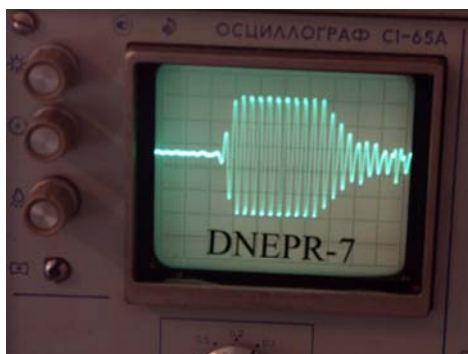


Сравнительный анализ ультразвуковых расходомеров фирмы «Днепр» с расходомерами других фирм.

1. Сравнение выходных сигналов с ультразвуковых датчиков приборов фирмы «Днепр» и фирмы «Панаметрик», смонтированных в одном и том же месте трубы (диаметр-257 мм., толщина стенки-10 мм.)

«Днепр»



«Панаметрик»



В соответствии с этими сигналами в реальных условиях на трубопроводах «Мосводоканал», приборы фирмы «Панаметрик» работают на очищенной сточной воде на трубах до 1000 мм., расходомеры фирмы «Днепр» устойчиво работают на трубах до 1400 мм.

2. Сравнительные характеристики по измерению расходов на технологическом оборудовании ОАО «Маригосэнергонадзор», республика Марий-Эл, г. Йошкар-Ола (портативными приборами фирм «Днепр» и «Portaflow».

Настоящие измерения составлены представителем ООО «Техно-АС» (г. Коломна, Московская область), начальником отдела Передерий Александром Васильевичем и представителями ОАО «Марбиофарм» (г. Йошкар-Ола), слесарем КИПиА Мамаевым Николаем Ивановичем и мастером КИПиА Бересневым Сергеем Михайловичем по результатам измерений в период с 14 по 19 мая 1999 г. на объектах ОАО «Марбиофарм».

Цель измерений:

- определение реального объемного расхода горячей и холодной воды, рассола-охладителя на объектах объединения;
- определение массового расхода насыщенного пара на объектах и оборудовании объединения для выведения баланса подачи пара потребителям, а также диагностирования режима работы технологического оборудования цеха №2;
- определение объемного расхода ацетона в технологических линиях цеха №2;
- определение температурного режима носителей в трубопроводах цеха №2 и цеха №5.

Средства измерений:

- ультразвуковой доплеровский расходомер «Днепр-7» для воды и пара, заводской №1021, поверен 14.04.99г.
- термометр контактный ТК-5 с комплектом зондов, заводской №84352, поверен 11.05.99г.
- штангенциркуль ШЦ-1, поверен 15.04.99г.

Основание для производства измерений:

- Договор №1623/Г от 26.04.99г.
- Лицензия (регистрационный №1385-Ц от 14.09.98г.), выданная ООО «Техно-АС» на проведение энергетических обследований.

Результаты измерений

№п/п	Подразделение	Носитель, трубопровод	Диаметр, мм	Температура, °С	Измерение «Днепр»	Примечание	Измерения Portaflow
1	2	3	4	5	6	7	8
1.		Пар насыщенный на «Марий-Эл»	80	173	0,148 т/ч		Не удалось
2.		Вода из деаэратора (конденсат)	100	83	12±10,8 м ³ /ч	Изменение в ходе измерения (соответствуют данным ЭВМ)	Не удалось
3.		Пар насыщенный на цех №3	100	184	2,4±2,5 т/ч		Не удалось
4.		Пар насыщенный	150	130	Не удалось	Помеха из-за несоответствия места установки тех. характ-кам	Не удалось
5.		Паровоздушная смесь (продувка из 3-х котлов)	50	106	21,6 м ³ /ч		Не удалось
6.		Паровоздушная смесь (продувка из деаэратора)	50	106	6±7 м ³ /ч		Не удалось
7.		Паровоздушная смесь (слив из бойлера продувки)	50	48	5,1 м ³ /ч		Не удалось
8.		Паровоздушная смесь (слив из охладителя продувки)	50	52	10,3±10,2 м ³ /ч		Не удалось
9.		Насыщенный пар на цех №4	50	155	0,159 т/ч		Не удалось
10.		Насыщенный пар на цех №6	79	193	2,1 т/ч		Не удалось
11.		Насыщенный пар на цех №2	270	183	-	Нет насыщ. пара	Не удалось
12.		Насыщенный пар на цех №12	75	128	0,4 т/ч (0,91 т/ч)	Клапан закрыт, клапан открыт	Не удалось
13.		Паровоздушная смесь (продувка котла №1)	28	113	4 м ³ /ч		Не удалось
14.		Паровоздушная смесь (продувка котла №2)	28	114	7 м ³ /ч		Не удалось
15.		Горячая вода на отопление школы (падающий)	50	37	3,9±4,0 м ³ /ч	Показания счетчика «Шлюмберже» 3,9 м ³ /ч	3,8±4 м ³ /ч
16.	Технология	Влажный ацетон (40% воды и 60% ацетона), подача в барабан №1	25	48	1,22 м ³ /ч		Не удалось
17.	Технология	Влажный ацетон, подача в барабан №2	25	48	2,1 м ³ /ч		Не удалось
18.	Технология	Ацетон, после барабана	50	60	-	Не заполнена труба	-
19.	Технология	Ацетон, после фланца барабана	50	60	-	Сильные искажения потока после сопла	-
20.	Технология	Насыщенный пар на входе в ацетоновое отделение	150	157	6,7 т/ч		Не удалось
21.	Технология	Насыщенный пар, сушка ТАК и бойлеренолизации	100	157	0,241 т/ч		Не удалось

22.	Технология	Насыщенный пар на отгонный аппарат и Р-213	28	150	0,007 т/ч		Не удалось
23	Технология	Насыщенный пар на реактор Р-100	28	148	0,020 т/ч 0,027 т/ч	Клапан закрыт	Не удалось
24	Технология	Насыщенный пар на реактор Р-100	28	148	0,34 т/ч	Клапан открыт	Не удалось
25	Технология	Насыщенный пар на Т-66.1	50	134	-	Сильная помеха из-за несоответствия участка	Не удалось
26	Технология	Насыщенный пар на выпарной аппарат Р-97	50	150	0,048÷0,057 т/ч	Клапан закрыт	Не удалось
27	Технология	Насыщенный пар на выпарной аппарат Р-97	50	138	0,113 т/ч	Клапан открыт	Не удалось
28	Технология	Насыщенный пар на реактор	50	140	0,038÷0,047 т/ч		Не удалось
29	Технология	Насыщенный пар на теплообменник Т-62.1.1.	50	148	0,046 т/ч	Клапан закрыт	Не удалось
30	Технология	Насыщенный пар на теплообменник Т-62.1.1.	50	148	0,147 т/ч	Клапан приоткрыт	Не удалось
31	Технология	Насыщенный пар на теплообменник Т-62.1.1.	50	148	0,200 т/ч	Клапан открыт	Не удалось
32	Технология	Насыщенный пар на теплообменник Т-62.1.2.	50	148	0,046 т/ч	Клапан закрыт	Не удалось
33	Технология	Насыщенный пар на теплообменник Т-62.1.2.	50	148	0,106 т/ч	Клапан открыт	Не удалось
34	Технология	Насыщенный пар (общий расход на ротора) РПИ-62.1, РПИ-62.2	50	148	0,130 т/ч		Не удалось
35	Технология	Насыщенный пар на колонну РК-88 (общий)	50	141	0,361 т/ч		Не удалось
36	Технология	Насыщенный пар (вход в Т-88,2)	50	130	0,165 т/ч		Не удалось
37	Технология	Вода обратная в теплообменник Т-214	80	-	14,6 м ³ /ч		14,65 м ³ /ч
38	Технология	Рассол (водный раствор)	150	-13,8	67 м ³ /ч		66,8 м ³ /ч
39	Технология	Вода обратная (вход из отделения енолизации)	100	24	27 м ³ /ч		Не удалось
40	Технология	Рассол (водный раствор) выход в цех № 13	150	-14	60-66 м ³ /ч		Не удалось
41	Технология	Водно-ацетоновый раствор ДАС на колонку п. 66	50	46	2 м ³ /ч		2 м ³ /ч
42	Энергетика	Насыщенный пар (на бойлер ГВС)	50	175	0,175 т/ч		Не удалось
43	Энергетика	Насыщенный пар в электролизерное отделение	50	168	0,288 т/ч		Не удалось
44	Энергетика	Насыщенный пар в СППС	50	163	0,133 т/ч		Не удалось
45	Энергетика	Насыщенный пар в бойлер отопления	80	143	1,61 т/ч		Не удалось
46	Энергетика	Насыщенный пар для сушки солей	80	166	1,60 т/ч		Не удалось

47	Энергетика	Насыщенный пар в «снега»	80	157	2,3 т/ч		Не удалось
48	Энергетика	Насыщенный пар на цех №11	20	145	0,036 т/ч		Не удалось
49	Отделение перекристаллизации	Насыщенный пар (вход из цеха №5)	70	185	0,668 т/ч		Не удалось
50	Отделение перекристаллизации	Насыщенный пар (вход пара на выпарку)	50	160	0,204 т/ч		Не удалось
51.	Отделение перекристаллизации	Насыщенный пар (вход пара на выпарку при отключенной установке дистилляции ВК-2459)	50	160	0,275 т/ч		Не удалось

**МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА
И ЭНЕРГЕТИКИ РФ**

**ДЕПАРТАМЕНТ
ГОСУДАРСТВЕННОГО
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО НАДЗОРА И
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**

**Региональное управление
ЦЕНТРОСЭНЕРГОНАДЗОР**

**УПРАВЛЕНИЕ
ГОСУДАРСТВЕННОГО
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО НАДЗОРА
ПО РЕСПУБЛИКЕ МАРИЙ ЭЛ**

424015, г. Йошкар-Ола, ул. Панфилова, 39А

тел/факс (836-2) 12-32-50

На № _____

**Директору
ООО «Техно-АС»
Сергееву С.С.**

**Московская обл.,
141408, Коломна, Моск., обл., а/я 4**

Отзыв

о работе ультразвукового доплеровского расходомера "Днепр-7" для воды и пара.

Расходомер "Днепр-7" зав. №1021, принадлежащий ООО "Техно-АС" использовался управлением государственного энергетического надзора по республике Марий Эл при энергетическом обследовании "ISN Марбиофарм" г. Йошкар-Ола для измерения расхода насыщенного пара, водопроводной и горячей воды, рассола (водный раствор с $t = -14^{\circ}\text{C}$), ацетона и оборотной воды. Одновременно использовались расходомеры фирмы Portaflow для измерения расхода водопроводной и горячей воды. Вследствие чего имеется возможность сравнить приборы обоих производителей.

Достоинства расходомера Днепр-7: дополнительная возможность измерять расходы насыщенного пара, рассола с $t = -14^{\circ}\text{C}$ не менее, жидкостей в трубопроводах с внутренними отложениями до 5 мм, а также ацетона.

Достоинства расходомера Portaflow: память на большое количество измерений.

3. Расходомер Altosonik(Германия)

Замеры расходов на трубопроводе 1000 мм., г. Новокузнецк

Показания	
«Днепр»	Altosonik
3600	3600
3700	3701
3805	3809
3921	3923

Так же были произведены разовые замеры расхода на напорном канализационном коллекторе $d=1200\text{мм}$ от ГНС - 2 , показания стационарного прибора составили $4820\text{м}^3/\text{ч}$., показания прибора «Днепр-7» составили $4857\text{м}^3/\text{ч}$, погрешность 0.8%. И замер расхода на напорной гребенке $d = 1000\text{мм}$. НС-2го подъема 18т/у, показания переносного расходомера «Altosonic» (Германия) составили $3600 - 3900\text{м}^3/\text{ч}$, показания прибора «Днепр-7» так же составили $3600 - 3900\text{м}^3/\text{ч}$.

4. Сравнительный анализ расходомеров «Днепр-7» с другими расходомерами (на базе сужающих устройств) по измерению пара.

Существующие в настоящее время приборы не обеспечивают достаточной точности измерения тепловой энергии в паровых системах. Это связано с тем, что основная масса потребителей не знает о существовании новых приборов, позволяющих корректно производить измерения тепловой энергии в паровых системах.

Методики измерения тепловой энергии в паровых системах так же не обеспечивают приемлемой точности, поскольку сориентированы на использование устаревших приборов.

Основная причина погрешности измерения тепловой энергии в паровых системах связана с тем, что насыщенный пар является двухфазной средой.

Используемые в узлах учета тепловой энергии расходомеры, предназначенные для измерения массового расхода теплоносителя, (насыщенного пара) непригодны для проведения измерений тепловой энергии в паровых системах.

Покажем это на примере самого распространенного расходомера, работающего по перепаду давления на сужающем устройстве.

Массовый расход насыщенного пара на сужающем устройстве определяется по формуле:

$$q = 3,6 * 10^{-3} * A * \varepsilon * \frac{\pi * d^2}{4} * \sqrt{0,002 * \frac{\Delta P}{X} * \rho_T}, \quad (1)$$

где q - массовый расход теплоносителя, т/ч;

$A = A(d_{20}, D_{20}, \beta, \beta', K_w, K_n, \mu, Re, T, G)$ - вычисляется в соответствии с ГОСТ 8.563.1-97 (с учетом дополнений МИ 2588-2000) или РД50-411-83 (в зависимости от типа сужающего устройства)

поправочный коэффициент расхода; для напорного устройства коэффициент расхода задается;

$\varepsilon = \varepsilon(d_{20}, D_{20}, \beta, \beta', T, \Delta P, a)$ - вычисляется в соответствии с ГОСТ 8.563.1-97 или РД 50-411-83 (в зависимости от типа сужающего устройства) коэффициент расширения пара;

$d = d_{20} (1 + \beta(T - 20))$ - диаметр отверстия сужающего устройства или диаметр проходного отверстия при применении напорного устройства при рабочей температуре, мм;

ΔP - перепад давления на сужающем устройстве, кПа;

ρ_T - плотность теплоносителя в трубопроводе, кг/м³;

X – степень сухости пара; определяется для влажного насыщенного пара как отношение массы газовой фазы к общей массе двухфазной (газ плюс конденсат) среды; для перегретого пара $X=1$;

Четких рекомендаций по определению степени сухости пара нет. Приборов для измерения степени сухости пара нет.

В тепловычислителях диапазон изменения степени сухости пара составляет от 0,7 до 1,0 и степень сухости пара вводится как договорная величина.

Легко подсчитать, что погрешность измерения массового расхода насыщенного пара на сужающем устройстве (см. формулу 1), обусловленная неопределенностью степени сухости пара, равна:

$$\gamma_q = \left(\frac{\sqrt{X_1}}{\sqrt{X_2}} - 1 \right) * 100\%, \quad (2)$$

где X_1 и X_2 - предельные значения степени сухости пара.

Для простоты дальнейших расчетов будем считать, что степень сухости пара может меняться в пределах от $X_2=0,7$ до $X_1=1,0$. Это означает, что масса газовой фазы насыщенного пара может составлять 70% - 100% от общей массы теплоносителя.

Максимальная погрешность измерения массового расхода насыщенного пара на сужающем устройстве (см. формулу 2), обусловленная неопределенностью степени сухости пара, составляет:

$$\gamma_{q_max} = \left(\frac{1}{\sqrt{0,7}} - 1 \right) * 100\% = 19,5\%.$$

Кроме того, масса теплоносителя складывается из массы газовой фазы насыщенного пара и массы конденсата. Конденсат переносит существенно меньшее количество тепла, чем газовая фаза насыщенного пара той же массы. В результате, тепловая энергия вычисляется неверно, поскольку конденсат не является таким же эффективным теплоносителем как газовая фаза пара, а их соотношение неизвестно.

Таким образом, при измерении расхода пара сужающим устройством, кроме неоднозначности определения массы теплоносителя появляется существенная погрешность измерения тепловой энергии, обусловленная разницей в теплоемкости пара и конденсата.

Теплосодержание газовой фазы насыщенного пара при температуре 160°C превышает теплосодержание в жидкости (конденсата) в 4 раза.

Погрешность измерения тепловой энергии, обусловленная неопределенностью степени сухости пара, может быть вычислена по формуле:

$$\gamma_T = \left(\frac{X_1 + (1 - X_1)/4}{X_2 + (1 - X_2)/4} - 1 \right) * 100\% \quad (3)$$

Максимальная погрешность измерения тепловой энергии в паровых системах обусловленная неопределенностью степени сухости пара, при условии, что масса пара (суммарная масса газовой фазы пара и конденсата) определена точно, составляет:

$$\gamma_{T_max} = \left(\frac{1}{0,7 + (1 - 0,7)/4} - 1 \right) * 100\% = 29\%.$$

Если прибавить к этому погрешность измерения массы насыщенного пара 19,5%, то общая погрешность измерения тепловой энергии в паровых системах, обусловленная неопределенностью степени сухости пара, составит 48,5%.

При нормативных требованиях обеспечения точности измерения тепловой энергии в пределах ± 4 становится ясно, что существующие методики измерения тепловой энергии в паровых системах ни куда не годятся.

Более того, измеряемый параметр ΔP - перепад давления на сужающем устройстве (см. формулу 1) стоит под знаком корня, что приводит к существенному уменьшению динамического

диапазона работы прибора. Так для типовых приборов использующих сужающие устройства, динамический диапазон измерения составляет 1:3.

Кроме того, сужающие устройства и расходомеры других типов создают потери давления, которые приводят к существенным затратам энергии.

В отличие от других приборов, расходомеры-счетчики «ДНЕПР-7» производят измерение объемного расхода и суммарного объема газовой фазы насыщенного пара без врезки в трубопровод. Они не создают дополнительных потерь давления и очень просты в монтаже, наладке и в обслуживании.

Практически, в приборе «ДНЕПР-7» производится измерение средней по сечению трубопровода скорости контролируемой среды ультразвуковым Доплеровским методом. Для определения объемного расхода скорость умножается на площадь поперечного сечения трубопровода.

Объемный расход для расходомеров счетчиков «ДНЕПР-7» вычисляется по формуле:

$$Q_{dnepr} = 3.6 * V * S, \quad (4)$$

где Q_{dnepr} - объемный расход газовой фазы пара, м³/ч;

V – средняя по сечению трубопровода скорость пара, м/с;

S – площадь поперечного сечения трубопровода, м².

Поскольку плотность газовой фазы насыщенного пара на три порядка меньше плотности конденсата, можно считать, что объем конденсата ничтожно мал по сравнению с объемом газовой фазы пара.

Так при температуре 200 °С плотность газовой фазы насыщенного пара составляет 7,84 кг/м³.

При степени сухости пара $X=0,7$ масса конденсата составляет 30% от массы теплоносителя. При этом объем конденсата составляет всего 0,235% от общего объема теплоносителя.

У расходомеров-счетчиков «ДНЕПР-7» погрешность измерения объемного расхода газовой фазы насыщенного пара не превышает 2% в диапазоне измерения расходов от 3% до 100% во всем температурном диапазоне. Температура насыщенного пара от +100 °С до +200 °С.

Массовый расход газовой фазы насыщенного пара вычисляется по формуле:

$$q_p = Q_{dnepr} * \rho_p, \quad (5)$$

где ρ_p - плотность газовой фазы насыщенного пара, определяется по таблицам в зависимости от температуры (давления).

Основная энергия насыщенного пара заключена в газовой фазе, по этому при измерении тепловой энергии в паровых системах основное предпочтение следует отдавать измерению массового расхода именно газовой фазы насыщенного пара.

Так, при измерении тепловой энергии расходомерами-счетчиками «ДНЕПР-7» договорное значение степени сухости пара в тепловычислителе можно приравнять единице $X=1,0$.

В этом случае максимальная погрешность измерения тепловой энергии вызванная неопределенностью степени сухости пара составит всего 7,5% в отличие от 48,5% при измерениях сужающим устройством и расходомерами других типов.

Это легко подсчитать исходя из того, что максимальное количество жидкой фазы насыщенного пара (конденсата) составляет 30% от общего количества теплоносителя. Теплосодержание конденсата составляет $\frac{1}{4}$ от теплосодержания газовой фазы насыщенного пара. Максимальное количество тепловой энергии переносимой конденсатом составляет $30\%/4=7,5\%$ от общего количества тепловой энергии переносимой насыщенного паром.

Неопределенность степени сухости пара можно полностью исключить, установив второй расходомер-счетчик «ДНЕПР-7» после бойлера, для измерения расхода конденсата (воды).

В этом случае, степень сухости пара « X » равна отношению массового расхода газовой фазы насыщенного пара, к массовому расходу конденсата (воды) после бойлера.

$$X = \frac{q_p}{q_k}, \quad (6)$$

где q_p - массовый расход газовой фазы насыщенного пара, измеренный расходомером-счетчиком «ДНЕПР-7», вычисляется по формуле (5);

q_k - массовый расход конденсата после бойлера, измеренный вторым расходомером-счетчиком «ДНЕПР-7».

Массовый расход конденсата (воды) вычисляется по формуле:

$$q_k = Q * \rho_k, \quad (7)$$

где Q - объемный расход конденсата (воды), м³/ч;

ρ_k - плотность конденсата (воды), кг/м³.

У расходомеров-счетчиков «ДНЕПР-7» погрешность измерения объемного расхода жидкости не превышает 2% в диапазоне измерения расходов от 3% до 100% во всем температурном диапазоне. Температура жидкости от +1 °С до +150 °С.

Максимальная погрешность определения степени сухости пара по формуле (6) не будет превышать $\sqrt{2^2 + 2^2} = 2,83\%$.

Определение степени сухости насыщенного пара по формуле (6) позволит свести к минимуму погрешность измерения тепловой энергии в существующих тепловычислителях.

Таким образом, использование расходомеров-счетчиков «ДНЕПР-7» позволяет свести погрешность измерения тепловой энергии в паровых системах к 3% – 4%.

Кроме того, расходомеры-счетчики «ДНЕПР-7» имеют линейную характеристику и динамический диапазон 1:33.

Изменив алгоритм работы тепловычислителя можно исключить влияние степени сухости пара на результаты вычисления тепловой энергии.

Если степень сухости пара «X» использовать только для определения массы жидкой фазы насыщенного пара (конденсата), а массу газовой фазы пара измерять непосредственно по формуле (5), то максимальная погрешность измерения тепловой энергии, обусловленная неопределенностью степени сухости пара, не будет превышать 0,21%.

Использование расходомеров-счетчиков «ДНЕПР-7» в паровых системах позволяет полностью исключить такое понятие как степень сухости пара.

Расходомер-счетчик «ДНЕПР-7» измеряет объемный расход газовой фазы насыщенного пара. Вычисление массового расхода газовой фазы насыщенного пара производится по формуле (5).

Установка второго расходомера-счетчика «ДНЕПР-7» для учета конденсата после бойлера позволяет непосредственно вычислять массовый расход жидкой фазы насыщенного пара (конденсата) q_{pk} по формуле:

$$q_{pk} = q_k - q_p. \quad (8)$$

Раздельное измерение двух фазовых составляющих насыщенного пара позволяет увеличить точность измерения тепловой энергии за счет раздельного подсчета тепловой энергии для газовой и жидкой составляющей пара.

Это позволяет исключить такое понятие, как плотность влажного пара ρ_T , которое обычно вычисляется по формуле:

$$\rho_T = \frac{\rho_k * \rho_p}{(1 - X) * \rho_k + X * \rho_p}, \quad (9)$$

где ρ_k - плотность конденсата (воды), кг/м³;

ρ_p - плотность сухого пара, кг/м³;

X – степень сухости пара.

Следует отметить, что это понятие используется в формуле (1) для вычисления массы теплоносителя.

Погрешность вычисления плотности влажного пара ρ_T , произведенного по формуле (8) будет составлять:

$$\gamma_{\rho} = \left(\frac{(1 - X_1) * \rho_k + X_1 * \rho_p}{(1 - X_2) * \rho_k + X_2 * \rho_p} - 1 \right) * 100\% \quad (10)$$

Максимальная погрешность определения плотности теплоносителя за счет неопределенности степени сухости пара составляет 97%.

Из всего вышеизложенного следует:

1. Существующие методики расчета не обеспечивают требуемой точности измерения тепловой энергии в паровых системах.
2. Существующие приборы (расходомеры) не обеспечивают требуемой точности измерения расхода насыщенного пара (двухфазной среды).
3. Для измерения расхода в паровых системах следует применять только расходомеры-счетчики «ДНЕПР-7». Расходомеры-счетчики «ДНЕПР-7» могут обеспечить достоверное измерение двух компонент насыщенного пара – расхода газовой фазы и жидкой фазы насыщенного пара (конденсата).
4. Для обеспечения требуемой (по правилам учета тепловой энергии) точности измерения тепловой энергии в паровых системах необходимо изменить методику расчета тепловой энергии. Тепловую энергию в паровых системах следует подсчитывать отдельно для газовой и жидкой фазы насыщенного пара.
5. При измерении расхода насыщенного пара расходомерами-счетчиками «ДНЕПР-7», в существующих тепловычислителях, договорное значение степени сухости пара следует устанавливать равным единице $X=1$.
6. Степень сухости пара «X» можно оценивать как отношение массового расхода газовой фазы насыщенного пара к массовому расхода конденсата (воды) после бойлера. Измерение расхода следует производить только расходомерами-счетчиками «ДНЕПР-7».

5 Мнение МГП Мосводоканала

на заседании
Кузнецова А.А.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального
директора — главный инженер

В.П.Подковыров

2004г.

ПРОТОКОЛ № 14-100 от 27.08.2004

**совещания у заместителя генерального директора
-главного инженера МГП "Мосводоканал" В.П.Подковырова**

ПОВЕСТКА ДНЯ

Приборы учета расхода сточных вод

Присутствовали:

Подковыров В.П., Штопоров В.Н., Хренов, К.Е.,
Ромашкин О.В., Стрельцов А.Н., Муштакова К.Г.,
Серпионова Ю.Е., Головкина С.В., Озеров А.В.

СЛУШАЛИ:

Хренова К.Е., Стрельцова А.Н. о состоянии дел по применению приборов учета расхода сточных вод в системе канализации города Москвы, Серпионову Ю.Е., Головкину С.В. о расчетах с абонентами и необходимости установки дополнительных узлов учета у крупных потребителей.

РЕШИЛИ:

1. *Отметить:*

- 1.1. Неудовлетворительную работу приборов Взлет на напорных канализационных трубопроводах при их испытаниях.
- 1.2. Хорошую работу электромагнитного расходомера Danfoss, установленного на напорном трубопроводе, перекачивающем осадок, на Курьяновской станции аэрации.

2. *Признать наиболее оптимальными для применения:*

2.1. на самотечных (безнапорных) каналах и коллекторах:

- ♦ УЗР типа ISCO 4250 фирма "ISCO", США;
- ♦ станция измерительная типа ADS 3600/5600 фирма "Accusonic Technologies Subsidiary of ADS Corporation", США;
- ♦ расходомер с интегратором акустическим типа "Эхо-Р" НПП "Сигнур", г.Москва;
- ♦ расходомер-счетчик ультразвуковой типа "Днепр-7" ЗАО "Днепр", г.Москва.

2.2. на напорных трубопроводах:

- ♦ расходомер-счетчик ультразвуковой типа "Днепр-7" ЗАО "Днепр", г.Москва.