第四章　油、气、水计量

油、气、水的准确计量是油田开发、销售不可缺少的环节，是分析油气田是否经济高效开发的依据之一。

第一节　计量有关的油、气性质及参数

一、油与计量有关的性质

1. 膨胀性

油的体积随温度的增加而增大的性质。数学公式表示如下：

$$V_t = V_{tr}[1 + \beta(t_t - t_r)] \qquad (4-1-1)$$

式中　V_t——油的温度为 t_t 时的体积，m^3；

V_{tr}——基准温度下油的体积，m^3；

β——油的膨胀系数，它表示温度变化 1℃ 时，油体积的变化率；

t_t——测量时油的温度，℃；

t_r——选取的基准（参考）温度，℃。

2. 压缩性

油的体积随压力的增大而变小的性质。用数学公式表示如下：

$$V_p = V_{pr}[1 - \alpha(p_p - p_r)] \qquad (4-1-2)$$

式中　V_p——油压为 p_p 时的体积，m^3；

V_{pr}——基准压力下油的体积，m^3；

α——油的压缩系数，它表示压力每变化 0.1MPa 时体积的变化率；

p_p——测量时油的压力，MPa；

p_r——选取的基准（参考）压力，MPa。

3. 密度

在一定的温度和压力条件下，油的质量与它的体积比。用数学公式表示如下：

$$\rho = \frac{m}{V} \qquad (4-1-3)$$

式中　ρ——油的密度，kg/m^3；

m——油的质量，kg；

V——油的体积，m^3。

4. 粘度

油流动时有受内摩擦阻力的性质，用于衡量其大小的物理量称为粘度。

5. 凝固点

油由液态变为固态的临界点温度。凝固点与油的组成和性质有关。

二、天然气与计量有关的性质

1. 粘度

气体流动条件下的粘度是用于计算管线中流体流动的雷诺数（Re）。雷诺数的大小反映了流体流动中的惯性和粘滞度作用的对比关系，可用来判别流体的流动状态。在高雷诺数条件下，粘度变化的影响可以忽略；在低雷诺数条件下，粘度对流量的计算有很大影响。

2. 密度

在计算天然气的质量流量公式中要使用流动条件下的密度参数。天然气是混合气体，其密度 ρ 应为：

$$\rho = \frac{\sum y_i M_i}{\sum y_i V_i} \tag{4-1-4}$$

式中 y_i——组分 i 的摩尔百分数，%；

M_i——组分 i 的分子量，kg；

V_i——组分 i 的分体积，m^3。

3. 压缩系数

表示实际气体与理想气体的偏差，用公式表示如下：

$$Z = \frac{pV}{nRT} \tag{4-1-5}$$

式中 p——气体的绝对静压力；

V——气体的体积；

n——气体的克分子数；

R——气体常数；

T——气体绝对温度；

Z——气体的压缩系数，理想气体的 $Z=1$。

任何压力、温度条件下的天然气的体积换算式为：

$$V_b = \frac{Z_b}{Z_t} \cdot \frac{p_i}{p_b} \cdot \frac{T_b}{T_i} \cdot V_1 \tag{4-1-6}$$

式中 V_b——基准条件下的体积；

Z_b——基准条件下的压缩系数；

Z_i——测量温度、压力条件下的压缩系数；

p_i——测量压力；

p_b——基准条件下的压力；

T_i——测量温度；

T_b——基准条件下的温度；

V_i——测量压力和温度条件下测得的体积量。

三、油、气的计量参数

1. 体积量及体积流量

体积量是指在一定的时间间隔内，用计量器具量得的油或者气的体积量大小。

体积流量是指单位时间内流体流过特定截面的流量大小。

瞬时流量是指在任意时刻流体通过特定截面的流量大小。

累积流量是在一段时间内流体流过特定截面的流量大小，它等于体积流量与时间的乘积。

2. 质量及质量流量

质量为用计量器具直接测得的油、气的质量值，它可以是计量器具测得值的累积或者体积量与密度的乘积。

质量流量为单位时间内流体流过特定截面的质量流量。

质量流量可通过：①在线流量计和在线密度计测量值相乘求和；②用流量计测体积，采用取样基准测量条件下的密度，通过公式计算；③用质量流量计直接测量。

3. 密度值

天然气密度值计算公式：

$$\rho_f = 3.483407 \frac{G p_f}{Z_f T_k} \tag{4-1-7}$$

式中 ρ_f——气体流动条件下的密度值，kg/m^3；

p_f——流动条件下的绝对压力，kPa；

Z_f——流动条件下的压缩系数；

T_k——流动条件下的绝对温度（$T_k = 273.15 + t℃$），K；

G——天然气分子量与空气分子量的比值。

$$G = \frac{M_g}{M_a} \tag{4-1-8}$$

式中 M_g——天然气的分子量；

M_a——空气分子量。

油田天然气分子量可由下式计算求得：

$$M_g = \sum x_i M_i \tag{4-1-9}$$

式中 M_i——组成天然气组分的分子量；

x_i——组成天然气组分的摩尔分数。

一般情况下，通常用取样的方式来测量密度值。

4. 含水率

油中含水量的体积百分数。作为贸易交接的原油，油品的含水率必须低于 0.5%。目前，测量低含水原油中的含水率，大多采取取样化验分析的方法获得。

5. 热值

由 $1m^3$ 或 1kg 的天然气燃烧所发出的热量，亦称天然气的燃烧值。

第二节　油、气、水常用计量装置和仪表

海上油田油、气、水计量常用流量计有涡轮流量计、刮板流量计、孔板流量计、电磁流量计、超声波流量计和质量流量计。

一、涡轮流量计

涡轮流量计是一种速度式流量计。流体通过流量计时，使流量计壳体内的叶片式涡轮转子旋转，旋转的速度随流量的大小而变化。原油销售计量多采用涡轮流量计。

1. 功能特性

①较高的精度，其基本误差可达±（0.25%～1.5%）；

②动态特性好，时间常数达1～50ms，可测脉动流；

③耐高压，可耐压达50MPa，且压力损失小；

④使用温度范围宽（－240～500℃）；

⑤测量范围大，流量可达0.01～7000m³/h；

⑥由于输出数字信号，抗干扰能力强。

2. 结构及工作原理

涡轮流量计主要由以下几部分组成（见图4－2－1）：壳体、涡轮、导流器、支承叶轮的轴承和感应线圈。

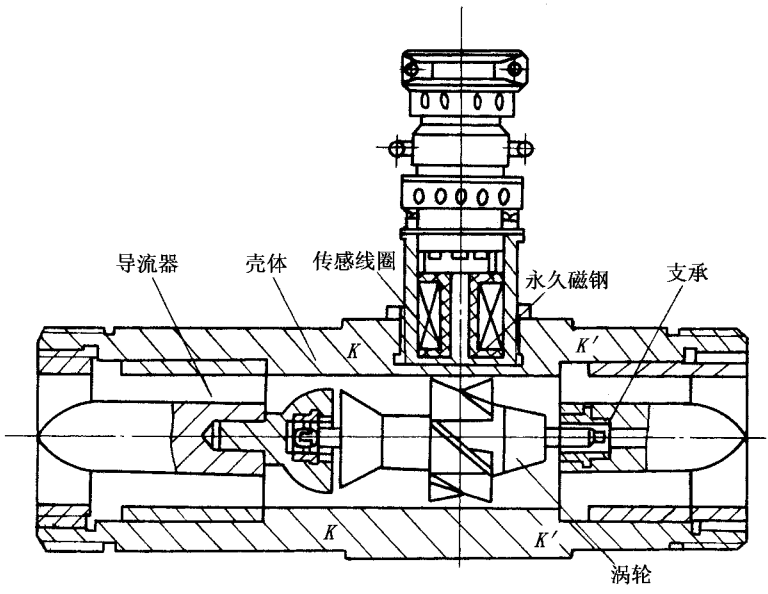


图4－2－1　涡轮流量计变送器剖面图

液体从流量计入口经过导流器整流，使流束平行轴线流入涡轮。导流器上的导流方向与螺旋形叶片平行，经整流后的流束流入由螺旋形叶片组成的涡轮，推动涡轮旋转，从涡轮流出的流体再经过出口导流器将流体整流成与轴线平行的流束，以减小压力损失。在叶轮的上端，对着叶轮的部位，在非导磁材料制成的壳体上，装有一个感应线圈，线圈的中心装有一块永久磁钢。当由导磁材料制成的螺旋形叶片边缘通过感应线圈下端时，周期地改变线圈磁路的磁阻，使通过线圈的磁通发生变化，在感应线圈内部产生与流量成正比例的脉冲信号，该信号经过线圈引出线进入前置放大器放大，然后远传至显示仪表。

3. 涡轮流量计显示仪表

涡轮流量计的显示仪表实际上是一个脉冲频率测量和计数仪表。

根据单位时间的脉冲数和一段时间内的脉冲数，分别指示瞬时流量和累积流量。涡轮流量计显示仪表原理如图4－2－2所示。

瞬时流量指示电路是一个脉冲—电流转换电路。从涡轮流量计感应线圈产生的脉冲信号经过前置放大器放大后传输至显示仪表的输入放大器，在这里把脉冲信号再进一步放大，然后传至整形电路，将信号变成一定幅值的方波。最后经过频率—电流转换把流量的频率信号

变成相应的电流，可由相应电压、电流表显示。

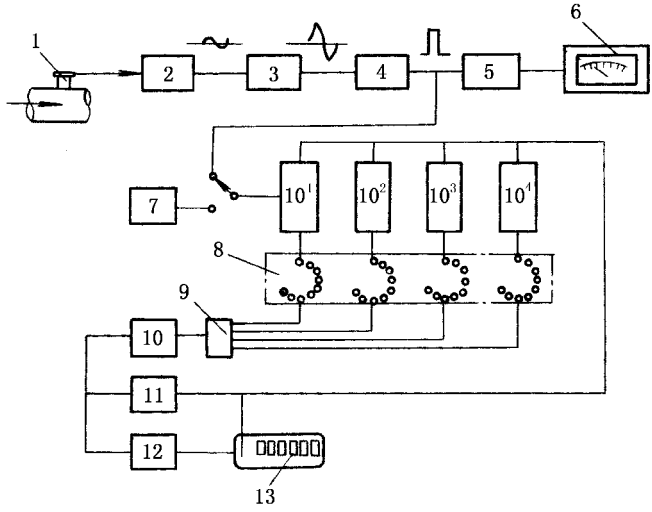


图 4－2－2　涡轮流量计显示仪表原理图

1—涡轮流量计的感应线圈；2—前置放大；3—输入放大；4—整形电路；5—脉冲电流转换电路；6—指示仪表；7—自检用振荡器；8—ζ系数设定器；9—与门；10—单稳电路；11—回零驱动；12—驱动器；13—电磁计数器

4．涡轮流量计的前置放大器

前置放大器是将涡轮旋转的次数变换成脉冲输出，通常用磁式前置放大器（如图 4－2－3）。

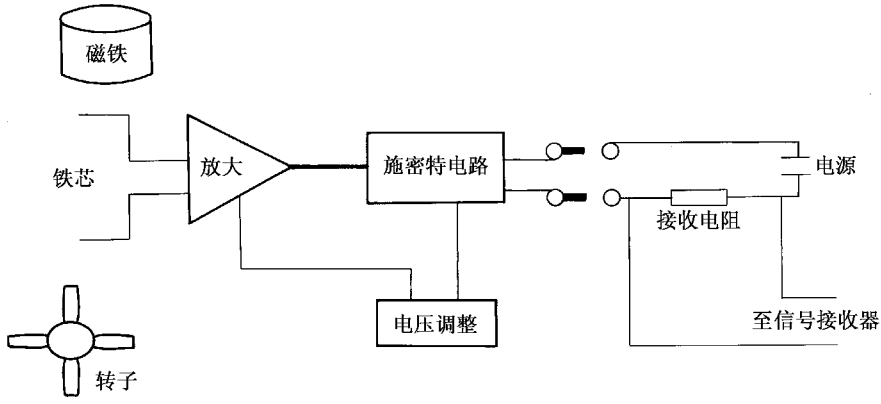


图 4－2－3　磁式前置放大器

前置放大器的线圈由铁芯上绕制的线圈和永久磁铁（或磁钢）组成，当导磁性的叶片旋转时，周期性地改变磁电系统的磁阻值，使通过线圈的磁通量发生周期性变化，因而在线圈内感应出脉动信号，此信号再经放大电路放大，传送给信号转换电路。

对于小直径的涡轮流量计，驱动涡轮转子旋转的转矩小，因此，传感线圈的磁铁引力将会使低流量范围的线性破坏。解决的办法是采用如图 4－2－4 所示的高频调制方式，它是利用振荡器的能量被叶片内的涡电流吸收、调制振荡为高频信号的原理，对涡轮的旋转无任何影响。但是，这种结构比较复杂，又因温度适应范围比磁铁方式的狭窄，故仅用于小口径的涡轮流量计中。

信号转换方框图如图 4－2－5。

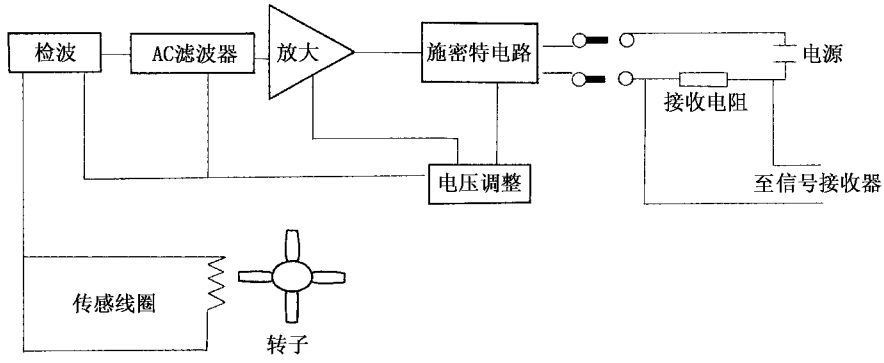


图 4－2－4　高频调制式前置放大器

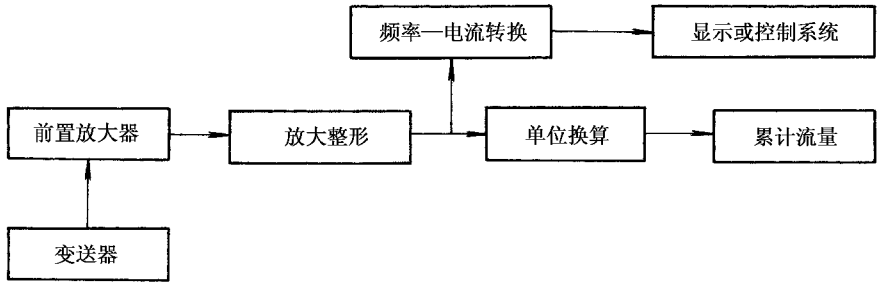


图 4－2－5　信号转换方框图

5. 安装

(1) 管路与部件位置（如图 4－2－6 所示）

①如果流体中含有游离气体，需在流量计前装消气器；

②一般情况下，流量计前需装过滤器。将流经管道的被测流体中的各种杂质滤掉不使它进入涡轮流量计内；

③当变送器的直管段小于 $20D$（D 为管道直径）时，必须安装整流器；

④变送器应水平安装，并使流体流过变送器的方向与壳体外面的流向标志相同。

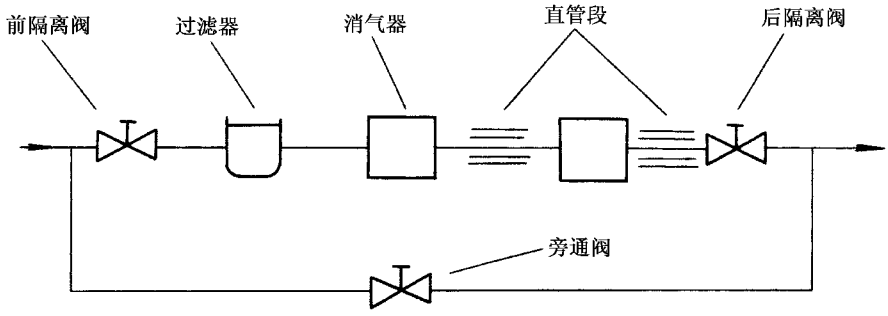


图 4－2－6　涡轮流量计安装结构示意图

(2) 安装尺寸

涡轮流量计外形尺寸和连接方式有三种（以 LW 型涡轮流量计为例）：

①$D \leqslant 40$mm 为螺纹连接；

②$D \geqslant 50$mm，$p = 2.5$MPa 时，为法兰式连接；

③$D \geqslant 50$mm，$p = 6.3$MPa 时，为法兰式连接。

(3) 变送器与显示仪表的连接

连接时严格按照厂家提供的接线图进行。

6. 使用与维护

①流量调节时应缓慢进行，并应调节流量计下游的阀门（一般上游阀门全开），以保证测量的准确性；

②涡轮流量计的仪表常数对被测介质的粘度变化比较敏感，因而介质粘度不大于 $5 \times 10^6 m^2/s$、$D \geqslant 25$mm，则可直接使用厂家标定结果，否则应重新进行标定；

③由于工作时叶轮高速运转，轴承有磨损，因此在使用一段时间后应重新更换轴承，并重新进行标定；

④应避免较大的磁场干扰；

⑤如果显示仪表指示不稳定或不符合流量变化规律，应查显示仪表是否有故障；检查叶轮上是否有赃物；轴承是否磨损严重和确认流量本身是否稳定。

二、刮板流量计

油田外输管线上的流量计多为刮板式流量计。刮板流量计属于容积式流量计，其性能稳定、计量准确、易于维护，适用于高粘度液体的计量。现以 W10－3 油田原油外输流量计（美国 Smith Meter Inc. 生产）为例，对刮板流量计作一介绍。

1. 结构及工作原理

这种流量计为正向旋转排液型，属于凸轮刮板式流量计。其主体部分主要由转子、凸轮、凸轮轴、刮板、连杆、滚柱及壳体组成。如图 4－2－7 所示。

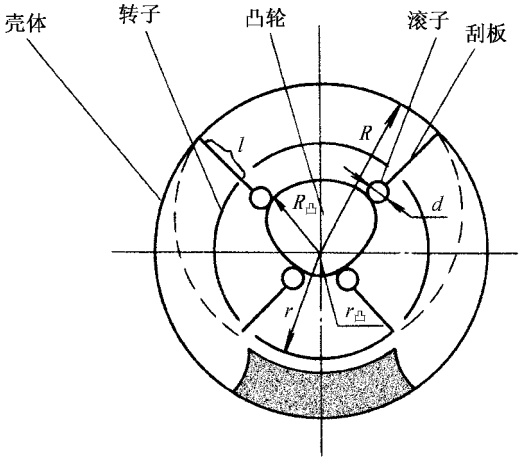


图 4－2－7　凸轮式刮板式流量计结构示意图

壳体内腔是圆型空筒，转子是一个转动的空心薄壁圆筒。有两对刮板，在转子圆筒壁上沿径向开有互成 90°角的四个槽。刮板在槽内滑动，能伸出也能缩回，四个刮板由两根连杆连接着，互成 90°角。在刮板与凸轮之间有一个轴承，共有四个轴承，这些轴承均在一个不动的，具有一定形状的凸轮上滚动，从而使刮板时而从转子内伸出，时而又缩回到转子内。

当被测液体流过流量计时，推动凸轮和叶片向前转动，这样在两片叶片、轴承、壳体之间就形成了一个精确的计量室，随着轴承的转动，就会连续产生这样的计量室，达到累积计量的目的。

这种流量计的特点是当测量时液体流动平稳、无扰动，能量损耗小，液体也不会受压产生形变造成测量误差。

其计量过程见图 4－2－8。

①当待测液体进入流量计时，轴承和叶片（刮板）顺时针方向转动，刮板 A 和 D 完全

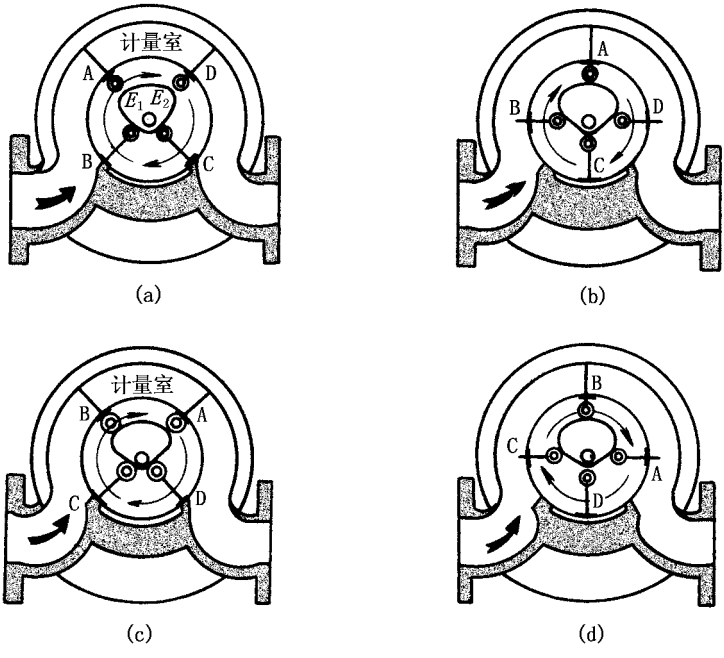


图 4－2－8　刮板流量计工作原理图

伸出来形成计量腔，而刮板 B 和 C 缩回；

②轴承转到八分之一圈时，刮板 A 完全伸出，刮板 D 部分收回，刮板 C 完全收回，B 部分伸出；

③转到四分之一转时，A 仍然完全伸出，B 完全伸出，此时在计量室内形成一确切的已知的体积；

④四分之一转后，被测液体流出流量计，第二个计量腔在 C 和 B 之间形成，刮板 A 已经收回，D 准备伸出，半圈后，两个计量室形成，第三个计量室即将形成，测量就这样随液体的流动而循环进行。

2.GP－UF/A 转换器

史密斯 GP－UF/A 型转换器是一种通用型现场可编程的频率电流转换器，它设计为接收高、低频率信号并快速反应为没有纹波的输出电流。GP－UF/A 可将脉冲信号或者正弦波信号转换成直流电压、电流或与流量成比例的电压信号。

(1) 功能特性

①准确性：通过一个极低的输出扰动处理；

②现场可编程：输入选择可从 0.01Hz 设到 999kHz；

③多功能性：可接受不同级别的输入；

④输出电压源：可提供 12V 的直流电压源给变送器；

⑤独特的转换工艺：即便在较低输入频率下，允许快速电流上载；

⑥技术特性：

零点偏差：≤满量程的 0.2%；

线性度：≤满量程的 0.2%；

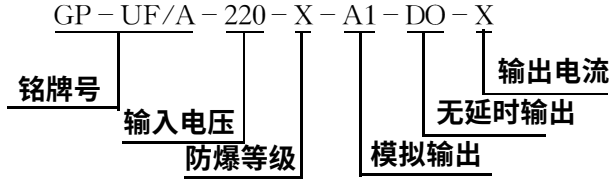
响应时间：0.010ms；

带载范围：0～750Ω，偏差≤输出电流满量程的0.2%；

环境温度：32～100℉，偏差≤输出电流满量程的0.6%/度；

输出电压源偏差：≤0.1%满量程。

(2) 型号标示



3. 安装

①流量计及其附属设备是精度仪表，安装应注意避免人为损坏；

②安装应远离风沙、雨、雪等极其恶劣的气候环境；

③除垂直安装外，流量计应安装在一个适当的底座或水平支架上，以避免对管线造成巨大压力；

④为保护流量计系统，防止气泡膨胀对它的影响，应安装一个放空阀；

⑤如有必要，在流量计前应安装一个脱气装置，以消除气体对计量精度的影响；

⑥在流量计投入使用前，应对所在的管线进行清扫。

4. 启动

为避免损坏，启动时应遵循以下步骤：

①拆掉上方放空堵头，安装一个放空阀以便对系统进行放空；

②关死下游管线上的阀门，打开上游管线上的阀门；

③打开放空阀放空系统内气体；

④慢慢打开下游阀门，使液体流入管线，直到流量计系统内的气体被完全排出；

⑤确保系统内充满流体后关闭放空阀。

流量计每次被排空时，都要遵循以上操作程序。

5. 注意事项

①开关进出口阀门时应慢慢操作，避免系统剧烈震动，避免管线憋压以防止损坏流量计或其他附属设备；

②当流量计运行时，不要手动复位计量表。

三、质量流量计

1. 分类

质量流量计分为两大类：

①直接式质量流量计：由传感元件直接检测反映质量流量大小的参数，经处理得出质量流量值。

②间接式（推导式）质量流量计：由体积流量计和密度计组合而成，同时检测介质的体积流量和密度值，再通过运算，得出与质量流量有关的信号。

2. 哥氏力式质量流量计

以美国Micro－Motion公司（简称双M公司）生产的U形管哥氏力式质量流量计为例，

对质量流量计作一介绍。

（1）哥氏力式质量流量计特点

①可直接得到质量信号，且不受被测流体的物理参数变化的影响。计量精度可达到±0.4%。

②不受管内流态的影响。管内流体是层流还是紊流都不影响测量精度。由于不受上游侧的流速分布的影响，所以在流量计的前后不一定设置直管段，有利于安装。

③可计量的流体类型极广。如水、化学药剂、石油类产品、高粘度液体和稀浆。

④测量范围大。用同一口径的流量计可以覆盖100:1的测量范围。

⑤在流路内无障碍物，故稀浆也可流通而无需在上游侧安装过滤器。

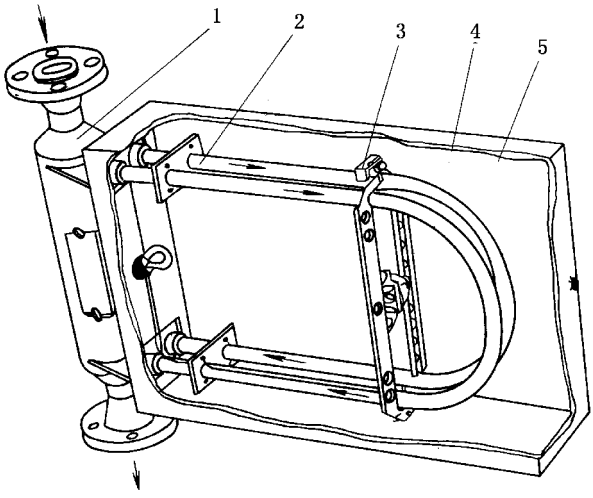


图4-2-9　U形哥氏力式质量流量计结构示意图

1—支承管；2—U形检测管；3—电磁检测器；4—电磁驱动器；5—密封壳体

⑥可跟踪脉动流。因为哥氏力能很快反映脉动流，所以在计量精度上不会受到影响；

⑦ 无可动部件。虽然U形检测管处于振动状态，但振幅很小（一般小于1mm），故可视为一种无可动部件的仪表。只要不受腐蚀和磨损，就很少需要更换和定期检修部件。

⑧同时可获得密度信号。

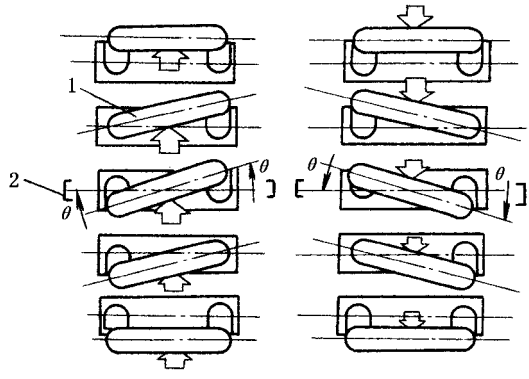


图4-2-10　U形管振动图

1—U形检测管；2—电磁位管检测器

（2）U形哥氏力式质量流量计的结构

如图4-2-9两根几何形状和尺寸完全相同的U形振动检测管2平行地、牢固地焊接在支承管1上。两个检测管在电磁激励下，以其固有的频率作简谐振动，其角速度ω和角加速度α也作简谐规律变化。当U形管处于振动中心时角速度ω的幅值最大，角加速度α为零。当U形管偏转角达最大时角速度$\omega=0$，而角加速度α达最大值。两检测管的振动令其相位相反。由于检测管的这种振动效应，在管内流动的每一个流体微团得到一个哥氏加速度，而U形管也必然受到一个与此加速度方向相反的哥氏力。由图可见，U形管进流侧和出流侧的流体流动方向正好相反，所以进流侧管段和出流侧管段所受到的哥氏力的方向也相反。U形管两侧管段受到相反力的作用便形成一个扭矩。扭矩大小与哥氏力大小亦与质量流量成正比。

综上所述U形管受到了上下方向的电磁激励振动和哥氏力矩引起的扭振，如图4-2-10所示。

图中U形管振动中心位置的左、右两侧安装两个电磁位置检测器。它们可以测出U形管振动的位置变化状态。当质量流量越大，哥氏力也越大，扭矩也越大，在一定的U形管

扭转刚度下，扭振时的扭转角 θ 也越大。

可见在 U 形管尺寸、材质已定的条件下扭转角 θ 与 U 形管的质量流量成比例关系。现在测量质量流量的关键转化成测量 θ。我们可以利用左、右两侧的位置检测器来间接测量 θ 的大小。从图中可见，只要位置检测器能检测出 U 形管在振动过程中，管的左、右两侧在向上或向下通过中心线的时间差，就可以间接地测得 θ 的大小，从而可以求得质量流量的大小。这个信号由传感器中两个位置检测器输出的二列波形中获得。

(3) 双 M 公司 D 系列传感器的技术规格

①传感器的精度为 ±0.2%，零点稳定度一般为 0.1%；

②传感管的材质可以用 316L、304 等不锈钢，也可用 Hastelloy 合金钢；

③可测流量范围：

D6 型：大流量 0～0.9kg/min

小流量 0～0.05kg/min

D600 型：0～1134kg/min

④ 工作温度范围：－240～204℃（高温型的 0～426℃）。

(4) 变送器的工作原理及性能

1) 变送器的基本组成

基于微处理器的变送器（如 RFT9712 型远程流量变送器）由微处理器板、驱动板（含信号处理、信号输出电路）、信号隔离板和电源板、信号端子板、机壳等组成。它与双 M 公司的流量传感器连接后将组成一个完整的质量流量计和密度监测系统。变送器中的电子线路组件可从表壳中取出并单独更换，这有利于采用标准组件结构和插入式电缆接头，也便于维修。

2) 质量流量的检测原理

在传感器工作原理部分已将质量流量 q_m 与两个位置检测器输出的时间差 Δt 之间的关系给予了说明。变送器的主要任务是对 Δt 信号的检测、处理、转换并得到代表质量流量大小的电信号。

在传感器中时间间隔是用两个电磁位置检测器检测的。在 U 形检测管振动中心左、右两侧安装的两个位置检测器，由于哥氏力矩，使 U 形管扭转一个角 θ，所以对两个检测器而言，相对于 U 形管直线管段的位置已经不对称了。这样在上行程（U 形管往上振动过程）中 U 形管有一逆时针方向的扭转，在下行程（U 形管向下振动过程）中 U 形管有一顺时针方向的扭转，从而使 U 形管两侧通过位置检测器（中心线）的时间发生一个差值经信号处理电路处理和转换，获得代表质量流量的模拟和数字信号。

3) 介质密度的测量原理

D 系列传感器还可以检测被测流体的密度。

U 形管的固有振动频率（或它的倒数，周期 T）与 U 形管的几何形状、尺寸、材质、端面约束、固定方法等均已确定之后，其振动固有频率就仅仅与管内被测流体的密度有关。U 形管这一弹性系统的简谐振动的周期 T 可写成：

$$T = 2\pi\sqrt{\frac{m_t + m_f}{K_0}} = 2\pi\sqrt{\frac{m_t + \rho_f \cdot A \cdot L}{K_0}} \qquad (4-2-1)$$

式中 T——U 形管系统的振动周期；

K_0——振动系统的弹性常数；

m_t——U 形管的质量；

m_f——管内流体的质量；

ρ_f——管内流体的密度；

A——U 形管的截面积；

L——U 形管的有效长度。

一旦确定了一个具体的 U 形检测管，则式中的 m_t、K_0、L、A 等均为常值，故 T 仅为被测参数 ρ_f 的函数，只要测得 T，便可算出 ρ_f。

4）温度的测量

在传感器中采用了一个铂电阻来测量温度。温度变化引起的电阻变化被温度信号放大器线性地转换成电压变化，每 1℃ 转换成 5mV 。这个温度毫伏数进一步转换成数字信号，所以它可以为变送器的液晶显示器（LED）显示，也可经通信在智能接口手操器 268 显示。

这个温度信号作为对传感器的温度补偿之用。温度补偿范围可在 -240℃ 至 +450℃，其分辨率达 0.1℃。它主要作为对 U 形检测管弹性模量水温度变化的补偿。补偿公式的计算由微处理器来执行。

因此，RFT9712 变送器中的电路能针对各种不同类型的传感器（D，DL，DT，DH 等型号）的特性进行补偿。这就允许变送器与双 M 公司的任何一种 D 型流量传感器一起工作。当然更换传感器时对变送器应相应地输入一个对新传感器而言是正确的流量和密度校准系数。

5）变送器的通信功能（微处理机板）

对变送器微处理板经过程序设计，就可使变送器与 268 型接口手操器或一个使用 HART 规约（协议）的其它数字仪表交换信息，这时的联接是通过利用变送器毫安输出端来实现的，也可以通过在处理机板上跨接片的配置，使用一个 RS—485 通讯接口。，它使 268 接口在现场、中控室或回路任何接线点均可与变送器进行信息交流，以便对变送器进行数据检查、改变参数、工作组态以及故障诊断。这样便保证了仪表（包括位置检测器、驱动线圈和电阻温度计在内的电子线路）的功能完善。

当变送器 RFT9712 上电启动后它的微处理器检查自己的随机存储器（RAM）和可擦型可编程只读存储器（EPROM）。一个看门狗时器监控微处理器的工作，以保证一旦软件不正常工作时能自动恢复启动。当 RFT9712 变送器本身如果发现故障，表明流量计已不能正常工作，则毫安和频率输出就会位于上限刻度或下限刻度值，通知仪表已经损坏。同时，接线盒内部的发光二极管（LED）以 4Hz 频率闪亮。如果工作正常，则 LED 以 1Hz 频率闪亮。

6）变送器的技术规格

①精度（包括传感器，线性、滞环和重复性）：

流量：读数的 ±0.2% 传感器量程上限的 ±0.01% ；

密度：±0.001g/cm^3 到 ±0.004g/cm^3（DL600—D6 传感器）；

温度：±1℃ 读数的 0.5%。

②重复性（包括传感器）：

流量：读数的 ±0.05% 传感器量程上限的 0.005% ；

密度：±0.0005～±0.002g/cm^3（从 D600—D 传感器）；

温度：模拟量时为 ±0.001℃/℃ ；数字量为 ±0.100℃/℃。

（5）传感器的安装

1）安装位置

传感器的位置离大变压器或电动机至少应在 6m 以外。质量流量计在工作过程中产生磁场，因此一个外界大的电磁场会干扰仪表的工作磁场。此外，不要将传感器和变送器互相连接的电缆覆盖在某些能发射电磁场的设备上。

从流体通过的状况考虑，应选择使之处于能充满状态的安装地点。如果生产过程的管线需要清扫，则应选使之能完全排空流体的安装地点。传感器处于充满状态就可以避免弹状（团状）流动。在测量流体时为防止传感器内有气体聚集，应避免将传感器安装在工艺管道的最高点。

2）流向

不管流向如何，传感器均可进行准确地测量，但为了显示正常的输出量，应使介质流向与传感器上所描述的一致。流向在传感器外壳上用箭头表示。

3）安装

为取得最好的效果，可在管配件附近安置管道支撑物，管道支撑物不要与传感器法兰相连接。管道支撑物安装在离传感器的工艺连接件越近越好。安装在传感器附近的管道支撑物或卡子，应安装在同一连接面上。在串联传感器之间的工艺管道上安装管道支撑物，再加上两个传感器之间保持适当的距离，可减小相互干扰。当一个传感器内检测管的振动通过工艺管道传到另一个传感器，会使两个传感器之间产生相互干扰，振动干扰使得调整流量零点变得非常困难，零点变得不稳定。

在安装过程中应该尽量避免利用表箱外壳搬动或操作传感器，因为这样做可能使外壳弯曲或扭曲变形，导致对传感器管子振动的干扰。典型的安装见图 4－2－11。

(6) 变送器的安装

变送器应该安装在易于进入的一级二类区或安全区。变送器的最高环境温度不能超过 55℃。要使用单独套管（或电缆）来配置电源线和信号线。安装电缆要求用双 M 公司提供

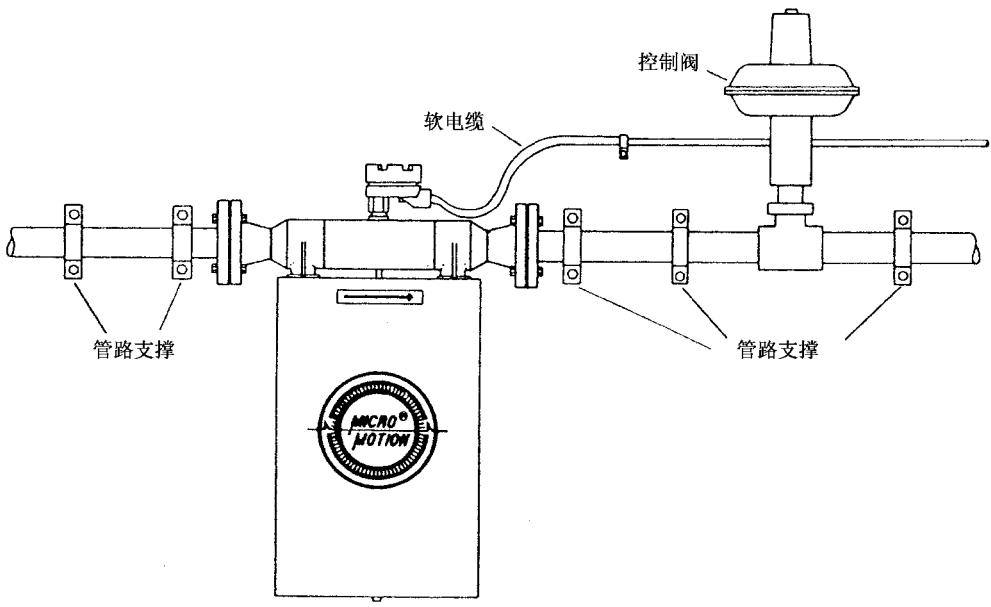


图 4－2－11　D25 至 D600 传感器安装图

的聚四乙烯电线。

在温度高于 65℃或低于 0℃的应用场合，可用浅蓝色聚乙烯外皮的电缆；温度在 0～65℃的场合，用中等蓝色的聚氯乙烯外皮电缆。标准电缆的供应长度为 3m；变送器与传感器之间使用的长度可达 300m。

1）安装

①变送器盖子要固牢，完全密封，防止潮气入内；

②变送器的安装环境温度要在 30～55℃之间；

③套管要装有密封件，防止电线接头部位有水；

④变送器底部的 3 个单独的套管口要密封，防止进水进潮气。要用粗细恰当的套管。当变送器垂直安装时，要使热线室在下方，避免在套管连接处有湿气积累；

⑤变送器的安装地点要能方便地进行校准、重新配置、读数据和维修。

3.ELITE 系列质量流量计

ELITE 系列质量流量计的型号包括 CMF025、CMF050、CMF100、CMF200 和 CMF300 等。Micro Motion 还提供普通 D 型、DL 型连续管以及 DT 型高温传感器。安装 ELITE 系列传感器同安装 D 型、DL 型和 DT 型的传感器有所不同。

ELITE 系列传感器能准确测量大流速和大密度的生产流体的流量。它带有一热电阻（RTD）探头，可指示传感器的流量管的温度。

ELITE 传感器提供了在复杂环境下非常可靠的控制、内部计算和监护传输功能。低压力情况下弱小流量的测量可通过更换测定容量的流量量程而无需增加泵的排量。一个普通传感器能提供 80 到 1 的可变量程。

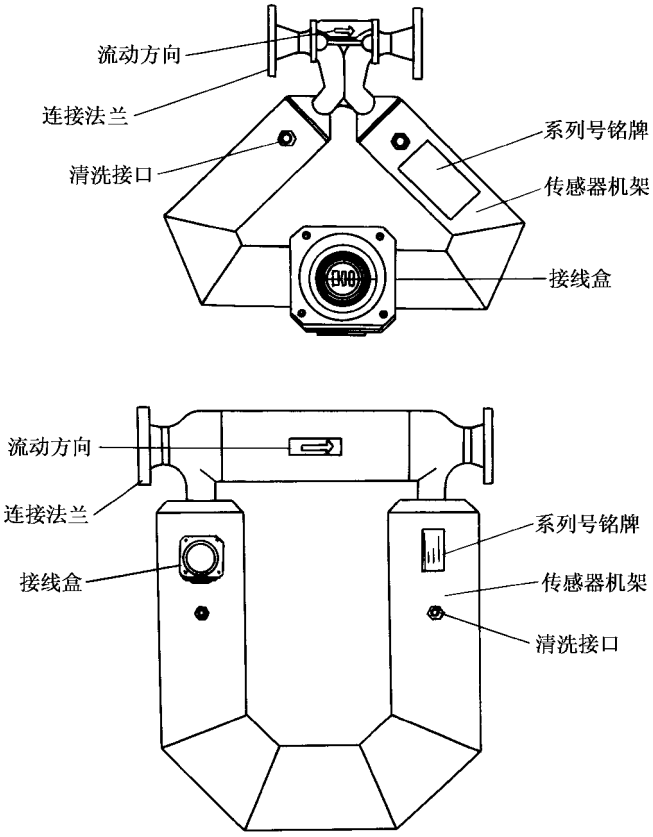


图 4－2－12　ELITE 传感器结构图

ELITE 传感器同 Micro Motion 的 RFT9739 变送器一道使用。用一个 RosemountT 智能仪表家族的手操器 268 接口和 HART6.2 或更高修订版本的软件可进行流量计系统的现场的校验和维修，包括传感器和变送器。

ELITE 传感器结构如图 4－2－12。

（1）ELITE 传感器安装

①ELITE 传感器与 FRT9739 变送器连接时可安装在以下区域：

一类危险区，1 级 C 和 D 组区域；

一类危险区，2 级 A、B、C 和 D 组区域；

二类危险区，E、F 和 G 组区域。

②ELITE CMF025 型、CMF050 型以及 CMF100 型与 ELITE 变送器连接时可安装于二类危险区 C 组区域；ELITE CMF200 和 CMF300 型与 ELITE 变送器连接时可安装在二级危险区 B 组区域。

③ELITE 传感器与变送器之间最长连接电缆可达 300m。

④传感器的安装方位和安装位置：如果能保证传感器的流量管始终充满处理液体，则传感器可安装于任何方位。传感器可根据需要安装的方位安装到管线上。图 4－2－13（a）到图 4－2－13（c）描述了传感器的安装方位，根据处理的需要和处理管线的具体情况决定其最合适的方位。

（a）对于水平管道，尽量减小流体（包括气体）缓慢流动带来的影响，传感器的安装定位应将传感器的流量管（FLOW TUBE）朝下，以免气泡的聚积和流体的缓慢回流引起传感器的振动。当流量管充满液体后，传感器将准确地复现出管线内的流量。如图 4－2－13（a）所示。

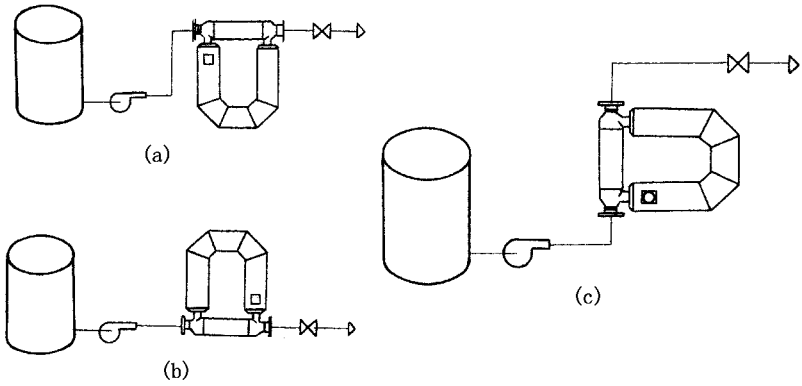


图 4－2－13　ELITE 传感器三种基本定位方式

（b）水平管道上传感器向上安装的方位用以防止测量气体时沉淀物沉淀在流量管内或防止测量浆状液体内固体颗粒沉淀物。如图 4－2－13（b）所示。

（c）当特定位置竖直管道上需要测量液体、气体的流量或用 ELITE CMF200 和 CMF300 型传感器测量浆状流体防止沉淀固体颗粒时，传感器可安装在竖直管道上。如果传感器安装到输送泵的上方，则可避免层流现象，但这样很可能引起液体回流而导致传感器振动。当介质为气体时，传感器应安装到泵的下方。如图 4－2－13（c）所示为测量流体或浆状物的竖直管道传感器的安装。

（2）流向选择

传感器测量的准确度与流向无关。通常传感器上的流向标志向着流体方向。如果介质的流向是双向或者传感器安装在管道的相反方向，参考相应变送器的有关指令手册对变送器的流向进行设置。

（3）阀门安装

①为了能切断流体而置零变送器，应在传感器的下游端安装一个关断阀。

②为了应用的方便组合，安装传感器和关断阀应靠近接收端，且不要在传感器与关断阀之间安装弯曲管段，因弯曲管线的热胀冷缩将引起测量错误。

③为了防止流体回流而导致再次测量，在传感器的下游安装一单流阀，单流阀的安装应尽量靠近传感器。

④如果流体有缓冲和空穴，为了调整回压，在传感器的下游安装控制阀。

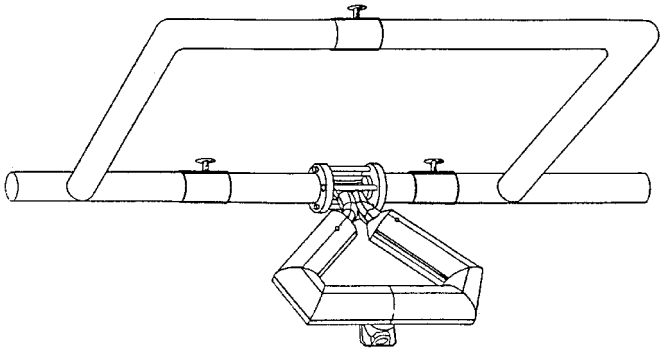


图 4－2－14　ELITE 传感器旁通回路安装图

⑤为了操作的方便和流量、密度的校验需要，安装一旁通回路和旁通阀。

(4) 旁路的安装

为了维修时将传感器隔离，在传感器的两端安装旁通回路和旁通阀。旁路的安装如图 4－2－14 所示并按如下要求：

①安装的旁通阀和多功能隔离阀需保证无任何泄漏；

②不能利用传感器来支撑管线，应单独安装支架；

③旁路管线的大小应该与处理管线相同。

(5) 操作

为了方便投入使用或从处理管线隔离出来，在传感器的上下游都装有关断阀。由于段塞流（SLUG）通常是由刚投入运行和从运行中隔离出来时引起，导致测量不准确，其误差的大小取决于管线的设计安放、传感器的安装位置、流体特性、流速、充液方式等。

在投入使用和隔离的过程中，传感器在启动时必需放空，操作时按以下步骤：

①关闭上游阀门；

②慢慢地打开下游阀门；

③慢慢打开上游阀门排出管内空气，让液体充满传感器；

④当流量计开始计数后，慢慢打开下游阀门直到全开为止。

四、差压式流量计

差压流量计又称节流型流量计，主要包括节流装置和差压变送两大部分。它之所以被广泛应用是因为具有一系列优点：测量方法简单、没有可动零件、工作可靠、适应性强、可不经实际标定而能保证一定的测量精度。

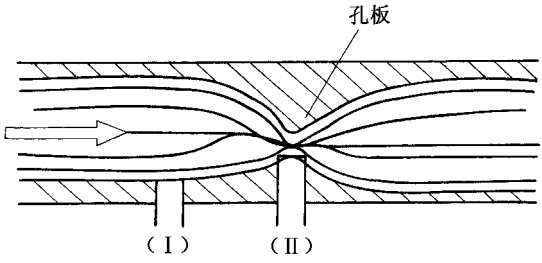


图 4－2－15　差压流量计节流图

差压式流量计实际上就是伯努利的流线能量方程（能量守恒方程）的应用。当流体流经节流装置时，使流束造成一个局部收缩（见图 4－2－15），其流速增加，而静压力（位能）降低，在节流装置前后将产生一定大小的压力降，在管道及节流孔一定的情况下，介质的流速越大，这个压降也越大。无论是渐缩或聚缩，其动能是在消耗可用的位能（静压）情况

下增加的。位于满管段（图 4－2－15 的取压孔 I 段）和收缩部位附近的取压孔（图 4－2－15 的取压孔 II 段）之间的差压与下列因素有关：I 段速度的平方减去 II 段速度的平方；流体性质以及收缩的陡峭程度。由于速度乘以管面积就等于体积流率，所以基本公式可写为测量差压 Δp、密度 ρ_f 和流速率 q 之间的平方根关系，即：$q=\sqrt{\frac{\Delta p}{\rho_f}}$。

1. 气动差压变送器

气动差压变送器是将差压转换为成比例的标准信号（0.02～0.10MPa）它基于力矩平衡原理工作，采用了负反馈的补偿线路。

单杠杆差压变送器结构如图 4－2－16 所示。

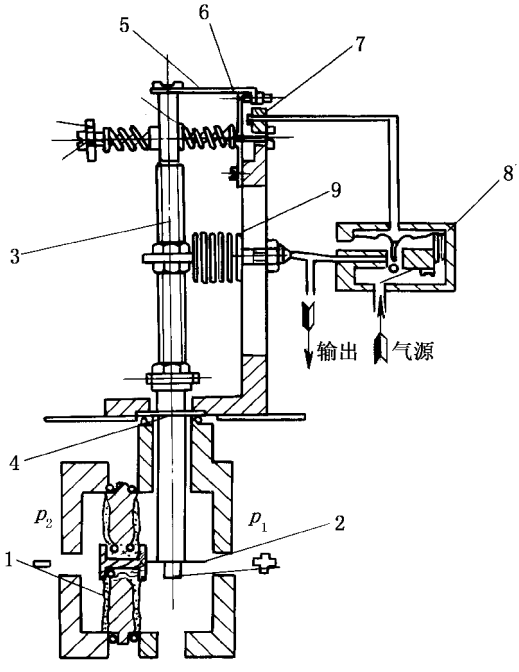


图 4－2－16　单杠杆差压变送器结构图

1—膜盒；2—弹簧片；3—主杠杆；4—轴封膜片；5—顶针架；6—挡板；7—喷嘴；8—气动放大器；9—波纹管

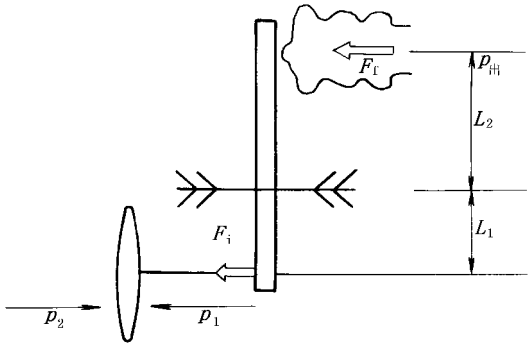


图 4－2－17　差压变送器杠杆机构受力图

差压（$\Delta p=p_1-p_2$）信号作用于膜盒 1 产生一个测量力 F_i，其大小为 $A_1\cdot\Delta p$。如果膜盒两侧的有效面积均为 A_1 且为常数时，测量力 F_i 正比于差压信号 Δp，因此，测量力的大小就反映了差压的大小。膜盒是感测差压的元件，故称感测（敏感）元件，它的作用是将差压信号转换为力的信号。膜盒通过 C 形（马蹄形）弹簧片 2 与主杠杆 3 相连接，通过 C 形簧片将测量力传递给主杠杆。F_i 作用在主杠杆上产生一个以轴封膜片 4 为支点的顺时针方向的力矩，使主杠杆作顺时针方向偏转经顶针架 5，使挡板 6 靠近喷嘴 7，使喷嘴回压增加，此压力信号经气动放大器 8 放大后，作为差压变送器的输出 $p_{出}$。与此同时，差压变送器的输出也引入反馈波纹管 9 内，输出压力在反馈波纹管内产生一个反馈力 F_f，其大小为 $F_f=A_2p_{出}$（A_2 为反馈波纹管的有效面积）。F_f 作用在主杠杆上产生一个逆时针方向的反馈力矩，这样在主杠杆上作用的两个力矩共同决定了变送器的运动状态。当两者相平衡时，喷嘴挡板间的距离也就一定了，这时有一个与差压信号成比例的压力信号输出。当差压增大时，测量力矩破坏了主杠杆的平衡状态，其结果使变送器输出增大，反馈力矩也增大，当反馈力矩增大到与增大后的测量力矩相等时，主杠杆又重新达到平衡，此时，变送器就有一个新的输出，这个输出压力仍与变化后的差压成正比。

单杠杆机构受力情况如图 4－2－17 所示

在主杠杆上作用两个力：一个是测量力 F_i，另一个是反馈力 F_f，其大小分别为：

$$F_i = A_1(p_1 - p_2) = A_1\Delta p \qquad (4-2-2)$$

$$F_f = A_2 p_{出} \qquad (4-2-3)$$

F_i、F_f 作用在主杠杆上，产生了测量力矩 M_i、和反馈力矩 M_f，它们的方向相反，大小分别为：

$$M_i = l_1 A_1 \Delta p \qquad (4-2-4)$$

$$M_f = l_2 A_2 p_{出} \qquad (4-2-5)$$

当主杠杆处于平衡状态时，则 $M_i = M_f$，即

$$l_1 A_1 \Delta p = l_2 A_2 p_{出} \qquad (4-2-6)$$

上式表明了单杠杆差压变送器输出压力 $p_{出}$ 与输入差压 Δp 的比例关系，即差压变送器的静态特性方程。

2. 安装及操作

(1) 节流装置的安装

①节流装置必须安装在直管段上，应尽量避免任何局部阻力对流束的影响；

②保证节流装置的开孔中心和管道中心线同心，端面与管道中心垂直；

③安装节流元件时，应特别保护孔板的尖锐边缘。

(2) 变送器的安装

①具有腐蚀和高温的介质不能直接与变送器连接；

②对于液体介质，引压管应相对于过程管线向下倾斜至少 1/12，以防止由于引压管线的液体存在气体而造成测量误差；

③对于气体介质，引压管应相对于过程管线向上倾斜至少 1/12，以防止由于引压管线中存在液体而造成测量误差；

④在液体引压管中避免高点，以免在液体管线中积气；在气体引压管中避免低点，以免在气体管线中积液；

⑤应装有放空阀，保证气体中的液体或液体中的气体排出；

⑥应尽量避免高温和振荡的影响，引压管应远离热源和振源；

⑦对于液体介质，引压孔应在过程管线的侧面或侧下方，以防止介质中的沉积堵塞引压管。引压管从变送器的上部进入变送器；

⑧对于气体介质，引压管应从过程管线的侧面或上面引出，从下部进入变送器，以免气体介质中水气和细尘影响测量结果。对于蒸汽介质，引压管应从过程管线侧面引出，从变送器上部进入，这样使变送器上部的引压管中充满冷凝液，以保护变送器不与蒸汽接触；

⑨引压管与变送器间应装五阀组或三阀组。

(3) 操作

①将变送器投入使用应遵循以下顺序：(a) 先开旁通阀；(b) 开低压端隔离阀；(c) 开高压端隔离阀；(d) 关旁通阀。

②将变送器从生产中隔离应遵循以下顺序：(a) 先开旁通阀；(b) 关高压端隔离阀；(c) 关低压端隔离阀。

③使用前应利用放空阀，将气体中的液体或液体中的气体排出。

3. LGE 系列的可换孔板流量计

LGE 系列可换孔板节流计量装置（现 W10－3 油田对涠洲终端供气用）是一种结构新颖的流

量检测仪表，其特点是将节流元件（孔板）精确地安装在固定的座体内，在不拆动管线或不停止流体输送的情况下，可以方便地对孔板进行更换和对计量管道进行清扫，从而保证了计量精度，减小维护的工作量。

(1) 技术指标

适用温度：0～300℃；

节流元件：标准孔板；

测量精度：≤±1%；

取压方式：法兰取压。

(2) 结构特点

①标准孔板和配套的孔板升降板，传动齿轮，传动轴等可动部件均采用 1Gr18Ni9Ti 材料及防腐处理，保证了升降机构的可靠和灵活；

②固定孔板的升降板在座体内可由专用的同心校正螺柱调整定位，以保证孔板和管道的同轴度，使孔板可靠地安装在座体内，以保证测量精度；

③由上阀体和下阀体分别构成两个阀腔，节流装置工作时由滑阀机构上下封住通路；

④在节流装置的座体两侧有用于排水和排污的两个专用阀门，以便定期清除座体内的污水及污垢。

(3) 使用和安装

①LGE 可换孔板节流装置用法兰连接，水平安装在计量管道中，一般前直管段大于 $10D$（D 为管道内径），后直管段大于 $5D$。在直管段中不应加装任何阻力元件，在安装时，首先清扫管线；

②为保证节流装置输出的差压可靠，正确地传递到差压变送器上，变送器应安装在管道附近，引压管不应超过 16cm；

③为防止气体中的冷凝液进入引压管和变送器，取压口应处在水平线偏上 45°左右的位置上，应安装在节流装置的同一侧；

④吹扫计量管道时，应先将升降板取出，拆下孔板，换上清扫环，再将升降板插入座体内，然后再进行吹扫或清理，以防污垢嵌入座体腔内。

4. FOXBORO 系列差压流量计

海上油田普遍使用易于维护、高精确度的气体差压式流量计，主要有 FOXBORO 气动的 13A、15A、13H d/p cell™系列和电动 823 d/p cell™系列。

FOXBORO 的 823DP 电动差压变送器将标准节流装置的传感器传送的信号转换为标准的电信号 4～20mA 输出，相当于一气动变送器增加一气电转换器，但又有别于气动差压变送器。

(1) 安装要求

安装要求见图 4－2－18。

以上的安装是按照美国 GAS ASSOCIATION 标准的要求。在变送器前面使用一个整流叶片（STRAIGHTENING VANES），目的是在孔板和 STRAIGHTENING VANES 之间形成一个平稳的、线性的流体，以达到精确计量气体流量的目的。STRAIGHTENING VANES 是一个由多个焊在一起的导引管组成并固定在计量管壁上的仪器，该仪器由 FOXBORO 生产，在国内也叫整流器。

1) 对孔板喷嘴上、下游管段的要求

① 喷嘴的上游管段应该是笔直的圆形管段，并与喷嘴的中心线同心，偏差 $K=0.02D$

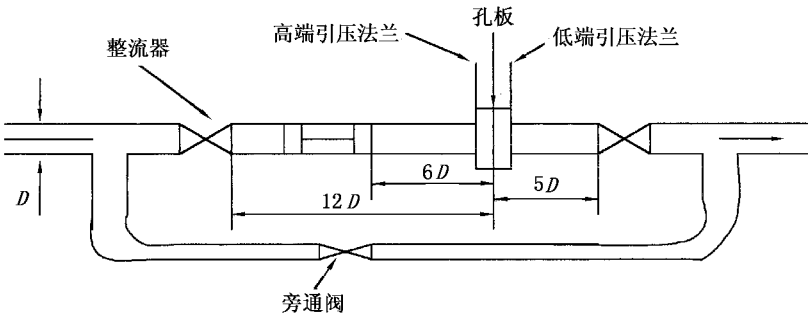


图 4－2－18　变送器安装示意图

的范围，喷嘴上游进口管段圆度偏差不得大于 $0.01D$；

② 上游管段的管壁到喷嘴轴线不小于 $5D$；

③ 对下游管段的要求不存在阻碍通过喷嘴流动的流体达到临界流状态外，没有其它要求。

2）对设置测压孔的要求

①喷嘴上游是圆形管段时，最好在离喷嘴进口平面 $0.9D\sim1.1D$ 的距离内设置管壁测压孔，测量喷嘴上游静压；

②如果确认喷嘴上游有大的间距，上游管壁测压孔最好设置在距离进口平面 $10dK$（d 为孔板喷嘴直径）的范围内；

③测压孔除要满足上述规定外，孔的中心线应与喷嘴的中心线相交，并成直角；

④为确信通过喷嘴的流动是临界流，应测量喷嘴下游的压力，测点将在离渐扩段出口平面 $0.5D$ 的范围内。

3）变送器安装位置要求

要满足以上所述基本安装要求，具体如图 4－2－19。

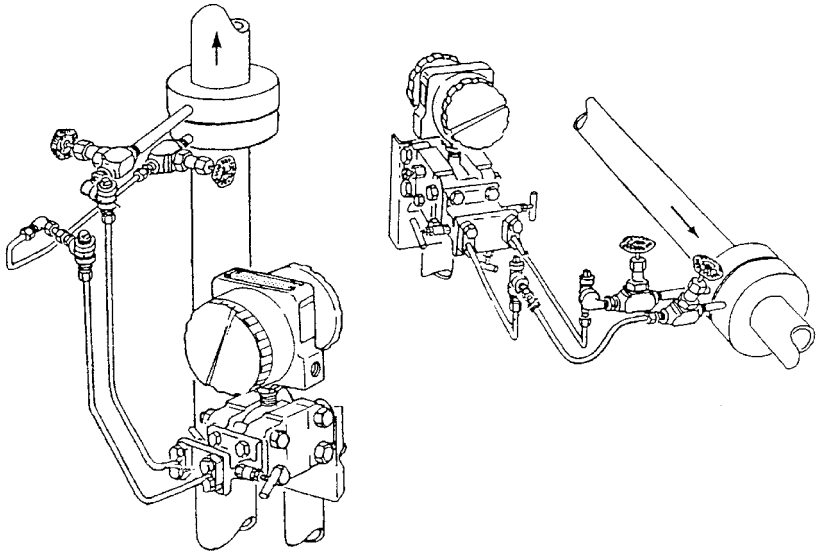


图 4－2－19　差压式流量变送器安装位置图

当介质为气体时，变送器安装位置应安装高于过程管线；对于液体介质，变送器安装位置应低于过程管线。

(2) 管理和操作

管理和操作包括试运投产、正常运行和停用等，具体做法如下：

1) 试运投产

①试运投产的检查包括计量装置标准检查、计量装置连接管道检查；

②试用调试：节流元件、压力、压差和温度测量仪表送授权的计量检定部门检定；各种仪表联合调试。

③投产：检查整个计量系统的管网、阀门等可能有渗漏的地方；检查压力、压差和温度测量仪表显示值是否在仪表测量范围内。

2) 正常运行

①节流元件的检查。使用每一个月后都要求取出来用目测的方法进行检查，如发现节流元件不符合标准要求应立即更换。

②压力、压差和温度测量仪表的检定应按有关的标准或规定，定期送计量检定部门检定。

3) 停止使用

流量计停用的操作：首先关闭流量计的进口阀，再关闭流量计的出口阀，再将流量计进、出口之间的流体从排空管线放掉。

4) 流量计的再启动操作

首先应缓慢地打开进口阀，让流体充满流量计及其系统，然后再缓慢地打开流量计的出口阀；如果在流量计有关系统和上游管线维修后投入使用应先打开与流量计并联的旁通阀管线进行管线冲洗；如果在流量计本身维修后，按有关投产的做法执行。

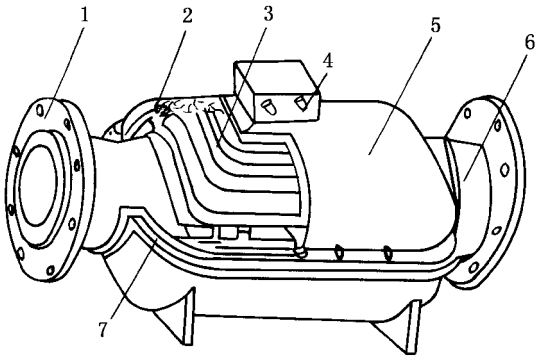


图 4－2－20　电磁流量计流量变送器的结构图

1—法兰盘；2—磁轭；3—分段激磁绕组；4—接线盒；5—外壳；6—测量导管；7—密封垫圈

五、电磁式流量计

海上油田注水系统常用电磁流量计。如现在涠州 10－3 和涠州 12－1 油田使用的 ETA 海水处理系统都用到电磁流量计。

电磁流量计是根据法拉第电磁感应定律来测量导电性液体体积流量的仪表（图 4－2－20）。整套仪表由电磁流量变送器和转换器两部分组成。变送器安装在工艺管道上，它的作用是将流经管道的液体流量值线性地变换成感应电势信号，并通过传输线将此信号送到转换器。转换器的作用是将传输来的流量信号进行比较、放大，并转换成统一标准的输出信号，以实现对被测液体流量的远距离指示、记录、积算或调节。

1. 电磁流量计的特点

(1) 电磁流量计的优点

①变送器的结构简单可靠，没有可动部分，也没有阻碍被测介质流动的节流部件，不会发生堵塞问题。因此，电磁流量计特别适用于测量象带有悬浮物，固体颗粒、纤维或粘性较

大的导电性浆液，如泥浆、污水、矿浆、纸浆、化学纤维浆等介质的流量测量；

②由于没有节流部件，被测介质在变送器的测量管内流过时，几乎没有压力损失；

③电磁流量计是一种体积流量仪表，它不仅可以测量单相的导电性液体的流量，也可以测量液固两相介质的流量，而不受被测介质的温度、粘度、密度、压力以及电导率（在一定范围内）等物理参数变化的影响。因此，电磁流量计只需经水校准以后，就可以用来测量其它导电性液体或液固两相介质的流量，而不需要附加修正值；

④电磁流量计量程范围极宽，对于同一台电磁流量计可达 1∶100，而且可以任意改变量程。电磁流量计测体积流量时只与被测介质的平均流速成正比，而与轴对称分布下的流动状态（层流或紊流）无关；

⑤电磁流量计无机械惯性，反应灵敏，可以测量瞬时脉动流量，而且线性好，可以直接进行等分刻度，可以就地指示，也可以将信号远距离输送；

⑥耐腐蚀性能好。由于电磁流量计与被测液体接触的部分只有测量管衬里和电极表面，可根据被测介质的物理化学性质来选择合适的材料；

⑦使用维护方便，使用寿命较长。

（2）电磁流量计的缺点

①电磁流量计不能用来测量气体蒸汽以及含大量气泡的液体；

②电磁流量计现在还不能用来测量电导率很低的液体，例如石油制品、有机溶剂等；

③由于衬里材料和电气绝缘材料的温度限制，目前一般工业电磁流量计还不能用于测量高温介质；

④电磁流量计受流速和流速分布的影响。电磁流量计产生的感应电势是与平均流速成比例的。而这个平均流速是以各点流速对称于管道中心的条件求出的。因此流体在管道中流动时，截面上各点流速分布情况对仪表示值有很大影响。对一般工业上常用的圆形管道点电极的变送器来说，如果破坏了流速相对于导管中心轴线的对称分布，电磁流量计就不能正常工作。因此在电磁流量计的前后，必须有足够长的直管段。

2. 电磁流量计的选用与安装

合理选用及正确安装电磁流量计，对提高测量精度及延长仪表的使用寿命，都是极其重要的。

（1）电磁流量计的选用

电磁流量计包括变送器与转换器两大部分，而变送器是受工况条件影响的，因此，选用电磁流量计的主要问题是如何正确选用变送器，转换器只要与之配套使用就行了。正确合理地选用变送器，可以根据具体使用条件从以下几方面考虑。

1）口径与量程的选择

变送器的量程可以根据不低于预计的最大流量值的原则选择满量程刻度，正常流量最好能超过满量程流量的 50% 。这样就可以获得较高的测量精度。变送器通常选用与管道相同的口径或略小些。在量程确定的条件下，口径是根据管内流体的流速与水头损失的关系确定的，流速以 2～4 m/s 为最合适。在特殊情况下，如液体中带有固体颗粒，考虑到磨损的情况，常用流速≤3m/s；对于易粘附管壁的流体，常用流速≥2m/s 。确定了流速以后，可根据公式（4－2－7）来确定变送器的口径。

$$q = \frac{\pi}{4} D^2 v \qquad (4-2-7)$$

式中 q——流量；

D——管内径；

v——流速。

2）压力的选择

使用压力必须低于电磁流量计规定的工作压力，目前生产的电磁流量计的工作压力规格有：

小于 ϕ50mm 口径的为 1.57×10^4Pa；

ϕ80～900mm 口径的为 98.1×10^4Pa；

大于 ϕ1000mm 口径的为 58.9×10^4Pa。

如对变送器的使用有特殊的压力要求，可与生产厂具体磋商。

3）温度的选择

介质温度不能超过内衬材料容许使用的温度，介质温度还受到电气绝缘材料、漆包线等耐温性能的限制。国内现在定型生产的变送器通常工作温度为 5～60℃，超过该温度范围，作特殊规格处理。

4）内衬材料及电极材料的选择

变送器的内衬材料及电极材料必须根据介质的物理化学性质来正确选择，否则会因仪表由于衬里和电极的腐蚀而很快损坏，而且腐蚀性很强的介质一旦泄露，容易引起事故。因此必须根据生产过程中具体测量介质的防腐蚀经验，慎重而正确地选用变送器的电极和衬里材料。

（2）电磁流量计的安装

1）变送器安装环境的选择

变送器应安装在干燥通风的地方，尽可能避免雨水淋浇，也应尽量免阳光的直射，避免安装在周围环境温度过高的地方。安装变送器的管道或地面不应有强烈的震动。应尽量避开有强电磁场的设备，如大电机、大变压器等。避免安装在有腐蚀性气体的场合。安装地点尽量考虑便于维修。

2）转换器安装环境的选择

转换器安装场所环境温度应在 －10～45℃之间；空气中的相对湿度≤85％；安装地点无强烈震动且周围气相不含有腐蚀性气体。转换器应安装在室内，它与变送器之间的电缆长度一般不宜超过 30m。

2）变送器安装的管道条件

为保证电磁流量计具有它所能达到的测量精度，变送器的上游侧应有直管段，直管段要求如下：

①上游端有 90°弯头、三通、15°以内的扩大管或截止阀，则 $L=5D$（L—直管段长度，D—管直径）；

②上游端有其它阀，则 $L=10D$；

其中收缩管可视为直管的一部分，且直管段内不得设置引起磁场、电磁及流速分布紊乱的装置。

3．MAGFLO®电磁流量计

海上油田注水系统目前使用的 MAGFLO®电磁流量计，是一种具有通用标准的可用于危险区的多功能流量计。

MAGFLO®系列电磁流量计的传感器有 MAG1100、MAG2100 和 MAG3100 三种型号，信号转换器有 MAG2500 和 MAG3000 两种。

所有 MAGFLO®电磁流量计都有一个用于长期存储校验数据和信号转换器设定参数的独特的 SENSORPROM™存储器单元。在调试的时候流量计内没有任何初始化程序，其参数的设定必须与传感器的类型相匹配，并加之用户的特定设置下载到 SENSORPROM™单元。如果更换信号转换器，则新的信号转换器将上载所有以前的设定数据且重现其测量而无需重新进行编程。

(1) 主要功能块

1) 线圈电流模块

此模块功能为发生一脉动磁电流，用于驱动传感器中的线圈，此电流一直不断地用于检测和更正。错误信号、断路和电缆失败等信号通过自检回路加以注册。

2) 输入回路

主要用于放大电极两端的流量信号。其输入阻抗很高，大于 $1\times10^4\Omega$，可以处理具有导电性能流体的微弱流量，导致测量误差的电缆电容由于增强电缆的屏蔽而被消除。

3) 数字信号处理器

它将模拟信号转换成数字信号，并且通过一个数字过滤器抑制电极上的噪声干扰。信号转换所带来的时间和温度飘移误差实时被自检回路监测并连续不断地进行补偿。模数的转换是在一个具有 32 位分辨率的超低噪声的 ASIC 中进行的，它消除了因开关极限引起的误差。其转换器的动态范围也因此而非常良好，最小动作速率为 3000∶1。

4) 输出调节器

为输出模块提供信号并同用户和 SENSORPROM™单元通讯。内置的错误代码用来判断探测到的错误信息并将状态输出到输出模块，此状态可注册储存 180d。

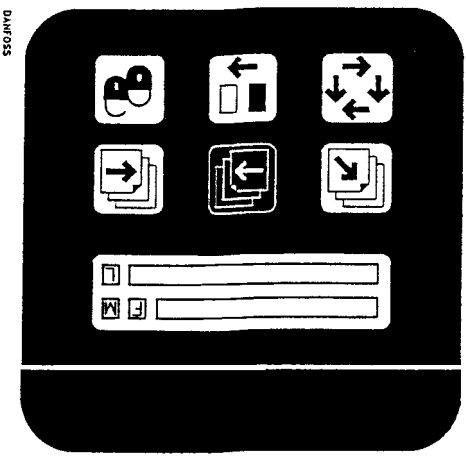


图 4－2－21　MAGFLO®变送器显示操作面板

5) 用户界面模块

组织按键输入、显示和处理用户同信号转换器之间的通讯。

6) 输出模块

转换流量信号为电流信号、频率信号/脉冲信号和一个错误继电器用于显示故障等。输出信号为隔离信号并实时监控。任何电流回路断路都将作为一故障信号被推测到。

7) SENSORPROM™单元

储存传感器数据和信号转换器设置。它作为信号转换器的一部分安装在其连接电路板上。当启动时，信号转换器从储存器上载校验数据和与传感器相符的参数设定，所有用户的特定的设定值都将储存到储存器中。当更换信号转换器时，无需重新进行设定而只需上载先前的设置。

(2) 调试及操作

MAGFLO®的用户界面如图 4－2－21 所示。

其功能键有以下几个：

TOP UP KEY—— 此键总是返回到操作菜单的流量显示界面；

PAGE FORWARD KEY —— 此键用于逐步向前翻动菜单；

PAGE BACKWARD KEY—— 此键用于返回上一级菜单；

CHANGE KEY—— 此键用于改变设定值或数定值；

SELECT KEY—— 此键用于选择用户画面；

LOCK/UNLOCK KEY—— 此键允许操作员改变设置和打开子菜单通道。

具体操作请参见 MAGFLO 技术资料。

六、超声波流量计

由于超声波流量计在测大流量时较其它流量计有非常显著的优点，所以油田也常用到超声波流量计。如海水处理系统脱氧塔出口就用超声波流量计。

超声波流量计除了可以不破坏流场进行流速测量外，只要能传播超声波的流体皆可以用此法来测量流速。也可以测量高粘度液体，非导电性液体或者气体的流速，而且，不管被测对象多大，例如河流等也可以用此法测量其流速。特别是超声波可以从厚的金属管道外侧测量管内流动液体的流速，这是其它方法所不具备的。

1. 超声波流量计的安装

一般来说，在流体的流动方向与管轴平行且为轴对称分布时，用图 4－2－22（a）所示的直接透过法（简称 Z 法）测量，可以得到良好的精度。可是，当流动方向与管轴不平行、

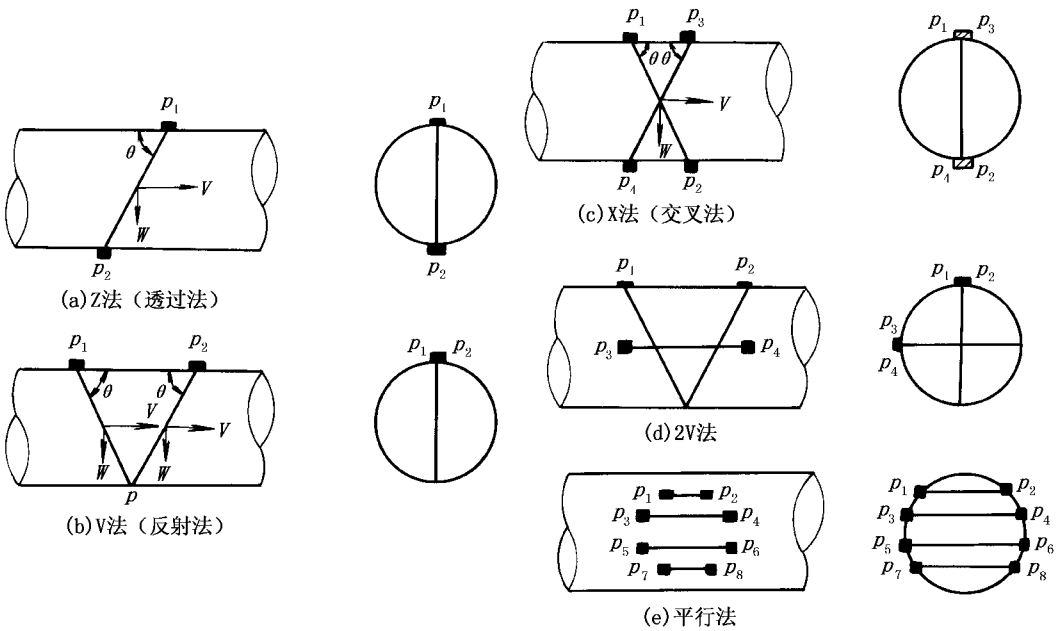


图 4－2－22　超声波收发器的基本配置法和多测线构成法

存在沿半径方向流动的速度成分 W 时，在超声波的传播方向产生了 $W\sin\theta$ 的成分，这成了流量测量中产生误差的原因。采用图 4－2－22（b）所示的反射法（V 法）可以避免这个误差。当 W 在 p_1、p_2 的范围中取为一定时，在超声波脉冲的传播途径 p_1R 和 Rp_2 中，速度成分 $W\sin\theta$ 相互抵消。作为这种方法的变形，在探测回路间隔受限制的场合，可以利用图 4－2－22（c）所示的交叉法（X）。

在直管段长度较短的场合，由于上游侧对流动的影响，上述的测量方式就不十分适用了。在这种情形下，有效的测量方式是增强测量线，也就是增强超声波传播的途径，例如图 4－2－22（d）所示，在垂直相交的二轴上测量流速，然后取平均值，随着测量线数目的增加测量精度也能提高，一般认为有四条测量线就足够了。

对于小口径的管道，为了保证精度，可采用图 4－2－23 所示的超声波传传播距离增长的方式。

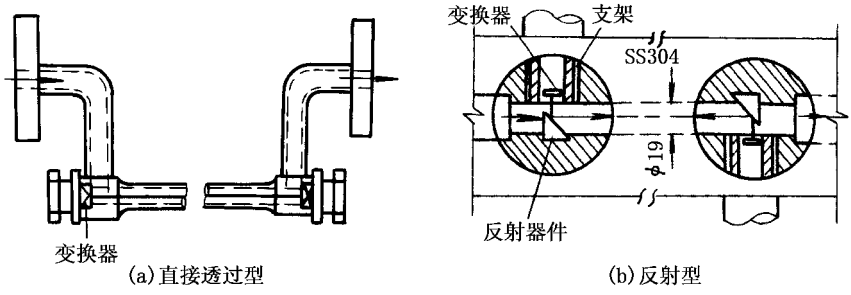


图 4－2－23　小口径管道超声波流量计的测量管示例

如何安装超声波收发器的被测管道是影响精度的重要因素，被测管道设置的场所一般应尽可能远离泵、阀等流动紊乱的地方。泵应离被测管上游 $50D$ 处，而流量控制阀则应为 $30D$。不管那种情况，直管段长度在上游侧需要 $10D$ 以上，而在下游侧则需要 $5D$ 左右。

为了防止气泡和异物粘附于超声波收发器（探头）上，应将收发器安装在水平位置上，这样可使气泡集聚于管道的上方，而大的异物则沿管道底部流动，而不妨碍超声波的穿过。

2. 超声波流量计的应用

应用时差法、相差法和频差法测流量的超声波流量计，主要用于测量水。而在非导电性液体、腐蚀性液体中也得到部分应用，适用的管径范围为 20～5000mm 。一般来说，超声波流量计在测大流量时较其它流量计有非常显著的优点。

七、多相流量计

多相流量计是一种油、气、水三相在线计量的特殊流量计，它的成熟和应用将作为测试分离器的替代品而为油田生产带来更经济的投入和简单的管理。

1. 多相流量计的优点

①对油气进行连续、在线、自动测量。多相流量计随时可在井口平台或中心平台的中控室将被测原油和产油量、水量、气量以及井口压力、温度数据打印出来。

②系统重量轻、结构紧凑、占地面积小。如果被测油井产气 7000m^3/d，产液 100 m^3/d，那么使用一台多相流量计其尺寸仅为 0.7m×0.5m×1.0m，重量为 100kg 左右；

③无任何可动部件，几乎不需要维护，简化工艺流程。多相流量计基本上以传感器和探测器组成，没有可动部件，不需要维护。

④ 被计量原油无需加热，节能。多相流量计对被测介质无温度要求，只要介质能够流

动就可以进行计量，它仅需 220V 电源，功率为 220W。

⑤ 测试周期短，海默多相流量计单井连续测量时间一般不大于 1h。

⑥投资少，操作费少。

2. 国内外多相流量计应用情况

(1) 国外多相流量计应用情况

多相流量计研究开发始于 10 年以前，近几年开始投入商品化应用。据 1998 年 5 月《石油工程师》杂志上一篇文章统计，国外多相流量计目前已安装使用了 164 台，其中陆上 78 台，海上 66 台，水下 20 台。目前国外的生产厂家有 MFI、Framo、Fluenta 和 Agar 等。这些厂家的产品应用情况及测量原理见表 4－2－1。

表 4－2－1　多相流量计应用情况及测量原理

厂家	海上，台	水下，台	陆地，台	流速测定	相分离测定
MFI	26	12	0	微波互相关	微波＋γ
Framo	18	6	1	文丘利	双能 γ
Fluenta	18	3	4	电容互相关	电容电感＋γ
Agar	4	0	15	文丘利＋PD 表	微波

(2) 国内多相流量计应用情况

目前国内除了海默产品投入使用外，其它都处于研制阶段，主要厂家有海默公司、西安交大、河南南阳、中原油田、大庆石油学院。

海默多相流量计是国内惟一投入商品化使用的产品，它由兰州海默科技股份有限公司生产。有 40 多台套海默流量计在塔里木油田使用，使用情况良好。渤海已开始用于海上油田计量。

油气水三相流的测量问题实质上是气、液流速，截面含气率和含水率的测量问题。

海默生产的多相流量计对气、液流速的测定是根据互相关流速测量原理；而截面含气率的测量是采用双能 γ 射线相分率方法。

(3) 结构及测试原理

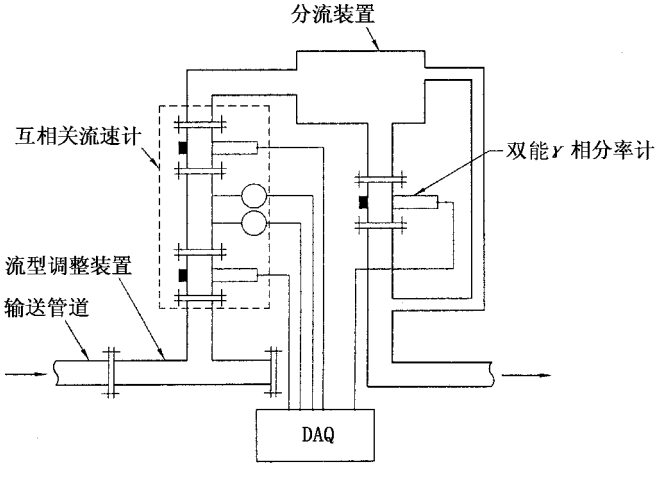


图 4－2－24　多相流量计测试原理图

如图 4－2－24 所示，MFM2000 系列多相流量计安装在油气水三相流输送管道口上，由流型调整装置、互相关流速计、分流装置、双能 γ 射线相分率计、温度传感器 T、压力传感器 P 以及数据采集和处理系统 DAQ 组成。

1) 流型调整装置

静态装置。对进入互相关流速计的油气水相流型进行调整，产生有利于测量的流型（例如，将环状流转变为段塞流）。

2）互相关流速计

静态装置。由两个全同的单能 γ 传感器和一段过渡管道组成。单能 γ 射线传感器由一个 Am^{241} 单能 γ 源、一个 NaI（Tl）晶体探测器和一个工艺管道组成。单能 γ 传感器和过渡管道内均无任何阻力部件。

3）分流装置

静态装置。由一个缓冲管段和一个旁通段组成。

4）双能 γ 射线相分率计

静态装置。由一个（Am^{241} + Ag）双能 γ 源、一个 NaI（Tl）晶体探测器和一个工艺管道组成。工艺管道内无任何阻力部件。

5）温度变送器和压力变送器

选用定型产品。

6）数据采集和处理系统

由工业计算机、接口线路、打印机（选配件）、通讯装置（选配件）及专用数据处理软件等组成。工业计算机通过接口线路对前端传感器输出的标准信号进行数据采集，安装在计算机内的专用软件对数据进行处理计算出测量结果。测量结果可通过显示器、打印机或通讯装置等多种形式输出。

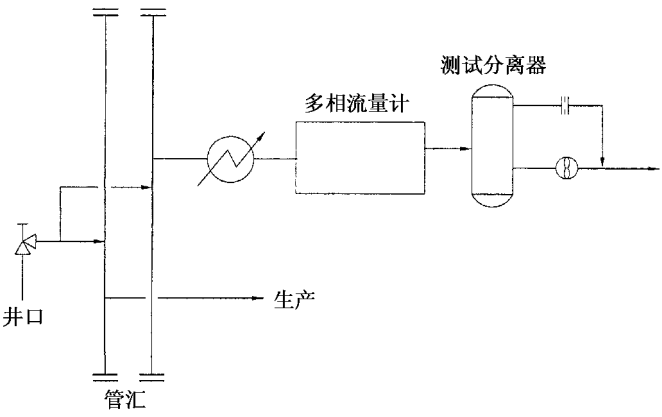


图 4－2－25　多相流量计测试流程图

（4）海默多相流量计在海上平台试验应用

为了证实海默流量计能否用于海上平台，特别是稠油油田，1998 年先后在渤海油田 SZ36－1B 平台对海默流量计进行了二次现场对比试验。

1）对比测试流程（见图 4－2－25）

为了使多相流量计与测试分离器在同一工况下进行对比测试，将多相流量计与测试分离器串联，并将多相流量计安装在分离器的入口，被测试的原油经换热器加热后，先进入多相流量计后再进入测试分离器，并进行对比试验。

2）油井选择

为了使流量计范围尽量接近产品出厂参数，比较全面地测试海默多相流量计的性能，在 B 平台选择了产液量由较低至较高（120～400 m^3/d）、含水率由低至高（1%～60%）、气油比由低至高（45～85m^3/m^3）共 6 口油井进行测试。

3）测试结果

经二次试验测试对比，多相流量计与测试分离器的测试误差分别为：液量≤±10%，含水率≤±4%，气量≤±15%。

4）初步结论

海默 MFM2050 多相流量计对比测试数据取得了比较满意的结果。从油井计量的经验和用途来看，油井产液量误差在 10% 之内，气量在 15% 之内一般认为是可以接受的。

（4）关于测试精度标准问题

根据收集到的国内外资料以及与国外有关人员的交流了解，目前多相流量计正处于发展阶段，国际上还没有一套相关的精度标准。API 已成立了多相流量计测试委员会，正在制定相关标准。在这种情况下，各大油公司都是自己做试验或委托有一定权威的机构对厂家的多相流量计进行测试鉴定。

无论国内外，现阶段多相流量计尚无相应的标准规范，因此目前对于多相流量计不能进行严格意义上的标定，只能对其进行对比测试，其测试主要分为两种，一种是在由多相流研究较权威机构所建成的多相流测试环路上进行的“室内”对比测试，另一种是在现场与测试分离器一起进行的实际应用对比测试。

第三节　油（液态烃）计量

一、计量目的

产量计量是分析油田开发的重要因素，是科学合理高效开发油气田的重要依据。其主要目的是：

①确定油井工作制度；

②计算全油田油气水的总产量；

③分析油田开发动态。

二、单井（管）生产计量

现场单井测试产量目前大部分采用气液两相分离计量方法，使用测试分离器对气液两相进行计量，液相计量主要使用涡轮流量计、刮板流量计和质量流量计，气相使用孔板流量计。油井生产的原油虽经分离器处理后进行计量，但计算出来的产量受温度、压力、含水率、溶解气等诸多因素影响，需要校正。通过公式计算得到标准状况下的单井产量，包括产油量，产水量，产气量。

1. 单井油产量的计算

单井油产量的计算（涡轮流量计）使用公式

$$q_o = q_c \times f_c \times f_w \times f_M \times f_t \qquad (4-3-1)$$

式中　q_o——标准状态下的油体积流量，m^3/h；

q_c——测试状态下的油体积流量，m^3/h；

f_M——流量计校正系数；

f_w——含水校正系数；

f_t——温度校正系数；

f_c——压缩系数。

测试状况下的油体积 q_c 通过测试分离器液相出口管线上的涡轮流量计的表读数获得。$q_c \times f_M$ 即涡轮流量计的表读数乘以流量计校正系数得到测试分离器工作压力、温度下的油流量。由于有些流量计的表读数以桶为计量单位，需将其转换为立方米，关系如下：

$$1\ m^3 = 6.293\ bbl$$

在测试时应注意控制分离器的液面在 50% 左右为宜，以防止气体进入流量计，造成计量读数不准。

含水校正系数 f_w 由下式得出：

$$f_w = 1 - f'_w \qquad (4-3-2)$$

f'_w 为测试周期内的平均含水率，由实验得到。

温度校正系数 f_t 由测试时的取样温度和 15℃ 时的原油相对密度查 ASTM TABLE 54A 表得到。

15℃ 时的原油相对密度由原油相对密度实验得到，查表使用 ASTM TABLE 53A。

压缩系数 f_c 由测试分离器的压力和 15℃ 时的原油相对密度按图 4－3－1 查得。由于图上的压力计量单位使用 psi，需将测试分离器的压力转换成以 psi 为单位。

将各参数的值代入公式，经计算可得到单井油产量。计量时各参数取值规范按表 4－3－1。

表 4－3－1　计量时各参数取值规范

项目	单位		取值规范	示例
	中文	标准符号		
油嘴	毫米	mm	两位小数	25.40
压力	兆帕	MPa	两位小数	1.85
温度	摄氏度	℃	整数	68
密度	克/立方厘米	g/cm^3	四位小数	0.8347
含水量	百分数	%	一位小数	35.2
产油量	立方米/日	m^3/d	整数	350
			一位小数	68.8
产气量	立方米/小时	m^3/h	整数	2888
气油比	立方米/立方米	m^3/m^3	整数	88
说明	①计算过程中应比规定的位数多算一位小数后四舍五入 ②应保留的小数位上无有效数字时，应以“0”补足小数位数，例如：1in 油嘴为 25.4mm 应写成 25.40mm。			

2. 单井油产量的计算实例

例　某井使用测试分离器进行测试，对气液两相进行计量，液相计量使用涡轮流量计（流量计校正系数 1.000），气相使用孔板流量计，管径 142.5mm（5.61in），压差取样口的位置为法兰压差取样。测试数据如表 4－3－2。

表 4－3－2　测试数据表

时间	测试分离器压力 MPa	测试分离器温度 ℃	流量计读数 bbl	孔板压差 mmH_2O	孔板尺寸 in	气相对密度	油相对密度（15℃）	含水 %
10∶50	3.35	58	6661	2171.70	2.50	0.746	0.8805	42.0
11∶50	3.35	58	6729	2171.70	2.50	0.746	0.8805	42.0

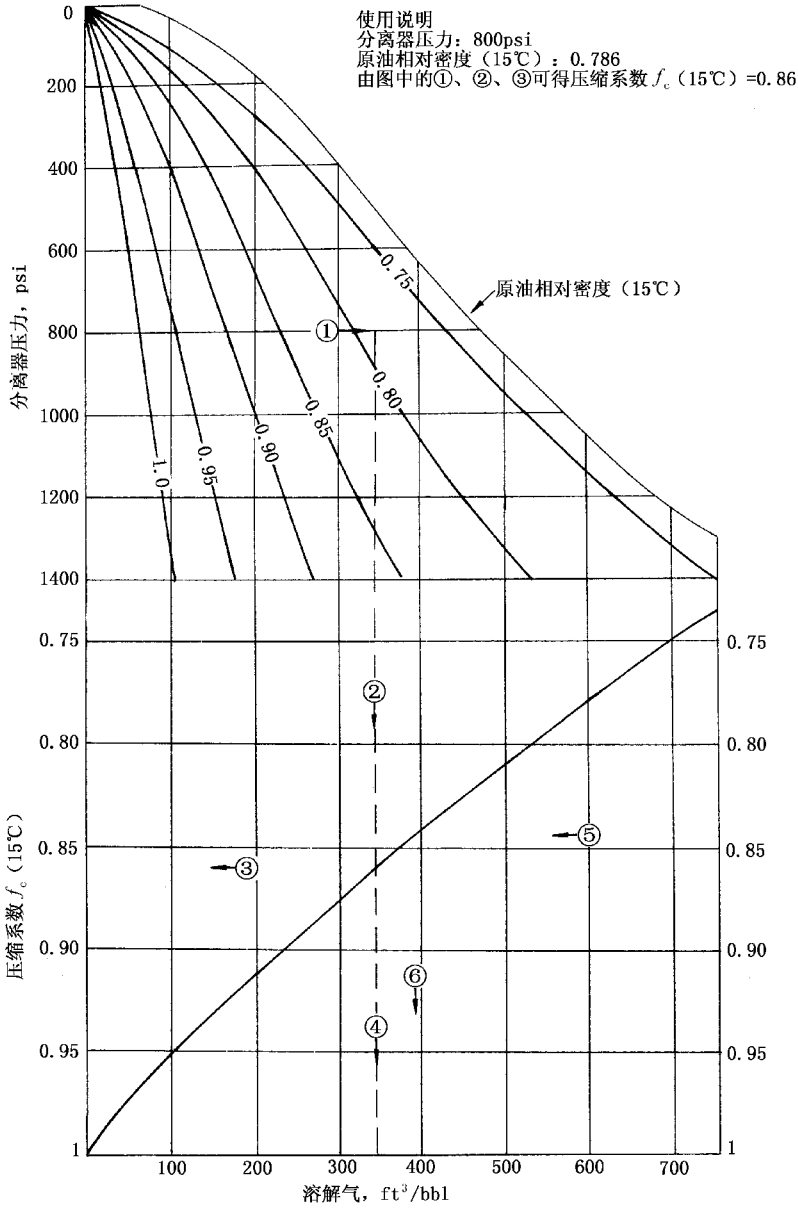


图 4－3－1　压缩系数 f_c

单井油产量的计算使用公式

$$q_o = q_c \times f_c \times f_w \times f_M \times f_t$$

流量表读数为累积数，故每小时的流量为：

$$6729 - 6661 = 68 \text{ bbl/h}$$

测试状况下的油体积：流量 $q_c = 68/6.293 = 10.8 \text{ m}^3/\text{h}$

流量表校正系数： $f_M = 1.000$

含水校正系数： $f_w = 1 - f'_w = 1 - 0.42 = 0.58$

测试时的取样温度 58℃，15℃ **时的原油相对密度** 0.8805。

查表 ASTM TABLE 54A 得到温度校正系数 $f_t=0.9656$。

求压缩系数 f_c：

测试分离器的压力 3.35MPa 需将其转换为 psi，关系如下：1 MPa=145 psi

测试分离器的压力=3.35×145=485.75 psi

15℃时的原油相对密度 0.8805，查图 4-3-1 得到压缩系数 $f_c=0.9380$

将各参数的值代入公式：

$$\begin{aligned} q_o &= q_c \times f_c \times f_w \times f_M \times f_t \\ &= 10.8 \times 0.9380 \times 0.9656 \times 0.58 \times 1.000 \\ &= 5.67\ m^3/h \end{aligned}$$

每天流量：$5.67\times24=136\ m^3/d$

经计算单井油产量：5.67 m^3/h，136 m^3/d。

三、油田外输油计量

由外输管线上的流量计得到管线工作压力和温度下的原油流量，测量外输原油的含水及原油的相对密度，按单井测量的计算方法，通过上述公式可以计算出标准状况下的油田外输油量。

四、原油（液态烃）销售计量

商品原油的体积量可采用两种方法计量，一种是用流量计，一种是用容器。用流量计是在原油流动的条件下测得体积量，称为动态计量；用容器是原油处于静止状态下测得的体积量称为静态计量。

1. 原油的静态计量

(1) 静态计量罐

1）立式金属计量罐

是竖直安装的圆筒形罐，是应用最广泛的容量计量器具。用于原油和一些重质石油产品计量的立式金属罐，为防止油品大量散热，粘度增加，罐外加保温层，罐内安装加热器；设有计量孔和计量管，罐顶还设有人孔、透光孔、呼吸阀和安全阀等附件。

立式金属计量罐计量检定的总不确定度如下：

①容量为 100～700m^3 的计量罐，检定总不确定度（容量表数值与实际值之差）$\delta=2\times10^{-3}$。

②容量为 700～100000m^3 的计量罐，检定总不确定度 $\delta=1\times10^{-3}$。

立式罐根据其顶部结构可分成以下四种：

①浮顶油罐：该罐的罐顶浮在油面上，并随油品的升降上下浮动。在浮顶与罐内壁之间的环形空间有随着浮顶上下浮动的密封装置。因为这种油罐几乎没有气体空间，所以大大减少了油品的蒸发损耗，罐顶的自重由储存的油品支承，其受力状况良好，故被广泛采用。现涠洲处理终端的储油罐即采用了这种类型的油罐。

②拱顶油罐：该油罐的罐顶为球面，其优点是施工容易、造价低。同浮顶罐相比油气损耗大，因中间无支撑，罐顶的直径受到一定限制。

③内浮顶油罐：该油罐是拱顶和浮顶相结合的结构，罐的外部为拱顶，内部为浮顶，浮顶可减少油品的蒸发损耗，外部的拱顶可防止雨水、尘土等进入罐内。

2）球形金属罐

球形罐是石油化工工业发展和综合利用而出现的一种新型计量罐。它的容量一般是 50

～8000m³，具有占地少、耐压高、密封性能好等优点，通常用于贮液化石油气等高压气体。

球形罐一般是按照正球体的形状设计和制造的，内部无附件，被若干个支柱支撑位于地面之上。罐体是由若干块一定规格的预制弧形钢板以对焊形式构成。

现涠洲终端处理厂的氢烃贮罐均采用球形金属罐。

3）卧式金属罐

卧式金属罐是水平放置的圆筒形金属罐，筒体两端的顶是对称的，以弧形顶为多见。其优点能承受较高正压和负压，有利于减少油品的蒸发损耗，搬运拆迁都比较方便。多用于小型油库，加油站和油田联合转油站。在大型油库中常用它储存和计量一些周转数量较少的油料，容量在 20～200m³ 左右，其检定总不确定度 $\delta = 5 \times 10^{-3}$。

4）船舱

船舱是指油轮和油驳船的装油舱，船舱形状各异，根据其形状不同而采取不同的计算方法。其容积检定的总不确定度 $\delta = 5 \times 10^{-3}$。

原北部湾“南海希望号”油轮和用于销售商用运输的“金鼎”、“横河”号油轮均属此种类型。

另外还有铁路罐车和汽车罐车等。

(2) 确定容量的方法

1）衡量法

衡量法是先对被测量容器所能容纳的介质质量及其密度测量，然后算出容积的一般方法。一般取水作为介质。

2）容量比较法

利用检定介质将高一级标准量器的容量与被检量器的容量直接进行比较，经过温度修正后得到被检量器的容量，比较法的计量准确度低于衡量法。约为 ±0.06%。

其计量公式如下：

$$V_{20} = V_{标}[1 + B_1(t_1 - 20) + B_{介}(t_2 - t_1) + B_2(20 - t_2)] \quad (4-3-3)$$

式中 V_{20}——被检容器在 20℃ 时的容积，L；

$V_{标}$——标准量器在 20℃ 时的容积，L；

B_1——标准容器的体积膨胀系数，1/℃；

B_2——被检容器的体积膨胀系数，1/℃；

$B_{介}$——检定介质在温度由 t_1 到 t_2 时的体积膨胀系数，1/℃；

t_1——检定介质在标准量器中的平均温度，℃；

t_2——检定介质在被检容器中的平均温度，℃。

3）几何测量法

按照容器的几何形状，测量出有关几何参数，通过计算求得被检容器容积的方法。

(3) 检尺

用量油尺测量容器内油品液面高度（简称油高）的过程，叫做检尺。

1）测量工具

① 量油尺：它必须选用带有铜质重锤的测深卷尺，尺长有 5、10、15、20、25、30m 等规格。锤重 750g，最小分度值为 1mm，必须有在有效周期内的检定合格证书。

② 量水尺：圆柱形或方形，黄铜制造。刻度全长 300mm，最小分度为 1mm。最小重量

为 0.7kg。

现海上油田所用大多为量油和量水两用的量油尺，当探头接触到油时，量油尺蜂鸣器将发出较长的蜂鸣声；当探头接触到水时，量油尺蜂鸣器将发出短促的蜂鸣声。

③ 示水膏：是一种遇水变色而遇油不起反应的膏状物质。在测量容器底部水高时，将其涂在量水尺上，浸水部分发生颜色变化，从而可清晰显示出水面在量水尺上的位置。

④ 示油膏：是一种膏状物质。在测量容器内油品液面高度时，将其涂在量油尺上，可清晰显示出油品液面在量油尺上的高度。

⑤ 示水纸：一种遇水变色而遇油不起反应的纸条。在测量容器底部水高时，将其固定在量水尺上，浸水部分发生颜色变化，从而可清晰显示出水面在量水尺上的位置。

2）标尺方法

①测量罐内油高：首先要选择合理的尺铊。测量低粘度油品时，应使用轻型尺铊(0.6kg)；测量高粘度油品或是在容器底上有明显数量锈片或沉淀时，应使用重型尺铊(1.6kg)。

量油尺应通过检尺口一直靠在参照点的旁边十分小心地连续降落，并应防止摆动，直到尺驼的底部刚刚接触到容器的底上的检尺点。如果油尺变得松弛了，即尺铊倾斜了，则把油尺提出一个适当的长度，擦去油品，重新进行操作。

②测量油罐内空距：对于装有多个计量口而且容积表是按空距计算的容器，查容积表时，必须使用从编表用的计量口测得的空距值。

③储罐内底水的测量：用量水尺和示水膏或示水纸测量储罐内的底水。如果水的高度不超过 300mm 时，应使用量水尺。

(4）取油样

1）取样设备

① 加重取样器：加重取样器应有适当的容量，有能在被取样的原油中迅速下沉的重量。取样器应配有不打火花的材料制成的绳或链，以便能在油罐中任何一个需要的液面装满试样。加重用的金属应配置在取样器底部或者装在不透油的假底中。

②取样笼：取样笼是一个金属的或塑料的支座或笼子，有合适的结构以容纳相应的容器。装配好的设备应具备能在被取样的油品中迅速下沉的重量，并保证在任何要求的液面都能充满容器。

③管线取样：在向储罐或容器输送原油的管线上亦可取油样。为保证取到代表性的油样，管线取样的取样头要伸到管线内，使样品入口的中心点在不小于管线内径三分之一处。取样头安装的地点应处在油流的紊流状态下，以保证油品混合均匀。无法确定油流是否处于紊流状态时，取样点应尽可能靠近泵的出口，水平安装在管线的垂直段上。

2）取样

①立式罐取样：采用单个油罐用于计算油品数量的组合样时，应按组合样等比例合并上部样、中部样和下部样进行。

②罐侧取样：罐侧取样器是一个带有活栓的取样管，管子一端从罐侧插到油罐内。在一个油罐上应至少装配二套取样活栓，并应伸进罐内至少 150mm，如果油罐较大和油品有可能分层的话，则需要在不同液面上装配三个或更多的取样活栓，以取得能代表罐内油品的试样。

③卧式油罐取样：在油罐容积不大于 $60m^3$ 或油罐容积大于 $60m^3$ 而油深度不超过 2m

时，可在油品深度的二分之一处取一份试样作为代表性试样。

如果油罐容积大于 $60m^3$，并且油品深度超过 2m 时，应在油品体积的六分之一、二分之一和六分之五液面处各取一份试样，混合后作为代表性试样。

④油罐底部取样：降落底部取样器使它直立于罐底，当气泡停止上升到表面时，提出取样器。转移前要充分摇动但不使飞溅，并十分小心地使取样器内所有试样，包括可能附在器壁上的任何水或固体都转移进试样容器。

⑤管线取样：管线取样分为流量比例样和时间比例样两种。一般用流量比例样，因为它和管线内的流量成比例。

取高凝点油样时，要注意线路保温，防止油品凝固。取挥发性油样时要注意防止轻馏分损失。

对于输油管线中输送的石油或液体石油产品，按规定进行比例取样。

取样容器应贴上标签，记录取样地点、取样日期、取样者姓名、石油产品名称等。

3）油量的确定

确定静态计量的油量，首先是确定出测量条件下储罐或容器中被测原油所占有的容积，再以这个容积为基础，利用测得的温度值，取样测得的密度值和含水率，确定出基准条件下用于贸易交接的、原油质量的量。

①原油在测量条件下的体积量：检定部门对计量用的计量储罐和容积进行检定后，都必须给出计量储罐或容器的容积表。计量操作人员在测得原油在罐或容器中占有的液面高度后，利用容积表就可确定出被测原油在测量条件下的体积量。

立式油罐容积表有三部分组成：

主表：分米容积表，由计量基准点至罐顶的累积容积。

分段小数表：厘米和毫米分度容积表。出具罐内计量基准点以上每一区间的毫米、厘米高度代表的容积值。

静压力容积增大量表：对容量在 $1000m^3$ 以上的罐要做静压力容积增大值修正。该表一般情况下出具的是，由对应液位高的水产生的静压力容积增大量的理论值，分米分度。使用表时，由主表和分段小数表，查出检尺液高下所对应的容积值。计算出表载容积 V_b：

$$V_b = V_d + V_o + V_m \qquad (4-3-4)$$

式中 V_d——查主表得分米高度容积，L；

V_o——查小数表得厘米高度容积，L；

V_m——查分段小数表得毫米高度容积，L。

再查静压力容积增大量表，得到对应高度下以水为介质的静压力容积增大值 ΔV_{ys}（单位 L）。用原油在测量条件下的视密度 ρ' 和下面给出的公式算出原油的容积增大值 ΔV_y。

$$\Delta V_y = \Delta V_{ys} \cdot \rho' / \rho_{水} = \Delta V_{ys} d'_4 \qquad (4-3-5)$$

式中 ρ'——原油在测量条件下的视密度值。

$\rho_{水}$——温度为 4℃，压力为标准大气压时纯水的密度值（取 $1g/cm^3$）。

②含水原油纯油品质量量的计算：

含水原油纯油品质量的量用下式计算：

$$m_n = m(1 - f'_w) \qquad (4-3-6)$$

式中 m_n——纯油品质量，t；

m——含水油品质量，t；

f'_w——油品质量含水率，%。

③含水油品在平均温度为 t_p 时的体积计算：

$$V_{tp} = (V_b + \Delta V_y) \cdot [1 + B(t_k - 20)] \qquad (4-3-7)$$

式中 V_{tp}——含水油品在平均温度为 t_p 时的体积，m^3；

V_b——计量罐容积表所载体积，m^3；

B——计量罐罐壁材料体膨胀系数，1/℃（当罐体为碳钢材料时，可取 $\beta = 3.6 \times 10^{-5}$/℃）；

t_k——计量罐罐壁平均温度［对于保温罐，可使用罐内含水油品平均温度 t_p 代替 t_k。未保温罐用（大气温度＋油温）/2 计算］。

④含水油品标准体积计算的方法：

（a）采用石油体积系数进行计算：

$$V_{20} = K \cdot V_{tp} \qquad (4-3-8)$$

式中 V_{20}——含水油品的标准体积，m^3；

K——石油体积系数，可查表 GB1885《石油计量换算表》。

石油体积系数 K 为：

$$K = V_{20}/V_t \qquad (4-3-9)$$

它是指石油在 20℃时的体积与其在 t℃时的体积比。

（b）采用石油体积温度系数进行计算：

$$V_{20} = V_{tp} \cdot [1 - f(t_p - 20)] \qquad (4-3-10)$$

式中 t_p——罐内油品平均温度；

f——石油体积温度系数，1/℃；

V_{tp}——当石油温度变化 1℃时其体积的变化值。

f 可查 GB1885《体积计量换算表》得。

⑤含水油品质量计算：

（a）采用空气浮力修正系数进行计算：

$$m = \rho_{20} \cdot V_{20} \cdot F \qquad (4-3-11)$$

式中 m——含水油品质量，t；

ρ_{20}——含水油品的标准密度，t/m^3；

F——石油真空中质量换算到空气中质量换算系数。查 GB1885《石油计量换算表》可得。

（b）采用空气浮力修正值进行计算：

$$m = (\rho_{20} - 0.0011) \cdot V_{20} \qquad (4-3-12)$$

式中 0.0011——对油品密度的空气浮力修正值。

2. 原油的动态计量

海上原油销售计量一般都采用管道计量工艺，由于原油有易于凝固、粘度高的特点，在原油计量过程中，要求计量管线在一定的温度、压力下不发生变形。按工作压力大小分有：6MPa 以上的高压管线、1.6～2.5MPa 的中压管线和 1.6MPa 以下的低压管线。

影响原油计量精度的因素主要有：温度、气泡、压力、含水量、原油本身的性质。

(1) 计量方法

计量方法主要有容积式和涡轮流量计。容积式流量计易于安装，影响容积式流量计精度的主要因素有：压力、气泡，但如果加上压力和温度的校正，在操作处理合理情况下，容积式流量计的精度仍是很高的，因此，在海上油田使用容积式流量计计量较为普遍。

(2) 流量计装置

1) 油田自动监测传输系统

包括管汇、流量计、简单校验仪表。不属于大流量的原油计量系统，这种原油计量相对比较简单，要求精度不是特别高，安装和操作简单，附属设备少，维护容易，定期对其进行校验即可，在海上单个油田中使用较普遍。

2) 海上散装输油船只装卸油计量系统

包括管汇、流量计、校验系统、取样系统、附属仪表和设备。我国海上石油交易使用这种计量系统较为普遍。这种原油计量相对比较复杂，要求精度很高，安装和操作相对比较复杂和严格，附属设备多，维护困难，必须在每一次交易时利用校验系统进行校验，并提交每个流量计的校正系数。

3) 管线计量系统

包括管汇、流量计、校验仪表和设备、附属仪表和设备。在海上油田群终端输送原油时经常使用该系统。计量系统中流量计类型和规格要求较严，校验方法有罐式、管式和标准流量计等。

(3) 校验系统

校验系统的类型有现场标准管式校验装置、罐式校验装置、标准仪表校验装置、球型流量校验装置。校验系统设备有标准体积容积及其附属设备。在校验过程中压力、温度的测定至关重要，是影响计量精度的关键因素。

(4) 原油销售计量系统

原油销售计量是原油生产的最后一道工序，生产的原油由销售计量系统的标定数量作为出售的数量依据，在油田生产和销售中，计量系统起着十分重要的作用。

目前海上石油用于油轮上和陆地终端的动态计量系统有来自于不同厂家的产品，但其结构、工作原理和工艺流程都基本相似，现南海西部油田涠洲终端处理厂所用的计量系统和前“希望号”所用计量系统都是一整套完整的原油销售计量系统，具有一定的代表性，下面以这两套系统为例作一介绍。

“希望号”计量系统是由美国 Maloney 管道制造公司生产的一套用于原油外输计量的完整的计量系统。

1) 工艺流程

这套计量系统是一个独立的计量机构，它由三条并列的计量管线和一个 U 形标准体积管校正单元组成，每条计量管线上装有一个涡轮流量计，每个涡轮流量计工作相对独立，其总和作为总的计量流量。每条计量管线都同校正单元相连，并可通过不同的操作对每条计量管线的流量计进行校正（如图 4－3－2 所示）。

2) 流量计的校正

①校正过程及原理：此计量系统是利用标准 U 形管体积对三条计量管线上各流量计进行校正，以保证其计量精度。流量计校正的执行是通过一个自动控制和计算的中央处理器及几组遥控阀（ROV）和流量控制阀（FCV）来进行控制和选择调节的。校正时，先由手动

将需校正的计量管线切换到校正单元，此时，被校正计量管线上的流量计与校正单元标准 U 形管串在一起，然后启动 MPU（Meter proving unit），MPU 将按照预定程序进行校正，并自动完成四通阀的换向切换。每条计量管线和校正管线上都有压力、温度变送器，这些压力和温度变送器的值作为计算流量的修正值被传到 MPU，并可在面板上显示出来。

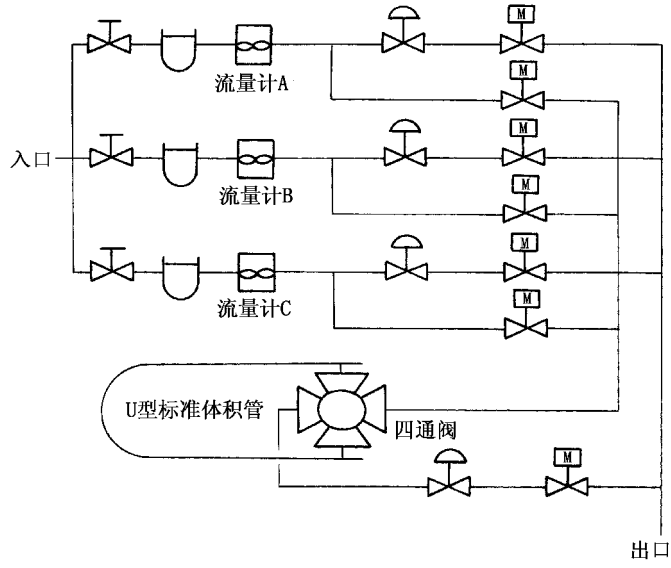


图 4－3－2　“希望号”计量系统工艺流程图

在校正过程中，流过标准 U 形管的体积和流过被校正管线上流量计的流量相等，通过对检测到的各参数的综合计算，将流过标准 U 形管的体积和流过被校正管线上的流量计的流量进行比较，得出一校正因子，如果得到的校正因子能符合国家的计量标准，则说明被校正的流量计达到了设定的精度要求。

②典型 U 形标准体积管介绍：主要有基准管、检测开关、取球筒、四通阀和阀的操作系统、检定球和控制台组成。典型双向 U 形标准体积管的结构如图 4－3－3 所示。

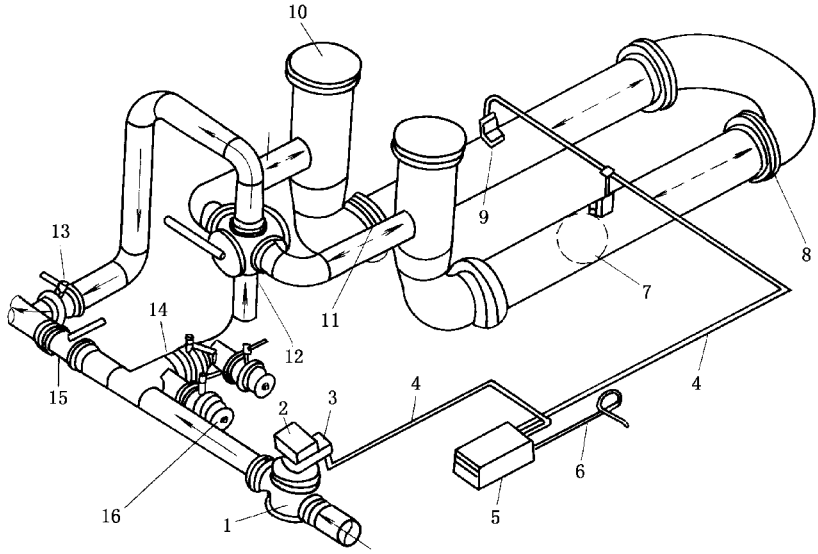


图 4－3－3　典型双向 U 形标准体积管结构图

1—流量计（也可安装在基准管下游）；2—流量计脉冲发生器；3—流量计计数器；4—屏蔽电缆；5—检定流量计的电子计数器；6—电源电缆；7—检定球；8—基准管连接法兰；9—检测开关；10—压力表（或排气）接头；11—温度计；12—四通换向阀；13—出口阀；14—进口阀；15—主管线关闭阀；16—标准流量计接头

标准体积管两个检测开关之间的管段称为基准管。基准管的容积就是标准体积管的标准容积，该容积是用标准计量器检定后确定。基准管可以由直管段和弯头用法兰连接组成，或者用焊接连接组成，无论采用哪种连接组成，管内壁应该是平滑无毛刺、无凹凸等缺陷，以确保置换器（检定球）在管内运行畅通，压力损失小。

检测开关是标准体积管检定流量计时的发讯机构，安装在基准管的进、出口位置上。对流量进行检定时，置换器通过进口位置上的检测开关，使它发出信号，启动电子脉冲计数器，记录流量计发出的脉冲信号，通过出口位置上的检测开关，使它发出信号停止电子脉冲计数器计数。这样，置换器排出的、基准管的容积相当于计数器记录的流量计测量的容积。将这两个容积进行比较，就可确定出流量计的流量系数和准确度。因此，检测开关性能的好坏，直接影响标准体积管的复现和精度，同时也影响流量计的检定精度。所以，检测开关必须灵敏度高，分辨能力强，同时只能在标定球通过它时才发出启动和停止信号。

四通阀的结构如图 4－3－4 所示，主要有阀体、阀芯、阀盖、空心“O”型密封圈、以及阀芯传感机构等组成。四通阀的作用是密封和改变流向。其流向如图 4－3－5 所示。

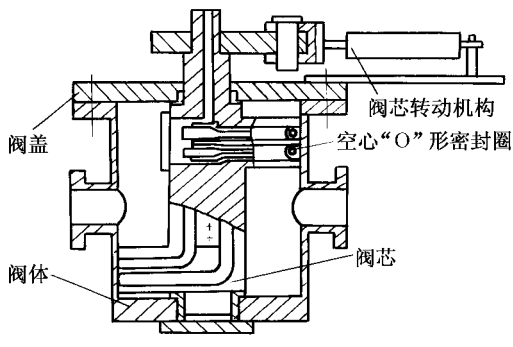


图 4－3－4　四通阀结构图

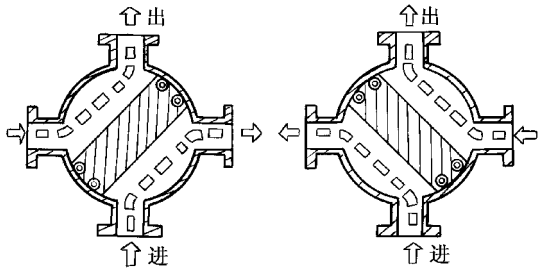


图 4－3－5　四通阀流向示意图

涠洲终端处理厂现用原油销售系统是由 Fisher－Rosemount 公司提供的一套原油销售计量系统。其工艺流程、结构、控制及计算与前述“希望号”计量系统基本相似，只是其自动化程度更高一些，涠洲终端计量系统的校正单元是活塞式标准体积管，同“希望号”计量系统标准 U 型管有较大的区别。

活塞式标准体积管是把一个带有提升阀的活塞组合与光电开关及液压－气压活塞推动系统结合在一起的装置。它引入了三项新技术：脉冲插值技术、光电检测技术和计算机技术。

活塞式体积管有单向式和双向式之分。单向式标准体积管是指置换器在油流的推动下，只能从一个方向向另一个方向运动，这种体积管油的进、出口管是固定不变的。双向式标准体积管是指置换器在油流的推动下，可从两个方向往复运动。涠洲终端计量系统校正单元使用的标准体积管属于单向式标准体积管。

活塞式标准体积管的基本结构由活塞、提升阀、光电开关、液压系统、气动弹簧压力系统及控制仪组成（如图 4－3－6）。

气动弹簧压力系统的作用是用来关闭提升阀和控制计量活塞在体积管中移动的速度与液体流动的速度相同。

体积管上两光电开关用来控制脉冲计数器和记时器。

体积管标准段容积由殷钢棒的长度确定，以保证标准段长度不受外界温度的影响，因为殷钢棒是由一种膨胀系数极小的特殊物质制成，用它来确定两个挡光板位置，即保证了体积

管的标准容积。

为了使计数器能更准确地记录下两光电开关间活塞移动时的脉冲数量，此标准体积管引进了脉冲插值法，用于精确计算两个信号间的剩余脉冲分量。如图 4－3－7 所示。

它使用了一个高精度的时间源（1MHz），用于处理的计算机必须有三个计数器，一个用来计两挡光板间完整的脉冲数 N，一个用来计两挡光板之间的时间 t_1，一个用来计两挡光板后第一个脉冲上升沿的时间 t_2。

实际的脉冲数可由下式求得：

$$f = \frac{N}{t_2} t_1 \qquad (4-3-13)$$

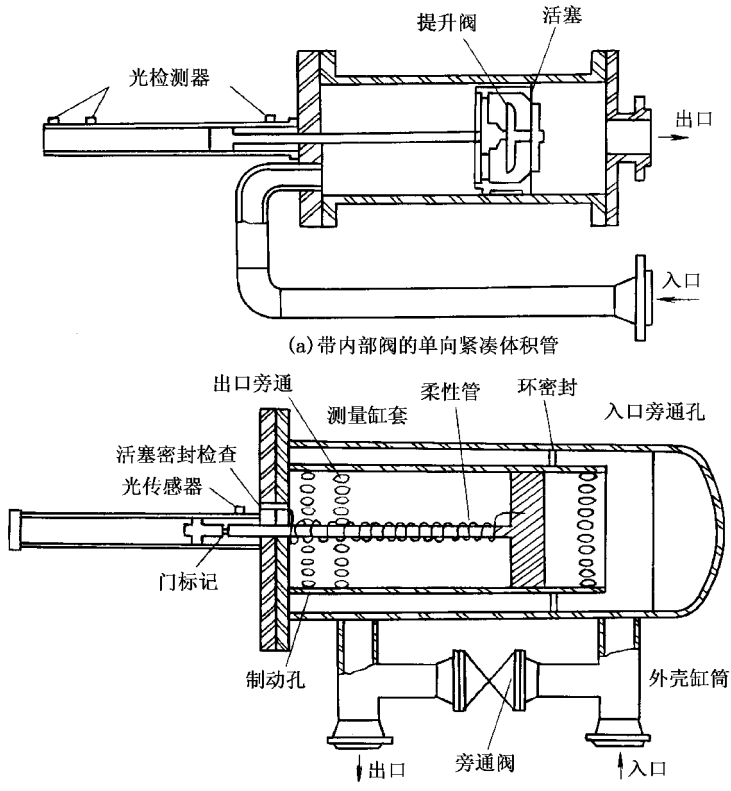


图 4－3－6　活塞式标准体积管结构图

仪表系数为：

$$K = \frac{\text{时间 } t_1}{\text{体积管体积 } V} \times \frac{\text{脉冲数 } n}{\text{时间 } t_2} \qquad (4-3-14)$$

此 K 值没有考虑温度、压力的影响。

体积管校验流量计的过程分为启动、过渡、拉回、停止四个步骤。

当流体稳定地流经被检流量计和体积管时，由位移器从两个检测开关之间的计量段所置换出的流体体积，同流量计的示值相比较，就能确定流量计的示值误差。

(5) 液态烃计量流程

油、气田生产的液态烃叫做轻烃，其计量装置与原油计量基本相同，但因为液态烃是一种易挥发的产品，储存和运输都必须使它的压力保持在它存在的温度条件下的饱和蒸汽压以上。因此，在确定计量站的工艺流程时，必须考虑不会产生大的压降，造成液体变成气体，在计量仪表内形成两相流，降低计量仪表测量的准确度。另外，它与原油不同，不必考虑防止在管道内冻结。

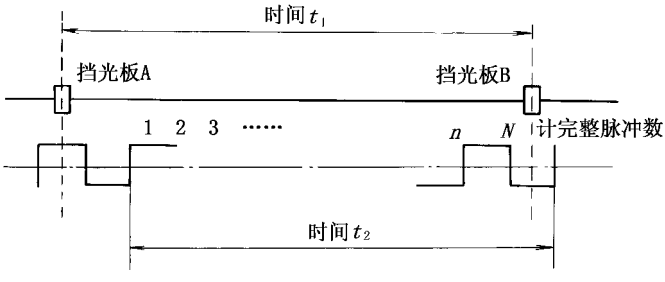


图 4－3－7　脉冲插值法原理图

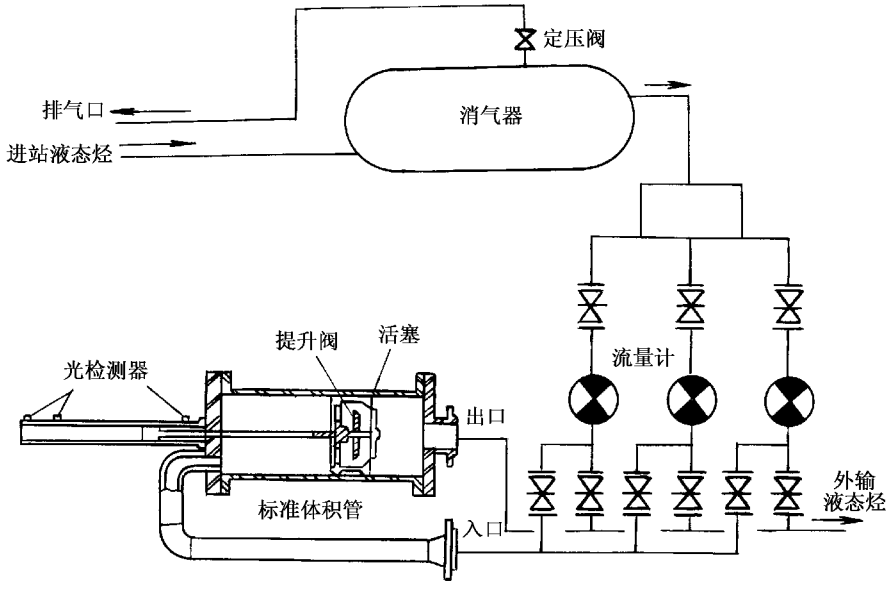


图 4－3－8　液态烃计量站流程图

液态烃计量站的一般流程如图 4－3－8 所示。从流程图可看出，为防止气体进入计量仪表，在计量仪表前设有消气器，消气器上安装有定压阀，定压阀设定的压力通常是高于在液态烃存在温度条件下饱和蒸汽压。这样既保证气体不进入计量仪表，也不会因为压力低液态烃变成气体而损失掉。

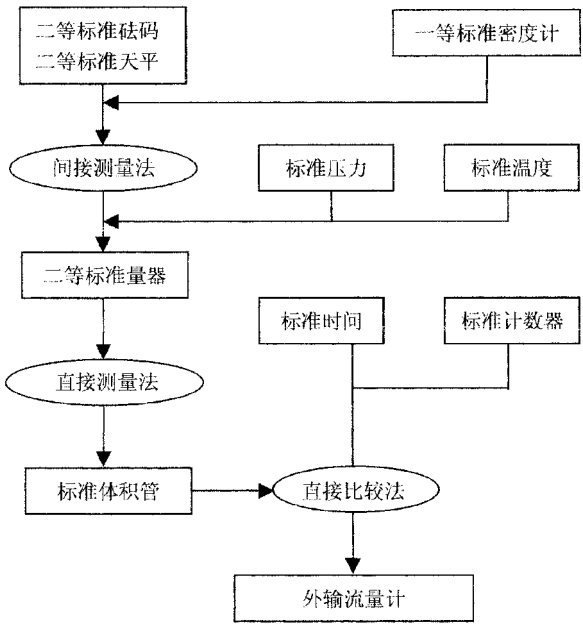


图 4－3－9　油（液态烃）流量计传递系统图

检定液态烃流量计的标准体积管是紧凑式的体积管，可以防止由于转弯等造成压力损失，降低压力产生气体，影响标准体积管检定时准确度。

3. 油（液态烃）流量计量器具的检定

计量检定必须按照国家计量检定系统进行，必须执行计量检定规程。

国家计量检定系统是指从计量基准到各等级的计量标准，直至工作计量器的检定程序所作的技术规定，它由文字和结构图构成，简称国家计量检定系统。

计量检定规程是指对计量器具的计量性能、检定项目、检定条件、检定方法、检定周期以及检定数据处理等所作的技术规定，包括国家计量检定规程、部门和地方计量检定规程。国家计量检定规程在全国范围内施行。

我国目前油（液态烃）流量计量量值传递是采用容积法标准。用一等标准容器传到二等

标准容器；用二等标准容器检定工作标准——标准体积管；用标准体积管检定工作计量器具——流量计。流量计传递系统见图 4－3－9。

流量计的检定分两种方式：用标准体积管检定和用标准流量计法检定。标准体积管有多种类型，常用的有 U 型标准体积管和活塞式标准体积管，这在上面已作了详细介绍。标准流量计法检定流量计现在极少推广应用，在此不作详细说明。

除标准校验装置之外，按照我国有关计量法规定，油（液态烃）、气计量用的计量罐、计量罐车、流量计及变送器、标准体积管、压力和温度测量仪表、密度计和含水分析仪等都要进行强制检定。

计量检定有如下特点：

①计量检定的对象是计量器具（包括计量标准，工作计量器具和标准物质）；

②计量检定的目的是为了确保全国量值的统一；

③计量检定的依据是按法定程序审批公布的计量检定规程；

④计量检定必须作出是否合格的结论，并出具证书或加盖印记；

⑤计量检定具有法制性，也是实施国家对测量业务的一种监督；

⑥计量检定的任务必须由计量行政部门设置的计量检定机构；或者授权其它单位的计量检定机构来执行。

第四节　气计量

油田气管道密闭输送系统流量计量的流量计种类繁多，主要分为两大类：容积式流量计和速度式流量计。如罗茨流量计、皮囊式流量计、气体涡流流量计、涡轮流量计、孔板流量计等。孔板流量计由于在气流动中没有运动的部件，更换不同尺寸的孔板就能适应不同的流量范围，具有不依靠外部动力的记录仪，有可靠的传感器，受环境因素影响小，所以是油田气体测量的主要仪表。近年随着电子工业的发展，已引进计算机进行计量数据的处理，但基础仍然为孔板流量计。天然气流量计量系统一般如图 4－4－1 所示，主要由：①计量直管段；②标准孔板；③标准孔板夹持器；④温度、压力、记录仪（目前一般采用变送器）；⑤流量记录仪或计算机；⑥专门从流量计算机读取数据并进行有效存储管理的计算机等组成。

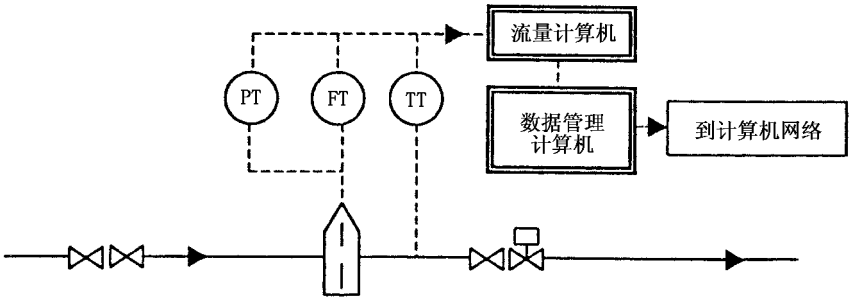


图 4－4－1　天然气流量计量系统简图

一、单井气计量

1. 孔板流量计测量单井气量的常规计算

目前，使用孔板流量计测量单井气量一般使用以下实用公式：

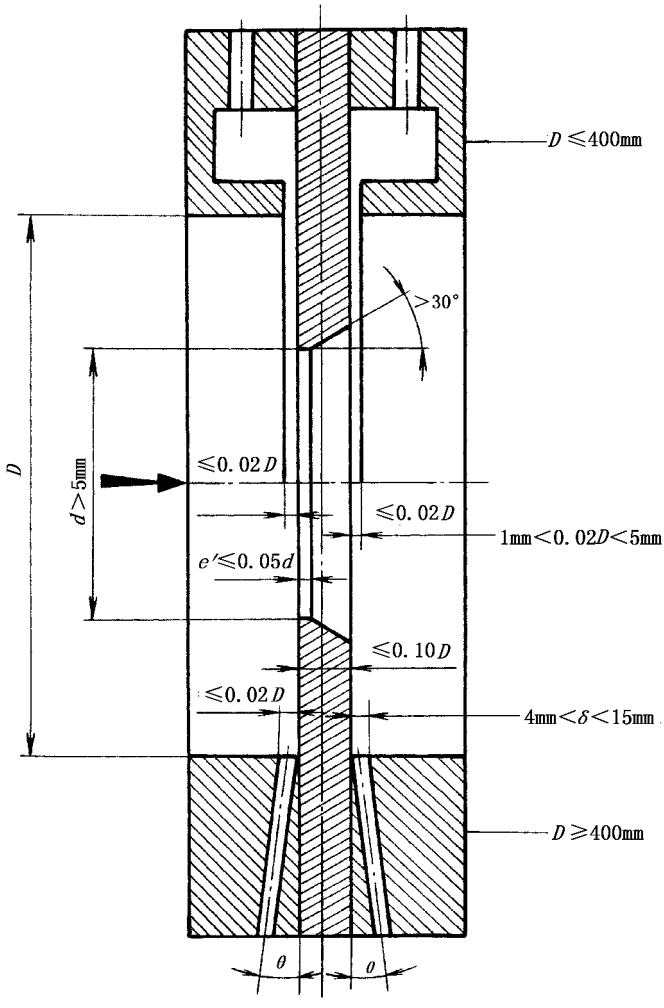


图 4－4－2　孔板直径 d 和管道内径 D 间的关系

$$q_g = 0.18943Kd^2\sqrt{\frac{H_W p_o}{T_o Z_o \gamma}} \qquad (4-4-1)$$

式中　q_g——标准状况下的体积数，m^3/h；

K——孔板综合校正系数；

d——孔板直径，mm；

H_W——孔板压差，mmH_2O；

p_o——测试分离器压力（指绝对压力），$\times 10^5 Pa$；

T_o——测试分离器温度（指绝对温度），K；

γ——气相对密度；

Z_o——气体压缩系数。

标准状况指在温度为 15℃、压力为 760mmHg 的环境下。

孔板综合校正系数 K 由 K_o、Re、Y 三个校正系数产生。K_o 为孔板校正系数，是截面积比 m 的函数，截面积比 m 由下式得到：

$$m = \frac{d^2}{D^2} \qquad (4-4-2)$$

式中　d——孔板直径，mm；

D——管道内径，mm。

孔板直径 d 和管道内径 D 间的关系见图 4－4－2。

根据压差取样口的位置分为法兰取样和管线取样，见图 4－4－3。由截面积比 m 的值和压差取样口的位置，查相应的图 4－4－4 或图 4－4－5，可得到 K_o。

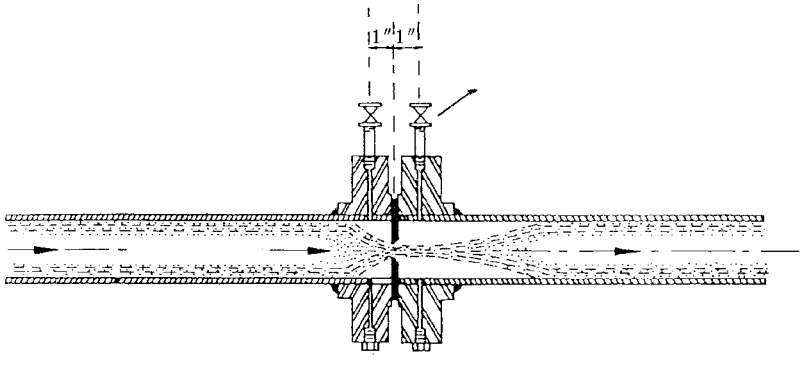


图 4－4－3　(a) 压差法兰取样

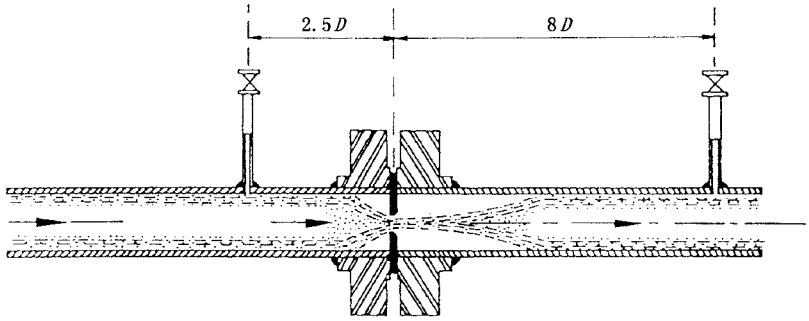


图 4－4－3　(b) **压差管线取样**

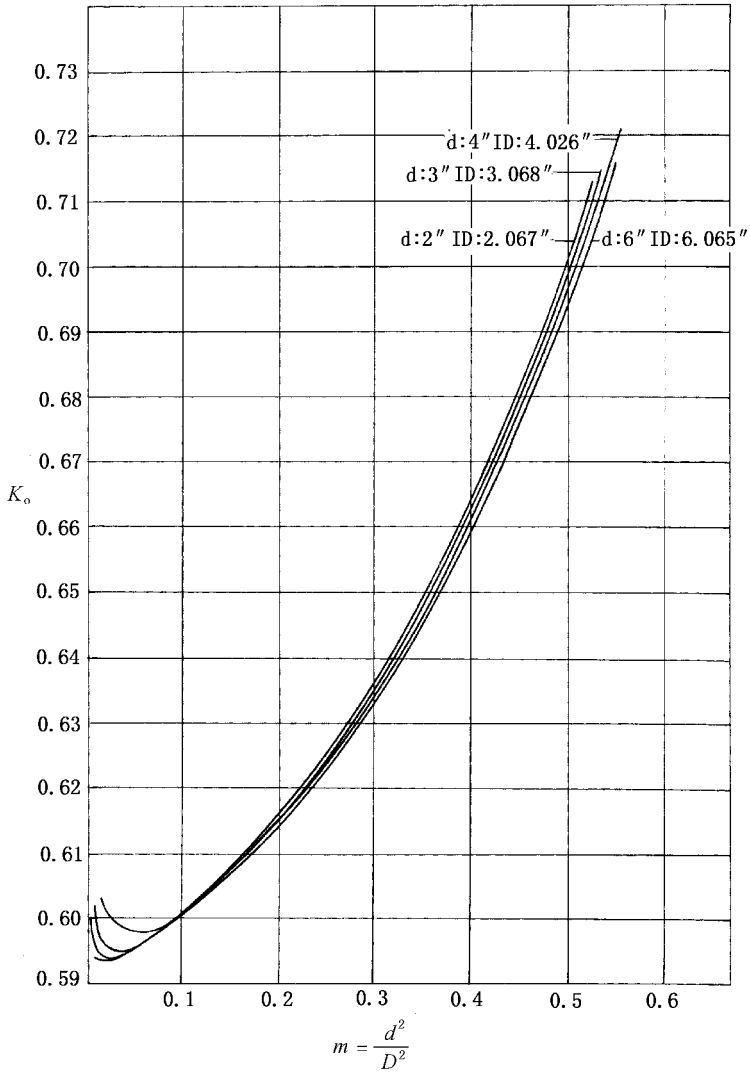


图 4－4－4　**孔板校正系数** K_o **(压差法兰取样)**

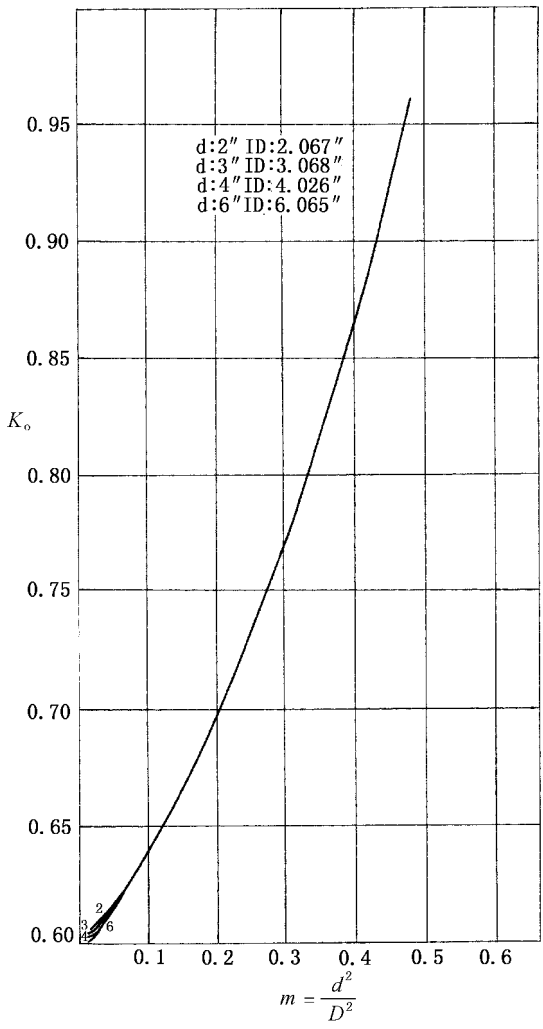


图 4－4－5　孔板校正系数 K_o（压差管线取样）

为简化计算过程将雷诺数系数 Re、膨胀系数 Y 的值取 1。

孔板压差 H_W 由孔板流量计的 Barton 记录仪记录在 Barton 卡片上。由于有些记录仪以英寸水柱为单位，孔板压差 H_W 的值需转换为毫米水柱，毫米水柱和英寸水柱的转换关系为：1 毫米水柱＝1 英寸水柱×25.4。

孔板压差 H_W 平均值由下式得出：

$$H_W=\left(\frac{1}{n}\sum_{1}^{n}\sqrt{h_{wn}}\right)^2 \qquad (4-4-3)$$

式中　h_{wn}——测试期间内的每小时平均值；

n——测试的小时数。

气相对密度 ρ 由实验获得。

气体压缩系数 Z_o 是视温 T_r 和视压 p_r 的函数。T_r 和 p_r 由下式得到：

$$T_r=\frac{T_o}{T_c} \qquad (4-4-4)$$

$$p_r=\frac{p_o}{p_c} \qquad (4-4-5)$$

式中　T_r——视温，K；

T_c——临界温度，K；

p_r——视压，$\times 10^5$Pa；

p_c——临界压力，$\times 10^5$Pa。

测试分离器压力 p_o（指绝对压力）单位为 10^5Pa；

测试分离器温度 T_o（指绝对温度）可由下式得出 $T=T℃+273$，K；

T_c 和 p_c 由气相对密度查图 4－4－6 获得。利用已知 p_o 和 p_c，T_o 和 T_c 计算出视温 T_r 和视压 p_r，通过视温 T_r 和视压 p_r 查图 4－4－7，可得到气体压缩系数 Z_o。将各参数的值代入公式，经计算可得到单井气产量。

2. 单井气量的计算实例

例　某生产井产气的各测量参数值如下：

孔板直径 $d=63.5$mm；

管道内径 $D=142.5$mm；

测试分离器压力 $p_o=3.35$ MPa；

测试分离器温度 $T_o=58℃$；气相对密度 $\gamma=0.746$；$H_W=2171.70$mmH_2O。

由孔板直径 $d=63.5$mm 和管道内径 $D=142.5$mm

得截面积比 $m=\frac{d^2}{D^2}=63.5/142.5=0.1986$

由截面积比 $m=0.1986$，查相应的图 4－4－4，可得到 $K_o=0.615$

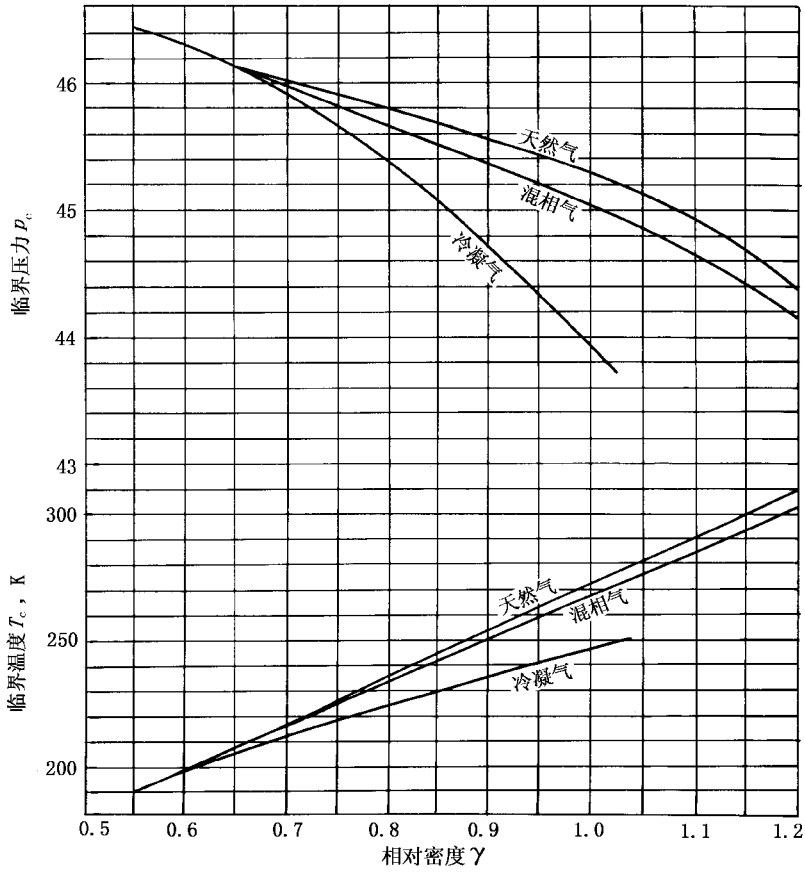


图 4－4－6　临界温度 T_c 和临界压力 p_c

$$K = K_o \times F_r \times Y \qquad (4-4-6)$$

为简化计算过程将雷诺数系数 Re、膨胀系数 Y 的值取 1

气体压缩系数 Z_o 的获得方法：

测试分离器压力 p_o（指绝对压力） $=3.35+0.1=3.36\text{MPa}=33.6\times10^5\text{Pa}$

测试分离器温度 T_o（指绝对温度） $=58+273=331\text{ K}$

由气相对密度 $\gamma=0.746$，查图 4－4－6 得 $T_c=227\text{ K}$ 和 $p_c=46.0\times10^5\text{Pa}$

视温 $T_r=\dfrac{T_o}{T_c}=331/227=1.46$

视压 $p_r=\dfrac{p_o}{p_c}=33.6/46.0=0.75$

通过视温 T_r 和视压 p_r 查图 4－4－7，可得到气体压缩系数 $Z_o=0.93$

将各参数的值代入公式：

$$q_g = 0.18943Kd^2\sqrt{\frac{H_W p_o}{T_o Z_o \gamma}}$$

$$= 0.18943\times0.615\times63.5^2\times\sqrt{\frac{2171.70\times33.6}{331\times0.93\times0.746}}$$

$$= 8363.75\ \text{m}^3/\text{h}$$

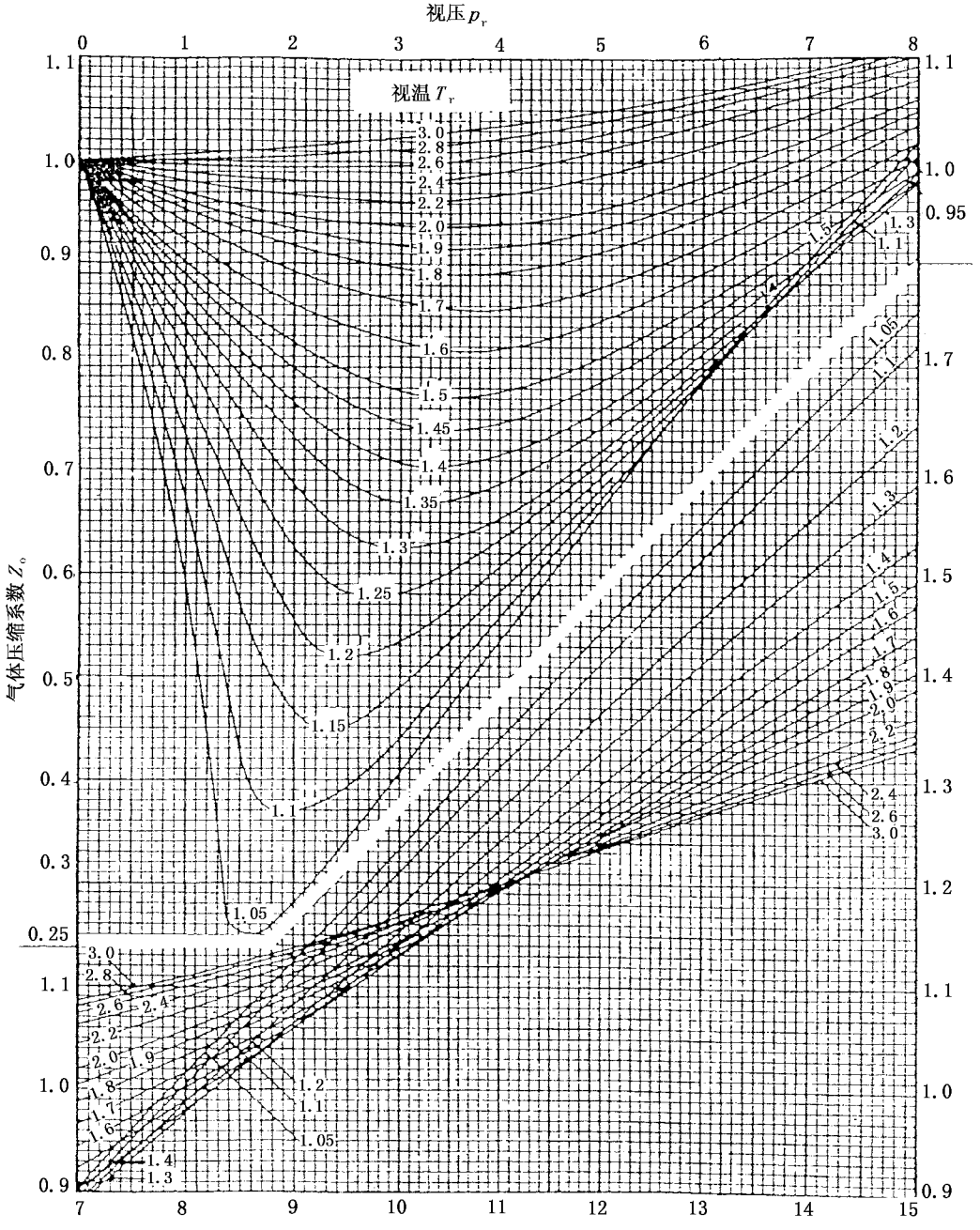


图 4－4－7　气体压缩系数 Z_o

二、油田总产气量的计量

油田总产气量的计算方法：

1. 单井产气量累计法

根据油田各生产井单井测试的产气量求和累计可计算出油田总产气量。

$$Q_g = \sum_1^n q_g T \qquad (4-4-7)$$

式中 Q_g——油田总产气量；

q_g——生产井单井产气量；

n——生产井井数；

T——生产井生产小时数。

2. 外输气量累计法

将油田的各外输气流量计流量值进行累计，再加上原油分离器气出口的气量得到油田总产气量。

三、天然气销售计量

在天然气销售计量中，国外多以能量流量作为结算依据。

$$W = Q_g \times V$$

式中 W——能量热值，MJ 或 Btu（BRITISH THERMAL UNIT）；

Q_g——英制标准状态(60℉,14.696psi)或公制标准状态(20℃,0.101325MPa)流量；

V——每标准立方米或立方英尺所含的热量，MJ/m^3（由实验分析确定）。

目前，国内仍采用公制标准状态下的体积流量为结算依据。

1. 天然气计量系统的工艺流程

天然气销售计量用的计量系统，目前主要使用孔板节流装置作为计量器具。天然气与原油不一样，它可以自动地排放出来，也不需要防止管道冻结的措施。另外，如有几条进站的管道，应采用一条管道对应一组计量装置，以便消除管道之间的相互干扰。

2. 天然气流量计检定简介

气体流量计量值传递系统如图 4－4－8 所示。

标准孔板节流装置的检定主要是检查测量孔板，看孔板的各项指标是否符合要求。孔板结构示意图如图 4－4－9。

(1) 检定技术要求

1) 外观

①孔板应无可见明显翘曲变形；

②开孔直角入口边缘 G、开孔内圆柱面出口边缘 I 及开孔圆锥面出口边缘 H，应无卷口、划痕、毛刺和可见损伤；

③上游侧端面 A、下游侧端面 B、开孔内圆柱面 C 和开孔圆锥面 L 应无气孔、夹渣、裂纹等缺陷和可见损伤。外圆柱面 K 不应有影响安装和使用的缺陷或损伤；

④在孔板的非工作面上，应标有开孔直径 d_{20} 的数值、出厂编号以及制造、修理许可证标志（CMC）等符合国家计量部门规定或有关标准要求的数据、标志符号。

2) 几何尺寸和极限偏差

①开孔内圆直径 d 是不少于 4 个单测值的算术平均值。任一单测值的算术平均值之差不得超过 $\pm 0.05\%$；

②开孔内圆柱面长度 e，其基本尺寸：$0.005D \leqslant e \leqslant 0.02D$。$e$ 是多个单测值的算术平均值，其最大单测值与最小单测值之差不得大于 $0.001D$。

若 $e > 0.02D$，使用时应按 SYL04 中附录 C.2.3 条的规定处理；

③厚度 E，其基本尺寸：$e \leqslant E \leqslant 0.05D$。$E$ 是多个单测值的算术平值，其最大单测值与最小单测值之差不得大于 $0.001D$。

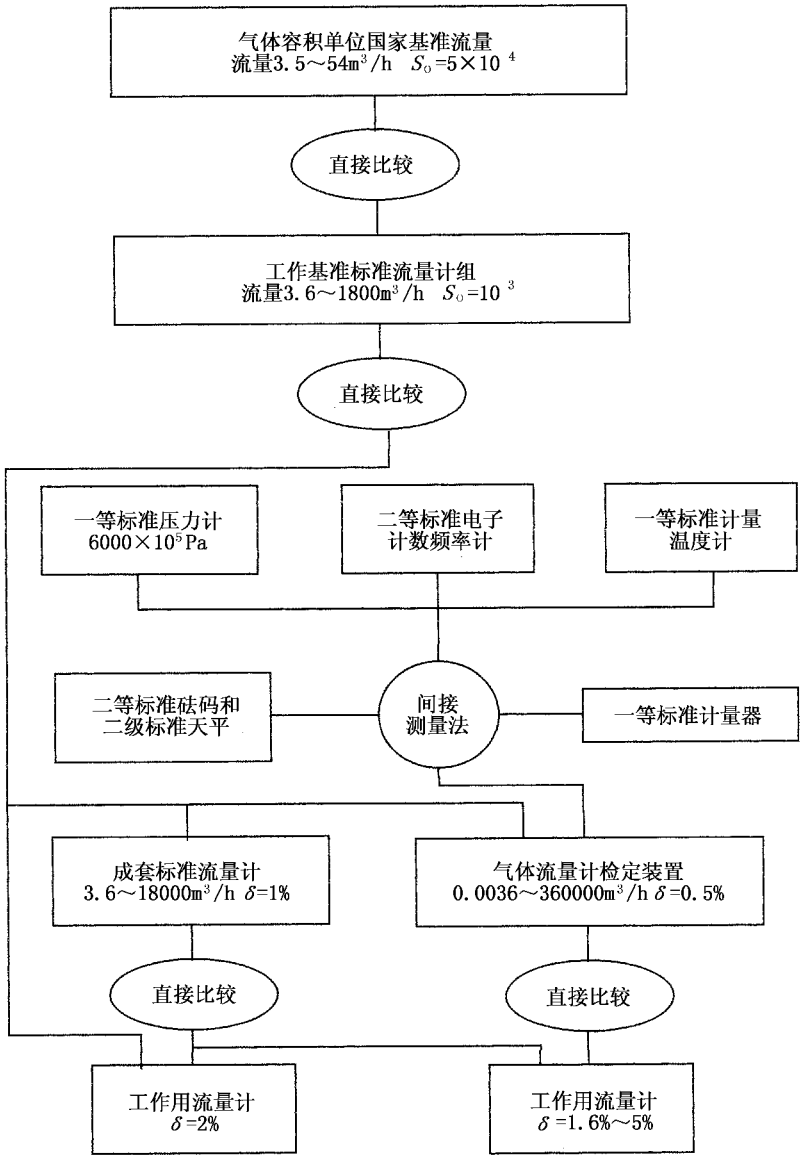


图 4－4－8　气体流量计传递系统图

注：S_0 为流量计精度

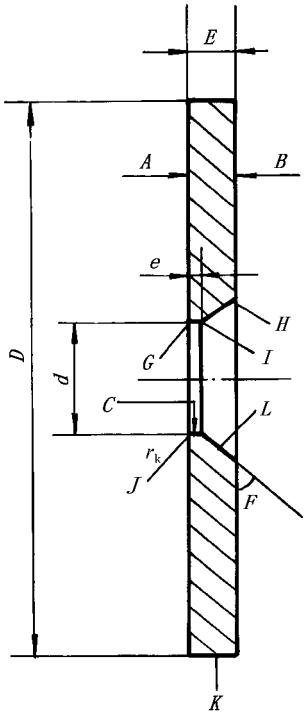
当 D 介于 50～100mm 时，允许 E 取 3mm；但若 50mm≤e≤60mm，使用时应按 SYL04 **中第 2.2.8 条的规定处理；**

④开孔直角入口边缘 G 应锐利。若直角入口边缘成圆弧，其圆弧半径 r_k 的算术平均值应小于或等于 $4.0\times10^{-4}d$。

使用中的孔板，允许其圆弧半径在 $4.0\times10^{-4}d\sim1.5\times10^{-4}d$ 之间，但应按 SYL04 **中** C.2.1 **条的规定处理；**

⑤开孔圆锥面半角 F 应在 30°～45°之间；

⑥外圆直径 D，当测量管公称通径 D_0≤200mm 时，其公差等级为 IT8**；当 D_0＞**



图中：

A —— 上游面；
B —— 下游面；
C —— 开孔内圆柱面；
D —— 孔板外圆直径；
d —— 孔板开孔内圆直径；
E —— 厚度；
e —— 开孔内圆柱面的长度；
F —— 开孔圆锥半角；
G —— 开孔直角入口边缘；
H —— 开孔圆锥面出口边缘；
I —— 开孔内圆柱面出口边缘；
J —— 开孔直角入口角度；
K —— 外圆柱面；
L —— 开孔圆锥面；
r_k —— 开孔直角入口边缘圆弧半径

图 4－4－9　孔板结构示意图

200mm **时，其公差等级为** IT9。

3）**形状和位置公差**

孔板各部位的形状和位置公差应符合表 4－4－1。

表 4－4－1　孔板各部位的形状和位置公差要求

项目	公称通径，mm	
	≤200	>200
C 面与 *K* 面的同轴度	8 级	9 级
C 面轴心线对 *A* 面的垂直度	10 级	11 级
C 面的圆度	$\leqslant 5.2\times10^{-4}d$	
B 面对 *A* 面的平行度	11 级	
A 面的平面度	12 级	

计算结果的精度为 0.001。

4）**表面粗糙度**

孔板各部位的表面粗糙度应符合表 4－4－2。

表 4－4－2　孔板各部位的表面粗糙度要求　　**单位：**μm

部位	*C*	*A*	*L*	*K*	*B*
表面粗糙度	1.6 0.8	3.2 1.6	2.2 1.6	2.2 1.6	6.3 2.2

3. 常见孔板计量误差原因及检验

(1) 误差原因

天然气计量精度由多种因素控制，但主要由以下两大因素来控制：一方面是工程设计，另一方面是日常操作和维护管理。

表 4－4－3 和表 4－4－4 是美国联合气体管道公司及佛罗里达输气工程公司对差压式标准孔板计量的一些研究数据，研究表明，在绝大多数情况下，计量到的天然气体积要比实际体积少。

表 4－4－3 常见计量误差

条件		差别
孔板入口尖锐边缘整圈 45°倒角（机械加工）	0.01in 宽倒角	－2.2%
	0.02in 宽倒角	－4.5%
	0.05in 宽倒角	－13.1%
气体紊流	上游导流入口阀门部分关闭	－0.7%
	下游导流入口阀门部分关闭	－6.7%
	液体凝析在计量直管段底部 1in 深	－11.3%
	润滑油及杂质沉积在计量直管段内	－11.1%
孔板密封圈漏气	孔板顶密封圈上的无毛刺割口	－3.3%
	孔板与差压取压口相近的密封圈无毛刺割口	－6.1%
	孔板夹持器约有 3/8in 未到底	－8.2%
阀门润滑油覆盖在孔板上游面	计量管中孔板下部覆盖 1/16in 厚的润滑油	－9.7%
	三滴润滑油随意附着在孔板上游面	0
	九滴润滑油随意附着在孔板上游面	－0.6%
	整块孔板上游面覆盖 1/16in 厚的润滑油	－15.8%
阀门润滑油覆盖在孔板上下游两面	孔板上下游两面全部覆盖 1/8in 厚的润滑油	－17.9%
	孔板上下游两面全部覆盖 1/4in 厚的润滑油	－24.4%
	孔板上下游两面下半部覆盖 1/8in 厚的润滑油	－10.1%
孔板翘曲测试	孔板朝上游方向翘曲 1/8in	－2.8%
	孔板朝下游方向翘曲 1/8in	－0.6%
	孔板朝上游方向翘曲 1/4in	－9.1%
	孔板朝下游方向翘曲 1/4in	－6.1%

表 4－4－4 2～6in 计量管站由两取压孔间部件机械缺陷引起的常见误差

缺陷	原因	对计量精度的影响
6in 孔板向下游方向弯曲 1/4in	上游低温孔板被气压或冰块击弯	＞6%
上游固体或液体附着在孔板上	泥浆、水合物、管中杂物等	＞16%
倒角过的孔板以倒角面装在上游	粗心大意	＞15%
严重磨损孔板尖锐边缘整圈变钝	沙子或其它固体	＞4.5%
有磨损孔板，看起来锋利	磨损	＞2%
孔板缺口	损伤	1%～2%
孔板密封圈漏但没有断	老化或有伤痕	＞2%
孔板密封圈断裂	装拆过程严重受伤	＞3%
开孔 4in 的孔板实际尺寸大 1/32in	开错孔	＞6.7%

（2）检验

由于计量的重要性，对其进行检验是非常必要的，以确保其合法及公正，从而保证公司的利益。下面是对计量进行检验的几个要点：

①错误计量：

由仪表或人为错误造成的错误计量，常见的有：

（a）孔板尺寸错误；

（b）孔板安装错误；

（c）孔板不居中或没放到位；

（d）计量站仪表没校验；

（e）计算机时间不标准；

（f）孔板翘曲；

（g）应用了错误的天然气相对密度。

②保密性：数据及合同等相关事宜。

③文件记录：文件存档的完整性和连续性。

④证书：计量关键设备的有效性。

⑤计算机的正确性：用一公认的标准程序来检验计算程序是否正确。

⑥对错误计量进行纠正的合理性。

第五节　水计量

油田水计量主要分生产井产水和注水井注入水的计量两大部分。

一、油田生产井产水计量

1. 生产水的计量

生产水经分离器分离后多采用涡轮流量计、刮板流量计、超声波流量计等进行计量。目前现场涡轮流量计采用以下计算公式：

$$q_w = q_{WM} + f'_w \times q_o \qquad (4-5-1)$$

式中　q_w——生产水量，m^3；

q_{WM}——分离出的游离水量，m^3；

f'_w——原油平均含水率；

q_o——产油量，m^3。

q_{WM}由分离器水出口管线上的流量计读数乘以流量表校正系数得出。

将各参数的值套入公式，经计算可得到单井生产水量。

油田生产水量可以利用各油井测试数据，经计算，获得总产水量。也可以通过油田生产分离器及其他设备、装置计量的产水量得到油田总产水量。

2. 生产水计算实例

某井产油量 $136m^3/d$，原油平均含水量 42.0%，分离出的游离水量为 0。

使用公式：$q_w = q_{WM} + f'_w \times q_o$

分离出的游离水量：$q_{WM} = 0$

原油平均含水率：$f'_w = 42.0\%$

产油量： $q_o = 136\ m^3/d$

生产水量： $q_w = f'_w \times q_o$

$= 0.42 \times 136$

$= 57.12\ m^3/d$

二、注入水计量

油田注水量的计量是实施注水开发方案的重要环节之一。计量注水量的方法很多，海上油田一般可选用电磁流量计或孔板流量计。由于电磁流量计不受介质的温度、粘度、密度、压力等参数影响，经校准后的仪表，可以直接读取体积流量值，使用很方便。而孔板流量计由于没有运动部件、工作可靠耐用、适应性强、投资省等优点而获得广泛应用，下面以孔板流量计为例进行注水量的计算。

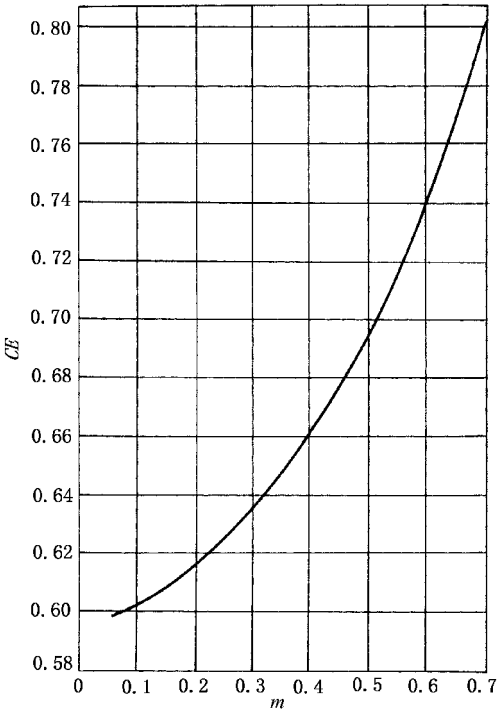


图 4－5－1　CE（孔板系数 C 和孔板连接效率系数 E 的乘积）

1. 单井（管）注入水计算

单井（管）注入水的计量使用以下公式：

$$Q_v = 100\sqrt{10}CEJ\pi\frac{d^2}{4}\sqrt{\frac{2(p_1 - p_2)}{\rho}} \qquad (4-5-2)$$

式中　Q_v——注水量，m^3/s；

C——孔板系数；

E——孔板连接效率系数；

J——综合校正系数；

d——孔板直径，mm；

p_1——孔板前的压力，$\times 10^5$Pa；

p_2——孔板后压力，$\times 10^5$Pa；

ρ——注入水的密度，kg/m^3。

①求 CE 值：

$$E = \frac{1}{\sqrt{1 - m^2}} \qquad (4-5-3)$$

截面积比 m 由下式得到：

$$m = \frac{d^2}{D^2} \qquad (4-5-4)$$

式中　d——孔板直径，mm；

D——管道内径，mm。

由截面积比 m 通过图 4－5－1 可查得 CE 的值。

②求 J 值：

$$J = J_1 \times J_2 \times J_3 \qquad (4-5-5)$$

式中　J_1——粘度校正系数；

J_2——管线粗糙度校正系数；

J_3——孔板开孔尖锐度校正系数。

J_1、J_2、J_3分别通过图 4－5－2，4－5－3，4－5－4 查得。J_1 的值先通过截面积比 m 从表 4－5－1 得到的雷诺数 Re，再根据所得到的雷诺数 Re 和 m 查图 4－5－2 得到。J_2 通过截面积比 m 和管道内径 D 查图 4－5－3 得到。J_3 通过截面积比 m 和管道内径 D 查图 4－5－4 得到。p_1－

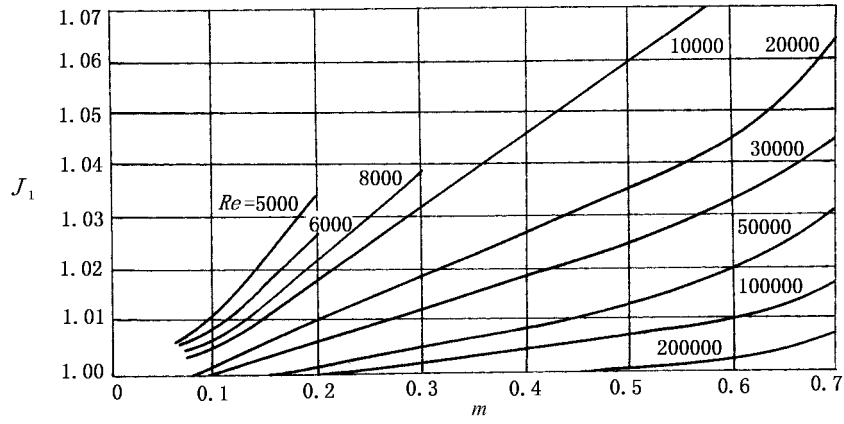


图 4－5－2　**粘度校正系数** J_1

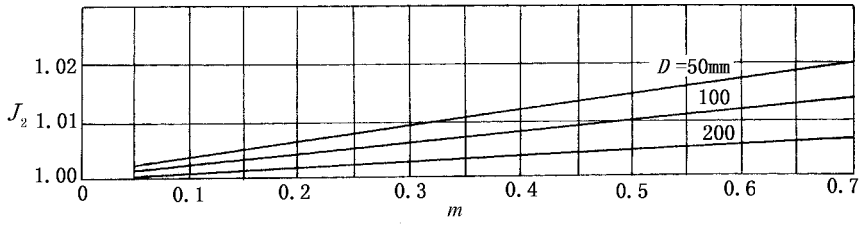


图 4－5－3　**管线粗糙度校正系数** J_2

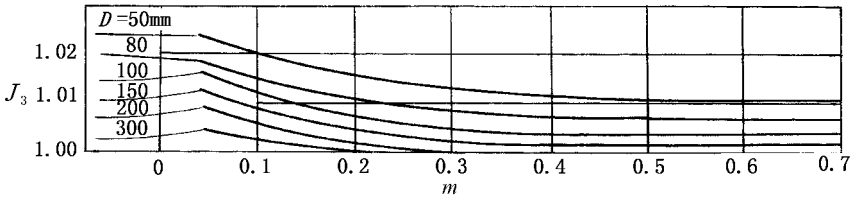


图 4－5－4　**孔板开孔尖锐度校正系数** J_3

p_2 **即孔板前后的压差** H_w。

将各参数的值代入公式，经计算可得到单井（管）注入水量。

表 4－5－1　雷诺数 ***Re***

$m=\frac{d^2}{D^2}$	*Re*	$m=\frac{d^2}{D^2}$	*Re*
0.05	28000	0.40	200000
0.10	36000	0.50	330000
0.20	75000	0.60	530000
0.30	135000	0.70	1100000

例　某注水井的管线内径为 66mm，**孔板孔径为** 39mm，**平均压差值为** 47 mmH_2O，$\rho=1020$ kg/m^3，**求每天的注入水量。**

解　单井（管）注入水的计量使用以下公式：

$$Q_v = 100\sqrt{10}CEJ\pi\frac{d^2}{4}\sqrt{\frac{2(p_1-p_2)}{\rho}}$$

由已知得截面积比： $m=\frac{d^2}{D^2}=39^2/66^2=0.35$

通过图 4－5－1 **可查得** $CE=0.65$

通过图 4－5－2、4－5－3、4－5－4 **分别查得：** $J_1=1.005$、$J_2=1.008$、$J_3=1.01$。

$J=J_1\times J_2\times J_3=1.005\times1.008\times1.01=1.023$

$\rho=1020$ kg/m^3

孔板的压差：　$H_w=p_1-p_2=47$ $mmH_2O=\frac{47}{10000}$ bar

将各参数的值代入公式得：

$$\begin{aligned}Q_v &= 100\sqrt{10}CEJ\pi\frac{d^2}{4}\sqrt{\frac{2(p_1-p_2)}{\rho}}\\ &= 100\times\sqrt{10}\times0.65\times1.023\times3.14\times\frac{0.039^2}{4}\times\sqrt{\frac{2\times47}{1020\times10^4}}\\ &= 0.25\times0.003\\ &= 0.00075\ m^3/s\\ &= 2.7\ m^3/h\\ &= 64.8\ m^3/d\end{aligned}$$

2. **油田总注水量的计量**

根据各注水井的注入量累积得到油田总注水量。

$$Q_{tw}=\sum_1^n Q_vT \qquad (4-5-6)$$

式中　Q_{tw}——**油田总注水量，**m^3/h；

Q_v——**注水井单井注水量，**m^3/h；

n——**注水井井数；**

T——**注水井注水小时数，**h。

第六节　计量仪表管理

计量仪表在管理方面要求比较严格，特别是在商业交易中，由于关系到双方切身利益，计量仪表设备的管理必须由国家有关权威机构确认的部门来完成，这样国家工商机关才能承认计量系统的公正性。

一、流量计的管理

流量计的设计、制造、安装、校验必须在国家计量管理局的监督下进行，符合国家计量标准。计量的流量按大小分为大流量、中流量、小流量，大流量、中流量、小流量流量计的管理不同，大流量流量计的校验必须由国家级的国家计量单位来进行，中等流量流量计必须由省级以上的国家计量单位来进行，小流量流量计必须由国家计量局承认和认可的机构或单位来进行。在海洋石油系统中，大多按国际标准来要求其计量系统。

二、计量仪表管理规定

1. 各不同类型流量计的管理规定

见表 4－6－1、表 4－6－2、表 4－6－3。

表 4－6－1　容积式流量计　　单位：年

类型	校正周期	使用年限
大流量	3	12
中流量	1	5
小流量	0．5	3

表 4－6－2　涡轮式流量计　　单位：年

类型	校正周期	使用年限
中流量	1	5
小流量	0.5	3

表 4－6－3　差压式流量计　　单位：年

类　型	校正周期	使用年限
小流量	0.5	3

2. 计量系统附属仪表的校验

计量系统附属仪表，如压力表、变送器等，压力表校验周期一般在一年，变送器等为半年，仪表的使用年限以仪表本身使用年限为准。这些仪表的校验也必须由执有国家计量局承认证书的单位或个人来进行。

参 考 文 献

[1] 靳志贤，李莲编．天然气加工自动检测与控制装置．天津：天津科学技术出版社，1996.3

参 考 资 料

[1] 潘光坦编．原油、天然气、液态烃培训教材．国家原油大流量计量站，1993.10

附录　原油和液体石油产品密度、相对密度或 API 重度测定法

一、范围

本方法适用于实验室用密度计测定原油、液体石油产品以及在一般情况下为液体状态的石油产品和非石油产品混合物的密度、相对密度或 API 重度，所测液体的雷德蒸汽压（按方法 D232 或 IP69）不得大于 26lb。在方便温度下密度计测得的刻度读数，借助于国际标准表换算到 15℃，将相对密度读数和 API 重度读数换算到 60°F。还可以用这些换算表，将这三种测量体系中的任何一种测量值转换成其他两种中的任何一种的相当量值，所以，测量单位可以根据当地的方便条件加以选用。

二、可利用文件

ASTM 标准；

D1250 石油计量表；

D232 石油产品蒸汽压测定法（雷德法）；

E1 ASTM 温度计规格；

E100 ASTM 密度计规格。

三、应用范围

①密度计法最适合用来测定低粘度透明液体的密度、相对密度或 API 重度。也可以用来测定粘性油，但必须使密度计有足够时间达到平衡状态，而测定不透明油品时，还要对其弯月面作适当的修正。

②用于整体石油计量时，观察密度计读数时温度应接近整体石油的实际温度，这样可以减少体积的修正误差。

四、方法概要

将试样处理至规定的温度范围并转移到和试样温度大致一样的密度计圆筒中。再把合适的密度计垂直放入试样中并让其稳定。在温度达到平衡状态后，读取密度计刻度并记下试样的温度。如有必要，可将所盛试样的密度计圆筒放入恒温浴中，以保证试验期间温度恒定。

五、意义

①为了把石油产品的测量体积换算到标准温度 15℃ 或（60°F）体积，必须准确地测定其密度、相对密度或 API 重度。

②密度、相对密度或 API 重度是支配原油质量的一个因素；原油的价格经常是用 API 重度值来揭示的。然而，如果这种性质不和其他性质相关连，它只是石油质量的一个不确定性指标。

六、定义

①密度：就本方法而言，是指 15℃ 时单位体积液体的质量数（按真空中的重量计）。报告结果时，是以标准温度下，质量单位（kg）和体积单位（L）来明确表示相对密度的，例如：15℃ 时的每升千克数。

②相对密度：就本方法而言，是指 15℃（60°F），一定体积液体的质量与同温度下相同体积纯水质量之比，报告结果时，应指明标准温度，例如：60／60°F 相对密度。

③API 重度：相对密度的一个特殊函数，表示为：

$$1^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{相对密度}} - 131.5$$

由于 60℉已包括在定义中，所以不需要再说明标准温度。

④观察值：除规定的标准温度以外任何温度下观测到的值。这些值仅仅是密度计读数，而不是该温度下的密度、相对密度或 API 重度。

七、仪器

①密度计：玻璃制，根据需要可以按密度、相对密度、API 重度为单位刻制，但应符合表 4－附－1 列出的 ASTM 规定或英国标准协会的规格。

表 4－附－1　推荐密度计

规格	类型	单位	范围		刻度		弯月面修正
			总体	每单元	间隔	误差	
BS718： 1960 L50SP M50SP	特种石油	密度(15℃) kg/L 0.600～1.100 0.600～1.100	0.600～1.100 0.600～1.100	0.050 0.050	0.0005 0.001	±0.0003 ±0.0006	+0.0007 +0.0014
BS718： 1960 L50SP M50SP	特种石油	相对密度 (60/60℉)	0.600～1.100 0.600～1.100	0.050 0.050	0.0005 0.001	±0.0003 ±0.0006	+0.0007 +0.0014
E100 号数 82H－90H	长型普通用	相对密度 (60/60℉)	0.650～1.100	0.050	0.0005	±0.0005	
E100 号数 1H－10H	长型普通用	°API	−1～+101	12	0.1	±0.1	

②温度计：其范围列于表 4－附－2 并要符合 ASTM 规格或 IP 规格。

表 4－附－2　推荐温度计

规格	类型	温标	范围	刻度间隔	刻度误差
IP64C	密度，宽范围	℃	−20～+102	0.2	±0.1
E1 规格号 12C	相对密度	℃	−20～+102	0.2	±0.1
IP64F	相对密度，宽范围	℉	−5～+215	0.2	±0.25
E1 规格号 12F	相对密度	℉	−5～+215	0.2	±0.25

③密度计圆筒：清晰透明玻璃、塑料或金属制。为了便于倾倒试样，圆筒边缘可以有一斜嘴。圆筒的内径至少比所用密度计的外径大 25mm。圆筒高度应该使合适的密度计漂浮在试样中时，圆筒底部至密度计底部之间的距离不得小于 25mm。

④恒温浴：当试样性质要求试验温度比室温高的多或低的多的时候，或本附录实验步骤的第⑧条要求不能满足的时候，应该采用恒温浴。

使用者必须保证本方法所用仪器符合上述有关材料、尺寸以及误差方面的要求。凡是具有公认的标准机构签发的校正证书的仪器，应作为“有证书”仪器，其相应的修正数应可用

来修正观测读数。那种虽能满足本试验方法的要求，但没有公认的权威机构签发的校正证书的仪器，则作为“无证书”仪器。

八、试验温度

①密度计法测定密度、相对密度或 API 重度，在标准温度 15℃或 60°F 或接近这个温度时最为准确。采用这些温度或是在 -18 ～ +90℃（0 ～ 195°F）之间的其他温度，应根据试样的类型和列于表 4 - 附 - 3 中必要的限制条件来确定。

表 4 - 附 - 3　限制条件试验温度

试样类型	初馏点	其他限制	试验温度
高挥发性		雷德蒸汽压在 26lb 以下	在原密闭容器中冷却至 2℃（35°F）或更低
中挥发性	120℃（250°F）或更低		在原密闭容器中冷却至 18℃（65°F）或更低
中挥发性但粘稠	120℃（250°F）或更低	在 18℃时粘度太高	加热至试样获得足够流动性时的最低温度
非挥发性	120℃（250°F）以上		在 -18～90℃（0～195°F）之间的任何方便温度
和非石油产品的混合物			在 15±0.2℃（60±0.5°F）进行试验

②当密度计值是用来选择体积修正（从某一温度下测定体积修正到标准温度下体积）的系数时，最好在被测整体油油温的 ±3℃（±5°F）内读取密度计读数。但是，在整体油的油温下进行测量中，如有明显的轻馏分损失情况，则应遵循表 4 - 附 - 3 所给出的限制进行测定。

九、实验步骤

①按本附件试验温度的要求，调试样温度。将用于测定的密度计圆筒和温度计的温度处于被测试样大致相同的温度。

②在没有飞溅的情况下，将试样移至清洁的密度计圆筒中，避免气泡生成，尽可能使较容易挥发的试样中的低沸点组分的蒸发损失减小。对高挥发性试样，应该用水进行置换或者用虹吸法移入密度计圆筒。当有气泡形成并聚集于试样表面时，在放入密度计以前，要用清洁的滤纸片接触这些气泡将其消除。

③将盛有试样的密度计圆筒放在没有气流的地方。要保证在完成测定所需要的时间内，其试样温度不应该有明显的变化；环境温度的变化不应超过 2℃（3°F）。当试验温度远远高于或低于室温时，为了避免温度变化过大，使用恒温浴是必要的。

④将密度计轻轻放入被测试样中，不要把应处于液面以上的密度计杆体弄湿。用温度计不断搅动试样。注意水银线要保持全浸，而且不应搅动弄湿液面以上的密度计杆体。读数稳定后，立即记录试样温度，准确至 0.25℃（0.5°F）然后取出温度计。

⑤将密度计压入被测液体约两个刻度，然后放开。被测液体液面上方的密度计杆体必须保持干燥，因为不必要的液体在密度计杆上会影响读取密度计读数。测定低粘度试样时，放开密度计时要轻轻地转动一下，以帮助它离开圆筒壁静止下来。并自由地漂浮着。要有足够的时间使密度计静止并使所有的气泡都浮到试样表面。对粘性比较大的试样，这一点特别重要。

⑥当密度计离开圆筒内壁漂浮并处于静止状态时，估计密度计刻度读数，密度、相对密度要准确至0.0001，API重度要准确至0.05。试液的主表面与密度计某一刻线的相切点，即为正确的密度计读数，要确定这一点，可将视线置于稍低于试液水平面，然后将视线慢慢移至表面，最先见到的是一个扭歪了的椭圆，接着出现一条直线与密度计某一刻度相切的地方（见图4－附－1）。

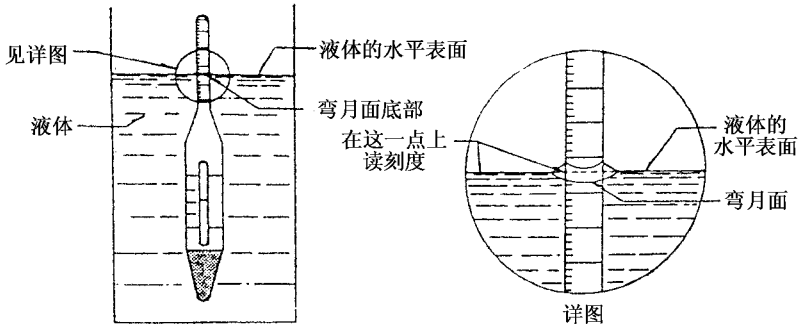


图4－附－1　透明液体的密度计读数

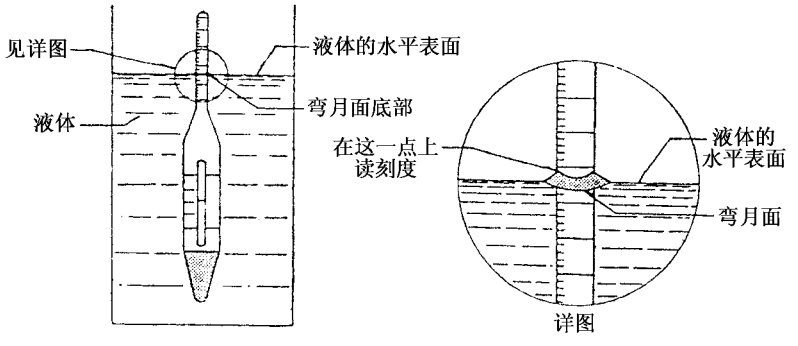


图4－附－2　不透明液体的密度计读数

⑦对不透明液体，观察密度计读数时，视线应稍高于试液表面，试样液面升到密度计刻度那点即为读数。这个读数在弯月面的顶点。由于密度计的校正是在液体的主表面处读数，所以需要修正。对于使用中的某一密度计的修正，可以将所使用的密度计浸入和试样具有相似表面张力的透明油品中，通过观察该油品上升到密度计时，主液面的上升最大高度来确定（见图4－附－2）。

⑧观察密度计刻度值以后，立即用温度计小心搅动液体（注意：水银线必须保持全浸）。记录试样温度，准至0.2℃（0.5℉）。如果这个温度与前一次的读数之差大于0.5℃（1℉）时，应重新读取密度计读数和温度计读数，直到温度变化稳定在0.5℃（1℉）以内。

十、计算和报告

①温度计读数（对刻度或水银球）和密度计读数（对刻度）要做相应的修正。对不透明试样，要按实验步骤的第⑦条对密度计读数作适当的修正。将最后修正后的密度计读数，对密度和相对密度，要记录准至0.0001，对API重度要记录准至0.1。用最后一个密度计读数前后观察到的温度平均值，作相应修正后，记录准至0.5℃（1℉）。

②当使用的密度计的刻度是密度时，用表4－附－4查得15℃密度；

③当取得密度计三种单位中的一种数值，而需要换算另一种单位时，可查表4－附－5；

表 4－附－4　密度计测量密度换算为15℃密度关系表　　单位：g/L

测量密度 / 15℃密度 / 温度，℃	830.0	832.0	834.0	836.0	838.0	840.0	842.0	844.0	846.0	848.0	850.0
42.00	849.1	851.1	853.0	855.0	856.9	858.9	860.8	862.8	864.8	866.7	868.7
42.25	849.3	851.3	853.2	855.2	857.1	859.1	861.0	863.0	864.9	866.9	868.8
42.50	849.5	851.4	853.4	855.3	857.3	859.2	861.2	863.1	865.1	867.1	869.0
42.75	849.6	851.6	853.5	855.5	857.5	859.4	861.4	863.3	865.3	867.2	869.2
43.00	849.8	851.8	853.7	855.7	857.6	859.6	861.5	863.5	865.4	867.4	869.3
43.25	850.0	851.9	853.9	855.8	857.8	859.7	861.7	863.7	865.6	867.6	869.5
43.50	850.2	852.1	854.1	856.0	858.0	859.9	861.9	863.8	865.8	867.7	869.7
43.75	850.3	852.3	854.2	856.2	858.1	860.1	862.0	864.0	866.0	867.9	869.8
44.00	850.5	852.5	854.4	856.4	858.3	860.3	862.2	864.2	866.1	868.1	870.0
44.25	850.7	852.6	854.6	856.5	858.5	860.4	862.4	864.3	866.3	868.2	870.2
44.50	850.9	852.8	854.8	856.7	858.7	860.6	862.6	864.5	866.5	868.4	870.4
44.75	851.0	853.0	854.9	856.9	858.8	860.8	862.7	864.7	866.6	868.6	870.5
45.00	851.2	853.2	855.1	857.1	859.0	861.0	862.9	864.8	866.8	868.7	870.7
45.25	851.4	853.3	855.3	857.2	859.2	861.1	863.1	865.0	867.0	868.9	870.9
45.50	851.6	853.5	855.4	857.4	859.3	861.3	863.2	865.2	867.1	869.1	871.0
45.75	851.7	853.7	855.6	857.6	859.5	861.5	863.4	865.4	867.3	869.3	871.2
46.00	851.9	853.8	855.8	857.7	859.7	861.6	863.6	865.5	867.5	869.4	871.4
46.25	852.1	854.0	856.0	857.9	859.9	861.8	863.8	865.7	867.7	869.6	871.5
46.50	852.2	854.2	856.1	858.1	860.0	862.0	863.9	865.9	867.8	869.8	871.7
46.75	852.4	854.4	856.3	858.3	860.2	862.1	864.1	866.0	868.0	869.9	871.9
47.00	852.6	854.5	856.5	858.4	860.4	862.3	864.3	866.2	868.2	870.1	872.1
47.25	852.8	854.7	856.6	858.6	860.5	862.5	864.4	866.4	868.3	870.3	872.2
47.50	852.9	854.9	856.8	858.8	860.7	862.7	864.6	866.5	868.5	870.4	872.4
47.75	853.1	855.1	857.0	858.9	860.9	862.8	864.8	866.7	868.7	870.6	872.6
48.00	853.3	855.2	857.2	859.1	861.1	863.0	864.9	866.9	686.8	870.8	872.7

续表

测量密度 / 15℃密度 / 温度，℃	830.0	832.0	834.0	836.0	838.0	840.0	842.0	844.0	846.0	848.0	850.0
48.25	853.5	855.4	857.3	859.3	861.2	863.2	865.1	867.1	869.0	870.9	872.9
48.50	853.6	855.6	857.5	859.5	861.4	863.3	865.3	867.2	869.2	871.1	873.1
48.75	853.8	855.7	857.7	859.6	861.6	863.5	865.5	867.4	869.3	871.3	873.2
49.00	854.0	855.9	857.9	859.8	861.7	863.7	865.6	867.6	869.5	871.5	873.4
49.25	854.2	856.1	858.0	860.0	861.9	863.9	865.8	867.7	869.7	871.6	873.6
49.50	854.3	856.3	858.2	860.1	862.1	864.0	866.0	867.9	869.9	871.8	873.7
49.75	854.5	856.4	858.4	860.3	862.3	864.2	866.1	868.1	870.0	872.0	873.9
50.00	854.7	856.6	858.5	860.5	862.4	864.4	866.3	868.2	870.2	872.1	874.1
50.25	854.8	856.8	858.7	860.7	862.6	864.5	866.5	868.4	870.4	872.3	874.2
50.50	855.0	856.9	858.9	860.8	862.8	864.7	866.6	868.6	870.5	872.5	874.4
50.75	855.2	857.1	859.1	861.0	862.9	864.9	866.8	868.8	870.7	872.6	874.6
51.00	855.4	857.3	859.2	861.2	863.1	865.0	867.0	868.9	870.9	872.8	874.7
51.25	855.5	857.5	859.4	861.3	863.3	865.2	867.2	869.1	871.0	873.0	874.9
51.50	855.7	857.6	859.6	861.5	863.4	865.4	867.3	869.3	871.2	873.1	875.1
51.75	855.9	857.8	859.7	861.7	863.6	865.6	867.5	869.4	871.4	873.3	875.3
52.00	856.0	858.0	859.9	861.9	863.8	865.7	867.7	869.6	871.5	873.5	875.4
52.25	856.2	858.1	860.1	862.0	864.0	865.9	867.8	869.8	871.7	873.6	875.6
52.50	856.4	858.3	860.3	862.2	864.1	866.1	868.0	869.9	871.9	873.8	875.8
52.75	856.6	858.5	860.4	862.4	864.3	866.2	868.2	870.1	872.0	874.0	875.9
53.00	856.7	858.7	860.6	862.5	864.5	866.4	868.3	870.3	872.2	874.1	876.1
53.25	856.9	858.8	860.8	862.7	864.6	866.6	868.5	870.4	872.4	874.3	876.3
53.50	857.1	859.0	860.9	862.9	864.8	866.7	868.7	870.6	872.6	874.5	876.4
53.75	857.2	859.2	861.1	863.0	865.0	866.9	868.8	870.8	872.7	874.7	876.6
54.00	857.4	859.3	861.3	863.2	865.1	867.1	869.0	871.0	872.9	874.8	876.8
54.25	857.6	859.5	861.4	863.4	865.3	867.3	869.2	871.1	873.1	875.0	876.9

续表

测量密度 / 15℃密度 / 温度，℃	830.0	832.0	834.0	836.0	838.0	840.0	842.0	844.0	846.0	848.0	850.0
54.50	857.8	859.7	861.6	863.5	865.5	867.4	869.4	871.3	873.2	875.2	877.1
54.75	857.9	859.9	861.8	863.7	865.7	867.6	869.5	871.5	873.4	875.3	877.3
55.00	858.1	860.0	862.0	863.9	865.8	867.8	869.7	871.6	873.6	875.5	877.4
55.25	858.3	860.2	862.1	864.1	866.0	867.9	869.9	871.8	873.7	875.7	877.6
55.50	858.4	860.4	862.3	864.2	866.2	868.1	870.0	872.0	873.9	875.8	877.8
55.75	858.6	860.5	862.5	864.4	866.3	868.3	870.2	872.1	874.1	876.0	877.9
56.00	858.8	860.7	862.6	864.6	866.5	868.4	870.4	872.3	874.2	876.2	878.1
56.25	858.9	860.9	862.8	864.7	866.7	868.6	870.5	872.5	874.4	876.3	878.3
56.50	859.1	861.1	863.0	864.9	866.8	868.8	870.7	872.6	874.6	876.5	878.4
56.75	859.3	861.2	863.2	865.1	867.0	868.9	870.9	872.8	874.7	876.7	878.6

表 4－附－5　15℃密度、60°F API 重度和 60/60°F 相对密度关系表

°API (150°F)	相对密度 (60/60°F)	密度，g/L (15℃)	°API (60°F)	相对密度 (60/60°F)	密度，g/L (15℃)	°API (60°F)	相对密度 (60/60°F)	密度，g/L (15℃)
36.0	0.8448	844.3	42.0	0.8156	815.2	48.0	0.7883	787.9
36.1	0.8443	843.8	42.1	0.8151	814.7	48.1	0.7879	787.5
36.2	0.8438	843.3	42.2	0.8146	814.2	48.2	0.7874	787.1
36.3	0.8433	842.8	42.3	0.8142	813.8	48.3	0.7870	786.6
36.4	0.8424	842.3	42.4	0.8137	813.3	48.4	0.7865	786.2
36.5	0.8423	841.8	42.5	0.8132	812.8	48.5	0.7861	785.8
36.6	0.8418	841.3	42.6	0.8128	812.4	48.6	0.7857	785.3
36.7	0.8413	840.8	42.7	0.8123	811.9	48.7	0.7852	784.9
36.8	0.8408	840.3	42.8	0.8118	811.4	48.8	0.7848	784.5
36.9	0.8403	839.8	42.9	0.8114	811.0	48.9	0.7844	784.0
37.0	0.8398	839.3	43.0	0.8109	810.5	49.0	0.7839	783.6
37.1	0.8393	838.8	43.1	0.8104	810.0	49.1	0.7835	783.2
37.2	0.8388	838.3	43.2	0.8100	809.6	49.2	0.7831	782.7
37.3	0.8383	837.8	43.3	0.8095	809.1	49.3	0.7826	782.3
37.4	0.8378	837.3	43.4	0.8090	808.6	49.4	0.7822	781.9
37.5	0.8373	836.8	43.5	0.8086	808.2	49.5	0.7818	781.4
37.6	0.8368	836.4	43.6	0.8081	807.7	49.6	0.7813	781.0
37.7	0.8363	835.9	43.7	0.8076	807.3	49.7	0.7809	780.6
37.8	0.8358	835.4	43.8	0.8072	806.8	49.8	0.7805	780.2
37.9	0.8353	834.9	43.9	0.8067	806.3	49.9	0.7800	779.7
38.0	0.8348	834.4	44.0	0.8063	805.9	50.0	0.7796	779.3
38.1	0.8343	833.9	44.1	0.8058	805.4	50.1	0.7792	778.9
38.2	0.8338	833.4	44.2	0.8054	805.0	50.2	0.7788	778.4
38.3	0.8333	832.9	44.3	0.8049	804.5	50.3	0.7783	778.0
38.4	0.8328	832.4	44.4	0.8044	804.1	50.4	0.7779	777.6
38.5	0.8324	831.9	44.5	0.8040	803.6	50.5	0.7775	777.2
38.6	0.8319	831.4	44.6	0.8035	803.1	50.6	0.7770	776.7
38.7	0.8314	831.0	44.7	0.8031	802.7	50.7	0.7766	776.3
38.8	0.8309	830.5	44.8	0.8026	802.2	50.8	0.7762	775.9
38.9	0.8304	830.0	44.9	0.8022	801.8	50.9	0.7758	775.5
39.0	0.8299	829.5	45.0	0.8017	801.3	51.0	0.7753	775.1
39.1	0.8294	829.0	45.1	0.8012	800.9	51.1	0.7749	774.6
39.2	0.8289	828.5	45.2	0.8008	800.4	51.2	0.7745	774.2
39.3	0.8285	828.0	45.3	0.8003	800.0	51.3	0.7741	773.8
39.4	0.8280	827.6	45.4	0.7999	799.5	51.4	0.7736	773.4
39.5	0.8275	827.1	45.5	0.7994	799.1	51.5	0.7732	772.4
39.6	0.8270	826.6	45.6	0.7990	798.6	51.6	0.7728	772.5
39.7	0.8265	826.1	45.7	0.7985	798.2	51.7	0.7724	772.1
39.8	0.8260	825.6	45.8	0.7981	797.7	51.8	0.7720	771.7
39.9	0.8256	825.1	45.9	0.7976	797.3	51.9	0.7715	771.3
40.0	0.8251	824.7	46.0	0.7972	796.8	52.0	0.7711	770.8
40.1	0.8246	824.2	46.1	0.7967	796.4	52.1	0.7707	770.4
40.2	0.8241	823.7	46.2	0.7963	795.9	52.2	0.7703	770.0
40.3	0.8236	823.2	46.3	0.7958	795.5	52.3	0.7699	769.6
40.4	0.8232	822.7	46.4	0.7954	795.0	52.4	0.7694	769.2

续表

°API (150°F)	相对密度 (60/60°F)	密度，g/L (15℃)	°API (60°F)	相对密度 (60/60°F)	密度，g/L (15℃)	°API (60°F)	相对密度 (60/60°F)	密度，g/L (15℃)
40.5	0.8227	822.3	46.5	0.7949	794.6	52.5	0.7690	768.8
40.6	0.8222	821.8	46.6	0.7945	794.1	52.6	0.7686	768.3
40.7	0.8217	821.3	46.7	0.7941	793.7	52.7	0.7682	767.9
40.8	0.8212	820.8	46.8	0.7936	793.2	52.8	0.7678	767.5
40.9	0.8208	820.4	46.9	0.7932	792.8	52.9	0.7674	767.1
41.0	0.8203	819.9	47.0	0.7927	792.4	53.0	0.7669	766.7
41.1	0.8198	819.4	47.1	0.7923	791.9	53.1	0.7665	766.3
41.2	0.8193	818.9	47.2	0.7918	791.5	53.2	0.7661	765.8
41.3	0.8189	818.5	47.3	0.7914	791.0	53.3	0.7657	765.4
41.4	0.8184	818.0	47.4	0.7909	790.6	53.4	0.7653	765.0
41.5	0.8179	817.5	47.5	0.7905	790.1	53.5	0.7649	764.6
41.6	0.8174	817.0	47.6	0.7901	789.7	53.6	0.7645	764.2
41.7	0.8170	816.6	47.7	0.7896	789.3	53.7	0.7640	763.8
41.8	0.8165	816.1	47.8	0.7892	788.8	53.8	0.7636	763.4
41.9	0.8160	815.6	47.9	0.7887	788.4	53.9	0.7632	763.0

④**最终用** 15℃ **密度，**kg/L **或** 60/60°F **相对密度或** API **重度报告结果。**

十一、精确度

可用如下的准则来判定结果的可接受性：

①**重复性：同一操作者，重复结果之差如果大于表** 4－**附**－6 **数值，则被认为是可疑的。**

表 4－**附**－6

产品	温度范围	单位	重复性
透明，非粘性	－2 ～ 24.5℃	密度	0.0005
透明，非粘性	29 ～ 76°F	相对密度	0.0005
透明，非粘性	42 ～ 78°F	API 重度	0.1
不透明	－2 ～ 24.5℃	密度	0.0006
不透明	29 ～ 76°F	相对密度	0.0006
不透明	42 ～ 78°F	API 重度	0.2

②**再现性：两个试验室各自提出的结果之差如果大于表** 4－**附**－7 **数值，则被认为是可疑的。**

表 4－**附**－7

产品	温度范围	单位	再现性
透明，非粘性	－2 ～ 24.5℃	密度	0.0012
透明，非粘性	29 ～ 76°F	相对密度	0.0012
透明，非粘性	42 ～ 78°F	API 重度	0.3
不透明	－2 ～ 24.5℃	密度	0.0015
不透明	29 ～ 76°F	相对密度	0.0015
不透明	42 ～ 78°F	API 重度	0.5

对于粘度很高的产品，或者当重复性或再现性准则所给定的条件不满足时，没有给出精确度数据。