поверочной жидкости, регистрируемом через каждое изменение ее уровня в резервуаре не более чем на 30 мм.

При измерениях вместимости «мертвой» полости выполняют операции в следующей последовательности

- а) открывают вентиль 20, соединяющий линию, предназначенную для подачи поверочной жидкости в поверяемый резервуар 3;

- б) устанавливают указатели шкал приборов (при необходимости) на нулевую отметку;

- в) переводят трехходовый кран 5 в положение «Измерение»;

- г) включают насос 11 или открывают вентиль 16;

- д) подают из приемного резервуара 13 или из технологического трубопровода (водопровода) 17 через счетчик жидкости 6 поверочную жидкость в поверяемый резервуар 3, наполняя его дозой жидкости до появления на дисплее уровнемера 2 значения 30 мм;

- е) снимают показания манометра 7 ( $p_1$ );

- ж) снимают показания термометра (измерителя температуры) 4  $[(T_{\tau})_1]$ ;

- з) выключают насос 11 или закрывают вентиль 16 и снимают показания счетчика жидкости 6  $[q_1(N_1)]$ .

Примечание - При превышении точки касания днища грузом рулетки над контуром днища наполняют поверяемый резервуар начальной дозой до нулевой отметки.

После выполнения операции поверяемый резервуар наливают второй, третьей и последующей дозами поверочной жидкости. Снимают показания после налива каждой дозы: счетчика жидкости  $q_j(N_j)$ ; манометра  $p_j$ ; уровнемера  $H_j$ ; измерителей температуры 4 и 1, установленных на линии нагнетания и резервуаре, -  $(T_T)_j$ ,  $(T_p)_j$  соответственно.

При достижении уровня поверочной жидкости в резервуаре 3 до уровня, соответствующего высоте «мертвой» полости  $H_m$ , отбирают пробу из резервуара переносным пробоотборником по ГОСТ 2517. В случае применения в качестве поверочной жидкости нефтепродукта измеряют его плотность в лаборатории в соответствии с ГОСТ 3900.

Значение плотности поверочной жидкости используют для определения коэффициента объемного расширения ее, необходимого при расчете температурной поправки на посантиметровую вместимость резервуара.

#### Измерения вместимости поверяемого резервуара выше «мертвой» полости

При достижении уровня поверочной жидкости в поверяемом резервуаре 3, соответствующего высоте «мертвой» полости, значение расхода поверочной жидкости устанавливают равным значению номинального расхода в соответствии с показаниями счетчика жидкости в следующей последовательности:

- закрывают вентиль 20;
- переводят трехходовой кран 5 в положение «Циркуляция»;
- фиксируют показания счетчика жидкости 6 и секундомера и вычисляют расход поверочной жидкости
- с помощью дросселя 10 изменяют расход поверочной жидкости

до номинального расхода счетчика жидкости.

После наполнения поверяемого резервуара дозами поверочной жидкости в пределах «мертвой» полости измерения вместимости резервуара осуществляют статическим или динамическим методами до уровня, соответствующего полной вместимости резервуара.

При статическом методе поверки в соответствии в резервуар наливают дозы поверочной жидкости, соответствующие изменению уровня на 100 мм.

При динамическом методе поверки резервуара регистрацию результатов измерений объема, уровня, температуры, давления поверочной жидкости проводят (не прекращая подачу поверочной жидкости в резервуар) через каждое изменение уровня в резервуаре на 10 мм.

Расход поверочной жидкости не должен изменяться более чем на 2 % в процессе поверки резервуара.

При невозможности измерений средней температуры поверочной жидкости (далее - жидкости) в резервуаре после поступления в него каждой дозы ее с помощью измерителя температуры допускается определять среднюю температуру по результатам измерений температур жидкости в точечных пробах  $(T_p)_i$ , отобранных по ГОСТ 2517 после наполнения первого, второго и последующего вышестоящего поясов.

Измерения температуры жидкости в пробоотборнике проводят в последовательности:

- термометр погружают в жидкость, находящуюся в пробоотборнике, на глубину, указанную в техническом паспорте на данный термометр;

- выдерживают термометр в пробе от 1 до 3 мин до принятия столбиком ртути постоянного положения;

- не вынимая термометр из жидкости, температуру отсчитывают

по нему с погрешностью в пределах  $\pm 0,1$  °С.

Измерения базовой высоты резервуара

Значение базовой высоты не должно отличаться от ее измеренного значения более чем на 0,1 %.

Измерения максимального уровня жидкости в резервуаре

Максимальный уровень поверочной жидкости в резервуаре  $H_{\text{pmax}}$ , соответствующий полной вместимости резервуара, измеряют после прекращения подачи доз поверочной жидкости в резервуар и выдержки в течение от 10 до 15 мин.

Измерения максимального уровня проводят измерительной рулеткой с грузом через измерительный люк не менее двух раз. Расхождение между результатами двух измерений не должно превышать 1 мм.

За действительное значение максимального уровня принимают среднее арифметическое значение двух измерений, округленное до 1 мм.

Результаты измерений величин  $q_j(N_j)$ ,  $\rho_j$ ,  $\rho_0$ ,  $H_j$ ,  $(T_{\tau})_j$   $(T_p)_i$ ,  $H_{\text{pmax}}$ ,  $H_{\text{б}}$  вносят в протокол.

### Список использованной литературы

1. Автоматизированный учет нефти и нефтепродуктов при сборе, транспорте и переработке / А.Ш. Фатхутдинов, М.А. Слепян и др. Уфа: Нефтеавтоматика, 1999.- 217 с.
2. ГОСТ 8.570-2000 Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки. Издание официальное." Москва, ИПК Издательство стандартов, 2009 г.- 58 с.
3. ГОСТ 8.595-2004. Масса нефти и нефтепродуктов. Издание официальное." Москва, ИПК Издательство стандартов, 2009.- 21 с.



4. ГОСТ 8.610-2004. Плотность нефти (Таблицы перерасчета) Издание официальное." Москва, ИПК Издательство стандартов, 2010.- 15 с.
5. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия Издание официальное." (с изм. 2005). Москва, ИПК Издательство стандартов, 2012. – 25 с.
6. ГОСТ Р 51866-2002 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный» Издание официальное." Москва, ИПК Издательство стандартов, 2009 г.- 30 с.
7. Контроль количества и качества нефтепродуктов / А.М. Несговоров, Ю.А. Фролов, В. Н. Муфтахова и др., Под редакцией В.Ф. Новоселова.- М.: Недра, 1994.- 151 с.
8. Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций / А.М. Шаммазов, В.А. Александров, Б.Н. Мастобаев и др. .- Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2003.- 438 с.
9. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Г. Васильев, Г.Е. Коробков, А.А. Коршак и др.; Под редакцией С.М. Вайнштока: Учеб. Для вузов: в 2 т. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002.- Т.1.- 407 с.