



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

**“SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL DE  
HIDROCARBUROS LÍQUIDOS Y GASEOSOS”**

**T E S I S**

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE**

**INGENIERO PETROLERO**

**PRESENTA:**

**GÓMEZ ALCALÁ CHRISTIAN ASAF**

**DIRECTORA DE TESIS:**

**ING. MAYSSE ROQUE ANALINDA MARINA**



**MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, MAYO 2015**



---

---

# *Agradecimientos*

A mis padres por brindarme todo su apoyo. A mi padre por ser un excelente ser humano y mi ejemplo profesional a seguir y a mi madre por todo su amor, sus consejos, su sabiduría, sus palabras de aliento en momentos complicados y todo aquello que me ayudó a conseguir este sueño que teníamos juntos. GRACIAS PADRES POR TODO.

A mis hermanos por entenderme, comprenderme, soportarme y apoyarme en todo momento y por mostrar interés en mi futuro brindándome todo el apoyo posible a su alcance.

A mi abuela, tíos, primos y sobrinos, por creer en mi persona y mis capacidades de superar los obstáculos que encontré en el camino.

A la Ing. Analinda Marina Maysse Roque y el Ing. Jaime Larios González que me brindaron su atención y tiempo aun cuando ellos tenían una pesada carga de trabajo en todo momento, así como también fueron pacientes conmigo para la elaboración de éste trabajo y amables en orientarme en muchos aspectos relacionados con la medición de hidrocarburos.

Quiero agradecer el apoyo de mis sinodales; Ing. Israel Castro Herrera, Dr. Teodoro Iván Guerrero Sarabia y Ing. José Juventino Sanchez Vela por su disposición para corregir y enriquecer ésta tesis.

A la UNAM, la máxima casa de estudios y mi alma mater, por darme la oportunidad de contar con una educación de calidad y gratuita y por todo el apoyo que me brindó durante todo este tiempo.

---

---

A mis amigos por brindarme su amistad, darme la oportunidad de formar parte de su vida y por todos los momentos grandiosos que pasamos y espero poder seguir compartiendo momentos con ustedes en un futuro.

A mi amigo Javier que aunque ya no está presente en mi vida siempre estuvo presente en todo el camino, recordándome que no hay obstáculos imposibles de cumplir, querido amigo que me ayudo a ser mejor persona y a seguir mi sueño.

Atentamente

Gómez Alcalá Christian Asaf

*“POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPIRITU”*

---

---

# *Resumen*

La medición de gas y aceite, en la Industria Petrolera, tiene como objetivo, el control de la producción. Se conoce como sistema de medición a un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan el fluido que pasa a través de ellos y que se transfiere, ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad.

Las cuatro principales variables de medición que se emplean en la industria petrolera son: flujo, presión, temperatura y nivel. Dichas variables pueden ser cuantificadas por una gran gama de medidores que operan bajo diversos principios físicos y matemáticos, por lo que cada tipo de medidor presenta ventajas y desventajas comparándose con los otros medidores.

El presente trabajo considera principios básicos de la medición, en el cual se describen las principales variables a controlar en el proceso puntualizando ventajas, desventajas, tipos de medidores, principios y aplicaciones de cada uno de ellos. De igual forma, se contempla aspectos fundamentales en la aplicación de la medición de hidrocarburos como son la evaluación de incertidumbre en la medición.

---

---

# Contenido

<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>I</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>III</b>
<b>LISTA DE TABLAS</b> .....	<b>VIII</b>
<b>LISTA DE FIGURAS</b> .....	<b>IX</b>
<b>“INTRODUCCIÓN”</b> .....	<b>1</b>
EL MODELO DE LA MEDICIÓN.....	2
¿POR QUÉ MEDIR? .....	5
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL ACEITE QUE INFLUYEN EN LAS MEDICIONES:.....	6
CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DEL GAS NATURAL QUE INFLUYEN EN LAS MEDICIONES:.....	9

---

## Capítulo 1

<b>“SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL”</b> .....	<b>12</b>
1.1 ANTECEDENTES.....	12
1.2 SÍMBOLOS Y DIAGRAMAS .....	15
1.3 VARIABLES DE MEDICIÓN .....	23
1.4 TIPOS DE MEDIDORES.....	24
a) <i>Medidores monofásicos</i> .....	24
b) <i>Medidores multifásicos</i> .....	25
Tipos de medidores multifásicos.....	26

---

## Capítulo 2

<b>“MEDICIÓN DE FLUJO”</b> .....	<b>30</b>
2.1 GENERALIDADES.....	30
2.2 MEDIDORES DE FLUJO .....	31
2.3 MÉTODOS DIRECTOS.....	32
1) <i>Medidores de desplazamiento positivo</i> .....	33
Medidor de pistón oscilante .....	34
Medidores de paletas deslizantes.....	35
Medidores de engranajes .....	36
<i>Medidores de velocidad</i> .....	39

---

---

---



---

Turbina.....	39
Medidores electromagnéticos .....	41
Medidores Vortex.....	43
Medidores ultrasónicos o de ultrasonidos.....	44
<i>Medidores Másicos.....</i>	<i>46</i>
Medidor másico térmico.....	47
Medidor de Coriolis.....	48
2.4 MÉTODOS INDIRECTOS.....	50
<i>Medidores de flujo del tipo diferencial.....</i>	<i>50</i>
Tubo Venturi .....	53
Tobera de flujo.....	55
Tubos Pitot.....	57
Placas de Orificio.....	62
Rotámetro.....	68
Annubar.....	75

## Capítulo 3

---

<b>“MEDICIÓN DE PRESIÓN” .....</b>	<b>77</b>
3.1 MEDICIÓN DE PRESIÓN .....	77
3.2 CONCEPTO DE PRESIÓN Y SUS UNIDADES .....	78
3.3 PRINCIPIOS BÁSICOS .....	81
<i>Concepto de peso específico.....</i>	<i>81</i>
<i>Presión en el fondo de un recipiente.....</i>	<i>82</i>
<i>Paradoja hidrostática:.....</i>	<i>84</i>
<i>Hidrómetro de Boyle.....</i>	<i>85</i>
<i>Densidad .....</i>	<i>86</i>
<i>Propiedades de los gases .....</i>	<i>87</i>
<i>El Barómetro.....</i>	<i>88</i>
<i>Definición de los términos de presión .....</i>	<i>88</i>
3.4 MEDIDORES DE PRESIÓN .....	92
3.5 INSTRUMENTOS MECÁNICOS .....	93
<i>Columnas de líquido.....</i>	<i>93</i>
Manómetro de tubo en “U” .....	94
Manómetro de presión absoluta .....	95
Manómetro de pozo.....	96
Manómetro de tubo inclinado.....	97
<i>Instrumentos elásticos.....</i>	<i>98</i>
Manómetro de tubo Bourdon .....	98
Manómetros con elementos de diafragma.....	100
Manómetro de fuelle.....	101
3.6 INTERRUPTORES Y TRANSMISORES DE PRESIÓN .....	103
<i>Interruptores de presión .....</i>	<i>103</i>
<i>Transmisores de presión.....</i>	<i>103</i>
Transmisores de presión capacitivos.....	103
Transmisores de presión resistivos .....	104

---



---

---



---

Transmisores de presión piezoeléctricos.....	104
Transmisores de presión piezoresistivos.....	104
Transmisores de presión de equilibrio de fuerzas .....	105

## Capítulo 4

---

<b>“MEDICIÓN DE TEMPERATURA” .....</b>	<b>106</b>
4.1 DILATACIÓN DE LOS CUERPOS .....	107
<i>Dilatación de los sólidos.....</i>	<i>107</i>
<i>Dilatación de los gases .....</i>	<i>108</i>
<i>Dilatación de los líquidos.....</i>	<i>108</i>
4.2 ESCALAS DE TEMPERATURA .....	108
4.3 UNIDADES DE CALOR.....	111
<i>Cantidad de calor absorbido o cedido por un cuerpo .....</i>	<i>111</i>
4.4 TERMÓMETROS.....	112
4.5 MEDIDORES DE TEMPERATURA .....	113
<i>Termómetros de contacto .....</i>	<i>113</i>
Termómetros de columna.....	114
Termómetro a presión de gases .....	116
Termómetro a presión de vapor.....	118
Termómetros bimetalicos.....	118
Termómetros de resistencia .....	121
Termopares .....	123
Termómetros sin contacto .....	127
Pirómetros de radiación.....	128
Pirómetros de absorción-emisión .....	128
Termómetros de radiación infrarroja.....	129

## Capítulo 5

---

<b>“MEDICIÓN DE NIVEL” .....</b>	<b>130</b>
5.1 PRINCIPIOS MATEMÁTICOS Y FÍSICOS .....	130
<i>Relación entre el flujo y el nivel en los recipientes.....</i>	<i>131</i>
<i>Capacidad en función de la altura del nivel .....</i>	<i>133</i>
<i>Teoría de la flotación .....</i>	<i>134</i>
<i>El flujo de fluidos .....</i>	<i>134</i>
Medición del volumen y del peso a partir del nivel.....	135
Determinación del volumen .....	135
5.2 MÉTODOS DE MEDICIÓN DE NIVEL .....	136
<i>Métodos directos .....</i>	<i>136</i>
Medidor de sonda o de vara .....	137
Medidor de nivel de cristal .....	138

---



---

---



---

Medidor de nivel de flotador.....	139
Medidor de electrodos .....	143
<i>Métodos indirectos</i> .....	144
Medidor de nivel por fuerza de empuje.....	145
Medición de nivel por presión hidrostática .....	146

## Capítulo 6

---

<b>“ASPECTOS FUNDAMENTALES EN LA MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS” .....</b>	<b>156</b>
6.1 INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN .....	156
<i>Procedimiento para estimar la incertidumbre en las mediciones</i> .....	158
<i>Guía (GUM)</i> : .....	158
Evaluación tipo A de la incertidumbre:.....	159
Evaluación tipo B de la incertidumbre:.....	160
6.2 BALANCES DE PRODUCCIÓN .....	162
<i>Tipos de balance de producción</i> .....	162
<i>Puntos en donde se realizan los balances</i> .....	164
Baterías de separación .....	164
Centrales de almacenamiento .....	166
Puntos de entrega-recepción.....	166
6.3 PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE .....	167
6.4 IMPORTANCIA DE LA NORMATIVIDAD EN LA MEDICIÓN.....	168
6.5 IMPORTANCIA DE LA CALIDAD DE LOS HIDROCARBUROS .....	168
<i>Calidad de crudo</i> .....	169
<i>Calidad de gas</i> .....	170
<b>“APÉNDICE” .....</b>	<b>172</b>
<b>“CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES” .....</b>	<b>177</b>
CONCLUSIONES: .....	177
RECOMENDACIONES: .....	178
<b>“REFERENCIAS” .....</b>	<b>179</b>

---

---

## *Lista de tablas*

Tabla 1.2.2	Letras de identificación del instrumento de medición.	17
Tabla 1.2.4	Ejemplos de aplicación de identificación de instrumentos.	20
Tabla 2.4.7	Espesores vs diámetros de placas.	63
Tabla 2.4.8	Diámetro de placa de orificio respecto a la tubería.	65
Tabla 3.2.1	Factores para la conversión de las unidades de presión.	80
Tabla 4.5.12	Rango de aplicación con base al material del termopar.	126

---

---

## *Lista de figuras*

Fig. (a)	Proceso de medición.	2
Fig. (b)	Proceso de Medición con diferentes causas.	2
Fig. (b)	Medición de la potencia eléctrica disipada por una resistencia.	3
Fig. (d)	Medición de nivel de líquido por presión hidrostática en un recipiente cilíndrico vertical.	4
Fig. 1.1.1	Control de procesos.	13
Fig.1.1.2	Circuito de control de proceso	14
Fig. 1.2.1	Simbología para elementos de control.	16
Fig. 1.2.3	Letras y números utilizados en las etiquetas.	19
Fig. 1.2.5	Simbología de las líneas de conexión de instrumentos.	21
Fig. 1.2.6	Símbolos de instrumentos en un proceso.	22
Fig. 1.4.2.	Ejemplo de medidores con separación.	26
Fig. 1.4.3.	Medidor multifásico sin separación.	27
Fig. 2.2.1.	Porcentajes de las principales tecnologías de medición de flujo usados en la industria.	32
Fig. 2.3.1.	Etapas de funcionamiento de un medidor de pistón oscilante.	34
Fig. 2.3.2.	Medidor de paletas deslizantes.	36
Fig. 2.3.3.	Sistema de medición con ruedas ovaladas,	37
Fig. 2.3.4.	Medidor de rueda oval.	37
Fig. 2.3.5.	Medidor de engranajes helicoidales.	38
Fig. 2.3.6.	Componentes de un medidor de turbina.	40
Fig. 2.3.7.	Corte transversal de un medidor de flujo electromagnético	42
Fig. 2.3.8.	Vista de las partes internas de un medidor Vortex.	44
Fig. 2.3.9.	Componentes de medidor ultrasonido a por impulsos.	45
Fig. 2.3.10.	Elementos de medidor másico térmico.	47
Fig. 2.3.11.	Fuerzas Coriolis en los tubos de un medidor	49
Fig. 2.3.12.	Oscilación en los tubos de medidor Coriolis.	50

---

---

Fig. 2.4.1.	Principio de medición de flujo (Presión característica a través del orificio)	51
Fig. 2.4.2.	Corte seccional del elemento primario de medición para medir flujo, de un tubo Venturi corto.	54
Fig. 2.4.3.	Dimensiones críticas de un tubo Venturi.	55
Fig. 2.4.4 (A).	Corte seccional del elemento primario de medición de una tobera de flujo instalada en una línea.	56
Fig. 2.4.4 (B).	Instalaciones típicas de una tobera de flujo con sus bridas correspondientes.	57
Fig. 2.4.5.	Tubo Pitot	57
Fig. 2.4.6 (A).	Placa de orificio y unión de brida.	62
Fig. 2.4.6 (B).	Tipos de orificios.	63
Fig. 2.4.9.	Medidor de área variable de vidrio (rotámetro).	69
Fig. 2.4.10.	Vista seccional de un rotámetro, con sus partes principales.	70
Fig. 2.4.11.	Principio de operación del indicador magnético tipo rotámetro.	71
Fig. 2.4.12.	Elemento Annubar.	76
Fig. 3.3.1.	Forma en que se distribuye la presión en un recipiente.	81
Fig. 3.3.2.	Presión en un tanque a diferentes niveles.	83
Fig. 3.3.3.	Ejemplo gráfico de la paradoja hidrostática.	84
Fig. 3.3.4.	Hidrómetro de Boyle.	85
Fig. 3.3.5.	Cuerpos flotantes de acuerdo al principio de Arquímedes.	87
Fig. 3.3.6.	Relación entre los diferentes tipos de presión.	89
Fig. 3.3.7.	Esquema en donde se muestra la relación que existe entre la presión estática y la presión total.	91
Fig. 3.5.1.	Tubo de vidrio en forma de “U”	94
Fig. 3.5.2.	Tubo de vidrio en forma de “U” para medir presión absoluta.	95
Fig. 3.5.3.	Tubo de vidrio en forma de “U” para medir presión diferencial.	95
Fig. 3.5.4.	Manómetro de pozo.	96
Fig. 3.5.5.	Manómetro de tubo inclinado	98
Fig. 3.5.6.	Manómetro de tubo Bourdon.	99

---

---

---

---

Fig. 3.5.7.	Manómetro con elementos de diafragma.	100
Fig. 3.5.8.	Indicador de fuelle simple	101
Fig. 3.5.9.	Elemento fuelle para presiones de 13 a 230 cm de $H_2O$ .	102
Fig. 4.2.1.	Escalas de temperatura.	109
Fig. 4.5.1.	Partes de un termómetro de columna.	114
Fig. 4.5.2.	Termómetro de alcohol coloreado con doble escala de temperatura.	115
Fig. 4.5.3.	Termómetro de mercurio.	116
Fig. 4.5.4.	Elementos de termómetro a presión de gases.	116
Fig. 4.5.5.	Termómetro a presión de gases.	117
Fig. 4.5.6.	Elementos de termómetro a presión de vapor.	118
Fig. 4.5.7.	Descripción de un termómetro bimetálico.	120
Fig. 4.5.8.	Termómetro bimetálico en escala centígrada.	120
Fig. 4.5.9.	Diagrama de un termómetro de resistencia eléctrica.	122
Fig. 4.5.10.	Representación esquemática del efecto termoeléctrico.	123
Fig. 4.5.11.	Diagrama del funcionamiento del termopar.	124
Fig. 4.5.13.	Tipos de unión entre termopares.	126
Fig. 5.1.1.	Relación entre el flujo básico y los factores de nivel, cuando la línea de descarga se encuentra en el fondo del nivel.	131
Fig. 5.2.1.	Medidor de sonda.	137
Fig. 5.2.2.	Medidor de sonda con gancho.	138
Fig. 5.2.3.	Medidor de nivel de cristal con tanque abierto y cerrado (con armadura y sin armadura).	138
Fig. 5.2.4.	Medidor de flotador y cinta.	139
Fig. 5.2.5.	Medidor de flotador y eje.	140
Fig. 5.2.6.	Flotador magnético y cinta.	141
Fig. 5.2.7.	Flotador magnético con indicación por color.	142
Fig. 5.2.8.	Medidor de flotador hidráulico.	143
Fig. 5.2.9.	Medidor de nivel por fuerza de empuje.	145
Fig. 5.2.10.	Esquema de un medidor manométrico.	148
Fig. 5.2.11.	Componentes del medidor de membrana.	148
Fig. 5.2.12.	Sistema de trampa de aire.	149

---

---

---

---

Fig. 5.2.13.	Componentes de un medidor de tipo burbujeo.	150
Fig. 5.2.14.	Medidor de nivel capacitivo.	151
Fig. 5.2.16.	Tipos de usos del medidor de nivel por ultrasonidos.	152
Fig. 5.2.17.	Medición de nivel por radiación nuclear por variación de masa interpuesta.	153
Fig. 5.2.18.	Medición de nivel por radiación nuclear por variación de distancia.	154
Fig. 6.1.1.	Diagrama de espina de pescado representando la incertidumbre en la medición	157
Fig. 6.1.2.	Pasos de la evaluación tipo A de la incertidumbre.	160
Fig. 6.1.3	Pasos de la evaluación tipo B de la incertidumbre.	161

# *“Introducción”*

Por definición, la medición es un proceso y no un valor obtenido mediante un instrumento como comúnmente se asume en la industria. En consecuencia, en el estudio de las mediciones se considerarán todos los factores que influyen en las mismas y no sólo la instrumentación empleada.

Objetivo de la medición: Determinar el valor del mensurando.

La medición, como proceso, impone una apropiada especificación del mensurando, del método de medición y del procedimiento utilizado, tanto para su implementación como para reportar el resultado. El resultado de la medición es una aproximación del valor del mensurando, por lo que sólo estará completo si se incluye una estimación de la incertidumbre de la medición, lo que representa el grado de desviación razonable del resultado de ésta con respecto al valor verdadero, y es un indicador de la calidad y confiabilidad de la medición.

La medición con lleva implícitamente la comparación de la magnitud a medir contra un patrón, el cual debe ser, a su vez, completamente especificado con una incertidumbre propia. El valor de una magnitud se obtiene por comparación directa contra un patrón o se infiere a través de la cuantificación de algún efecto causado por dicha magnitud, constituyendo una relación causa efecto que modela el proceso de medición (Fig. (a)).

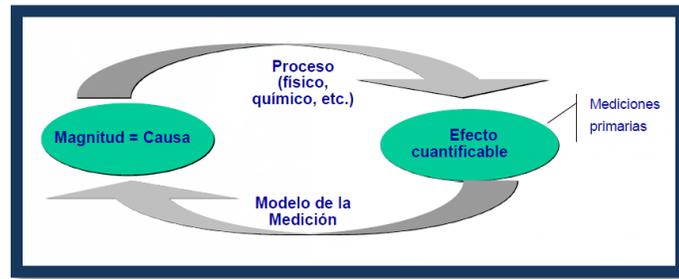


Fig. (a) Proceso de medición

Uno de los principales problemas que pueden surgir en las mediciones es que pueden existir varias causas para el efecto observado, lo que significa que deben ser consideradas diversas variables influyentes y no sólo la que es de interés, por lo que el modelo debe contar con consideraciones especiales para aislar la causa deseada (Fig. (b)).

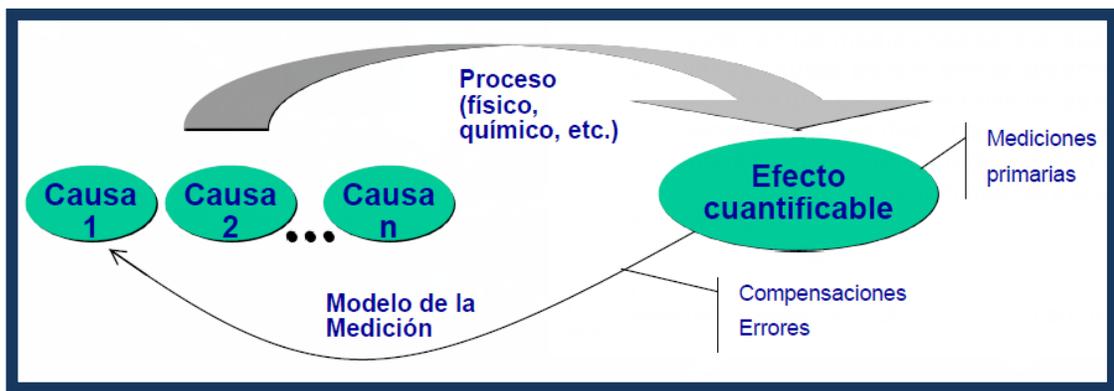


Fig. (b) Proceso de Medición con diferentes causas

## El modelo de la medición

El modelo matemático de una medición es una relación mediante la cual se expresa lo que se desea medir en función de las magnitudes que intervienen en la medición. Mientras más completo, mejor será el grado de definición del mensurando y, en consecuencia, se podrá obtener un resultado de mayor calidad, pero también mayor será la complejidad de la relación y mayor será la información requerida.

Generalmente, la relación matemática es una representación imperfecta de las relaciones reales del proceso, suficientemente buena sólo para los fines del análisis o de los resultados que se desean, lo que contribuye a incrementar la incertidumbre en la medición.

Para la formulación del modelo matemático de la medición se requiere contar con conocimiento sobre el proceso sobre el cual se efectúa la medición y el principio del sistema de medición utilizado.

- En general:

$$Y = f(X_1, X_2, X_3, \dots, X_n) \dots \dots \dots (\text{ecuación 1})$$

donde

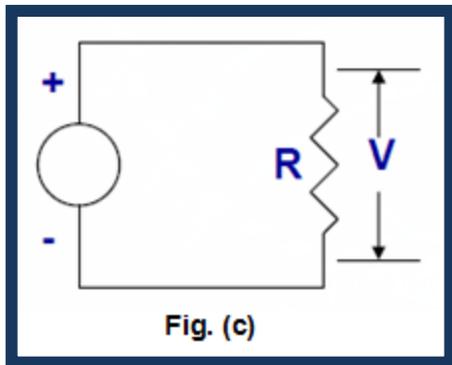
$Y$  : *Mensurando.*

$f$  : *Relación funcional.*

$X_i$  : *Magnitud que influye en el mensurando.*

Desde un punto de vista práctico se puede plantear la expresión del efecto observable y despejar luego la cantidad que se desea medir.

**Ejemplo 1:** Medición de la potencia eléctrica disipada por una resistencia (Fig. (c)).



•Mensurando: Potencia eléctrica “**P**” disipada por la resistencia “**R**”.

•Efecto observado: Diferencia de potencial “**V**” sobre la resistencia “**R**” al circular una corriente eléctrica a través de ella.

•Modelo 1:

$$P = \frac{V^2}{R} \dots \dots \dots (\text{ecuación 2})$$

•Modelo 2:

$$P = \frac{V^2}{R_0[1+\alpha(T - T_0)]} \dots \dots \dots (\text{ecuación 3})$$

donde

$P$  : Potencia eléctrica, en amperios (A).

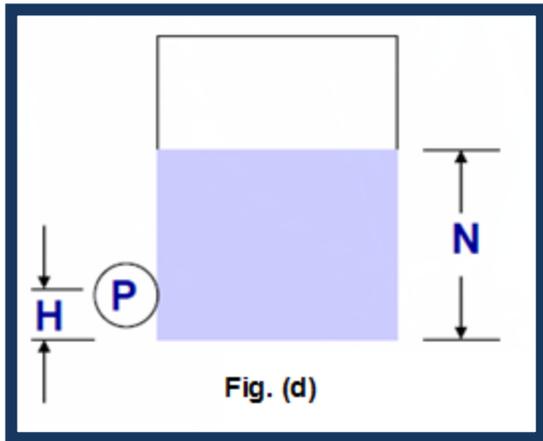
$V$  : Diferencia de potencial o voltaje, en voltios (V).

$R$  : Resistencia eléctrica del conductor, en ohmios ( $\Omega$ ).

$T$  : Temperatura en la resistencia, en  $^{\circ}\text{C}$ .

Considerando el efecto de la temperatura “**T**” en la resistencia eléctrica, tomándose como referencia la resistencia “ $R_0$ ” evaluada a la temperatura “ $T_0$ ”, y el coeficiente térmico “ $\alpha$ ”, se hace más completa la definición del mensurando y se permite compensar los efectos por cambio de temperatura en la resistencia, disminuyendo la incertidumbre en la medición.

**Ejemplo 2:** Medición de nivel de líquido por presión hidrostática en un recipiente cilíndrico vertical (Fig. (d)).



•Mensurando: Nivel de líquido “**N**” en tanque cilíndrico vertical.

•Efecto observado: Presión hidrostática “**P**” a una altura “**H**” cercana al fondo del recipiente.

•Modelo 1:

$$P = \rho_r * (N - H) \dots \dots \dots (\text{ecuación 4})$$

•Modelo 2:

$$P = \rho_r * (T) * (N - H) \dots \dots \dots (\text{ecuación 5})$$

donde

*P* : Presión hidrostática, en kilogramos/metros cuadrados ( $kg/m^2$ ).

$\rho_r$  : Densidad relativa, adimensional.

*N* : Nivel de líquido vertical en el tanque, en metros (*m*).

*H* : Altura propuesta, en metros (*m*).

*T* : Temperatura, en grados centígrados ( $^{\circ}C$ ).

Considerando el efecto de la temperatura “**T**” en la densidad relativa " $\rho_r$ " se hace más completa la definición del mensurando y se permite compensar los efectos de cambio de temperatura, disminuyendo la incertidumbre.

### ¿Por qué medir?

La medición es requerida para habilitar el control del proceso y el control de gestión de los negocios. Existen muchas clases de medidores y principios de medición diferentes asociados a estos medidores, es por ello que es esencial conocer exactamente el grado de incertidumbre de los resultados obtenidos por los sistemas de medición.

#### **Necesidad de:**

- Gerenciar los Yacimientos
- Vender Hidrocarburos
- Calcular Beneficios
- Pagar Impuestos y Regalías
- Responder a entes gubernamentales
- Responder a dueños/socios

#### **Categorías de la medición:**

- Medición fiscal o transferencia de custodia
- Medición de asignación
- Medición de procesos

### **Particularidades de las mediciones en producción de petróleo y gas**

Las mediciones efectuadas en la producción de petróleo y gas se caracterizan por lo siguiente:

- Fluidos no estabilizados, con posibles cambios de fases.
- Fluidos mezclados, incluso multifásicos.
- Condiciones variables, especialmente caudal.
- Condiciones ambientales adversas.
- Manejo de fluidos combustibles
- Posibilidad de acumulaciones, incrustaciones o deposiciones de sólidos.
- 
- Propiedades de fluidos en condiciones fluyentes conocidas con poca precisión, especialmente la viscosidad de líquidos.
- Posibilidad de existencia de emulsiones.
- Alta incertidumbre proveniente de condiciones poco favorables para la medición.

### **Características físicas del aceite que influyen en las mediciones:**

Algunas características del petróleo que influyen en las mediciones son:

- Densidad
- Gravedad API
- Composición
- Viscosidad absoluta o dinámica
- Viscosidad cinemática
- Emulsiones

Las cuáles serán explicadas brevemente a continuación.

- Densidad: Relación entre un valor de la masa de un material y el volumen que ocupa bajo determinadas condiciones:

$$\rho = \frac{m}{V} \Big|_{P, T} \dots \dots \dots (\text{ecuación 6})$$

donde

$\rho$  : Densidad, en gramos/centímetro cúbico, ( $g/cm^3$ ).

$m$  : Masa, en gramos ( $g$ ).

$V$  : Volúmen, en centímetro cúbico( $cm^3$ ).

$P$  : Presión, en Newton/metro cuadrado, ( $N/m^2$ ).

$T$  : Temperatura, en grados centígrados ( $^{\circ}C$ ).

- Densidad relativa (antes gravedad específica): Relación entre la densidad de un fluido y la de otro, usado como referencia, tomadas ambas bajo condiciones estándar.

$$\rho_r = \frac{\rho_{fluido}}{\rho_{referencia}} \Big|_{\substack{P=1 \text{ atm} \\ T=60^{\circ} F}} \dots \dots \dots (\text{ecuación 7})$$

donde

$\rho_r$  : Densidad relativa, adimensional.

$\rho_{fluido}$  : Densidad del fluido, en gramos/centímetro cúbico, ( $g/cm^3$ ).

$\rho_{referencia}$  : Densidad del fluido de referencia, ( $g/cm^3$ ).

$P$  : Presión, en atmósferas ( $atm$ ).

$T$  : Temperatura, en grados Fahrenheit ( $^{\circ}F$ ).

Para líquidos es usada el agua como referencia.

- Gravedad API: Término propuesto por el instituto Americano del Petróleo y usado en la industria petrolera para expresar la densidad relativa del petróleo. Se define como:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\rho_r} - 131.5 \dots \dots \dots (ecuación 8)$$

donde

$^{\circ}API$  : Grados API, en ( $^{\circ}API$ ).

$\rho_r$  : Densidad relativa, adimensional.

- Composición: El petróleo es una compleja combinación de hidrocarburos, en fase líquida a condiciones ambiente, y de otros componentes considerados contaminantes, tales como metales, agua, sedimentos, H<sub>2</sub>S, etc.
- Consistencia: Es una propiedad de los fluidos que mide la resistencia a la deformación. Se expresa como la relación entre el esfuerzo cortante y el gradiente de velocidad.
- Fluido newtoniano: Es aquél en el que la consistencia es independiente del esfuerzo cortante y de la velocidad con que éste se produce.
- Viscosidad absoluta o dinámica: Es el valor de la consistencia en fluidos newtonianos. Se interpreta como la resistencia de un fluido al deslizamiento o a sufrir deformaciones (centiPoise).
- Viscosidad cinemática: Es el cociente entre viscosidad absoluta y densidad (centiStoke).
- Emulsiones:
  - Mezcla de agua y crudo que no se separa rápidamente (API).
  - Dispersión de un líquido en otro inmisible que permanece distribuida en pequeñas gotas sin unirse entre sí, siendo mantenida esta condición por un elemento presente en el fluido.
  - En crudo y agua, esta condición ocasiona una elevada viscosidad.
  - El agua en el crudo puede existir en forma libre, donde las porciones de agua se unen, o en emulsión.

- Puede existir un estado de alta dispersión de gotas de agua en crudo, o viceversa, pero que se unen en el tiempo, lo que no representa la existencia de una emulsión.

## **Características físicas del gas natural que influyen en las mediciones:**

- Ley universal de los gases:

El volumen ocupado por un gas es inversamente proporcional a la presión que sobre él se aplica y directamente proporcional a su temperatura. Para un gas ideal, el enunciado anterior puede expresarse como:

$$PV = nRT \dots \dots \dots (\text{ecuación 9})$$

donde

*P* : Presión a la que se somete el gas, en (Pa).

*V* : Volúmen ocupado por el gas, en ( $m^3$ ).

*n* : Número de moles, en (Kg).

*R* : Constante universal de los gases, el valor es 8312 (Pa \*  $m^3$  / Kg \* °K).

*T* : Temperatura a la que está sometido el gas, en (°K).

Donde R es la constante universal de los gases. Para gases reales, se introduce el factor de compresibilidad “z”, el cual ajusta las diferencias entre el gas ideal y el real.

$$PV = znRT \dots \dots \dots (\text{ecuación 10})$$

donde

*z* : Factor de compresibilidad del gas, adimensional.

➤ Condiciones críticas:

Son las condiciones en las que la densidad y otras propiedades del líquido y del vapor llegar a ser idénticas. El uso de variables reducidas, como sugirió Van der Waals, se basa en comportamientos similares de los gases. Las condiciones reducidas se calculan dividiendo la presión y la temperatura entre la presión crítica y la temperatura crítica, respectivamente. Cuando las condiciones reducidas son muy pequeñas, el gas natural se comporta aproximadamente como gas ideal. En caso contrario, la compresibilidad debe ser considerada.

➤ Composición:

El gas natural es esencialmente una mezcla de gases, por lo que sus propiedades son consecuencia de su composición. La composición es establecida normalmente por técnicas cromatográficas (análisis de longitudes de ondas de las radiaciones emitidas durante la combustión del gas).

➤ Exponente isentrópico (k):

Es una propiedad de estado termodinámico que establece la relación entre densidad y la presión de un flujo que se expande mientras fluye a través de un orificio.

➤ Densidad:

Relación entre un valor de la masa de un material y el volumen que ocupa bajo determinadas condiciones:

$$\rho = \frac{m}{V} \Big|_{P,T} \dots \dots \dots (\text{ecuación 11})$$

donde

$\rho$  : Densidad, en gramos/centímetro cúbico, ( $g/cm^3$ ).

$m$  : Masa, en gramos ( $g$ ).

$V$  : *Volúmen, en centímetro cúbico*( $cm^3$ ).

$P$  : *Presión, en Newton/metro cuadrado, ( $N/m^2$ ).*

$T$  : *Temperatura, en grados centígrados ( $^{\circ}C$ ).*

➤ **Densidad relativa ( Gravedad específica):**

Relación entre la densidad de un gas y la de otro, usado como referencia, tomadas ambas bajo condiciones estándar.

$$\rho_r = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{referencia}} \Big|_{\substack{P=1 atm \\ T=60^{\circ} F}} \dots \dots \dots (ecuación 12)$$

donde

$\rho_r$  : *Densidad relativa, adimensional.*

$\rho_{gas}$  : *Densidad del gas, en gramos/centímetro cúbico, ( $g/cm^3$ ).*

$\rho_{referencia}$  : *Densidad del gas de referencia, ( $g/cm^3$ ).*

$P$  : *Presión, en atmósferas (atm).*

$T$  : *Temperatura, en grados Fahrenheit ( $^{\circ}F$ ).*

Para fluidos gaseosos se usa aire con composición estándar como referencia.

# Capítulo 1

---

## *“Sistemas de medición y control”*

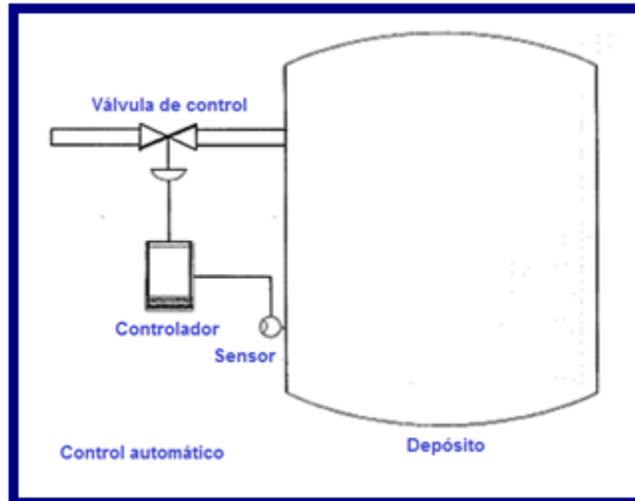
### **1.1 Antecedentes**

En principio, todos los procesos industriales fueron controlados manualmente por el operador (hoy aún existe este tipo de control en muchas fábricas); la labor de este operador consistía en observar lo que está sucediendo (tal es el caso de un descenso en la temperatura) y hacía algunos ajustes (como abrir la válvula de vapor), basado en instrucciones de manejo y en la propia habilidad y conocimiento del proceso por parte del operador. En el control manual, sin embargo, sólo las reacciones de un operador experimentado marcan las diferencias entre un control relativamente bueno y otro errático; más aún, esta persona estará siempre limitada por el número de variables que pueda manejar.

Por otro lado, la recolección de datos requiere de esfuerzos mayores para un operador, que ya está dedicando tiempo importante en la atención de los procesos observados y que por lo tanto se encuentra muy ocupado como para escribir números y datos, que evidentemente son necesarios para un mejor control sobre el proceso. Todo esto se puede conjugar en tener datos que pueden ser imprecisos, incompletos y difíciles de manejar.

El control automático a diferencia del manual, se basa en dispositivos y equipos que conforman un conjunto capaz de tomar decisiones sobre los cambios o ajustes necesarios en un proceso para conseguir los mismos objetivos que en el control manual pero con muchas ventajas adicionales.

El desarrollo de los dispositivos de control operados neumáticamente marcó un mayor avance en el control de procesos. Aquí las variables pueden ser convertidas en señales neumáticas y transmitidas a controladores remotos (Fig.1.1.1).



**Fig. 1.1.1 Control de procesos**

Utilizando algunos mecanismos complejos, un controlador neumático realizaba simples cálculos basados en una señal de referencia (set point) y la variable del proceso y ajustar adecuadamente el elemento final de control. La ventaja estaba en que el operador podía controlar una serie de procesos desde una sala de control y realizar los cambios necesarios en forma sencilla. Sin embargo, las limitaciones radicaban en la lentitud de la respuesta del sistema de control de cambios rápidos y frecuentes y a su inadecuada aplicación en situaciones en que los instrumentos estén demasiado alejados (pérdidas). Alrededor de los 60's, los dispositivos electrónicos aparecieron como alternativa de reemplazo a los controladores neumáticos. Los controladores electrónicos para un lazo cerrado, son rápidos, precisos y fáciles de integrar en pequeños lazos interactivos; sin embargo, la mejora en cuanto a operación con respecto a los neumáticos era relativamente pequeña y además la recopilación de datos, aún no muy fácil de manejar.

Algún tiempo después de la aparición de los sistemas de control electrónicos analógicos, el desarrollo de los microprocesadores permitió el surgimiento de los transmisores y controladores digitales, así como de los controladores lógicos programables (PLC), además, de sistemas especializados como por ejemplo, las

máquinas de control numérico computarizado (CNC). El empleo de las computadoras digitales no se hizo esperar; de su aplicación, aparecen los sistemas de control digital directo (DDC), hasta los sistemas de supervisión y control actuales, con los cuales se logra manejar un gran número de procesos y variables, recopilar datos en gran cantidad, analizar y optimizar diversas unidades y plantas e incluso, realizar otras actividades, como planificación de mantenimiento, control de calidad, inventario, etc. Independientemente de la tecnología, la evolución de las técnicas de control ha tenido como uno de sus objetivos fundamentales, reemplazar la acción directa del hombre en el manejo de un determinado proceso, por el empleo de equipos y sistemas automáticos.

Industrialmente, los instrumentos se utilizan para monitorear y controlar variables de procesos. En la Fig.1.1.2 se muestra el circuito de un sistema de control de proceso. El cuál permite identificar las funciones de los principales instrumentos de campo y panel utilizados para medir y controlar variables industriales. El proceso puede ser físico, reacción química o conversión de energía. Existen distintos tipos de disturbios que afectan las condiciones del proceso. Estos disturbios crean la necesidad de monitorear y controlar el proceso.

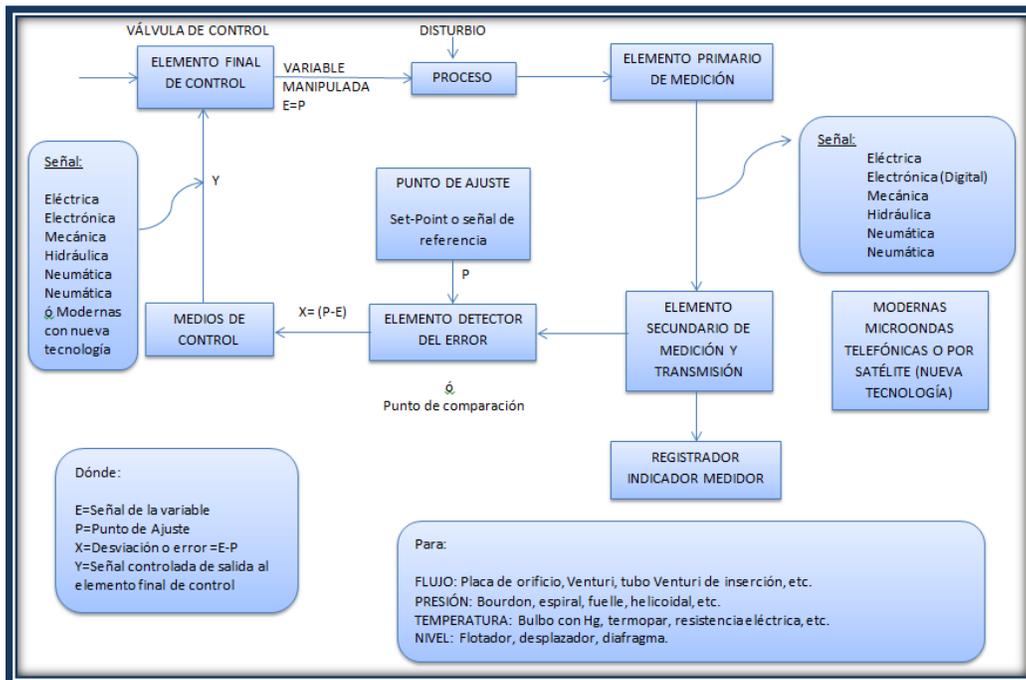


Fig.1.1.2 Circuito de control de proceso

La variable controlada, es el parámetro que se desea controlar hasta el valor deseado o referencia (set point). El sensor mide el valor de la variable controlada y el transmisor, cambia este valor en una señal normalizada que puede ser transmitida. Esta señal es recibida por distintos componentes, dependiendo de la función de los instrumentos en el sistema tales como registro, indicación, control y activación de alarmas o enclavamiento.

En el caso del controlador (en este caso un controlador de procesos), esta señal (variable medida) es comparada con el set point y la diferencia (desviación) sirve para el elemento final de control (comúnmente una válvula) para ajustar el valor de la variable manipulada.

Este ajuste, hace que el valor de la variable controlada se dirija hacia el de la referencia.

## **1.2 Símbolos y diagramas**

Como en todas las ciencias, es importante la estandarización de las partes y el todo de un proceso, cuyo propósito es establecer de manera uniforme la designación de los instrumentos y sistemas usados en la medición y control de variables. En el área de instrumentación se ha desarrollado el tema de símbolos y diagramas buscando tener la descripción de los sistemas de control de una planta o proceso de manera estandarizada.

Los símbolos y diagramas son usados en el control de procesos para indicar la aplicación en el proceso, el tipo de señales empleadas, la secuencia de componentes interconectados, y de alguna manera, la instrumentación empleada. En América, la Sociedad de Instrumentistas de América (ISA por sus siglas en inglés de Instruments Society of America) publica normas para símbolos, términos y diagramas que son generalmente reconocidos y adoptados por la industria en general.

El símbolo más empleado en todo diagrama de instrumentos, es un círculo el cual contiene una combinación de letras y números que definen el tipo de variable, el instrumento que actúa con ésta y el número de lazo. En la figura 1.2.1 se muestra la

simbología empleada para diferentes aplicaciones con el fin de definir un instrumento dentro de un diagrama de instrumentos.

Como se mencionó anteriormente, para poder identificar la variable de proceso se creó el manejo de letras y números que nos permiten conocer el tipo de la variable, el instrumento con el cual se registra, indica o manipula la variable y el número de identificación de la misma, de esta manera se puede asociar fácilmente el tipo de medición que se efectúa en el proceso.

	LOCALIZACIÓN PRIMARIA NORMALMENTE ACCESIBLE PARA EL OPERADOR	MONTADO EN CAMPO	LOCALIZACIÓN AUXILIAR NORMALMENTE ACCESIBLE PARA EL OPERADOR
INSTRUMENTOS DISCRETOS			
DESPLIEGUE COMPARTIDO, CONTROL COMPARTIDO			
FUNCIÓN DE COMPUTADOR			
CONTROL LÓGICO PROGRAMABLE			

**Los dispositivos que se encuentren ocultos (por ejemplo atrás de un panel), Pueden simbolizarse de la misma forma, pero con una línea punteada.**

**Fig. 1.2.1 Simbología para elementos de control.**

En los diagramas, los números de identificación se colocan dentro de círculos, las letras están en la mitad superior mientras que los números del lazo de control están en la mitad inferior. Las líneas dibujadas en el centro de los círculos tienen diferentes significados: una línea continua indica un instrumento montado en el panel de control y una línea punteada indica que está atrás del tablero de control.

Un círculo sin línea en el centro indica que está montado de manera local, en el campo, o dicho de otra manera, junto al equipo de proceso. Es obvio que todo

instrumento debe tener una etiqueta como identificación, la cual debe tener la misma nomenclatura que en el diagrama de instrumentos.

En la tabla 1.2.2 se mencionan las letras y su significado: considerando las letras de la primera columna, se tiene que: la letra F significara flujo, la T Temperatura, la L (level) Nivel, etc. La combinación de la primera columna y el resto de ellas dará como resultado una combinación de funciones que indicará cómo se está manipulando la variable. Si se emplea la primera letra combinada con el modificador, esto puede indicar, si se emplea la letra D que es una lectura diferencial, o que se está totalizando si se emplea la letra Q; y así sucesivamente.

Con un poco de práctica se podrán conocer las posibles combinaciones que se requieran para poder identificar la instrumentación de un diagrama o para diseñarlo.

**Tabla. 1.2.2 Letras de identificación del instrumento de medición.**

	Primera letra		Letras posteriores		
	Variable del proceso	Modificador	Lectura	Salida	Modificador
A	Análisis		Alarma		
B	Quemador de flama		Como se prefiera	Como se prefiera	Como se prefiera
C	Conductividad			Controlador	
D	Densidad o peso específico	Diferencial			
E	Voltaje (fem)		Elemento primario		

CAPÍTULO 1 “SISTEMAS DE MEDICIÓN Y CONTROL”

---



---

F	Flujo (caudal)	Relación			
G	Como se prefiera		Vidrio		
H	Manual				Alto
I	Corriente eléctrica		Indicador		
J	Potencia	Muestrear			
K	Tiempo			Controlador	
L	Nivel		Luz piloto		Bajo o alto
M	Humedad				Medio
N	Como se prefiera		Como se prefiera	Como se prefiera	Como se prefiera
O	Como se prefiera		Orificio, restricción		
P	Presión o vacío		Punto de conexión		
Q	Cantidad	Integrador, totalizador			
R	Radiactividad		Registrador		
S	Velocidad o frecuencia	Seguridad		Interruptor	
T	Temperatura			Transmisor	
U	Multivariable		Multifunción	Multifunción	

---

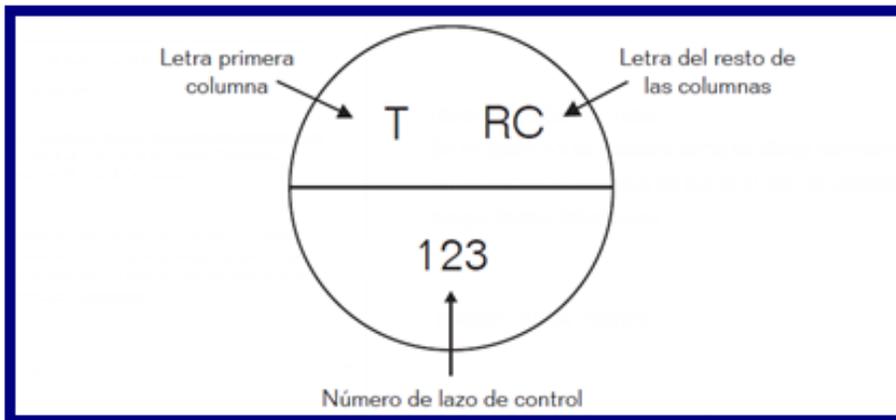


---

V	Viscosidad			Válvula	
W	Peso o fuerza		Pozo		
X	No clasificada	Eje x	No clasificada	No clasificada	No clasificada
Y	Como se prefiera	Eje y		Revelador	
Z	Posición	Eje z		Elemento final de control	

**Identificación del lazo de control**

En la figura 1.2.3 se muestra cómo se dibuja normalmente en los diagramas un símbolo de un instrumento, en el que se indica el tipo de variable, cómo se manipula y el número que ocupa dentro del proceso.



**Fig. 1.2.3 Letras y números utilizados en las etiquetas.**

Así, el TRC 123 (Temperature Recorder Controller por sus siglas en inglés) mostrado en la figura 1.2.2 identifica un Controlador Registrador de Temperatura

correspondiente al lazo de temperatura 123. (Conforme a la norma (ESPECIFICAR NORMA), en la identificación de instrumentos, las letras se colocan con las siglas de las abreviaturas en inglés de las funciones aun cuando la ingeniería y la aplicación se realicen en un país de habla hispana.)

**Instrumentos con igual identificación funcional**

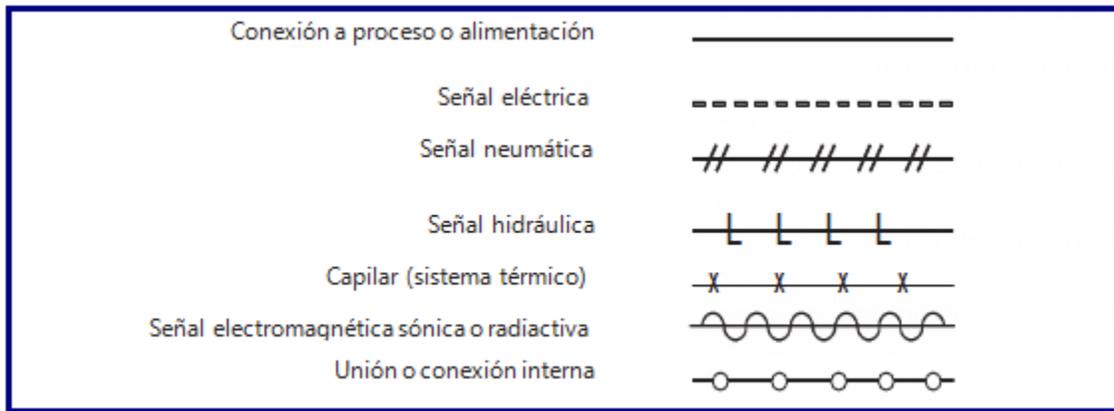
Por ejemplo, si un registrador de temperatura recibe señales de dos transmisores de flujo separados, la etiqueta de un transmisor se podría leer TT 123A (transmisor de temperatura por sus siglas en inglés de Temperature Transmitter que en este caso coincide con las siglas en español) y la otra se podría identificar por TT 132B. En la Tabla 1.2.4 se presentan algunos ejemplos de la aplicación de estas normas.

**Tabla 1.2.4 Ejemplos de aplicación de identificación de instrumentos.**

EJEMPLOS	
TIT-101	Transmisor e indicador de temperatura (Temp. Indicating Xmitter)
TE-101	Elemento de temperatura del TIT-101 (p. Ej. RDT). (Temp.Element)
TW-101	Termopozo del sensor de temperatura del TIT-101 (Termowell)
FQI-143	Transmisor, indicador y totalizador del flujo.
DPT-097	Transmisor de presión diferencial (Diferential pressure transmitter)
PT-089	Transmisor de presión (Pressure transmitter)
LSL-122	Interruptor de bajo nivel (Level switch low)
LSH-122	Interruptor de alto nivel (Level switch high)

**Símbolos de las señales de la instrumentación**

Las señales de instrumentación utilizadas en el control de procesos son usualmente de los siguientes tipos: conexión a proceso, electrónica (eléctrica), neumática, hidráulica, capilar, sónica o indicando radioactividad. Cada señal tiene un símbolo diferente y los símbolos son mostrados en la figura 1.2.5



**Fig. 1.2.5 Simbología de las líneas de conexión de instrumentos**

**Empleo de los símbolos**

En la figura 1.2.6 se ilustra un diagrama que muestra la instrumentación de un proceso de un intercambiador de calor, en el cual se manipulan las variables de flujo de vapor, flujo de agua, nivel y temperatura.

En dicho proceso se está calentando un líquido que entra por la parte superior del diagrama y se registra el flujo de entrada a través del grupo de instrumentos rotulados con el número 200, la temperatura se controla dejando pasar más o menos líquido al tanque, además de registrarla y accionar alarmas en caso de baja temperatura, por medio de los instrumentos involucrados con el número 201; así mismo el nivel es controlado dentro del intercambiador a través de la instrumentación número 202, de tal manera que el recipiente no llegue a estar vacío y finalmente mediante la instrumentación 203 se registra el flujo y la presión del vapor, con el que es calentado el líquido en el recipiente.

En el diagrama se muestran los elementos primarios de medición (sensores de flujo, temperatura y presión), los equipos de control y monitoreo (controladores, indicadores y registradores) y los elementos finales de control (válvulas). Note que se utilizan: lazos de control, indicación y registro de las variables únicamente. Así mismo se está indicando el tipo de conexión entre cada instrumento y el proceso (toma directa o mediante tubos capilares) y entre instrumentos (señales eléctricas y neumáticas).

Referente a la ubicación de los instrumentos, si revisamos la figura 1.2.5., los que están montados en el panel de control son: FR-200, FR-202, PR-202 y TRC-201, mientras que los que están montados en campo son todos los demás. Así mismo, los equipos que manejan señales neumáticas son: las salidas de TRC-201, FT-202, PT-202, LIC-203 y las válvulas TV-201 y LV-202, los de señales eléctricas son: FT-200 con FR-200 y TS-201 con TAL-201 y los de señales por medio de tubo capilar son: el TIC-201 (la entrada).

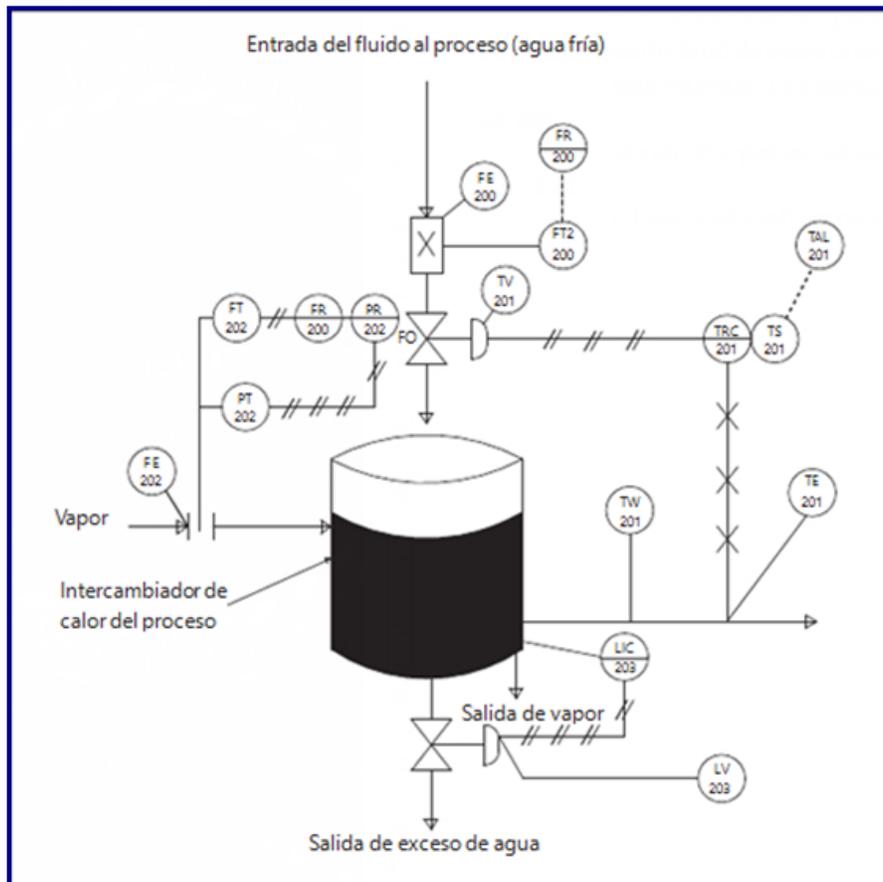


Fig. 1.2.6 Símbolos de instrumentos en un proceso.

El poder reconocer la manera en que se manejan las señales en el proceso y cómo se logra la identificación de los lazos, será parte de una constante manipulación de este tipo de diagramas. Sin embargo es importante recalcar que un elemento primario (sensor) debe estar en contacto directo con la variable de proceso, mientras que los elementos finales de control (válvulas) como su nombre lo indica, estarán al final del lazo haciendo que la variable cambie conforme el proceso lo requiera. Considerando esto, el lazo de temperatura estará formado por TE-201 (elemento primario), TRC-201 (controlador-indicador) y TV-201 (elemento final de control).

Respecto a los elementos que lo conforman, este tipo de diagramas proporciona cierta información adicional, en este caso los elementos primarios, según su simbología, representan: medidor de turbina el FE-200, mientras el FE-202 es una placa de orificio con bisel.

En los lazos de temperatura (TRC-201) y nivel (LIC-203), el elemento final de control es una válvula. Las letras justo debajo de los símbolos de las válvulas, indican que éstas abren (FO por su siglas en inglés Fail Open) o cierran (FC por su siglas en inglés Fail Close) si el diafragma se rompe, o la señal de aire falla.

El segundo círculo unido al TRC (TS 201) significa que se utiliza un interruptor para activar un TAL (alarma por baja temperatura por sus siglas en inglés Temperature Alarm Low), la cual también está localizada en el panel de control.

### **1.3 Variables de medición**

Las principales variables de medición son:

- a) Caudal o Flujo
- b) Presión
- c) Temperatura
- d) Nivel

En capítulos posteriores se detallará cada una de las variables que son medidas en un proceso.

## **1.4 Tipos de medidores**

La medición de gas y aceite, en la Industria Petrolera, tiene como objetivo, el control de la producción. Se conoce como sistema de medición a un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan el fluido que pasa a través de ellos y que se transfiere, ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad.

Existen muchas formas de clasificar los tipos de medidores, para efectos los dividiremos en dos:

- a) Medidores monofásicos
- b) Medidores multifásicos

### **a) Medidores monofásicos**

Un medidor monofásico es un dispositivo que nos permite cuantificar el caudal de un fluido (aceite, gas o agua), mediante el registro de algún parámetro (velocidad del fluido, diferencias de presión, etc.) diferenciándose unos de otros por sus componentes o principios de operación.

- Medidores estáticos.
- Medidores dinámicos.
  
- **Medidores estáticos.** Funcionan de dos maneras:

Volumetría. Se emplea un depósito cuyo peso vacío es conocido (tara) restando la tara del peso del depósito lleno, se obtendrá el peso bruto del producto entregado. Este método tiene la ventaja de poder medir cualquier tipo de líquido independientemente de su viscosidad, presión, temperatura y régimen de flujo. Su desventaja radica en el tipo de báscula (tara) empleado.

Gravimetría. La medición volumétrica utiliza un recipiente de volumen conocido con esta información y sabiendo la altura del recipiente, podemos deducir el volumen que contiene. Normalmente este tipo de medición se realiza en tanques de almacenamiento

➤ **Medidores dinámicos.**

La medición dinámica de una cantidad de líquido o gas, se hace cuando éste fluye a través de un punto de referencia, lo cual puede lograrse midiendo el volumen de líquido o infiriendo al volumen a través de la medición de algunas de las propiedades dinámicas del fluido.

Linealidad. Es la relación entre el fluido que entra al medidor y el fluido que sale de éste, cuando el medidor no tiene buena linealidad de comportamiento no se ajusta a una recta.

Repetibilidad. Es la capacidad del medidor de reproducir una medición en el mismo tiempo y a las mismas condiciones de operación.

## **b) Medidores multifásicos**

En la industria petrolera se conoce como “medición multifásica” al proceso de determinar los volúmenes de aceite, gas y agua congénita producidos por un pozo o un grupo de pozos (corriente de flujo), sin necesidad de separarlos previamente. Los medidores multifásicos pueden proveer un monitoreo eventual o continuo del comportamiento de los pozos y de este modo, tener una mejor explotación de los yacimientos.

Particularidades técnicas de la medición multifásica

- Los sensores aportan datos medidos continuamente del gasto de la mezcla, densidad de la mezcla y contenido de agua, principalmente.
- El usuario ingresa al sistema de cálculo, los valores de la densidad de cada fase y de algunas otras propiedades de los fluidos, dependiendo de la marca del medición multifásica.

- Esta información se utiliza en algoritmos y sistemas de ecuaciones, para obtener los primeros resultados.
- Se miden inicialmente gastos volumétricos a condiciones de flujo.
- La conversión de los gastos a condiciones base, requiere de datos PVT confiables, representativos de la corriente a medir.
- También se utilizan transmisores de presión y de temperatura, para medir estas variables en tiempo real.

### Tipos de medidores multifásicos

En forma general, se pueden clasificar los equipos comercialmente disponibles para la medición de flujo multifásico como:

- Con separación.
- Sin separación.
- **Medidores con separación.**

Los medidores con separación (figura 1.4.2) ofrecidos para la medición multifásica procuran aislar cada componente para crear corrientes monofásicas cuyos caudales puedan ser medidos con medidores convencionales de flujo.

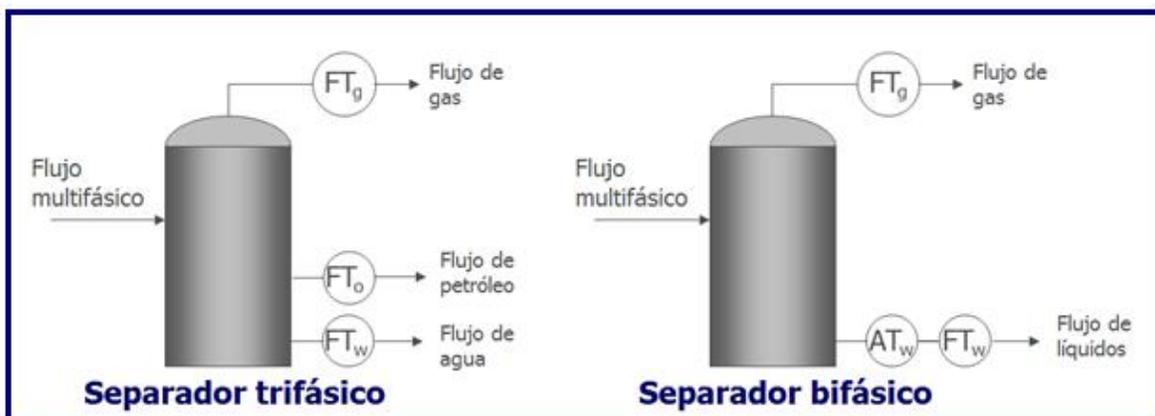
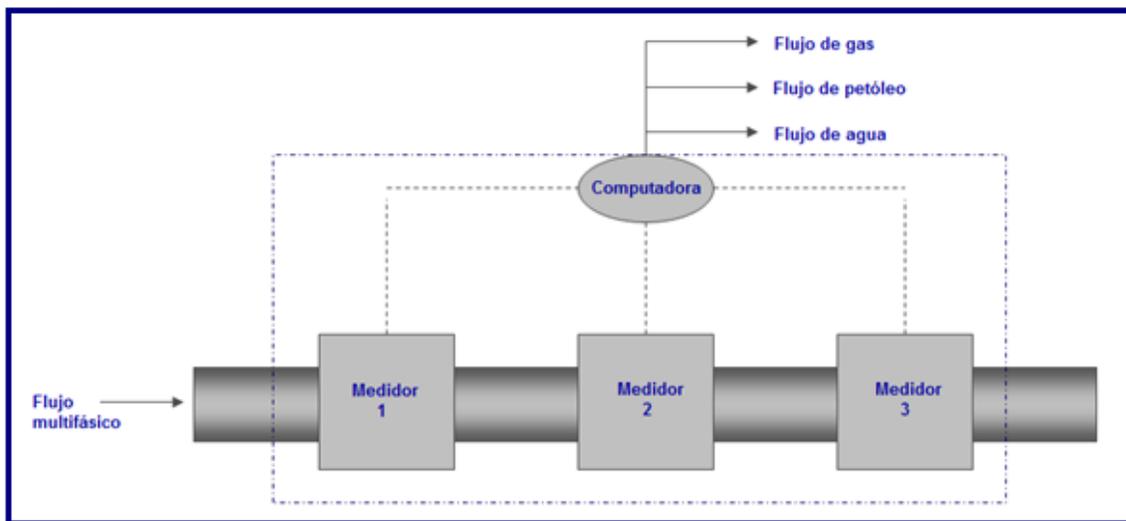


Fig. 1.4.2. Ejemplo de medidores con separación.

➤ **Medidores sin separación.**

Los medidores sin separación, por el contrario, no requieren individualizar las corrientes de cada componente, efectuando mediciones sobre la mezcla, tal como fluye, y deduciendo en línea los flujos parciales.

Los medidores multifásicos sin separación incluyen medidores de distintas características a fin de establecer un sistema de ecuaciones consistente que permita la determinación de los flujos parciales, como se muestra en la figura 1.4.3.



**Fig. 1.4.3. Medidor multifásico sin separación.**

Los medidores primarios de un medidor de flujo multifásico sin separación están orientados hacia la medición de flujo total, tal como variante de tubos Venturi, y a la medición de composición, tal como unidades radioactivas y medidores de parámetros eléctricos.

Dependiendo del tipo de medición que se utilice, se tendrán modelos diferentes.

En caso de medidores donde se utiliza separación, los fundamentos incluirán lo siguiente:

- Separación de las distintas fases.

- Medición de flujo en las corrientes de salida.
- Medición de composición en cada corriente de salida con más de un componente.

Las mediciones en cada corriente de salida estarán afectadas por la calidad de la separación. La eficiencia de separación dependerá del diseño del separador, pero también de las propiedades y condiciones del fluido. El uso de medidores para fluidos de una fase en las corrientes de salida se verá afectado por las condiciones de calidad en cada corriente. La separación requiere de un lazo adicional de control que puede afectar el resultado del proceso y su eficiencia. Si la medición de líquidos es por descargas, las dimensiones del recipiente y la medición de nivel afectarán la calidad de las mediciones de producción de líquidos

### ***Precisión.***

La precisión de los medidores de flujo multifásico resulta, en general, muy aproximada a las que se obtendrían con métodos tradicionales trabajando apropiadamente. La incertidumbre en la medición depende de las condiciones de operación, especialmente, del régimen de flujo.

Se debe tener presente que la expresión relativa de la incertidumbre puede conducir a malas interpretaciones del desempeño, pues es normal que cuando una variable aumenta en precisión relativa, otra disminuye.

Adicionalmente, se debe considerar que por lo general, todas las variables calculadas están interrelacionadas, ya que son consecuencia de la solución de un sistema de ecuaciones.

### ***Rango de operación.***

El rango de operación de un medidor de flujo multifásico es consecuencia de la intersección de los rangos de operación de cada uno de los medidores primarios. Por ello, podría pensarse que será siempre menor que cualquiera de los rangos individuales, pero se debe considerar la capacidad incrementada de medición de fluidos no homogéneos, lo que constituye la razón de ser de estos medidores.

***Calibración de medidores multifásicos.***

La calibración es un aspecto de suma importancia en los medidores de flujo multifásico, pues permite ajustar los parámetros del modelo matemático a las características particulares de los medidores y elementos utilizados.

Normalmente se realiza en las instalaciones del fabricante con fluidos que sirven de referencia, no necesariamente iguales a los que existen en el campo.

Es conveniente ejecutar calibraciones periódicas a fin de verificar que se conservan las condiciones de fabricación, o modificar los parámetros del modelo si tales condiciones han cambiado. La matriz de calibración debiera considerar el rango de medición previsto para el medidor, o, al menos, el rango de operación al que estará sometido en campo.

# Capítulo 2

---

## *“Medición de flujo”*

### **2.1 Generalidades**

La aplicación de la medición de flujo de fluidos, es decir, una sustancia que fluye cuando se somete a un esfuerzo de deslizamiento, al control de procesos, se ha convertido en una necesidad para las plantas de proceso industrial, principalmente como base del control automático, los flujos deben de medirse y controlarse cuidadosamente para evitar el tener un proceso continuo complejo.

Los trabajos de Ingeniería e investigación para la medición de fluidos en los procesos industriales han hecho que el desarrollo de conceptos nos lleven a la estandarización con el propósito de su aplicación, ya sea para contabilizar la cantidad de un fluido o para proporcionar la base para el control de los procesos y operaciones, sin dejar de tomar en cuenta que continuamente aparecen nuevos conceptos acerca de las mediciones de flujo, trayendo como consecuencia continuar evaluando los métodos establecidos y su aplicación.

La medición de flujo continuo tiene lugar a medida que el líquido fluye a través de la tubería, lo que permite una verificación constante de la medición así como su indicación, registro y control automático del flujo de fluidos a través de una tubería.

La cantidad de fluido que pasa a través de una sección por unidad de tiempo no se mide directamente, se determina por correlación de otros factores. Está basada en el uso de medidores de flujo y la cantidad o volumen se establece como el resultado de la integración del gasto durante un periodo de tiempo determinado en masa o en volumen.

La medición de flujo tiene una gran importancia en la industria petrolera ya que se utilizan para control del proceso y para medidas de contabilidad (facturación, importación/exportación de productos, entre otros), por lo que la selección de la mejor tecnología tiene una gran implicación. Así por ejemplo, los caudalímetros se utilizan para contabilizar productos dentro de la propia planta, con el exterior, etc.

## **2.2 Medidores de Flujo**

### ***Métodos para la medición de flujo.***

Los métodos para la medición de flujo se clasifican en dos grupos:

- a) Métodos directos**
- b) Métodos indirectos**

Dentro de éstos dos grupos se sub-clasifican por principio de medición.

➤ **Medidores de presión diferencial (Deprimógenos)**

- Tubo Venturi
- Tubo Pitot
- Placa de orificio
- Rotámetro
- Tubo Annubar
- Toberas

➤ **Medidores de velocidad**

- Medidor de turbina
- Medidor electromagnético
- Medidor Vortex
- Medidor de ultrasonidos

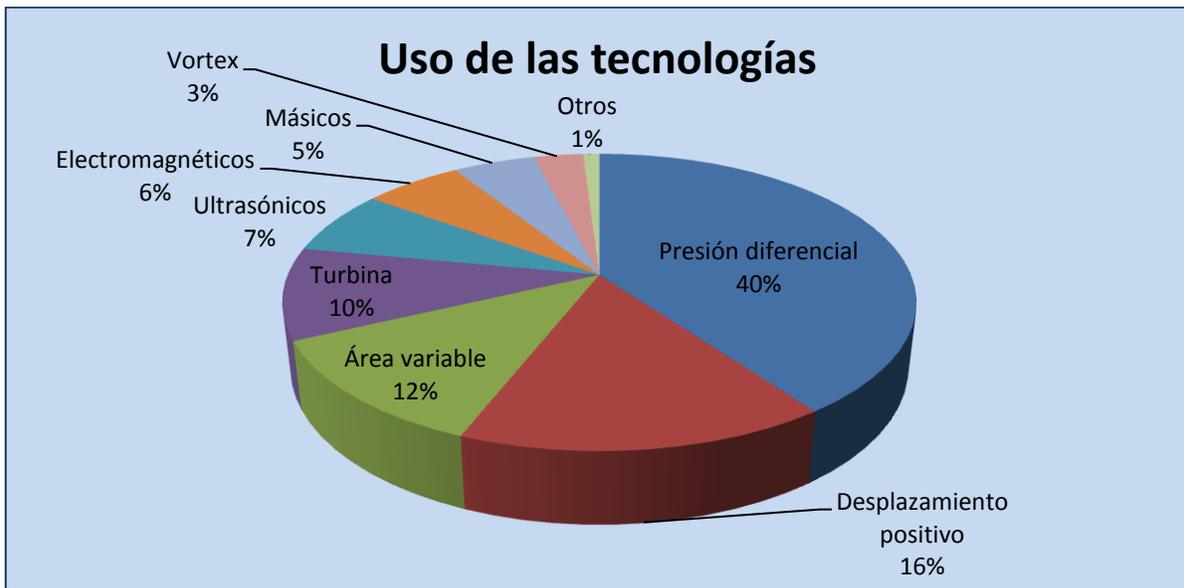
➤ **Medidores másicos**

- Medidor másico térmico

Medidor Coriolis

➤ **Medidores de desplazamiento positivo**

A continuación (Fig. 2.2.1) se incluye una gráfica representativa de las diferentes tecnologías y su porcentaje de utilización.



**Fig. 2.2.1. Porcentajes de las principales tecnologías de medición de flujo usados en la industria.**

**2.3 Métodos directos.**

La medición directa muy pocas veces se usa cuando se desea un control automático. La medición se realiza principalmente para dosificar; hay gran variedad de éste tipo de medidores que podemos dividir en la siguiente forma dependiendo del uso a que vayan a ser destinados:

- 1) Medidores de desplazamiento positivo
- 2) Medidores másicos
- 3) Medidores de velocidad

### **1) Medidores de desplazamiento positivo**

Los medidores de desplazamiento positivo operan atrapando un volumen unitario y conocido de líquido, desplazándolo desde la entrada hasta la salida, y contando el número de volúmenes desplazados en un tiempo determinado. También se suelen conocer con el nombre de contadores porque contabilizan el volumen de líquido independientemente del tiempo transcurrido.

Estos medidores en general permiten la medición de cualquier proceso como:

- Procesos químicos, Petroquímicos y Carboquímicos.
- Medición de oleoductos, productos crudos y refinados.
- Producción en campo de petróleo y productos refinados.
- Procesos de productos alimenticios.
- Procesos de productos farmacéuticos.
- Entrega de combustible de tipo gas licuado, entre otros.

En cada medidor resaltan tres componentes:

- *Cámara:* Es la que se encuentra llena de fluido.
- *Desplazador:* Bajo la acción del fluido circulando, transfiere el fluido desde el final de una cámara a la siguiente.
- *Mecanismo (indicador o registrador):* Cuenta en número de veces que el desplazador se mueve.

Un punto importante a tener en cuenta en este tipo de instrumentos, es el conseguir una buena estanqueidad de las partes móviles, evitando un par de rozamiento inaceptable y que la cantidad de líquido de escape a través del medidor sea moderada. Por esto, es necesario calibrar el medidor para varios gastos dentro del margen de utilización y con un fluido de viscosidad conocida. Con este tipo de instrumentos la medida es directa, sin tener que recurrir a ningún tipo de cálculo.

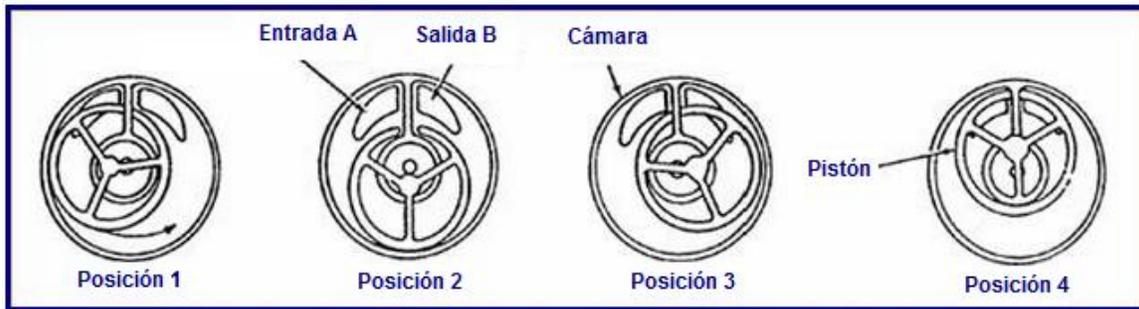
En cuanto a los tipos de medidores para líquidos se encuentran los siguientes:

- Medidores de tipo pistón oscilante
- Medidores de paletas deslizantes
- Medidores de engranajes

### Medidor de pistón oscilante

Los medidores de tipo pistón se utilizan, habitualmente, para medidas precisas de pequeños caudales, siendo una de sus aplicaciones en unidades de bombeo de distribución de petróleo.

En la figura 2.3.1 se aprecia una sección transversal de un medidor de pistón oscilante mostrando las cuatro etapas de su ciclo de funcionamiento.



**Fig. 2.3.1. Etapas de funcionamiento de un medidor de pistón oscilante.**

Consiste de un pistón hueco montado excéntricamente dentro de un cilindro. El cilindro y el pistón tienen la misma longitud, pero el pistón, como se aprecia en la figura 2.3.1 tiene un diámetro más pequeño que el cilindro. El pistón, cuando está en funcionamiento, oscila alrededor de un puente divisor, que separa la entrada de la salida de líquido. Al comienzo de un ciclo el líquido entra al medidor a través de la puerta de entrada A, en la posición 1, forzando al pistón a moverse alrededor del cilindro en la dirección mostrada en la figura 2.3.1, hasta que el líquido delante del pistón es forzado a salir a través de la puerta de salida B, en la posición 4, quedando el dispositivo listo para comenzar otro ciclo.

En general éste tipo de medidor sirve para la medición de cualquier tipo de líquido que sea capaz de fluir a través de una tubería a cualquier temperatura, a cualquier viscosidad, a cualquier densidad y a cualquier gasto normal, provisto de gran exactitud (no opera como medidor de combustible gaseoso).

### **Medidores de paletas deslizantes**

Los medidores de paletas deslizantes: se usan para medir líquidos de elevado coste, siendo instalados, generalmente, en camiones cisternas para la distribución de combustible para la calefacción.

En la figura 2.3.2 se muestra un medidor de paletas deslizantes, que consta de un rotor con unas paletas, dispuestas en parejas opuestas, que se pueden deslizar libremente hacia adentro y hacia afuera de su alojamiento. Los miembros de las paletas opuestas se conectan rígidamente mediante varillas, y el fluido circulando actúa sobre las paletas sucesivamente, provocando el giro del rotor.

Mediante esta rotación el líquido se transfiere desde la entrada a la salida a través del espacio entre las paletas. Como éste es el único camino para el paso del líquido desde la entrada a la salida, contando el número de revoluciones del rotor, puede determinarse la cantidad de líquido que ha pasado. El cierre se lleva a cabo por la acción de las paletas sobre la pared de la cámara, mediante una combinación de presión de líquido y fuerzas centrífugas, auxiliado por el apriete, mediante resortes, de las paletas contra la pared de la cámara. Esto ayuda a mantener en valores aceptables cualquier escape de líquido que pueda producirse a través de las paletas.

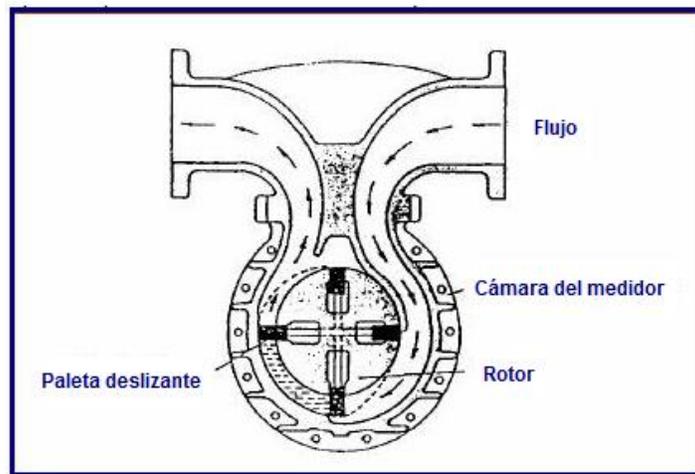


Fig. 2.3.2. Medidor de paletas deslizantes.

### Medidores de engranajes

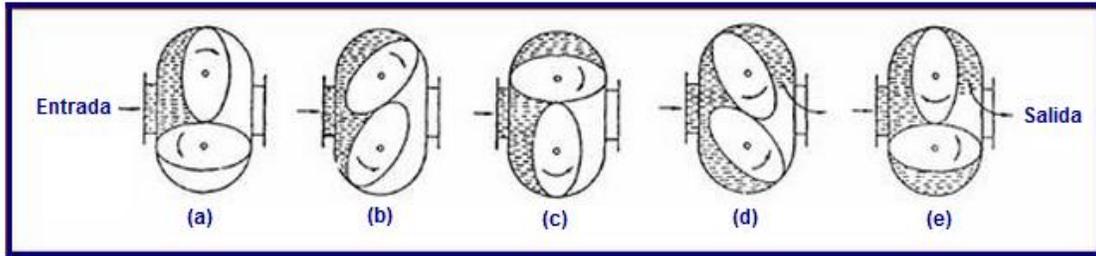
Los medidores de engranajes: encuentran aplicaciones para un amplio margen de líquidos y condiciones de funcionamiento, aunque la precisión de la medida no es tan elevada.

Entre los más importantes medidores de engranajes se pueden destacar los siguientes:

- Medidores de rueda oval.
- Medidores helicoidales.
- **Medidores de rueda oval**

El medidor de rueda oval, que se muestra en la figura 2.3.3, dispone de dos ruedas ovals que engranan entre sí y tienen un movimiento de giro debido a la presión diferencial creada por el flujo de líquido. La acción del líquido actúa de forma alternativa sobre cada una de las ruedas, dando lugar a un giro suave de un par prácticamente constante. Tanto la cámara de medida como las ruedas están mecanizadas con gran precisión, con el fin de conseguir que el deslizamiento entre ellas se produzca con el

mínimo rozamiento, sin que se formen bolsas o espacios muertos y desplazando la misma cantidad de líquido en cada rotación.



**Fig. 2.3.3. Sistema de medición con ruedas ovaladas,**

Los materiales de fabricación varían con el tipo de líquido que se va a usar para garantizar la mayor protección contra los efectos químicos del líquido, pudiéndose usar para gases licuados, ácidos, lejías, hidrocarburos, aceites y líquidos combustibles, agua, entre otros.

La principal ventaja de estos medidores es que la medida realizada es prácticamente independiente de variaciones en la densidad y en la viscosidad del líquido.

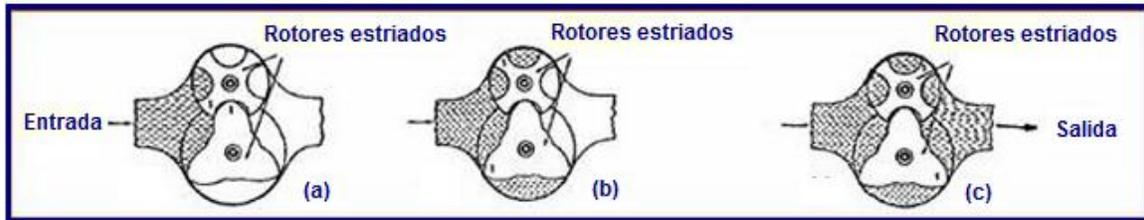
En la figura 2.3.4 podemos apreciar un corte transversal del medidor de ruedas ovaladas.



**Fig. 2.3.4. Medidor de rueda oval.**

- **Medidores helicoidales**

En la figura 2.3.5 se muestra un medidor de tipo helicoidal, cuyo funcionamiento es similar al de la rueda oval, por lo que no merece más detalles.



**Fig. 2.3.5. Medidor de engranajes helicoidales.**

De los diferentes tipos de medidores del tipo desplazamiento positivo, mencionados anteriormente podemos resumir lo siguiente.

Las principales ventajas de estos tipos de instrumentos son:

- Buena exactitud y amplio rango de medida.
- Buena repetitividad.
- Buen comportamiento para fluidos muy viscosos, y para aquellos fluidos con condiciones cambiantes.
- Medida directa de caudal volumétrico.

Las principales desventajas son:

- Alto costo para grandes tamaños (>6”).
- Alta pérdida de carga (limitación de caudal).
- Mal funcionamiento para fluidos sucios (posibles bloqueos de las partes móviles).
- Pueden dañarse por sobre-velocidad.

Al presentar resistencia a la fricción para bajos gastos su funcionamiento no es correcto, siendo su margen idóneo de funcionamiento entre el 20 y el 65%.

## ***Medidores de velocidad***

### **Turbina**

Consiste de un juego de paletas o aspas acopladas a un eje, las cuales giran cuando pasa un fluido a través de ellas. La velocidad a la cual giran estas aspas es proporcional a la velocidad del flujo, y si tenemos la velocidad y el área del conducto se puede determinar el caudal. Las turbinas deben instalarse de tal modo que no se vacíe cuando cesa el gasto ya que el choque del agua a alta velocidad contra el medidor vacío lo dañaría seriamente.

Para captar la velocidad de la turbina existen dos tipos de convertidores:

- Reluctancia: La velocidad de la turbina viene determinada por el paso de los alabes individuales a través del campo magnético creado por un imán permanente montado en la bobina captadora exterior. El paso de cada alabe varía la reluctancia del circuito magnético, esta variación cambia el flujo inducido en la bobina captadora produciéndose una corriente alterna proporcional a la velocidad de la turbina.
- Inductivo: El rotor lleva incorporados un imán permanente y el campo magnético giratorio que se origina produce una corriente alterna en una bobina captadora exterior.

Para estos dos convertidores el rotor de turbina genera la frecuencia la cual es proporcional al caudal, siendo del orden a 250 a 1200 ciclos por segundos para caudal máximo.

#### ***Características del medidor de turbina***

- La turbina está limitada por la viscosidad del fluido, debido al cambio que se produce en el perfil de velocidad del líquido a través de la tubería cuando aumenta

la viscosidad. En las paredes el fluido se mueve más lentamente que en el centro, de modo que, las puntas de los alabes no pueden girar a mayor velocidad.

- La exactitud es elevada, del orden de  $\pm 0.3 \%$ . El valor óptimo se consigue cuando la dirección del flujo sigue la dirección de la tubería.
- Un medidor de turbina se puede utilizar para medir flujo de gases y líquidos limpios o filtrados.
- El instrumento debe instalarse de tal modo que no se vacíe cuando cesa el flujo ya que el choque de líquido a alta velocidad contra el medidor vacío lo puede dañar seriamente.

En la figura 2.3.6 podemos apreciar los componentes de un medidor de turbina

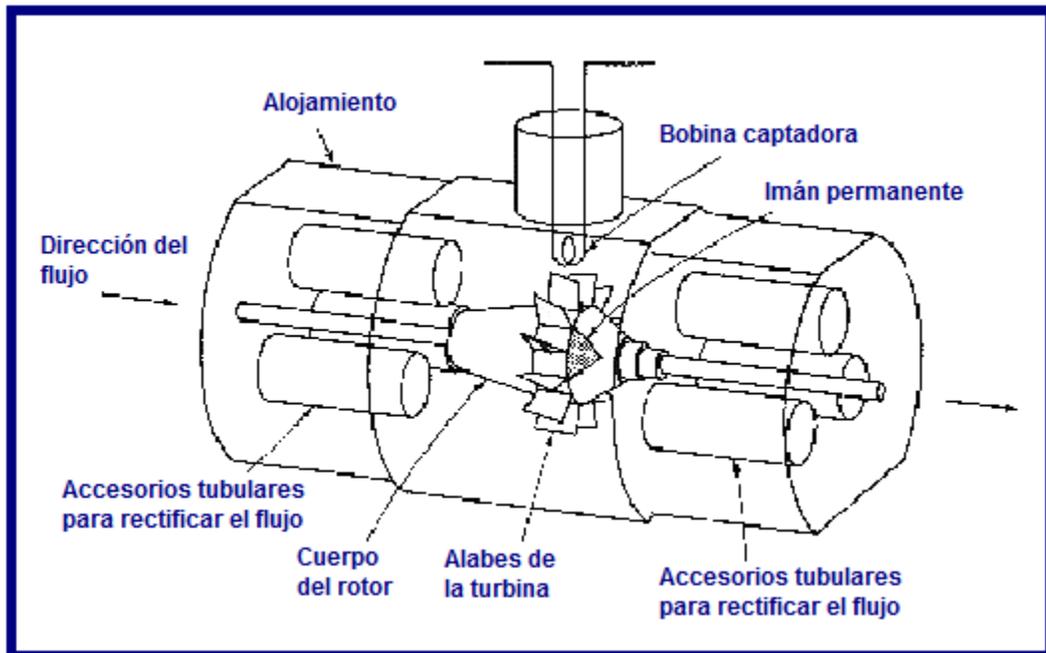


Fig. 2.3.6. Componentes de un medidor de turbina.

### ***Descripción del funcionamiento***

El líquido entra primero a un rectificador de flujo para reducir la turbulencia y posteriormente pasa a la sección de medición controlada, en donde se encuentra el rotor.

Las aspas del rotor están compuestas de un material magnético y se encuentran orientadas dentro del campo magnético generado por un imán permanente. Un voltaje

alterno se induce dentro del devanado de la bobina a medida que las aspas del rotor, impulsadas por el fluido, pasan en la proximidad del ensamble de la bobina.

La frecuencia y la amplitud de esta señal de salida son proporcionales al flujo del fluido. Después de impulsar el rotor, el fluido fluye hacia la parte posterior del soporte del medidor, es decir, hacia la salida.

La frecuencia de salida del medidor es el medio de medición del flujo; la amplitud del voltaje de la salida es también proporcional al régimen de flujo y por lo tanto a la frecuencia.

Es conveniente hacer notar que la frecuencia de salida es directamente proporcional al régimen de flujo sin importar el tipo de fluido.

El medidor de turbina se diseñó para fluidos limpios, pero generalmente son arrastradas impurezas que es necesario eliminar por medio de un colador adecuado antes de la entrada para prevenir que materia extraña haga fallar el medidor.

### **Medidores electromagnéticos**

Se basa en la ley de inducción electromagnética de Faraday: “el voltaje inducido en un conductor que se mueve en un campo magnético, es proporcional a la velocidad del conductor, dimensión del conductor, y fuerza del campo magnético”.

Con este principio, se hace pasar un fluido conductor a través de campo magnético producido por un conjunto de bobinas sujetas al exterior de la tubería, generando un voltaje perpendicular al flujo y al campo magnético (figura 2.3.7). Este voltaje es proporcional a la longitud del conductor, a la densidad del campo magnético y la velocidad con que atraviesa el conductor este campo magnético, y como se sabe el área de la tubería se determina el gasto en ese instante.

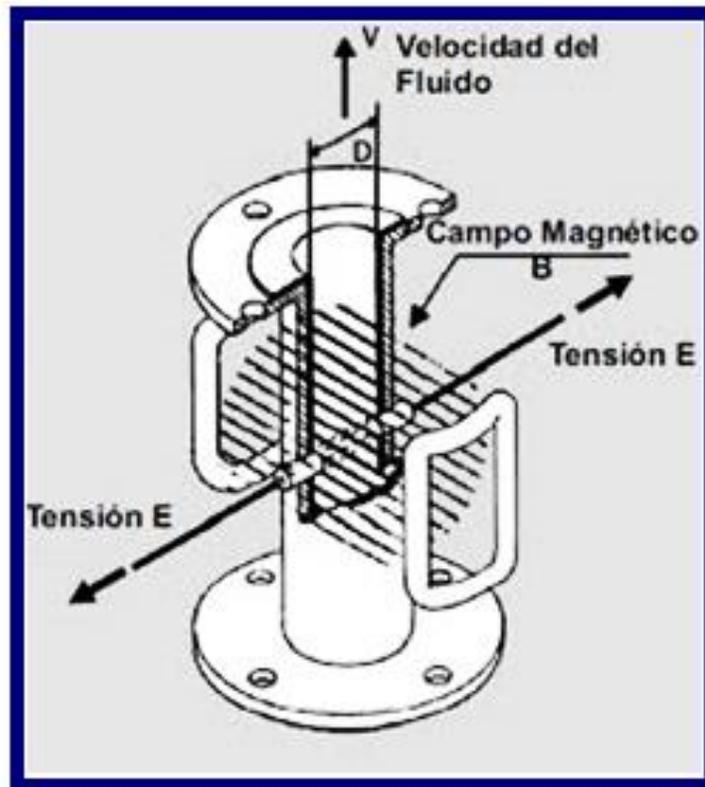


Fig. 2.3.7. Corte transversal de un medidor de flujo electromagnético

El medidor consta de:

- Tubo de Caudal:
  - El propio tubo (de material no Magnético) recubierto de material no conductor (para no corto-circular el voltaje inducido)
  - Bobinas generadoras del campo magnético
  - Electrodo detectores del voltaje inducido en el fluido.
- Transmisor:
  - Alimenta eléctricamente a las bobinas.
  - Elimina el ruido del voltaje inducido.
  - Convierte la señal (mV) a la adecuada a los equipos de indicación y control (mA, frecuencia, digitales).

Es importante señalar que la diferencia de potencial entre los electrodos es del orden de milivoltios, por lo que dicha señal tiene que ser amplificada mediante un dispositivo secundario denominado convertidor, que proporciona una señal de salida en miliamperios, en voltios o en impulsos.

Entre las ventajas más fundamentales se pueden señalar las siguientes:

- No presentan obstrucciones al flujo, por lo que son adecuados para la medida de todo tipo de suspensiones.
- No dan lugar a pérdidas de carga, por lo que son adecuados para su instalación en grandes tuberías, donde es esencial que la pérdida de carga sea pequeña.
- Se fabrican en una gama de tamaños superior a la de cualquier otro tipo de medidor.
- No son prácticamente afectados por variaciones en la densidad, viscosidad, presión, temperatura y, dentro de ciertos límites, conductividad eléctrica.
- La señal de salida es, habitualmente, lineal.
- Pueden utilizarse para la medida del caudal en cualquiera de las dos direcciones.

Entre las desventajas se pueden destacar las siguientes:

- El líquido cuyo caudal se mide tiene que tener una razonable conductividad eléctrica.
- La energía disipada por las bobinas da lugar al calentamiento local del tubo del medidor.

### **Medidores Vortex**

La introducción de un cuerpo romo en la corriente de un fluido (figura 2.3.8) provoca un fenómeno de la mecánica de fluidos conocido como vórtice o torbellino (efecto de VanKarman). Los vórtices son áreas de movimiento circular con alta velocidad local. La frecuencia de aparición de los vórtices es proporcional a la velocidad del fluido. Los vórtices causan áreas de presión fluctuante que se detectan con sensores.



Fig. 2.3.8. Vista de las partes internas de un medidor Vortex.

Para poder usar este medidor es necesario que el fluido tenga un valor mínimo del número de Reynolds.

$$Re = \frac{\rho V D}{\mu} \dots \dots (\text{ecuación 13}).$$

donde

*Re* : Número de Reynolds, adimensional.

*ρ* : Densidad del fluido, en Kg/m<sup>3</sup>.

*V* : Velocidad del fluido dentro de la tubería, en m/seg.

*D* : Diámetro interno de la tubería, en mm.

*μ* : Viscosidad dinámica del fluido, en Kg/m \* seg.

Indicado para gases y líquidos limpios.

### Medidores ultrasónicos o de ultrasonidos

Emplean ondas ultrasónicas para determinar el gasto, son buenos para medir líquidos altamente contaminados o corrosivos, porque se instalan exteriormente en la tubería.

Existen dos tipos de medidores ultrasónicos utilizados, fundamentalmente, para la medición de flujo en tuberías.

- Medidores ultrasónicos por impulsos: Como su nombre lo dice, utilizan la transmisión por impulsos.
- Medidores ultrasónicos utilizando el efecto Doppler: Usan la transmisión continua de ondas.

- **Medidores ultrasónicos por impulsos**

Los medidores ultrasónicos modulados por impulsos se utilizan, preferentemente, con líquidos limpios. El método diferencial de medida por tiempo de tránsito, se basa en la emisión de dos impulsos ultrasónicos diagonales y simultáneos, mediante dos transmisores emisor – receptor, que reflejan en la tubería. La diferencia de tiempo para el mismo camino recorrido depende de la velocidad del flujo (figura 2.3.9).

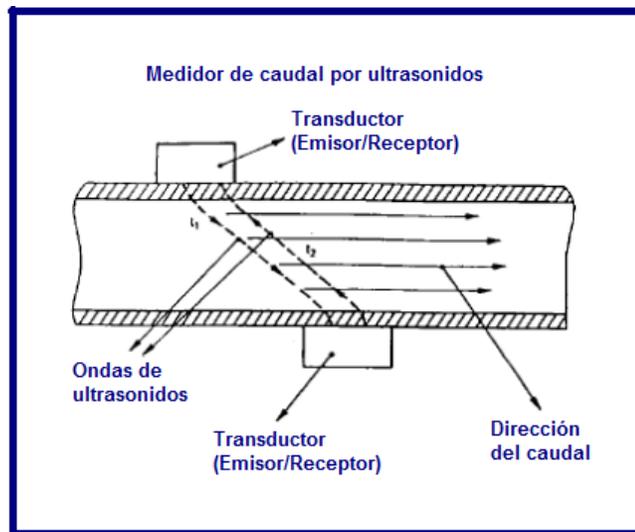


Fig. 2.3.9. Componentes de medidor ultrasonido a por impulsos.

- **Medidores ultrasónicos utilizando el efecto Doppler**

Los medidores ultrasónicos de tipo Doppler utilizan el concepto de que si se deja pasar el ultrasonido en un fluido en movimiento con partículas, el sonido será reflejado de

---

---

nuevo desde las partículas. La variación de frecuencia del sonido reflejado será proporcional a la velocidad de las partículas.

El efecto Doppler puede entenderse fácilmente si se considera el cambio que se produce en la frecuencia cuando un tren se mueve hacia un observador con su bocina sonando. Cuando el tren se acerca, la bocina es percibida por el observador con una graduación de tono más alta, ya que la velocidad del tren da lugar a que las ondas sonoras sean más próximas que si el tren estuviera parado. De igual manera, si el tren se aleja aumenta el espaciamiento, dando como resultado una graduación de tono o frecuencia más baja. Este aparente cambio en la frecuencia se denomina efecto Doppler y es directamente proporcional a la velocidad relativa entre el objeto móvil, el tren y el observador.

***Características generales de los medidores ultrasónicos:***

- El resultado es proporcional a la velocidad medida.
- El principal problema asociado al uso de éstos medidores es la determinación de un factor relacionado con el perfil de flujo.
- No presentan obstrucciones al flujo.
- No hay pérdidas de carga

***Medidores Másicos***

Los medidores de gasto másicos están diseñados para medir directamente el gasto del fluido en unidades de masa, como por ejemplo Kg/h, en lugar de medir el gasto en volumen, como m<sup>3</sup>/h.

Dentro de éste tipo de medidores destacan dos principalmente:

- Medidor másico térmico.
- Medidor Coriolis.

### Medidor másico térmico

Los medidores térmicos, también llamados medidores de gasto Thomas, se basan comúnmente en dos principios físicos:

- La elevación de temperatura del fluido en su paso por un cuerpo caliente.
- La pérdida de calor experimentada por un cuerpo caliente inmerso en el fluido.

El funcionamiento de estos aparatos consta de una fuente eléctrica de alimentación de precisión que proporciona un calor constante al punto medio del tubo por el cual circula el gasto. En puntos equidistantes de la fuente de calor se encuentran sondas de resistencia para medir la temperatura (figura 2.3.10)

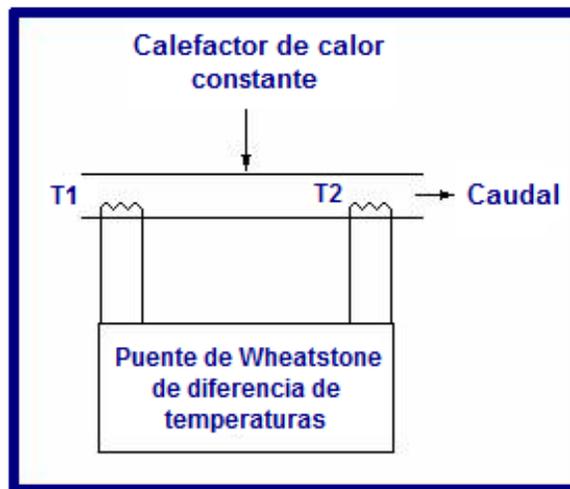


Fig. 2.3.10. Elementos de medidor másico térmico.

Cuando el fluido está en reposo, la temperatura es idéntica en las dos sondas.

Cuando el fluido circula, transporta una cantidad de calor hacia el segundo elemento de medición  $T_2$ , y se presenta una diferencia de temperaturas que va aumentando progresivamente entre las dos sondas a medida que aumenta el gasto. Esta diferencia es proporcional a la masa que circula a través del tubo, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Q = mc_e(t_2 - t_1) \dots \dots \dots (\text{ecuación 14})$$

donde

$Q$ : Calor transferido, en (J).

$m$ : Masa del fluido, en (Kg).

$C_e$ : Calor específico, en (J/Kg \* °K).

$t_1$ : Temperatura anterior, en (°K).

$t_2$ : Temperatura posterior, en (°K).

El sistema está conectado a un puente de Wheatstone que determina la diferencia de temperaturas y la amplifica con una señal de salida de 0 a 5 Vcc. (voltaje de entrada o de alimentación) en 1000 ohmios de impedancia.

### Medidor de Coriolis

La medición de gasto por el efecto Coriolis, también conocido como medición directa o dinámica, da una señal directamente proporcional al gasto másico y casi independiente de las propiedades del producto como conductividad, presión, viscosidad o temperatura.

La fuerza Coriolis aparece siempre y cuando se trata de una superposición de movimientos rectos con movimientos giratorios. Para el uso industrial de su principio se sustituye el movimiento giratorio por una oscilación mecánica. Dos tubos de medición por donde pasa el producto oscilan en su frecuencia de resonancia.

El gasto másico provoca un cambio en la fase de la oscilación entre la entrada y la salida del equipo. Este desfase es proporcional al gasto másico y crea después de una amplificación correspondiente la señal de salida. Las frecuencias de resonancia de los tubos de medición dependen de la masa oscilante en los tubos y por lo tanto de la densidad del producto. Luego, la fuerza de Coriolis (figura 2.3.11) está determinada por la siguiente ecuación:

$$F_c = 2 * \Delta m(\omega * v) \dots \dots \dots (\text{ecuación 15})$$

donde:

$F_c$  : Fuerza de coriolis, en (N).

$\Delta m$  : Masa en movimiento, en (Kg).

$\omega$  : Velocidad angular, en (rad/seg).

$v$  : Velocidad radial en un sistema rotatorio u oscilante, en (m/seg).

La amplitud de la fuerza Coriolis depende de la masa en movimiento  $\Delta m$ , su velocidad en el sistema  $v$ , y por tanto su gasto másico.

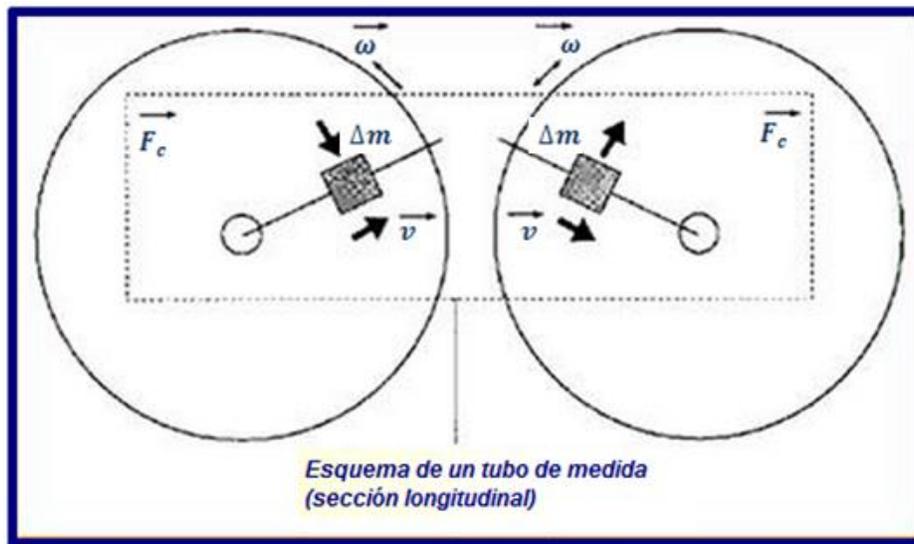
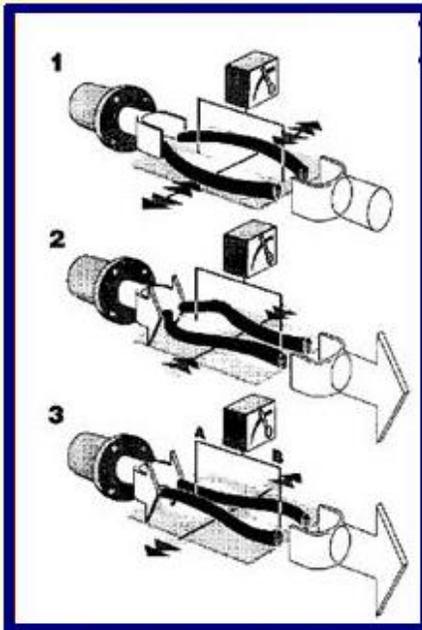


Fig. 2.3.11. Fuerzas Coriolis en los tubos de un medidor

En un medidor se utiliza la oscilación en lugar de una velocidad angular constante y los dos tubos de medida paralelos con fluido en su interior se hacen oscilar desfasadamente de modo que actúan como una horquilla vibrante.

Las fuerzas Coriolis producidas en los tubos de medidas, causan un desfase en la oscilación del tubo como se muestra en la figura 2.3.12.



Cuando el gasto es cero, ejemplo, si el fluido está quieto, ambos tubos oscilan en una fase (1).

Con gasto másico, la oscilación del tubo disminuye en la entrada (2) y aumenta en la salida (3).

Fig. 2.3.12. Oscilación en los tubos.

***Ventajas de los medidores Coriolis:***

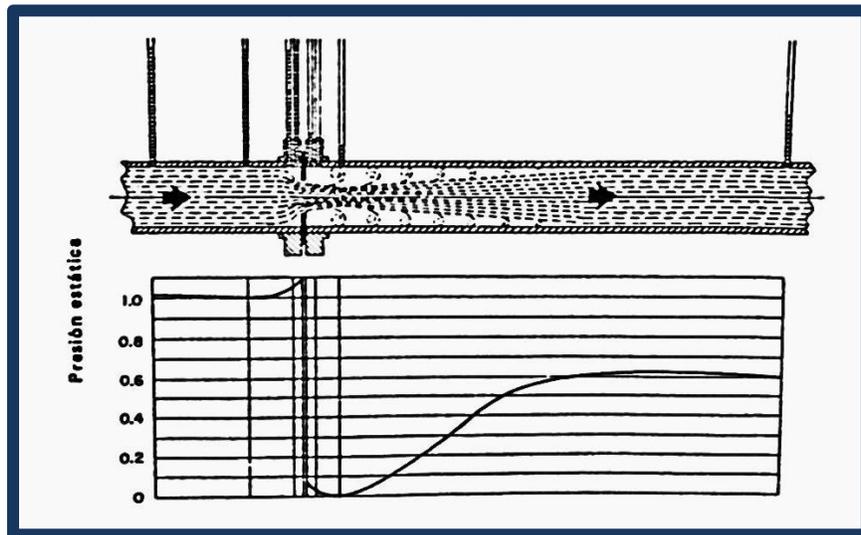
- Utiliza como patrón de medida unidades de masa, la medida es independiente de la temperatura, presión, densidad, viscosidad y perfil de velocidades.
- No poseen partes móviles ni desarmables, requiere de mínimo mantenimiento.
- Permite la medición de flujo en forma bidireccional.
- Es de fácil calibración en el campo.
- Alta precisión: (0.2-0.5%).
- Se aplica a fluidos viscosos, sucios, corrosivos con temperatura extrema alta o baja y con altas presiones.

**2.4 Métodos indirectos**

***Medidores de flujo del tipo diferencial***

Éste tipo de medidores se basa en la relación que existe entre la velocidad del fluido y la pérdida de presión, al pasar éste a través de una restricción en la tubería.

La restricción, llamada elemento primario de medición, hace que el fluido se contraiga y ya que el flujo permanece constante, la velocidad de éste aumenta al pasar por la restricción y la presión estática disminuye al mismo tiempo según la ley de la conservación de la energía. Si colocamos una serie de tomas para medir la presión estática en la tubería antes y después de la restricción (figura 2.4.1) se ve lo siguiente: hay un ligero aumento de ésta presión antes de llegar a la restricción, después de ésta, disminuye, volviendo a recuperarse esta presión pero no en su totalidad.



**Fig. 2.4.1. Principio de medición de flujo  
(Presión característica a través del orificio)**

La diferencia entre las presiones antes y después de la restricción se llama diferencial de presión, la cual representa el índice de velocidad del fluido. Esta presión diferencial es medida y convertida a unidades de flujo por medio de un elemento secundario de medición.

La forma en la que se define la restricción es de la siguiente forma:

“La pérdida de presión causada por la restricción, es proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido”.

$$h_w \propto V^2 \dots \dots \dots \text{(ecuación 16)}$$

Eliminando el término de proporcionalidad y convirtiendo la velocidad del fluido en unidades de cantidad tenemos que:

$$Q = AV \dots\dots\dots (\text{ecuación 17})$$

$$Q = KV \sqrt{h_w} \dots\dots\dots (\text{ecuación 18})$$

donde:

$Q$  : Cantidad de flujo, en  $m^3/seg$  .

$h_w$  : Caída de presión en el orificio, en m.

$K$  : Constante (Coeficiente de descarga), adimensional.

$A$  : Área de restricción (constante), en  $m^2$ .

Los elementos primarios de medición más comúnmente usados para producir esta variación de la carga hidrostática son los siguientes:

- Tubo Venturi.
- Tobera de flujo
- Tubos Pitot.
- Placas de orificio.
- Rotámetro.
- Tubos Annubar.

Dentro de los anteriores, el elemento más usado son las placas de orificio, dada la sencillez de su operación, su geometría simple y la basta información que existe en la literatura relacionada con el comportamiento de sus elementos, incluidos diferentes estándares de referencia para el diseño, construcción e instalación, por lo cual las hacen ser de gran empleo para el sistema de transporte del gas natural y en la industria petrolera no es la excepción.

### ***Selección del elemento primario***

La selección del elemento primario más conveniente se efectúa según el caso de que se trate tomando en cuenta los siguientes puntos generales:

- 1) Características físicas y químicas del fluido (gas, líquido o vapor), viscosidad, si contiene sólidos en suspensión, entre otros.
- 2) Gasto mínimo, normal y máximo. Pudiéndose determinar en éste punto los límites entre los cuáles poder hacer la selección, ya que se tienen condiciones en que los mínimos o máximos gastos a medir nos limitan, pudiéndose determinar el elemento primario más adecuado.
- 3) Las dimensiones de la tubería. Existen límites entre los diámetros de las tuberías que nos impiden el uso de ciertos elementos primarios.
- 4) La presión estática. La selección del rango diferencial está basada principalmente en la presión estática del sistema.
- 5) Pérdidas de presión permisibles en el sistema. Generalmente se deben ajustar las pérdidas de presión producidas por el elemento primario a un valor especificado, que no debe excederse, pudiéndose determinar la caída de presión mínima para seleccionar el elemento primario.

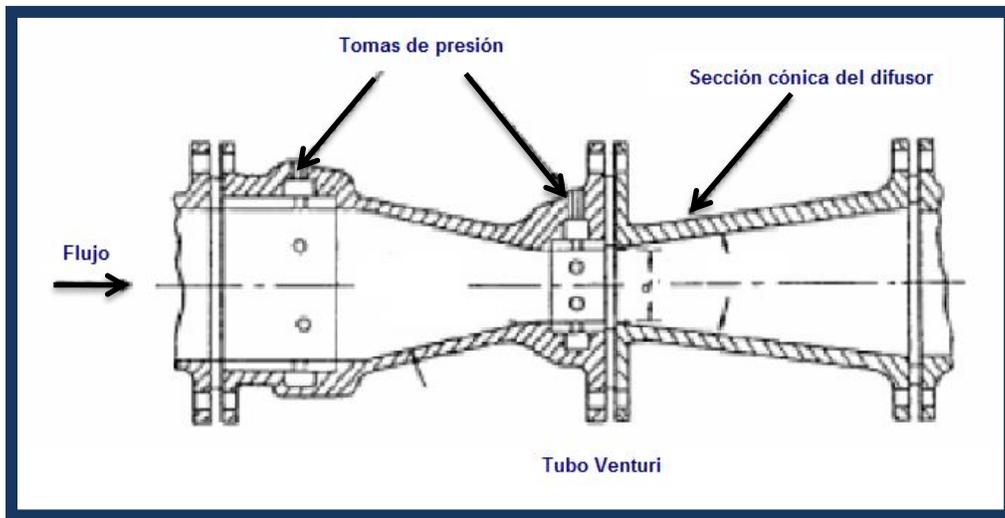
A continuación se describen detalladamente los elementos primarios de medición de los medidores de flujo del tipo diferencial.

### **Tubo Venturi**

De los elementos primarios de medición para medir flujo es el más exacto, pues tiene un coeficiente de descarga cercano a la unidad; es utilizado para medir líquidos, gases y fluidos que contienen sólidos en suspensión.

Su instalación no presenta mayor problema que cualquier otro tipo de tubo del tipo común y corriente.

Se componen de tres partes bien diferenciadas, una sección de entrada cónica convergente en la que la sección transversal disminuye, lo que se traduce en un aumento de la velocidad del fluido y una disminución de la presión, una sección cilíndrica en la que se sitúa la toma de baja presión, y donde la velocidad del fluido se mantiene prácticamente constante, y por último una tercera sección de salida cónica divergente en la que la sección transversal aumenta disminuyendo la velocidad y aumentando la presión. Esta última sección permite la recuperación de parte de la presión y por lo tanto de energía, como se muestra en la figura 2.4.2.



**Fig. 2.4.2. Corte seccional del elemento primario de medición para medir flujo, de un tubo Venturi corto.**

El cono de entrada es de  $20^\circ$  de convergencia angular fija que entra a la sección media llamada garganta, de menor diámetro; el cono de descarga tiene  $5-6^\circ$  de divergencia angular fija y cuyo diámetro final corresponde al de la tubería, logra la máxima recuperación de presión. Las tomas de alta y baja presión, están conectadas a los anillos piezométricos en la garganta y la entrada. Las dimensiones críticas se observan claramente en la figura 2.4.3.

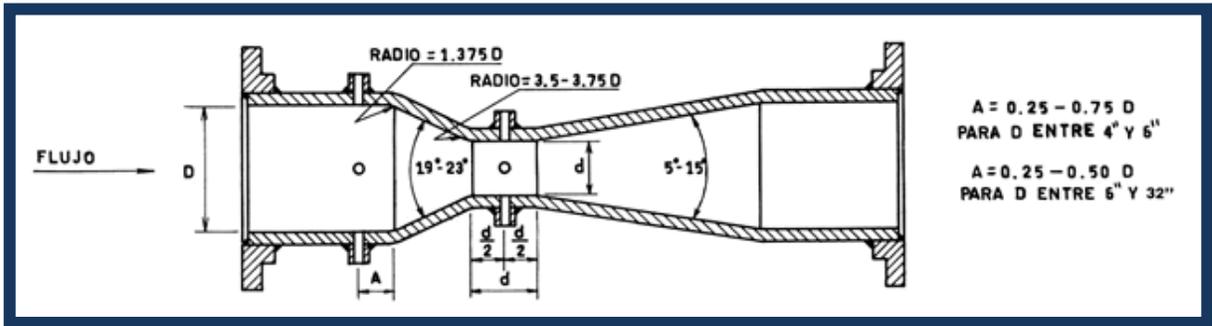


Fig. 2.4.3. Dimensiones críticas de un tubo Venturi.

La diferencia de presiones entre el cuerpo cilíndrico y la garganta produce la diferencial en la cual se basa la medición de flujo.

Las características de este tipo de elemento son:

- a) Mínima pérdida de presión permanente.
- b) Requiere poco mantenimiento.
- c) Permite el paso de 1.6 veces más flujo que la placa de orificio bajo las mismas condiciones de operación.
- d) Es de fácil instalación.
- e) Es el más costoso.

### Tobera de flujo

Se usa para fluidos grandes en donde una placa de orificio no sería suficientemente exacta ya que la relación de diámetros ( $d/D$ ) mayor de 0.6 a 0.7 para la placa de orificio, no es recomendable, puesto que se convierte en inexacta. Por consecuencia cuando el gasto es grande se recomienda usar la tobera de flujo que para la misma diferencia de presiones deja pasar mayor flujo con relación a la placa de orificio del mismo diámetro ya que permite mediciones de 60 a 65% más altas. Es de mayor costo que las placas de orificio, pero ocasionan menores pérdidas de presión permanentes.

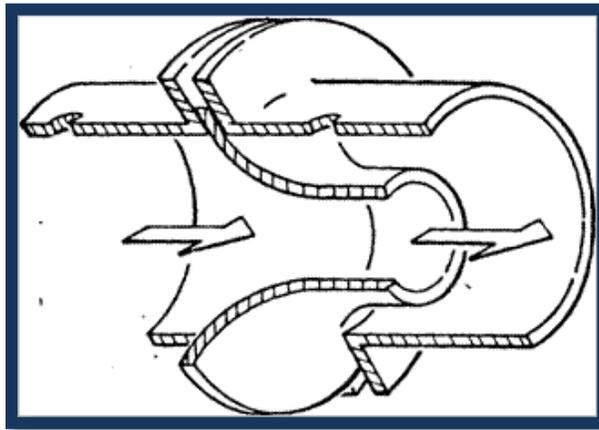
Su aplicación principal es donde existan altas presiones y medición de grandes volúmenes de flujo.

En la tobera de flujo se necesita menor tramo de tubería recta antes y después del elemento primario; ya que la tobera necesita una abertura menor, se necesita menos longitud de tubo recto.

Sus características son las siguientes:

- a) Mediana pérdida de presión permanente, ya que se le elimina el cono de salida.
- b) Requiere poco mantenimiento.
- c) Permite el paso de 1.6 veces más fluido que la placa de orificio bajo las mismas condiciones de operación.
- d) Se obtiene mayor diferencial que en el tubo Venturi.

En la figura 2.4.4 (A) y 2.4.4 (B) se aprecia la forma y características de una tobera de flujo.



**Fig. 2.4.4 (A).** Corte seccional del elemento primario de medición de una tobera de flujo instalada en una línea.

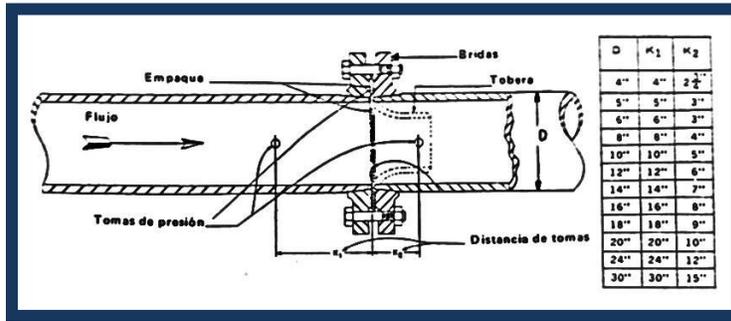


Fig. 2.4.4 (B). Instalaciones típicas de una tobera de flujo con sus bridas correspondientes.

### Tubos Pitot

Otro de los elementos primarios de medición para medir flujo es el tubo de Pitot, frecuentemente usado en la industria por su bajo costo para líneas de gran tamaño y por sus bajas pérdidas de presión (figura 2.4.5).

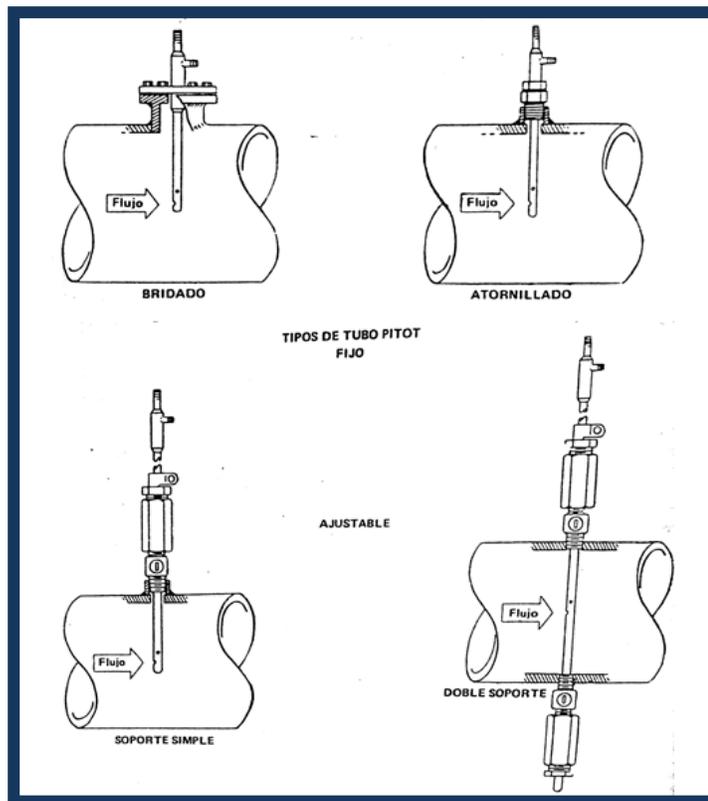


Fig. 2.4.5. Tubo Pitot

El tubo Pitot es un instrumento destinado a la medición del flujo a través de la cuantificación de la velocidad del flujo utilizando la ecuación de continuidad que se muestra a continuación:

$$Q = AV \dots \dots \text{ecuación 17.}$$

donde

$Q$  : Gasto del flujo, en  $m^3/\text{seg}$ .

$A$  : Área transversal, en  $m^2$ .

$V$  : Veocidad de flujo, en  $m^3/\text{seg}$ .

En consecuencia, es un medidor indirecto de flujo, y puede utilizarse tanto en conductos libres como a presión.

### **Funcionamiento**

El tubo Pitot se inserta en la línea donde se desea medir el flujo. Tiene 2 tomas de presión: Una que va a medir la presión dinámica, la cual recibe el impacto del flujo, por lo tanto, ésta toma de presión queda con su cara directamente contra el flujo que se desea medir; la otra toma de presión abierta en ángulo recto queda en la dirección del flujo de tal manera que detecta la presión estática.

Este elemento primario mide solamente el flujo en el punto donde la toma dinámica y estática están expuestas, por lo tanto, cuando la distribución de la velocidad de flujo no es uniforme, no es recomendable, así como cuando se usan líquidos que contienen sólidos en suspensión.

Las dos tomas se conectan en su parte superior a un medidor de tipo diferencial, el cual nos arroja directamente la lectura de la carga de velocidad.

$$h_v = V^2 / 2g \dots \dots (\text{ecuación 19})$$

donde

$h_v$  : Gasto del flujo, en .

*V : Velocidad del fluido, en  $m^3/seg$ .*

*g : Constante de gravedad  $m/seg^2$ .*

Dentro del manómetro diferencial se introduce un líquido manométrico que ayuda a visualizar las lecturas correspondientes.

El tubo Pitot es de fácil instalación y puede emplearse en ductos de gran tamaño; normalmente se calcula para la aplicación específica en donde se va a usar.

Comparado con los otros elementos primarios de medición, para tamaños grandes de tubería es económico y a medida que ésta va disminuyendo en tamaño, va aumentando su costo.

A diferencia de la placa de orificio, tubo Venturi y tobera de flujo, como se dijo antes mide solamente el flujo de impacto entre la presión dinámica y estática, por lo tanto, es conveniente usarlo en donde la velocidad de flujo es uniforme, pudiéndose medir la velocidad promedio de flujo, sacando de ésta manera el flujo total.

Es de fácil instalación, pudiéndose instalar en líneas que se encuentran en operación, siendo ésta una ventaja sobre la placa de orificio o tobera de flujo.

Este elemento primario sirve para hacer mediciones de flujo en laboratorio y para uso industrial.

Para efectuar diferentes mediciones de diferencial de presión altas en donde los medidores convencionales no pueden hacer una medición exacta, se puede usar un tubo Pitot o algunas sofisticaciones de éste, tales como el tubo Pitot-Venturi o un Annubar que nos darán una precisión más satisfactoria.

Los tubos Pitot son una de las formas de medir gasto más antigua. Miden la velocidad en un punto. Consiste en un tubo de pequeño diámetro que se opone al flujo, con lo que la velocidad en su extremo mojado es nula. Midiendo la altura de la columna

de líquido tenemos la presión total del punto. Si medimos la presión estática con otro tubo, podemos calcular la velocidad como función de la diferencia de presiones.

Los tubos Pitot son instrumentos sencillos, económicos y disponibles en un amplio margen de tamaños. Si se utilizan adecuadamente pueden conseguirse presiones moderadas, y aunque su principal aplicación sea para medir la velocidad del aire, se usan también para medir el gasto en grandes conductos y con cualquier gas.

La principal desventaja de esta técnica es cuando existen bajas velocidades de fluido.

También se puede utilizar para medir líquidos aunque se corre el peligro de ruptura de la sonda.

El tubo Pitot usualmente es usado para cuantificar el flujo de gas mediante una medición indirecta de la velocidad del frente del flujo de gas.

La presión medida al final del tubo Pitot es llamada “presión de impacto” ( $p_{imp}$ ). En este punto, la energía cinética del gas es transformada en energía de presión. La velocidad del gas es igual a cero. Sin embargo, la presión en el movimiento de la corriente de gas comúnmente es llamada presión estática.

La diferencia entre éstas presiones es medida como “ $h_w$ ”, la corriente de flujo puede ser determinada con la presión de impacto y con la siguiente ecuación para obtener un gasto preciso, debe obtenerse un gasto de flujo de estado estacionario.

$$q_{gh} = 291.67 d^2 F_g F_{Tf} \sqrt{h_w p_{imp}} \dots \dots \text{(ecuación 20)}$$

donde

$$F_g = \left(\frac{1}{\gamma_g}\right)^{0.5} \quad \text{y} \quad F_{Tf} = \left(\frac{520}{T_f}\right)^{0.5}$$

$q_{hg}$  : Gasto de gas a través de un tubo Pitot, en scf/hr.

$d$  : Diámetro del tubo Pitot, en pulg.

$F_g$  : Factor de gravedad específica, adimensional.

$F_{Tf}$  : Factor de temperatura de flujo, adimensional.

$h_w$  : Diferencia entre presiones estática y de impacto, pulgadas.

$p_{imp}$  : Presión de impacto, en psia.

$T_f$  : Temperatura de flujo, en °F.

$\gamma_g$  : Densidad específica del gas, adimensional.

**EJEMPLO:** Calcular el gasto de gas a través de un tubo Pitot.

$$T_f = 78 \text{ }^\circ\text{F.}$$

$$p_{imp} = 24.4 \text{ psia.}$$

$$h_w = 7.3 \text{ pulg.}$$

$$d = 3.826 \text{ pulg.}$$

$$\gamma_f = 0.73.$$

**SOLUCIÓN.**

- 1) Primero determinamos  $F_g$  y  $F_{Tf}$ .

$$F_g = (1.0/0.73)^{0.5} = 1.1704.$$

$$F_{Tf} = (520/(78 + 460))^{0.5} = 0.9831.$$

- 2) Calculamos  $q_{hg}$ . en la (ecuación 20) sustituyendo valores obtenidos.

$$q_{gh} = 291.67d^2 F_g F_{Tf} \sqrt{h_w p_{imp}} \dots \dots \text{(ecuación 20)}$$

$$q_{gh} = 291.67(3.826)^2(1.1704)(0.9831)\sqrt{(7.3)(24.4)} = 65,564.7 \text{ scf/hr.}$$

### Placas de Orificio

Esta es la forma más común de reducción del área de circulación para producir diferencia de presiones y sus ventajas son:

- a) Máxima pérdida de presión permanente.
- b) Es el más comúnmente usado.
- c) Más fácil de instalar.
- d) Fácilmente reproducible.
- e) Requiere inspección periódica.
- f) Es el de más bajo costo.

Éste tipo de elemento primario de medición para medir flujo es una placa delgada de metal con una abertura generalmente redonda y concéntrica como se muestra en la figura 2.4.6 (A).



**Fig. 2.4.6 (A). Placa de orificio y unión de brida.**

Existen el tipo excéntrico con la abertura en la parte baja de la placa y el segmental como el representado en la figura 2.4.6 (B); los dos últimos son útiles cuando el líquido que se maneja lleva sólidos en suspensión que pueden depositarse en la placa

de orificio de lado de alta presión modificando las características de flujo y produciendo errores.

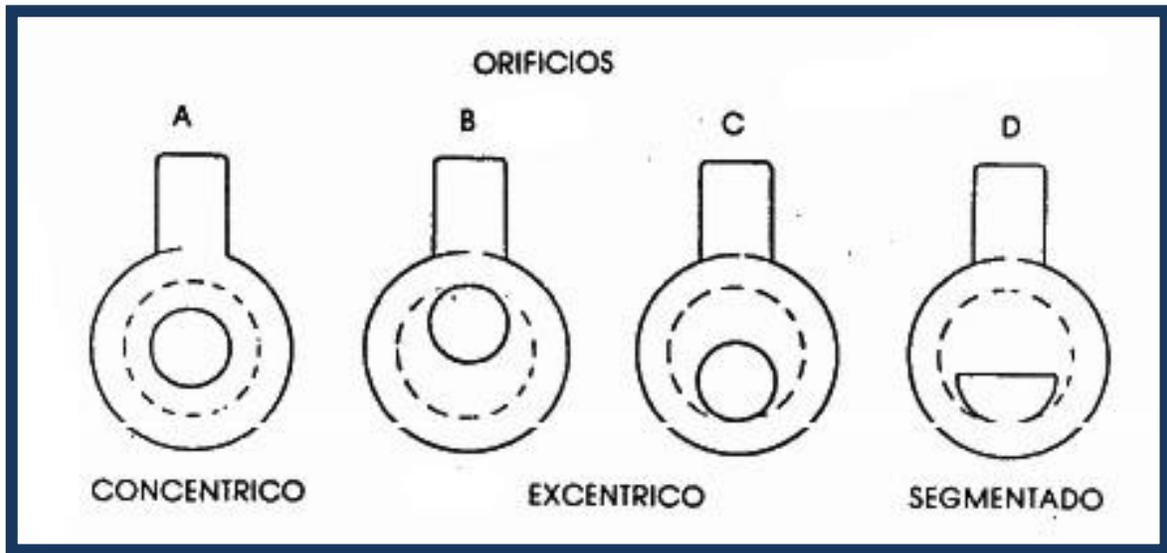


Fig. 2.4.6 (B). Tipos de orificios.

La placa de orificio debe tener la resistencia necesaria para evitar deformaciones bajo presiones diferenciales ordinarias.

Los espesores comúnmente utilizados en las placas de orificio se muestran en la tabla 2.4.7.

Tabla. 2.4.7. Espesores vs diámetros de placas.

ESPESOR DE LA PLACA	DIÁMETRO DE LA TUBERÍA
1.588 mm (1/16")	Hasta 10.16 cm (4")
3.175 mm (1/8")	De 10.16 cm (4") hasta 40.64 cm (16")
6.350 mm (1/4")	Para más de 40.64 cm (16")

El grueso del borde del orificio no debe exceder de 3.175 mm (1/8”) para placas con un orificio mayor de 12.70 mm (1/2”) y no debe exceder de 1.588 mm (1/16”) para placas con un orificio menor de 12.700 mm (1/2”). A veces para que el borde del orificio pueda tener el espesor debido es necesario biselarlo, lo que deberá hacerse en el lado de baja presión con un ángulo no menor de 45°.

### ***Instalación de la placa de orificio***

Recomendaciones para la instalación de la placa para obtener mejores resultados en la medición:

- a) La placa debe ser instalada con la parte biselada del orificio, hacia el lado de la baja presión.
- b) La placa debe centrarse en las bridas para que el orificio quede concéntrico a la tubería.
- c) Los empaques usados en cada lado de la placa, deben cortarse de tal modo que hayan posibilidades de obstrucción del orificio.
- d) Cuando la placa se sujeta a la brida (o porta placa), por medio de los tornillos la cabeza de éstos deberá quedar de lado de alta presión.

El diámetro del orificio de placa con respecto a la tubería deberá instalarse de acuerdo con los límites especificados en la tabla 4.4.8.

Tabla. 2.4.8. Diámetro de placa de orificio respecto a la tubería.

Diámetro de tubería en pulgadas.	GASES		LÍQUIDOS	
	Diámetro del orificio en pulgadas.		Diámetro del orificio en pulgadas.	
	mín.	máx.	mín.	máx.
2	¼			1-3/8
3	¼			2
4	¼	2-1/2	¼	2-3/4
6	½	3-3/4	½	4
8	1	5	1	5-1/4
10	1-1/8	6-1/2	1	6-3/4
12	1-1/4	7-3/4	1-1/4	8
16	1-3/4	10-1/2	1-1/2	10-1/4
20	2	12-1/2	2	13
24	2-1/2	15-1/2	2-3/8	15-1/2
30	3	20	3	20

Se debe tomar en cuenta que es necesario que el flujo sea de tipo laminar o se debe de evitar al máximo turbulencias en el flujo antes y después del orificio ya que esto produce errores en la medición. Las válvulas de control, ensanchamientos de diámetro, reducciones, codos, desniveles antes del orificio, originan turbulencias que deben ser eliminadas.

En definitiva, el cálculo del orificio es un cálculo hidráulico basado en el teorema de Bernoulli, que dice como resumen, que el gasto es proporcional a la raíz cuadrada de la presión diferencial. Como se puede entender perfectamente, estos elementos requieren de un transmisor de presión diferencial para medir la presión antes y después del elemento, y obtener el gasto a través de una diferencial de presión.

Las principales ventajas de estos elementos son:

- Sencillez de construcción, no hay partes móviles.
- Tecnología sencilla.
- Baratos para grandes dimensiones de tuberías.
- Válidos para casi todas las aplicaciones.

Las principales desventajas de estos elementos son:

- No válidos para condiciones de proceso (presión, temperatura, densidad, entre otros) cambiantes.
- Producen caídas de presión no recuperables.
- Señal de salida no es lineal (hay que extraer su raíz cuadrada).
- Se necesita un flujo laminar, es decir, tramos rectos de tuberías antes y después del elemento.
- Menos precisión que otras tecnologías.

**EJEMPLO:** Cálculo de tasa de flujo de gas a través de orificio.

La fórmula para determinar tasas de flujo de gas a través de medidores de placas de orificio está dada por:

$$Q_h = C'' \sqrt{h_w * P_f} \dots \dots \text{(ecuación 21)}$$

donde:

- $Q_h$  : Tasa de flujo en condiciones base, en  $ft^3 \text{ gas/hr}$ .
- $C''$  : Constante de flujo del orificio, adimensional.

$h_w$  : Presión diferencial, en pulgadas de agua a 60 °F.

$P_f$  : Presión estática absoluta, en lbf/pulg<sup>2</sup>.

La constante para el orificio de flujo C” se define como:

$$C'' = F_b * F_{pb} * F_{tf} * F_g \dots \dots \text{(ecuación 22)}$$

donde:

$F_b$  : Factor de flujo para el orificio básico, adimensional.

$F_{pb}$  : Factor de presión base, adimensional.

$F_{tf}$  : Factor de la temperatura de flujo, adimensional.

$F_g$  : Factor para la gravedad específica, adimensional.

Un operador recoge en campo las siguientes lecturas:

1. Presión diferencial (en pulgadas a 60 °F)	24
2. Presión estática (en Psi)	85
3. Gravedad específica	0.8
4. Temperatura de flujo (en °F)	80
5. Tamaño de la tubería que lleva el medidor (pulg)	3.068
6. Tamaño del orificio (en pulg)	1.5
7. Presión base para el lugar (en Psi)	14.73

Con los valores encontrados hasta ahora, la fórmula inicial queda:

$$Q_h = 472.96 * 1.0000 * 0.9813 * 1.1180 \sqrt{h_w * P_f} \dots \dots \text{(ecuación 21)}$$

Para resolver el término radical se tiene.

$$\sqrt{h_w * P_f} = \sqrt{24(85 + 14.7)} = 48.9183 \dots \dots \text{(ecuación 21)}$$

El flujo de gas es:

$$\begin{aligned} Q_h &= 472.96 * 1.0000 * 0.9813 * 1.1180 * 48.9183 = 518.8813 * 48.918 \\ &= 25.383 \text{ ft}^3 \text{ gas/hr} \\ &= 25.383 * 24 \\ &= 609.192 \text{ ft}^3 \text{ gas/hr} \\ &= 609.1 \text{ MPCD (millones de pies cúbicos al día)} \end{aligned}$$

### Rotámetro

En su forma más simple y elemental, el rotámetro-medidor de flujo de área variable consta de dos partes:

- 1) Un tubo cónico de vidrio, colocado verticalmente en la línea de medición con su extremo de mayor diámetro interior, hacia arriba.
- 2) Un flotador el cual se encuentra libre para desplazarse dentro del tubo cónico.

#### **Funcionamiento**

El flujo se establece dentro del rotámetro desde la parte inferior hacia la superior. Cuando no existe flujo, el flotador descansa en la parte inferior, bloqueando casi totalmente la entrada del fluido. Al establecerse el flujo, el flotador se eleva momentáneamente debido al efecto de flotación, pero debido a la mayor densidad del flotador éste tiende a descender, ocasionando con ello una reducción del área anular a través de la cual el fluido pasa, esto a su vez trae como consecuencia que la caída de presión dentro del rotámetro aumente. Ésta situación de flotación y aumento en la caída de presión continúa hasta que se logra una condición en la que la diferencia de presión “positiva” a través del flotador más el efecto de flotación son suficientes para vencer la presión “negativa” ocasionada por el peso del flotador dentro de la vena líquida.

Con el movimiento del flotador hacia el extremo de mayor diámetro interior, el área anular localizada entre la pared interior del tubo y la periferia del flotador se ve

---

---

incrementada, presentándose con esto una reducción en la presión diferencial a través del flotador; nuevamente el flotador alcanzará su equilibrio dinámico cuando se presente el balance de presión.

Cualquier otro incremento en el flujo hará que el flotador se eleve y una disminución causará una caída en la posición. Con lo anterior se desea establecer que a cada posición del flotador corresponde un flujo y no otro. A efecto de que pueda tenerse

una lectura directa de la cantidad de fluido que está pasando, se hace necesario proveer el tubo con una escala calibrada.

El paso de área variable para el fluido, puede ser obtenido de manera diferente a la derivada del uso de un tubo cónico, como puede ser por ejemplo: Un tubo cilíndrico con una guía cónica interior o con una ranura de descarga lateral; también puede ser un tapón cónico moviéndose a través de un orificio.

En la figura 2.4.9 se muestra un rotámetro y en la figura 2.4.10 sus partes.



**Fig. 2.4.9. Medidor de área variable de vidrio (rotámetro).**

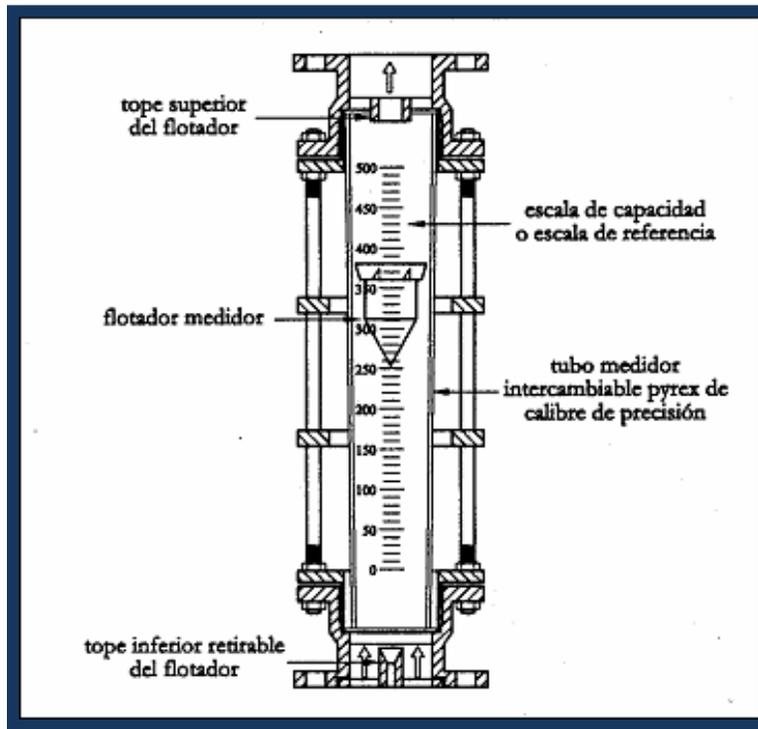


Fig. 2.4.10. Vista seccional de un rotámetro, con sus partes principales.

Algunas aplicaciones no pueden ser cubiertas por el tubo de vidrio, siendo en esas ocasiones necesarias el uso de tubos metálicos en los que para poder conocer la posición del flotador se recurre a medios magnéticos o eléctricos.

El uso de los sensores magnéticos para detectar la posición del flotador hace posible tener aparte de la indicación algunas otras funciones tales como registro, integración, transmisión y control. Según la figura 2.4.11 se muestra el principio de operación de los sensores magnéticos.

Cuando no hay flujo el indicador marcará 0% en su escala.

Según la posición del flotador magnético de flujo, se orientará el imán de la aguja indicadora de flujo verticalmente de tal manera que deberá coincidir el norte con el sur de dichos imanes, pudiéndose hacer la lectura de 0%, como se ilustra en la figura 2.4.11 posición 1.

Para efectuar la lectura en el 50% de la escala, el flotador magnético de flujo y el imán de la aguja indicadora de flujo quedarán en posición paralela orientándose el polo norte con el polo sur y el polo sur con el polo norte de los dos imanes como se muestra en la figura 2.4.11 posición 2.

Cuando el flotador se encuentra en la posición máxima de flujo, la atracción entre los dos polos de dichos imanes es orientada de sur a norte con respecto al flotador magnético de flujo y el imán de la aguja indicadora de flujo, haciéndose la lectura en la aguja indicadora de 100% como se muestra en la figura 2.4.11 posición 3.

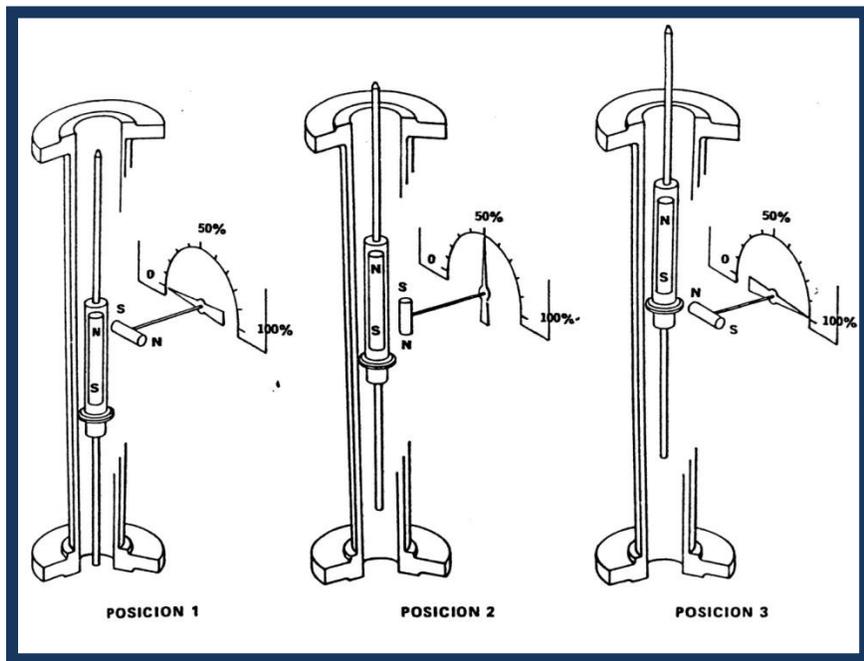


Fig. 2.4.11. Principio de operación del indicador magnético tipo rotámetro.

**Comparación entre el rotámetro y la placa de orificio:**

El rotámetro y la placa de orificio, tienen muchas cosas en común; ambos sirven para medir la cantidad de flujo en la línea, ambos presentan una restricción la que ocasiona un aumento en la velocidad.

La forma del orificio difiere. La placa del orificio tiene el orificio circular; el rotámetro anular.

En ambos medidores el flujo puede ser determinado empleando la expresión matemática:

$$Q = CA\sqrt{2gh} \dots \dots \dots (\text{ecuación 23})$$

donde:

$Q = \text{Gasto, en } m^3/\text{seg.}$

$C = \text{Coeficiente de descarga del orificio.}$

$A = \text{Área del orificio.}$

$g = \text{Aceleración gravitacional, en } m/\text{seg}^2.$

$h : \text{Caída de presión, en metros.}$

La mayor diferencia se presenta al determinar en función de cuál de las variables anteriores es medido el gasto.

En la placa de orificio el área del mismo es constante y la caída de presión es medida como una función del flujo, por lo tanto. “Q” es proporcional a la raíz cuadrada de “h”.

En el rotámetro la caída de presión es constante, no es así el área, por lo que en éste caso “Q” es proporcional a “A”.

De lo anterior se ve que la curva de flujo en la placa de orificio será cuadrática y lineal en el rotámetro.

Derivación de la ecuación básica de flujo en rotámetros:

Estando en flotador en equilibrio dinámico la suma de fuerzas que sobre él actúan deberá ser igual a cero, haciendo que las fuerzas que actúan hacia arriba sean positivas y negativas las contrarias.

Presión del flujo sobre el flotador

$$+ P_1 \left( \frac{\pi D_f^2}{4} \right) - P_2 \left( \frac{\pi D_f^2}{4} \right) \dots \dots \dots (\text{ecuación 24})$$

Peso del flotador

$$- V_f \rho_f$$

Fuerza de flotación

$$+ V_f \rho$$

Considerando los términos anteriores la ecuación de equilibrio es:

$$P_1 \left( \frac{\pi D_f^2}{4} \right) - P_2 \left( \frac{\pi D_f^2}{4} \right) - V_f \rho_f + V_f \rho = 0 \dots \dots \dots (\text{ecuación 25})$$

Agrupando términos:

$$\frac{\pi D_f^2}{4} (P_1 - P_2) - V_f (\rho_f - \rho) = 0 \dots \dots \dots (\text{ecuación 26})$$

donde:

$D_f$  = Diámetro del flotador, en milímetros (mm).

$D_t$  = Diámetro del tubo, en milímetros (mm).

$W_f$  = Peso del flotador, kilogramos (Kg).

$P_1$  = Presión antes del flotador.

$P_2$  = Presión después del flotador.

$V_f$  = Volúmen del flotador.

$\rho_f$  = Densidad del flotador en peso.

$\rho$  = Densidad del fluido en peso.

$V$  = Velocidad en el orificio.

$Q$  = Gasto en volúmen.

$W$  = Gasto en peso.

$h$  = Carga hidráulica en el orificio.

$A_0$  = Área del orificio.

$C$  = Coeficiente de descarga.

$K$  = Coeficiente del rotámetro.

$g$  = Aceleración gravitacional.

De la ecuación de Torricelli (ecuación 23) para velocidad en un orificio:

$$Q = C\sqrt{2gh} \dots\dots\dots (\text{ecuación 23})$$

como

$$Q = VA_0$$

entonces

$$Q = CA_0\sqrt{2gh} \dots\dots\dots (\text{ecuación 27})$$

La carga en el orificio es igual a la diferencia de presión dividida por la densidad del fluido:

$$h = (P_1 - P_2) \frac{1}{\rho} \dots\dots\dots (\text{ecuación 28})$$

Por lo tanto:

Sustituyendo el valor de  $(P_1 - P_2)$  por la obtenida de la ecuación de equilibrio

$$Q = CA_0 \sqrt{2g \left( \frac{4}{\pi D_f^2} \right) V_f (\rho_f - \rho) \frac{1}{\rho}}$$

$$Q = C \frac{\pi}{4} (D_t^2 - D_f^2) \sqrt{2g \left( \frac{4}{\pi D_f^2} \right) V_f (\rho_f - \rho) \frac{1}{\rho}}$$

Agrupando términos

$$Q = C \frac{\pi}{4} (D_t^2 - D_f^2) \sqrt{2g \left( \frac{4}{\pi D_f^2} \right) V_f (\rho_f - \rho) \frac{1}{\rho}}$$

$$Q = \frac{W}{\rho} = C \sqrt{\frac{\pi g}{2}} \left( \frac{D_t^2 - D_f^2}{D_f} \right) \sqrt{\frac{W_f}{\rho_f} (\rho_f - \rho) \frac{1}{\rho}}$$

$$W = C \sqrt{\frac{\pi g}{2}} \left( \frac{D_t^2}{D_f^2} - 1 \right) D_f \sqrt{W_f \left( \frac{\rho_f - \rho}{\rho_f} \right) \frac{\rho^2}{\rho}}$$

$$W = C \sqrt{\frac{\pi g}{2}} \left( \frac{D_t^2}{D_f^2} - 1 \right) D_f \sqrt{W_f \left( \frac{\rho_f - \rho}{\rho_f} \right) \rho}$$

Puesto que “C” es función del número de Reynolds y además  $\sqrt{\frac{\pi g}{2}}$  es una constante y  $\left(\frac{D_t^2}{D_f^2} - 1\right)$  es función de la posición del flotador y del diseño del tubo.

Entonces podemos agrupar las constantes anteriores en un coeficiente para rotámetros que denominaremos “K”.

donde:

$$W = K D_f \sqrt{\frac{W_f (\rho_f - \rho) \rho}{\rho_f}} \dots \dots \dots (\text{ecuación 29})$$

Que es la ecuación básica para el flujo en rotámetros.

### Annubar

El tubo Annubar es una innovación del tubo Pitot. Consta de un tubo exterior situado a lo largo de un diámetro transversal de la tubería, y de dos tubos interiores.

El tubo exterior consta de cuatro orificios en la cara aguas arriba de la corriente, que se utilizan para interpolar los perfiles de velocidad y poder realizar un promedio, y otro orificio en el centro del tubo pero en la cara aguas debajo de la corriente.

De los dos tubos que están en el interior, uno sirve para promediar las presiones obtenidas en los cuatro orificios, midiendo la presión total, mientras que el otro tubo que se encuentra en la parte posterior, mide la presión estática en el orificio central aguas debajo de la corriente.

Su ventaja es que tiene mayor precisión que el Pitot y baja pérdida de carga.

En la figura 2.4.12, se muestra un elemento Annubar instalado en una tubería.



**Fig. 2.4.12. Elemento Annubar.**

# Capítulo 3

---

## *“Medición de presión”*

### **3.1 Medición de presión**

Las mediciones de la presión encuentran una gran aplicación en las industrias de proceso o de manufactura y sus principios son utilizados para formar base para otros instrumentos como termómetros de presión, los indicadores de nivel de líquido y los medidores de presión diferencial.

El control de la presión en los procesos industriales de condiciones de operación seguras. Cualquier recipiente o tubería posee cierta presión máxima de seguridad, variando esto de acuerdo con el material y la construcción. Las presiones excesivas no solo pueden provocar la destrucción del equipo, sino que también, durante el proceso de destrucción pueden provocar al personal y al equipo adyacente situaciones peligrosas particularmente cuando están implicados fluidos inflamables o corrosivos. Para tales aplicaciones, las lecturas absolutas de gran precisión con frecuencia son tan importantes como lo es la seguridad extrema.

Por otro lado la presión puede llegar a tener efectos directos o indirectos en el valor de las variables del proceso (como la composición de una mezcla en el proceso de destilación). En tales casos, su valor absoluto medido o controlado con precisión es de gran importancia ya que afectaría la pureza de los productos, sacando éstos de especificación.

La presión es una fuerza por unidad de superficie en donde para la mayoría de los casos se mide directamente por su equilibrio con otra fuerza conocida, que puede ser la

de una columna líquida, un resorte, un émbolo cargado con un peso o un diafragma cargado con un resorte o cualquier otro elemento que pueda sufrir una deformación cualitativa cuando se le aplica la presión.

### **3.2 Concepto de presión y sus unidades**

#### ***Presión***

Se define como la fuerza por unidad de superficie. La presión “P” ejercida por una fuerza “F” aplicada sobre un área plana “S” está expresada por:

$$P = \frac{F}{S} \dots \dots \dots (\text{ecuación 30})$$

donde

*P* : Presión, en Pascales (Pa).

*F* : Fuerza, en Newtons (N).

*S* : Superficie, en metros cuadrados (m<sup>2</sup>).

Para poder cuantificar las presiones y relacionar un valor con otro, se hace necesario establecer una escala de valores la cual se escoge según si el valor que se trate de medir es alto o es bajo; también dependerá del sistema de unidades que se emplee.

#### **UNIDADES DE PRESIÓN**

Para medir la presión los instrumentos originales eran manómetros de tubo en “U”, o mecanismos similares del tipo de carga; se han empleado las unidades de carga líquida en los trabajos de ingeniería como de tipo científico para expresar los valores de la presión.

Se utilizan las unidades inglesas así como las métricas como unidades de presión. Así el tipo de líquido (generalmente mercurio y agua) determina su densidad; es necesario señalar el líquido, por ejemplo en la forma de pulgadas de Hg (“Hg”). Se emplean los

términos de pulgadas, pies, centímetros y milímetros. Para vacíos de gran magnitud (cercaos al cero absoluto), con frecuencia se emplea el micrón ( $10^{-3}mm$  de Hg).

La densidad del líquido varía un poco con la temperatura para las unidades de carga líquida. Por lo tanto para definir una unidad de manera estable se necesita establecer una temperatura estándar (la cuál es la de la máxima densidad del líquido). En el caso del agua, la temperatura estándar es de 3.9°C o 39°F; para el mercurio, 0°C o 32°F. Las lecturas de cargas de líquidos a temperaturas diferentes a éstas casi no están sujetas a errores de importancia, y la diferencia puede despreciarse, excepto cuando se trata de pruebas o trabajos científicos de gran precisión.

También se emplean tanto las unidades del sistema inglés como el métrico, cuando se quieren indicar las presiones a modo de fuerza por unidad de área. Las unidades de fuerza que son más comunes, son las unidades gravitacionales o de peso, o sea la unidad de masa multiplicada por la aceleración debida a la gravedad (g) ( $g=32.2$  *pie/seg*<sup>2</sup> = 9.81 *m/seg*<sup>2</sup>), que equivale a la unidad absoluta de fuerza (la cual se usa con muy poca frecuencia), por lo tanto las unidades más comunes son: la libra o el kilogramo. La unidad de área casi siempre es consistente con la unidad de fuerza, según el sistema de unidades usado; las unidades más comunes de área son la *pulgada*<sup>2</sup> y el *centímetro*<sup>2</sup>.

Otra forma de expresar la presión es en atmósfera. En dónde ésta unidad utiliza el valor de 14.7 *lb/pulg*<sup>2</sup> o 1.033 *Kg/cm*<sup>2</sup> de la presión atmosférica estándar y lo define como “una atmósfera”. Dos atmósferas serían equivalentes a 29.4 *lb/pulg*<sup>2</sup> o 2.066 *Kg/cm*<sup>2</sup>, teniendo ventaja en expresar las presiones altas en éstas unidades.

Por ejemplo:

$$P = \frac{F}{A} \dots \dots \dots (ecuación 31)$$

donde

1*ft*<sup>3</sup> de agua pesa 62.4 lb.

$1ft^3$  ocupa  $144 pulg^2$  de superficie.

entonces

$$\frac{62.4 lbs}{144} = 0.4335 lb/pulg^2 (psi)$$

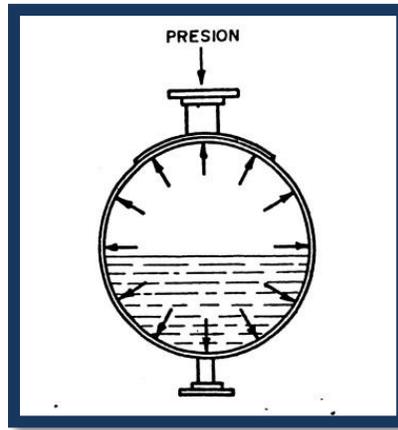
En la tabla 3.2.1 se indican los factores de conversión para transformar los valores de la presión de una unidad a su equivalente en otra, así como las utilizadas en la Cd. de México

**Tabla No. 3.2.1. Factores para la conversión de las unidades de presión.**

Unidades de presión	$\frac{lb}{pulg^2}$	pulg de $H_2O$	pies de $H_2O$	pulg de Hg	atmósfera normal	$\frac{g}{cm^2}$	$\frac{Kg}{cm^2}$	cm de $H_2O$	mm de Hg
$1 \frac{lb}{pulg^2}$	1.000	27.68	2.307	2.036	0.06805	70.31	0.07031	70.31	51.72
1 plg de agua (39°F)	0.03613	1.000	0.08333	0.07355	0.002458	2.540	0.002540	2.540	1.868
1 pie de agua (39°F)	0.4335	12.000	1.000	0.8826	0.02950	30.48	0.03048	30.48	22.42
1 plg de mercurio (32°F)	0.4912	13.60	1.133	1.000	0.03342	34.53	0.03453	34.53	25.40
1 atmósfera normal	14.7	406.79	33.90	29.92	1.000	1.033	1.033	1033.0	760.0
$1 \frac{g}{cm^2}$	0.01422	0.3937	0.03281	0.02896	0.0009678	1.000	0.0010	1.000	0.7356
$1 \frac{kg}{cm^2}$	14.22	393.7	32.81	28.96	0.9678	1.000	1.000	1.000	735.6
1 cm de agua a 4°C	0.01422	0.3937	0.03281	0.02896	0.0009678	1.000	0.0010	1.000	0.7355
1 mm de Hg a 0°C	0.01934	0.5353	0.04461	0.03937	0.001316	1.360	0.001360	0.001360	1.000

### **3.3 Principios básicos**

Al aplicar una presión a un fluido que se encuentra en un recipiente, ésta se transmite íntegramente en todos los sentidos y a cada punto del fluido y de las paredes del recipiente (principio de Pascal), (ver figura 3.3.1).



**Fig. 3.3.1. Forma en que se distribuye la presión en un recipiente.**

Los líquidos viscosos cuando son forzados a fluir por presión dentro de tuberías, al moverse a través de ellas pierden tanta presión en proporción a su viscosidad, o sea que a medida que la viscosidad aumenta la presión transmitida disminuye, en una dirección diferente de aquella en que se aplica la presión exterior.

En el caso de los cuerpos sólidos al aplicarles una presión, ésta se transmite en la dirección de la fuerza original y a través de sus moléculas; sólo en el caso de que el cuerpo pierda su forma original (cuando se someten a grandes presiones los sólidos más duros, se deforman o sufren roturas), la presión se transmitirá a todas direcciones.

### ***Concepto de peso específico***

El peso específico de un cuerpo es la fuerza con que la tierra atrae a la unidad de volumen de ese cuerpo, como se muestra en la ecuación 32.

$$Pe = \frac{P}{V} \dots \dots \dots (\text{ecuación 32})$$

donde:

*Pe*: *Peso específico. en Kg/dm<sup>3</sup>.*

*P*: *Peso del cuerpo, en Kg.*

*V*: *Volúmen del cuerpo, en dm<sup>3</sup>.*

Sabiendo que la masa y peso son propiedades diferentes de la materia, las unidades de masa específica serán distintas a las del peso específico, aunque sus valores numéricos sean iguales.

Unidades de masa específica o densidad absoluta:

Masa específica (Me)	g – masa /cm <sup>3</sup>	(sistema CGS)
Masa específica (Me)	Kg – masa /dm <sup>3</sup>	(sistema práctico)

Unidades de peso específico:

Peso específico (Pe)	dinas /cm <sup>3</sup>	(sistema CGS)
Peso específico (Pe)	gr /cm <sup>3</sup>	(sistema práctico)
Peso específico (Pe)	Kg /dm <sup>3</sup>	(sistema práctico)

Ejemplo:

$$Me \text{ del mercurio} = 13.59 \text{ gr masa /cm}^3$$

$$Me \text{ del mercurio} = 13.59 \text{ Kg masa /dm}^3$$

$$Pe \text{ del mercurio} = 13.59 \text{ dinas /cm}^3$$

$$Pe \text{ del mercurio} = 13.59 \text{ Kg /dm}^3$$

### ***Presión en el fondo de un recipiente***

Es la presión que produce un líquido, debido a su peso, sobre el fondo horizontal del recipiente que lo contiene.

La presión que los líquidos ejercen sobre el fondo y las paredes de los recipientes que los contienen es directamente proporcional al peso específico del líquido y a la altura que éste alcanza dentro del recipiente (principio de Pascal), (figura 3.3.2).

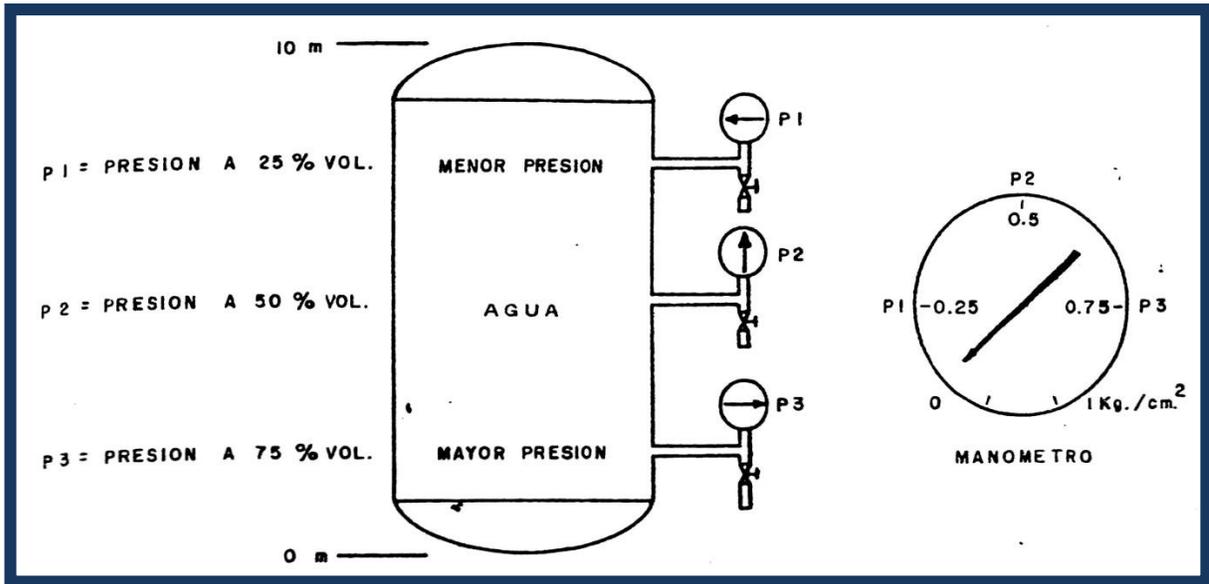


Fig. 3.3.2. Presión en un tanque a diferentes niveles.

La presión en el fondo de un recipiente esta dad por la ecuación:

$$P = Peh \dots \dots \dots (\text{ecuación 33})$$

donde:

$P$  : Presión del líquido sobre el fondo del recipiente  $lb/pulg^2, kg/cm^2$

$P_e$  : Peso específico del líquido,  $kg/cm^3, lb/pulg^3$

$h$  : Altura del líquido en el recipiente,  $cm, pulg.$

Si se quiere calcular la fuerza (F) que el líquido ejerce en el fondo del recipiente, o sea la presión total sobre el fondo, tomaremos en cuenta la superficie (S) del fondo de dicho recipiente, es decir:

$$F = PehS \dots \dots \dots (\text{ecuación 34})$$

donde:

$F$  : La fuerza que el líquido ejerce, Kg, lb.

$P_e$  : Peso específico del líquido, kg/cm<sup>3</sup>, lb/pulg<sup>3</sup>

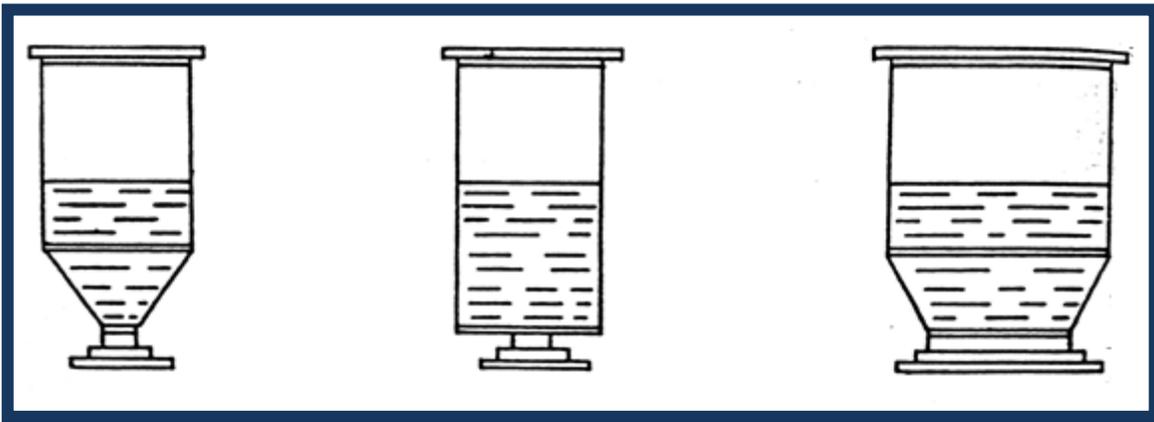
$h$  : Altura del líquido, cm, pulg.

$S$  : Superficie del fondo del recipiente, cm<sup>2</sup>, pulg<sup>2</sup>.

**Paradoja hidrostática:**

De la fórmula anterior se observa que la presión ejercida por un líquido no depende de la cantidad del mismo, si no solamente de su peso específico y de su altura. Ésta propiedad da lugar al fenómeno llamado “paradoja hidrostática”.

La figura 3.3.3 muestra 3 recipientes, donde cada uno de ellos contiene el mismo líquido a la misma altura, las superficies de sus fondos también miden lo mismo, únicamente la forma de los recipientes es diferente.



**Fig. 3.3.3. Ejemplo gráfico de la paradoja hidrostática.**

Aparentemente, en el tercer recipiente la presión en el fondo debería ser mayor por ser el que contiene la mayor cantidad de líquido, y menor en el primero por tener menor cantidad de líquido, pero de acuerdo al producto:

$$(P_e h) \dots \dots (\text{ecuación 35})$$

Resulta que la presión es idéntica en los tres recipientes o sea:

$$P(a) = P(b) = P(c) \dots \dots \text{(ecuación 36)}$$

donde

$P_e$  : Peso específico del líquido,  $kg/cm^3$ ,  $lb/pulg^3$

$h$  : Altura del líquido,  $cm$ ,  $pulg.$

### Hidrómetro de Boyle

Es un aparato que se emplea para determinar el peso específico de los líquidos (figura 3.3.4), que consta de dos tubos de vidrio introducidos en dos vasos de precipitado (a y b), que contienen dos líquidos.

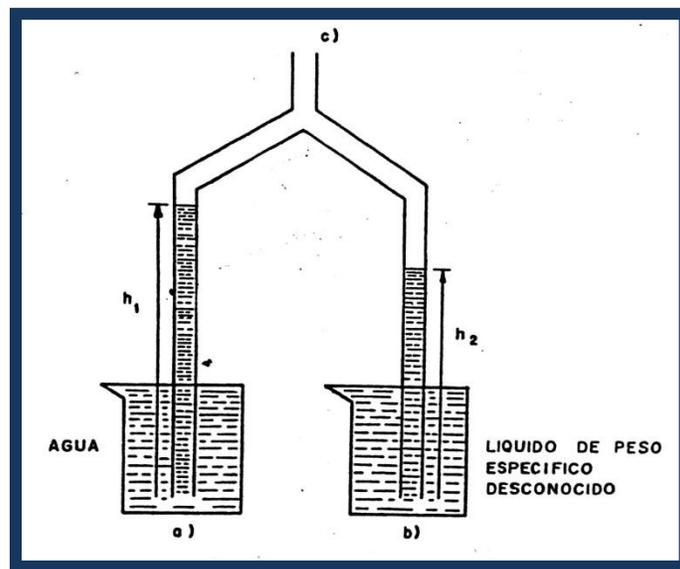


Fig. 3.3.4. Hidrómetro de Boyle.

Uno de ellos es agua, cuyo peso específico ( $P_{e1}$ ) es 1 y el otro, del cual se va a calcular su peso específico ( $P_{e2}$ ).

Al aspirar el aire por el conducto (c) suben hasta las alturas ( $h_1$ ) y ( $h_2$ ), de acuerdo con el peso específico que a cada líquido corresponde, por lo tanto tenemos:

$$Pe_2 = \frac{Pe_1 * h_1}{h_2} \dots \dots \dots (ecuación 37)$$

donde:

$Pe_2$  : Peso específico del líquido (b), en  $kg/cm^3$ .

$Pe_1$  : Peso específico del líquido (a)(agua), en  $kg/cm^3$ .

$h_1$  : Altura del líquido (a)(agua), en *cm*.

$h_2$  : Altura del líquido (b), en *cm*.

### **Densidad**

Para expresar los pesos específicos de las sustancias como ya sabemos, se tiene que indicar con sus unidades de peso y volumen, por ejemplo:  $gr/cm^3$  o  $Kg/dm^3$ , lo cual es un inconveniente por la diversidad de unidades en el sistema métrico decimal y en el sistema inglés. Así se ha hecho necesario emplear la noción de densidad relativa, la cual no requiere unidades, ya que es únicamente la relación que existe entre el peso de una sustancia y el de igual volumen de agua destilada. Donde se tiene:

$$Densidad\ relativa = \frac{Peso\ de\ la\ unidad\ de\ volúmen\ de\ la\ sustancia.}{Peso\ de\ la\ misma\ unidad\ de\ volúmen\ de\ agua.}$$

Ejemplo:

$$D = \frac{13.59 \frac{gr}{cm^3} (mercurio)}{1 \frac{gr}{cm^3} (agua)} \dots \dots \dots (ecuación 38)$$

Densidad relativa del mercurio = 13.59

Para determinar las densidades relativas de sólidos y líquidos, el término de comparación es el agua; para los gases, el aire seco.

Un cuerpo flotante, de acuerdo al principio de Arquímedes, se hunde más en un líquido que tiene menor densidad que el agua pero en cambio en un líquido de densidad mayor que la del agua, éste mismo cuerpo se hunde menos, ver figura 3.3.5.

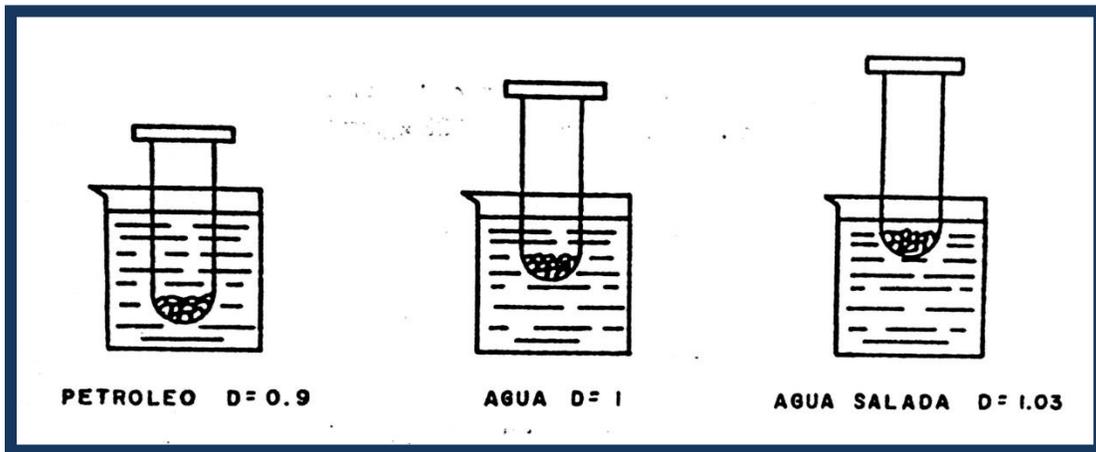


Fig. 3.3.5. Cuerpos flotantes de acuerdo al principio de Arquímedes.

### ***Propiedades de los gases***

Como las moléculas de los gases están en movimiento a enormes velocidades, chocan con las paredes de los recipientes que los contienen y entre sí y originan las propiedades de los gases que son:

1. Compresibilidad: Un gas puede ser disminuido en su volumen.
2. Expansibilidad: Los gases tienden a ocupar volúmenes mayores.
3. Elasticidad: Los gases recuperan exactamente su volumen cuando desaparecen las causas que los habían disminuido o aumentado.

Debido a la compresibilidad los gases pueden envasarse en tanques y por su expansibilidad salir con fuerza al abrir la válvula o tapa del aparato que alimenta.

Apreciamos la elasticidad cuando empujamos el émbolo de una bomba que se utiliza para inflar un neumático; al soltar la varilla del émbolo, vuelve por sí solo a su posición original porque el aire que comprimimos es elástico.

Los principios de Pascal y Arquímedes se cumplen también en los gases, como ya sabemos, son compresibles.

## ***El Barómetro***

Es un instrumento que se emplea para medir la presión atmosférica y éste instrumento consiste de un tubo de vidrio lleno de mercurio y cerrado en uno de sus extremos el cual se invierte, para dejarlo sumergido en un recipiente que también contiene mercurio. La columna de mercurio que está dentro del tubo, desciende hasta estabilizarse a una altura de 760 mm, si se encuentra a nivel del mar.

Como la columna de mercurio está sostenida por la presión de una atmósfera que se considera completa al nivel del mar, tiene las siguientes equivalencias:

$$1 \text{ atmósfera} = 760 \text{ mm o } 76 \text{ cm de mercurio}$$
$$1 \text{ atmósfera} = 1033 \text{ gr/cm}^2 \text{ o } 1.033 \text{ Kg/cm}^2$$

$1033 \text{ gr/cm}^2$  porque  $1 \text{ cm}^3$  de mercurio pesa 13.6 gr y la columna tiene una sección de  $1 \text{ cm}^2$  y una altura de 76 cm.

$$P = 13.6 \times 76 = 1033 \text{ gr/cm}^2$$

El valor de la presión atmosférica varía con la altura, por ejemplo al nivel del mar es mayor, mientras que en una montaña elevada es menor.

## ***Definición de los términos de presión***

### ***Presión absoluta***

Es la presión de un fluido medida con referencia al vacío perfecto o a la presión absoluta equivalente a cero. La presión absoluta es cero únicamente cuando no existe choque entre las moléculas, lo que indica que la proporción de moléculas en estado gaseoso o la velocidad molecular es muy pequeña, es decir, la presión absoluta es una fuerza por unidad de área que se ejerce sobre una superficie limitante o divisoria, es decir, es la suma de la presión manométrica (presión que indica el manómetro de presión) más

la presión atmosférica al nivel del mar. Éste término se creó debido a que la presión atmosférica varía con la altitud y muchas veces los diseños se hacen en otros países a diferentes altitudes sobre el nivel del mar, por lo que un término absoluto unifica criterios, ver la figura 3.3.6.

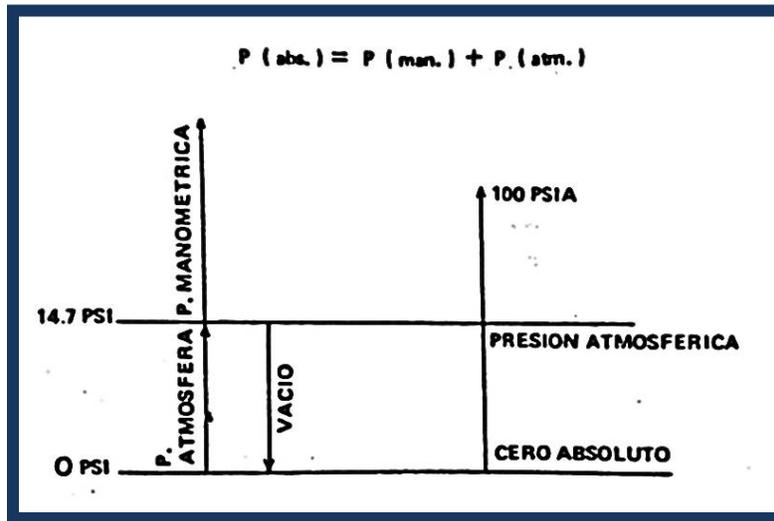


Fig. 3.3.6. Relación entre los diferentes tipos de presión.

**Presión atmosférica**

El hecho de estar rodeados por una masa gaseosa (aire), y al tener éste aire un peso actuando sobre la tierra, quiere decir que estamos sometidos a una presión

(atmosférica), la presión ejercida sobre la presión de la tierra tal como se mide normalmente por medio del “barómetro” (presión barométrica). Al nivel del mar, o alturas próximas a éste, el valor de la presión es cercano a 14.7 *lb/pulg*<sup>2</sup> absolutas o de 29.9 pulgadas (760 mm de Hg absolutos), disminuyendo éstos valores con la altitud, como se muestra en la figura 3.3.6.

**Presión manométrica**

Son normalmente las presiones superiores a la atmosférica que se miden por medio de un elemento que define la diferencia entre una presión que es desconocida y la

presión atmosférica que existe, si el valor absoluto de la presión es constante y si la presión atmosférica aumenta, la presión manométrica disminuye; ésta diferencia generalmente es pequeña mientras que en las mediciones de presiones superiores, dicha diferencia es insignificante donde es evidente que el valor absoluto de la presión manométrica puede obtenerse adicionando el valor real de la presión atmosférica a la lectura del manómetro.

$$P (abs) = P(man) + P (atm) \dots \dots \dots (ecuación 39)$$

Por ejemplo: Si en un punto “B” la presión manométrica = 10.3 *lb/pulg<sup>2</sup>* y la presión atmosférica es de 14.7 *lb/pulg<sup>2</sup>*, el valor absoluto de “B” es de 25.0 *lb/pulg<sup>2</sup>* absolutas.

**Vacío**

Se refiere a presiones manométricas menores que la atmosférica, que normalmente se miden mediante los mismos tipos de elementos con que se miden las presiones superiores a la atmosférica, es decir, por diferencia entre el valor desconocido y la presión atmosférica existente. Los valores que corresponden al vacío aumentan al acercarse al cero absoluto y, por lo general se expresan a modo de pulgadas de mercurio, pulgadas de agua, entre otros.

De la misma manera que para las presiones manométricas las variaciones de la presión atmosférica tienen sólo un efecto pequeño en las lecturas del indicador de vacío. Sin embargo las variaciones pueden llegar a ser de importancia, ya que todo el intervalo hasta llegar al cero absoluto sólo comprende 14.7 *lb/pulg<sup>2</sup>* absolutas.

El equivalente en presión absoluta puede ser determinado por substracción del valor mostrado por el indicador de vacío de la presión atmosférica señalada por el barómetro, como se expresa en la ecuación 30.

$$P (abs) = P (atm) - P(vacío) \dots \dots \dots (ecuación 30)$$

**Presión diferencial**

Es la diferencia entre dos presiones medidas, tal como las que corresponderían a la entrada y salida de una línea de proceso de algún cambiador de calor, con lo cual se define la caída de presión. La presión diferencial se puede indicar en un manómetro que haya sido arreglado para señalar la diferencia de presiones, lo que generalmente incluye un punto de diferencia equivalente a cero colocado en la parte media de la escala para poder tomar lecturas en la otra dirección. Cuando los dos elementos del manómetro miden presiones manométricas la diferencia entre presión absoluta y presión manométrica es inconveniente ya que las variaciones de la presión atmosférica tendrán el mismo efecto en la práctica.

**Presión estática**

Ésta presión equivale a la fuerza por unidad de área que actúa sobre una pared y que es provocada por algún fluido en reposo o en donde el flujo es paralelo a la pared del conducto, tal como se muestra en la figura 3.3.7, donde en el punto (a) se le denomina presión de línea.

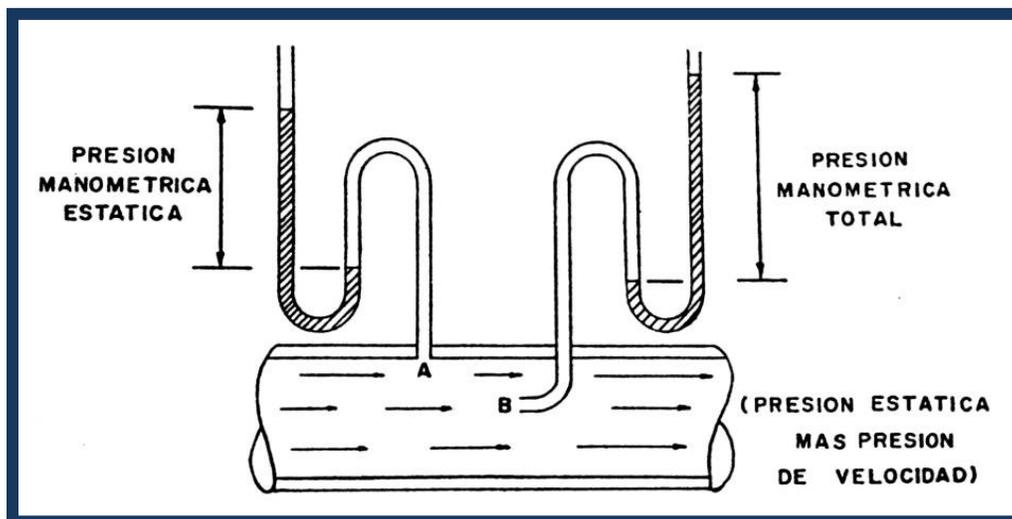


Fig. 3.3.7. Esquema en donde se muestra la relación que existe entre la presión estática y la presión total.

**Presión hidrostática**

Esta presión también llamada carga hidrostática se localiza en cierto punto debajo de la superficie del líquido y ésta se debe a la altura del líquido arriba de dicho punto. Se tiene que la presión “P” a una altura “h” debajo de la superficie del líquido, donde la densidad del líquido es “ $\rho$ ”, equivalente a:

$$P = h\rho g \dots \dots \dots (\text{ecuación 41})$$

donde:

*P* : Presión hidrostática, en Pascales (Pa).

*h* : Profundidad a la que se realiza la medición, en m.

*g* : Aceleración debida a la gravedad, en m/seg<sup>2</sup>.

*$\rho$*  : Densidad del fluido, en Kg/m<sup>3</sup>.

Todos los valores tienen unidades consistentes. El manómetro o columna de mercurio utiliza ésta presión como una medida de la presión desconocida.

**3.4 Medidores de presión**

Para definir la clasificación de las diferentes tecnologías, diversos autores utilizan diferentes clasificaciones cada una de ellas basadas en diferentes conceptos. Una clasificación acorde con las prácticas más habituales de utilización es la siguiente:

**A) Instrumentos mecánicos**

Los instrumentos mecánicos utilizados para medir presión cuyas características se resumen en la tabla 3.4.1, pueden clasificarse en:

**➤ Columnas de líquido:**

- Manómetros de tubo en U.
- Manómetros de presión absoluta.
- Manómetros de pozo.

- Manómetros de tubo inclinado.

➤ ***Instrumentos elásticos:***

- Manómetro de tubos Bourdon.
- Manómetro con elemento de diafragma.
- Manómetro de fuelles.

**B) Interruptores y transmisores de Presión**

Los instrumentos electromecánicos y electrónicos utilizados para medir presión pueden clasificarse en:

- Interruptores de presión.
- Transmisores de Presión Resistivos.
- Transmisores de Presión Capacitivos.
- Transmisores de Presión Magnéticos.
- Transmisores de Presión Piezoeléctricos.
- Transmisores de presión de equilibrio de fuerzas.

### **3.5 Instrumentos mecánicos**

#### ***Columnas de líquido***

Éstos instrumentos se conocen principalmente como “Manómetros”. En ellos la presión aplicada se balancea contra una columna de líquido. La forma más simple consiste en un tubo vertical sellado en un extremo, que contiene líquido; por el otro extremo se aplica la presión que se quiere medir. El líquido sube en el tubo hasta que el peso de la columna balancea la presión aplicada.

### Manómetro de tubo en “U”

Este manómetro es el más simple y uno de los más exactos. Se usa como patrón para establecer la precisión de todos los modelos de instrumentos medidores de presión.

En su forma más simple, éste consiste de un tubo de vidrio doblado en forma de “U” (figura 3.5.1) y lleno de agua, mercurio, aceite o cualquier otro líquido de densidad conocida, hasta la marca cero de la escala. Cuando la presión es aplicada a través de uno de los brazos, el nivel del líquido en este brazo baja, mientras que en el otro, que está abierto a la atmósfera sube hasta que el aumento de altura iguala la presión aplicada al tubo. La presión será igual a:

$$P = \rho h \dots \dots \dots (\text{ecuación 42})$$

donde:

$P$  : Presión manométrica, en  $Kg/m^2$ .

$\rho$  : Densidad del líquido manométrico, en  $Kg/m^3$ .

$h$  : Diferencia de nivel del líquido, en metros.

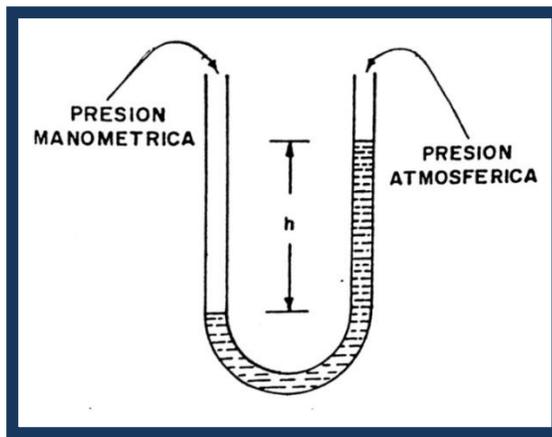


Fig. 3.5.1. Tubo de vidrio en forma de “U”

El manómetro tubo en “U” mide presiones, tiros o vacíos en función de la presión atmosférica, está limitado por la construcción de vidrio y la altura de líquido disponible; da una exactitud aproximadamente de 0.1 pulgadas del líquido del manómetro.

### Manómetro de presión absoluta

Es simplemente un tubo en “U” que tiene un extremo sellado y al vacío y al otro extremo abierto a la presión absoluta que se va a medir, como se muestra en la figura 3.5.2.

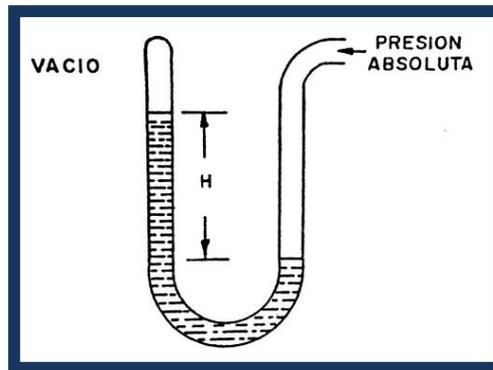
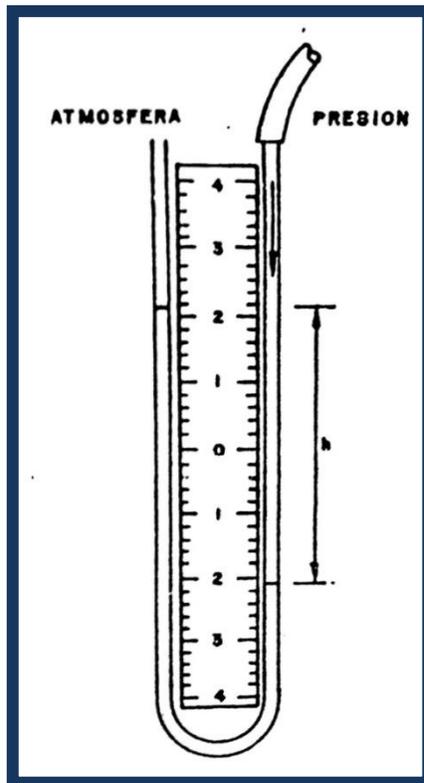


Fig. 3.5.2. Tubo de vidrio en forma de “U” para medir presión absoluta.



En otros casos, se utilizará para medir presión diferencial (figura 3.5.3).

$$P_1 - P_2 = \Delta P$$

Donde  $P_1$  y  $P_2$  son las presiones aplicadas en cada uno de los brazos en  $Kg/m^2$ .

El uso de éste tipo de manómetros no es muy conveniente debido a que su lectura no es tan fácil como en los manómetros de puntero, sin embargo aún son empleados en la industria. En los trabajos de laboratorio, como se requiere mucha exactitud, se emplean como patrones para la calibración de otros manómetros.

Fig. 3.5.3. Tubo de vidrio en forma de “U” para medir presión diferencial.

### Manómetro de pozo

En éste tipo de manómetro una de las columnas del tubo en “U” ha sido sustituida por un depósito o pozo de gran diámetro, de forma tal que la presión diferencial es indicada únicamente por la altura del líquido en la rama no eliminada del tubo “U”. Un ejemplo se ve en la figura 3.5.4.

La diferencia de presión puede ser medida directamente en una escala sencilla. Al llegar al equilibrio se tiene:

$$P_2 - P_1 = \left(1 + \frac{A_1}{A_2}\right) h\rho \dots \dots (\text{ecuación 43})$$

donde:

$A_1$  : Área del tubo, en  $m^2$ .

$A_2$  : Área del pozo o cubeta, en  $m^2$ .

$\rho$  : Densidad del líquido manométrico, en  $g/cm^3$ .

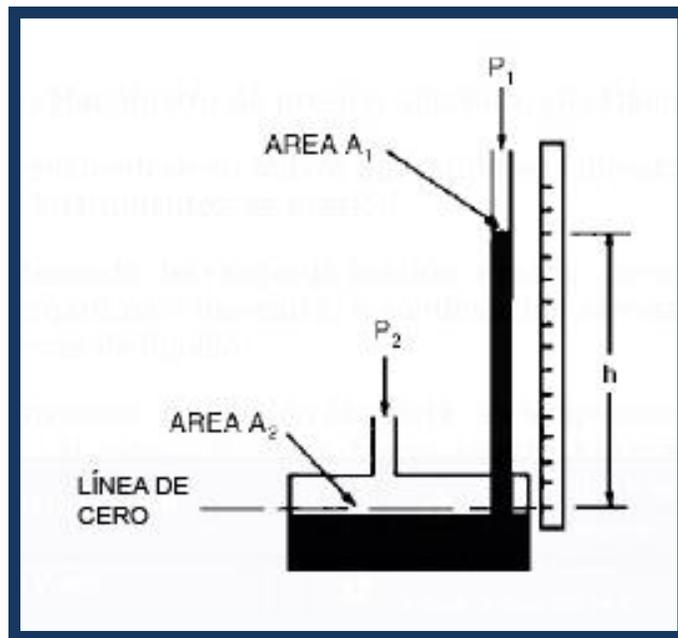


Fig. 3.5.4. Manómetro de pozo.

### Manómetro de tubo inclinado

El tubo inclinado es similar al tubo en “U”, con la diferencia de que está provisto de un ramal inclinado en lugar de estar vertical y de un pozo de gran diámetro para aumentar la exactitud de la lectura.

Al aplicar presión en el brazo inclinado se proyectará a una distancia considerable a lo largo del tubo. Esto facilitará la lectura en amplitudes cortas. El diámetro del brazo vertical debe ser proporcionalmente mayor que el brazo inclinado.

Éste tipo de manómetro tiene un intervalo de operación de 0.5 a 50 pulgadas de agua y nos da una exactitud superior a 0.1 pulgadas de líquido.

Las divisiones de la escala estarán en función de la ecuación:

$$h = L \text{ sen } \theta \dots \dots (\text{ecuación 44})$$

donde

*L* : Longitud de la escala correspondiente a la altura *h*, en pulg de agua.

*sen θ* : Seno del ángulo de inclinación, en rados.

Lo que indica que la presión manométrica obtenida será igual a:

$$P = \rho L \text{ sen } \theta \dots \dots (\text{ecuación 45})$$

donde

*P* = Presión manométrica, en  $Kg/m^2$ .

*ρ* : Densidad del líquido manométrico, en  $g/cm^3$ .

Ya que “*ρ*” y “*sen θ*”, son constantes, las lecturas de la escala pueden darse directamente en unidades de presión para las diferentes longitudes.

Este tipo de medidor se utiliza principalmente para tiros y presiones bajas donde es suficiente la indicación visual (figura 3.5.5).

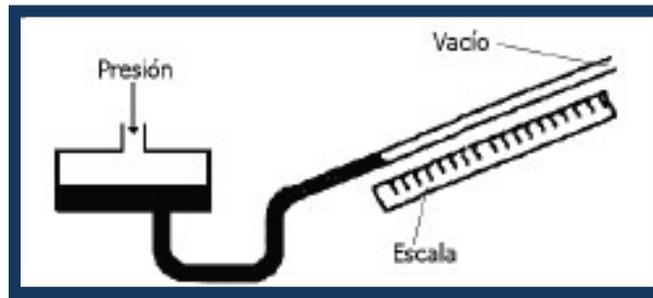


Fig. 3.5.5. Manómetro de tubo inclinado

### ***Instrumentos elásticos***

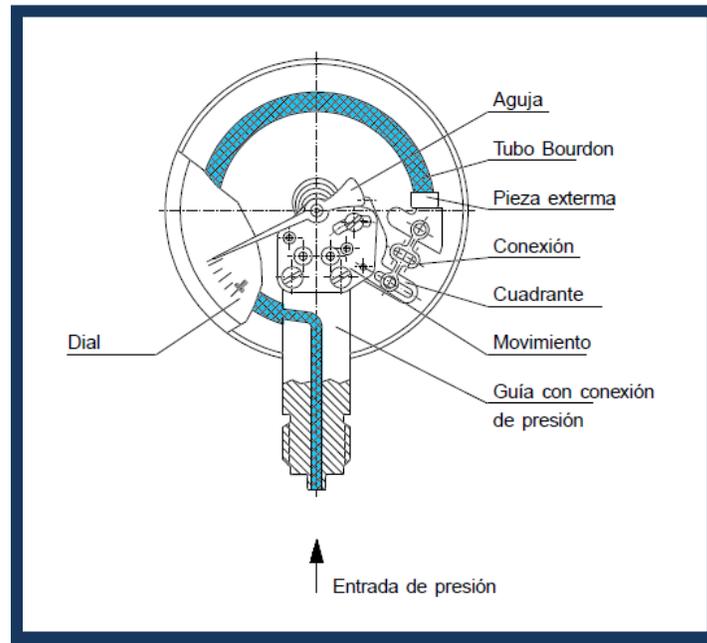
Ésta clase de instrumentos se remontan a los primeros años de las tecnologías de la energía de vapor, el aire comprimido y la hidráulica, donde los sensores de presión utilizaban alguna forma de elemento elástico cuya geometría se veía alterada por cambios en la presión.

#### **Manómetro de tubo Bourdon**

##### ***Principio de operación***

Los manómetros de tubo Bourdon están contruidos según la figura 3.5.6, y consisten de un tubo ovalado de sección, rolado para formar un arco de un círculo, estando sujeto un extremo a un cuadrante o “sector” que se engrana con un piñón sobre el eje del puntero indicador. El extremo del tubo Bourdon fijado al árbol de conexión está abierto para admitir fluido y el otro extremo está cerrado. Un aumento de presión del fluido en el tubo tiende a desdoblar el tubo, moviéndose en esta forma el extremo libre. El movimiento del extremo libre se transmite al sector, el cual hace girar el piñón y el puntero.

El movimiento del extremo libre de un tubo Bourdon de diseño y forma apropiada, está definido para cada incremento de presión, y por lo tanto la posición del puntero indicará sobre la carátula la presión para cada incremento de presión que existe dentro del tubo Bourdon.



**Fig. 3.5.6. Manómetro de tubo Bourdon.**

Los principios mecánicos y matemáticos que rigen el diseño del tubo Bourdon son bastante complejos, y es necesario un conocimiento completo al respecto para diseñar un tubo apropiado y asegurar su gama de trabajo sin riesgos. El material del cual está fabricado el tubo, así como su estirado, doblado y tratamiento térmico son factores importantes.

El movimiento del extremo libre es relativamente pequeño y debe ser multiplicado para obtener el desplazamiento necesario del puntero sobre la carátula. Se necesita un movimiento, o un tren de engranes, cuidadosamente diseñado y fabricado para obtener un servicio adecuado. Cualquier fricción o inercia de las paredes, bujes mal ajustados, o sectores o piñones deficientemente tallados pueden causar errores que se multiplican dando una lectura errónea.

### ***Principio del Bourdon***

Cuando se aplica presión interna al tubo, este se flexiona elástica y proporcionalmente a la presión y esa deformación se transmite a la cremallera y de esta al piñón que hace girar a la aguja indicadora a través de su eje. Las escalas, exactitudes y

modelos difieren de acuerdo con el diseño y aplicación, con lo que se busca un ajuste que de linealidad optima e histéresis mínima. El metal solo se puede deformar dentro de un rango limitado para evitar la deformación permanente. El material habitualmente utilizado suele ser acero inoxidable o aleaciones especiales tipo hastelloy o monel. Los rangos de utilización son desde 0 bar a cientos de bar.

### Manómetros con elementos de diafragma

Los elementos de diafragma tienen forma circular y membranas onduladas. Estas están sujetas alrededor del borde entre dos bridas o soldadas y sujetos a la presión del medio actuando en un lado (figura 3.5.7). La desviación causada de esta forma se utiliza como medición para la presión y es mostrada por la aguja indicadora del instrumento.

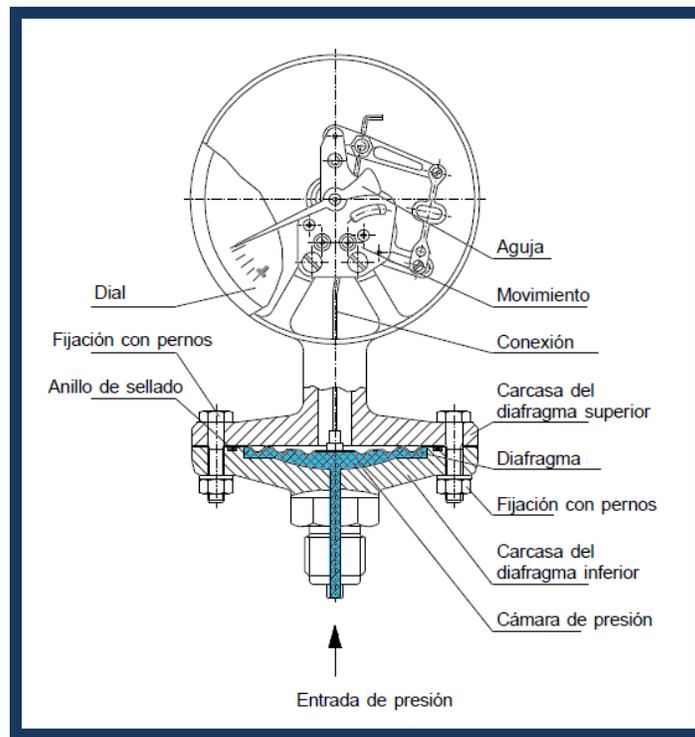


Fig. 3.5.7. Manómetro con elementos de diafragma.

En comparación con los tubos Bourdon, estos elementos de diafragma tienen una fuerza activadora relativamente alta y debido a ello la sujeción en su periferia del elemento es insensible a la vibración.

El elemento de diafragma puede someterse a una fuerte sobrecarga a través de los puntos de aceptación (al traer el elemento de diafragma contra la brida superior). Además, el instrumento de medición puede protegerse contra elementos extremadamente corrosivos cubriéndolo con un material especial. Las conexiones a proceso pueden ser bridas de conexión abiertas y los enchufes de purga pueden ser integrados para medir elementos muy viscosos, impuros o cristalizables.

### Manómetro de fuelle

Este manómetro utiliza como elemento elástico un fuelle de tipo metálico el cuál al recibir la fuerza proveniente del líquido, tiende a estirarse, con lo cual transmite a la aguja el movimiento para indicar en la carátula el valor de presión.

#### *Elementos de fuelles flexibles*

Un fuelle flexible es una unidad enrollada que se expande y contrae axialmente con los cambios en la presión. La presión para ser medida se puede aplicar tanto al exterior como al interior de los fuelles; en la mayoría de los aparatos de medición por elementos elásticos como los fuelles tienen la presión aplicada al exterior de los mismos (figura 3.5.8).

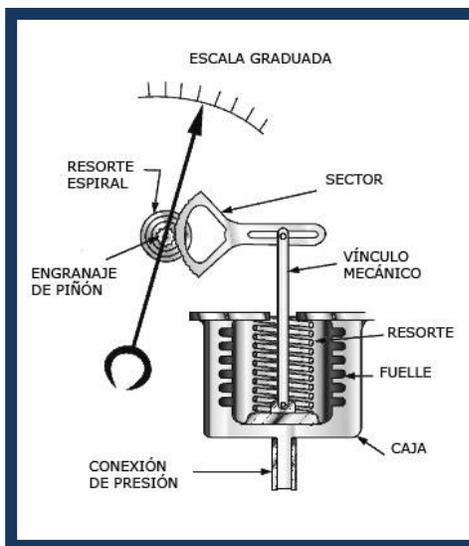


Fig. 3.5.8. Indicador de fuelle simple

Los fuelles son hechos normalmente de: latón, acero inoxidable, bronce fosforado, acero, monel, cobre, entre otros. El tipo de material seleccionado depende primordialmente de las condiciones corrosivas a las que será expuesto el fuelle.

Se puede usar la unidad de medición mostrada en la figura 3.5.9, para presiones de 13 a 230 cm de agua. Esta unidad se encuentra en la parte posterior del instrumento y contiene un resorte y un fuelle. Debido a lo profundo de sus pliegues presenta una gran

superficie, por lo que la fuerza desarrollada es igual a la que se puede lograr con las unidades del tipo de diafragma del mismo diámetro. La calibración de la gama de presión se hace por medio de un resorte, el cual se encuentra en la parte externa del fuelle y por lo tanto no queda expuesto a la acción corrosiva del medio que está medido. Para vacío y gamas combinadas, también se requiere un resorte interno, debido a que el material de que está hecho el fuelle no es el apropiado para lograr una calibración precisa.

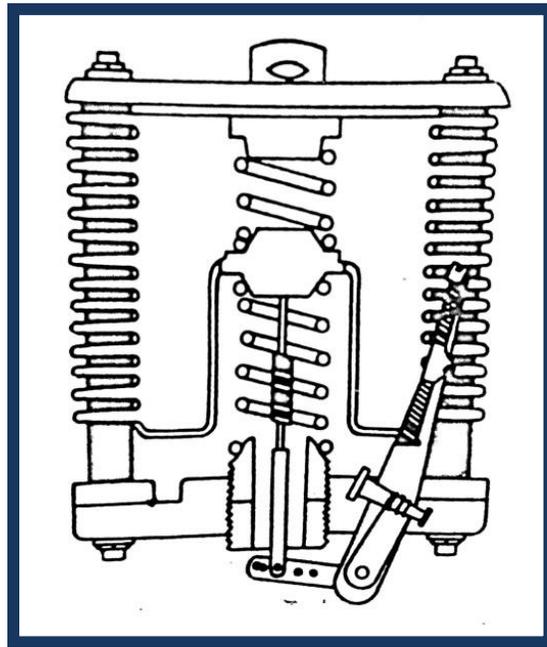


Fig. 3.5.9. Elemento fuelle para presiones de 13 a 230 cm de  $H_2O$ .

Un medidor de presión de fuelle se representa a través de la expresión matemática siguiente:

$$D = \frac{P A_c}{K_b + K_s} \dots \dots (\text{ecuación 46})$$

donde

*D* : Deflexión del fuelle en pulgadas.

*P* : Presión aplicada en lb/pulg<sup>2</sup>.

*A<sub>c</sub>* : Área efectiva del fuelle en pulg<sup>2</sup>.

*K<sub>b</sub>* : Constante de fuerza o relación del fuelle lb/pulg<sup>2</sup>.

*K<sub>s</sub>* : Constante de fuerza o relación del resorte restaurador en lb/pulg<sup>2</sup>.

### **3.6 Interruptores y transmisores de presión**

#### ***Interruptores de presión***

Los interruptores de presión o presostatos, utilizan las mismas tecnologías que los manómetros, con la diferencia que se les incluye un contacto eléctrico calibrado a un valor de presión, de tal manera que dicho contacto cambia de estado cuando el valor de la presión llega a dicho valor.

#### ***Transmisores de presión***

Este tipo de instrumentos de presión convierten la deformación producida por la presión en señales eléctricas. Una diferencia respecto a los anteriores es la necesidad de incluir una fuente de alimentación eléctrica, mientras que tienen como ventaja las excelentes características dinámicas, es decir, el menor cambio producido por deformación debida a la presión, es suficiente para obtener una señal perfectamente detectable por el sensor. Las tecnologías más habituales para los transmisores de presión y presión diferencial son:

#### **Transmisores de presión capacitivos**

Son instrumentos que se basan en la variación de capacidad que se produce en un condensador al desplazarse una de sus placas por la aplicación de presión. La placa

---

---

móvil tiene forma de diafragma y se encuentra situada entre dos placas fijas. De este modo se tienen dos condensadores, uno de capacidad fija o de referencia y el otro de capacidad variable. Tienen un tamaño reducido, son robustos y adecuados para medidas estáticas y dinámicas. La precisión es del orden de 0.2- 0.5%.

### **Transmisores de presión resistivos**

Son instrumentos que se consisten en un elemento elástico (tubo Bourdon o cápsula), que varía la resistencia óhmica de un potenciómetro en función de la presión.

Son instrumentos sencillos y la señal de salida es potente, por lo que no requiere de amplificación. Son insensibles a pequeñas variaciones, sensibles a vibraciones y tienen peor estabilidad que otras tecnologías. La precisión es del orden de 1-2%.

### **Transmisores de presión piezoeléctricos**

Los elementos piezoeléctricos son materiales cristalinos que, al deformarse físicamente por la acción de una presión, generan una señal eléctrica. Son elementos ligeros, de pequeño tamaño y construcción robusta. Son sensibles a los cambios de temperatura y requieren de amplificadores de señal. La estabilidad en el tiempo es bastante pobre.

### **Transmisores de presión piezoresistivos**

Están basados en la variación de longitud y diámetro, y por lo tanto de resistencia, que tiene lugar cuando un hilo de resistencia se encuentra sometido a una tensión mecánica por la acción de una presión. El hilo o galga forma parte de un puente de Wheatstone, que cuando está sin tensión tiene una resistencia eléctrica determinada. Cualquier variación de presión que mueva el diafragma del transductor cambia la resistencia de la galga y desequilibra el puente. Una innovación de esta tecnología lo constituyen los transductores de presión de silicio difundido, al que se le añaden microprocesadores para añadir inteligencia al instrumento. La precisión es del orden de 0.2%.

### **Transmisores de presión de equilibrio de fuerzas**

En estos transmisores el elemento mecánico de medición (tubo Bourdon, espiral, fuelle, entre otros) ejerce una fuerza sobre una barra rígida del transmisor. Para cada valor de presión, la barra adopta una posición determinada excitándose un transductor de desplazamiento tal como un detector de inductancia, un transformador diferencial o un detector fotoeléctrico. Un circuito oscilador asociado con cualquiera de estos detectores alimenta una unidad magnética y la fuerza generada reposiciona la barra de equilibrio de fuerzas. Se caracterizan por tener un movimiento muy pequeño de la barra de equilibrio,

poseen realimentación, buena elasticidad y alto nivel de señal de salida. Son sensibles a las vibraciones, por lo que su estabilidad es pobre. Su precisión es del orden de 0.5-1%.

# Capítulo 4

---

## *“Medición de temperatura”*

La temperatura es uno de los factores de gran importancia en los procesos químicos ya que muchas de las propiedades de las sustancias se ven afectadas por la temperatura y algunas de ellas cambian de estado físico, de sólidos a líquidos, de líquidos a vapores, etc. Estos fenómenos físicos son aprovechados en los procesos químicos en los cuales los puntos de congelación o de ebullición sirven de base para separar materiales.

La rapidez con que se verifica una reacción química entre determinadas sustancias, depende considerablemente de la temperatura. La solubilidad de los sólidos en líquidos y de los gases en líquidos depende también de la temperatura.

La temperatura es un termopotencial comparable a una presión hidrostática o a un voltaje eléctrico. Es el estado de la materia que determina el flujo de calor entre los cuerpos. En unión del calor específico es una medida de la cantidad de energía calorífica contenida en un material.

La temperatura no puede medirse directamente sino que debe deducirse de la propiedad del material o de la de otro material en equilibrio con él. Puede deducirse de la dilatación de sólidos, líquidos o gases, de la presión de vapor de un líquido; de la resistencia eléctrica de ciertos materiales; por lo general sólidos, de la intensidad de la radiación total de una banda particular de longitud de onda de la radiación emitida por el cuerpo caliente; del valor de la fuerza electromotriz (f.e.m.), creada en la unión de dos metales distintos y de los cambios de estado de sólidos, líquidos o gases.

## **4.1 Dilatación de los cuerpos**

Calentando un cuerpo, el movimiento de sus moléculas se hace más intenso, comienzan a empujarse y ocupan más espacio, a esto se debe que los cuerpos sólidos, líquidos y gaseosos se dilatan al calentarse.

### ***Dilatación de los sólidos***

Los sólidos se dilatan muy poco en comparación con los líquidos y los gases, que se dilatan notablemente. En los cuerpos sólidos, como alambres y varillas, se considera generalmente su dilatación lineal.

#### ***Coefficiente de dilatación lineal***

Es el aumento en la longitud que experimenta un cuerpo al aumentar la temperatura 1°C. Para calcular la longitud de un alambre o varilla, cuando se dilata, se emplea la siguiente formula:

$$L_2 = L_1 (1 + K_t) \dots \dots (\text{ecuación 47})$$

Si la temperatura inicial es 0 °C.

$$L_2 = L_1 [1 + K(t_2 + t_1)] \dots (\text{ecuación 48})$$

Cuando la temperatura inicial no es 0°C.

donde

$L_1$  : Longitud inicial, en mm.

$L_2$  : Longitud alcanzada por la dilatación, en mm.

$K$  : Coeficiente de dilatación, adimensional.

$t_1$  : Temperatura inicial, en °C.

$t_2$  : Temperatura final., en °C.

### ***Dilatación de los gases***

Al aumentar la temperatura de un gas se dilata, es decir, aumenta su volumen y su presión.

Los gases se dilatan  $1/273$  de su volumen cada vez que su temperatura aumenta  $1^{\circ}\text{C}$ . Por lo tanto, el coeficiente de dilatación para todos los gases es de  $1/273$ .

### ***Dilatación de los líquidos***

Para los líquidos, generalmente se considera su dilatación cúbica, por tener que estar contenidos en un recipiente; sin embargo si un líquido está dentro de un tubo delgado se puede apreciar su dilatación lineal.

Para medir la dilatación de los líquidos se emplea el dilatómetro, que consiste de un bulbo con una extensión en forma de tubo con una escala marcada.

Para calcular el coeficiente de dilatación de un líquido se llena con dicho líquido el dilatómetro hasta el cero de la escala. Conociendo la variación de la temperatura ( $t$ ) y el volumen inicial ( $V_1$ ) y el final ( $V_2$ ) se calcula el coeficiente de dilatación ( $K$ ).

$$K = \frac{V_2 - V_1}{V_1 t} \dots \dots (\text{ecuación 49})$$

## **4.2 Escalas de temperatura**

Los termómetros, para poder indicar la temperatura del objeto o medio en que se encuentran, tienen una escala; ésta, en los países que utilizan el sistema métrico decimal, está dividida en grados centígrados ( $^{\circ}\text{C}$ ). Un termómetro que tiene una escala en grados centígrados, siempre deberá marcar cero ( $^{\circ}\text{C}$ ) cuando se coloque en hielo que se esté fundiendo, y deberá marcar cien ( $100^{\circ}\text{C}$ ) cuando se coloque en agua que esté hirviendo. Entre estos dos puntos, existen 100 divisiones.

En los países que utilizan el sistema inglés, la escala está dividida en grados Fahrenheit ( $^{\circ}\text{F}$ ); los termómetros graduados en esta forma, marcan en el primer punto

---

---

(fusión del hielo) treinta y dos grados Fahrenheit (32 °F) y en el segundo (ebullición del agua) 212 °F; entre estos dos puntos existen 180 divisiones. Fahrenheit fijó el cero de la escala, a la temperatura que se obtiene al mezclar dos partes iguales de nieve y cloruro de amonio, pues él pensó que era la temperatura más baja que se podía obtener en el laboratorio.

Existen otras escalas de temperatura que son usadas en la industria. Estas son: Kelvin, Rankine y Réaumur (figura 4.2.1).

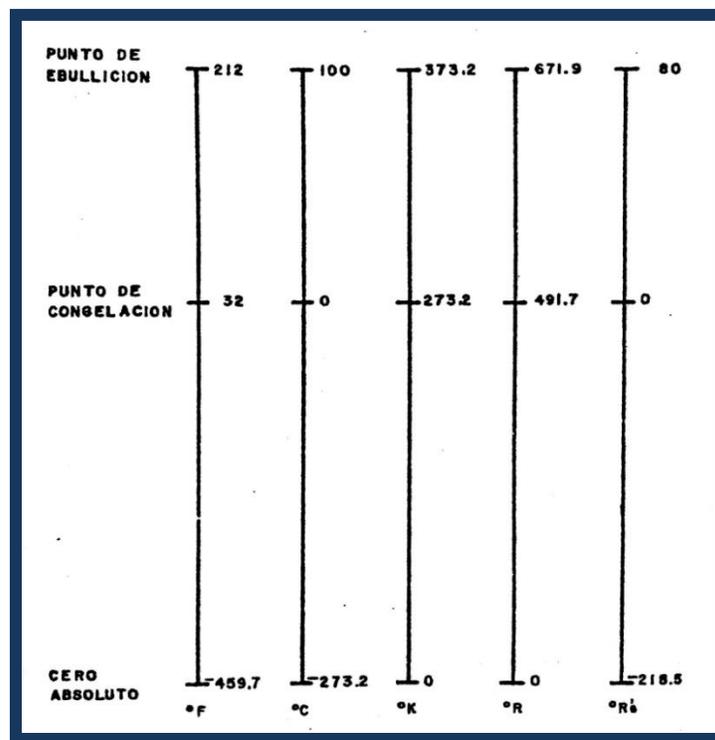


Fig. 4.2.1. Escalas de temperatura.

La escala Kelvin (°K), es también conocida como escala en grados centígrados absolutos. Su uso es frecuente en el cálculo de los procesos que se llevan a cabo en la industria. El punto de congelación del agua corresponde a 273.16 °K, y el punto de ebullición del agua a 373.16 °K.

La escala Rankine (°R), es también conocida como la escala de grados Fahrenheit absolutos. Su uso es frecuente en textos de ingeniería. El punto de congelación del agua corresponde a 491.69 °R y el punto de ebullición del agua a 671.69 °R.

La escala Réaumur (°Ré), fue introducida alrededor de 1731 y aún usada en algunos países europeos. En esta escala se marca el punto de congelación del agua con 0 °Ré y el punto de ebullición con 80 °Ré.

### ***Relación entre los grados centígrados y grados Fahrenheit***

Para llegar a establecer la relación que existe entre los grados centígrados y los grados Fahrenheit, se deben hacer las siguientes observaciones.

- a) Que el cero de la escala centígrada, coincide con la división 32 de la Fahrenheit.
- b) Que por 100 divisiones de la escala centígrada, hay 180 divisiones de la Fahrenheit.

Del inciso (a) se desprende que para obtener °F a partir de los °C, debemos sumar que si tenemos 0°C, al sumar 32 nos resultarán 32 °F, de lo que deducimos:

$$^{\circ}F = ^{\circ}C + 32 \dots \dots (\text{ecuación 50})$$

Ahora, de acuerdo con el inciso (b), si en 100°C hay 180 °F entonces en 1 °C hay 1.8 °F. De lo que se concluye que para convertir los °C a °F, hay que multiplicar aquellos por 1.8 para obtener °F.

$$^{\circ}F = 1.8 ^{\circ}C + 32 \dots \dots (\text{ecuación 51})$$

En forma análoga, se puede obtener la relación inversa de lo que resulta lo siguiente:

$$^{\circ}C = \frac{^{\circ}F - 32}{1.8} \dots \dots (\text{ecuación 52})$$

### **4.3 Unidades de calor**

El calor es la energía que pasa de un cuerpo a otro cuando tienen distinta temperatura.

La energía calorífica se puede medir con las unidades: caloría (cal), kilocaloría (kcal) y Unidad Térmica Británica (B.T.U.).

Una caloría es la cantidad de calor que se aplica a un gramo de agua para elevar su temperatura 1°C.

$$1 \text{ kilocaloría} = 1000 \text{ calorías}$$

Un B.T.U. es la cantidad de calor que se suministra a una libra de agua para elevar su temperatura 1°F.

$$1 \text{ B.T.U.} = 252 \text{ calorías}$$

Calor específico de una sustancia es la cantidad de calor que se aplica a un gramo de la misma para que aumente 1°C su temperatura.

El calor específico del agua es 1 *cal/gr*.

### ***Cantidad de calor absorbido o cedido por un cuerpo***

Al poner un cuerpo caliente en contacto con otro, que está frío, el calor pasa del que está caliente al frío hasta que los dos cuerpos tengan la misma temperatura, es decir, un cuerpo cede una cantidad de calor que absorbe el otro.

Para calcular la cantidad de calor cedido o absorbido por un cuerpo se emplea la siguiente fórmula:

$$Q = C_e m (t_2 - t_1) \dots \dots (\text{ecuación 53})$$

donde

$Q$  : Calor cedido por la fuente, en calorías (cal).

$C_e$  : Calor específico del cuerpo, en cal/gr °C.

$m$  : Masa del cuerpo, en gr.

$(t_2 - t_1)$  : Variación de temperatura, en °C.

## **4.4 Termómetros**

El termómetro es un dispositivo de medición que indica la temperatura de un cuerpo. Los termómetros más usados se basan principalmente en la medición de propiedades como:

1. Expansión volumétrica de gases, líquidos y sólidos.
2. Presión ejercida por gases y líquidos.
3. Resistencia eléctrica de sólidos.
4. Presión de vapores de líquidos.
5. Termo-electricidad.
6. Radiación.

En general los termómetros pueden clasificarse en dos grupos:

- Termómetros de contacto; son aquellos cuyo elemento sensor está en contacto íntimo o colocado dentro del mismo ambiente que el cuerpo cuya temperatura se quiere conocer.
- Termómetros sin contacto; que funcionan midiendo algún parámetro a distancia del cuerpo.

Clasificaremos a los medidores de temperatura de la siguiente manera:

➤ **Termómetros de contacto**

Termómetro de columna

Termómetro a presión de gases  
Termómetro a presión de vapor  
Termómetros bimetálicos

Termómetro de resistencia  
Termopares

➤ **Métodos sin contacto**

Pirómetros ópticos  
Pirómetros de radiación total  
Pirómetros de dos colores

### **4.5 Medidores de temperatura**

De la misma manera que casi todas las variables de proceso, las limitaciones de las diferentes tecnologías de medición dependen de la precisión requerida, velocidad de respuesta, condiciones del proceso, etc. A diferencia de otras mediciones, cabe mencionar que las medidas de temperatura, en general, tienen una inercia bastante más elevada que otras variables de proceso como la presión o gasto (casi instantáneas).

#### ***Termómetros de contacto***

Estos termómetros como lo indica su nombre determinan la temperatura a medir, teniendo contacto con el cuerpo, o colocados dentro del mismo ambiente donde está este.

Lo común es que tengan un elemento sensor con alguna propiedad variable con la temperatura y que esta variación se refleje en una escala graduada directamente en las unidades correspondientes.

Aunque son muchos los elementos medibles que guardan relación con la temperatura, en la práctica los más utilizados son:

- Midiendo la altura de la columna de un líquido dentro de un tubo capilar (termómetros de columna).
- Midiendo la presión de un gas confinado a un recipiente cerrado. (termómetros a presión de gases).
  
- Midiendo la presión de vapor de un líquido confinado a un recipiente cerrado (termómetros a presión de vapor de líquido).
- Midiendo la resistencia eléctrica de un conductor o semiconductor (termómetros de termo resistencia).
- Utilizando la deformación de una lámina bimetálica (termómetros bimetálicos).
- Midiendo el voltaje generado por un termopar. (termómetros a termopares).

### Termómetros de columna.

La gran mayoría de las sustancias se dilatan a dimensiones mayores cuando se calientan y se contraen a las dimensiones anteriores si se enfrían a la misma temperatura anterior, este efecto se utiliza para construir los termómetros de columna.

Estos termómetros constan de un tubo capilar (muy fino) de vidrio cerrado en un extremo, y con un bulbo lleno de líquido coloreado en el otro, al que se le ha practicado vacío. Este capilar se coloca fijo en un cuerpo que contiene una escala graduada en grados en la escala correspondiente.

Cuando el líquido se calienta, se dilata, y sube por el capilar formando una columna coloreada de mayor o menor altura de acuerdo al valor de la temperatura. En la figura 4.5.1 puede apreciarse uno de estos termómetros. El valor señalado en la escala por la propia columna corresponde a la temperatura a que está sometido el bulbo.

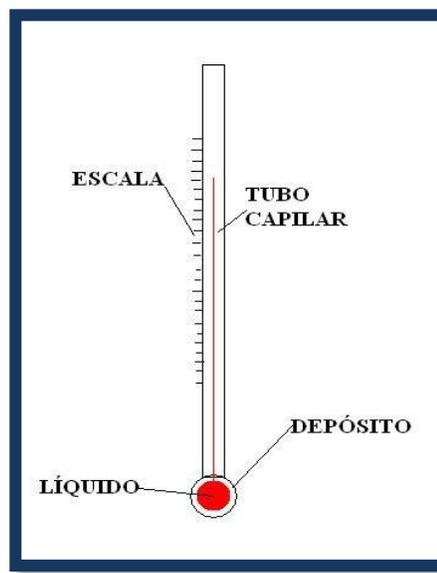
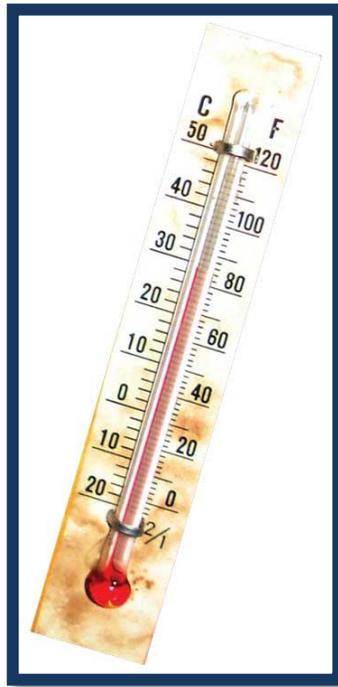


Fig. 4.5.1. Partes de un termómetro de columna.

El punto de solidificación y ebullición del líquido utilizado debe estar alejado del rango de utilización del termómetro para evitar que estos estados, que lo hacen inoperante, se alcancen durante el trabajo del aparato. Es importante también que la dilatación del líquido en todo el rango de utilización sea exactamente proporcional a la temperatura para lograr una escala con las divisiones a la misma distancia.

En la figura 4.5.1, el bulbo lleno de líquido rojo en la parte inferior, y como la forma del capilar se ha construido de manera que amplifica como un si fuera una lente, el ancho aparente de la columna en la zona de medición para facilitar la lectura.

En el caso de la figura 4.5.2, se representa uno de los termómetros utilizados para medir la temperatura ambiente y está graduado en ambas escalas, centígrados y Fahrenheit.



**Fig. 4.5.2. Termómetro de alcohol coloreado con doble escala de temperatura.**

Los líquidos más comúnmente utilizados son el mercurio de color plateado (figura 4.5.3) y el alcohol coloreado, generalmente de rojo.

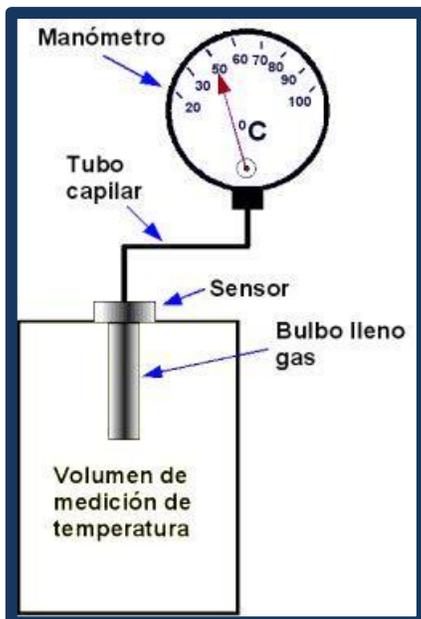


Fig. 4.5.3. Termómetro de mercurio.

Los termómetros de columna indican la temperatura como diferencia entre el coeficiente de dilatación del vidrio y del líquido empleado. Los más comunes son:

- Mercurio: (-37 °C, 315 °C).
- Mercurio con gas inerte (N<sub>2</sub>): (-37 °C, 510 °C).
- Alcohol: hasta -62 °C.
- Precisión 1% del rango.

### Termómetro a presión de gases



En la figura 4.5.4, se muestra un esquema de un termómetro a presión de gases, el cuál es un medidor de presión (manómetro), considerado como elemento de medición.

Fig. 4.5.4. Elementos de termómetro a presión de gases.

Un bulbo lleno con gas es la parte principal del sensor de temperatura que se coloca dentro del volumen al que quiere medirse la temperatura. Un fino tubo capilar conduce la presión del gas en el bulbo al manómetro, cuya escala ya ha sido calibrada en grados de temperatura.

Los gases al calentarse y enfriarse se dilatan y contraen, y como en este caso, el gas de trabajo está confinado a un volumen cerrado el efecto que se produce es el incremento y la disminución de la presión cuando se incrementa y reduce la temperatura.

Para rellenar los termómetros a presión de gases se usan gases que se comporten lo mejor posible como gas ideal en el rango de temperaturas para el que se utilizará el termómetro, de esta forma se obtiene un comportamiento proporcional entre temperatura y presión, al ser el volumen constante, por lo que las divisiones en la escala están a la misma distancia.

En la figura 4.5.5 se aprecia uno de éstos termómetros, los cuáles presentan la ventaja sobre los de columna de líquido, que la medición puede realizarse a distancia alargando el tubo capilar. La longitud del tubo capilar tiene un límite, ya que si es muy largo, la cantidad de gas contenida en él puede ser comparable con la del bulbo e introducir errores en la medición con los cambios de temperatura del ambiente al que está sometido el capilar. Esto significa que para que un termómetro de gases sea preciso, la cantidad de gas en el sensor debe ser muy superior a la del tubo capilar.



**Fig. 4.5.5. Termómetro a presión de gases.**

### Termómetro a presión de vapor

Los termómetros a presión de vapor de líquido tienen la misma construcción de los de presión de gases como se muestra en la figura 4.5.6, excepto que el bulbo está lleno con un líquido volátil. Otra diferencia significativa con el termómetro a gases es que en este caso la escala no está dividida a distancias iguales, debido a que la presión de vapor de los líquidos, de acuerdo al diagrama de fases, no cambia de forma proporcional con la temperatura.

Este fenómeno de la falta de proporcionalidad puede ser conveniente en los casos donde una zona de alta temperatura se monitorea, por ejemplo la temperatura de un proceso, en la zona de temperatura baja que no es importante, el movimiento de la aguja es poco y por tanto también la precisión, pero cuando la temperatura sube, que es la zona de interés, el movimiento relativo de la aguja con respecto al cambio de temperatura crece y con ella la exactitud de medición.

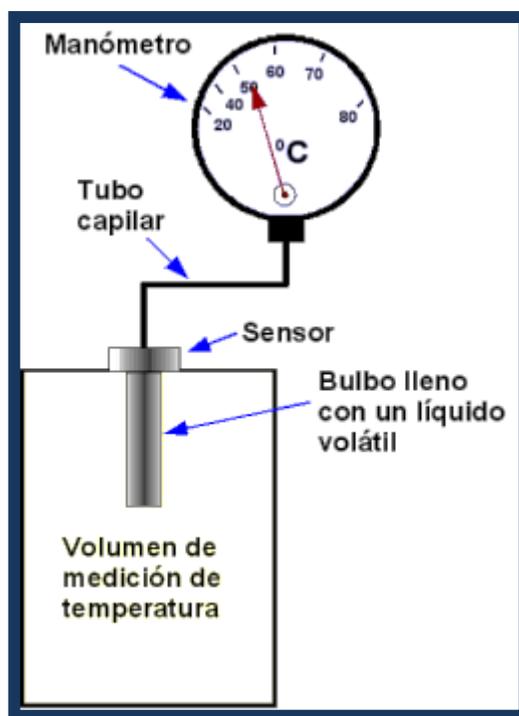


Fig. 4.5.6. Elementos de termómetro a presión de vapor.

### Termómetros bimetálicos

Cuando no es necesario tomar lecturas continuas de temperatura, cuando las temperaturas no son utilizadas para el control de un proceso y sólo se desea conocerlas para saber si la operación de un equipo es satisfactoria, es muy común el uso del termómetro bimetálico.

***Principio en el que se basan los termómetros bimetálicos***

Los sólidos se dilatan con el calor, y para un incremento igual de temperatura unos se dilatan más que otros.

Por ejemplo: si dos tiras de metal de idénticas dimensiones que se dilatan desigualmente se unen cara a cara en toda su extensión de modo que no se pueden separar, al calentarse, la tira bimetálica resultante se encorvará, de modo que el metal

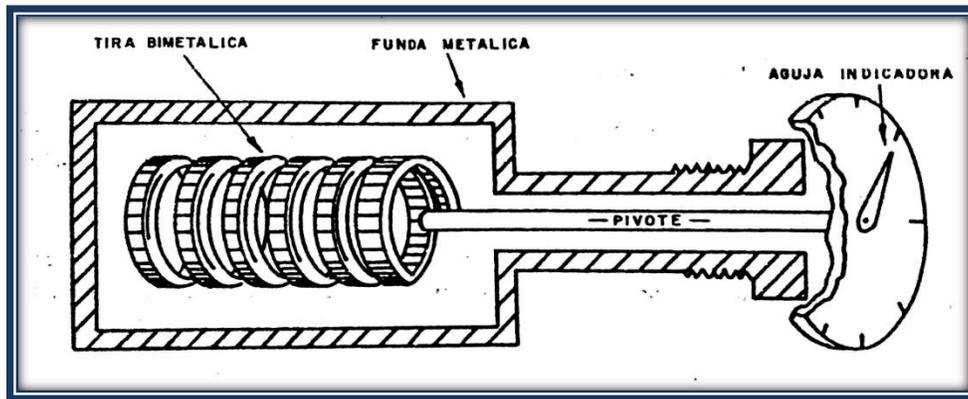
que se dilata menos queda en el interior. El encorvamiento de la tira metálica dependerá del incremento de temperatura.

***Descripción***

Los termómetros bimetálicos están contruidos con una tira bimetálica, pero de forma como se ilustra en la figura 4.5.7; ésta va metida en una funda metálica para su protección. Un extremo de la tira bimetálica, que se encuentra en el cuello de la funda, va unido a un pivote, mientras que el otro va fijo. Una aguja indicadora la cual recorre una escala, va fija al pivote.

La funda metálica es la parte del instrumento que se encuentra en el medio del cual se desea conocer su temperatura; de ésta manera, los cambios de temperatura pueden afectar la forma de la tira bimetálica.

El movimiento originado en el cambio de forma de la tira bimetálica es transmitido por medio del pivote a la aguja indicadora, la cual señala en la escala la temperatura que tiene el medio en el cual se encuentra la funda metálica.



**Fig. 4.5.7. Descripción de un termómetro bimetalico.**

El funcionamiento de este tipo de termómetro no se basa en los cambios de presión de algún fluido. También en comparación con los términos de vidrio, es más fácil la lectura de la temperatura indicada como se muestra en la figura 4.5.8.

Se debe tener cuidado de que la funda que cubre la tira bimetalica esté completamente cubierta por el medio del cual se desea conocer su temperatura, porque es necesario que toda la tira bimetalica se encuentre a la misma temperatura.



**Fig. 4.5.8. Termómetro bimetalico en escala centígrada.**

Se fabrican en rangos que van desde -300 hasta 1000 °F. Su exactitud en la industria nunca es menor del 1 % del total de la escala aunque los hay del 0.5 % fabricados especialmente (para laboratorio).

### Termómetros de resistencia

Estos termómetros se basan en la propiedad que tienen los metales conductores de la corriente eléctrica de cambiar su resistencia cuando varía la temperatura, es decir:

$$R_t = R_o(1 + \alpha t) \dots (\text{ecuación 54}) \qquad \alpha = \frac{R_t - R_o}{t R_o} \dots (\text{ecuación 55})$$

donde

$R_o$  : Resistencia a 0 °C, en ohms.

$R_t$  : Resistencia a la temperatura  $t$ , en ohms.

$\alpha$  : coeficiente de resistencia por temperatura.

Es decir, coeficiente de resistencia por cambio de temperatura “ $\alpha$ ”, representa el cambio de resistencia en ohms, por cada ohm de “ $R_o$ ” por grado de temperatura.

En la figura 4.5.9 se esquematiza el cambio de la resistencia, en donde:

$R_1$  y  $R_2$  son resistencias de valor fijo conocido.

$R_s$  es un reóstato graduado.

$R_x$  es la resistencia por medir.

$G$  es un galvanómetro.

$B +$  es una batería.

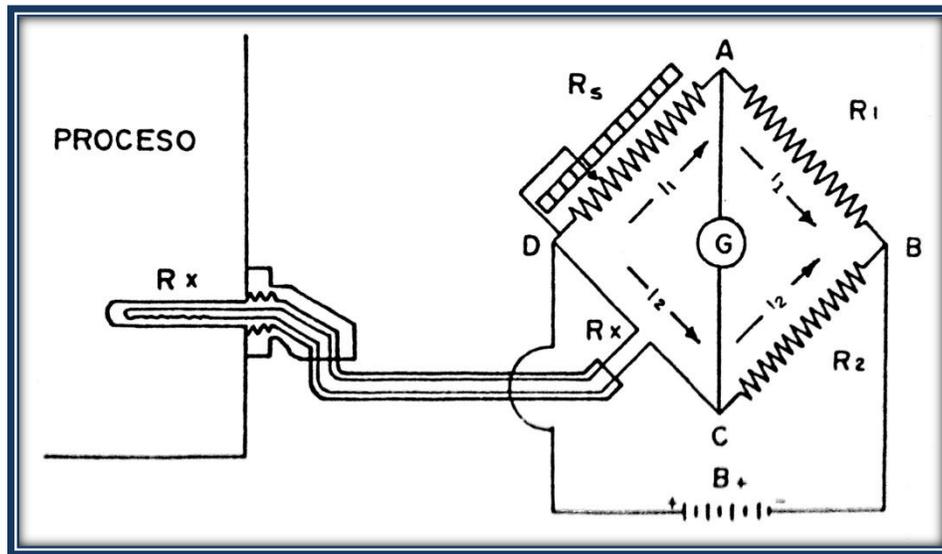


Fig. 4.5.9. Diagrama de un termómetro de resistencia eléctrica.

Éste sistema es más versátil, exacto y duradero que los sistemas llenos de líquido, gas o vapor.

### ***Exactitud***

Los termómetros industriales comunes se anuncian como exactos hasta en un 0.5 % del rango total, pero en la práctica nunca es mejor que el 1 %. Los diseños especiales para laboratorio pueden tener una exactitud hasta del 0.01 %.

### ***Velocidad de respuesta***

Refiere a un segundo cuando el alambre está en contacto directo con el medio por medir. Por ejemplo, cuando va en una cápsula de acero inoxidable el retraso máximo es de un minuto, es decir, en estos sistemas la resistencia puede hallarse hasta a 500 pies de distancia del registrador sin necesidad de un transmisor.

En el caso de emplear equipos electrónicos para balancear el puente y registrar la temperatura, la falla de la resistencia siempre tiende a dar una lectura máxima.

## Termopares

En 1821, al estar realizando ciertos experimentos T.S. Seebeck observó que si se forma un circuito cerrado empalmando dos alambres de distinto material por sus dos extremos y se calienta una de las uniones mientras que la otra se mantiene a la temperatura ambiente se produce en el circuito una corriente eléctrica. Así, si dos hilos de cobre se conectan a los bornes de un galvanómetro por un extremo, y por el otro se unen mediante un pedazo de hierro, al calentar una de las uniones del cobre y hierro podrá comprobarse el paso de una corriente a través del aparato porque se desviará la aguja del galvanómetro. El sentido de ésta corriente en el alambre de hierro es desde la junta caliente hacia la fría. La diferencia de potencial así obtenida se llama fuerza electromotriz térmica (FEM), como se muestra en la figura 4.5.10.

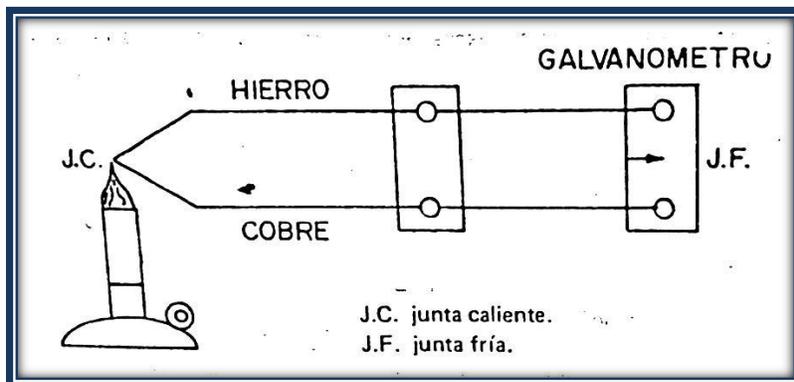


Fig. 4.5.10. Representación esquemática del efecto termoeléctrico.

El funcionamiento de un termopar, ilustrado en la figura 4.5.11 está conformado simplemente por dos alambres de diferente composición metalúrgica conectados en ambos extremos para completar un circuito eléctrico. La fuerza electromotriz (FEM) generada depende de la diferencia de temperatura entre la junta caliente y la junta fría, además de la composición metalúrgica de los dos alambres.

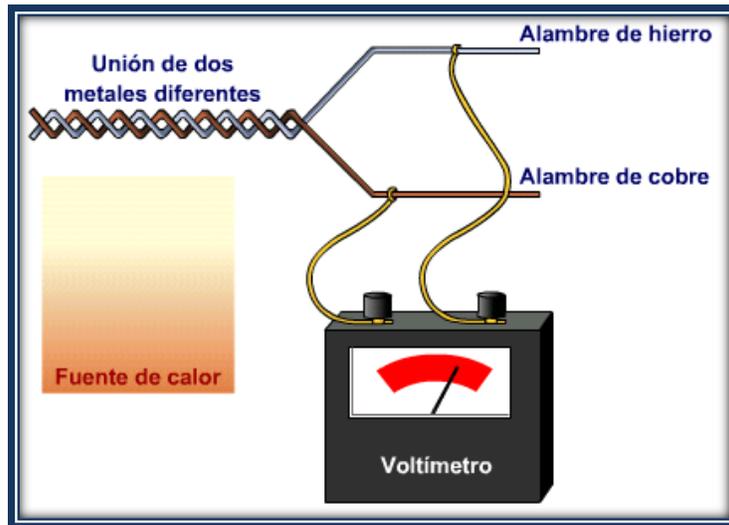


Fig. 4.5.11. Diagrama del funcionamiento del termopar.

El principio de medición de temperatura utilizando termopares se basa en tres principios físicos, que son:

### 1) *Efecto Seebeck*

Cuando las uniones de dos conductores se unen por sus extremos para formar un circuito, y se colocan en un gradiente de temperatura, se manifiesta un flujo de calor y un flujo de electrones conocido como corriente Seebeck. La fuerza electromotriz (FEM) que genera la corriente se conoce como fuerza electromotriz de termopar o tensión Seebeck.

El coeficiente Seebeck “S” se define como:

$$S = \frac{dE}{dT} \dots \dots (\text{ecuación 56})$$

donde

$S$  : Coeficiente de Seebeck,  $\mu V/^{\circ}C$ .

$dE$  : Derivada de la tensión  $\mu V$ .

$dT$  : Derivada de la temperatura  $^{\circ}C$ .

### **2) Efecto Peltier**

Consiste en el calentamiento o enfriamiento de una unión entre dos metales distintos al pasar corriente por ella. Al invertir el sentido de la corriente se invierte también el sentido del flujo de calor. Este efecto es reversible e independiente del contacto. Depende sólo de la composición y de la temperatura de la unión.

### **3) Efecto Thompson**

Descubierto por William Thompson en 1847-54, consiste en la absorción o liberación de calor por parte de un conductor homogéneo con temperatura no homogénea por el que circula una corriente. El calor liberado es proporcional a la corriente y por ello, cambia de signo al hacerlo el sentido de la corriente. Se absorbe calor si la corriente y el calor fluyen en direcciones opuestas, y se libera calor si fluyen en la misma dirección.

La magnitud de la FEM depende de los materiales de los conductores utilizados por el termopar y de sus condiciones metalúrgicas. Subsecuentemente los cambios en la composición del material causados por su contaminación, mecanismos extraños o choques termales influyen y modifican la FEM.

Con el tiempo y el uso, la degradación del termopar es inevitable, por lo que un esquema de: calibración inicial, verificaciones regulares y reemplazo eventual, debe ser establecido.

Si por razones prácticas la longitud de los termopares se incrementa, ésta será hecha por el empleo de la extensión correcta. Y consiste de conductores hechos nominalmente del mismo material de los conductores del termopar.

### ***Tipos de termopares***

En la tabla 4.5.12 se muestran los rangos de aplicación con base al material del termopar, los cuáles normalmente son usados en aplicaciones industriales y son

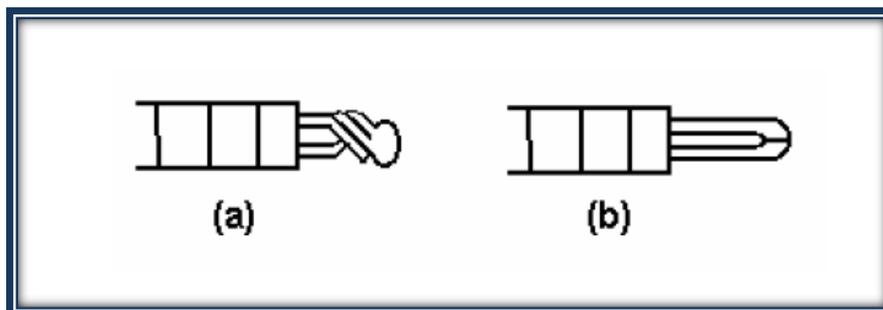
identificados con una letra originalmente asignada por la I.S.A. (Instrument Society of America).

**Tabla 4.5.12. Rango de aplicación con base al material del termopar.**

Tipo	Alcance Temperatura °C	Materiales y Aleaciones (+) Vs. (-)
Metal - Base		
E	-270 a 1 000	níquel - cromo Vs. cobre - níquel
J	-210 a 1 200	hierro Vs. cobre - níquel
T	-270 a 400	cobre Vs. cobre - níquel
K	-270 a 1 372	níquel - cromo Vs. níquel - aluminio
N	-270 a 1 300	níquel - cromo - silicio Vs. níquel - silicio - magnesio
Metal - Noble		
R	-50 a 1 768	platino - 13 % rodio Vs. platino
S	-50 a 1 768	platino - 10 % rodio Vs. platino
B	0 a 1 820	platino - 30 % rodio Vs. platino - 6 % rodio

### **Unión de los termopares**

Existen dos tipos de uniones de los termopares; una consiste en presionar los dos metales entre sí (figura 4.5.13 (a)) y la otra une los metales mediante soldadura (4.5.13 (b)), estos dos tipos de uniones dan voltajes idénticos. Si se deja pasar corriente, las corrientes que pasan pueden ser diferentes, ya que la resistencia del contacto difiere con los diferentes métodos de unión. La unión que más se usa es la de soldadura (ya sea la de gas o la eléctrica).



**Fig. 4.5.13. Tipos de unión entre termopares.**

### ***Materiales de los termopares***

En aplicaciones industriales, la elección de los materiales empleados para fabricar un termopar depende del rango de temperatura que se va a medir, del tipo de atmósfera a la que estará expuesto el material y de la precisión requerida en la medición.

El material de los termopares se debe seleccionar por su buena resistencia a las atmósferas corrosivas y oxidantes así como al rango de temperatura que se va a usar, por su resistencia al cambio de características que afecten su calibración, por estar libres de corrientes parásitas y por permitir la consistencia en las lecturas dentro de los límites de precisión requeridos.

### ***¿Cómo elegir un tipo de termopar?***

Debido a que los termopares miden en rangos de temperatura muy amplios y son relativamente resistentes, los termopares se utilizan muy a menudo en la industria. Los siguientes criterios son utilizados en la selección de un termopar:

- Rango de temperatura
- La resistencia química del termopar o material de vaina
- Resistencia de abrasión y vibración
- Requisitos de instalación (es posible que tengan que ser compatibles con equipos existentes; los agujeros existentes pueden determinar el diámetro de la sonda)

### **Termómetros sin contacto**

Estos termómetros determinan la temperatura del cuerpo a distancia, y se basan en la determinación de alguna característica del cuerpo que cambie con la temperatura sin hacer contacto con él, aquellos que se usan para medir temperaturas altas y medianamente altas (unos 600 grados centígrados o más) se denominan pirómetros.

En general son aparatos ópticos más complejos y su uso es más especializado.

Las características utilizadas para la determinación de la temperatura con estos termómetros son:

- Medición de la radiación electromagnética visible emitida por el cuerpo caliente (pirómetros de radiación visible).
- Medición de la absorción de radiaciones electromagnéticas por el cuerpo caliente (pirómetros de absorción-emisión).
- Medición de la radiación infrarroja emitida por el cuerpo caliente (termómetros de radiación infrarroja).

### **Pirómetros de radiación**

Se emplean para medir temperaturas altas. Se basan en la radiación visible emitida por objetos muy calientes (incandescentes).

Para medir la temperatura de un metal incandescente, se observa éste a través del pirómetro, en el campo visual del instrumento hay una lámpara con filamento de tungsteno. Girando un botón graduado en grados de temperatura se suministra más o menos voltaje al filamento y con ello se cambia su color de incandescencia, mientras pueda observarse el filamento es porque su color es diferente al del metal cuya temperatura quiere medirse (fondo). En el momento en que desaparezca el filamento del campo visual se han igualado las temperaturas y la escala del botón nos mostrará la temperatura.

### **Pirómetros de absorción-emisión**

Se utilizan para determinar la temperatura de gases. Estos pirómetros se basan en el hecho de que los gases pueden absorber en mayor o menor medida las radiaciones electromagnéticas de ciertas longitudes en dependencia de su temperatura. Para la medición, el pirómetro emite un haz de radiaciones electromagnéticas calibradas que se hacen pasar a través del gas, luego se mide la intensidad y se compara con la original, las pérdidas de radiación permiten obtener la temperatura del gas.

### **Termómetros de radiación infrarroja.**

Todos los cuerpos en dependencia de la temperatura emiten radiaciones electromagnéticas el exterior, cuando la temperatura llega a determinado valor medianamente alto (aproximadamente a los 450 grados centígrados) esta emisión comienza a hacerse visible como roja (zona visible del espectro), y si nos acercamos al cuerpo caliente en estas condiciones sentiremos en la piel la radiación como calor, aunque no tengamos contacto con él. Para valores de calentamiento algo menores sigue presente la radiación, y aunque se observa como emisión de luz roja, se puede sentir en la piel si se acerca lo suficiente. Estas radiaciones no visibles se llaman radiaciones infrarrojas (por debajo del rojo). Los termómetros infrarrojos pueden detectar las radiaciones no visibles y convertirlas a un valor de temperatura en una escala o en una pantalla digital utilizando captadores muy sensibles que pueden determinar las radiaciones de cuerpos relativamente fríos. Son aparatos electrónicos bastante complejos.

# Capítulo 5

---

## *“Medición de nivel”*

La medición de nivel de líquidos es una de las variables que se encuentra con más frecuencia en la industria. En muchos de los procesos que emplean líquidos contenidos en recipientes, el nivel de líquido en cada recipiente puede ser de importancia primordial para la operación del proceso y proporciona información acerca de:

1. Cantidad de materia prima en existencia de que se dispone para un proceso.
2. La capacidad de almacenamiento de productos.
3. Lograr que la operación del proceso sea o no satisfactoria.

Un control de nivel eficiente de un recipiente, en un proceso, trae como consecuencia una carga constante para flujos de procesos uniformes, protección de bombas centrífugas y protección de compresores de gas.

En los procesos continuos, el disponer de una carga de nivel adecuada en cierto equipo es de gran importancia; los acumuladores o recipientes de almacenamiento se instalan entre diversas etapas del proceso con el propósito de disponer de capacidad de almacenamiento en donde las irregularidades del proceso se absorben en dichos recipientes y solamente una parte mínima de éstos efectos pasan a la siguiente etapa del proceso.

### **5.1 Principios matemáticos y físicos**

Para poder aplicar la medición de nivel es necesario entender los principios que se enuncian a continuación:

1. La relación entre el flujo y el nivel en los recipientes.
2. La capacidad de función de la altura de nivel.
3. La teoría de flotación.
4. El flujo de fluidos.

### **Relación entre el flujo y el nivel en los recipientes**

La condición para que un nivel en un recipiente se mantenga es que la cantidad de flujo de entrada sea igual al flujo de salida. Cuando el flujo de entrada es uniforme, la altura del nivel que se logra, manteniendo una presión de carga constante en la línea de alimentación y manteniendo el nivel de líquido constante en el recipiente, es función de la altura del líquido con respecto al plano del orificio (ver figura 5.1.1).

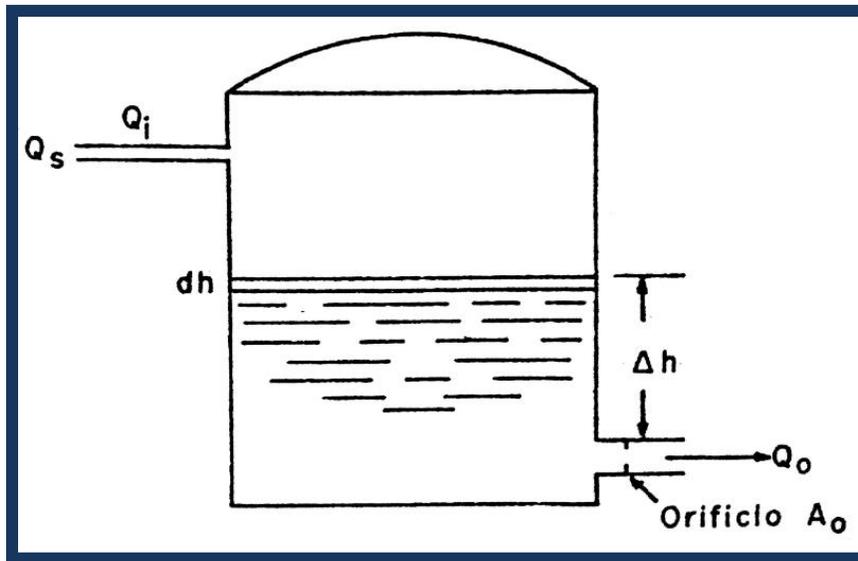


Fig. 5.1.1. Relación entre el flujo básico y los factores de nivel, cuando la línea de descarga se encuentra en el fondo del nivel.

El flujo queda regulado por la expresión:

$$Q = CA\sqrt{2gh}.....(\text{ecuación 23})$$

Donde:

$Q$  : Cantidad,  $m^3/seg$ .

$C$  : Constante del orificio, adimensional.

$A$  : Área de flujo,  $m^2$ .

$g$  : Aceleración de la gravedad,  $9.81 m/s^2$ .

$h$  : Carga de líquido,  $m$ .

Así, cuando el área de flujo “A” y los otros factores son constantes se obtiene la uniformidad del flujo de proceso “Q”, en caso de que la carga del líquido “h” con respecto al plano del orificio o salida se mida y controle con precisión.

Por lo tanto cuando el flujo de entrada es uniforme, la altura del nivel “h” con respecto al punto de extracción aumentará hasta que la presión de carga desarrollada origine el flujo a través del orificio “ $A_0$ ” en una cantidad “ $Q_0$ ”, la cual será igual al flujo de entrada “ $Q_i$ ”.

De la ecuación anterior y de la figura anterior puede expresarse lo siguiente:

$$Q_i = Q_0 = CA_0\sqrt{2gh} \dots \dots (\text{ecuación 57})$$

En donde

$Q_i$  : Flujo que entra al recipiente, en  $m^3/seg$ .

$Q_0$  : Flujo que sale del recipiente, en  $m^3/seg$ .

$C$  : Constante del orificio.

$A_0$  : Área del orificio, en  $m^2$ .

$g$  : Aceleración de la gravedad,  $9.81 m/seg^2$ .

$h$  : Altura del nivel del líquido con respecto a la parte superior del orificio de descarga, en  $m$ .

La variación del flujo de entrada o del área del orificio, permaneciendo las otras variables constantes, provoca un cambio en el nivel. Si sustituimos el orificio por una válvula de control esto constituye un procedimiento fácil de variar el área del orificio,

---

---

provocando que el efecto de carga mayor o menor tenga un flujo de salida igual al de la entrada.

### ***Capacidad en función de la altura del nivel***

Muchos de los recipientes de proceso y de almacenamiento, en donde la medición del nivel del líquido es un factor que debe considerarse, tienen forma cilíndrica. El cálculo para cualquier altura de nivel, se obtiene de la siguiente forma:

Contenido = área de la sección transversal X altura del nivel.

$$\text{Contenido, } m^3 = \pi r^2 h \dots \dots (\text{ecuación 58})$$

donde

*r* : Radio interior del tanque, en m.

*h* : Altura del nivel, en m.

En algunos casos se hacen tablas que indican la capacidad de tanques cilíndricos horizontales por cada pie de longitud, planos o curvos.

Aparte del sistema para detención del nivel de líquidos que se utilice, la forma del recipiente tiene un efecto básico en la precisión de la medición cuando dicha medida del nivel se convierte en unidades de peso o de volumen.

### ***Carga hidrostática***

Mucho de los sistemas de medición de líquidos operan con el principio de medir la carga hidrostática, que puede definirse como el peso del líquido que existe arriba de un plano de referencia en *lb/pulg<sup>2</sup>*, *gr/cm<sup>2</sup>*, o pies de líquido medido. La carga es una fuerza real debida al peso del líquido, que ejerce una fuerza en todas direcciones. Es independiente del volumen del líquido empleado o de la forma del recipiente. La medición de la presión debida a la carga del líquido puede transformarse en altura de nivel con respecto al plano de referencia, según la ecuación:

$$h = \frac{P}{\rho} = \frac{P}{\rho_w G_e} \dots \dots (\text{ecuación 59})$$

en donde

*h* : Altura del líquido arriba del plano de referencia, en cm.

*P* : Presión debida a la carga del líquido, en kg/cm<sup>2</sup>.

*ρ* : Densidad del líquido a la temperatura de operación, en kg/cm<sup>3</sup>.

*ρ<sub>w</sub>* : Densidad del agua a 20 °C.

*G<sub>e</sub>* : Gravedad específica del líquido a la temperatura de operación, adimensional.

(Nota: densidad del agua a 20 °C = 62.32 lb/pie<sup>3</sup> o 1/27.7 lb/pulg<sup>3</sup> = 998.23 kg/m<sup>3</sup>).

Así se obtiene la altura del líquido arriba del plano de referencia.

## **Teoría de la flotación**

Cuando se emplean elementos flotadores parcialmente sumergidos o totalmente sumergidos, es necesario considerar los principios de flotación en el diseño y aplicación a los flotadores.

El principio de Arquímedes establece que la presión resultante de un fluido sobre un cuerpo sumergido en el mismo, actúa en dirección vertical hacia arriba, y en el centro de gravedad del fluido desplazado y que además la presión es igual al peso del fluido desplazado. Esta fuerza resultante hacia arriba que ejerce el fluido en el cuerpo se llama “flotabilidad o fuerza de flotación”.

## **El flujo de fluidos**

Dentro del flujo de fluidos se encuentran dos parámetros relacionados con el volumen y son:

### Medición del volumen y del peso a partir del nivel

La medición de nivel de un líquido se reduce a una altura arriba de un plano de referencia, sin embargo la medición del nivel no siempre se requiere que se exprese en términos de pulg o pies arriba del plano de referencia, ya que, conociendo el tipo de recipiente puede interpretarse en términos del volumen del líquido contenido en el recipiente y además, si se conoce la gravedad específica del líquido puede expresarse en peso.

#### Determinación del volumen

Si se desea determinar el volumen se puede aplicar la ecuación

$$V = A \times h \dots \dots (\text{ecuación 60})$$

Donde

*V* : Volúmen del recipiente,  $m^3$ .

*A* : Área del recipiente en  $m^2$ .

*h* : Altura del nivel en *m*.

En éste caso la medición del volumen es independiente de la densidad del líquido. Si se desea en peso tenemos:

$$W = h * \rho * A = A * P \dots \dots (\text{ecuación 61})$$

donde

*W* : Peso del líquido del recipiente en *kg*.

*h* : Altura del líquido en *m*.

$\rho$  : Densidad del líquido en  $kg/m^3$ .

*A* : Área del recipiente,  $m^2$ .

*P* : Presión debida a la carga del líquido,  $kg/m^2$ .

Por lo tanto, la medición es independiente de la densidad del líquido.

Cuando se requiere mejor precisión en cantidades de líquidos almacenados en tanques es necesario corregir la densidad del fluido por cambios de temperatura, por dilatación del tanque debido a la presión hidrostática y cuando el fluido no se encuentra a la temperatura de referencia.

## **5.2 Métodos de medición de nivel**

La medición de nivel quizás sea la que tiene más tecnologías para su medición y existen en el mercado diversos sistemas de medición para las mismas aplicaciones.

La forma de seleccionar la tecnología casi siempre depende de dos factores como son el precio y la precisión requerida, aparte de la validez de la tecnología para nuestro proceso. En el pasado, las tecnologías de medición estaban basadas principalmente en métodos mecánicos y neumáticos, hasta la llegada de la tecnología electrónica.

El nivel de líquidos se mide por dos métodos que son:

- Métodos directos.
- Métodos indirectos.

### ***Métodos directos***

Estos consisten en medir directamente la superficie libre del líquido a partir de una línea de referencia. Pueden ser:

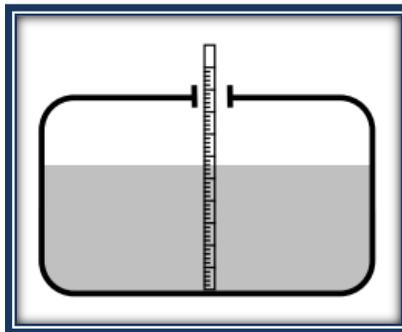
- Observación visual directa de la altura sobre una escala graduada: medidor de vara, de tubo de vidrio, etc.
- Determinación de la posición de un flotador que descansa sobre la superficie libre del líquido: flotador y cinta, flotador y eje, etc.
- Electrodo que hacen contacto con la superficie libre del líquido.

Entre los mecanismos más comunes se tienen:

- Medidor de sonda.
- Medidor de nivel de cristal.
- Medidor de nivel de flotador.
- Medidor de electrodos.

### Medidor de sonda o de vara

Estos instrumentos consisten en una varilla o regla graduada de la longitud conveniente para introducirla dentro del depósito, la determinación del nivel se efectúa por la lectura directa de la longitud mojada por el líquido, cuando la sonda se introduce hasta el fondo del tanque (figura 5.2.1).



**Fig. 5.2.1. Medidor de sonda.**

Este método sirve para tanques a presión atmosférica y se usa comúnmente en tanques con derivados de petróleo, gasolina y aceites en motores de combustión interna. Una variante de este método consiste en una varilla graduada con gancho, que se sumerge en el líquido y se levanta después hasta que el gancho rompe la superficie del líquido (figura 5.2.2). En este caso la distancia entre ese punto y la parte superior del tanque representa directamente el nivel del tanque. Este se puede usar solo cuando la superficie libre del líquido se puede ver directamente. Cuando el tanque tiene una profundidad grande, entonces se hace difícil manipular la regla por su longitud, en este caso se puede sustituir la varilla por una cinta flexible al cual se le coloca un peso en la punta, formando el medidor de cinta y plomada.

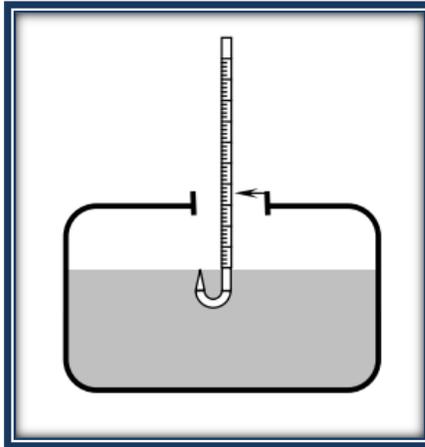


Fig. 5.2.2. Medidor de sonda con gancho.

### Medidor de nivel de cristal

Consiste en un tubo de vidrio con sus extremos conectados al tanque mediante bloques metálicos y válvulas. Se usan por lo general tres válvulas: dos de cierre de seguridad y mantenimiento en los extremos del tubo, con las cuales se impide la fuga de líquido en caso de ruptura del tubo; y una válvula de purga (figura 5.2.3).

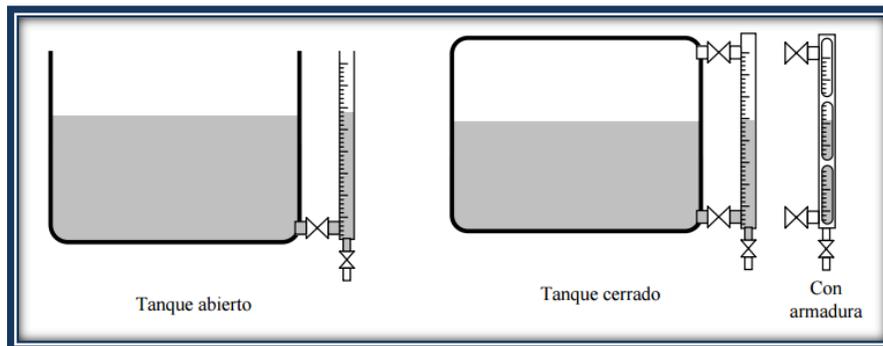


Fig. 5.2.3. Medidor de nivel de cristal con tanque abierto y cerrado (con armadura y sin armadura).

El nivel de cristal normal se emplea para presiones de hasta  $7.13 \text{ Kg}_f/\text{cm}^2$  para presiones más elevadas se usa un cristal grueso, de sección rectangular y protegido por una armadura metálica.

## Medidor de nivel de flotador

Consisten en un flotador situado en el seno de un líquido y conectado al exterior del tanque indicando directamente el nivel.

La conexión puede ser:

- Directa
- Magnética
- Eléctrica
- Hidráulica
  
- **Conexión directa**

Existen dos modalidades:

➤ **Flotador y cinta**

Consta de un flotador que puede ser de níquel, cobre o plástico el cual está conectado mediante una cinta y a través de una polea a un contrapeso al exterior del tanque. La posición del contrapeso indicará directamente el nivel. Su rango de medida será igual a la altura del tanque (figura 5.2.4).

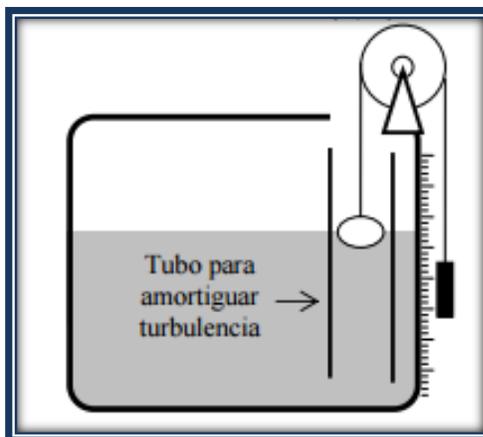


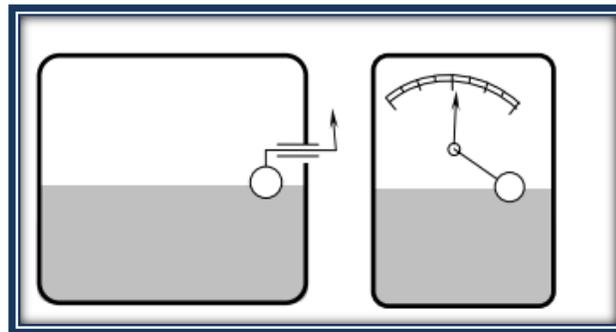
Fig. 5.2.4. Medidor de flotador y cinta.

Este método solo sirve para tanques abiertos, debido a la dificultad de producir un sello suficientemente hermético en la cinta.

Existe una modalidad de este instrumento en donde la polea es accionada por un motor eléctrico, sustituyendo así el contrapeso. En este caso cuando existe se controla la tensión de la cinta, cuando esta es inferior al valor deseado se tensa la cinta y cuando es muy grande se deja caer, la posición del eje del motor indicará entonces directamente el valor del nivel. Esta variante se usa en tanques con fluidos que poseen líquidos en suspensión o cuando existe una tapa flotante en el tanque, en cuyo caso el flotador reposa sobre la tapa.

➤ **Flotador y eje**

Consiste en un flotador conectado a un eje giratorio que sale del tanque y en cuyo extremo se encuentra una aguja indicadora, la cual indica sobre una escala el nivel del tanque (figura 5.2.5).



**Fig. 5.2.5. Medidor de flotador y eje.**

Este método se puede utilizar en una gran variedad de líquidos, inclusive en aquellos de alta viscosidad y en tanques cerrados con presiones hasta de 1000 psi. Es sin embargo aconsejable no usarlo para líquidos con sólidos en suspensión, ya que estos sólidos se pueden depositar sobre el flotador produciendo un error en la medida.

En este caso el rango (H) está limitado por la longitud del brazo del flotador (L) y el ángulo rotado ( $\alpha$ ) que no debe ser superior a  $60^\circ$  ya que para valores mayores la medida se vuelve altamente no lineal.

El valor del rango se puede calcular con la expresión:

$$H = 2L\text{sen}(\alpha/2) \dots \dots (\text{ecuación 62})$$

donde

*H* : Rango del medidor, en cm.

*L* : Longitud del brazo del medidor, en cm.

- **Conexión magnética**

Esta puede ser de dos tipos.

- **Flotador magnético con cinta**

El primer tipo consta de un flotador anular que posee un imán en su interior y que se desliza alrededor de un tubo sellado instalado en forma vertical dentro del tanque. Dentro del tubo una pieza magnética sigue al flotador en su movimiento y mediante un cable o varilla arrastra el indicador del instrumento situado generalmente en la parte superior del tanque (figura 5.2.6). El instrumento puede ser además transmisor neumático o electrónico.

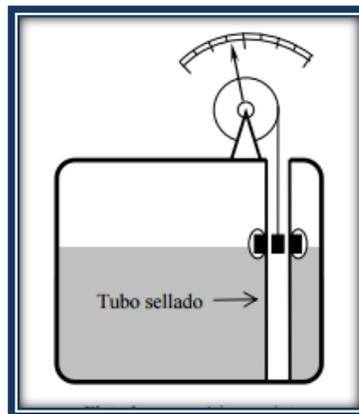


Fig. 5.2.6. Flotador magnético y cinta.

Este método es recomendable para tanques cerrados en donde no se pueda correr el riesgo de fugas, como por ejemplo un tanque de gas licuado.

➤ **Flotador magnético con indicación por color**

Esta es una variante de la conexión magnética en donde el flotador, que posee en su interior un imán, se desliza sobre una guía próxima a una pared del tanque. En este caso la indicación se realiza mediante la rotación de pequeños elementos magnetizables de color que el imán atrae al pasar cerca de ellos (figura 5.2.7). Si cada una de las paredes del elemento son de color distinto entonces el elemento que está en una posición diferente de los otros, y por tanto muestra un color distinto indicará la posición del nivel.

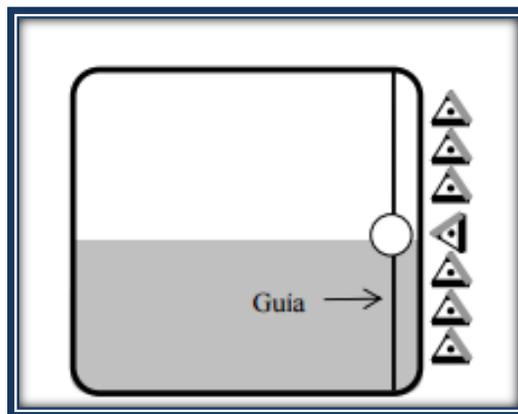


Fig. 5.2.7. Flotador magnético con indicación por color.

- **La conexión eléctrica**

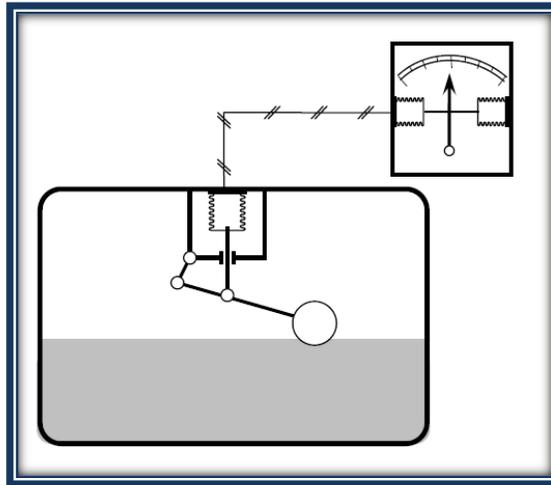
Esta consta de un flotador conectada a un eje giratorio mediante un brazo, el cual hace girar el eje de un potenciómetro o desplaza la guía de un potenciómetro recto.

Este es básicamente un transductor eléctrico de resistencia variable. Por lo que es usado principalmente cuando se requiere hacer la medición a distancia. En aparatos de cierta sofisticación se puede sustituir el potenciómetro por algún instrumento electrónico.

- **La conexión hidráulica o neumática**

En este caso el flotador actúa sobre un fuelle de tal modo que varía la presión del circuito hidráulico o neumático y señala en el receptor el nivel correspondiente.

Esta también es usada generalmente para mediciones a distancia y permite distancias de transmisión de hasta 75 metros y puede emplearse en tanques cerrados. Sin embargo requiere una instalación y calibración complicada y posee partes móviles en el interior del tanque (figura 5.2.8).



**Fig. 5.2.8. Medidor de flotador hidráulico.**

El flotador de estos instrumentos puede tener formas muy variadas y estar hechos de materiales muy diversos según el tipo de fluido a medir.

Estos tienen una precisión de  $\pm 0.5\%$ . Uno de los inconvenientes de este instrumento es que el flotador puede agarrotarse en el tubo guía, ya sea por depósitos de materiales o por dobladura.

### **Medidor de electrodos**

Consiste en uno o varios electrodos dentro de un tanque y un dispositivo eléctrico que es excitado cuando el líquido los moja.

Con este método se aprovecha la conductividad eléctrica del líquido para hacer el contacto eléctrico. Por lo tanto el líquido debe ser suficientemente conductor para que el relé sea capaz de detectar el paso de corriente. La impedancia mínima en este caso está en el orden de los 20 MΩ/cm. Siendo la corriente que circula por el líquido del orden de los 2 mA.

Se usa por lo general tensión alterna para evitar fenómenos de electrólisis que pueden desgastar los electrodos.

El instrumento se emplea generalmente como alarma o sensor para control alto y bajo y los electrodos se encuentran en puntos de máximo y mínimo nivel. Sin embargo se puede tener un número mayor de puntos de medición colocando un mayor número de electrodos, cada electrodo representará en este caso un punto de medición.

Las limitaciones de este instrumento son principalmente el requerir un gran número de electrodos para poder realizar una medición cercana a la continua. Y su dificultad de uso en líquidos no conductores, explosivos o que contienen sólidos que se depositan sobre los electrodos y tienden a aislarlos.

### ***Métodos indirectos***

Estos consisten en medir otros efectos que cambian con el nivel del líquido. Entre ellos están:

- Medición de presión hidrostática o presión diferencial.
- Medición de fuerza de empuje. Como en el de tubo de torsión.
- Medición de la radiación nuclear. Medidor radioactivo.
- Reflexión de ondas de radio, de radar o sónicas desde la superficie libre del líquido. Medidor ultrasónico.
- Medición de la capacitancia eléctrica.

Estos métodos tienen un error inherente debido a que el nivel se determina a partir de la medida de otra variable.

Los tipos de medidores indirectos de nivel principales son:

### Medidor de nivel por fuerza de empuje

El representante común de este tipo de medidor es el medidor de tubo de torsión, el cual consiste en un flotador, vertical y largo, parcialmente sumergido en el líquido y conectado mediante un brazo a un tubo de torsión unido rígidamente al tanque. Dentro del tubo y unido a su extremo libre se encuentra una varilla que transmite el movimiento de giro a un indicador en el exterior del tanque (figura 5.2.9).

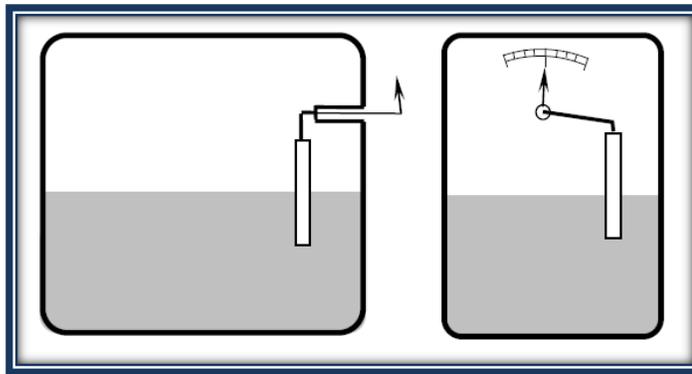


Fig. 5.2.9. Medidor de nivel por fuerza de empuje.

Este tubo de torsión se caracteriza porque el ángulo de rotación de su extremo libre es directamente proporcional al momento aplicado, o sea al empuje que ejerce el flotador que según el principio de Arquímedes el flotador sufre un empuje hacia arriba que viene dado por la expresión:

$$F = sh\gamma \dots \dots (\text{ecuación 63})$$

El momento sobre la barra de torsión será entonces:

$$M = (sh\gamma - W)l \dots \dots (\text{ecuación 64})$$

donde:

$F$  : Fuerza de empuje del líquido, en Newtons (N).

$s$  : Sección transversal del flotador, en m.

$h$  : Altura sumergida del flotador, en m.

$\gamma$  : Peso específico del líquido, en  $Kg/dm^3$

$l$  : Longitud del brazo del flotador, en m.

$W$  : Peso del flotador, en Kg.

Luego al aumentar el nivel del líquido este ejerce un empuje sobre el flotador igual al volumen de la parte sumergida multiplicada por el peso específico del líquido, tendiendo a neutralizar su peso propio.

El movimiento angular del extremo libre del tubo de torsión es muy pequeño, del orden de los  $9^\circ$ . Las dimensiones del flotador dependerán de la amplitud de la medida requerida.

Este sistema presenta además la ventaja de proporcionar un cierre estanco entre el tanque y el exterior. Por lo tanto se puede usar en tanques abiertos o cerrados, a presión o al vacío. La precisión de este instrumento es del orden del 1%.

### Medición de nivel por presión hidrostática

Este método se basa como su nombre lo indica en la medición de la presión hidrostática en el fondo del tanque o la presión diferencial entre dos puntos del tanque, la cual será directamente proporcional al nivel de líquido en el tanque según la expresión:

$$P = \gamma h \dots \dots \text{(ecuación 65)} \quad \text{despejando "h"}$$

$$h = \frac{P}{\gamma} = \frac{P}{G\gamma_{H_2O}} \dots \dots \text{(ecuación 66)}$$

donde:

$P$  : Presión ejercida por la columna de líquido, en  $Kg/m^2$ .

$h$  : Altura del nivel de líquido por encima del medidor de presión, en m.

$\gamma$  : Peso específico del líquido, en  $Kg/dm^3$ .

$G$  : *Gravedad específica de líquido, adimensional.*

$\gamma_{H_2O}$  : *Peso específico del agua, en  $Kg/dm^3$ .*

Estos instrumentos se pueden usar tanto en tanques abiertos como en tanques cerrados, sin embargo su funcionamiento es diferente en ambos casos. Para tanques abiertos se usa la presión hidrostática manométrica y en tanques cerrados se usa una presión diferencial entre la parte inferior y superior del tanque.

El rango de estos instrumentos varía entre 0 a 8 cm de agua hasta el rango máximo del manómetro utilizado para medir la presión.

Los tipos de medidores nivel para presión hidrostática más comunes son:

- **Medidor manométrico**

Consiste en un manómetro conectado directamente a la parte inferior del tanque, la lectura del manómetro indicará directamente la altura entre el nivel del líquido y el eje del manómetro, por lo que este se puede calibrar en unidades de nivel (figura 5.2.10). Para este instrumento se acostumbra instalar además una válvula de cierre, para poder desmontar el instrumento sin tener que vaciar el tanque. Y se suele añadir también un recipiente de decantación, con una válvula de purga, para evitar que las partículas en suspensión del líquido lleguen al manómetro y poder eliminar regularmente las que se acumulen en el recipiente.

Como los niveles son valores limitados, debido a mayor altura el nivel requiere de una resistencia mucho mayor, entonces el campo de medida de los manómetros es bastante pequeño por lo cual se usan generalmente elementos sensores de tipo fuelle. Este sistema solo sirve para fluidos relativamente limpios en tanques abiertos.

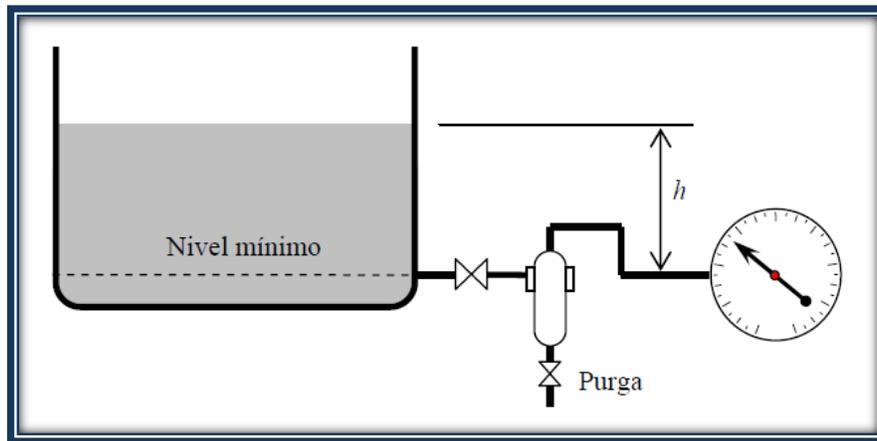


Fig. 5.2.10. Esquema de un medidor manométrico.

- **Medidor de membrana (caja de diafragma)**

Este utiliza una membrana conectada con un tubo estanco lleno de aire a un instrumento medidor de presión.

En este caso la fuerza ejercida por la columna de líquido sobre el área de la membrana comprime el aire atrapado en el tubo con una presión igual a la presión ejercida por la columna de líquido (figura 5.2.11).

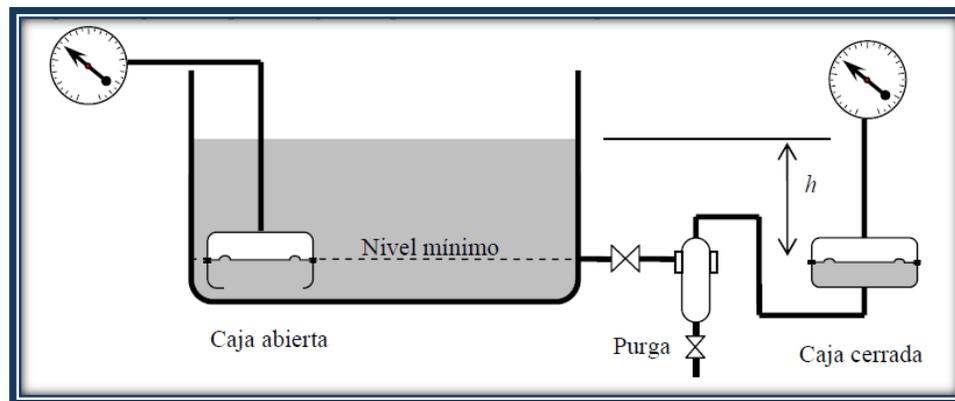


Fig. 5.2.11. Componentes del medidor de membrana.

El volumen de aire interno suele ser bastante grande por lo cual el sistema está limitado a distancias no mayores de 15 m debido a la compresibilidad del aire.

El medidor tiene una exactitud de hasta 1% y puede trabajar hasta temperaturas de 60°C.

Este sistema es delicado ya que cualquier pequeña fuga de aire puede dañar la calibración e incluso inutilizar el sistema, por lo cual no es conveniente usarlo para líquidos corrosivos.

- **Sistema de trampa de aire**

Este sistema es similar al de la caja diafragma abierta solo que no posee diafragma, quedando el aire del sistema de medición atrapado simplemente por el líquido (figura 5.2.12). La principal limitación de este sistema es la posibilidad de pequeñas fugas del aire atrapado, por lo cual se requiere de aire de reposición y de una calibración periódica.

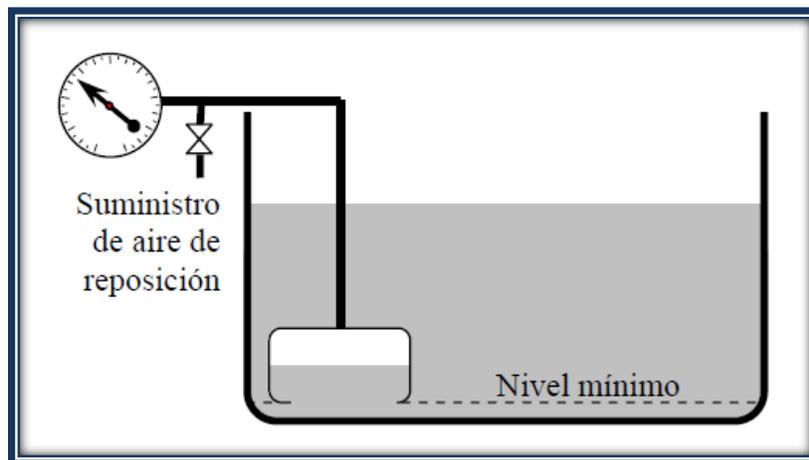
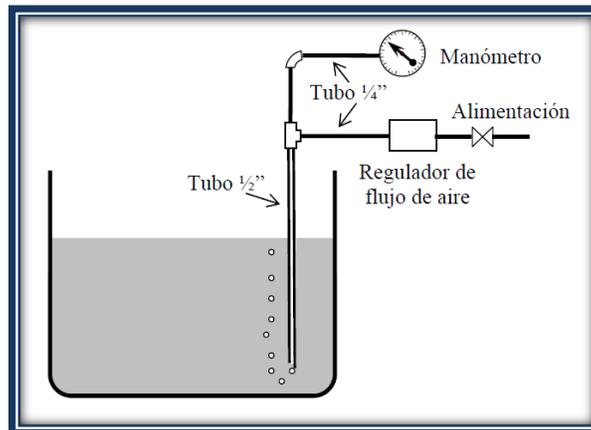


Fig. 5.2.12. Sistema de trampa de aire.

- **Medidor de tipo burbujeo**

Este emplea un tubo sumergido en el líquido a cuyo través se hace burbujear aire mediante un regulador de caudal (figura 5.2.13). La presión del aire en la tubería es equivalente a la presión hidrostática ejercida por la columna del líquido, es decir al nivel.



**Fig. 5.2.13. Componentes de un medidor de tipo burbujeo.**

El regulador de caudal permite mantener el flujo constante a través de la tubería sin importar el nivel.

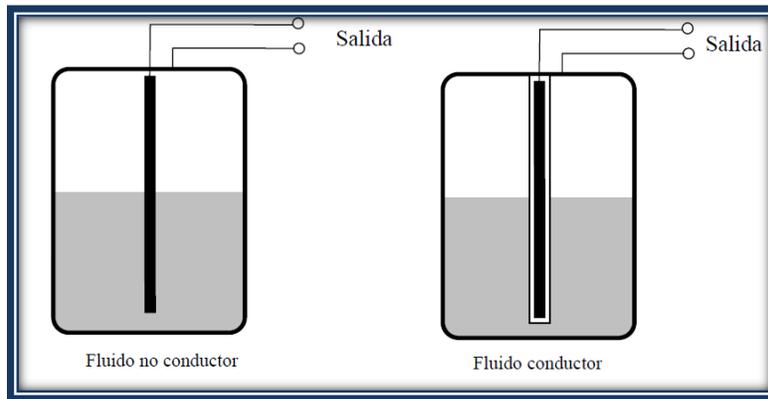
La tubería de aire suele ser de 1/2 pulgada con el extremo biselado para la fácil formación de burbujas. El manómetro receptor puede colocarse hasta distancias de 300 m.

Se puede además usar otros tipos de gas además de aire, e incluso líquido como fluido de purga si en algún caso se requiere. Este sistema es simple y da buenos resultados, en particular en el caso de líquidos muy corrosivos o con sólidos en

suspensión y emulsiones. No se recomienda su uso cuando el fluido de purga puede perjudicar el líquido del proceso. Tampoco es conveniente para líquidos muy viscosos en donde se presentan dificultades para la formación de las burbujas.

- **Medidor de nivel capacitivo**

Este funciona midiendo la capacidad de un condensador (capacitor) formado por un electrodo sumergido en el medio del tanque y las paredes del tanque. La capacidad del conjunto depende linealmente del nivel del líquido (figura 5.2.14).



**Fig. 5.2.14. Medidor de nivel capacitivo.**

En fluidos no conductores se emplea un electrodo normal, y la capacidad será función de la capacitancia del dieléctrico formado por el gas más el líquido más el de las conexiones.

Si el líquido es conductor con una conductividad mínima de  $100 \mu\Omega/cm^3$  el electrodo se aísla, usualmente con teflón, y se debe añadir entonces la capacitancia del dieléctrico formado por el aislante.

La precisión de este instrumento está en el orden del 1%. Su campo de medida es prácticamente ilimitado y pueden emplearse en la medida de interfases de líquidos, con la única condición de que posean diferentes capacitancias eléctricas.

Los principales inconvenientes son que temperatura puede afectar las constantes dieléctricas, y la posibilidad que se depositen elementos sólidos sobre el electrodo que falseen la medida.

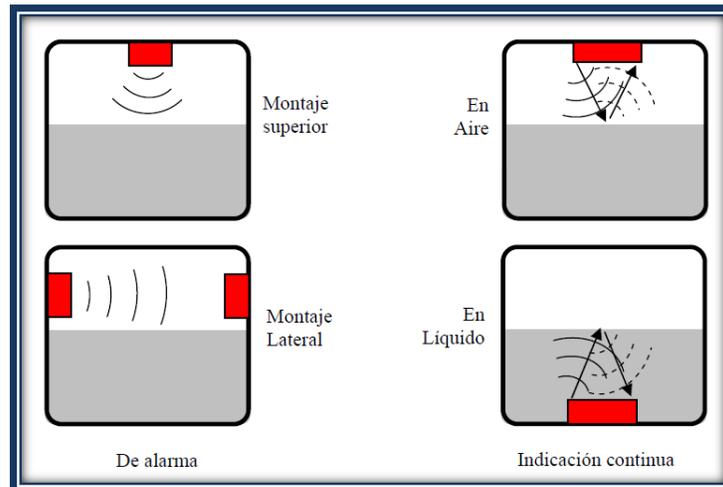
- **Medidor de nivel por ultrasonido**

Este método se basa en la emisión de un impulso ultrasónico a una superficie reflectante, la superficie libre, y la recepción del eco del mismo en el receptor. En este caso el retardo en la lectura o captación del eco depende del nivel del tanque.

Estos se pueden usar como alarma, en este caso los sensores vibran con una cierta frecuencia y se amortiguan (disminuye la frecuencia) cuando el líquido los toca. En este caso el montaje puede ser lateral o superior.

Se pueden usar también como indicación continua, en este caso la fuente de ultrasonido genera impulsos que son detectados por el receptor una vez transcurrido el tiempo de ida y vuelta de la onda a la superficie del sólido o líquido.

Como la reflexión de la onda se realiza en la superficie libre, el montaje podrá ser entonces en el aire o en el líquido (figura 5.2.16).



**Fig. 5.2.16. Tipos de usos del medidor de nivel por ultrasonidos.**

Sirven para todo tipo de líquidos, pero son sensibles a la densidad del fluido en el cual es transportada la onda, ya que la velocidad de propagación de la onda varía según la densidad del medio de transporte de ésta, por lo tanto el método no es conveniente para procesos en donde cambian continuamente las condiciones ambientales. También se presentan problemas de reflexión cuando en la superficie del líquido se forman espumas, existen sólidos en suspensión o la superficie no es suficientemente nítida debido a turbulencias por ejemplo.

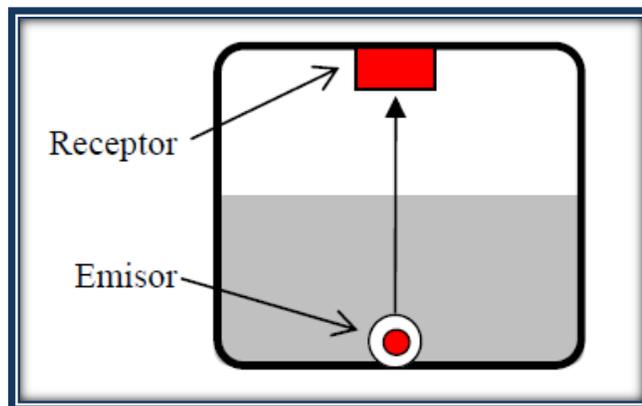
- Trabajan generalmente con una frecuencia de 20 KHz.
- La precisión de estos instrumentos está en el orden del 1 al 3%.

- **Medición de nivel por radiación nuclear**

Este método consiste en el uso de una fuente de radiación (emisor de rayos gamma) y un detector de radiación, dependiendo del sitio en donde se coloquen ambos la radiación captada por el detector será proporcional al nivel del tanque.

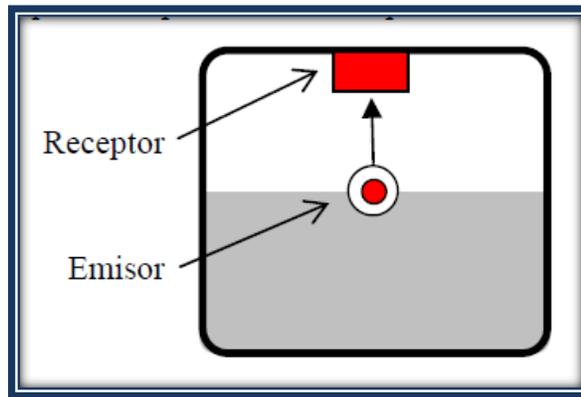
Existen dos principios que pueden ser útiles para éste propósito:

- La intensidad de la radiación recibida varía en proporción inversa al espesor (masa) de cualquier material interpuesto entre la fuente y el detector. En este caso se puede usar el líquido como una barrera de espesor variable entre la fuente y el detector (figura 5.2.17).



**Fig. 5.2.17. Medición de nivel por radiación nuclear por variación de masa interpuesta.**

- La intensidad varía en proporción inversa al cuadrado de la distancia entre la fuente y el detector (figura 5.2.18). En este caso el emisor o el receptor se pueden colocar en un flotador que se desplaza sobre la superficie libre del líquido.



**Fig. 5.2.18. Medición de nivel por radiación nuclear por variación de distancia.**

El emisor de radiación puede ser por ejemplo una pequeña aguja de platino-iridio que contenga una pequeña cantidad de sales de radio. Esta es usada principalmente cuando la fuente está montada sobre un flotador. Otro tipo de fuente puede ser cobalto 60 de 5.5 años, el cesio 137 de 33 años y el radio 1620 de 1620 años.

Los receptores son por lo general de dos tipos:

### ***Contador Geiger***

Es simplemente un contador de radiación el cual emite pulsos eléctricos en proporción a la cantidad de radiación recibida, estos pulsos son integrados y rectificadas para producir una corriente directa que se puede expresar en términos de nivel. Este detector puede usarse en cualquiera de los dos principios antes mencionados.

### ***Celda de ionización de gas***

Esta es una celda que convierte la energía de radiación gamma en una señal eléctrica. Esta posee dos electrodos separados por un gas, el cual cuando es expuesto a radiación se ioniza originando iones positivos que son atraídos por el electrodo negativo, generando así una corriente eléctrica que será proporcional al nivel. Posteriormente esta corriente debe amplificarse para poder realizar la lectura con más facilidad.

En este caso se usa generalmente el principio de variación de la masa interpuesta pero se suele hacer un montaje lateral al tanque.

Por lo tanto en este montaje la cantidad de radiación que llega a la celda será función inversa al nivel interpuesto entre fuente y detector.

# Capítulo 6

---

## *“Aspectos fundamentales en la medición de hidrocarburos”*

### **6.1 Incertidumbre en la Medición**

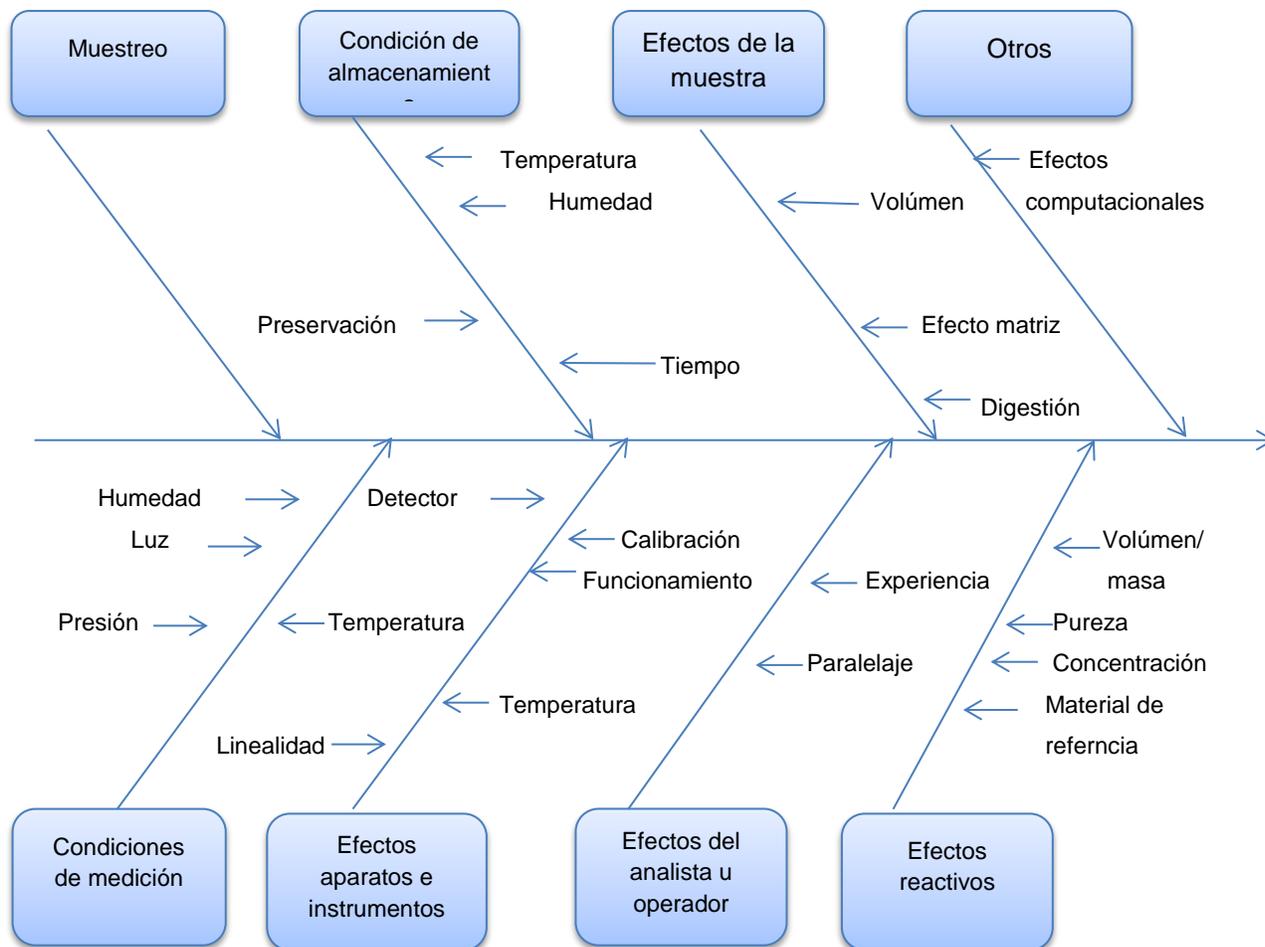
La medición de la incertidumbre es un proceso complejo que involucra diversos conceptos técnicos concernientes al campo de la probabilidad y la estadística. El concepto de incertidumbre siempre debe estar asociado a un proceso de medición debido a la incapacidad de establecer medidas concretas y verdaderas.

El establecimiento de un valor de incertidumbre implica un conocimiento profundo sobre los fenómenos físicos y los modelos matemáticos que describen el proceso de medición en cuestión.

Para tener una cuantificación de la incertidumbre que se presenta en un proceso de medición, es necesario determinar o conocer el principio, el método y el procedimiento de medición, debido a que son aspectos determinantes que afectan en la definición del valor de la incertidumbre.

Cuando se obtiene una medición por medio de algún instrumento se contempla que se está obteniendo la mejor estimación del valor del mensurado y que se está considerando la estimación de la incertidumbre de dicho valor. Debido a esta consideración, es necesario que se tenga una constante revisión de la incertidumbre de las mediciones, así como de las calibraciones del equipo.

Generalmente para el análisis de las fuentes de incertidumbre se utiliza el diagrama de espina de pescado (diagrama 6.1.1) u otro tipo de diseño esquemático que permita con facilidad identificar las fuentes de incertidumbre presentes durante el proceso analítico.



**Fig. 6.1.1. Diagrama de espina de pescado representando la incertidumbre en la medición**

En México existe un organismo gubernamental que desarrolla y mantiene los patrones nacionales de medida en varios campos de la ciencia, es el Centro Nacional de Metrología (CENAM). Éste organismo es responsable de establecer y mantener los patrones nacionales y ofrecer servicios metrológicos como son:

- Calibrar instrumentos y patrones para la industria y universidades.
- Dar asesorías y cursos especializados sobre metrología.
- Certificar y desarrollar materiales de referencia.
- Interactuar con organismos internacionales de metrología, con el fin de asegurar el reconocimiento internacional de los patrones nacionales de México, y como resultado de estas actividades promueve la aceptación de los productos y servicios de nuestro país.

### ***Procedimiento para estimar la incertidumbre en las mediciones***

No existe un método universal para estimar la incertidumbre de las mediciones, debido a la diversidad de los tipos de medición y de las variables que afectan a cada tipo. Sin embargo, el CENAM publicó una guía con el propósito de unificar criterios en la estimación de las incertidumbres de las mediciones, la cual tiene su origen en las diversas interpretaciones de la GUM (por sus siglas en inglés “Guide to the expression of Uncertainty in Measurement”).

#### ***Guía (GUM):***

La Guía establece las reglas generales para evaluar y expresar la incertidumbre en las mediciones que puedan ser seguidas en muchos campos, desde aplicaciones en la industria a la investigación básica.

La Guía está principalmente orientada a la expresión de incertidumbre en las mediciones de cantidades físicas bien definidas – el mensurando - que puedan ser caracterizadas esencialmente por un valor único. Si se posee una distribución, por ejemplo en el tiempo, se considerará como mensurando el conjunto de cantidades de esa distribución.

La Guía es también aplicable en la evaluación y expresión de incertidumbre asociada con el diseño conceptual y análisis teórico de experimentos. La Guía no

contiene instrucciones específicas para una tecnología. Tampoco discute cómo pueden ser usados los valores estimados. Para tratar problemas específicos pudiera ser necesario desarrollar estándares particulares.

La Guía establece dos tipos de evaluación de incertidumbre:

✓ Evaluación Tipo A de la incertidumbre estándar:

Normalmente, el mejor estimado de una cantidad “ $q$ ” que varía aleatoriamente es la media aritmética de observaciones repetidas bajo las mismas condiciones.

✓ Evaluación Tipo B de la incertidumbre estándar:

A falta de observaciones en condiciones de repetibilidad, se utiliza información disponible, tal como:

- Data de mediciones previas.
- Conocimiento sobre materiales o instrumentos usados.
- Especificaciones del fabricante.
- Data de calibraciones y certificaciones.
- Data tomada de manuales.

Se requiere conocimiento del comportamiento de las cantidades y del proceso de medición a fin de establecer la función de distribución de probabilidad más conveniente para cada variable que influya en la medición.

### **Evaluación tipo A de la incertidumbre:**

Podemos definir la evaluación tipo A de la incertidumbre siguiendo los pasos indicados a continuación:

- Definir el mensurando como un modelo matemático que está en función del procedimiento a ejecutar.
- Coleccionar los resultados de una serie de mediciones.
- Calcular el valor estimado del mensurando.
- Determinar la incertidumbre estándar.
- Calcular la incertidumbre combinada.
- Establecer la incertidumbre expandida.
- Reportar el resultado de la medición con la incertidumbre estimada.

En la figura 6.1.2 que aparece a continuación se ejemplifican los pasos anteriores.

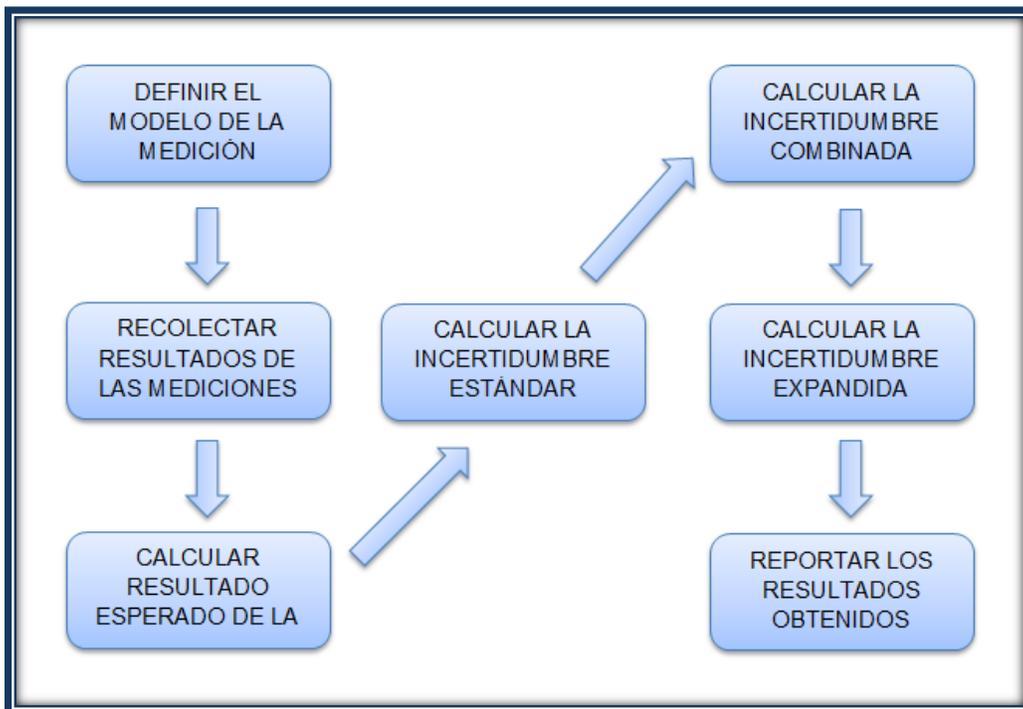


Fig. 6.1.2. Pasos de la evaluación tipo A de la incertidumbre.

### Evaluación tipo B de la incertidumbre:

Podemos definir la evaluación tipo B de la incertidumbre siguiendo los pasos indicados a continuación:

- Expresar matemáticamente la relación entre el mensurando y las cantidades que influyen sobre el mismo, incluyendo los factores de corrección.
- Determinar los valores estimados de las variables que influyen en el mensurando. Evaluar la incertidumbre estándar de cada variable de entrada.
- Evaluar las covarianzas asociadas con las variables de entrada para identificar las que estén correlacionadas.
- Calcular el valor estimado del mensurando.
- Determinar la incertidumbre combinada estándar.
- Establecer la incertidumbre expandida.
- Reportar el resultado de la medición con la incertidumbre estimada.

En la figura 6.1.3 que aparece a continuación se ejemplifican los pasos anteriores.



Fig. 6.1.3. Pasos de la evaluación tipo B de la incertidumbre.

## **6.2 Balances de producción**

Los balances de producción son análisis que se realizan de un sistema en su conjunto para poder analizar cuáles son y en qué proporción es el aporte de cada fuente de producción, así como de los destinos que tienen las distintas salidas del sistema. Este proceso es útil particularmente para llevar una correcta y sencilla administración de los recursos producidos y permite identificar pérdidas que no se han considerado en el sistema con el fin de reducirlas o tenerlas en consideración para la futura planeación.

También es importante porque le permite a una empresa tener un conocimiento más cercano a la realidad sobre los recursos con los que cuenta para su venta o su consumo interno.

Es importante señalar que un balance es una herramienta que, debido a las incertidumbres asociadas a los diferentes dispositivos de medición, sólo representa una aproximación de la realidad. Por lo tanto los valores calculados por medio de un balance pueden presentar ligeras diferencias respecto a los valores medidos correspondientes.

### ***Tipos de balance de producción***

Un balance puede llevarse a cabo por medio de dos parámetros principales:

- Masa
- Volumen

Los balances, utilizando cualquiera de las dos magnitudes, recurren a un principio de conservación.

*producción entrante – producción saliente = producción acumulada ... .. (ecuación 67)*

Es necesario identificar los puntos que aportan producción al sistema así como identificar las salidas de producción del sistema, además es importante tener un conocimiento frecuente de los volúmenes almacenados.

En el caso de balances de masa lo único que se necesita es conocer las magnitudes aportadas por cada variable, sin embargo en la mayoría de los casos no es posible contar con esta información ya que los medidores másicos no son comunes en la práctica y tampoco se recurre a la medición frecuente de la densidad de las corrientes; por lo tanto en la mayoría de los casos es imposible o muy poco práctico realizar balances de materia aplicados a instalaciones de producción.

Debido a los cambios que sufren los volúmenes debido a cuestiones técnicas como las condiciones termodinámicas, es necesario comparar volúmenes que se encuentren bajo las mismas condiciones operativas.

La forma general de un balance volumétrico de producción se realiza de la siguiente manera:

$$Ve_{@c.s.} - Vs_{@c.s.} = Va_{@c.s.} \dots \dots (ecuación 68)$$

donde:

$Ve_{@c.s.}$  : *Volúmen entrante de producción dado a condiciones estándar, en m<sup>3</sup>.*

$Vs_{@c.s.}$  : *Volúmen que sale de producción dado a condiciones estándar, en m<sup>3</sup>.*

$Va_{@c.s.}$  : *Volúmen acumulado dado a condiciones estándar, en m<sup>3</sup>.*

Es importante considerar, aunque parezca evidente, que no es correcto sumar volúmenes de distintos tipos de fluidos. En la práctica se suman o restan aritméticamente volúmenes de corrientes de distintos tipos de aceite o condensado, así como se les da el mismo manejo a corrientes de diferentes tipos de gas.

### ***Puntos en donde se realizan los balances***

Los balances volumétricos de producción se realizan en puntos que permiten la acumulación y el almacenamiento, aunque sea por cortos periodos de tiempo, de producción tanto de aceite como de gas. Se realizan con el fin de contar con información que permita auditar dichas instalaciones y que a su vez facilitan la administración u optimización de las instalaciones. Para que se pueda realizar un balance es necesario contar con mediciones previas o en la entrada de la instalación en cuestión o posteriores o en la salida de las mismas.

Algunas de las instalaciones en donde se realizan estos balances son las siguientes:

#### **Baterías de separación**

Este es el primer punto de acumulación, normalmente se recolecta la producción de un grupo de pozos cercanos geográficamente a la batería y cuyas corrientes presentan propiedades similares.

En las baterías de producción se presentan principalmente dos entradas de producción:

- Producción proveniente de pozos.
- Producción proveniente de otras plantas de producción.

La producción proveniente de los pozos normalmente entra a través de un ducto que previamente ha recolectado las producciones de diversos pozos; este ducto es denominado cabezal. En ocasiones por cuestiones operativas es necesario realizar el envío de corrientes provenientes de una instalación a otra; estos trasposos deben ser contabilizados en las entradas de la producción.

En cuanto a las salidas, se presenta una mayor diversidad de posibles salidas presentes. En las baterías de separación normalmente se lleva a cabo la separación de agua del crudo y del aceite por lo que una de las salidas del sistema son las salidas de agua hacia plantas de tratamiento o a pozos letrina.

En lo que respecta al transporte de gas y de aceite, en ocasiones es necesario agregar energía en forma de presión por lo que hay salidas de las baterías de separación que se dirigen a plantas de bombeo o compresión. También pueden existir salidas hacia otras baterías debido a las transferencias o salidas que se dirijan a centrales de almacenamiento o puntos de entrega-recepción.

Debido a cuestiones de seguridad existen puntos de salida que contemplan la posible quema de gas o aceite en caso de un siniestro, por lo que suelen integrarse válvulas de desfogue, presas de quema o actividades de quema o venteo. También existen pérdidas debido al autoconsumo del gas, sin embargo comúnmente son despreciables.

Recapitulando encontramos las siguientes salidas:

- Salidas a otras instalaciones de producción como:
  - ✓ Transferencia a otras baterías de separación.
  - ✓ Estaciones de compresión.
  - ✓ Estaciones de bombeo.
  - ✓ Centrales de proceso y almacenamiento.
  - ✓ Puntos de entrega recepción.
  - ✓ Plantas de tratamiento.
  - ✓ Pozos letrina.
  
- Salidas o pérdidas por motivos de seguridad.
  - ✓ Válvulas de desfogue.

- ✓ Eventos de quema y/o venteo.
- ✓ Operación de presas de quema.

### **Centrales de almacenamiento**

Estas instalaciones son puntos en donde se reúnen corrientes separadas, normalmente de aceite, con el único fin de separarlas para su posterior distribución a algún otro punto.

Los principales puntos que proveen la producción de estas instalaciones son las baterías de separación u otras instalaciones de producción como estaciones de bombeo o compresión. Debido a los procesos de lavado que en ocasiones se llevan a cabo en estas instalaciones existen entradas de agua dulce que pueden considerarse.

Las salidas de hidrocarburos de este tipo de instalaciones normalmente son a centros de comercialización y hacia pozos de inyección en donde se confina el agua que se empleó para el lavado del crudo.

### **Puntos de entrega-recepción**

Estas instalaciones normalmente son puntos en donde convergen las producciones emitidas por diferentes baterías de producción. En estas se da un último acondicionamiento a los hidrocarburos para su posterior transferencia de custodia.

En estos puntos convergen corrientes de aceite y/o gas provenientes de otras plantas de producción. Por lo que las entradas son baterías de separación o estaciones de bombeo o compresión. Las salidas principales de estos puntos son los volúmenes que se venden.

Cada balance de volúmenes se debe ajustar a la instalación que se utiliza como punto de referencia considerando las particularidades de la misma. También debe decirse

que la efectividad del balance de producción estará en función de la incertidumbre de las mediciones consideradas para el mismo. Las diferencias entre los valores calculados por

medio de balances y los medidos pueden ser evidencia de pérdidas o entradas no consideradas o mal medidas, o cuando las pérdidas son relativamente.

### **6.3 Petróleo crudo equivalente**

Es conveniente, desde el punto de vista administrativo, comparar volúmenes de gas y de aceite y existe la necesidad de encontrar una equivalencia entre las cantidades de ambos. Debido a esta necesidad existe un concepto denominado crudo equivalente.

El crudo equivalente es la expresión de un volumen de gas (u otros energéticos) expresado en barriles de petróleo crudo que equivalen a la misma cantidad de energía (equivalencia energética) obtenida del crudo. Este término es utilizado frecuentemente para comparar el gas natural en unidades de volumen de petróleo crudo para proveer una medida común para diferentes calidades energéticas de gas.

Un barril de petróleo crudo equivalente en términos energéticos es igual a:

$$BPCE = 6.119 * 10^9(\text{joules}) = 5.8 * 10^6(\text{BTU}) \dots \dots (\text{ecuación 69})$$

Relacionando la capacidad energética de la mezcla mexicana se ha encontrado en la práctica que el factor de conversión de gas a barriles de petróleo crudo equivalente es:

$$\text{Factor de conversión}_{BPCE} = 5.0155 \left( \frac{\text{mmpc}}{\text{mbl}} \right) \dots \dots (\text{ecuación 70})$$

Lo cual de forma aproximada nos indica que:

$$1 \text{ barril de aceite} \approx 5015.5 \text{ pies cúbicos de gas} \dots \dots (\text{ecuación 71})$$

### **6.4 Importancia de la normatividad en la medición**

La normatividad es importante porque permite que se lleve a cabo la fabricación, instalación y operación de los sistemas de medición de hidrocarburos, en forma tal que dichos procedimientos sean estandarizados para que se realicen de la manera más pertinente de acuerdo al objetivo de su aplicación.

Los documentos que deben revisarse para la correcta aplicación de normatividad en nuestro país son:

1. La constitución.
2. Las normas mexicanas (NOM, NMX).
3. Las normas internacionales (ISO).
4. Las normas regionales (API, AGA, ASME, etc.)

Dichos documentos están mencionados en orden de importancia para la revisión. Después de la constitución, tienen mayor peso las normas mexicanas, pues fueron desarrolladas especialmente para nuestro país. En caso, de que para determinada aplicación, no exista una norma mexicana, puede utilizarse una norma internacional, y en caso de que no la exista, se debería usar una norma regional.

### **6.5 Importancia de la calidad de los hidrocarburos**

La importancia en la calidad de los hidrocarburos radica en que estos tienen que cumplir ciertos estándares para su exportación, venta y /o refinación. El cumplimiento de estos estándares es crítico para que el valor de los hidrocarburos se respete, evitando así cualquier tipo de penalización debido a que el porcentaje de las impurezas en los hidrocarburos sea mayor de lo permisible, así como también por una mala estabilización del aceite.

Para el mercado de exportación se preparan cuatro variedades de petróleo:

- Altamira: Crudo pesado con densidad de 16.8 api y con contenido de de 5.5% de azufre;
- Maya: Crudo pesado con densidad de 22 °API y con un contenido de 3.3% de azufre;
- Istmo: Crudo ligero con densidad de 33.6 °API y 1.3% de azufre, y
- Olmeca: Crudo súperligero con densidad de 39.3 °API y 0.8% de azufre.

Las variedades más sencillas para medir son el olmeca y el istmo.

Los medidores de flujo tanto en calidad como en cantidad, se consideran importantes también por los ingresos que generan ya que son como las cajas registradoras de una empresa o país, si esta caja registradora está mal calibrada, afecta sin duda la equidad de transacción de alguna de sus partes interesadas, llámese comprador, vendedor o recaudador de impuestos.

Cuando los sistemas de medición de cantidad y calidad se ven bajo esta perspectiva, nuestras actitudes y entendimiento del proceso deben ser más proactivas.

Si bien las mediciones de hidrocarburo para las transacciones se realizan en volumen, desde el punto de vista energético debe considerarse además de esa magnitud, la densidad y el poder calorífico y otros aspectos de calidad.

### ***Calidad de crudo***

La calidad en las mediciones de crudo, puede verse afectada por contaminantes como el silicio, los cloruros, las sales, el agua, las emulsiones, etc.

En general, los factores que hacen que la medición de flujo sea compleja y pueda resultar afectada, son:

- Temperatura
- Presión
- Densidad
- Viscosidad
- Estabilidad de flujo
- Condiciones de instalación del sistema de medición
- Distorsión y vórtices en el perfil de velocidades
- El método de medición empleado para llevar a cabo la calibración
- El nivel de preparación técnica del personal que realice las pruebas de calibración.

### ***Calidad de gas***

La calidad de las mediciones de gas natural, tiene consideraciones enfocadas al comercio y a la seguridad. El primer caso se debe al aporte de energía que tiene el gas natural y va ligado a la cantidad en volumen y al poder calorífico de este mismo. Respecto a seguridad e integridad, va referido en su mayoría a la cantidad de contaminantes como sulfuros, agua, y condensables, y como estos elementos presentan riesgos para la medición e incluso para el propio sistema de medición.

Las problemáticas que pueden presentarse durante la medición de hidrocarburos gaseosos son:

- Medición multifásica: Las incertidumbres asociadas a la medición multifásica son muy altas, en comparación de la medición de cada uno de los componentes por separado. Además, el costo del instrumento es muy elevado
- Venteo: En muchas ocasiones el fluido se encuentra en más de dos fases originando desviaciones importantes en la medición del fluido.
- Altos índices de CO<sub>2</sub>: Como se ha mencionado anteriormente, el CO<sub>2</sub> amortigua algunas señales para la medición de fluidos, tal es el caso de la medición de fluidos con ultrasonido.

El CO<sub>2</sub> es un elemento que se podía considerar como inocuo, aunque es indeseable porque no aporta poder calorífico; pero hay una razón por la que debe atenderse pues podría afectar la integridad del sistema de medición. Por ejemplo, gas natural con alto contenido de CO<sub>2</sub>, que es medido con sistemas basados en el principio de ultrasonido, pueden tener problemas por atenuación debida a la presencia de este mismo.

- Corrosión: La corrosión provoca la degradación del material en todo el sistema de medición, lo cual repercute directamente el resultado de la medición.

## “Apéndice”

Ajuste: Operación destinada a llevar a un instrumento de medida a un estado de funcionamiento conveniente para su utilización.

Automatización: Acción por la cual se ejecuta un proceso de producción sin la intervención del operador de forma permanente.

Banda muerta: Máximo intervalo en cuyo interior puede hacerse variar la señal de entrada en los dos sentidos sin provocar una variación de la respuesta de un instrumento de medida.

Calibración: Conjunto de operaciones que establecen, en condiciones específicas, la relación entre los valores de magnitud indicados por un instrumento de medida o un sistema de medida, o los valores representados por una medida materializada o por un material de referencia, y los valores correspondientes de esa magnitud realizados por patrones.

Controlador: Instrumento o función de software que compara la variable controlada con un valor deseado y ejerce automáticamente una acción de corrección de acuerdo con la desviación.

Datos: Eventos aislados que reflejan una realidad.

Deriva (Drift): Variación lenta de una característica metrológica de un instrumento de medida.

Detector: Dispositivo o sustancia que indica la presencia de un fenómeno sin proporcionar necesariamente un valor de una magnitud asociada.

Eficiencia: Capacidad de disponer de algo para conseguir un efecto determinado.

Eficacia: Capacidad de lograr el efecto que se desea o espera.

Eficiencia de Producción: Capacidad de hacer uso adecuado de los recursos disponibles para alcanzar el potencial de producción.

Eficacia de Producción: Capacidad de lograr el potencial de producción.

Elemento Final de Control: Recibe la señal del controlador y modifica el caudal del fluido o agente de control. La válvula de control es el elemento final típico.

Indicación de un instrumento de medición: Valor de una magnitud proporcionado por un instrumento de medida.

Información: Datos agrupados, ordenados o clasificados que sirven para tomar decisiones.

Instrumento de medición: Dispositivo destinado a utilizarse para hacer mediciones, solo o asociado a uno o varios dispositivos externos.

Magnitud (medible): Atributo de un fenómeno, cuerpo o sustancia, que es susceptible de ser distinguido cualitativamente y determinado cuantitativamente.

Magnitud de influencia: Magnitud que no es el mensurando, pero que tiene un efecto sobre el resultado de la medición.

Medición: Conjunto de operaciones que tienen por objeto determinar el valor de una magnitud.

Medición de transferencia de custodia: Es la cuantificación volumétrica y calidad para documentar la transferencia de custodia entre entidades.

Mensurando: Magnitud particular sometida a medición.

Método de medición: Sucesión lógica de las operaciones, descritas de una forma genérica, utilizadas en ejecución de las mediciones.

Modelo matemático de una medición: Relación mediante la cual se expresa lo que se desea medir en función de las magnitudes que intervienen en la medición.

Patrón: Medida materializada, instrumento de medida, material de referencia o sistema de medida destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o varios valores de una magnitud para que sirvan de referencia.

Presión: La presión se define como fuerza ejercida sobre una superficie por unidad de área. En ingeniería, el término presión se restringe generalmente a la fuerza ejercida por un fluido por unidad de área de la superficie que lo encierra.

Precisión de la medición: Grado de concordancia entre el resultado de una medición y un valor verdadero del mensurando.

Principio de medición: Base científica de una medición.

Procedimiento de medición: Conjunto de operaciones, descritas de forma específica, utilizadas en la ejecución de mediciones particulares según un método dado.

Proceso: Desde el punto de vista de operación es un lugar donde materia, y muy a menudo energía, son tratadas para dar como resultado un producto deseado o establecido. Desde el punto de vista de control es un bloque con una o varias variables de salida que ha de ser controladas actuando sobre las variables de entrada manipuladas.

Repetibilidad de resultados: Grado de concordancia entre resultados de sucesivas mediciones del mismo mensurando, efectuadas con aplicación de la totalidad de las mismas condiciones.

Reproducibilidad de resultados de medición: Grado de concordancia entre los resultados de las mediciones del mismo mensurando, efectuada bajo diferentes condiciones de medida.

Rango nominal de un instrumento: Rango de las indicaciones que pueden obtenerse mediante ajustes particulares de los controles de un instrumento de medida.

Resolución: La menor diferencia de indicación de un dispositivo visualizador que puede percibirse de forma significativa.

Resultado Corregido: Resultado de una medición después de la corrección del error sistemático.

Resultado de la medición: Valor atribuido a un mensurando obtenido mediante una medición.

Sensibilidad: Cociente del incremento de la respuesta de un instrumento de medida por el incremento correspondiente de la señal de entrada.

Sensor: Elemento de un instrumento de medida que está directamente sometido a la acción del mensurando. Convierte una variable física (presión, temperatura, caudal, etc.), en otra señal compatible con el sistema de medida o control.

Señal de Salida: Señal producida por un instrumento que es función de la variable medida.

Separador: Es un recipiente a altas presiones que sirve para separar una corriente con mezcla de fases, de fases de gas y líquidos que generalmente son libres una de otra.

Sistema de medición: Conjunto completo de instrumentos de medida y otros equipos ensamblados para ejecutar mediciones específicas.

Transductor de medición: Dispositivo que hace corresponder una magnitud de entrada a otra de salida según una ley determinada.

Transmisor: Capta la variable de proceso a través del elemento primario y la convierte a una señal de transmisión estándar.

Trazabilidad: Propiedad del resultado de una medición o de una patrón tal que pueda relacionarse con referencias determinadas, generalmente a patrones nacionales o internacionales, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas las incertidumbres determinadas.

Unidad (de medida): Magnitud particular, definida y adoptada por convenio, con la que se comparan otras magnitudes de la misma naturaleza para expresarlas cuantitativamente con respecto a esta magnitud.

Valor (de una magnitud): Expresión cuantitativa de una magnitud particular, generalmente en forma de una unidad de medida multiplicada por un número.

Valor verdadero (de una magnitud): Valor en consistencia con la definición de una magnitud particular dada.

Valor convencionalmente verdadero (de una magnitud): Valor atribuido a una magnitud particular y aceptado, algunas veces por convenio, como teniendo una incertidumbre apropiada para un uso dado.

Variable Controlada: Dentro del bucle de control es la variable que se capta a través del transmisor y que origina una señal de realimentación.

Variable Manipulada: Cantidad o condición del proceso variada por el elemento o elementos finales de control.

Vórtice: Es un flujo turbulento en rotación espiral con trayectorias de corriente cerradas.

## *“Conclusiones y recomendaciones”*

### **Conclusiones:**

En la industria petrolera los sistemas de medición son diversos sin embargo, para cada fluido existe una gama de elementos que indican, registran y/o totalizan el fluido que pasa a través de estos o bien que se transfieren de una entidad a otra. Por lo que, se resalta el tipo de sistema de medición aplicable para cada fluido en función de la mínima incertidumbre presentada por cada uno de ellos.

- En el control de la variable de flujo, el dispositivo placa de orificio es el más utilizado en la industria debido a ventajas como costo, operación y mantenimiento, sin embargo debido a que está constituido por partes móviles que genera grandes incertidumbres afectando de manera directa el valor medido.
- En el caso de la transferencia de custodia el control de la variable de flujo más preciso es el tipo ultrasónico seguido de la placa de orificio, debido a que se requiere un control estricto del volumen medido, mientras que en las instalaciones de separación el medidor Coriolis es el más utilizado en la medición de flujo, teniendo como desventaja el cambio de las propiedades de fluido cuando se trata de un sistema multifásico.
- En el control de la variable de presión, el manómetro que actualmente se sigue utilizando es el tipo Bourdon debido a su fácil interpretación y bajo costo.
- Respecto a la medición de temperatura el dispositivo primario de mayor uso es el termopar, consecuencia de los amplios rangos de temperatura en los que opera, la resistencia química de sus materiales, a la abrasión y vibración.

- En la medición de nivel de fluidos, los dispositivos más utilizados son el medidor de nivel de cristal y el tipo de nivel de flotador, los cuales se encuentran instalados en los separadores y en tanques de almacenamiento, respectivamente.

Finalmente, la incertidumbre de las mediciones en el proceso depende de los sistemas de medición y control de hidrocarburos, la cual deberá ser analizada para el tipo de fluido a medir (líquido o gas).

### **Recomendaciones:**

- Cuantificar el volumen de hidrocarburos producidos reduciendo los valores de incertidumbre en las variables de control del proceso.
- Aplicar las tecnologías adecuadas en función del tipo de fluido que se maneja o transporta.
- Seleccionar los sistemas de medición en función de la caracterización adecuada de las propiedades físicas de los fluidos para disminuir errores que repercutan en grandes pérdidas tanto de volumen como económicas.
- Revisar cada cierto período si los sistemas de medición son los adecuados, debido a que las propiedades de los fluidos y las condiciones de operación van cambiando, lo que afecta de manera directa la calibración de los dispositivos.
- Contar con información precisa de los fluidos ya que en función de estos se dispondrá de los sistemas de medición y control que se instalaran en el proceso, los cuales permitan tener una confiabilidad en los datos de operación a través de la disminución de los valores en las incertidumbres de las variables.

***“Lo que no se mide no se puede controlar, lo que no se controla no se puede mejorar”***

*(1er Congreso y Exposición Internacional de Medición de Flujo y Calidad de los Hidrocarburos 2014)*

---

---

---

---

## *“Referencias”*

1. Avilés L. J. E., Pérez A. E. A., (2014). “Análisis de la medición de hidrocarburos en el Activo Integral de Producción Macuspana-Muspac”; Facultad de Ingeniería; UNAM; Tesis Profesional.
2. Bess O. P., A. Zavala A. (1996); “Manual de Medición de Fluidos”; Petróleos Mexicanos.
3. Carlos M. J. (2005, 28 abril). “Instrumentación y control de procesos”. Idom. Curso de formación.
4. Diaz S. F. “Técnica de medición por medio de Orificios en placa y su aplicación en la industria petrolera”; Facultad de ingeniería; UNAM; Tesis Profesional.
5. Gómez C. J. “Apuntes de manejo de la producción en la superficie”; Facultad de ingeniería; UNAM. Apuntes.
6. Muñoz H. J. A. “Medición del gas natural”; Universidad de Tolima; Curso de ingeniería de gas natural. Colombia.
7. Maysse R. A. (2014). “Conceptos básicos de instrumentación y control y simbología de equipo de proceso”; Facultad de ingeniería; UNAM; Presentación.
8. Nacif N. J. (1991). “Ingeniería de control automático”; Instrumentación industrial. Costa-Amic Editores, S.A. México, D.F. Tomo 1.
9. PEMEX, (1999). “Simbología de equipo de proceso”; Pemex Exploración y Producción; Especificación técnica para proyecto de obras. Primera edición.
10. Ruiz A. A. “Tubo Pitot”; Subdirección general de administración del agua; Coordinación de tecnología hidráulica; Serie autodidacta de medición del agua.
11. Velázquez C. G. “Medición y transporte de hidrocarburos (en flujo y en tanques)”; Facultad de ingeniería; UNAM; Presentación.
12. Villalobos O. G., Rico R.R., Ortiz H. F., Montufar N. M. (1996). “Medición y control de procesos industriales”. Instituto Politécnico Nacional. México, D.F.