



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE QUÍMICA**

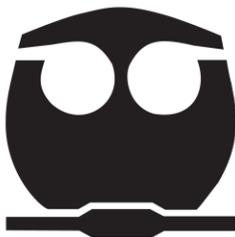
**“ESTUDIO DEL EMPLEO DE MEDIDORES DE FLUJO  
MÁSICO POR EFECTO CORIOLIS, INSTALADOS EN  
LA C.T. FRANCISCO PÉREZ RÍOS”**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE  
INGENIERA QUÍMICA**

**PRESENTA**

**IVONNE VÁZQUEZ ESPINOSA**



**CIUDAD UNIVERSITARIA, DCMX 2016**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**JURADO ASIGNADO:**

**PRESIDENTE: Profesor: ISAÍAS ALEJANDRO ANAYA Y DURAND**

**VOCAL: Profesor: ANTONIO VALIENTE BARDERAS**

**SECRETARIO: Profesor: JOSÉ ANTONIO ORTÍZ RAMÍREZ**

**1er. SUPLENTE: Profesor: GENOVEVO SILVA PICHARDO**

**2° SUPLENTE: Profesor: ILEANA RODRÍGUEZ CASTAÑEDA**

**SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:**

**SUBGERENCIA REGIONAL DE ENERGÉTICOS CENTRAL, COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD**

**ASESOR DEL TEMA:**

---

**M. en I. JOSÉ ANTONIO ORTÍZ RAMÍREZ**

**SUPERVISOR TÉCNICO:**

---

**ING. ERIC OLVERA RICO**

**SUSTENTANTE:**

---

**IVONNE VÁZQUEZ ESPINOSA**

读书破万卷

下笔如有神

*“El estudio asiduo prepara la inspiración”*

*Proverbio chino*

## **Siglas y abreviaturas**

AGA. American Gas Association (Asociación Americana de Gas).

ANSI. American National Standards Institute.

API. American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo).

ASME. American Society of Mechanical Engineers.

C.C.C. Central de Ciclo Combinado.

CENACE. Centro Nacional de Control de Energía.

CENAM. Centro Nacional de Metrología.

CFE. Comisión Federal de Electricidad.

cP. Centipoise.

CoPe. Combustóleo Pesado.

cSt. Centistokes.

C.T. Central Termoeléctrica.

DiBA. Diesel Industrial Bajo Azufre.

EMR. Estación de Medición y Regulación.

EMRyC. Estación de Medición, Regulación y Control.

Fc. Factor de corrección.

FPR. Francisco Pérez Ríos.

GW. Gigawatt.

HART. Transductor remoto direccionable de alta velocidad.

ISO. International Organization for Standardization (Organización Internacional de Normalización).

LAPEM. Laboratorio de Pruebas, Equipos y Materiales.

MB. Miles de barriles.

MMBTU. Millón de BTU.

MMPCD. Millón de pies cúbicos diarios.

mmpdgne. Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente.

MW. Megawatt.

NRF. Norma de Referencia.

PEE's. Productores Externos de Energía.

PGPB. Pemex Gas y Petroquímica Básica.

PEMEX. Petróleos Mexicanos.

PTI. Pemex Transformación Industrial.

RMG. Residual Marine Grade.

RTD. Resistance Temperature Detector (Detector de temperatura por resistencia).

SDE. Subdirección de Energéticos.

SDG. Subdirección de Generación.

SENER. Secretaría de Energía.

TAR. Terminal de Abastecimiento y Reparto.

## Contenido

|   |    |
|---|----|
| Resumen.....  | 15 |
| Abstract .....  | 16 |
| Introducción .....  | 17 |
| Justificación .....   | 19 |
| Objetivos .....   | 20 |
| Metodología de trabajo.....   | 21 |
| Capítulo 1. Marco teórico.....  | 22 |
| 1.1 Comisión Federal de Electricidad .....  | 22 |
| 1.2 Generación de energía eléctrica.....  | 24 |
| 1.3 Centrales de generación de energía eléctrica .....  | 28 |
| 1.3.1 Central termoeléctrica convencional .....   | 28 |
| 1.3.2 Centrales de ciclo combinado .....  | 31 |
| 1.4 Energéticos suministrados a las centrales de generación de energía eléctrica de CFE ..... | 33 |
| 1.4.1 Combustibles líquidos .....   | 34 |
| 1.4.1.1. Combustóleo pesado.....  | 37 |
| a. Producción del fuel oil pesado .....   | 38 |
| b. Certificados de calidad .....  | 41 |
| 1.4.2 Gas Natural.....  | 47 |
| Capítulo 2. Medición de flujo .....   | 51 |
| 2.1 Conceptos fundamentales.....  | 51 |
| 2.2 Medidores empleados para transferencia de custodia.....                                   | 55 |
| 2.2.1 Número de Reynolds.....   | 56 |
| 2.2.2 Patrones de flujo .....   | 59 |
| 2.2.3 Ecuación de continuidad .....   | 61 |
| 2.2.4 Principio de Bernoulli .....  | 64 |
| 2.3 Medidores de transferencia de custodia empleados por la CFE.....                          | 66 |
| 2.3.1 Medidor de placa de orificio .....  | 68 |
| 2.3.2 Tobera .....  | 72 |
| 2.3.3 Tubo Venturi.....   | 73 |

|  |     |
|--|-----|
| 2.3.4 Tubo Pitot.....  | 74  |
| 2.3.5 Medidor de flujo tipo turbina.....   | 75  |
| 2.3.5.1 Instalación del medidor tipo turbina.....  | 76  |
| 2.3.6 Medidor de flujo ultrasónico.....  | 78  |
| 2.3.6.1 Instalación de un medidor ultrasónico.....   | 82  |
| 2.3.7 Medidores de desplazamiento positivo .....   | 83  |
| 2.3.8 Medidor electromagnético.....  | 85  |
| 2.3.9 Medidor vórtex.....  | 87  |
| 2.3.10 Medidor multifásico .....   | 88  |
| 2.4 Medidores de flujo másico .....  | 90  |
| 2.4.1 Medidores térmicos .....   | 92  |
| 2.4.2 Medidor de flujo por efecto coriolis.....  | 93  |
| 2.4.2.1 Fuerza coriolis.....   | 96  |
| 2.4.2.2 Componentes y funcionamiento .....   | 97  |
| 2.4.2.3 Principio de operación de flujo .....  | 103 |
| 2.4.2.4 Principio de operación de densidad .....   | 104 |
| 2.4.2.5 Principio básico de la medición de flujo por efecto coriolis.....  | 105 |
| 2.4.2.6 Ventajas del medidor tipo coriolis.....  | 107 |
| 2.4.2.7 Orientaciones recomendadas para medidores tipo coriolis según la aplicación.....                         | 109 |
| 2.5 Ventajas y desventajas de medidores de flujo volumétrico con respecto al medidor de flujo tipo coriolis..... | 111 |
| 2.6 Costos de medidores de flujo.....  | 114 |
| 2.7 Consideraciones al seleccionar un medidor coriolis .....   | 120 |
| Capítulo 3. Normas concernientes a la medición de flujo por efecto coriolis .....                                | 124 |
| 3.1 Efectos externos que causan el desplazamiento del cero .....   | 129 |
| 3.2 Métodos de calibración .....   | 133 |
| 3.3 Innovaciones en la tecnología de medición por efecto coriolis .....  | 139 |
| 3.3.1 Zero Verification Tool .....   | 141 |
| 3.3.2 Smart Meter Verification.....  | 141 |
| 3.3.3 Medición de flujo bifásico (two-phase flow measurement) .....  | 143 |

|   |     |
|---|-----|
| 3.3.4 Drive gain (Ganancia de la bobina) .....  | 145 |
| Capítulo 4. Medidores de flujo másico por efecto coriolis instalados en la estación de medición de la C.T. Francisco Pérez Ríos. .... | 146 |
| a. Modelo DS600 .....   | 149 |
| b. Modelo CMFHC2M .....   | 151 |
| 4.1 Datos proporcionados por los medidores tipo coriolis de la C.T. Francisco Pérez Ríos.....   | 153 |
| 4.2 Calibración de los medidores tipo coriolis en las centrales de CFE.....   | 156 |
| 4.2.1 Zeroing o ajuste de cero .....  | 162 |
| 4.2.2 Informe de calibración .....  | 169 |
| 4.2.3 Incertidumbre expandida $U_T$ del factor $Kf_M$ .....   | 172 |
| 4.3 Resultados de calibración.....  | 174 |
| Capítulo 5. Análisis y recomendaciones .....  | 177 |
| Capítulo 6. Medición de flujo másico de gas natural .....   | 187 |
| Conclusiones.....   | 199 |
| Glosario .....  | 202 |
| ANEXO I. DTI del sistema de medición de combustóleo .....   | 210 |
| ANEXO II. Válvulas instaladas en el sistema de medición y calibración en sitio .....  | 211 |
| ANEXO III. Especificaciones del material del tubo de flujo del sensor del medidor tipo coriolis .....                                 | 214 |
| ANEXO IV. Hoja de datos propuesto: Medidor de flujo másico por efecto coriolis.....   | 216 |
| ANEXO V. Simulación de esfuerzos de torsión en tubo del medidor coriolis .....  | 217 |
| ANEXO VI. Cotizaciones de medidores de flujo másico tipo coriolis.....  | 219 |
| ANEXO VII. Tecnologías empleadas para la prevención de la depositación de los asfaltenos .....  | 221 |

## Índice de figuras

|   |    |
|---|----|
| Figura 1. Infraestructura de gasoductos y puntos de interconexión con Estados Unidos.....       | 26 |
| Figura 2. Diagrama simplificado del funcionamiento de una central térmica convencional.....     | 28 |
| Figura 3. Torre de enfriamiento de una central térmica de CFE.....                              | 30 |
| Figura 4. Esquema de una central térmica de ciclo combinado .....                               | 31 |
| Figura 5. Descarga de combustóleo transportado por vía buque-tanque a través de monoboyas ..... | 35 |

|   |    |
|---|----|
| Figura 6. Carro-tanque empleado para el transporte de combustibles líquidos .....   | 36 |
| Figura 7. Diagrama de Ishikawa. Factores influyentes en el suministro de combustibles a las centrales de generación.....                          | 36 |
| Figura 8. Principales operaciones unitarias en la producción de derivados de petróleo. ....   | 40 |
| Figura 9. Certificado de calidad de diesel.....   | 41 |
| Figura 10. Certificado de calidad de combustóleo importado.....   | 42 |
| Figura 11. Estructuras típicas de moléculas de asfalteno. ....  | 45 |
| Figura 12. Rombo de clasificación NFPA del gas natural contenida en hoja de datos de seguridad PEMEX. .   | 49 |
| Figura 13. Precisión vs exactitud. ....   | 54 |
| Figura 14. Osborne Reynolds. ....   | 56 |
| Figura 15. Perfiles de flujo en una tubería. ....   | 58 |
| Figura 16. Patrones de flujo bifásico en tuberías .....   | 59 |
| Figura 17. Ecuación de continuidad. ....  | 63 |
| Figura 18. Principio de Bernoulli .....   | 64 |
| Figura 19. Medidores de placa de orificio instalados en una estación de medición y regulación de una central de generación eléctrica de CFE. .... | 69 |
| Figura 20. Placa de orificio .....  | 70 |
| Figura 21. Tipos de placa de orificio.....  | 70 |
| Figura 22. Inspección en campo de una placa de orificio. ....   | 72 |
| Figura 23. Medidor de flujo tipo tobera.....  | 73 |
| Figura 24. Medidor de flujo tipo Venturi. ....  | 73 |
| Figura 25. Fundamento del tubo de Pitot .....   | 74 |
| Figura 26. Medidor tipo turbina instalado en la estación de medición de una central eléctrica. ....   | 75 |
| Figura 27. Componentes de un medidor turbina tipo axial. ....   | 76 |
| Figura 28. Instalación recomendada de un medidor turbina tipo axial de acuerdo con AGA 7. ....  | 77 |
| Figura 29. Acondicionador de flujo. ....  | 77 |
| Figura 30. Medidor ultrasónico de tiempo de tránsito instalado en una central de generación de CFE. ....  | 79 |
| Figura 31. Principio del medidor ultrasónico tipo Doppler. ....   | 81 |
| Figura 32. Instalaciones recomendadas de un medidor ultrasónico por la práctica AGA 9 para flujo unidireccional. ....                             | 82 |

|  |     |
|--|-----|
| Figura 33. Medidor de rueda oval.....  | 84  |
| Figura 34. Medidor de paletas deslizantes.....   | 84  |
| Figura 35. Medidor de pistón oscilante.....  | 85  |
| Figura 36. Medidor electromagnético.....   | 86  |
| Figura 37. Medidor vórtex.....   | 88  |
| Figura 38. Estructura de un medidor mulltifásico tipo Vx.....  | 89  |
| Figura 39. Métodos de medición de flujo másico. ....   | 91  |
| Figura 40. Medidor térmico. ....   | 92  |
| Figura 41. Gustave Gaspard Coriolis. ....  | 94  |
| Figura 42. Sensor del medidor tipo coriolis ELITE de Micro Motion.....   | 94  |
| Figura 43. Efecto coriolis. ....   | 97  |
| Figura 44. Medición por efecto coriolis de combustible descargado mediante auto tanque .....                           | 97  |
| Figura 45. Componentes del sensor coriolis .....   | 100 |
| Figura 46. Vibración de tubos debido al funcionamiento de la bobina central.....                                       | 101 |
| Figura 47. Funcionamiento del transmisor del medidor de flujo por efecto coriolis.....                                 | 102 |
| Figura 48. Efecto coriolis producido en los tubos del sensor del medidor. ....   | 103 |
| Figura 49. Ondas de seno en fase y fuera de fase.....  | 104 |
| Figura 50. Principio de operación de densidad. ....  | 105 |
| Figura 51. Fuerza coriolis generado en el tubo del sensor.....   | 106 |
| Figura 52. Desfase en las ondas generadas por las bobinas recolectoras. ....   | 107 |
| Figura 53. Velocidad angular producida en los tubos de flujo del sensor. ....  | 107 |
| Figura 54. Medidores de flujo por efecto coriolis instalados en una EMRyC. ....  | 108 |
| Figura 55. Orientaciones del sensor recomendadas por Micro Motion. ....  | 110 |
| Figura 56. a) Instalación incorrecta y b) correcta de un medidor de flujo másico.....                                  | 111 |
| Figura 57. Medidor coriolis instalado en una línea de 10 in de diámetro nominal. ....                                  | 116 |
| Figura 58. Instalación de un medidor coriolis en una línea de 3 in y un medidor ultrasónico en una línea de 16 in..... | 117 |
| Figura 59. Esquema típico para instalar un medidor coriolis de acuerdo al estándar API 5.6.....                        | 127 |
| Figura 60. a) Termopozo roscado, b) Termopozo bridado de cuerpo cónico. ....   | 128 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 61. Manómetro de Bourdon.....  | 129 |
| Figura 62. Probador bidireccional para la calibración de instrumentos de medición. ....   | 135 |
| Figura 63. Probador compacto.....   | 136 |
| Figura 64. Diagrama de clasificación de probadores.....   | 136 |
| Figura 65. Probador tipo tanque .....   | 137 |
| Figura 66. Factores que afectan la medición de flujo másico por efecto coriolis.....  | 138 |
| Figura 67. Medidor coriolis modelo Rheonik con dos bobinas centrales y una barra transversal.. ....                                 | 139 |
| Figura 68. Medidor coriolis de cuatro tubos. ....   | 140 |
| Figura 69. Smart Meter Verification.....  | 143 |
| Figura 70. Software avanzado de medición de flujo bifásico.....   | 144 |
| Figura 71. Empleo de tecnología DSP para medición de flujo bifásico. ....   | 145 |
| Figura 72. C.T. Francisco Pérez Ríos. ....  | 146 |
| Figura 73. Diagrama isométrico de la estación de medición de combustóleo de la C.T. Francisco Pérez Ríos.....                       | 147 |
| Figura 74. Medidores de flujo por efecto coriolis instalados en la estación de medición de la Central Francisco Pérez Ríos .....    | 148 |
| Figura 75. Válvula de doble sello instalado en la línea 2 de la estación de medición.....   | 149 |
| Figura 76. Modelo DS600 .....   | 149 |
| Figura 77. Dimensiones del modelo DS600.....  | 150 |
| Figura 78. Smart Meter Verification del modelo CMFHC2M. ....  | 152 |
| Figura 79. Transmisores instalados en la estación de medición. ....   | 153 |
| Figura 80. Densidad relativa leída en un certificado de calidad de combustóleo. ....  | 155 |
| Figura 81. Cantidad facturada de combustóleo el día 23 de febrero de 2016. ....   | 156 |
| Figura 82. Patín móvil y patín fijo empleados para la calibración de medidores de flujo tipo coriolis de la CFE.....                | 157 |
| Figura 83. Diagrama de la calibración en sitio .....  | 158 |
| Figura 84. Medidor patrón Endress + Hauser. ....  | 159 |
| Figura 85. Protocolo HART que permite la comunicación con un instrumento de campo sobre un lazo de corriente de 4-20 mA. ....       | 160 |
| Figura 86. Conexión del transmisor (dispositivo de campo inteligente) del medidor fiscal con el handheld (maestro secundario). .... | 160 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 87. Maestro primario .....   | 161 |
| Figura 88. Conexión de la línea 2 con el patín de medición.....   | 161 |
| Figura 89. Dirección del flujo en el patín de medición.....   | 162 |
| Figura 90. Ducto de diámetro nominal de 12 in. por el que fluye el combustóleo de la Refinería Miguel Hidalgo a la estación de medición.....                    | 163 |
| Figura 91. Ajuste de cero al cerrar las válvulas de compuerta indicadas.....  | 163 |
| Figura 92. Software empleado durante la calibración y ajuste de los medidores. ....   | 164 |
| Figura 93. Manejo del volante de la válvula de compuerta de la línea 1 para variar el flujo. ....   | 165 |
| Figura 94. Conexión de manguera a la válvula macho de la línea 1.....   | 167 |
| Figura 95. Empleo de tambos para la recolección de combustóleo. ....  | 167 |
| Figura 96. Diagrama de flujo de calibración de medidores de flujo tipo coriolis en la C.T. Francisco Pérez Ríos. ....   | 168 |
| Figura 97. Distribución normal y distribución t.....  | 170 |
| Figura 98. Forma de la distribución t de acuerdo con el número de grados de libertad.....   | 170 |
| Figura 99. Depositación de asfaltenos en tuberías y válvulas.....   | 181 |
| Figura 100. Filtro .....  | 182 |
| Figura 101. Eliminador de gas/aire y filtro combinados .....  | 183 |
| Figura 102. Válvula eliminadora de aire.....  | 183 |
| Figura 103. Recomendaciones para asegurar una buena operación de los medidores de flujo tipo coriolis instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos. ....          | 186 |
| Figura 104. Medidores de flujo por efecto coriolis empleados para la medición de flujo másico de gas natural, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos.....   | 188 |
| Figura 105. Manómetro ubicado aguas arriba del medidor donde se lee una presión de 32.5 Kg/cm <sup>2</sup> .....  | 189 |
| Figura 106. Empleo de medidores de flujo másico en una terminal de almacenamiento de gas natural, Hungría .....   | 190 |
| Figura 107. Empleo de medidores tipo coriolis para medición de gas natural en una central de generación.....  | 190 |
| Figura 108. Valores de efecto de presión de flujo mostrados en hoja de especificaciones de modelos de medidores de flujo tipo coriolis ELITE, Micro Motion..... | 193 |
| Figura 109. Propuesta de configuración del medidor de acuerdo con AGA 11.....   | 196 |
| Figura 110. Activación de una alarma cuando se produce un error prolongado en la medición de la densidad.....   | 197 |

## Índice de tablas

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 1. Ventajas y desventajas de una central de ciclo combinado. ....   | 33  |
| Tabla 2. Especificaciones del combustóleo nacional de acuerdo con el Contrato de Suministro entre PEMEX Refinación (ahora PEMEX Transformación Industrial) y CFE..... | 35  |
| Tabla 3. Propiedades físicas y químicas del gas natural contenidas en hoja de datos de seguridad PEMEX. .   | 48  |
| Tabla 4. Especificaciones del gas natural transportado en ductos de acuerdo con la NOM-001-SECRE-2010.....  | 50  |
| Tabla 5. Normas y estándares para cada tipo de medidor. ....  | 67  |
| Tabla 6. Marcas y modelos de medidores multifásicos. ....   | 90  |
| Tabla 7. Ventajas y limitaciones de medidores de flujo.....   | 113 |
| Tabla 8. Ventajas del medidor de flujo tipo coriolis con respecto a otros medidores de flujo. ....  | 113 |
| Tabla 9. Desventajas del medidor de flujo tipo coriolis con respecto a otros medidores de flujo.....  | 114 |
| Tabla 10. Costos de instalación, mantenimiento y calibración de medidores de flujo instalados en tuberías de 6 in (\$ Pesos mexicanos). ....                          | 116 |
| Tabla 11. Comparativa detallada de precios (\$ pesos mexicanos) de un medidor coriolis con respecto a un medidor turbina y un medidor tipo placa de orificio. ....    | 119 |
| Tabla 12. Costo asociado (\$ pesos mexicanos) al error en medición de flujo (líquido).....  | 120 |
| Tabla 13. Incertidumbre en medición. ....   | 120 |
| Tabla 14. Clases de exactitud de acuerdo al tipo de sistema de medición según la OIML R 117-2007.....   | 126 |
| Tabla 15. Errores máximos permisibles de acuerdo a la clase de exactitud según la OIML R-177.....   | 127 |
| Tabla 16. Capacidades efectivas de las unidades que conforman la C.T. Francisco Pérez Ríos.....   | 146 |
| Tabla 17. Especificaciones del modelo DS600.....  | 150 |
| Tabla 18. Especificaciones del modelo coriolis CMFHC2M. ....  | 153 |
| Tabla 19. Datos proporcionados para la facturación de combustóleo entregado el día 23 de febrero de 2016.....   | 154 |
| Tabla 20. Factores de corrección de volumen @ 20 °C para productos petrolíferos. ....   | 155 |
| Tabla 21. Nivel de confianza en una distribución t-student.....   | 173 |
| Tabla 22. Resultados de las pruebas de calibración del medidor de flujo másico por efecto coriolis, marca Micro Motion, modelo sensor CMFHC2M. ....                   | 174 |
| Tabla 23. Condiciones de operación en el suministro de combustóleo.....   | 177 |

|   |     |
|---|-----|
| Tabla 24. Flujos y velocidades promedio diarios, números de Reynolds y volúmenes suministrados a la central Francisco Pérez Ríos en los primeros 20 días de enero. .... | 178 |
| Tabla 25. Especificaciones del medidor de flujo tipo coriolis empleado para medición de gas natural en la C.T. Francisco Pérez Ríos. ....                               | 188 |

## Índice de gráficas

|   |     |
|---|-----|
| Gráfica 1. Precios de combustóleo y gas natural (pesos mexicanos/MMBtu) de la zona centro de México (2012 - Enero 2016).....  | 23  |
| Gráfica 2. Evolución esperada de combustibles requeridos en el sector eléctrico público 2013-2028 en mpcdgne (millones de pies cúbicos de gas natural equivalente)..... | 24  |
| Gráfica 3. Participación de tecnologías en la capacidad de generación eléctrica en el año 2014 (65,452 MW).....   | 27  |
| Gráfica 4. Participación de tecnologías en la capacidad de generación eléctrica en el año 2029 (110,223 MW).....  | 27  |
| Gráfica 5. Comparativo en el porcentaje de azufre en combustóleo importado vs nacional (2012-2014).....   | 44  |
| Gráfica 6. Tipo de flujo a dos fases (líquido - vapor).....   | 62  |
| Gráfica 7. Porcentaje de uso de medidores de transferencia de custodia en CFE. ....   | 68  |
| Gráfica 8. Demanda total de medidores de flujo tipo coriolis en el mundo (Millones de dólares). ....  | 95  |
| Gráfica 9. Demanda de medidores de flujo tipo coriolis en el mundo empleados en la medición de gas, petróleo y sus derivados (Millones de dólares) ....                 | 96  |
| Gráfica 10. Precios de medidores (\$ Pesos mexicanos). ....   | 118 |
| Gráfica 11. Relación entre el error en la medición de flujo y la caída de presión en diámetros de tubos de flujo de 2 in y 3 in. ....                                   | 122 |
| Gráfica 12. Error de medición de flujo vs % del flujo nominal. ....   | 123 |
| Gráfica 13. Efecto de un flujo pulsante en la frecuencia de oscilación de tubos de un medidor tipo coriolis.....  | 132 |
| Gráfica 14. Efecto de la viscosidad y del flujo volumétrico en la caída de presión producida en los tubos de flujo.....   | 151 |
| Gráfica 15. Factor $K_{fm}$ en función del flujo másico.....  | 175 |
| Gráfica 16. Factor del medidor en función del flujo másico. ....  | 175 |
| Gráfica 17. Error relativo (%) en función del flujo másico.....   | 176 |
| Gráfica 18. Volumen suministrado de combustóleo a la central en los primeros 20 días de enero de 2016.....  | 177 |



## **Resumen**

Este proyecto de tesis muestra la importancia de la medición de flujo másico de combustibles suministrados a las centrales de la CFE, para la generación de energía eléctrica requerida. Dicha medición se efectúa a través de medidores de flujo por efecto coriolis, que a diferencia de otros medidores, son multivariantes: gracias a su principio de operación, además de medir el flujo másico, el cual no varía con cambios de presión y temperatura, ofrecen al usuario mediciones de densidad y temperatura del flujo.

Actualmente, estos medidores por efecto coriolis se emplean en CFE para operaciones de transferencia de custodia de RMG 380 o combustóleo nacional; donde la exactitud juega un papel importante, ya que incluso un error de 0.05% indica a largo plazo grandes cantidades de dinero en juego a favor de una parte: el cliente, CFE, o el vendedor, en este caso PEMEX Transformación Industrial (antes PEMEX Refinación y PGPB).

El estudio realizado acerca de los medidores de flujo por efecto coriolis empleados en la Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos, con respecto a sus especificaciones, principio de operación, condiciones operativas, metodología para su calibración y análisis de resultados que son incluidos en un certificado, permitirá al lector entender la importancia fundamental de su empleo en el sector eléctrico y energético.

Mediante el análisis efectuado respecto a los factores externos que afectan la medición del energético suministrado a la central generadora, y el apoyo en el contenido de una norma de referencia (NRF-313-PEMEX-2013) y un estándar internacional (API MPMS 5.6), concernientes a la medición de hidrocarburos líquidos mediante efecto coriolis, se recomiendan puntos para mejorar el sistema de medición; así como el uso de nuevas tecnologías y dispositivos, ofreciendo un panorama general de las ventajas de su uso. Debido a que en esta central se está iniciando el empleo de medidores de flujo por efecto coriolis para medición de gas natural, se ofrecerá una perspectiva general del contenido de una práctica internacional (AGA 11) que contiene los lineamientos para la medición de gas natural por efecto coriolis, con la finalidad de que el lector comprenda la importancia de implementarlos, llegando a ser de esta forma más competitivo.



## **Abstract**

The following thesis project shows the importance of fuels mass flow measurement, which are supplied to CFE power plants, for electrical generation required. This measurement is accomplished by coriolis flowmeters that in contrast to others meters, they can measure more the one process variable: besides mass flow, they can also measure density and temperature. This makes them especially valuable in process applications where information about these variables reduces costs.

Currently, this coriolis flowmeters are used in CFE to heavy fuel oil flow measurement in custody transfer operations, where product moves from one owner to another, and where the accuracy is of great importance, because a measurement error of 0.05% involves in a long-term, huge amounts of money in favour of anyone: CFE or PEMEX Transformacion Industrial (previously PEMEX Refinacion y PGPB).

The study made in coriolis meters used in Francisco Pérez Ríos Power Plant in relation to specifications, operation principles, operational conditions, calibration methodology and results analysis, will allow gaining a better understanding about its importance in the energy sector, as well as maintenance carried out to achieve an optimal operation of this fascinating technology.

Through analysis performed about external factors which adversely impact on fuel measurement, as well as international and national standards (NRF-313-PEMEX-2013 and API MPMS 5.6), related to measurement of liquid hydrocarbons by means coriolis effect; it's proposed the use of new technologies and devices will allow improve the measurement system. It's worth highlighting that the use of coriolis flowmeters to measure natural gas it's beginning, thus, an international standard is proposed, AGA 11, where general content shall be given in this work.



## Introducción

Los principios de la medición de flujo se remontan al año 5,000 a.C., cuando la medición de flujo tenía como propósito controlar la distribución del agua a través de acueductos, hacia las civilizaciones sumerias ubicadas en los alrededores de los ríos Tigris y Éufrates. Estos sistemas eran muy simples, basados en el concepto volumen por unidad de tiempo: distribuyendo el agua en una dirección desde al amanecer hasta el mediodía, y distribuyendo en otra dirección desde el mediodía hasta el anochecer. Posteriormente en el año 144 a.C., los romanos realizaron las primeras mediciones de flujo de agua empleando como unidad de flujo la quinaria, que en unidades modernas, equivaldría aproximadamente 0.47 L/s o 40.6 m<sup>3</sup>/día.

A principios de los años 1600's, Torricelli determinó que la tasa de flujo era igual a la velocidad de flujo por el área y que un líquido que sale por un orificio adquiere la misma velocidad que adquiriría un móvil en caída libre desde una altura h. En 1732, Pitot publicó un trabajo acerca de un medidor que él había desarrollado para determinar la velocidad de flujo del aire y gases, y Venturi realizó lo mismo, desarrollando su propio medidor de flujo a finales de 1791. Un hito importante en el campo de la medición de flujo fue en 1738, cuando el físico suizo Daniel Bernoulli publicó en su obra "Hidrodinámica", los principios de conservación de energía del flujo, el cual se explicará detalladamente más adelante.

Fue hasta mediados de 1800's, cuando en Inglaterra se empezaron a construir los primeros medidores de desplazamiento positivo para uso comercial, paralelamente se desarrollaron otros medidores, tales como los vórtex, ultrasónicos, magnéticos y turbinas. El primer medidor turbina de aletas fue desarrollado por el alemán ingeniero Reinhard Woltman, para medir velocidades de flujo en ríos y canales.

A través del tiempo, los sistemas de medición de flujo han ido evolucionando, al exigirse una mayor exactitud, precisión, repetibilidad y rangeabilidad. Actualmente, la industria en general depende de la medición de flujo y control para asegurar un funcionamiento correcto de sus procesos, determinando la cantidad de materia prima óptima que debe



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---



ingresar a dicho proceso, o la cantidad de agua que debe suministrarse a una caldera, como ejemplo. Esta industria en general abarca las áreas alimenticia, farmacéutica, metalúrgica, transporte de gas y petróleo, papel y celulosa, y en nuestro caso la de generación de energía eléctrica.

La medición tiene varios propósitos, como es el caso de la transferencia de custodia de un producto, donde la medición exacta y precisa del flujo es esencial para determinar si el comprador recibe la cantidad exacta de producto o materia prima y posteriormente facturar dicha cantidad. Medir representa una necesidad indispensable en la industria, una cuantificación precisa es de gran importancia para toda empresa relacionada con suministro, proceso y comercialización, ya que una buena medición se refleja en las pérdidas o utilidades obtenidas.

Las medidas fiscales del petróleo y del gas natural, se han hecho durante casi cien años con medidores de orificio, turbina y de desplazamiento positivo, sin embargo, recientemente los nuevos medidores tipo coriolis y tecnologías ultrasónicas han estado apareciendo en un gran número de aplicaciones. Un medidor universal no existe, cada uno de los medidores existentes presenta sus propias ventajas y limitaciones, por lo que debe realizarse un análisis exhaustivo con el fin de seleccionar el medidor ideal, así como las tecnologías e innovaciones que permitirán asegurar una buena medición, por lo que debemos estar a la vanguardia de dichas innovaciones que nos permitirán ser más competitivos.

Para asegurar una buena operación de un medidor, es ideal aplicar prácticas y estándares enfocados a un panorama más amplio en cuanto a su selección, instalación, calibración y mantenimiento. La estandarización recoge los deseos, las propuestas de todas las instituciones relevantes como son los fabricantes, las asociaciones de consumidores, los centros de investigación, entidades de certificación e inspección, etc. Sin estas normas sería impensable la cantidad de errores y accidentes resultantes; por esta razón muchos procesos y productos están sujetos a muchas normas, una cafetera inclusive, tiene que cumplir varias normas, de seguridad eléctrica, de compatibilidad electromagnética e incluso de higiene.



## **Justificación**

Al efectuar un estudio profundo respecto a las características, operación y calibración de los medidores de flujo por efecto coriolis instalados en la estación de medición de la C.T. Francisco Pérez Ríos, se detectó que hay un cierto desconocimiento acerca del contenido de prácticas o estándares especializados en medición de flujo de hidrocarburos líquidos mediante medidores tipo coriolis, por lo que este trabajo fue desarrollado como una recomendación para la aplicación de su contenido, con el fin de asegurar a largo plazo, una buena operación del medidor y con ello la mejor exactitud, durante la operación de transferencia de custodia.

En este trabajo se hace el mejor esfuerzo por concientizar al interesado a modificar su visión a un nivel más competitivo, frente al cambio paradigmático derivado de la Reforma Energética que ha dado un grado de apertura a la participación privada en el desarrollo de mercados más eficientes, por lo que este trabajo también está dirigido a usuarios interesados en implementar estas normas en sus sistemas de medición fiscal de hidrocarburos líquidos, reflejando con ello la buena práctica de la industria.

Aunque este proyecto está enfocado en la medición del combustóleo, un energético que disminuirá su participación en la generación eléctrica en los próximos años, será útil al lector para:

- Introducirse en el campo de la medición de flujo másico por efecto coriolis, conociendo nuevos tecnicismos como es la estabilidad cero, por ejemplo.
- Conocer el método de calibración del medidor fiscal empleando un medidor maestro, y considerarlo para calibrar otros medidores de flujo por efecto coriolis que midan otros hidrocarburos líquidos e incluso otras sustancias (dentro del alcance del medidor).
- Tener un panorama general respecto al contenido de un estándar internacional, API MPMS 5.6, con el fin de considerar la aplicación de sus lineamientos en



sistemas de medición de otros hidrocarburos líquidos, como la gasolina, por ejemplo.

Dadas las condiciones actuales respecto al incremento de la participación del gas natural, principalmente en el sector eléctrico, energético que desplazará gradualmente al combustóleo y otros combustibles como el diesel en los siguientes años, se ofrecerá una perspectiva general del contenido de una práctica internacional, mejor conocida como AGA 11.

## **Objetivos**

### **Objetivo General**

- Definir los lineamientos contenidos en estándares concernientes a la medición de flujo másico de hidrocarburos mediante efecto coriolis, aplicables para asegurar una buena operación de los medidores instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos, y con ello una buena exactitud en la operación de transferencia de custodia.

### **Objetivos Particulares**

- Recopilar información respecto a las características, operación y mantenimiento de los medidores de flujo másico instalados en la estación de medición de la C.T. Francisco Pérez Ríos.

- Identificar y analizar normas, estándares y/o prácticas concernientes a la medición de flujo másico de hidrocarburos líquidos por efecto coriolis.

- Describir el proceso de calibración y ajuste de medidores de flujo másico por efecto coriolis en la estación de medición de la C.T. Francisco Pérez Ríos.

- Determinar las ventajas y desventajas del empleo de medidores tipo coriolis con respecto a otros medidores.

- Estudiar las innovaciones en tecnologías de medición por efecto coriolis.



- Recomendar el empleo de la práctica AGA 11 en la medición del gas natural suministrado a las unidades de la central.

## **Metodología de trabajo**

La metodología empleada, así como las herramientas empleadas para el logro de los objetivos fue:

- 1.- Visita a la Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos.
- 2.- Obtención de información respecto a las características de los medidores de flujo tipo coriolis instalados en la estación de medición, el proceso llevado a cabo para el suministro del combustible a la central, así como su calibración y ajuste.
- 3.- Entrevistas realizadas a personal del LAPEM y CFE.
- 4.- Investigación exhaustiva de normas, estándares y prácticas concernientes a la medición de hidrocarburos mediante efecto coriolis.
- 5.- Lluvia de ideas de identificación de factores que afectan la medición de flujo del hidrocarburo.
- 6.- Propuesta de tecnologías a emplear y recomendaciones de puntos contenidos en los estándares y prácticas analizados.



## Capítulo 1. Marco teórico

### 1.1 Comisión Federal de Electricidad

De acuerdo con el artículo 2 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad: “La CFE es una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal con personalidad jurídica y patrimonio propios, y goza de autonomía técnica, operativa y de gestión”. Fue fundada el 14 de agosto de 1937 durante el gobierno de Lázaro Cárdenas y es propietaria de la única central nucleoelectrónica existente en el país, la Central Nuclear de Laguna Verde ubicada en el estado de Veracruz.

Con el nuevo Marco de la Reforma Energética, la CFE se enfrenta a uno de los retos más importantes de las últimas décadas: su renovación y funcionamiento eficiente; implicando una serie de cambios estructurales que promueve su evolución hacia un nuevo modelo, involucrando el mejoramiento de su proceso mediante la optimización de recursos y disminución de costos, llegando a ser de esta forma una empresa competitiva en un mercado en el cual participarán empresas públicas y privadas, con la finalidad de ofrecer electricidad a precios competitivos.

Al ser el combustible, el principal insumo que tiene la mayor asignación presupuestal en una central de generación eléctrica, se ha considerado que uno de los puntos clave a considerar para ser competitivo, es el empleo de energéticos, así como fuentes de energía, más baratas y amigables con el medio ambiente, como es el caso del gas natural.

La evolución esperada de la demanda de los energéticos en el sector eléctrico público de nuestro país se contempla en la gráfica 2, esta demanda está vinculada a los precios y disponibilidad de los mismos, a los cambios tecnológicos en los procesos y al crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB).

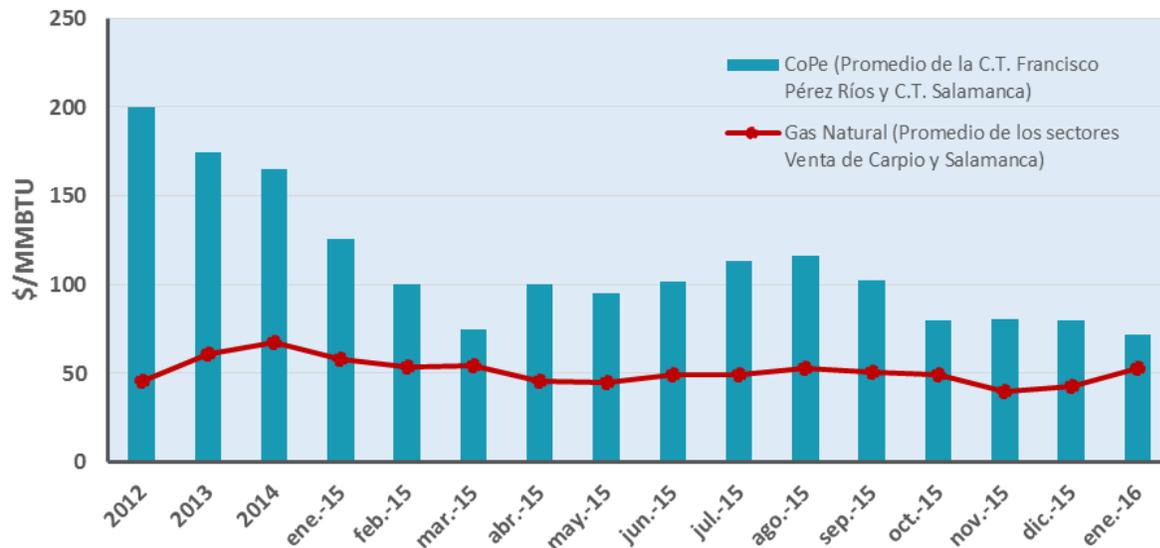
Debido al diferencial de precios entre el combustóleo y el gas natural en estos últimos años como puede observarse en la gráfica 1, donde se muestran los precios promedio de



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



ambos energéticos suministrados en las centrales de la región Centro de México; se han venido abordando acciones para incrementar la disponibilidad de gas natural, cuyas estimaciones de crecimiento se observan también en la gráfica 2.



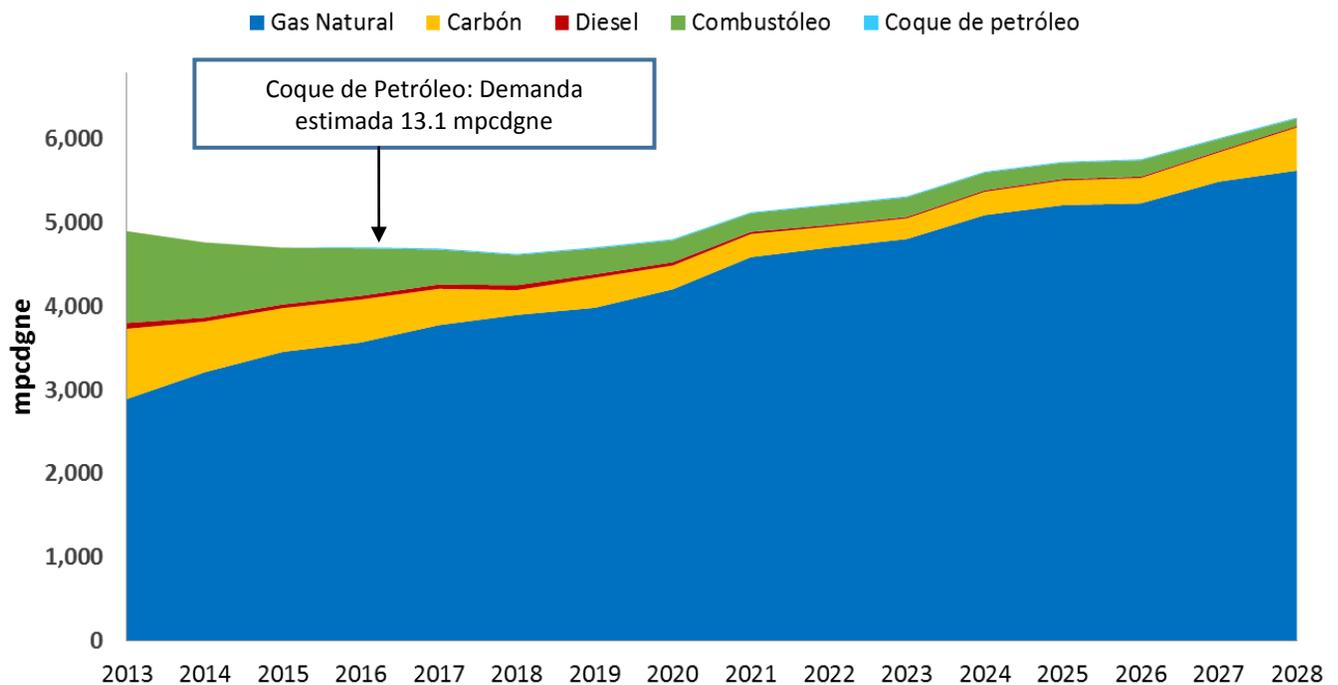
Gráfica 1. Precios de combustóleo y gas natural (pesos mexicanos/MMBTu) de la zona centro de México (2012 - Enero 2016). Fuente: Elaboración propia con datos del Sistema de Precios de la SDE.

La reducción en el consumo de combustóleo en los próximos años (de 1,097.5 mmpcdgne en 2013 a 90.1 mmpcdgne en el 2028); se deberá también a factores tales como: cumplimiento normativo ambiental, incremento de la capacidad instalada en ciclos combinados con base en gas natural, nueva infraestructura de transporte y distribución de gas natural, retiro de unidades termoeléctricas convencionales con baja eficiencia y bajo factor de planta.

Por otra parte, se estima un uso del coque de petróleo de 13.1 mmpcdgne para este año, demanda que se incrementará en los siguientes 4 años a 14.4 mmpcdgne. La rama del cemento es el principal consumidor de este petrolífero, industria que al igual que otras, ha optado por adecuar sus procesos y aprovechar el coque de petróleo como fuente primaria de energía.



Es relevante destacar, que el sector eléctrico tanto público como privado, tomará la mayor participación dentro de la demanda total de gas natural en el país. En el sector público eléctrico, esta demanda prácticamente se duplicará, siendo de 2,892.5 mmpcd en 2013 a 5,624.0 mmpcd en el 2028, empleándose principalmente en plantas de generación con tecnología de ciclo combinado.



Gráfica 2. Evolución esperada de combustibles requeridos en el sector eléctrico público 2013-2028 en mpcdgne (millones de pies cúbicos de gas natural equivalente). Fuente: Elaboración propia con datos de Prospectivas de gas natural y gas L.P. 2014-2028, pág. 79.

## 1.2 Generación de energía eléctrica

La generación de electricidad es el producto de una serie de transformaciones de energía hidráulica, geotérmica, eólica, térmica, entre otras, en energía mecánica necesaria para generar dicha electricidad; recurriendo a instalaciones denominadas centrales eléctricas, donde se efectúan alguna de las transformaciones citadas.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---



Dicha generación de energía eléctrica se basa en el trabajo que diversas fuentes primarias (térmica, hidráulica), realizarán al girar los álabes de una turbina, que a su vez está conectada con un generador eléctrico. Este principio es común en la mayoría de las centrales eléctricas, aunque existen excepciones como es el caso de las centrales eléctricas solares fotovoltaicas, ya que éstas generan electricidad mediante la transformación directa de la energía luminosa de la radiación solar.

De acuerdo con las Prospectivas del Sector Eléctrico 2015-2029, al cierre del 2014, la capacidad total instalada para generación eléctrica fue de 65,452 MW. Debido a los retiros programados de centrales termoeléctricas convencionales y la adición de proyectos de modernización, se estima que para el año 2029, se tendrá una capacidad instalada de 110,223.1 MW. Como se observa en las gráficas 3 y 4, la tecnología de ciclo combinado incrementará su participación, de 35.7% a 43.5% para el año 2029; por lo que empresas como CFE han licitado nuevos gasoductos para importar gas natural desde Estados Unidos, como se muestra en el figura 1, satisfaciendo la demanda de este energético en dicha tecnología. Otras tecnologías que incrementarán la capacidad instalada de centrales, serán la energía nuclear de 2.1% a 5% y la tecnología de cogeneración eficiente que concentrará el 6.8%, disminuyendo la participación de la tecnología termoeléctrica convencional de 19.8% a 2.7%.

En cuanto a tecnologías limpias, la energía eólica incrementará su contribución 9.6 porcentuales, la solar con 1.6 porcentuales, mientras que la hidroeléctrica disminuirá su contribución un 2.8 porcentuales.

Actualmente CFE mantiene la primera posición respecto a su participación en generación eléctrica, sin embargo se estima que dicha participación disminuirá de 57.2% en 2014 a 33.9% en 2029.

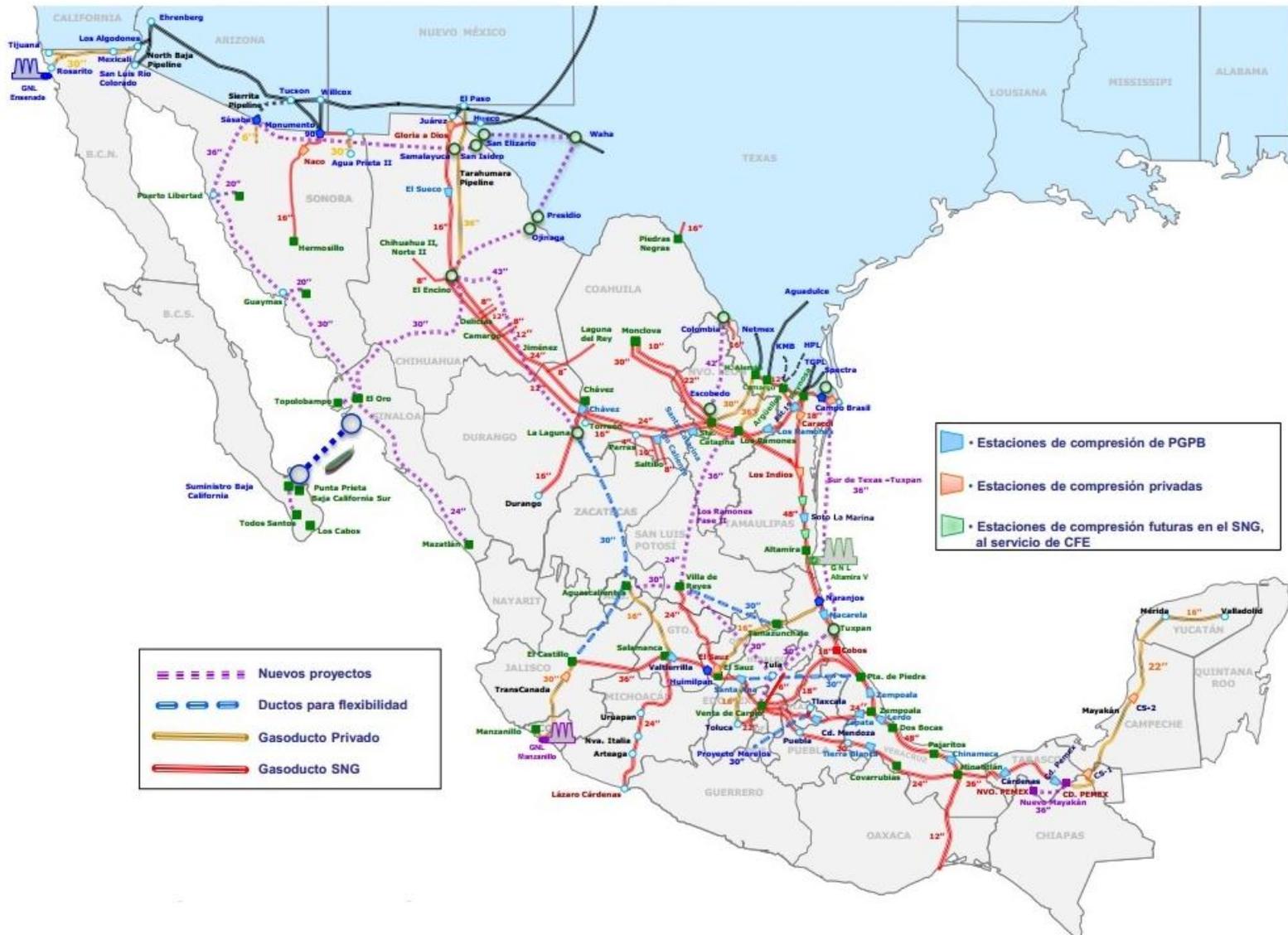
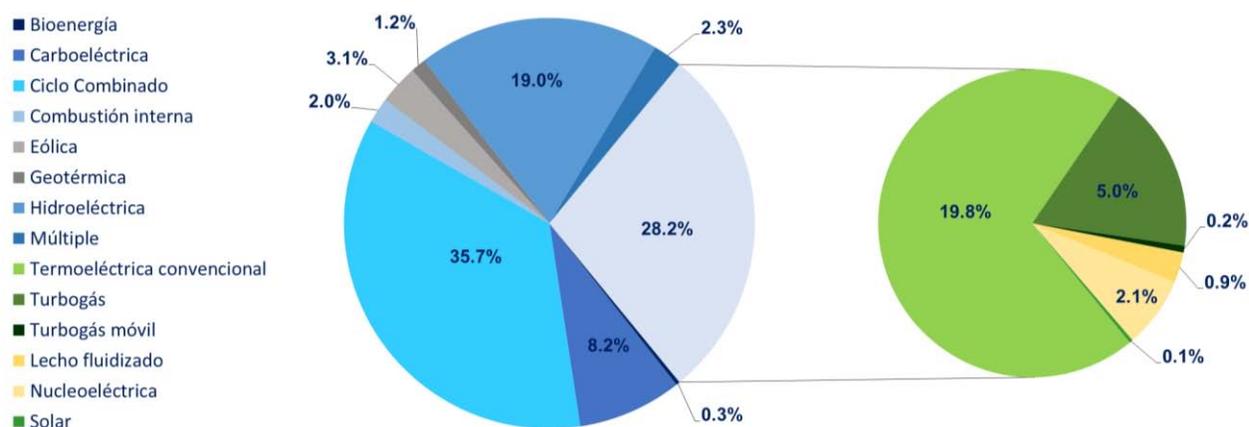
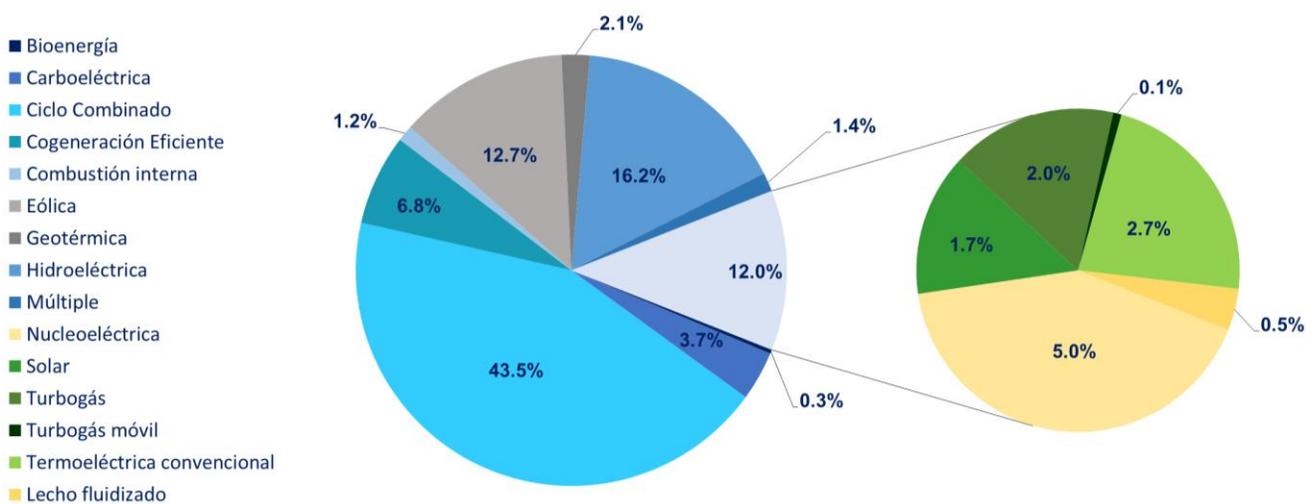


Figura 1. Infraestructura de gasoductos y puntos de interconexión con Estados Unidos. PGPB es actualmente Pemex Transformación Industrial. Fuente: Elaboración en conjunto con equipo de trabajo de CFE, Gerencia de Combustibles Líquidos.



Gráfica 3. Participación de tecnologías en la capacidad de generación eléctrica en el año 2014 (65,452 MW).<sup>1</sup>



Gráfica 4. Participación de tecnologías en la capacidad de generación eléctrica en el año 2029 (110,223 MW).<sup>2</sup>

<sup>1</sup> y <sup>2</sup> Elaboración propia con datos de las Prospectivas del Sector Eléctrico 2015-2029, pág. 99. La tecnología denominada "múltiple", hace referencia a la combinación de dos o más tecnologías convencionales y limpias.



### 1.3 Centrales de generación de energía eléctrica

#### 1.3.1 Central termoeléctrica convencional

Una central termoeléctrica es un conjunto de instalaciones electromecánicas, diseñada para transformar la energía primaria de combustibles fósiles (diesel, carbón, gas natural, combustóleo, etc.) en energía mecánica, que a su vez, mediante una posterior transformación, producirá energía eléctrica que será consumida en nuestros hogares y en la industria.

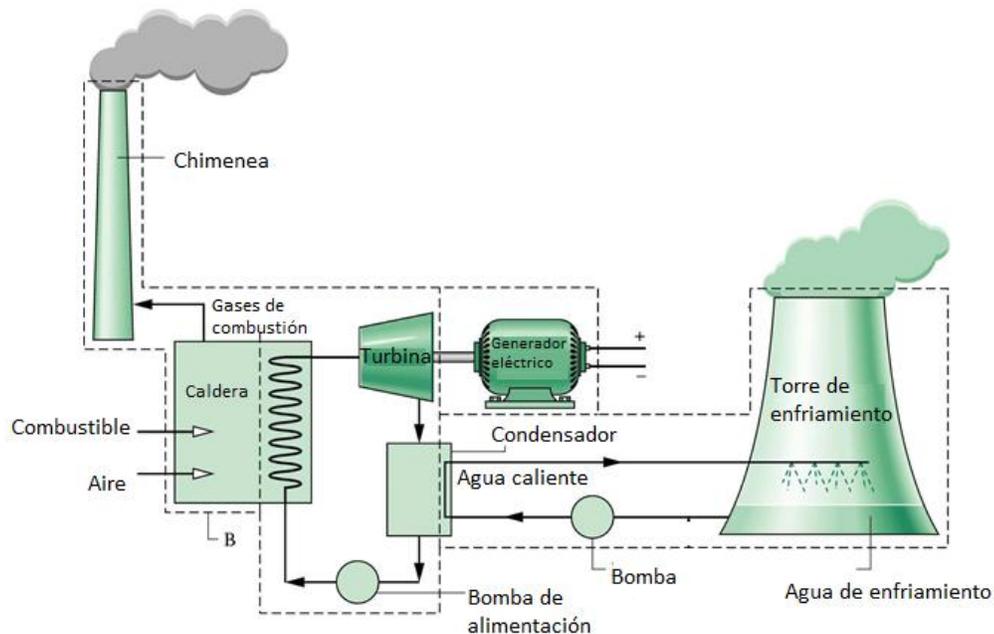


Figura 2. Diagrama simplificado del funcionamiento de una central térmica convencional. (Xuejiao Yang y George Albert, 2013).

El agua que se emplea en el proceso de generación de energía eléctrica, se encuentra desmineralizada y tratada químicamente, con el objeto de proteger a todos los componentes sujetos a presión y temperatura.

El proceso general efectuado en una central convencional es el siguiente:



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---



1.- En los quemadores se efectúa la combustión del carbón, fuel-oil o gas natural, generando gran cantidad de energía calorífica. Ésta energía transforma en vapor de alta temperatura y presión, el agua que circula por una extensa red formada por miles de tubos que tapizan las paredes de una caldera, elemento fundamental de una central. El vapor de agua puede llegar a alcanzar temperaturas de hasta 600 °C; dicho vapor se bombea a alta presión, a fin de obtener el mayor rendimiento posible.

Los humos procedentes de la combustión se depuran antes de expulsarlos por la chimenea.

2.- El vapor de agua a presión es conducido por medio de tuberías a las turbinas de vapor; para que al entrar en las diferentes etapas de dichos equipos, produzca un impulso en los álabes, haciéndolos girar; transformándose de esta forma la energía interna del vapor en energía mecánica (rotación del eje).

Las turbinas constan de tres cuerpos – de alta, media y baja presión, respectivamente – unidos por el mismo eje. En el primer cuerpo (alta presión) hay centenares de álabes o paletas de pequeño tamaño. El cuerpo a media presión posee asimismo centenares de álabes pero de mayor tamaño que los anteriores. El de baja presión, por último, tiene álabes aún más grandes que los precedentes. El objetivo de esta triple disposición es aprovechar al máximo la fuerza del vapor, ya que éste va perdiendo presión progresivamente, por lo cual los álabes de la turbina se hacen de mayor tamaño cuando se pasa de un cuerpo a otro de la misma. Hay que advertir, por otro lado, que este vapor, antes de entrar en la turbina, ha de ser cuidadosamente deshumidificado, en caso contrario de que no se realice dicha deshumidificación, las pequeñas gotas de agua en suspensión que transportaría serían lanzadas a gran velocidad contra los álabes erosionando las paletas hasta dejarlas inservibles.

3.- La energía mecánica de rotación generada en el eje de la turbina es transformada a su vez en energía eléctrica, mediante el principio de la inducción electromagnética, por medio de un generador o alternador acoplado a la turbina. Esta energía generada se



transforma en la subestación, elevando su tensión para minimizar las pérdidas en las redes eléctricas, distribuyéndose hasta los puntos de consumo.

4.- El vapor no aprovechable por la turbina de vapor, se envía a un condensador. Aquí, a presión de vacío, el vapor se transforma al estado líquido, siendo bombeado a la caldera, comenzando nuevamente el ciclo productivo.

El calor latente de la condensación<sup>3</sup> del vapor de agua es absorbido por la corriente de agua de refrigeración, que lo entrega al exterior en las torres de enfriamiento.



*Figura 3. Torre de enfriamiento de una central térmica de CFE.*

Dentro de estas centrales termoeléctricas clásicas que emplean diesel y combustóleo, se encuentran sistemas de almacenamiento para asegurar que se dispone de una adecuada cantidad de estos energéticos en caso de que se presente una contingencia.

<sup>3</sup> Calor latente de condensación es la cantidad de calor que se desprende para cambiar el estado físico de una sustancia de vapor a líquido, sin cambiar la temperatura de dicha sustancia.

### 1.3.2 Centrales de ciclo combinado

El empleo de gas natural para la generación de electricidad mediante la tecnología del ciclo combinado se encuentra dentro de la política medioambiental de un gran número de países, ya que ofrece un gran número de ventajas en comparación con el resto de tecnologías de producción eléctrica. En concreto, las emisiones de CO<sub>2</sub> en relación a los KWh producidos son menos de la mitad de las emisiones de una central convencional de carbón, diesel y combustóleo.

Una central de ciclo combinado, consiste en la integración de dos o más ciclos termodinámicos energéticos, para lograr una conversión más completa y eficiente de la energía aportada en trabajo o potencia. En estas centrales se transforma la energía térmica del gas natural en electricidad mediante el uso en conjunto de dos turbogrupos: ciclo de Brayton (turbina de gas de alta temperatura) y ciclo de Rankine (turbina de vapor).

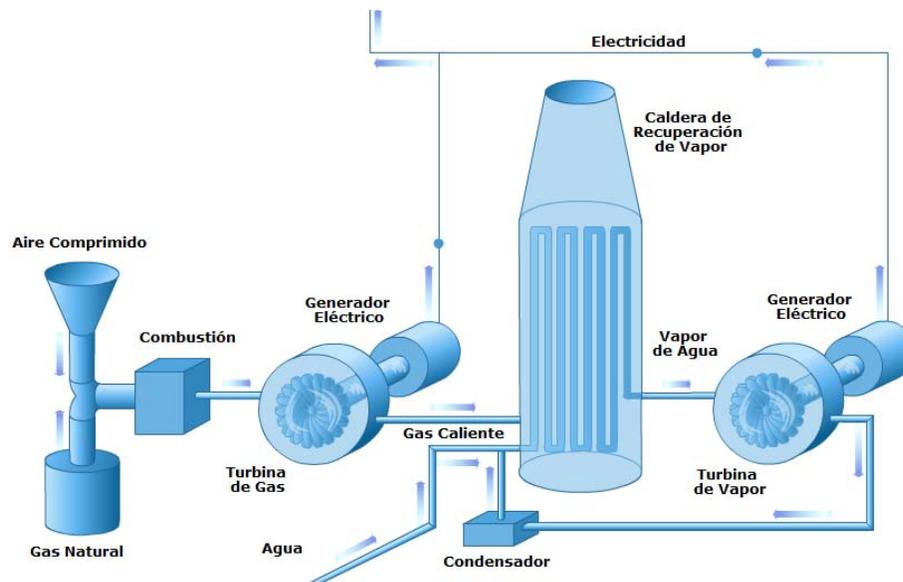


Figura 4. Esquema de una central térmica de ciclo combinado. (Tecnología ESO, 2014).

El funcionamiento de una central de ciclo combinado es básicamente el siguiente:



### Ciclo Brayton

1) Turbogrupos de gas. Este equipo consta de un compresor cuya función es comprimir el aire a alta presión e inyectarlo a la cámara de combustión, donde se mezcla con el gas natural, produciendo gases de combustión; éstos se envían a la turbina donde se expansionan y su energía calorífica se transforma en energía mecánica, transmitiéndolo al eje. Esta turbina a su vez, está acoplada a un alternador que convierte la energía mecánica generada en energía eléctrica.

Cabe mencionar que la turbina consta de tres o cuatro etapas de expansión y la temperatura del gas que sale de dicha turbina se encuentra normalmente en el rango de 510 a 566 °C.

El calor residual del escape del ciclo de Brayton sirve como calor de aporte al ciclo Rankine.

### Ciclo Rankine

2) Los gases que salen de la turbina de gas se envían a un generador de vapor recuperador de calor, a partir de este momento tenemos un ciclo agua – vapor convencional. Cabe mencionar que cuando el generador de vapor recuperador de calor suministra una parte del vapor a otro proceso, la aplicación suele denominarse “cogeneración”.

Adicionalmente, se puede integrar directamente en el generador de vapor un sistema de reducción selectiva catalítica (SRC) para controlar las emisiones de óxidos de nitrógeno. La temperatura óptima de la catálisis SRC es de 357 a 449 °C.

3) Turbina de vapor. Esta turbina acostumbra a ser de tres cuerpos, y está basada en la tecnología convencional como se describió en el apartado 1.3.1, transformando de igual forma la energía mecánica generada en energía eléctrica.

4) A la salida de la turbina, el vapor se condensa (transformándose nuevamente en agua) y vuelve a la caldera para empezar un nuevo ciclo de producción de vapor.



Al obtenerse la energía eléctrica en dos ciclos consecutivos, se pueden alcanzar rendimientos en torno a los 55-60% superiores a los de una central térmica convencional con un solo ciclo, logrando así un mayor aprovechamiento de la energía del combustible.

| Ventajas  | Inconvenientes  |
|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"><li>-El alto rendimiento de los ciclos combinados de gas natural y las menores emisiones de gases de efecto invernadero producidas, la convierten en la energía térmica de origen fósil más limpia.</li><li>-Bajo consumo de agua de refrigeración.</li><li>-El transporte y suministro de gas natural se efectúa a través de gasoductos, por lo que se evita el impacto derivado de la circulación de camiones o trenes de aprovisionamiento de carbón o fueloil.</li><li>-Las centrales de ciclo combinado pueden construirse cerca de los lugares donde se consumirá la electricidad. De este modo se acortan las líneas de tendido eléctrico, con lo que se reducen las inevitables pérdidas de electricidad.</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>-Al ser el gas natural un combustible fósil, se generan también emisiones de gases de efecto invernadero.</li><li>-Afectan negativamente a los ecosistemas fluviales cuando la refrigeración se efectúa empleando agua del río.</li></ul> |

Tabla 1. Ventajas y desventajas de una central de ciclo combinado. Fuente: Endesa Educa.

#### 1.4 Energéticos suministrados a las centrales de generación de energía eléctrica de CFE

Actualmente los principales combustibles suministrados en las centrales de CFE son el carbón, el diesel, el combustóleo y el gas natural; siendo estos dos últimos, los que se explicarán detalladamente en el siguiente apartado, por ser los energéticos de estudio en este proyecto.



### 1.4.1 Combustibles líquidos

El diesel industrial bajo azufre (DiBA) y el combustóleo pesado (CoPe), pertenecen a este campo y son adquiridos a través de PEMEX Transformación Industrial (antes PEMEX Refinación), que también provee en algunos casos servicios de transporte para el traslado de estos combustibles (auto tanques, carro tanques, ductos y buque tanques). El combustóleo también puede ser importado y transportado vía buque tanque, en este caso se le conoce comúnmente como IFO 380 (Intermediate Fuel Oil) o RMG 380 (Residual Marine Grade).

De acuerdo con el Contrato de Suministro de Combustóleo Pesado celebrado entre PEMEX y Comisión Federal de Electricidad, la calidad del combustóleo debe cumplir con las siguientes especificaciones:

| Parámetro                    | Unidades | Valor                   |
|------------------------------|----------|-------------------------|
| Gravedad relativa @ 20 °C    |          | 1.02 máximo             |
| Temperatura de inflamación   | (°C)     | 66 mínimo               |
| Temperatura de escurrimiento | (°C)     | 15 máximo               |
| Agua y sedimentos            | (% v/v)  | 0.5 máximo              |
| Viscosidad cinemática @ 50°C | (cSt)    | 636 mínimo, 1166 máximo |
| Vanadio                      | (ppm)    | 380 máximo              |
| Asfaltenos en C <sub>7</sub> | (% m/m)  | 13 máximo               |
| Poder calorífico bruto       | (MJ/Kg)  | 42 mínimo               |

Nota: El vendedor realizará sus mejores esfuerzos para que el contenido de azufre para los Centros Productores sea en: Salina Cruz, Oaxaca 4.00% en peso máximo; Cadereyta N.L. 4.00% en peso máximo; Cd. Madero, Tamaulipas, 4.00% en peso máximo; Minatitlán, Veracruz 3.90% en peso máximo; Salamanca, Gto. 3.90 % y Tula, Hidalgo 3.55% en peso máximo. En caso de que el contenido de azufre en algún embarque de cualquier Centro Productor resulte mayor al máximo correspondiente a dicho Centro Productor, el Vendedor realizará el ajuste por calidad que corresponda, bonificando la diferencia al Comprador a través de una nota de crédito. En caso de que el producto entregado rebase el contenido de



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



agua y sedimentos, se deberá realizar el ajuste de volumen correspondiente considerando el producto totalmente libre de agua y sedimentos.

*Tabla 2. Especificaciones del combustóleo nacional de acuerdo con el Contrato de Suministro entre PEMEX Refinación (ahora PEMEX Transformación Industrial) y CFE.*

La logística de suministro en las centrales de CFE, está en función de la localización del energético, así como de las condiciones meteorológicas que inciden en el funcionamiento de los medios encargados del transporte (Ver Figura 7). Como se mencionó anteriormente, la ventaja de estos energéticos, es que forman un inventario que proporciona autonomía ante cualquier situación o evento que no permita la continuidad del suministro.



*Figura 5. Descarga de combustóleo transportado por vía buque-tanque a través de monoboyas. Fuente: CFE, Gerencia de Combustibles Líquidos.*



Figura 6. Carro-tanque empleado para el transporte de combustibles líquidos. Fuente: CFE, Gerencia de Combustibles Líquidos.

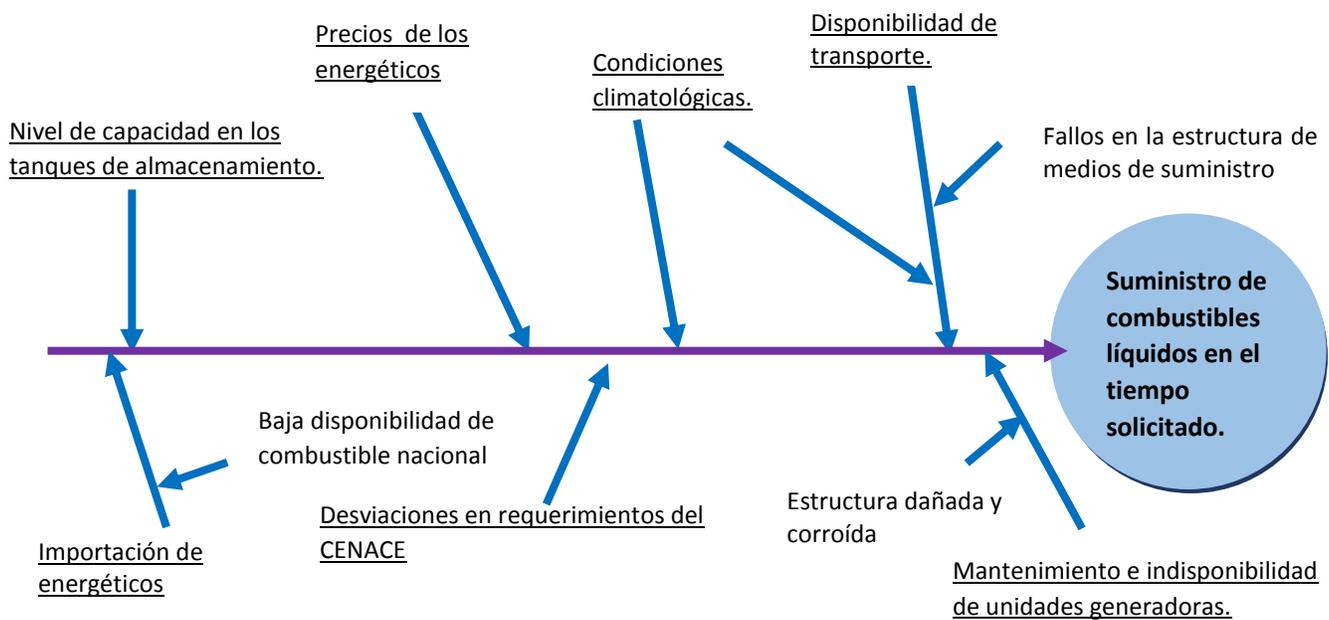


Figura 7. Diagrama de Ishikawa. Factores influyentes en el suministro de combustibles a las centrales de generación. Fuente: Elaboración propia.



#### 1.4.1.1. Combustóleo pesado

En el proceso de destilación del crudo se obtienen dos principales categorías de aceites combustibles, llamados fueloil y clasificados por grados según su punto de ebullición, composición y uso: los fueloil destilados o ligeros (números 1 y 2) y los fueloil residuales o pesados (números 5 y 6). Con menos de 0.3% m/m de azufre y un contenido insignificante de nitrógeno y cenizas, los fueloil destilados son más volátiles y menos viscosos que los aceites combustibles residuales. Por lo general, se usan en aplicaciones domésticas y comerciales pequeñas, e incluyen el queroseno y el diesel.

Por otro lado, los fueloil residuales, fracciones pesadas del crudo derivado de la destilación al alto vacío, son muy viscosos y pueden requerir calentamiento para su fácil manejo y uso apropiado en la combustión; contienen cantidades importantes de cenizas, azufre y nitrógeno, y se usan principalmente en procesos industriales y aplicaciones comerciales mayores, incluida precisamente la generación de electricidad.

Según el país y el sector, el fuel oil pesado también se denomina Heavy Fuel Oil (HFO), Marine Fuel Oil (MFO) o Residual Fuel Oil (RFO), para aquellos residuales empleados principalmente como combustibles en grandes motores marinos y para la generación de energía en calderas; en este grupo se encuentra el denominado IFO (Intermediate Fuel Oil) 380 o RMG (Residual Marine Grade) 380, un residual reconocido a nivel mundial que como su nombre indica, presenta una viscosidad de 380  $mm^2/s$  a 50 °C y se obtiene posterior a la operación unitaria denominada visbreaking, el cual se describirá en el siguiente apartado.

En México, el fuel oil pesado suele conocerse comúnmente como combustóleo, mientras que en España se le denomina fuelóleo y en Estados Unidos como fuel oil #6.

A causa de las diferencias en sus características de composición y combustión, los fueloil destilados y los residuales generan emisiones distintas al quemarse, por ejemplo, las



emisiones de partículas suspendidas de los aceites combustibles ligeros son menores que aquellas producidas por los residuales o pesados. Los contaminantes generados durante la quema del fuel oil pesado son óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono, gases de efecto invernadero, compuestos volátiles y metales tóxicos en niveles traza (como es el caso del vanadio). Estos niveles de emisiones han ocasionado que el fuel oil pesado se esté aplicando cada vez menos en Europa Occidental, a ello se añade la circunstancia de que las tuberías del tanque y combustible deben calefaccionarse para poder bombearlo y atomizarlo, traduciéndose esto en mayores costos. En Alemania, el fuel oil pesado está estandarizado conforme a la norma DIN 51 603, existiendo para la navegación internacional la norma ISO 8217, que contiene las especificaciones que debe poseer este energético.

#### **a. Producción del fuel oil pesado**

En una refinería, el petróleo es convertido a una variedad de productos mediante procesos físicos y químicos. Debido a que, del total de crudo alimentado, se produce el 50% de combustóleo del total de derivados en la destilación atmosférica, siendo que en los países industrializados se ha incrementado la demanda de productos ligeros como el diesel y la gasolina, se han construido refinerías más complejas que producen el 10 o 15% de combustóleo. Este esquema complejo de refinería se describe en dos partes fundamentales:

1. Destilación de petróleo.

Primera fase: Destilación atmosférica.

Segunda fase: Destilación a presión reducida.

2. Procesos catalíticos: Cracking térmico y visbreaking.

La sección de destilación es la unidad más flexible en la refinería, ya que las condiciones de operación pueden ajustarse para poder procesar un amplio intervalo de alimentaciones, desde crudos ligeros hasta pesados. Dentro de las torres de destilación,



los líquidos y los vapores se separan en fracciones de acuerdo a su peso molecular y temperatura de ebullición. Las fracciones más ligeras, incluyendo gasolinas y gas LP, vaporizan y suben hasta la parte superior de la torre donde se condensan. Los líquidos medianamente pesados, como el queroseno y la fracción diesel, se quedan en la parte media. Los líquidos más pesados y los gasóleos ligeros primarios, se separan más abajo, mientras que los más pesados en el fondo. Las gasolinas contienen fracciones que ebullicen por debajo de los 200 °C, mientras que en el caso del diesel sus fracciones tienen un límite de 350 °C; éste contiene moléculas de entre 10 y 20 carbonos, mientras que los componentes de la gasolina se ubican en el orden de 12 carbonos o menos.

La unidad atmosférica de destilación separa los hidrocarburos ligeros de los aceites pesados basándose en el punto de ebullición, es capaz de hervir las fracciones de crudo hasta temperaturas de 750 °F (398.9 °C). Por encima de esta temperatura el aceite térmicamente se agrieta o se rompe, lo que impide el proceso de destilación.

Para aumentar la producción de productos derivados del petróleo de alto valor, estos fondos se envían a una columna que opera a una presión reducida o al vacío para refinar aún más; a baja presión, el punto de ebullición de los fondos de la unidad atmosférica de destilación disminuye, lo cual permite que los productos sean vaporizados sin agrietarse o degradarse. Cerca del 80% de la operación en las refinerías tienen una unidad de destilación al vacío.

La corriente de residuos pesados producidos en la destilación al vacío se transforma en compuestos más ligeros, disminuyendo a su vez su viscosidad, mediante un proceso denominado visbreaking (del inglés viscosity breaking).

El visbreaking es un proceso tan severo como lo es el craqueo catalítico<sup>4</sup>, por lo que a veces se utiliza la misma torre de topping o destilación atmosférica para realizar este tipo de corridas, si no se cuenta con una etapa del proceso dedicada para ello. Si este fuera

---

<sup>4</sup> Cracking catalítico. Proceso de la refinación del petróleo que consiste en la descomposición térmica de los hidrocarburos pesados cuyo punto de ebullición es igual o superior a los 315 °C y convertirlos en hidrocarburos livianos de cadena corta cuyo punto de ebullición se encuentra por debajo de los 221 °C. Produce naftas e hidrocarburos aromáticos de alto octanaje, como el benceno.



el caso, la temperatura de los hornos debe elevarse entre 65 – 150 °F (36 – 83 °C) más de lo que suelen operar, dependiendo de la carga. A menudo la carga puede consistir de un residual o petróleo industrial, asfaltos, o mezcla de ellas con cierta proporción de hidrocarburos con 25 - 35° API, entre ellos diesel, gasóleo liviano, etc. Estos compuestos ayudarán al flujo ascendente de gases a través de la columna, ayudando a evitar la

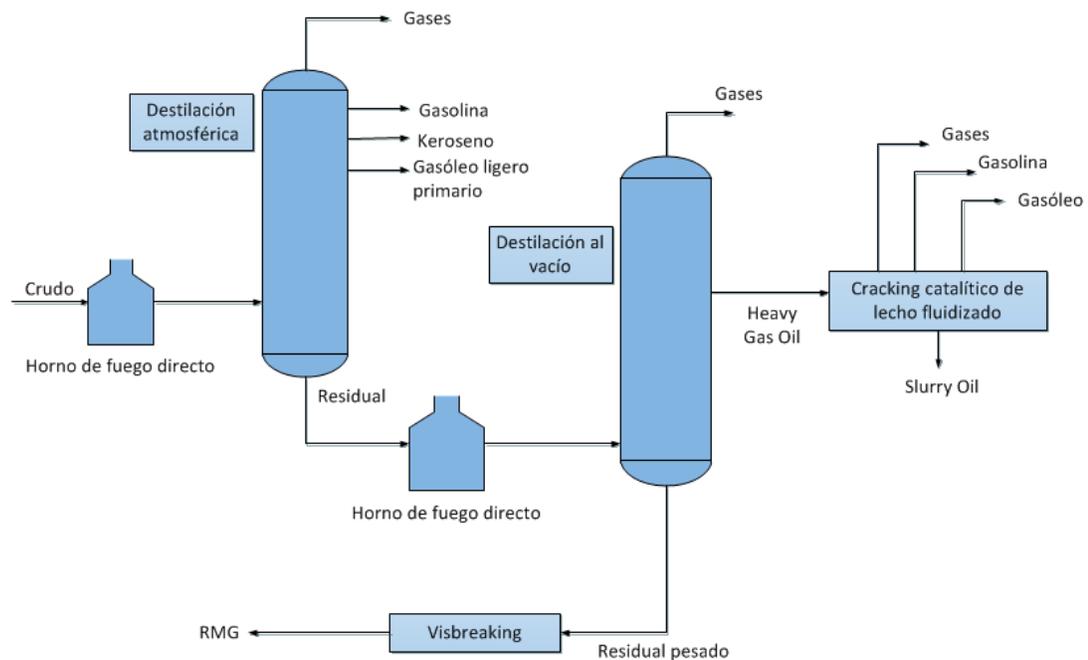


Figura 8. Principales operaciones unitarias en la producción de derivados de petróleo. Fuente: Elaboración propia.

la inundación del fondo y por consiguiente el descontrol térmico de la columna por un sobrecalentamiento. Al aumentar la temperatura de los hornos ciertas moléculas se empezarán a romper en hidrocarburos de cadena más cortas, consiguiendo con esto que la viscosidad cambie a tendencias un tanto más ligeras. En este proceso se producen los denominados IFO (Intermediate Fuel Oil) o RMG (Residual Marine Grade) 380, el cual para obtener un grado más bajo se mezcla con diesel; éste por presentar un alto porcentaje de material parafínico, confiere al IFO buenas características de ignición.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



### b. Certificados de calidad

Para determinar si la calidad tanto del diesel como la del combustóleo se encuentra dentro de las especificaciones para ser empleados como combustibles en las centrales, se analiza un documento emitido por la empresa que los vende, denominado Certificado de Calidad, se muestran a continuación ejemplos de certificados de diesel y combustóleo respectivamente:



**PEMEX**  
REFINACION

Hoja Técnica de Especificaciones

NOMBRE DEL PRODUCTO: **PEMEX - DIESEL**  
Especificación No. 301 / 2002

| Pruebas                                      | Unidades | Métodos (1)(2)(3) |                        | Especificaciones |      |
|--|----------|-------------------|------------------------|------------------|------|
|  |          | Oficial           | Alterno                |                  |      |
| Peso Específico a 20 / 4 °C                  |          | D 1298-99         | D 4052-96              | Reportar         |      |
| Destilación (4)                              |          | D 86-00a          |                        | Reportar         |      |
| Temp. Inicial de Ebullición                  | °C       |                   |                        | Reportar         |      |
| El 10 % destila a:                           | °C       |                   |                        | 275              | Máx. |
| El 50 % destila a:                           | °C       |                   |                        | Reportar         |      |
| El 90 % destila a:                           | °C       |                   |                        | 345              | Máx. |
| Temp. Final de Ebullición                    | °C       |                   |                        | Reportar         |      |
| Temperatura de Inflamación                   | °C       | D 93-00           | D 3941-90 (1996)       | 45               | Mín. |
| Temperatura de Escurrimiento                 | °C       | D 97-96a          | D 5949-96              | (5)              |      |
| Temperatura de Nublamiento                   | °C       | D 2500-99         | D 5773-95              | Reportar         |      |
| Número de Cetano                             |          | D 613-95          |                        | 48               | Mín. |
| Índice de Cetano                             |          | D 976-91 (2000)   | D 4737-96a             | 48               | Mín. |
| Azufre Total                                 | ppm peso | D 4294-98         | D 5453-00<br>D 1266-98 | 500              | Máx. |
| Corrosión al Cu 3 h a 50 °C                  |          | D 130-94 (2000)   |                        | STD 1            | Máx. |
| Carbón Ramsbottom<br>( en 10 % del Residuo ) | % peso   | D 524-00          |                        | 0.25             | Máx. |
| Agua y Sedimento                             | % vol    | D 2709-96         |                        | 0.05             | Máx. |

*Figura 9. Certificado de calidad de diesel.*



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



# SGS

DATE: 24-Mar-2014

SGS Oil, Gas and Chemicals  
 SGS Carson  
 20535 Belshaw Ave  
 Carson, CA, 90746  
 U.S.A.  
 Tel: +1-(310) 885-5739  
 Fax: +1-(707)988-3933

PMI TRADING LIMITED  
 AV. Marina Nacional 329 Torre Ejecutiva, PISO 20  
 Col. Petroleos Mexicanos, Mexico D.F.  
 Tax ID: PMI9105174FA  
 MEXICO  
 C.P. 11300

### Certificate of Analysis: CA14-00096.012

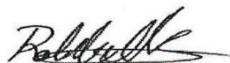
|                       |                                       |                       |                              |
|-----------------------|---------------------------------------|-----------------------|------------------------------|
| CLIENT ORDER NUMBER : | 6004802\6004803\TPC-14-0442           | SGS ORDER NO.:        | 3451005                      |
| CLIENT ID :           | SGS#3451005                           | PRODUCT DESCRIPTION : | CA PMI Fuel Oil A - FUEL OIL |
| LOCATION :            | Long Beach, CA                        | VESSEL :              | TULA                         |
| SAMPLE SOURCE :       | Shore Tank                            | SOURCE ID :           | PARCEL A                     |
| SAMPLE TYPE :         | Before Loading                        | SAMPLED BY :          | SGS                          |
| SAMPLED :             | 20-Mar-2014 08:00                     | RECEIVED :            | 20-Mar-2014 08:15            |
| ANALYSED :            | 20-Mar-2014 18:40 - 24-Mar-2014 20:02 | COMPLETED :           | 24-Mar-2014 20:02            |

| PROPERTY                    | METHOD                 | RESULT UNITS             | MIN    | MAX        |
|-----------------------------|------------------------|--------------------------|--------|------------|
| API at 60°F                 | ASTM D4052             | 8.7 °API                 | 7.3    | --         |
| Total Sulfur Content        | ASTM D4294             | 1.88 % (m/m)             | --     | 2          |
| Water and Sediment          | ASTM D1796             | 0.150 % (v/v)            | --     | 0.5        |
| Kinematic Viscosity at 50°C | ASTM D445              | 388.7 mm <sup>2</sup> /s | 150    | 550        |
| Vanadium                    | ASTM D5708 (Method A)  | 129 mg/kg                | --     | 200        |
| Flash Point by PMCC         | ASTM D93 (Procedure B) | >110.0 °C                | 66     | --         |
| Pour Point                  | ASTM D97               | -21 °C.                  | --     | 15         |
| Net Calorific Value         | ASTM D240              | 42 MJ/kg                 | 41.868 | 232.597674 |
| Asphaltene Content          | IP 143                 | 5.1 % (m/m)              | --     | 13         |
| Iron Content                | IP 501                 | 59 ppm (m/m)             | --     | --         |
| Aluminium Content           | IP 501                 | 32 ppm (m/m)             | --     | --         |
| Magnesium Content §         | IP 501                 | 13 ppm (m/m)             | --     | --         |
| Silicon Content             | IP 501                 | 49 ppm (m/m)             | --     | --         |

§ - Analyte not in published method scope

The results shown in this test report specifically refer to the sample(s) tested as received unless otherwise stated. All tests have been performed using the latest revision of the methods indicated, unless specifically marked otherwise on the report. Precision parameters apply in the determination of the above results. Users of the data shown on this report should refer to the latest published revisions of ASTM D-3244, IP 367 and ISO 4259 and when utilising the test data to determine conformance with any specification or process requirement. This Test Report is issued under the Company's General Conditions of Service (copy available upon request or on the company website at [www.sgs.com](http://www.sgs.com)). Attention is drawn to the limitations of liability, indemnification and jurisdictional issues defined therein. This report shall not be reproduced except in full, without the written approval of the laboratory.

AUTHORISED SIGNATORY



Roberto Ibanez  
 Lab Supervisor

2403201420050000003900

Page 1 of 2

OGC-En\_report-2013-05-30-V58

SGS North America Inc

Oil, Gas & Chemicals Services 20535 Belshaw Avenue, Carson, CA, 90746, U.S.A. Tel: +1-(301)885-5739  
 Fax: +1-(707)988-3933

Member of the SGS Group ( Société Générale de Surveillance )

**Figura 10. Certificado de calidad de combustóleo importado.**



De las especificaciones mostradas en el certificado de calidad de combustóleo, merecerán una mayor atención las siguientes:

-La viscosidad. “Un fluido sufre una deformación continua cuando se sujeta a un esfuerzo cortante o fuerza de cizallamiento, éste se define como aquella fuerza que se aplica tangencialmente a un área y que provoca deformación en los cuerpos. La resistencia a la deformación ofrecida por los fluidos recibe el nombre de viscosidad, la cual se define en la ley de Newton”<sup>5</sup>:

$$\tau = -\mu \frac{du}{dy}$$

$\tau$  = Esfuerzo cortante

$\mu$  = Viscosidad absoluta del fluido

$\frac{du}{dy}$  = Gradiente de velocidad

$u$  = Velocidad del fluido

$y$  = Distancia

La unidad de viscosidad absoluta en el sistema cgs son g/cm\*s, llamado poise y en el Sistema Internacional, la viscosidad se expresa en Pa\*s (Kg/m\*s). Existe otro tipo de viscosidad denominada cinemática, que es la relación entre la viscosidad absoluta y la densidad:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

La unidad en el sistema cgs para la viscosidad cinemática es el stoke, que es igual a 1 cm<sup>2</sup>/s.

La viscosidad es una característica decisiva para la especificación del fuel oil pesado y varía según el lote. Esta propiedad se encuentra usualmente en el nombre: la viscosidad cinemática del combustible marino RME 180, por ejemplo, es de aprox. 180 cSt a una

<sup>5</sup> Valiente Barderas, Antonio, “Problema de flujo de fluidos”, 2ª ed., Ed. Limusa, México 2002, pp. 49 y 50.



temperatura de 50 °C. Para el caso del combustóleo, a medida que la temperatura aumenta va disminuyendo la viscosidad.

-Contenido de azufre. El azufre presente en el combustóleo merece una gran atención ya que es un gran contaminante. Generalmente el contenido de azufre en el combustóleo importado es menor que en el del combustóleo nacional, como se muestra en la siguiente gráfica:



Gráfica 5. Comparativo en el porcentaje de azufre en combustóleo importado vs nacional (2012-2014). Fuente: Gerencia de Combustibles Líquidos, CFE.

Según el origen y el proceso de producción, el fuel oil pesado contiene también una serie de sustancias acompañantes parcialmente indeseadas que solo pueden determinarse exactamente mediante un análisis químico. Con estos datos precisos es posible evaluar de forma calificada los valores de emisiones de la combustión, por ejemplo, o determinarse las causas de una pobre combustión. El grupo de las sustancias indeseadas consiste principalmente en: agua, sedimentos, asfaltenos, nitrógeno y azufre, así como algunos metales como el vanadio.



### -Asfaltenos

Se les considera a los asfaltenos como los componentes de menor valor de un aceite crudo ya que causan un marcado aumento de su viscosidad, dificultando su transporte. Son compuestos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular, que contienen cantidades significativas de heteroátomos (nitrógeno, oxígeno, azufre) y metales como níquel, vanadio y hierro. Se ha reportado que más del 90% de los metales presentes en los aceites crudos se encuentran en la fracción asfáltica.

De acuerdo con (Speight y cols., 1984); los asfaltenos se definen como la fracción del aceite crudo que es soluble en tolueno e insoluble en n-pentano o n-heptano. (Manssori, 1996), asumió que el peso molecular de un asfalteno tiene un rango de 1000 a 11,000 g/mol, mientras que otros estudios, (Koots y Speight, 1975), indican que la molécula básica del asfalteno tiene un peso molecular de 500 – 1000 g/mol. Algunos consideran que la fase de los asfaltenos es sólida (Chung, 1992; y MacMillan, 1995) y otros lo consideran como un líquido altamente viscoso (Godbole, 1995; y Ting, 2003).

Los asfaltenos permanecen en solución por la presencia de una capa exterior consistente en resinas que son solubles en n-heptano. Removiendo esta capa protectora por cambios en las condiciones de presión y temperatura del flujo, los asfaltenos precipitan y se vuelven insolubles.

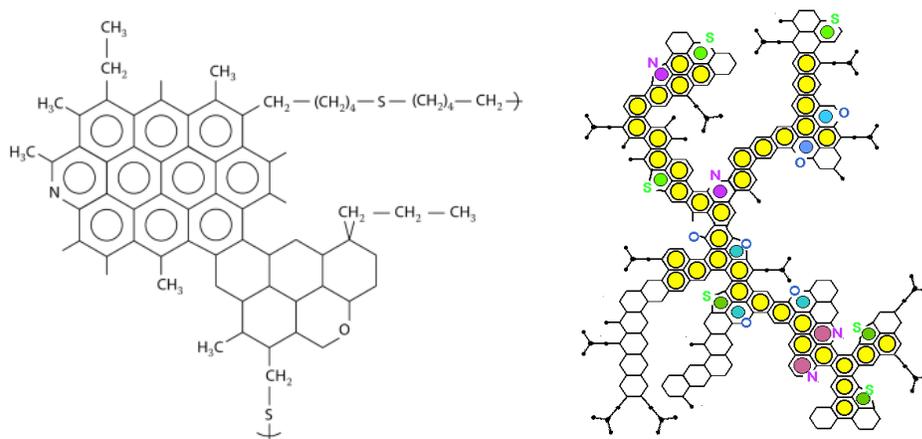


Figura 11. Estructuras típicas de moléculas de asfalteno.



Este problema es muy común en el campo petrolero, impactando negativamente los sistemas económicos al presentarse taponamiento de pozos, disminución de la producción al reducirse el diámetro efectivo de las líneas de flujo, desactivación del catalizador en procesos de refinación, afectando asimismo facilidades de producción y equipos de procesamiento del crudo.<sup>6</sup> En CFE, también es un problema común, ya que se han presentado problemas de taponamiento en las tuberías donde fluye el combustóleo, disminuyendo la eficiencia en las centrales de generación eléctrica. Estos compuestos además han dificultado la combustión en calderas y por su alto contenido de azufre, han causado corrosión en las instalaciones de las centrales.

El término precipitación se refiere a la formación de una fase sólida, en este caso de asfaltenos, como resultado del cambio del equilibrio termodinámico entre éste y el medio que le rodea (Nghiem, 1999).

Los principales parámetros que controlan el comportamiento de los asfaltenos son la presión, la temperatura y la composición del crudo o en este caso de su derivado, el combustóleo; por lo que, cualquier acción de naturaleza química, eléctrica o mecánica en el flujo que afecte dichos parámetros, tiende a ocasionar la floculación y precipitación de estos compuestos pesados. A continuación se describen con mayor detenimiento los factores causantes de estos fenómenos:

a) Factores termodinámicos: Cambios graduales en la presión y temperatura ocasiona que las micelas resina-asfalteno se desestabilicen, y por lo tanto se presente la floculación, precipitación y depositación de los asfaltenos en las tuberías.

b) Factores químicos. Para disminuir el contenido de azufre, asfaltenos, así como otros contaminantes; en los tanques de almacenamiento instalados en las centrales de CFE, se ha mezclado combustóleo nacional con combustóleo importado con el fin de mejorar la

---

<sup>6</sup> Padilla Grey, Diana Luz; Watt Ayola, Katherine Elena; "Precipitación de asfaltenos: Técnicas de predicción y control"; Universidad de San Buenaventura Cartagena, 2015, pág. 1.



calidad del combustible resultante. A pesar de mejorar la calidad y disminuir asimismo los costos de adquisición de este energético; mezclar dos fuel oils de diferente origen, modifica la calidad y afecta el equilibrio termodinámico de las micelas resina- asfalteno.

c) Factores mecánicos: Entre estos factores se encuentran por ejemplo las fuerzas de fricción.

d) Otros factores: Hay evidencias de que cualquier sólido suspendido en el flujo como arcilla, minerales finos y sedimentos a menudo favorecen los procesos de precipitación o asfaltenos. Esas partículas, suspendidas en el flujo, sirven de núcleos o sitios de nucleación<sup>7</sup> para la adhesión de asfaltenos, formándose así grandes cadenas de moléculas o partículas que tienden a precipitar más rápidamente. Este efecto ocurre con mayor intensidad en tuberías en las que las rugosidades internas también sirven como sitios de nucleación para estos compuestos.

### **1.4.2 Gas Natural**

El gas natural es un energético natural de origen fósil que se encuentra normalmente en el subsuelo continental o marino. Como su nombre lo indica, no proviene de un proceso de fabricación industrial; por el contrario, es un producto que se encuentra en la naturaleza en grandes depósitos subterráneos (cuencas gasíferas o yacimientos).

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos, compuesta primordialmente por metano. Es un combustible más ecológico, ya que los gases producto de la combustión producen bajos índices de contaminación, en comparación con otros combustibles; no obstante, las fugas de metano están consideradas dentro del grupo de gases de efecto invernadero, causantes del fenómeno de calentamiento global de la atmósfera.

---

<sup>7</sup> Nucleación: Es un proceso en el cual se junta un número mínimo de átomos, iones o moléculas, para dar una partícula sólida estable. Luego de iniciada la nucleación comienza el crecimiento de las partículas.



De acuerdo con la Hoja de Datos de Seguridad elaborada por PEMEX Gas y Petroquímica Básica (ahora PEMEX Transformación Industrial), el gas natural presenta las siguientes propiedades físicas y químicas:

| Propiedades físicas/químicas del gas natural |   |
|--|---|
| Fórmula Molecular                            | Mezcla ( $\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_3\text{H}_8$ )  |
| Peso Molecular                               | 18.2  |
| Temperatura de ebullición @ 1 atm.           | -160 °C   |
| Densidad de los vapores (Aire=1) @ 15.5 °C   | 0.61 (Más ligero que el aire)   |
| Densidad del líquido (Agua = 1) @ 0°/4 °C    | 0.554   |
| Relación de Expansión                        | 1 litro de líquido se convierte en 600 litros de gas  |
| Apariencia y Color                           | Gas incoloro, insípido y con ligero olor a huevos podridos (por la adición de mercaptanos para detectar su presencia en caso de fugas). |

*Tabla 3. Propiedades físicas y químicas del gas natural contenidas en hoja de datos de seguridad PEMEX.*

El gas natural es más ligero que el aire (su densidad relativa es 0.61, aire= 1.0) y a pesar de sus altos niveles de inflamabilidad y explosividad, como se observa en el rombo de clasificación NFPA de la figura 12, las fugas o emisiones se disipan rápidamente en las capas superiores de la atmósfera, dificultando la formación de mezclas explosivas en el aire. Esta característica permite su preferencia y explica su uso cada vez más generalizado en instalaciones domésticas e industriales, y como carburante en motores de combustión interna.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

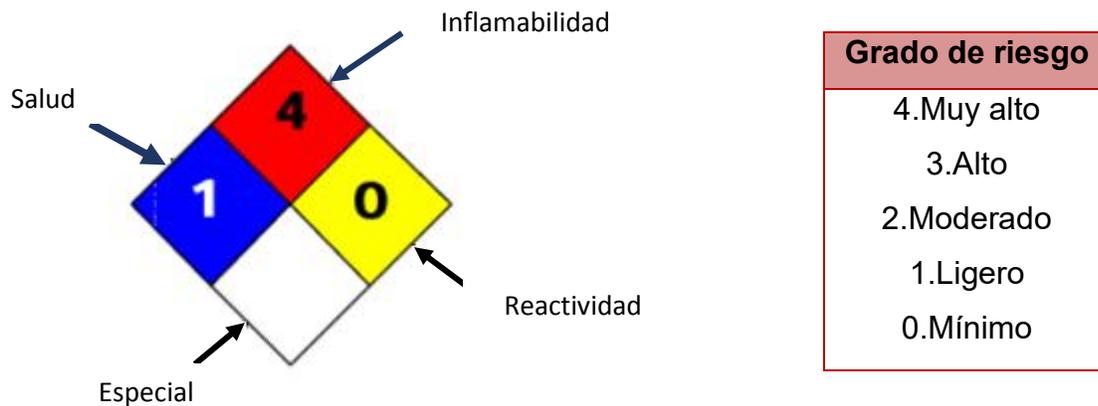


Figura 12. Rombo de clasificación NFPA del gas natural contenida en hoja de datos de seguridad PEMEX.

De acuerdo con la NOM-001-SECRE-2010, el gas natural que se inyecte en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, y sea entregado por los suministradores a permisionarios y usuarios, en este caso CFE, debe cumplir con las siguientes especificaciones:

| Propiedad  | Unidades | Zona Sur<br>(A partir del 1 de enero de 2013) | Resto del país |
|--|----------|---|----------------|
| Metano (CH <sub>4</sub> ) Mín                        | % vol    | 83  | 84             |
| Oxígeno (O <sub>2</sub> ) – Máx                      | % vol    | 0.20  | 0.20           |
| Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )                | % vol    | 3.00  | 3.00           |
| Nitrógeno (N <sub>2</sub> ) – Máx                    | % vol    | 6.00  | 4.00           |
| Nitrógeno – Variación máxima diaria                  | % vol    | ±1.5  | ±1.5           |
| Total de inertes (CO <sub>2</sub> y N <sub>2</sub> ) | % vol    | 6.00  | 4.00           |
| Etano – Máx  | % vol    | 11.00   | 11.00          |
| Temperatura de rocío de hidrocarburos – Máx          | K (°C)   | 271.15 (-2)                                   | 271.15 (-2)    |



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



|                                      |                   |        |        |
|--------------------------------------|-------------------|--------|--------|
| Humedad (H <sub>2</sub> O) – Máx.    | mg/m <sup>3</sup> | 110.00 | 110.00 |
| Poder calorífico inferior – Mín.     | MJ/m <sup>3</sup> | 36.80  | 37.30  |
| Poder calorífico superior – Máx.     | MJ/m <sup>3</sup> | 43.60  | 43.60  |
| Índice Wobbe – Mín.                  | MJ/m <sup>3</sup> | 47.30  | 48.20  |
| Índice Wobbe – Máx.                  | MJ/m <sup>3</sup> | 53.20  | 53.20  |
| Ácido sulfhídrico (H <sub>2</sub> S) | mg/m <sup>3</sup> | 6.00   | 6.00   |
| Azufre total (S) – Máx.              | mg/m <sup>3</sup> | 150.00 | 150.00 |

*Tabla 4. Especificaciones del gas natural transportado en ductos de acuerdo con la NOM-001-SECRE-2010.*



## Capítulo 2. Medición de flujo

### 2.1 Conceptos fundamentales

La medida del caudal en la industria, en las centrales, en las refinerías, etc. es fundamental ya que se emplea para varios propósitos fundamentales como es el conteo de materia prima adquirida y producto obtenido, control de procesos, etc. En nuestro caso nos vamos a centrar en la medición de flujo del combustóleo y del gas natural que son suministrados a las centrales termoeléctricas, pero para comprender todo este entorno, es necesario definir algunos conceptos fundamentales como es la medición.

Medición es una operación que tiene como propósito determinar el valor de una magnitud<sup>8</sup>, comparándola con un patrón de referencia. Tenemos como ejemplo de magnitudes la temperatura, la masa y el volumen; cuando se requiere ser más específico en definir estas magnitudes, se debe mencionar el objeto, sustancia o fenómeno de estudio y la condición de medición; a esta magnitud en particular se le denomina mensurando, un ejemplo de ello es el volumen de un tanque definido a una temperatura de 20 °C.

Frecuentemente el mensurando puede ser determinado por una medición directa como sería por ejemplo la medición de la longitud de un bloque patrón con un vernier o la masa de una pieza con una balanza. Pero también existen muchos casos, en que el mensurando no se obtiene por una sola medición, sino que hay que medir una serie de otras magnitudes (denominadas magnitudes de entrada) y calcular el mensurando a partir de los resultados de estas mediciones (medición indirecta).

Un ejemplo, un mensurando que se mide directamente es la medición del volumen de un cilindro por desplazamiento de agua; si se mide de forma indirecta se tendría que

---

<sup>8</sup> De acuerdo al Vocabulario Internacional de Metrología es el atributo sujeto a medición de un fenómeno, cuerpo o sustancia que puede ser distinguido cualitativamente y determinado cuantitativamente.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---



determinar primero el cálculo de otras magnitudes como la altura y el área del cilindro, para emplear posteriormente la fórmula  $V = \text{Área} * \text{Altura}$ .

La imperfección natural de la realización de las mediciones, hace imposible conocer con certeza absoluta el valor verdadero de una magnitud, por lo que toda medición lleva implícita una incertidumbre, un parámetro que caracteriza la dispersión de los valores que pueden ser atribuidos razonablemente al verdadero valor del mensurando.

El resultado de una medición incluye la mejor estimación del valor del mensurando y una estimación de la incertidumbre sobre ese valor. La incertidumbre se compone de contribuciones de diversas fuentes, algunas de ellas descritas por las magnitudes de influencia respectivas que afectan directamente al mensurando; por ejemplo, en la medición de la longitud de una barra, la temperatura es una magnitud de influencia que afecta directamente al mensurando ya que es responsable de que se presente una expansión o contracción térmica del material.

El instrumento que se emplee para medir debe ser trazable, es decir, debe estar ligado a un patrón nacional o internacional por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones, por consiguiente esto quiere decir que no es necesario que el resultado de la medición que se hace con el instrumento en cuestión tenga que ser comparada con el valor de la medición del patrón nacional, es suficiente con comparar el resultado con un eslabón de la cadena; es por ello que los laboratorios disponen de patrones secundarios o patrones de trabajo para realizar las calibraciones, ya que al realizarlo con un patrón internacional o un eslabón cercano al inicio de la cadena, el costo resulta ser muy alto.

La cadena de trazabilidad es una cadena de comparaciones ininterrumpidas que empieza con un patrón internacional. Una vez que se tiene el patrón internacional, se fija un patrón nacional y posteriormente se responsabiliza a una organización o entidad para disponer y mantener trazabilidad con los patrones internacionales. La trazabilidad es necesaria para que los resultados de las mediciones sean comparables en cualquier tiempo y espacio, y



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---



es considerada como un concepto de aseguramiento para garantizar las mediciones, con este fin surge la necesidad de mantenerla principalmente en aplicaciones de transferencia de custodia.

Transferencia de custodia es el traspaso de responsabilidad y resguardo del producto de un vendedor a un comprador, en el cual se emplean sistemas de instrumentación que permitan asegurar que la cantidad de un producto transferido sea la exigida por el contrato. La medición de transferencia de custodia se da en las industrias donde el manejo en la medición de sustancias con un alto valor agregado se considera una operación muy importante, por las grandes cantidades de dinero que están en juego y por esta razón, resulta fundamental disponer de sistemas confiables de medición con altos niveles de exactitud.

Dado los altos precios del combustóleo es indispensable llevar a cabo las operaciones de transferencia de custodia con la mayor precisión y exactitud posible, ya que de lo contrario las pérdidas económicas generadas por una medición errónea pueden ser millonarias a largo plazo.

Un sistema extenso de transferencia de custodia puede medir \$ 6,000,000 MXN de gas natural por día o \$ 2.2 billones MXN por año; si la medición tiene un error<sup>9</sup> de  $\pm 0.25\%$ , hay un error de \$ 15,000 MXN por día o \$ 5.5 millones MXN por año en favor de una de las partes que intervienen en el proceso de transferencia de custodia.

Para nuestro caso, si el sistema de medición de \$ 9,000,000 MXN promedio de combustóleo por día tiene un error de  $\pm 0.25\%$ , hay un error de \$ 22,500 MXN por día u \$ 8.2 millones MXN por año a favor de alguien. Grandes cantidades de dinero están en juego, por lo que es imprescindible efectuar una mejora continua y mantenimiento en los sistemas de transferencia de custodia con el fin de ofrecer la exactitud y precisión deseada.

---

<sup>9</sup> Error: Diferencia entre el valor leído por el instrumento, y el verdadero valor medido por un medidor patrón.



Los medidores de transferencia de custodia cuentan con ciertos parámetros metroológicos como son:

-Exactitud: Aproximación con que la lectura de un instrumento se acerca al valor real de la variable medida.

-Precisión: En ingeniería, ciencia, industria y estadística, se denomina precisión a la capacidad de un instrumento de dar la misma lectura al medir la misma magnitud en las mismas condiciones.

-Repetibilidad: Proximidad entre los resultados de mediciones sucesivas de un mismo medidor, con las mediciones realizadas bajo las siguientes condiciones: mismo procedimiento de medición, mismo observador, mismo instrumento de medición, mismas condiciones de medición y mismo lugar dentro de un período corto de tiempo establecido.

-Turndown o rangeabilidad: Se refiere a los valores mínimo y máximo que el instrumento es capaz de medir dentro del rango de precisión o exactitud especificado.

-Reproducibilidad: Capacidad de un instrumento evaluada a largo plazo para dar el mismo valor en mediciones realizadas en las mismas condiciones; ésta es la gran diferencia con la repetibilidad, que debe, en cambio, ser evaluada a corto plazo.

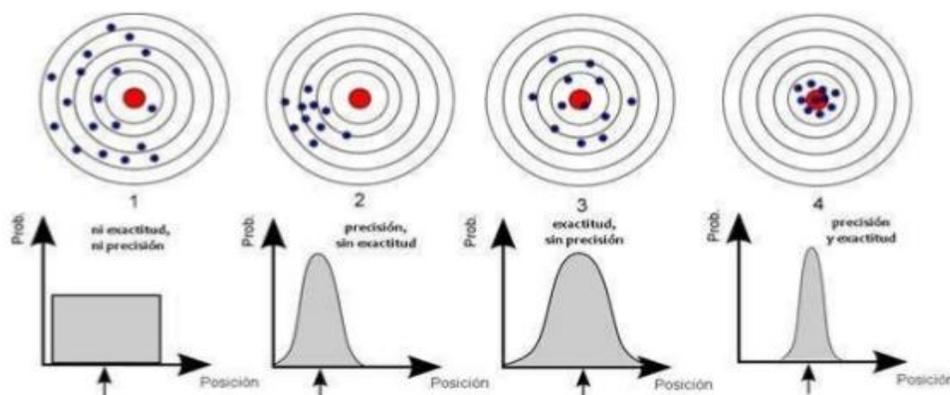


Figura 13. Precisión vs exactitud.



## 2.2 Medidores empleados para transferencia de custodia

Grandes cantidades de volumen involucrados en la mayoría de aplicaciones de transferencia de custodia demandan exactitudes y precisiones típicamente más grandes que las mediciones de proceso en una industria.

Un gran número de tecnologías de medidores de flujo son empleadas para aplicaciones de transferencia de custodia:

- a) Placa de orificio (presión diferencial)
- b) Turbina
- c) De desplazamiento positivo
- d) Coriolis
- e) Ultrasónicos

Estos medidores consisten de un elemento primario el cual puede estar en contacto con el fluido teniendo interacción con éste, y un elemento secundario, el cual traduce la interacción entre el fluido y el elemento primario, a flujo volumétrico o másico. Para seleccionar un medidor, deben considerarse los siguientes puntos:

- 1.-Aplicación: Transferencia de custodia, control, monitoreo, etc.
- 2.- Tipo de fluido: Líquido, multifásico, gas o vapor.
- 3.-Propiedades del fluido: Densidad relativa, viscosidad, etc.
- 4.- Patrón y tipo de flujo: Laminar, turbulento, estratificado, disperso, etc.
- 5.-Variables del proceso: Presión, temperatura, densidad, etc.
- 6.-Tasa de flujo mínimo, máximo y normal.
- 7.- Flujo unidireccional o bidireccional.
- 8.- Desempeño: Exactitud, repetibilidad, reproducibilidad, incertidumbre en la medición, etc.
- 10.- Instalación: Consideraciones de tamaño y longitud de la tubería, vibración, ruido, tramos rectos de tubería, acondicionadores de flujo, pérdida de presión disponible en el sistema, etc.



- 11.-Factores económicos: Costos de adquisición, instalación, mantenimiento, etc.
- 12.-Seguridad y factores ambientales: Fugas potenciales, contaminantes presentes, etc.
13. Transmisores locales o remotos.
14. Norma o estándar de referencia.

Para determinar si un flujo es laminar o turbulento, se calcula un parámetro denominado número de Reynolds, el cual se describirá detalladamente a continuación.

### 2.2.1 Número de Reynolds

El movimiento de los fluidos a través de tuberías o de equipos de proceso tales como torres de destilación, cambiadores de calor, torres de absorción, etc., se encuentran constantemente en la práctica de la ingeniería. Dependiendo de las condiciones, un flujo puede ser laminar o turbulento; la distinción entre estos patrones de flujo fue indicada por primera vez por Osborne Reynolds.



*Figura 14. Osborne Reynolds.*

El experimento de Osborne Reynolds, consistió en fluir agua dentro de unos tubos transparentes, controlando dicho flujo por medio de una válvula. Se inyectó tinta dentro



del tubo y se observó el comportamiento del flujo de agua: a bajas velocidades de flujo, los patrones de la tinta fueron regulares y a altas velocidades de flujo la tinta se dispersaba a través del tubo debido a un movimiento muy irregular del fluido. Con este experimento Osborne demostró que el régimen de flujo en tuberías depende de la densidad, viscosidad y velocidad del fluido así como del diámetro de la tubería; el valor de la relación y combinación de las variables anteriores se conoce como número de Reynolds ( $Re$ ):

$$Re = \frac{d * \rho * v}{\mu}$$

Donde:

$Re$ : Número de Reynolds (adimensional)

$\rho$ : Densidad

$v$ : Velocidad de flujo

$d$ : Diámetro interno

$\mu$ : Viscosidad dinámica

Cuando no se trata de un ducto circular, se emplea el diámetro equivalente ( $D_e$ ), definido como:

$$D_e = 4 * \frac{\text{Área Transversal de Flujo}}{\text{Perímetro Mojado}}$$

Al determinar el número de Reynolds, si el valor es inferior a 2000, es característico de flujo laminar, mientras que un valor superior a 4000 describe un flujo turbulento; un número de Reynolds comprendido entre 2000 y 4000, es imposible predecir qué tipo de flujo existe, por consiguiente, este intervalo se conoce como región de transición o crítica.

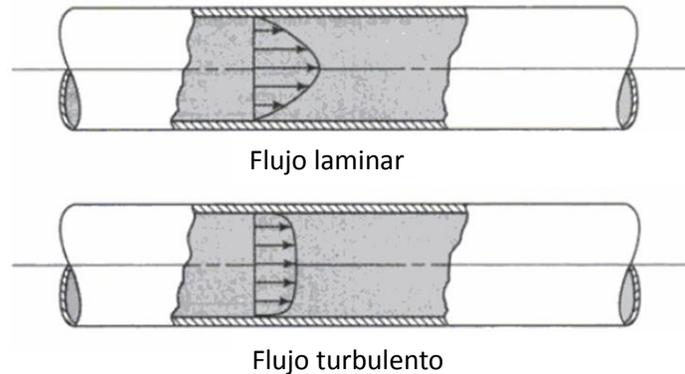


Figura 15. Perfiles de flujo en una tubería.

Para el caso de gases, el número de Reynolds puede calcularse por la ecuación de Kowarski<sup>10</sup>, como sigue:

$$Re = \frac{3537}{V_o} * \frac{Q_g}{D} = \tau * \frac{Q_g}{D}$$

Siendo

$Re$ : Número de Reynolds (adimensional)

$D$  = Diámetro interno de la tubería en mm

$V_o$  = Viscosidad cinemática del gas en unidades c.g.s. a 15°C/760 mmHg

$Q_g$  = Caudal en  $m^3/h$  a 15 °C, 760 mmHg

El valor para  $\tau$ , que depende de la viscosidad cinemática del gas, puede tomarse como:

$\tau = 16,000$  para un gas de viscosidad cinemática media.

= 24 300 para el aire

= 22 300 para el metano y el gas natural

<sup>10</sup> La ecuación fue consultada en la bibliografía: Borrás Brucart, "Gas Natural: Características, distribución y aplicaciones industriales"; 1ª ed., Editores Técnicos Asociados, Barcelona 1987, pp. 103 y 104.

= 72 000 para el propano

Rara vez se presentan perfiles de flujo ideales en situaciones reales, un flujo bien desarrollado puede ser perturbado por cualquier cambio que se presente en una tubería, ya sea por la presencia de codos, válvulas, reductores, bombas o derivaciones en T. Estas perturbaciones afectan la medición, en especial la de presión diferencial, ya que se requiere la condición de un flujo desarrollado.

### 2.2.2 Patrones de flujo

En flujo de fluidos, se denomina patrón de flujo a la distribución relativa de una fase con respecto a otra; un ejemplo es el flujo estratificado, que se presenta en tuberías horizontales, en este caso, el líquido fluye con una velocidad menor a 0.15 m/s en la parte inferior de la tubería y el gas fluye en la parte superior, con una velocidad que fluctúa entre 0.5 y 3 m/s, produciéndose una interfase gas –líquido.

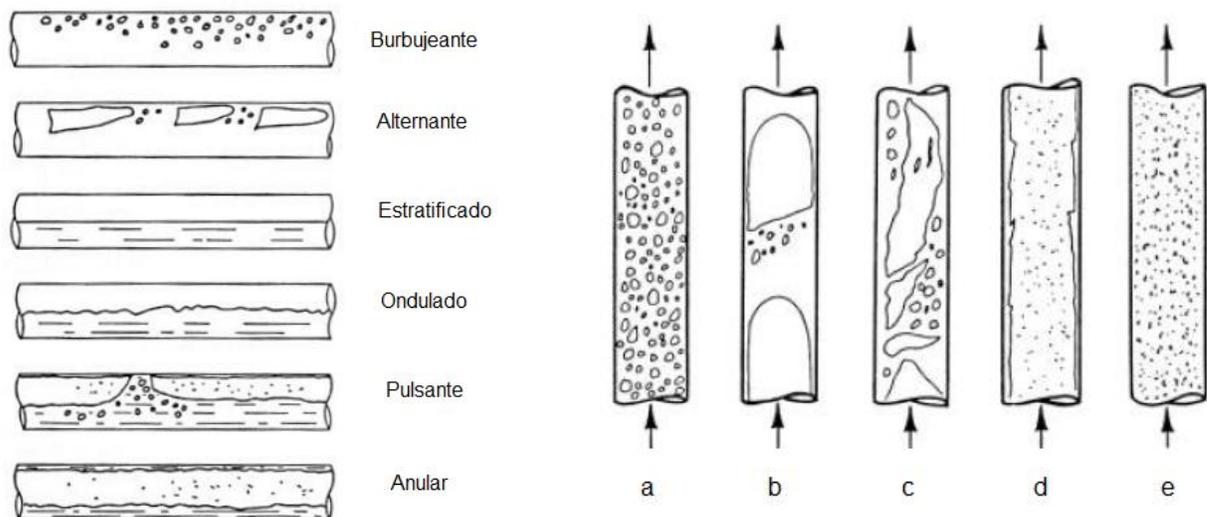


Figura 16. Patrones de flujo bifásico en tuberías. Flujo vertical: a) Burbujeante, b) Pulsante (slug), c) Churn, d) Anular, e) Disperso. <sup>11</sup>

<sup>11</sup> Gómez Mercado, Abdiel; “Contribución al estudio de las leyes de escalamiento de fenómenos en la conducción de flujos bifásicos en tuberías”, IPN, Junio 2013, pág. 19.



Otros patrones de flujo son:

Flujo burbuja: La fase gaseosa se mueve como burbujas dispersas en un medio continuo líquido, las cuales se mueven casi a la misma velocidad de éste. Se presenta cuando las velocidades superficiales de líquido se encuentran entre 2 y 5 m/s.

Flujo bache, alternante o "plug": En este patrón, hay presencia de burbujas más alargadas dispersas en el líquido.

Flujo tapón, pulsante o "slug": Se presentan tapones alternados de líquido y gas. En tubería horizontal, la fase gaseosa se mueve en la parte superior de la tubería con una velocidad menor a 1 m/s y el líquido se mueve a una velocidad menor a 0.8 m/s. En flujo tapón vertical, los tapones de gas tienen casi el mismo diámetro del tubo.

Flujo "churn": También conocido como flujo slug inestable, ya que conforme la velocidad del gas se incrementa, el patrón de flujo slug comienza a romperse y las burbujas de gas se hacen inestables.

Flujo ondulado: Es similar al estratificado, sólo que en este caso hay ondas viajando en la dirección del flujo. La velocidad del líquido es menor a 0.3 m/s y la velocidad del gas es mayor de 4 m/s.

Flujo de ariete: Una onda del líquido es arrastrada por el gas periódicamente, formando un ariete de espuma que viaja a gran velocidad por la línea. Los arietes causan severas vibraciones y erosión en el equipo debido al impacto del líquido a alta velocidad contra las conexiones y retornos. Por ello debe evitarse ese tipo de flujo.

Flujo anular: El líquido fluye formando una película alrededor del tubo, mientras que el gas se desplaza en el núcleo a una velocidad superior a 6 m/s; este núcleo de gas puede contener gotas de líquido arrastradas.



Flujo disperso: En este patrón, el líquido es arrastrado en forma de gotitas en el gas y se produce a velocidades de gas superiores a 50 m/seg.

Para determinar el patrón de flujo en una línea que lleva gas y líquido, se utilizan los parámetros de Baker ( $B_x$  y  $B_y$ ), con los cuales se determina el tipo de flujo. (Valiente, 2002).

$$B_x = 0.0215 * \frac{L}{G} * \frac{\sqrt{\rho_L * \rho_v}}{\rho_L^{2/3}} * \frac{\mu_L^{1/3}}{\sigma_L}$$

$$B_y = 7.084 * \frac{G}{A * \sqrt{\rho_L \rho_v}}$$

$B_x$  = Abscisa (Gráfica 6).

$B_y$  = Ordenada (Gráfica 6).

$L$  = Gasto másico del líquido (Kg/hr)

$G$  = Gasto másico del gas (Kg/hr)

$\rho_L$  = Densidad del líquido (Kg/m<sup>3</sup>)

$\rho_v$  = Densidad del gas (Kg/m<sup>3</sup>)

$\mu_L$  = Viscosidad del líquido (cP)

$\sigma_L$  = Tensión superficial del líquido ( $\overline{Kg/m}$ )

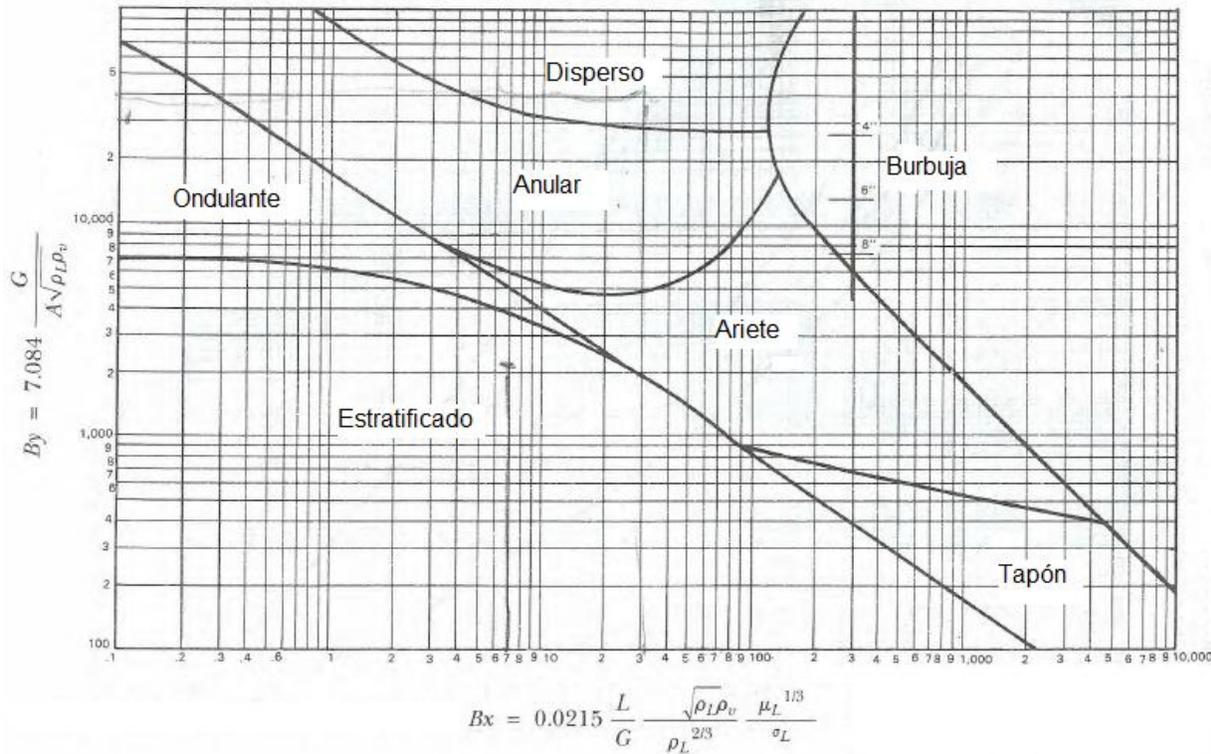
$A$  = Área del tubo en m<sup>2</sup>

### 2.2.3 Ecuación de continuidad

La ecuación de continuidad es un importante principio físico muy útil para la descripción de los fenómenos en los que participan fluidos en movimiento, es decir en la hidrodinámica. Esta ecuación aplica para fluidos incompresibles, donde la temperatura



del fluido no cambia, el flujo es laminar y no se presentan pérdidas por rozamiento en el fluido, es decir no hay viscosidad.



Gráfica 6. Tipo de flujo a dos fases (líquido - vapor).<sup>12</sup>

Para la obtención de esta ecuación, debe considerarse la conservación de la masa del fluido a través de dos secciones ( $A_1$  y  $A_2$ ) de un conducto o tubería, que establece que la masa que entra es igual a la masa que sale.

En un tubo de sección variable, como se muestra en la figura 17, el fluido que entra por el extremo inferior del tubo, en un intervalo de tiempo pequeño  $\Delta t$ , recorre una distancia  $\Delta x_1 = v_1 * \Delta t$ , donde  $v_1$  es la velocidad del fluido en ese punto. Si  $A_1$  es el área de la sección transversal en esa región, entonces la masa contenida en la región interior es:

<sup>12</sup> Robert Kern, "How to size process piping for two-phase flow", Hydrocarbon Processing, Octubre 1969, pág. 110.



$$\Delta m_1 = \rho A_1 \Delta x = \rho A_1 v_1 \Delta t$$

Donde  $\rho$  es la densidad del fluido.

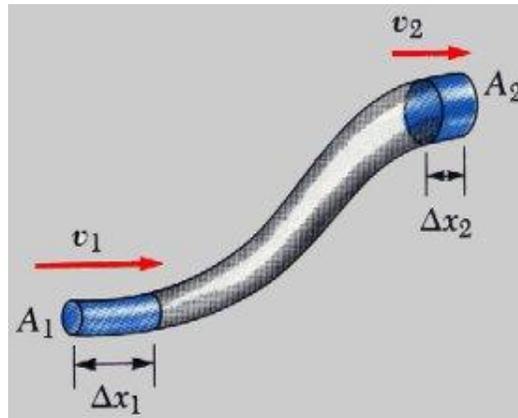


Figura 17. Ecuación de continuidad. Secciones variables en una tubería.

De la misma forma, el fluido que sale del extremo superior del tubo en el mismo intervalo  $\Delta t$ , tiene una masa:

$$\Delta m_2 = \rho A_2 v_2 \Delta t$$

Como la masa debe conservarse, y debido a que el flujo es laminar, la masa que fluye a través del fondo del tubo en la sección  $A_1$ , en el tiempo  $\Delta t$ , será igual a la que fluye en el mismo tiempo a través de  $A_2$ . Por lo tanto:

$$\begin{aligned} \Delta m_1 &= \Delta m_2 \\ \rho A_1 v_1 \Delta t &= \rho A_2 v_2 \Delta t \end{aligned}$$

Como el flujo es incompresible, la densidad permanece constante. Dividiendo entre  $\Delta t$ , se obtiene la ecuación de continuidad:

$$A_1 v_1 = A_2 v_2$$

El producto  $Av$ , que tiene las dimensiones de velocidad por área, se conoce como caudal;



por lo que esta condición al ser constante, equivale al hecho de que la cantidad de fluido que entra por un extremo del tubo en un intervalo de tiempo dado es igual a la cantidad de fluido que sale del tubo en el mismo intervalo. Esta ecuación además nos indica que, si el área de la tubería disminuye, la velocidad del flujo aumenta, y viceversa, de tal forma que la cantidad de fluido se mantenga constante.

### 2.2.4 Principio de Bernoulli

El matemático y físico suizo Daniel Bernoulli (1700 – 1782), descubrió la relación de la presión, con la altura y velocidad de un fluido que circula por una tubería: “A medida que un fluido se desplaza a través de un tubo de sección transversal y elevación variable, la presión cambia a lo largo del tubo” (Bernoulli, 1738). Este principio es una consecuencia de la ley de la conservación de la energía aplicada a un fluido ideal y de la misma manera que en la ecuación de la continuidad, este principio aplica para fluidos incompresibles. Considérese un flujo a través de un tubo no uniforme, durante un tiempo  $\Delta t$ .

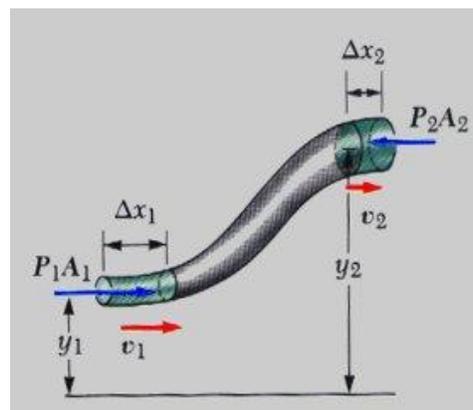


Figura 18. Principio de Bernoulli. Secciones variables en una tubería.

Recordando que:

- $P = F/A$ , donde  $P$ =presión,  $F$ =fuerza y  $A$ =área; por lo que la fuerza  $F_1$  en la parte inferior del tubo es igual a  $P_1A_1$



b)  $W = F \cdot d$ ,  $W$ = trabajo,  $F$  =fuerza,  $d$  = distancia; por lo que el trabajo realizado por el fluido al desplazarse una distancia  $\Delta x_1$  es igual a  $F_1 \Delta x_1$ .

Tenemos que:

$$W_1 = F_1 \Delta x_1 = P_1 A_1 \Delta x_1 = P_1 V_1$$

Donde  $V$  = volumen.

De la misma manera, el trabajo hecho sobre el fluido en la porción superior del tubo es:

$$W_2 = -P_2 A_2 \Delta x_2 = -P_2 V_2$$

El trabajo en esta última expresión es negativo, debido a que la fuerza en la parte alta del tubo, se opone a su desplazamiento. El trabajo neto realizado en el tiempo  $\Delta t$  es por lo tanto:

$$W = P_1 V - P_2 V$$

Parte de este trabajo neto, se transforma en la energía cinética del fluido, y otra modifica su energía potencial gravitacional. Si  $m$  es la masa del fluido que pasa a través del tubo en el intervalo de tiempo  $\Delta t$ , entonces el cambio de energía cinética del volumen de fluido es:

$$\Delta E_c = \frac{1}{2} m v_2^2 - \frac{1}{2} m v_1^2$$

Y el de energía potencial es:

$$\Delta U = m g y_2 - m g y_1$$

Se sabe que:  $W = \Delta E_c + \Delta U$



Entonces tenemos que:

$$P_1V - P_2V = \frac{1}{2}mv_2^2 - \frac{1}{2}mv_1^2 + mgy_2 - mgy_1$$

Dividiendo entre el volumen, se obtiene:

$$P_1 - P_2 = \frac{1}{2}\rho v_2^2 - \frac{1}{2}\rho v_1^2 + \rho gy_2 - \rho gy_1$$

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 + \rho gy_1 = P_2 + \frac{1}{2}\rho v_2^2 + \rho gy_2$$

Dando lugar a la ecuación de Bernoulli, para flujo incompresible:

$$P_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 + \rho gy_1 = \text{constante}$$

Esta ecuación establece que la suma de la presión, la energía cinética por unidad de volumen y la energía potencial por unidad de volumen, tiene el mismo valor en todos los puntos a lo largo de una línea de flujo.

Bajo el principio de Bernoulli y la ecuación de continuidad, se han construido los medidores de placa de orificio, tobera y tubo venturi, los cuales se explicarán en los siguientes apartados.

### 2.3 Medidores de transferencia de custodia empleados por la CFE

La medición de flujo de hidrocarburos se ha desarrollado mediante la aplicación de diferentes tipos de medidores como los que se mencionan a continuación:

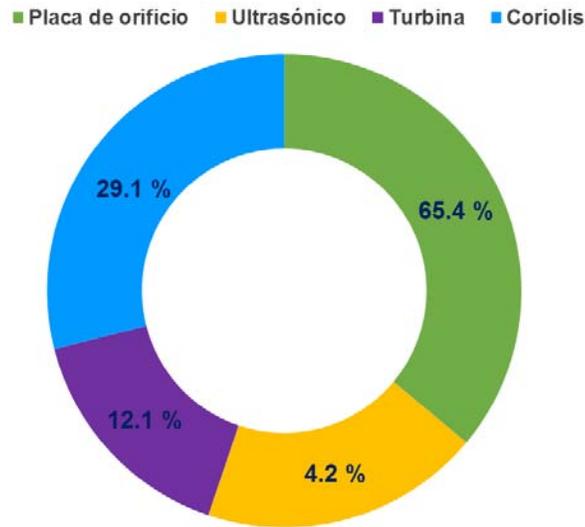


| Principio de medición | Tipo de medidor         | Norma/Estándar   |
|-----------------------|-------------------------|--|
| Presión diferencial   | Placa de orificio       | NRF-083 PEMEX 2006, NRF-162 PEMEX 2006, ISO 5167, API 14.3, AGA 3      |
| Velocidad del sonido  | Ultrasónico             | NRF-081 PEMEX 2005, NRF-240 PEMEX 2009, ISO 12765:1998, API 5.8, AGA 9 |
| Efecto coriolis       | Másico                  | ISO 10790, API 5.6, AGA 11   |
| Volumen               | Desplazamiento positivo | NOM-014-SCFI-1997, ISO 2714, API 5.2                                   |
| Velocidad angular     | Turbina                 | ISO 2715, API 5.3, AGA 7   |

Tabla 5. Normas y estándares para cada tipo de medidor. Fuente: CFE.

Los medidores de transferencia de custodia empleados por CFE son la placa de orificio, los de tipo turbina, ultrasónicos y por efecto coriolis, siendo estos últimos los que merecerán una mayor atención. En la gráfica 7 se muestra el porcentaje de medidores instalados en las estaciones de medición de las centrales de generación, donde actualmente son los medidores de placa de orificio los que presentan un mayor uso.

A continuación se describe el funcionamiento y características no solamente de los medidores de transferencia de custodia mencionados en este apartado, sino de otros medidores que podrán ser de interés al lector.



Gráfica 7. Porcentaje de uso de medidores de transferencia de custodia en CFE. Fuente: Subdirección de Generación, CFE.

### 2.3.1 Medidor de placa de orificio

La placa de orificio es uno de los dispositivos de medición más antiguos que fue diseñado al principio para usarse en gases, no obstante se ha aplicado ampliamente y con gran éxito para medir el gasto de líquido en tuberías. Consiste en una reducción de la sección de flujo de una tubería, de modo que se produce una caída de presión como consecuencia del aumento de velocidad. Cuando no hay flujo, la presión antes y después de la placa de orificio básicamente es la misma, tan pronto como el flujo empieza a fluir, su velocidad alrededor de la placa de orificio aumenta significativamente debido a la restricción de la sección transversal, por lo que debido a la conservación de energía del fluido, la presión estática en este punto disminuye. En consecuencia, se detectan diferentes valores de presión en las cámaras del sensor: una presión mayor antes, y una presión menor después de la placa de orificio; esta diferencia de presión es una medida directa de la velocidad de flujo, y así, del flujo volumétrico en la tubería. Cuanto mayor sea la velocidad de flujo, mayor es la presión diferencial medida.



*Figura 19. Medidores de placa de orificio instalados en una estación de medición y regulación de una central de generación eléctrica de CFE.*

Además al presentar este medidor una restricción abrupta, se generan pérdidas excesivas de presión y mayor turbulencia en el fluido. De acuerdo con Flow Control Network, su exactitud es de  $\pm 0.25\%$  -  $\pm 0.6\%$  y su repetibilidad es de  $\pm 0.1\%$ .

Cabe mencionar que dentro del grupo de placas de orificio, la más empleada es la concéntrica con aristas vivas. La medición del gasto se determina conociendo las características geométricas del dispositivo, la presión diferencial y la densidad del fluido.

Si se tiene un diámetro de orificio  $d$  y una tubería con un diámetro  $D$ , se requiere conocer el cociente  $d/D$ , el cual se denominará con la letra griega beta ( $\beta$ ). Este valor, se conoce como relación de diámetros; valores de  $\beta$  se encuentran en el intervalo  $0.35 - 0.65$ , cuando estos valores de  $\beta$  son bajos, significan que aumenta la diferencia de presión, reduciendo la capacidad del medidor.

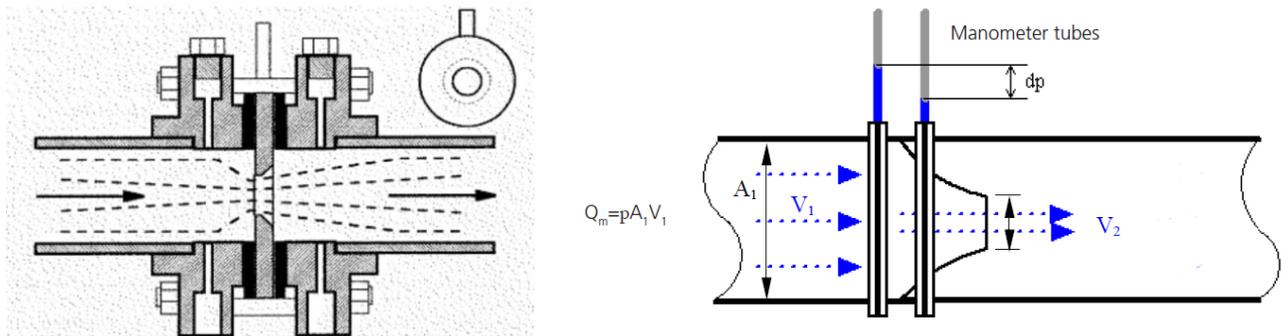


Figura 20. Placa de orificio. El manómetro mide la presión diferencial estática aguas arriba y aguas debajo de la placa de orificio.

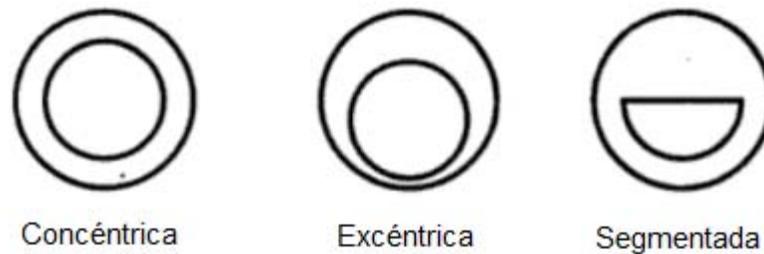


Figura 21. Tipos de placa de orificio (Bagad, 2007).

Al combinar el teorema de Bernoulli y la ecuación de continuidad, se forma una ecuación para calcular el gasto:

$$Q = \frac{C_d}{\sqrt{1 - \beta^4}} * \frac{\pi}{4} * d^2 * \sqrt{\frac{2h}{\rho}}$$

Donde  $\rho$  es la densidad del fluido y  $h$  es la presión diferencial. El coeficiente de descarga  $C_d$  es un valor de ajuste que relaciona los caudales teórico y real, ya que ningún elemento primario sigue exactamente la ecuación de Bernoulli, se obtiene empíricamente en función de la relación  $\beta$  y el número de Reynolds.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---

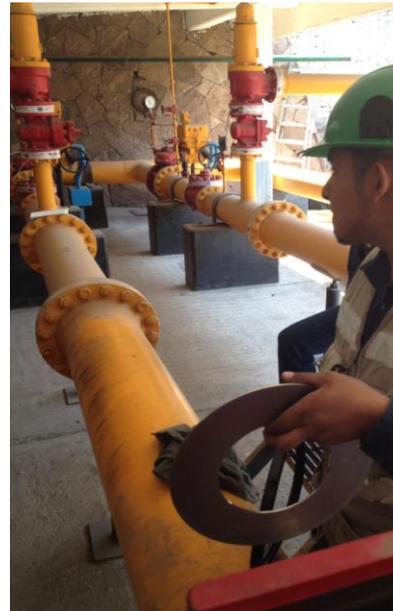


De acuerdo con la RES/776/2015, Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos; el diseño, instalación y operación de los sistemas de medición que usen placa de orificio, deben apegarse en alguna norma ampliamente utilizada en la industria, como por ejemplo, la norma internacional ISO 5167:2003 o la norma API MPMS 14.3, cumpliendo con los siguientes puntos:

- I. El sistema de medición debe prepararse para lograr una incertidumbre expandida menor que 1% en las mediciones de caudal de gas a condiciones base.
- II. Los aspectos relevantes de inspección en campo de una placa de orificio incluyen:
  - a. La orientación correcta de la placa en el tubo de medición.
  - b. Que la placa no se encuentre dañada en su superficie.
  - c. Que el borde circular del orificio en su cara aguas arriba no se encuentre desgastado o sin filo.
  - d. Que la placa esté plana y libre de depósitos.
- III. Cuando se encuentre que la placa de orificio esté contaminada o dañada, se deberán corregir los daños (debiendo considerarse incluso reemplazarla).
- IV. La contribución a la incertidumbre en la medición del caudal ocasionada por la deformación total de la placa de orificio debe ser inferior a 0.1%.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



Medicion Placa de Orificio  
 Marca: PIFUSA Diam. In: 3.000"

| Línea 11008-02 | Medicion 1 " | Medicion 2 " | Medicion 3 " | Medicion 4 " |
|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| SA- —          | 3.000        | 3.000        | 3.000        | 3.00         |

Espesor 0.243 Planicidad  SI  NO Desviacion   
 Marca: DANIELS Diam. In: 6.000"

| Línea 11008-03 | Medicion 1 " | Medicion 2 " | Medicion 3 " | Medicion 4 " |
|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| SA- 16-022     | 6.000        | 6.000        | 6.000        | 6.000        |

Espesor 0.197" Planicidad  SI  NO Desviacion   
 Marca: DANIELS Diam. In: 6.000"

| Línea 11008-04 | Medicion 1 " | Medicion 2 " | Medicion 3 " | Medicion 4 " |
|----------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| SA- 10-021     | 6.000"       | 6.000"       | 6.000"       | 6.000"       |

Espesor 0.126 Planicidad  SI  NO Desviacion

Medicion Diametro Interno Placa

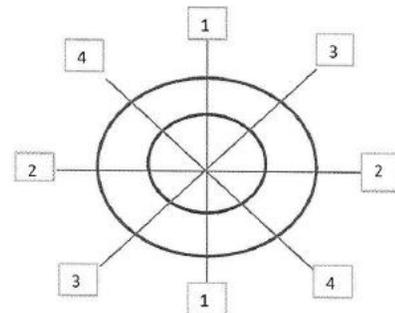


Figura 22. Inspección en campo de una placa de orificio.

### 2.3.2 Tobera

Es similar al orificio, pero tiene un tubo convergente en lugar de la placa y es adecuada para velocidades de flujo mayores, reduce la turbulencia y crea una menor pérdida de presión. No es recomendable para medir líquidos con alta suspensión de sólidos debido a

que los sedimentos provocarían obstrucción. Son más costosas que los medidores tipo placa orificio. De acuerdo con Triflotech, su exactitud es de  $\pm 0.25\%$  -  $\pm 0.8\%$  y su repetibilidad es de  $\pm 0.1\%$

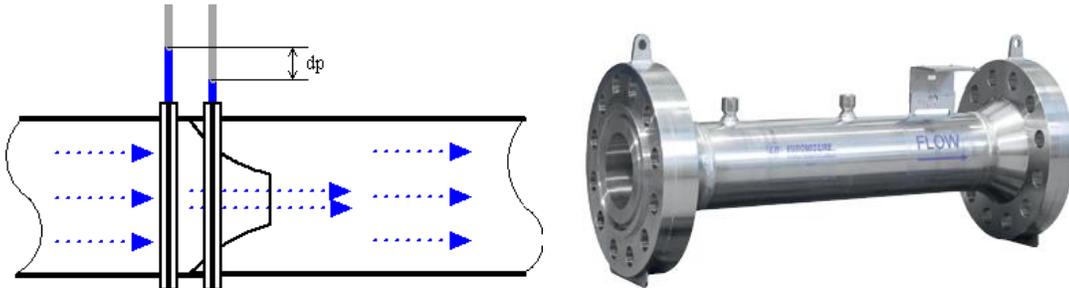


Figura 23. Medidor de flujo tipo tobera (Wika, 2013).

### 2.3.3 Tubo Venturi

El medidor es nombrado por el italiano Venturi, quien fue el primero en tener la concepción del mismo en 1796, donde hace la relación entre la velocidad y presión del fluido cuando fluye a través de tubos que convergen y divergen.

Al emplear este medidor se tiene una menor pérdida de presión y permite el paso 1.6 veces más de flujo que la placa de orificio. El aparato está formado por tres secciones principales: una convergente con ángulo recomendado de  $20^\circ$ , una sección intermedia que constituye la garganta o estrechamiento y otra divergente con ángulo menor de  $5 - 7^\circ$ . De acuerdo con Pipe Engineering, su exactitud es de  $\pm 0.25\%$  -  $\pm 0.75\%$  y su repetibilidad es de  $\pm 0.1\%$ .

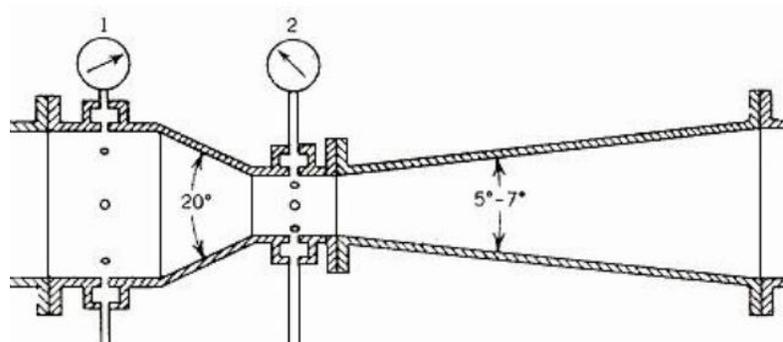


Figura 24. Medidor de flujo tipo Venturi.



### 2.3.4 Tubo Pitot

Es un aparato inventado por el físico francés Henri Pitot en 1732, que sirve para medir la velocidad puntual de un flujo. Consiste de dos tubos concéntricos: uno es perpendicular a la dirección de flujo y se mide la presión de estancamiento o total (a), en el otro tubo el flujo sigue la misma dirección y se mide la presión estática (b).

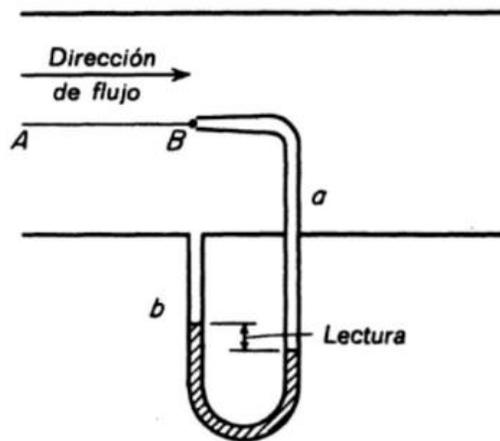


Figura 25. Fundamento del tubo de Pitot (Julian Smith, 1981).

Al estar conectado a un manómetro diferencial, el tubo Pitot proporciona el valor de la velocidad de un flujo incompresible empleando la siguiente fórmula:

$$u_o = \sqrt{\frac{2g_c * (P_s - P_o)}{\rho}}$$

$u_o$  = Velocidad puntual

$P_s$  = Presión total

$P_o$  = Presión estática

$\rho$  = Densidad

$g_c$  = Factor de conversión gravitacional



De acuerdo con McCabe y Smith en su libro “Operaciones básicas de ingeniería química”, un procedimiento para determinar la velocidad media con un tubo Pitot, es instalarlo por lo menos 100 diámetros aguas abajo de cualquier perturbación del flujo, de forma que la distribución de velocidad sea normal. De acuerdo con Emerson Rosemount Annubar, la exactitud es de  $\pm 0.75\%$  -  $\pm 1\%$  y su repetibilidad es de  $\pm 1\%$ .

### 2.3.5 Medidor de flujo tipo turbina

Un medidor tipo turbina consta básicamente de un rotor con álabes soportado por un eje y con movimiento de rotación perpendicular a la dirección del flujo. El fluido hace que el rotor de la turbina gire a una velocidad que depende del flujo volumétrico. Cuando cada álabe del rotor pasa por una bobina magnética, se genera un pulso de voltaje que entra a un medidor de frecuencia, un contador electrónico, o algún dispositivo similar cuyas lecturas se convierten a flujo volumétrico. Las tasas de flujo que pueden medirse con medidores de flujo de turbina de distintos tamaños, varían de algo muy bajo como 0.02 L/min a varios miles de L/min.



*Figura 26. Medidor tipo turbina instalado en la estación de medición de una central eléctrica.*

Aunque presenta buena exactitud, dispone de buena repetibilidad y la teoría de funcionamiento es simple, en la práctica se presentan problemas debido a causas tan



simples como el daño producido por el exceso de velocidad, requiere ser calibrado frecuentemente, son costosos los mantenimientos y no puede ser empleado para líquidos muy viscosos o sucios. De acuerdo con Turbines Inc. Flow Technology, su exactitud es de  $\pm 0.2\%$  –  $\pm 0.5\%$  en medición de líquidos y  $\pm 0.6\%$  en medición de gases. La repetibilidad es de  $\pm 0.02\%$  para un modelo Daniel 1500 de Emerson.

### 2.3.5.1 Instalación del medidor tipo turbina

Esquema de un medidor de flujo de gas tipo turbina de flujo axial se muestra en la figura 27: el fluido ingresa a través de un pasaje anular formado por un estator de entrada, donde se incrementa su velocidad y posteriormente ingresa al rotor, donde imparte una fuerza a las aspas, causando su rotación. La velocidad rotacional es directamente proporcional al flujo.

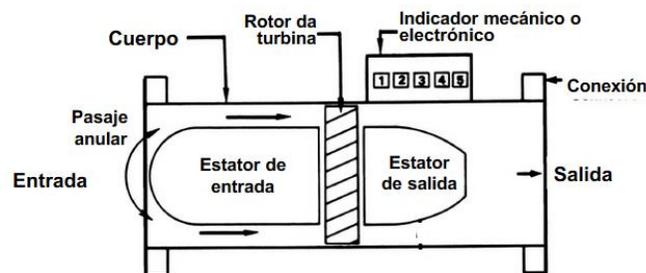


Figura 27. Componentes de un medidor turbina tipo axial. Fuente: AGA 7.

De acuerdo con el AGA 7, la instalación recomendada de un medidor turbina tipo axial incluye al menos 10 veces el diámetro nominal de una tubería recta aguas arriba del medidor, con un acondicionador de flujo ubicado 5 veces el diámetro nominal aguas arriba. Asimismo se recomienda como mínimo la instalación de una tubería recta con una longitud de 5 veces el diámetro nominal aguas abajo del medidor. No debe haber conexiones ni dispositivos instalados dentro de la zona upstream o downstream, a excepción de termopozos, acondicionadores de flujo o tomas de presión.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

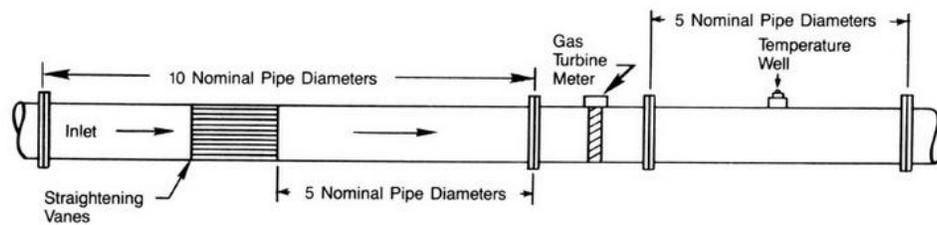
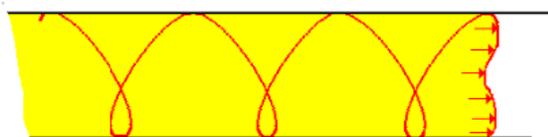


Figura 28. Instalación recomendada de un medidor turbina tipo axial de acuerdo con AGA 7.



Sin uso de acondicionador de flujo: Presencia de vórtices.



Uso de acondicionador de flujo: Se remueven vórtices y se genera un perfil



Figura 29. Acondicionador de flujo.

El medidor turbina puede calibrarse con los siguientes métodos (Ver apartado 3.2):

- I. Calibración mediante un patrón de referencia tipo tubería: pipe prover o compact prover.
- II. Desmantelamiento y recalibración en una instalación que pueda mostrar la trazabilidad metrológica de los resultados de medición del patrón de referencia.
- III. Comparación con un medidor de caudal de referencia (master meter).

“Donde la calibración mediante un patrón de referencia tipo tubería, ha sido el método preferido ya que representa la solución óptima para minimizar la incertidumbre de una medición mediante la calibración en el punto de ubicación del elemento primario con una



intervención mínima del operador. Durante la calibración se determina un factor K, cuyo cálculo se detallará más adelante, y se define como la relación entre el número de pulsos emitidos por un medidor y el volumen o masa de fluido que ha pasado por éste; este factor K se encuentra programado en un computador de flujo y puede variar sólo un valor predeterminado  $\delta$  respecto del valor obtenido durante la última calibración; típicamente esta variación permisible  $\delta$  se establece en 0.1%”.<sup>13</sup>

### 2.3.6 Medidor de flujo ultrasónico

El sonido es una vibración producida por un objeto material que se transmite en forma de ondas a través del aire; los seres humanos percibimos estas vibraciones en nuestro oído, cuando se encuentran comprendidas entre 20 Hz y 20 kHz. Cuando las vibraciones presentan frecuencias superiores a 20 kHz, se denominan ultrasonidos. Este tipo de ondas de sonido de alta frecuencia, se emplean actualmente en tecnologías de última generación como es el caso de los medidores ultrasónicos, cuyo principio de medición está basado en el método del tiempo diferencial de tránsito de ondas. Las bases físicas de este principio, se remontan al físico y ganador del premio nobel inglés en 1904, Lord Rayleigh; su libro sobre la teoría del sonido publicado en 1877, describe la propagación de las ondas sonoras a través de los fluidos.

Los primeros medidores ultrasónicos fueron introducidos por Tokyo Keiki en Japón, en el año 1963. Existen por lo general dos tipos de medidores ultrasónicos que son empleados para medir el flujo: los de tiempo de tránsito y los de efecto Doppler.

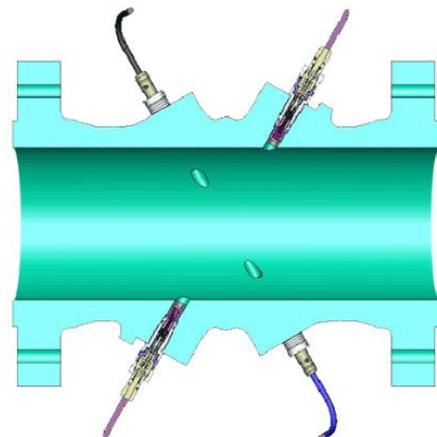
En los medidores de tiempo de tránsito, están ubicados dos transductores piezoeléctricos, uno frente a otro en el pared interna del tubo de medición; cada transductor transmite y recibe una señal ultrasónica alternativamente, midiéndose simultáneamente los tiempos

<sup>13</sup> Resolución RES/776/2015, Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.



de tránsito<sup>14</sup> de cada señal; las ondas ultrasónicas son generadas por cristales piezoeléctricos<sup>15</sup> y se transmiten con un ángulo agudo respecto al eje horizontal de la tubería.

Cuando no hay flujo, los tiempos de tránsito de la señal son los mismos aguas arriba (upstream) y aguas abajo (downstream). Una vez que el fluido comience a fluir en el medidor, las señales ultrasónicas son aceleradas en la dirección del flujo y desaceleradas



*Figura 30. Medidor ultrasónico de tiempo de tránsito instalado en una central de generación de CFE.*

en contra de la dirección del flujo; como resultado, las señales ultrasónicas tienen tiempos de tránsito diferentes, esta diferencia de tiempo de tránsito medida por los sensores es directamente proporcional a la velocidad de flujo en la tubería, a mayor velocidad del flujo, mayor es el diferencial de tiempo medido entre las dos señales ultrasónicas. Conociendo el área de la tubería, se determina el flujo volumétrico. No necesariamente los sensores tienen que encontrarse acoplados en la pared interna de la tubería; con un sistema

<sup>14</sup> Tiempo de tránsito (Transit time): Tiempo que tarda una onda en atravesar una distancia L entre dos transductores.

<sup>15</sup> Cristales piezoeléctricos: Cristales que al ser sometidos a tensiones mecánicas, en su masa adquiere una polarización eléctrica y aparece una diferencia de potencial y cargas eléctricas en su superficie o a la inversa, se deforman bajo la acción de fuerzas internas al ser sometidos a un campo eléctrico.



denominado clamp-on, los sensores pueden ser colocados directamente en la pared externa de la tubería.

La diferencia entre estos dos tiempos es proporcional a la velocidad del flujo:

$$v = c^2 * \tan(\alpha) * \Delta t * 2\varphi$$

$v$  = velocidad del fluido

$c$  = velocidad del sonido en el fluido

$\alpha$  = ángulo del haz del sonido con relación al eje longitudinal de la tubería

$\varphi$  = diámetro interior de la tubería

$\Delta t$  = diferencia entre los tiempos de tránsito del sonido aguas arriba y aguas abajo del fluido.

Cabe mencionar que la pérdida de presión en estos medidores se debe sólo a la fricción que hay en la tubería, por lo tanto el medidor no contribuye con pérdidas adicionales. Estos medidores del tiempo de tránsito funcionan mejor con fluidos limpios, porque las partículas contenidas en los fluidos sucios afectan las lecturas de tiempo y la fuerza de la señal que llega a los detectores.

De acuerdo con Emerson, los medidores ultrasónicos modelos Daniel que presentan 1 o 2 vías, tienen una exactitud de  $\pm 0.2\%$  en medición de gases y los que presentan 4 vías, su exactitud es de  $\pm 0.1\%$ . Su repetibilidad es de  $\pm 0.07\%$ .

Hay tres formas para implementar un programa de calibraciones periódicas del medidor ultrasónico (Ver apartado 3.2):

- I. Mediante un patrón de referencia tipo tubería (pipe prover o compact prover).
- II. Mediante un medidor de caudal de referencia (master meter).
- III. Retiro y recalibración periódicos.

“Donde la calibración de los medidores ultrasónicos en sitio, mediante un patrón de referencia tipo tubería, es el método preferido, ya que se realiza a las condiciones de uso del medidor y actualmente representa un método bien establecido y de la menor incertidumbre. El método tradicional para determinar el factor K utilizado en los medidores turbina no resulta adecuado para los ultrasónicos. Pueden usarse, sin embargo, métodos estadísticos para determinar un factor K adecuado”.<sup>16</sup>

Por otra parte, los instrumentos preferibles para fluidos sucios, son los de tipo Doppler, que inhiben la transmisión de la señal ultrasónica. La onda ultrasónica no atraviesa por completo la pared opuesta de la tubería, en vez de ello, se refleja en las partículas que hay en el fluido y regresa al receptor. Estos medidores miden la velocidad de las partículas que pueden ser sólidos en suspensión, que se desplazan en un fluido en movimiento. Un transductor emisor emite señales acústicas de frecuencia conocida, que son reflejadas por las partículas en movimiento, y que son captadas por un transductor receptor. Se analizan los cambios de frecuencia que se presenta entre la señal emitida y la recibida, y el resultado del promedio de estos cambios se relaciona directamente con la velocidad media de las partículas que se están moviendo dentro del fluido, proporcionando de esta manera la velocidad media del flujo.

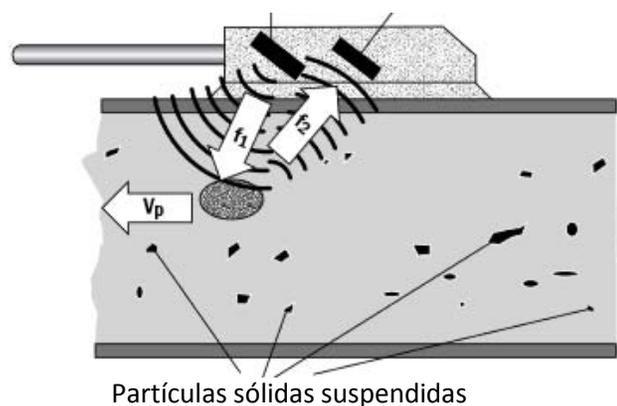


Figura 31. Principio del medidor ultrasónico tipo Doppler.

<sup>16</sup> Resolución RES/776/2015, Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.

### 2.3.6.1 Instalación de un medidor ultrasónico

Una de las limitaciones del empleo de un medidor ultrasónico, es que se debe contar con un perfil uniforme de flujo, por ello un diseño recomendable para la instalación del medidor, de acuerdo con el AGA 9 “Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters”, es el que se muestra en la figura 32, donde se requiere contar con una tubería recta de longitud 20 veces el diámetro nominal aguas arriba del medidor, si se instala un acondicionador de flujo, debe instalarse una tubería 15 veces el diámetro nominal aguas arriba, donde el acondicionador de flujo deberá encontrarse a una distancia equivalente a 10 veces el diámetro nominal. En la sección aguas abajo del medidor, para instalar un dispositivo que produzca distorsiones en el perfil de flujo, como es el caso de las válvulas, se recomienda guardar una distancia equivalente a 5 veces el diámetro nominal. Se recomienda evitar instalar cerca del sistema, equipos que emitan ondas sonoras arriba de los 90 dB, como las válvulas de control.

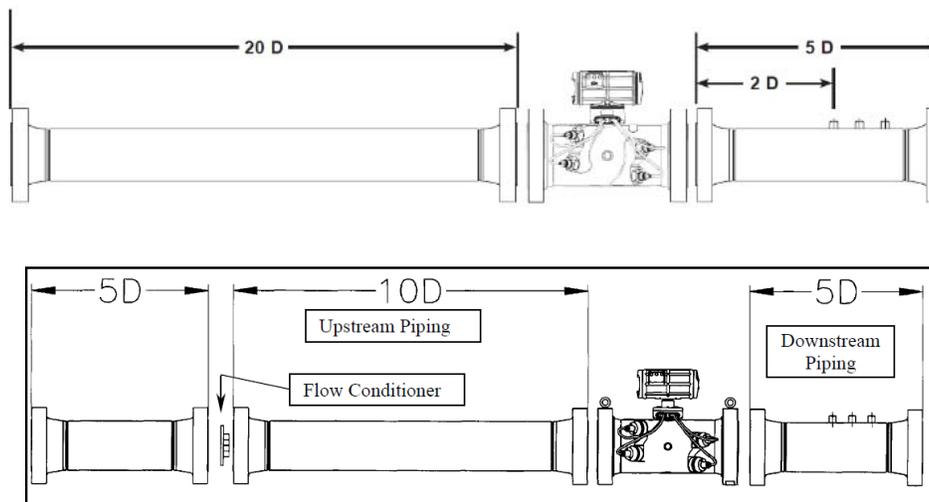


Figura 32. Instalaciones recomendadas de un medidor ultrasónico por la práctica AGA 9 para flujo unidireccional.



### 2.3.7 Medidores de desplazamiento positivo

Son instrumentos que miden el caudal contando volúmenes separados del líquido; el fluido que ingresa a un medidor de desplazamiento positivo llena una cámara que se mueve del lado de entrada al de salida del instrumento, las partes mecánicas se mueven aprovechando la energía del fluido y dan lugar a una pérdida de presión.

Con estos medidores se pueden medir flujos intermitentes, caudales bajos, líquidos de casi cualquier viscosidad y no son afectados por la turbulencia. Cada volumen de fluido medido se separa de manera exclusiva del siguiente con un sello líquido sin fricción; la eficacia de este sello es una función de la precisión con la que está fabricado el medidor y su facilidad de rotación. La alta precisión de estos medidores ha permitido que sean casi universalmente aceptados para aplicaciones de transferencia de custodia y facturación de gasolina, fuel oil, gas natural, etc. De acuerdo con la fuente Encyclopedia of chemical engineering equipment, generalmente la exactitud de estos medidores oscilan de  $\pm 0.1\%$  –  $\pm 0.4\%$  y la repetibilidad es de  $\pm 0.05\%$ .

Existen varios tipos de medidores de desplazamiento positivo, algunos de ellos son:

- Medidores de rueda oval: Disponen de dos ruedas ovales que engranan entre sí y se mueven aprovechando la energía del fluido. Tanto la cámara de medida como las ruedas están mecanizadas con gran precisión, con el fin de conseguir que el desplazamiento entre ellas se produzca con el mínimo rozamiento y desplazando la misma cantidad de líquido en cada rotación.



Figura 33. Medidor de rueda oval.

- Medidores de paletas deslizantes: Este medidor consta de un rotor con unas paletas, dispuestas en parejas opuestas, que pueden deslizarse libremente en el alojamiento. Cuando ingresa el flujo, actúa sobre las paletas sucesivamente provocando el giro del rotor; el medidor mide el caudal contando el volumen fijo en cada compartimiento.

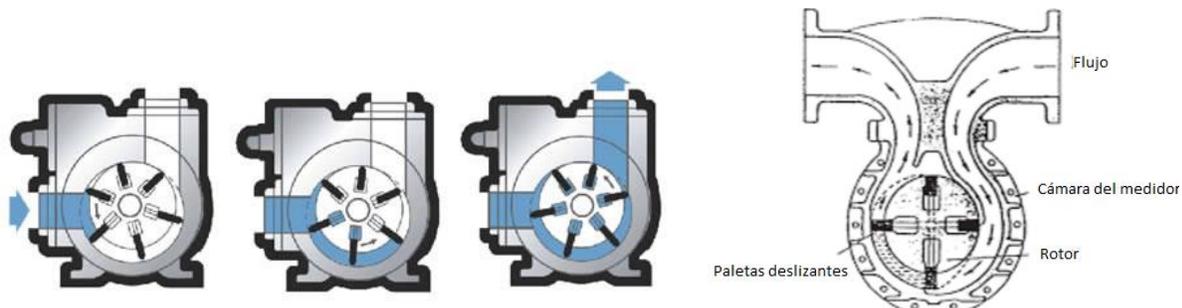


Figura 34. Medidor de paletas deslizantes.

- Medidor de pistón oscilante: Consiste en una cámara cilíndrica, en el que se encuentra dentro un pistón de diámetro más pequeño. Cuando el pistón se encuentra en funcionamiento, oscila alrededor de un puente divisor que separa la entrada de la salida del líquido. Al momento de ingresar el fluido en el medidor por la entrada A, empuja al pistón a oscilar alrededor del cilindro. El fluido es forzado a salir en la parte B como se muestra en la figura 35, por lo que se inicia otro ciclo.

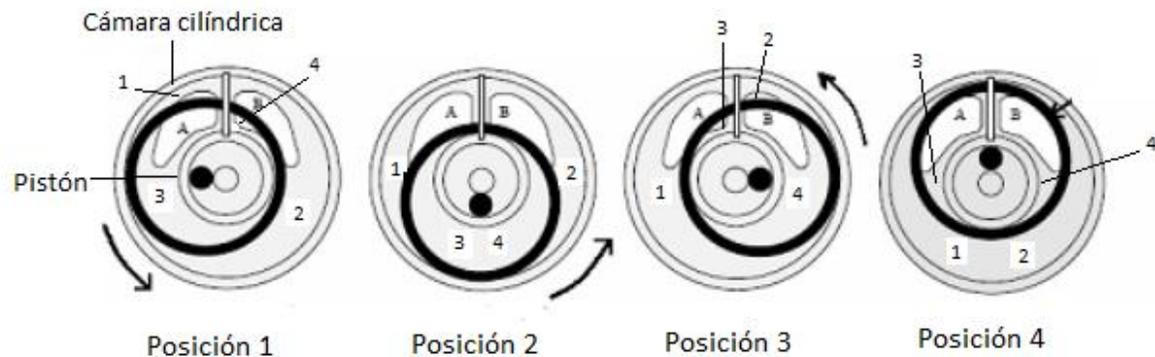


Figura 35. Medidor de pistón oscilante.

Posición 1: 1 y 3 reciben líquido de A; 2 y 4 se descargan a través de B.

Posición 2: 1 ha aumentado, 2 ha disminuido, 3 y 4 están a punto de descargar.

Posición 3: 1 recibe todavía líquido, 3 inicia de nuevo su apertura, 2 y 4 descargan a través de B.

Posición 4: 3 recibe líquido, 4 descarga líquido, 1 y 2 están a punto de descargar.

### 2.3.8 Medidor electromagnético

En este medidor se aprovecha la ley de inducción electromagnética de Faraday para determinar la velocidad media del flujo. La inducción electromagnética es la creación de una corriente eléctrica en un conductor, que se mueve a través de un campo magnético y se induce un voltaje.

El medidor emplea bobinas electromagnéticas para crear un campo magnético en el flujo. Cuando el fluido conductor circula a través del campo magnético en el sensor del medidor, un voltaje electromagnético es inducido entre los dos electrodos del sensor; estos electrodos se montan diametralmente opuestos en la pared de la tubería. 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 voltios.

Este voltaje  $E$  es directamente proporcional a la velocidad del fluido:

$$v = \frac{E}{L * B}$$

Donde:

$v$ : Velocidad del líquido

$E$ : Voltaje electromagnético inducido

$L$ : Diámetro del sensor de flujo

$B$ : Fuerza del campo magnético

Cuando se conoce el área del tubo del sensor de flujo, el caudal volumétrico es calculado por el convertidor. La exactitud de estos medidores oscila de  $\pm 0.15\%$  –  $\pm 0.5\%$  y su repetibilidad es de  $\pm 0.1\%$ .

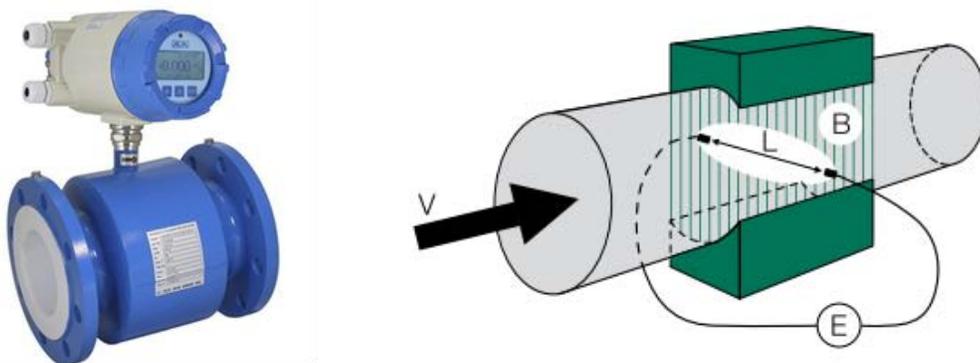


Figura 36. Medidor electromagnético.



### 2.3.9 Medidor vórtex

Un medidor de caudal por remolino se basa en la determinación de la frecuencia del remolino producido por una hélice estática situada dentro de la tubería a través de la cual pasa el fluido (líquido o gas). La frecuencia del remolino es proporcional a la velocidad del fluido, de acuerdo con la expresión conocida como número de Strouhal:

$$St = \frac{f * d}{v}; v = \frac{f * d}{St}$$

$St$  = Número de Strouhal

$f$  = Frecuencia del remolino

$d$  = Anchura del remolino

$v$  = Velocidad del fluido

La detección de la frecuencia se logra con sensores de presión de cristales piezoeléctricos (Creus, 2011). El medidor vórtex es similar al del remolino, excepto que está basado en el efecto Von Karman donde un cuerpo en forma de cono genera alternativamente vórtices (áreas de baja presión e inestabilidad), cuya frecuencia es directamente proporcional a la velocidad, y por tanto, al caudal.

La exactitud del medidor vórtex oscila de  $\pm 0.5 - \pm 1\%$  en medición de líquidos y de  $\pm 1\% - \pm 1.5\%$  en medición de gases; su repetibilidad generalmente es de  $\pm 0.2\%$ <sup>17</sup>.

<sup>17</sup> "Flow and level measurement", OMEGA, <http://www.omega.com/literature/transactions/volume4/t9904-09-elec.html>, [24/03/16]

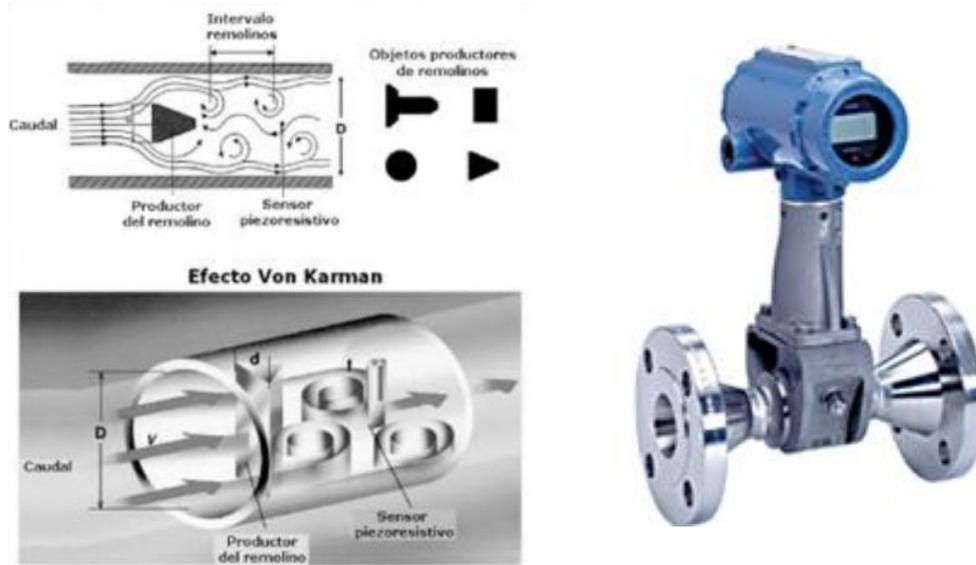


Figura 37. Medidor vórtex. (Creus Solé, 2011).

### 2.3.10 Medidor multifásico

En la industria petrolera, se define a la medición multifásica como el proceso de determinar el volumen de aceite, gas y agua producidos en un pozo, sin necesidad de separarlos previamente, con la finalidad de realizar una evaluación del desempeño de los pozos.

Un modelo de medidor multifásico que desarrollaron Schlumberger y Framo Engineering en conjunto con 3 – Phase Measurements AS, es el denominado Vx. Los componentes principales del medidor son un medidor venturi provisto de sensores de presión absoluta y presión diferencial, además de un detector de rayos gamma espectral de energía dual, acoplado a una fuente química radioactiva unitaria de baja intensidad para medir el flujo másico total y las fracciones de gas, petróleo y agua. La ventaja de este medidor es que no posee partes móviles y básicamente no requiere de mantenimiento; además la caída de presión es significativamente menor que la que se produce en los separadores convencionales.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

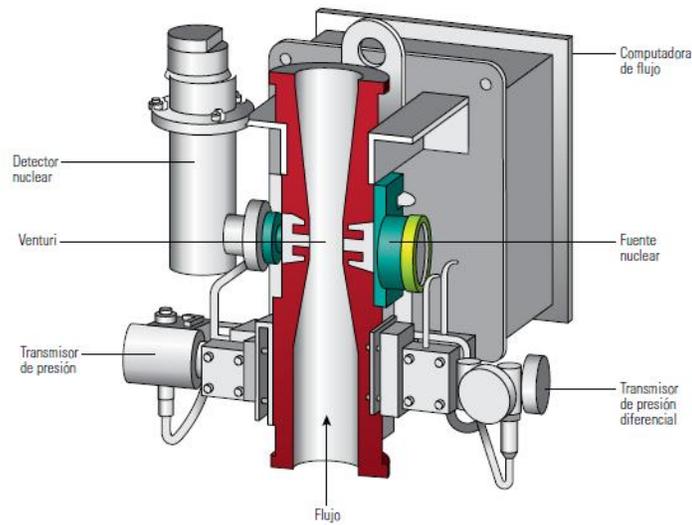


Figura 38. Estructura de un medidor multifásico tipo Vx.

El flujo en línea pasa a través de un orificio de admisión a una sección recta y corta de tubería horizontal que conduce a una “T” invertida con un extremo horizontal cerrado. Esta “T” dirige el flujo hacia arriba, a través de una sección de tipo venturi del medidor Vx. La presión se mide justo antes de que los fluidos ingresen en el medidor venturi. El detector de rayos gamma espectral de energía dual se encuentra instalado en uno de los lados de la sección de tipo venturi, opuesto a una fuente de bario, que emite rayos gamma con distintos niveles de energía. El detector mide las tasas de conteo radioactivas asociadas con la atenuación de rayos gamma a través de la mezcla de fluidos. El nivel de energía más alto mide principalmente la densidad de la mezcla, que es afectada por la relación gas/líquido; el nivel de energía más bajo corresponde a la composición del fluido, en la que incide la mezcla de agua/líquido. (Schlumberger, 2009).

Las tecnologías y los principios de operación para la medición multifásica difieren en diseño y función de una marca a otra:



| Marca y modelo         | Tecnología   |
|------------------------|--|
| <b>Schlumberger Vx</b> | <ul style="list-style-type: none"><li>- Flujo vertical ascendente.</li><li>- El flujo de la mezcla se mide con tubo venturi.</li><li>- La fracción de cada fase y la densidad de la mezcla se mide con fuente/detector de rayos gamma.</li></ul>   |
| <b>Roxar MPFM</b>      | <ul style="list-style-type: none"><li>- Flujo vertical ascendente.</li><li>- El flujo de la mezcla se mide con tubo venturi.</li><li>- La densidad de la mezcla se mide con fuente/detector de rayos gamma.</li><li>- El contenido de agua se determina con sensores inductivos.</li></ul> |
| <b>Agar MPFM - 300</b> | <ul style="list-style-type: none"><li>- El flujo de la mezcla se mide con un medidor de desplazamiento positivo o turbina.</li><li>- El diferencial de presión se mide con tubo venturi.</li><li>- El contenido de agua se determina con tecnología de absorción de microondas.</li></ul>  |

Tabla 6. Marcas y modelos de medidores multifásicos.<sup>18</sup>

Los medidores multifásicos también presentan sus limitaciones, una de ellas es la incertidumbre de los volúmenes separados, que es mayor en comparación con la medición convencional con fases separadas.

## 2.4 Medidores de flujo másico

La necesidad de emplear medidores de flujo más exactos ha incentivado el desarrollo de medidores de flujo másico. Los medidores volumétricos tienen una gran desventaja ante estos tipos de medidores, ya que la medición directa del flujo másico evita la necesidad de utilizar cálculos complejos y la masa no es afectada por variaciones de temperatura o

<sup>18</sup> Alfaro, Grajeda Ricardo; “Medición multifásica en pozos y corrientes de flujo”; México, 2012, pp. 6 y 7.



presión. Además, conocer el caudal másico es esencial, principalmente en la industria química, con el fin de determinar los balances energéticos en las plantas de proceso.

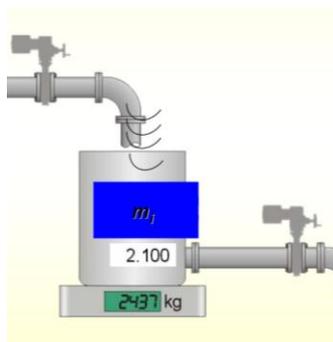
Antes de la llegada de los medidores de flujo másico por efecto coriolis, la única manera para determinar el flujo másico era añadir un transmisor de densidad a un medidor de caudal volumétrico, para que posteriormente empleando la siguiente ecuación, se obtuviera el valor deseado:

$$Q_m = \rho * Q_v$$

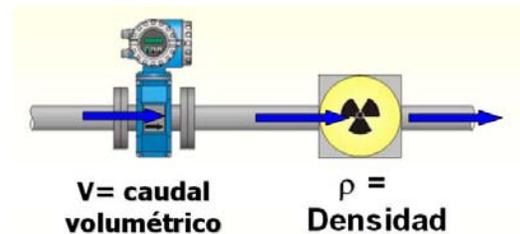
$\rho$  = Densidad

$Q_m$  = Flujo másico

$Q_v$  = Flujo volumétrico



a) Discontinua, directa



b) Continua e indirecta

Figura 39. Métodos de medición de flujo másico.

Otro método para determinar el flujo másico se muestra en la figura 39, inciso a, ya que se determina directamente el flujo másico; sin embargo este método es discontinuo y se incrementa de igual manera el error en la medición.

Al ser preferible emplear la medición directa y continua de flujo másico, se recomienda emplear medidores como los térmicos o los que se basan en el efecto coriolis.



### 2.4.1 Medidores térmicos

Se basan en el principio de transferencia de calor. Estos medidores generalmente son de dos tipos: unos que miden la velocidad de pérdida de calor de un RTD que se encuentra a una temperatura alta, debido al paso de una corriente de fluido a través de él; y otros que miden el incremento de temperatura de una corriente de fluido a medida que pasa sobre o a través de un RTD a alta temperatura. En ambos casos, el flujo de masa se determina a partir de las propiedades físicas del fluido tales como conductividad térmica y calor específico. Si las propiedades térmicas del fluido que están siendo medidas son constantes y se conocen, la diferencia entre dos lecturas de temperatura es proporcional al flujo másico.

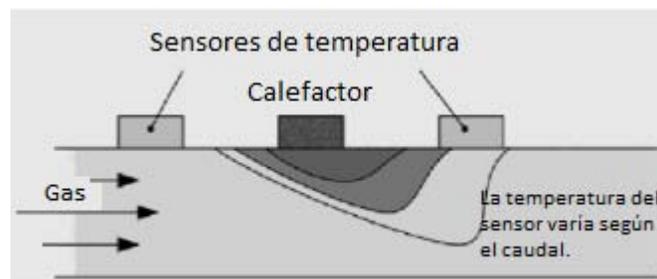


Figura 40. Medidor térmico.

Un elemento de calentamiento aumenta la temperatura en uno de los RTD produciéndose una diferencia de temperatura, la cual es mayor a cero, y disminuye a medida que el fluido pasa a través del sensor enfriando la RTD calentada. Los cambios en el flujo afectan directamente la disipación de calor y consecuentemente, la diferencia de temperatura entre los dos RTD. Esta diferencia se convierte electrónicamente en una señal de salida, proporcionando una medición del flujo másico exacta y repetitiva. El compensador instalado en el sensor asegura que los cambios en la temperatura del medio afecten de la misma forma al elemento de calentamiento, y a las dos RTD. Esto permite mantener la exactitud del medidor, aún en presencia de fluctuaciones en la temperatura del medio.



Estos medidores deben ser calibrados para un fluido específico, debido a que el calor específico varía de acuerdo al tipo de fluido. Generalmente se utilizan para medir flujo de gas.

#### **2.4.2 Medidor de flujo por efecto coriolis**

El primer medidor de flujo por efecto coriolis confiable fue presentado en 1977 por Micro Motion, marca líder en medición de caudal y densidad que actualmente forma parte de la organización Emerson. Los medidores de flujo por efecto coriolis son nombrados en honor a Gustavo Gaspard Coriolis, un matemático e ingeniero francés que en 1835, describió el comportamiento de los objetos en un marco rotatorio de referencia, principio bajo el cual funcionan estos medidores y el cual será descrito más adelante.

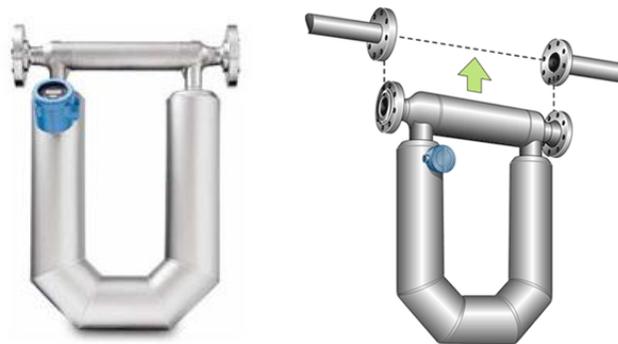
Estos medidores son dispositivos de medición multivariable que miden el flujo másico de manera directa y exacta en operación continua e intermitente, unidireccional o bidireccionalmente. Son ideales para una gran gama extensa de aplicaciones en muchas industrias donde la medida de producto es basada en su masa.

Los medidores tipo coriolis proporcionan grandes beneficios con respecto a las tecnologías de medición volumétrica tradicionales. Son medidores multivariados ya que no solamente miden el flujo, sino también la densidad y la temperatura del fluido; esto permite a las empresas utilizar la medición de densidad para el control de calidad. A diferencia de otros medidores como los de turbina y los de desplazamiento positivo, los medidores tipo coriolis no tienen partes móviles que están sujetos a desgastarse.



*“Coriolis effect: Apparent deflection of a moving object in a rotating frame of reference”.*

*Figura 41. Gustave Gaspard Coriolis.*



*Figura 42. Sensor del medidor tipo coriolis ELITE de Micro Motion.*

Los principales productores de medidores de flujo por efecto coriolis en el mundo son Emerson (marca Micro Motion), General Electric (Rheonik), Endress + Hauser y Krohne. Estos medidores a pesar de presentar altos costos de adquisición, resultan ser valiosos a largo plazo por presentar menores costos de calibración y mantenimiento en comparación con otros medidores.

Aplicaciones:

- Mezcla de varias materias primas.
- Control de procesos.
- Medición de fluidos con densidades rápidamente cambiantes.



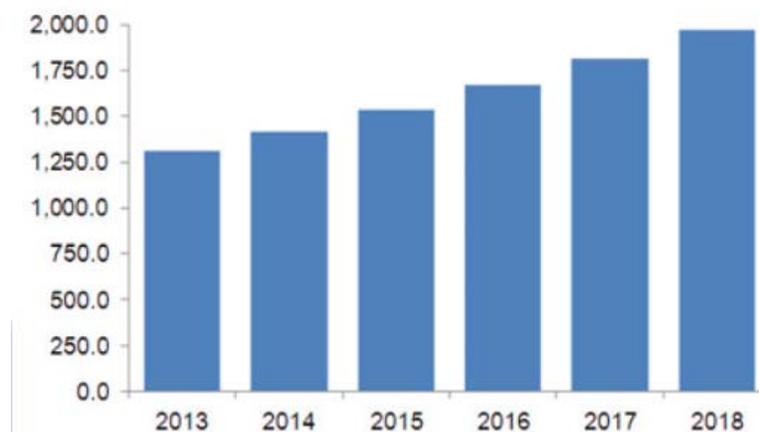
## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



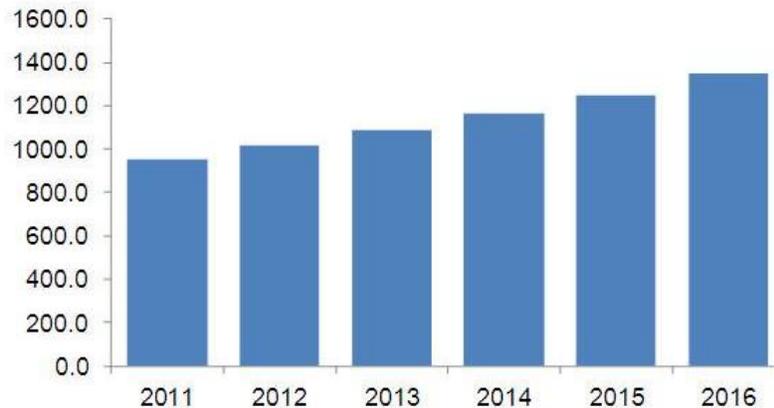
- Control y supervisión de la calidad de los productos.
- Transferencia de custodia.

Desde inicios de la década de 1980, los medidores de flujo tipo coriolis han ganado amplia aceptación en aplicaciones de gas, líquidos y lodos. Las innovaciones de estos medidores a inicios de la década de 1990 han permitido que su participación en aplicaciones de fase gaseosa se incrementara, con más de 100,000 medidores instalados en el mundo.

Las siguientes gráficas muestran una perspectiva del crecimiento en la demanda de medidores de flujo por efecto coriolis en el mundo, debido a su excelente exactitud y confiabilidad en la medición, así como su empleo en líneas de 8 a 14 in de diámetro, el cual en un principio era limitado. Flow Research proyecta que para el año 2018, las ventas totales de estos medidores serán de aproximadamente \$2 billones de dólares. En la gráfica 9, se muestra el crecimiento rápido del empleo de los medidores de flujo tipo coriolis en la industria del petróleo y gas, aunque también son ampliamente empleados en la industria de alimentos y bebidas, donde en este caso, los de mayor preferencia son los medidores tipo coriolis de tubo recto, debido a que presentan una menor caída de presión.



Gráfica 8. Demanda total de medidores de flujo tipo coriolis en el mundo (Millones de dólares). Fuente: Flow Research, 2015.

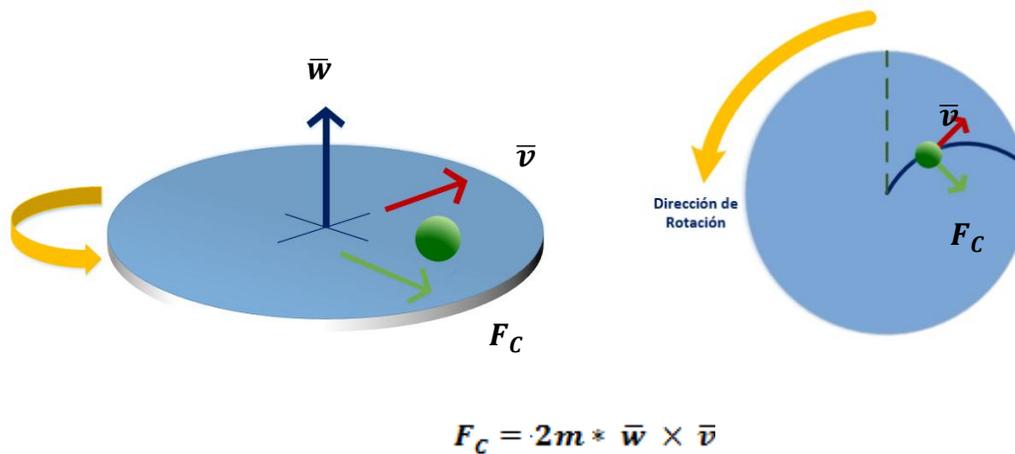


Gráfica 9. Demanda de medidores de flujo tipo coriolis en el mundo empleados en la medición de gas, petróleo y sus derivados (Millones de dólares). Fuente: Flow Research, 2015.

#### 2.4.2.1 Fuerza coriolis

En 1835, el ingeniero y matemático francés Gustave – Gaspard Coriolis describió el efecto coriolis: cuando un objeto se mueve en un sistema de coordenadas que rota con una velocidad angular, experimentará una fuerza coriolis proporcional a la masa ( $m$ ), a la velocidad del objeto ( $v$ ) y a la velocidad angular del sistema ( $w$ ). Esta fuerza es perpendicular a la velocidad del objeto y a la velocidad angular del sistema de coordenadas. La segunda ley de Newton establece que la fuerza ( $F$ ) que actúa sobre un objeto de masa ( $m$ ) con aceleración  $a$ , es  $F=m \cdot a$ . Esta ley se modifica cuando se trata de objetos situados dentro de un sistema acelerado que gira con velocidad angular  $w$ , por lo que el mismo objeto de masa “ $m$ ”, cuya velocidad lineal es “ $v$ ”, se encuentra sometido a la siguiente aceleración de coriolis:  $a=2wv$ . Como consecuencia, la fuerza coriolis debida a la aceleración anterior será:  $F= 2wv \cdot m$ .

A consecuencia del efecto coriolis, cuando un objeto se desplaza sobre un sistema en rotación, sufre una desviación de su recorrido que da lugar a una trayectoria curva.



$$F_c = 2m * \bar{w} \times \bar{v}$$

Figura 43. Efecto coriolis. Fuente: Elaboración propia.

#### 2.4.2.2 Componentes y funcionamiento

El medidor de flujo coriolis está compuesto por dos componentes principales, un sensor (elemento primario) y un transmisor (elemento secundario). Además puede incluir periféricos que proporcionan funcionalidad adicional, tal como control de lotes. El sensor se clasifica según la forma de su sensor de flujo que puede ser de tubo recto o de tubo en U; Comisión Federal de Electricidad emplea los medidores donde los tubos del sensor tienen forma U, por lo que se realizará un mayor énfasis a este tipo de medidor.

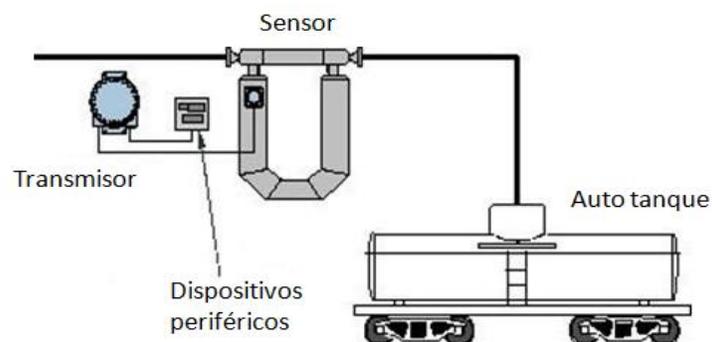


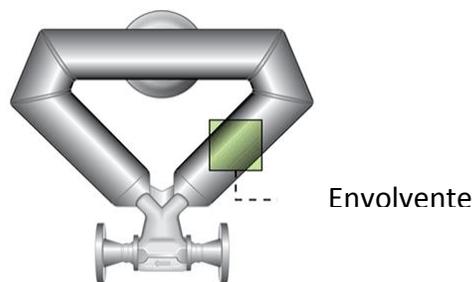
Figura 44. Medición por efecto coriolis de combustible descargado mediante auto tanque. (Micro Motion, Emerson; 2014).



Los componentes del medidor de flujo tipo coriolis son:

Sensor de flujo. Es un arreglo mecánico que tiene como función detectar el caudal, la densidad y la temperatura; consta de las siguientes partes:

-Cubierta o envoltente: Medio que proporciona protección del medio ambiente, es requerida para proteger los elementos electrónicos y el cableado de la corrosión externa. Algunas cubiertas pueden tener conexiones de purga para cumplir con los requerimientos de aplicaciones específicas. El material de la cubierta como otras partes externas del medidor deben ser resistentes a la corrosión y cumplir con la NRF-053-PEMEX-2006; para condiciones ambientales con ácido sulfhídrico se debe cumplir con el NACE Standard MR0103-2012.



-Divisor de flujo. Entre la conexión de la brida y los tubos de flujo, existe un área llamada divisor de flujo. Esta área divide el flujo uniformemente para que entre en los dos tubos del flujo.

-Conexión. El proceso de conexión consiste en dos bridas que sujetan al sensor con la línea de proceso. Esta conexión debe ser la adecuada para evitar fugas, así como mantener un ángulo recto con la línea de flujo.





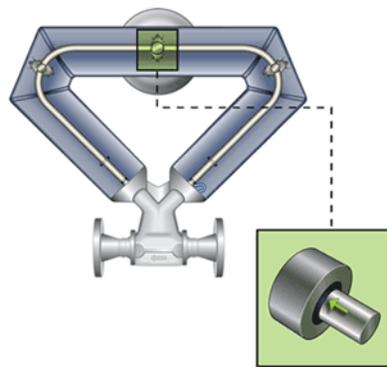
## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



-RTD. El elemento de resistencia térmica es elaborado de platino con una resistencia de 100 ohm. Se instala en la pared externa del tubo del sensor y se usa para compensar la elasticidad del material por efecto de la temperatura cuando la temperatura del sensor y la temperatura del fluido sean diferentes, esto es porque la temperatura del sensor se afecta por la misma temperatura del fluido y la temperatura ambiente.



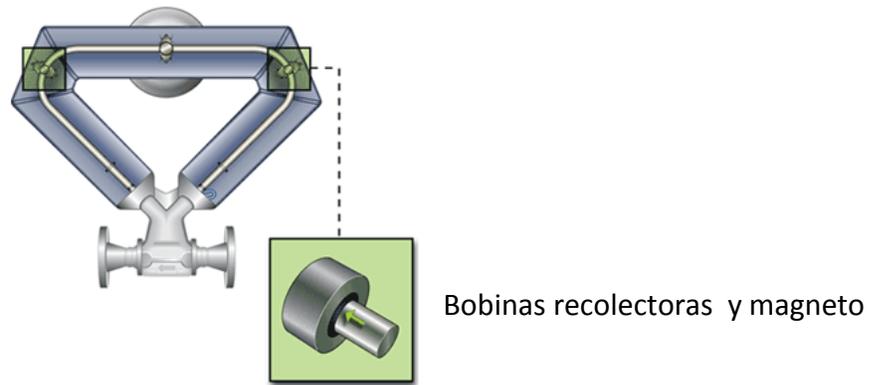
-Bobina central y magneto: Se emplea para producir la vibración en los tubos de flujo a una frecuencia natural y conocida. Es energizada por el transmisor.



-Bobinas recolectoras y magneto. Son detectores electromagnéticos y están montados en cada lado del tubo de flujo. Las bobinas se encuentran montadas en las piernas laterales de un tubo de flujo y los imanes montados en las piernas laterales del otro tubo, por lo que cada bobina se mueve a través del campo magnético del imán adyacente, generándose una corriente de seno continuo cuando se encuentran oscilando los tubos. Miden la oscilación producida en los tubos y producen una señal que representa la



velocidad y la posición de vibración en un punto del tubo de flujo. El flujo de masa es determinado por la medición de la diferencia de tiempos entre esas señales.



-Tubos de flujo: Son construidos de un acero tipo inoxidable, preferentemente hastelloy o AISI 316 L, dependiendo de la naturaleza del proceso del fluido. (Ver Anexo III en el que se muestran las características de estas aleaciones y otros materiales con los que se fabrican los tubos de flujo). Al circular el flujo, se crea en estos elementos el efecto de la fuerza coriolis, a través de las oscilaciones que se producen en ellos, actuando como si fueran la superficie giratoria. Los esfuerzos mecánicos en el sensor son importantes, lo mismo que la selección del material, el cual debe asegurar vida por fatiga y corrosión, para ello cuando los tubos de flujo sean de acero inoxidable, deben cumplir con la norma ASTM A 182.

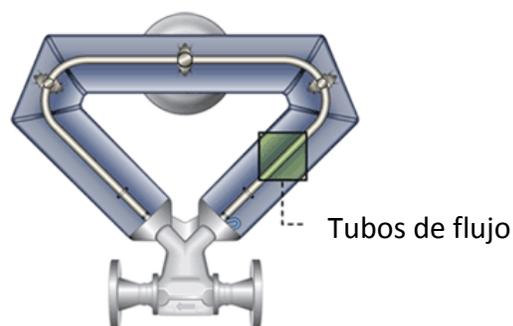


Figura 45. Componentes del sensor coriolis. (Micro Motion, 2015).

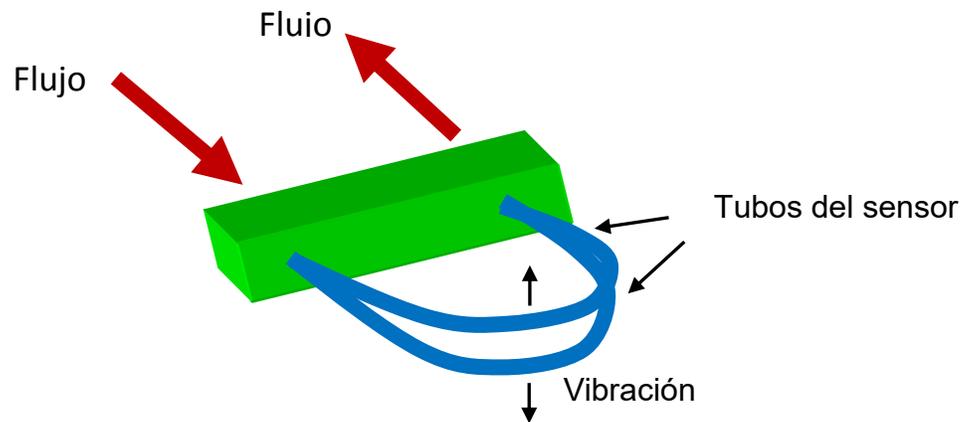


Figura 46. Vibración de tubos debido al funcionamiento de la bobina central.

-Transmisor. El transmisor como cerebro del sistema, es el sistema de control electrónico que procesa las señales del sensor y proporciona esta información como salidas para comunicarse con otros sistemas. Puede ser remoto o puede estar integrado al sensor. Las acciones que realiza son:

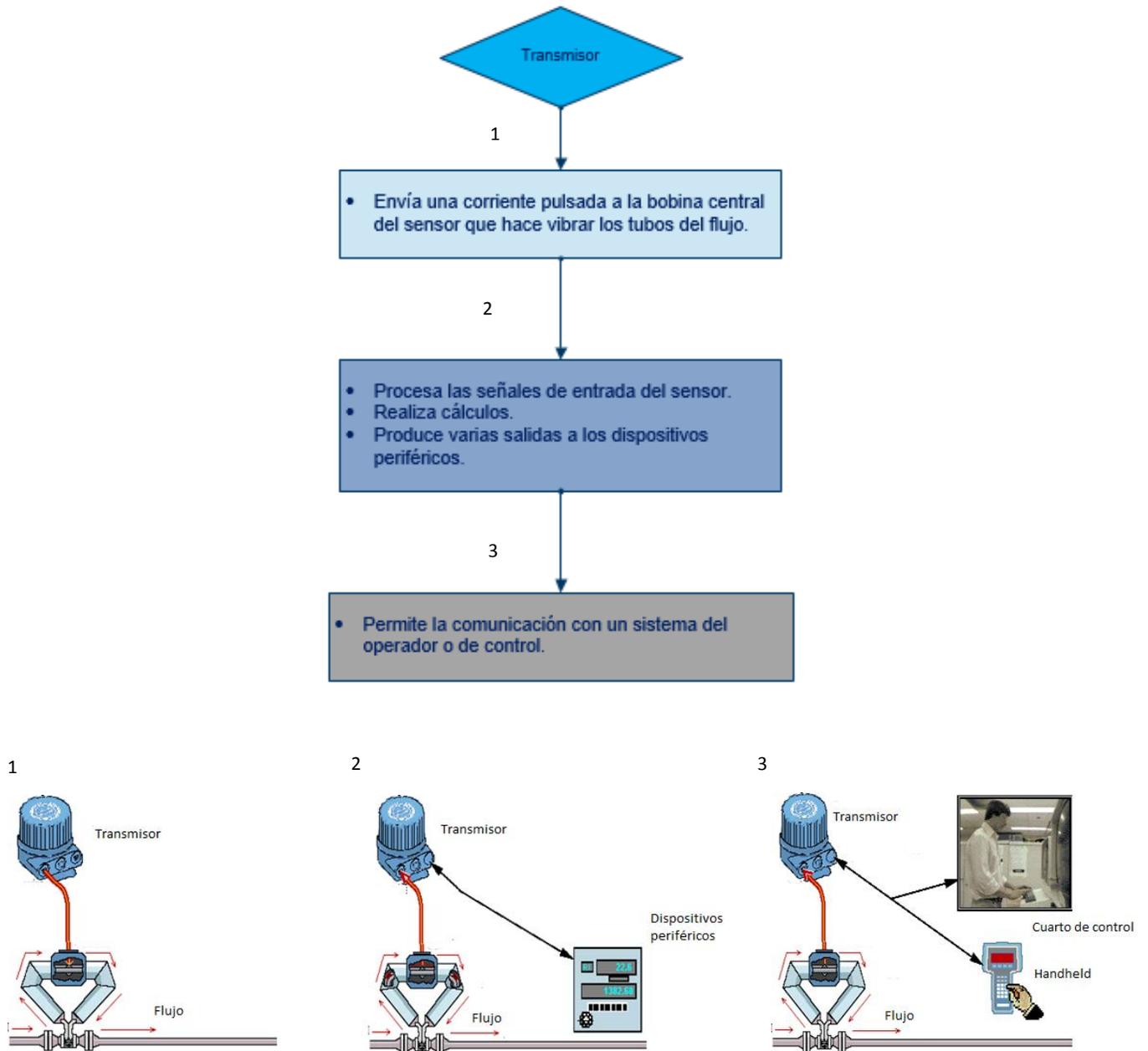


Figura 47. Funcionamiento del transmisor del medidor de flujo por efecto coriolis. (Micro Motion, 2013).

Los transmisores deben basarse en microprocesadores y tener los algoritmos para efectuar los cálculos correspondientes con las señales procedentes del sensor para obtener los parámetros de masa, así como la densidad del fluido e indicar la temperatura



del tubo de flujo. Como lo indica la NRF-313-PEMEX-2013, deben tener integrada una pantalla display digital para representar caracteres alfanuméricos con al menos 2 líneas de 16 caracteres cada una como mínimo, para presentar las lecturas unidireccionales o bidireccionales instantánea y totales de flujo másico, indicación instantánea de temperatura y densidad, así como flujo volumétrico (una vez conocido el flujo másico y la densidad, el transmisor realiza cálculos para determinar el valor del flujo volumétrico).

### 2.4.2.3 Principio de operación de flujo

Durante la operación, se energiza una bobina central que hace que los tubos de flujo vibren en oposición entre ellos, mientras que un tubo se mueve hacia abajo, el otro tubo se mueve hacia arriba y viceversa. Cuando el flujo de proceso entra en el sensor, es dividido, pasando a medias a través de cada tubo de flujo; al fluir en los tubos del sensor se inducen las fuerzas coriolis. Estas fuerzas causan que los tubos de flujo oscilen en oposición el uno al otro: cuando el tubo se está moviendo hacia arriba durante la mitad de su ciclo de vibración, el líquido que fluye en el sensor resiste el moverse hacia arriba empujando hacia abajo el tubo, produciéndose torceduras (esfuerzos de torsión), en los tubos de flujo.



Figura 48. Efecto coriolis producido en los tubos del sensor del medidor. (Micro Motion, 2015).

Las bobinas recolectoras se mueven a través del campo magnético del imán adyacente, el voltaje generado de cada bobina recolectora crea una onda de seno. Debido a que los imanes se montan en un tubo, y las bobinas en el tubo de oposición, las ondas de seno

generadas representan el movimiento de un tubo concierne al otro. Como resultado de la torcedura en los tubos del flujo, las ondas del seno generadas se encuentran fuera de fase como se observa en la figura 49. La cantidad de diferencia del tiempo ( $\Delta t$ ) entre las ondas del seno se mide en microsegundos y es directamente proporcional al caudal total, cuanto mayor es  $\Delta t$ , mayor es el caudal total. Cuando no hay flujo, no hay efecto coriolis, no hay torceduras y las ondas del seno están fase una con otra.

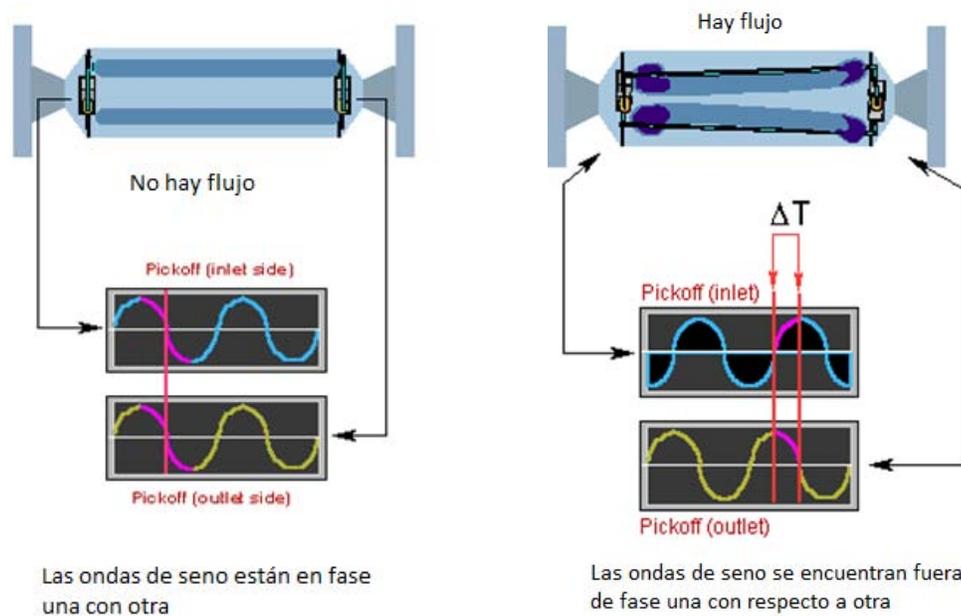


Figura 49. Ondas de seno en fase y fuera de fase. (Micro Motion, 2013).

#### 2.4.2.4 Principio de operación de densidad

La frecuencia de oscilación de los tubos es la base para la medición de la densidad. En el sensor, los tubos corresponden al resorte y la masa de los tubos más su contenido corresponde a la masa en el extremo del resorte como se muestra en la figura 50. Durante la operación, la bobina central es energizada por el transmisor de flujo haciendo que los tubos oscilen en su frecuencia natural, siendo medida esta oscilación por las bobinas captoras.

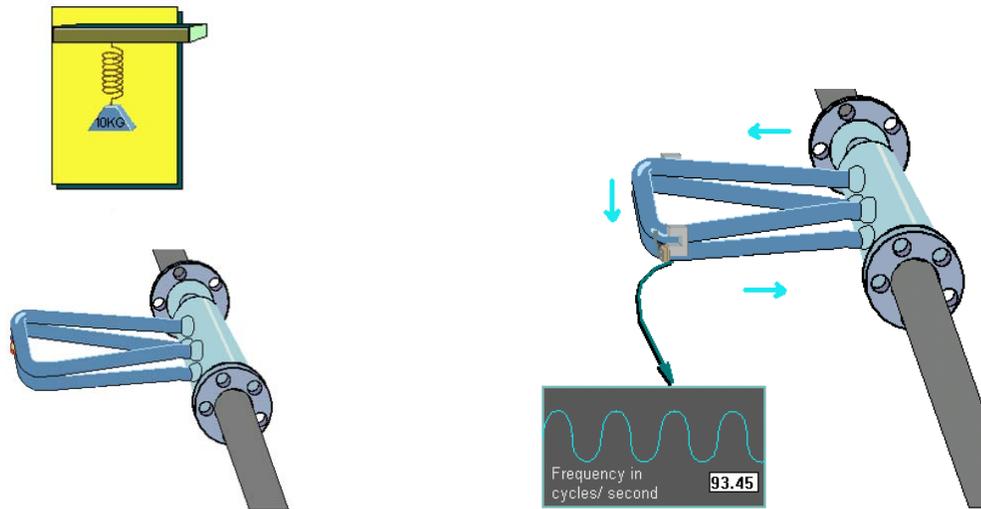


Figura 50. Principio de operación de densidad. (Micro Motion, 2013).

La única manera de que el flujo másico pueda cambiar es si la densidad también cambia. Debido a esta relación entre la masa y la densidad, la frecuencia natural de los tubos del flujo indica no solamente la masa del líquido contenido, sino también la densidad. La densidad del líquido de proceso se puede derivar de la frecuencia de la oscilación del sensor, si la masa se reduce, la frecuencia se incrementa y viceversa. Esta señal de la frecuencia se toma de la bobina izquierda del colector y se mide en ciclos por segundo. Puesto que es más fácil medir el tiempo de los ciclos que contarlos, el transmisor de movimiento computa la densidad de un líquido de proceso usando el período del tubo, es decir, el número de microsegundos por ciclo: el período del tubo se relaciona inversamente proporcional con la frecuencia y por lo tanto la densidad se relaciona directamente con el período del tubo.

#### 2.4.2.5 Principio básico de la medición de flujo por efecto coriolis

Una vez comprendido los principios de operación de funcionamiento del medidor tipo coriolis, se procede a explicar el principio matemático de este medidor:



Si una partícula de masa  $\delta m$  se desplaza con una velocidad constante  $v$ , en el tubo del sensor  $T$  oscilatorio con una velocidad angular  $\omega$  alrededor de un punto fijo  $P$ , la partícula adquiere dos componentes de aceleración:

- a.- Una aceleración radial  $a_r$  (centrípeta) equivalente a  $\omega^2 r$  y dirigido hacia  $P$ .
- b.- Una aceleración transversal  $a_t$  (coriolis) equivalente a  $2\omega v$ , perpendicular a la dirección radial.

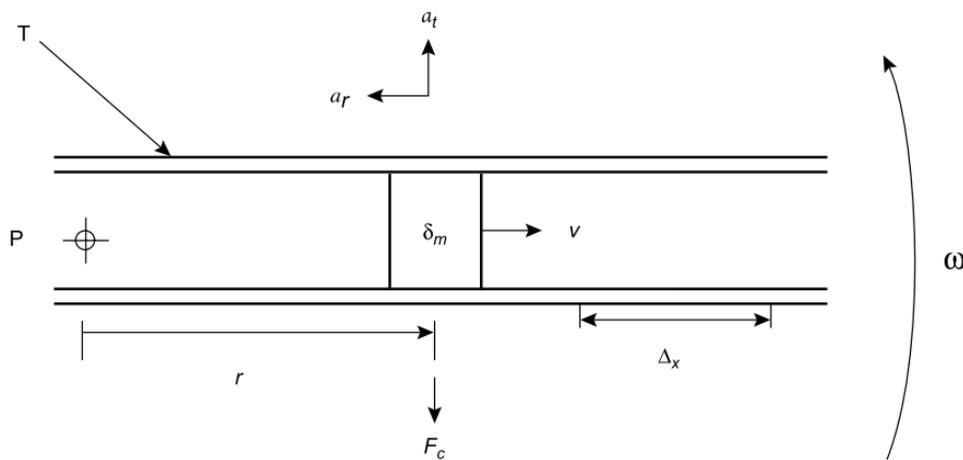


Figura 51. Fuerza coriolis generado en el tubo del sensor. (API MPMS 5.6, 2008)

Para impartir la aceleración coriolis a la partícula, se requiere una fuerza de magnitud  $2\omega v \delta m$  en la dirección de  $a_t$ . Esta fuerza proviene del tubo en oscilación. La reacción de esta fuerza en la oscilación del tubo es la fuerza coriolis:

$$F_c = 2\omega v \delta m$$

Dado que  $\delta m$  es la masa de la partícula que presenta una densidad  $\rho$ , en cualquier largo  $\Delta x$  del tubo en oscilación;  $\delta m = \rho A \Delta x$ , donde  $A$  es el área transversal del tubo; la fuerza coriolis queda expresada de la siguiente manera:

$$F_c = 2\omega v \rho A \Delta x$$

Ya que el flujo másico  $q_m$  puede ser expresado como:



$$\dot{m} = \frac{dm}{dt} = q_m = \rho Av$$

Tenemos que:

$$F_c = 2\omega q_m \Delta x$$

Por consiguiente vemos que la medición de la fuerza coriolis ejercida por el flujo de un fluido en un tubo oscilatorio puede proporcionar una medición del flujo másico. Este es el principio básico del medidor de flujo tipo coriolis.

$$\Delta\phi \text{ de los dos tubos} \sim F_c \sim dm/dt$$

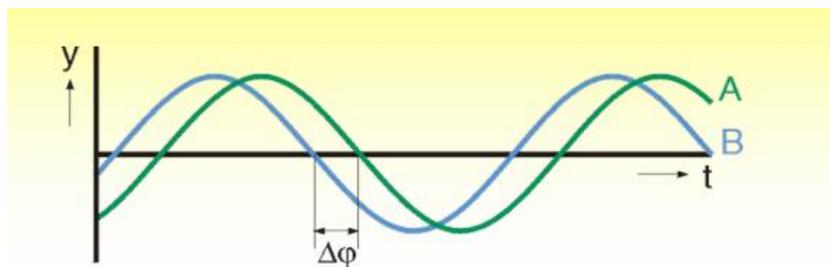


Figura 52. Desfase en las ondas generadas por las bobinas recolectoras.

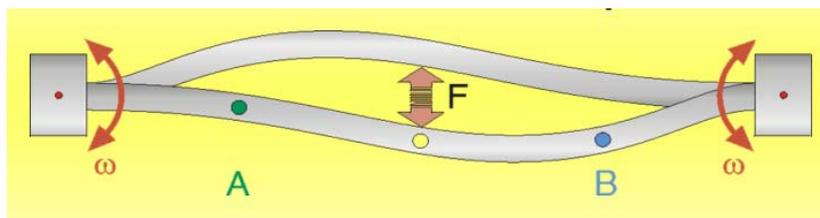


Figura 53. Velocidad angular producida en los tubos de flujo del sensor.

#### 2.4.2.6 Ventajas del medidor tipo coriolis

Las ventajas más significantes de los medidores tipo coriolis es su alta exactitud, comúnmente del orden de  $\pm 0.05\%$  -  $\pm 0.2\%$ , presentan menores fuentes de error al medir



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



el flujo másico directamente, y proveen una mayor rangeabilidad o turndown (20:1 o mayor), que un medidor de placa de orificio que típicamente tiene bajo turndown.

Con el fin de reducir la turbulencia que afecta la precisión y confiabilidad de algunos medidores, se requiere la instalación de acondicionadores de flujo aguas arriba; para los medidores tipo coriolis es innecesaria la instalación de estos equipos ya que son independientes del número de Reynolds, por lo que fluidos extremadamente viscosos también pueden ser medidos, así como fluidos newtonianos, no newtonianos y lodos, gases comprimidos y líquidos criogénicos (en algunos diseños).

Otras ventajas son:

- Buena repetibilidad y reproducibilidad.
- Apto para casi todos los productos (gases, líquidos).
- Es posible la calibración en flujo másico con agua.
- Principio de aplicación universal.
- Puede ser empleado en aplicaciones bidireccionales.
- No tienen partes en movimiento, así que los costos de mantenimiento son mínimos.



*Figura 54. Medidores de flujo por efecto coriolis instalados en una EMRyC.*



A pesar de presentar grandes ventajas, los medidores tipo coriolis también presentan limitaciones y desventajas como son:

- Caída de presión media.
- Se requiere efectuar el cero flujo o zeroing cuando se instala o cada vez que maneja un producto diferente.
- La inversión económica inicial es relativamente alta.
- No hay refacciones en el mercado para los tubos de flujo si llegan a fatigarse, por lo que debe comprarse un medidor nuevo.
- El máximo tamaño que puede encontrarse en el mercado es de 14 in.

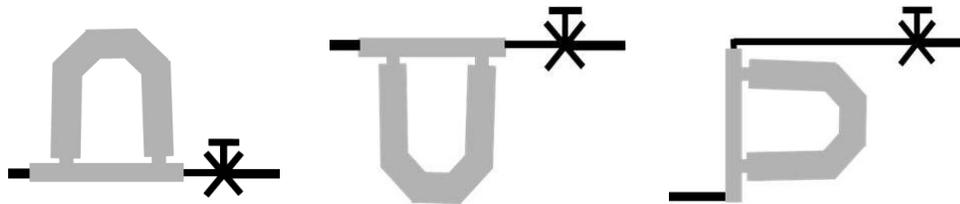
#### **2.4.2.7 Orientaciones recomendadas para medidores tipo coriolis según la aplicación**

Diferentes fabricantes pueden tener requerimientos específicos con respecto a la orientación del sensor en la tubería asociada. Para diferentes condiciones de operación hay restricciones en si el sensor puede encontrarse en línea vertical u orientado en una posición colgante, lateral o ascendente.

En general, la orientación del sensor no afecta el rendimiento, pero el tipo de orientación es restringido por la geometría del tubo de flujo y el potencial de asentamiento o la carga de componentes pesados. Como recomendación, la orientación consiste en tubos del sensor hacia abajo para líquidos, tubos del sensor hacia arriba para gases (autodrenante) y posición bandera para lodos; de tal manera que minimice la posibilidad de carga de componentes pesados en los tubos sensores.

La posición tipo bandera tiene muchas ventajas, una de ellas es que mantiene al medidor limpio de partículas que se le pueden quedar dentro del medidor y afectar la eficiencia del mismo (como en el caso de la posición tipo murciélago).

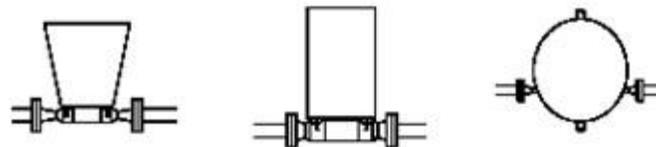
Normalmente la posición del medidor es recomendada por los fabricantes dependiendo del fluido que se vaya a emplear. Las siguientes ilustraciones, tomadas de una guía proporcionada por Micro Motion, nos muestran que la orientación del medidor depende de la densidad del fluido (gas, agua y lodo):



a) Orientaciones para líquidos: tubos hacia abajo, tubería horizontal.



b) Orientaciones para gases (autodrenante): tubos hacia arriba, tubería horizontal.



c) Orientaciones para lodos: montaje en bandera, tubería vertical. La flecha indica la dirección del caudal.

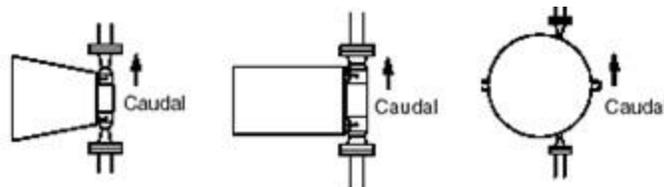


Figura 55. Orientaciones del sensor recomendadas por Micro Motion.

La instalación de estos medidores debe efectuarse en una línea en el que la tubería se encuentre alineada y soportada apropiadamente.

a)



b)



Figura 56. a) Instalación incorrecta y b) correcta de un medidor de flujo másico.

## 2.5 Ventajas y desventajas de medidores de flujo volumétrico con respecto al medidor de flujo tipo coriolis.

| Medidor                  | Ventajas   | Limitaciones   |
|--------------------------|--|--|
| <b>Placa de orificio</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• No tiene componentes móviles.</li> <li>• Ampliamente establecido y aceptado.</li> <li>• Simplicidad.</li> <li>• Facilidad de instalación.</li> <li>• Costo bajo.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Turndown de 5:1.</li> <li>• Menor exactitud en comparación con otros medidores como los de efecto coriolis.</li> <li>• Al presentar una restricción abrupta, se generan pérdidas excesivas de presión no recuperables y mayor turbulencia en el fluido.</li> <li>• Inadecuado en la medición de fluidos con sólidos en suspensión.</li> <li>• La salida no es lineal con el flujo.</li> </ul> |
| <b>Tubo Pitot</b>        | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Económico.</li> <li>• Instrumento liviano, portátil y resistente.</li> <li>• Su instalación no requiere de mucho tiempo.</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se colocan dentro de la tubería.</li> <li>• Con cierta cantidad de partículas en suspensión, las tomas de presión tienden a obstruirse.</li> <li>• Dificultad para medir bajas velocidades de aire.</li> </ul>  |



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



|                                |  |   |
|--------------------------------|--|---|
| <b>Desplazamiento positivo</b> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Apto para fluidos con alta viscosidad.</li><li>• Buena exactitud y repetibilidad.</li><li>• Disponibilidad de piezas de reposición.</li><li>• Exactitud no es afectada por perfil de flujo aguas arriba.</li></ul>   | <ul style="list-style-type: none"><li>• Costos altos de adquisición, especialmente para diámetros grandes.</li><li>• Partes mecánicas susceptibles a deterioro.</li><li>• Reducción severa en el flujo si se atasca el medidor.</li><li>• Requiere de un buen programa de mantenimiento.</li></ul>  |
| <b>Electromagnético</b>        | <ul style="list-style-type: none"><li>• No posee partes móviles.</li><li>• Pérdida de carga mínima.</li><li>• Turndown alto.</li><li>• No presentan obstrucciones al flujo.</li><li>• No son afectados por perturbaciones de flujo aguas arriba del medidor.</li><li>• Bidireccionales.</li></ul>  | <ul style="list-style-type: none"><li>• Alto costo inicial.</li><li>• Necesidad de mano de obra especializada para su instalación, mantenimiento y calibración.</li><li>• El fluido debe tener cierta conductividad eléctrica, por lo que no es aplicable para medición de gases debido a su baja conductividad.</li></ul>  |
| <b>Turbina</b>                 | <ul style="list-style-type: none"><li>• Rápida respuesta y excelente repetibilidad.</li><li>• Facilidad de refaccionamiento.</li><li>• Buena exactitud.</li></ul>  | <ul style="list-style-type: none"><li>• Son afectados si hay partículas en el fluido.</li><li>• Piezas móviles susceptibles a desgastarse.</li><li>• Aplicable para fluidos limpios y no altamente viscosos.</li><li>• Mantenimiento periódico de partes móviles.</li><li>• Su comportamiento es afectado por la presencia de perfiles de velocidad no uniformes.</li></ul>   |
| <b>Coriolis</b>                | <ul style="list-style-type: none"><li>• Buena repetibilidad y reproducibilidad.</li><li>• Muy buena exactitud.</li><li>• Apto para casi todos los productos (gases, líquidos).</li><li>• Principio de aplicación universal.</li><li>• Puede ser empleado en aplicaciones bidireccionales.</li><li>• No tienen partes en movimiento, así que los costos de mantenimiento son menores con respecto a otros medidores.</li><li>• Es insensible a los cambios en el perfil de velocidades.</li><li>• No requiere tramos de entrada ni de salida.</li><li>• Otorgan menor incertidumbre en la medición.</li></ul> | <ul style="list-style-type: none"><li>• Pérdida de carga media.</li><li>• Se requiere efectuar el cero flujo o zeroing cuando se instala o cada vez que maneja un producto diferente.</li><li>• La inversión económica inicial es relativamente alta.</li><li>• No hay refacciones en el mercado para los tubos de flujo si llegan a fatigarse, por lo que debe comprarse un medidor nuevo.</li><li>• El máximo tamaño que puede encontrarse en el mercado es de 14 in.</li><li>• Algunos modelos de gran tamaño son muy pesados.</li></ul> |
| <b>Ultrasónico</b>             | <ul style="list-style-type: none"><li>• No tiene componentes móviles.</li><li>• No presentan obstrucciones al</li></ul>  | <ul style="list-style-type: none"><li>• Se requiere contar con tubería recta (longitud 20 veces su diámetro)</li></ul>  |



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



|               |  |  |
|---------------|--|--|
|               | <p>flujo.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bidireccionales.</li> <li>• Limpieza fácil.</li> <li>• Rango de medición amplio.</li> <li>• Debido a que no son invasivos, la pérdida de presión se debe sólo a la fricción que hay en la tubería.</li> <li>• Puede medir flujos de líquidos con partículas suspendidas (caso medidor tipo Doppler).</li> </ul> | <p>aguas arriba de medidor.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere acondicionamiento de flujo si el arreglo de tuberías no favorece el régimen de flujo.</li> <li>• Requiere de servicios técnicos especializados para su calibración.</li> </ul>   |
| <b>Vórtex</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalación simple.</li> <li>• Sin partes móviles.</li> <li>• Mantenimiento mínimo.</li> <li>• Insensible a las vibraciones de la tubería.</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Es afectado por fluidos abrasivos que pueden desgastar el cono generador de vórtices.</li> <li>• Flujo turbulento requerido. No pueden medir velocidades del fluido demasiado bajas (<math>Re &lt; 4000</math>).</li> <li>• Flujos pulsantes afectan negativamente la exactitud de la medición.</li> <li>• No recomendables para fluidos altamente viscosos.</li> </ul> |

*Tabla 7. Ventajas y limitaciones de medidores de flujo.*

| Tipo de medidor de flujo | Ventajas del medidor de flujo coriolis  |
|--------------------------|---|
| Ultrasónico              | Sin requerimiento de tramos rectos de tubería e instrumentación adicional como acondicionadores de flujo. |
| Magnético                | Puede medir flujos de gas y líquidos no conductivos.  |
| Vórtex                   | Puede medir flujo laminar.  |
| Presión diferencial      | Mejor exactitud.  |
| Turbina                  | Por no poseer partes móviles, son de fácil mantenimiento y además puede medir flujos viscosos.            |

*Tabla 8. Ventajas del medidor de flujo tipo coriolis con respecto a otros medidores de flujo.*



| Tipo de medidor de flujo | Desventajas del medidor de flujo coriolis                                      |
|--------------------------|--|
| Ultrasónico              | Sólo puede medir el flujo en tamaños de tubería igual o menor a 14 in.         |
| Magnético                | Se produce mayor caída de presión.   |
| Vórtex                   | Sensible a las vibraciones de la tubería.                                      |
| Presión diferencial      | Presentan un mayor costo inicial.  |
| Turbina                  | Presentan mayor costo inicial y menor repetibilidad que los medidores turbina. |

Tabla 9. Desventajas del medidor de flujo tipo coriolis con respecto a otros medidores de flujo.

## 2.6 Costos de medidores de flujo

Los medidores de flujo disponibles en el mercado son numerosos y variados, por lo que al efectuar una decisión en la selección de un medidor de flujo deben tomarse varias consideraciones. Una de estas consideraciones es el costo, el cual es difícil de tabular debido a que el rango del precio de cada tecnología es amplio; en la gráfica 10 se muestran los precios de algunos medidores, tomados del estándar British Standard BS 7405 y de algunas cotizaciones solicitadas a Rheonik.

Como se puede apreciar, la exactitud en la medición de flujo es reflejada en los precios, los medidores de placa de orificio, los cuales presentan una menor exactitud con respecto a otros medidores, presentan los menores costos, éstos no se elevan drásticamente de acuerdo con el tamaño de la tubería a diferencia del medidor turbina, cuyo costo aumenta considerablemente con el tamaño de la línea.

Como se observa tanto en la gráfica 10 como en la tabla 11, el costo inicial de un medidor tipo coriolis es más alto con respecto a otras tecnologías de medición de flujo, sin embargo si consideramos otros costos como son los de instalación, mantenimiento,



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



costos de ingeniería, costos de adquisición de otros dispositivos requeridos en la estación de medición, el medidor coriolis presenta un costo neto aceptable. De acuerdo con los resultados obtenidos en la tabla 11, aunque el costo neto del medidor coriolis se encuentra \$ 10,000 arriba del costo neto del medidor turbina, si consideramos el error en la exactitud al emplear el medidor turbina (ver tabla 12), se encuentran en juego \$ 10,000 diarios, lo que a largo plazo se podrían generar grandes pérdidas, esta misma situación se presenta al emplear un medidor de placa de orificio, que a largo plazo se obtendrían las mayores pérdidas que al emplear otros medidores como los de desplazamiento positivo. Al considerar la mayor exactitud que presentan los medidores, el medidor tipo coriolis es una buena opción al reducir las pérdidas económicas por mediciones inexactas.

En cuanto a medidores ultrasónicos, tanto éstos como los medidores tipo coriolis han representado las categorías de los medidores de flujo con mayor y rápido crecimiento, en conjunto con los medidores de flujo multifásico. De acuerdo con Emerson, para la medición de hidrocarburos líquidos y gas natural en aplicaciones de transferencia de custodia, el uso de medidores tipo coriolis para diámetros menores e iguales a 12 in. de diámetro es una buena opción, mientras que para diámetros mayores a 12 in., el empleo de la tecnología ultrasónica es la opción, incluso el AGA 9 las aprueba para transferencia de custodia de gas natural. En estos últimos 5 años, tres compañías han introducido medidores tipo coriolis para tamaños de línea arriba de 6 in., estas compañías son Micro Motion, Endress + Hauser y Khrone; estos medidores están diseñados para tamaños de línea de 8 in – 14 in, y son principalmente diseñados para transferencia de custodia de petróleo y gas (Jesse Yoder, 2014), no obstante como se observa en la gráfica 10, el costo de estos medidores aumenta drásticamente con el diámetro de la tubería a partir de 6 in.



Figura 57. Medidor coriolis instalado en una línea de 10 in de diámetro nominal.

De acuerdo con personal de CFE, en líneas de 6 in., los medidores turbina han presentado los mayores costos de mantenimiento y los medidores ultrasónicos han presentado los mayores costos de calibración, como se observa en la tabla 10.

| Medidor           | Precio Unitario | Instalación  | Mantenimiento | Calibración               |
|-------------------|-----------------|--------------|---------------|---------------------------|
| Turbina           | \$52,740.08     | \$ 52,609.90 | \$ 121,430.00 | \$ 76,210.37              |
| Ultrasónico       | \$ 44,954.60    | \$ 46,100.00 | \$ 33,250.00  | \$ 500,000.00             |
| Coriolis          | \$ 213,471.55   | \$ 25,705.50 | \$ 39,936.00  | \$ 70,560.00              |
| Placa de orificio | \$ 25,046.00    | \$51,909.90  | \$67,760.00   | \$37,569.00 <sup>19</sup> |

Tabla 10. Costos de instalación, mantenimiento y calibración de medidores de flujo instalados en tuberías de 6 in (\$ Pesos mexicanos). Fuente: CFE y Emerson.

<sup>19</sup> Implica la calibración de transmisores multivariables de presión estática, presión diferencial y temperatura.



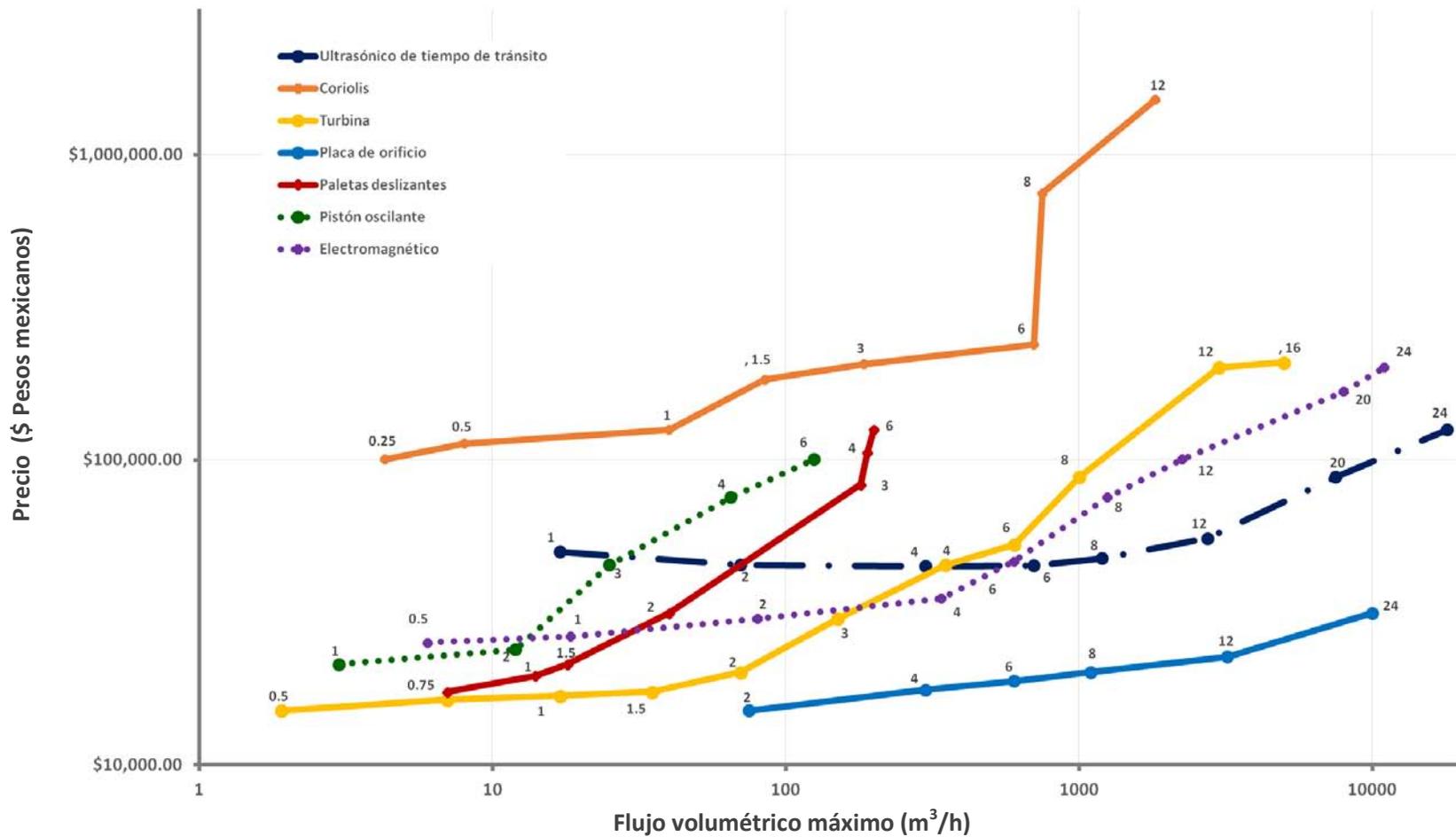
## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



En cuanto a medición de flujo de gas natural, de acuerdo con las especificaciones de Emerson, el medidor coriolis presenta un mayor error en la exactitud ( $\pm 0.25\%$ ), que el medidor ultrasónico ( $\pm 0.1\%$  para los que presentan 4 vías y  $\pm 0.2\%$  para los que presentan 1 o 2 vías), no obstante de acuerdo con personal de CFE, al momento de calibrar los medidores ultrasónicos, cuyo costo es sumamente elevado con respecto a otros medidores como se observa en la tabla anterior, éstos han presentado un error máximo de  $\pm 0.4\%$ .



*Figura 58. Instalación de un medidor coriolis en una línea de 3 in y un medidor ultrasónico en una línea de 16 in.*



Gráfica 10. Precios de medidores (\$ Pesos mexicanos). Fuentes: British Standard BS 7405 y Rheonik. Los valores indicados en las gráficas corresponden al diámetro de la línea (pulgadas) donde es instalado el medidor. Los medidores de pistón oscilante y paletas deslizantes son de desplazamiento positivo.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



|                                     | Coriolis      | Placa de orificio | Turbina       |
|-------------------------------------|---------------|-------------------|---------------|
| <b>Costo de adquisición</b>         |               |                   |               |
| Medidor                             | \$ 213,471.55 | \$ 25,046.00      | \$ 52,740.08  |
| Tubería recta                       |               | \$ 17,890.00      | \$ 17,890.00  |
| Filtro                              | \$ 8,700.00   | \$ 8,700.00       | \$ 8,700.00   |
| Sensor de presión                   | \$ 7,156.00   | \$ 8,945.00       | \$ 7,156.00   |
| Sensor de temperatura               |               | \$ 4,472.50       | \$ 4,472.50   |
| Computador de flujo                 | \$ 17,890.00  | \$ 17,890.00      | \$ 17,890.00  |
| Instalación eléctrica               | \$ 7,110.00   | \$ 41,147.00      | \$ 9,500.00   |
| Acondicionador de flujo             |               | \$ 3,578.00       | \$ 3,578.00   |
| <b>Costos de ingeniería</b>         |               |                   |               |
| Medidor de flujo                    | \$ 8,915.00   | \$ 17,890.00      | \$ 17,890.00  |
| Computador de flujo                 | \$ 3,345.00   | \$ 3,345.00       | \$ 3,345.00   |
| Instalación eléctrica               | \$ 3,578.00   | \$ 3,578.00       | \$ 3,578.00   |
| <b>Costo de instalación</b>         |               |                   |               |
| Medidor                             | \$ 8,815.00   | \$ 17,850.00      | \$ 18,550.00  |
| Tubería recta                       |               | \$ 8,970.00       | \$ 8,970.00   |
| Filtro                              | \$ 8,945.00   | \$ 8,945.00       | \$ 8,945.00   |
| Sensor de presión                   | \$ 1,789.00   | \$ 1,789.00       | \$ 1,789.00   |
| Sensor de temperatura               |               | \$ 1,789.00       | \$ 1,789.00   |
| Computador de flujo                 | \$ 3,473.00   | \$ 3,473.00       | \$ 3,473.00   |
| Cableado                            | \$ 2,683.50   | \$ 7,126.00       | \$ 7,126.00   |
| Acondicionador de flujo             |               | \$ 1,967.90       | \$ 1,967.90   |
| <b>Costo de calibración</b>         | \$ 70,560.00  | \$37,569.00       | \$ 76,210.37  |
| <b>Costo de mantenimiento anual</b> |               |                   |               |
| Reparación del medidor              | \$ 16,101.00  | \$ 35,780.00      | \$ 89,450.00  |
| Presión                             | \$ 14,890.00  | \$ 14,890.00      | \$ 14,890.00  |
| Temperatura                         |               | \$ 8,145.00       | \$ 8,145.00   |
| Computador de flujo                 | \$ 8,945.00   | \$ 8,945.00       | \$ 8,945.00   |
| <b>Total</b>                        | \$ 406,367.05 | \$ 309,720.04     | \$ 396,989.85 |

*Tabla 11. Comparativa detallada de precios (\$ Pesos mexicanos) de un medidor coriolis con respecto a un medidor turbina y un medidor tipo placa de orificio, instalados en tuberías de 6 in.<sup>20</sup>*

<sup>20</sup> Fuentes: Herczeg John, 1.- "The basics of flow measurement with coriolis meters: Part 2"; Emerson Process, September 2014. 2.- Datos proporcionados por CFE.

Tipo de cambio: 1 dólar = \$ 17.89 pesos



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



*Sistema de medición de \$ 5,000,000 diarios de diesel.*

|                         | Exactitud | Costo error diario | Costo error anual | Costo error (3 años) |
|-------------------------|-----------|--------------------|-------------------|----------------------|
| Placa de orificio       | ± 0.25    | \$12,500.00        | \$4,562,500.00    | \$13,687,500.00      |
| Coriolis                | ± 0.05    | \$2,500.00         | \$912,500.00      | \$2,737,500.00       |
| Turbina                 | ± 0.2     | \$10,000.00        | \$3,650,000.00    | \$10,950,000.00      |
| Ultrasónico             | ± 0.15    | \$7,500.00         | \$2,737,500.00    | \$8,212,500.00       |
| Desplazamiento positivo | ± 0.1     | \$5,000.00         | \$1,825,000.00    | \$5,475,000.00       |

*Tabla 12. Costo asociado (\$ pesos mexicanos) al error en medición de flujo (líquido).*

| Medidor de flujo        | Incertidumbre en calibración (%) | Incertidumbre adicional por condiciones de instalación y operación (%) |
|-------------------------|----------------------------------|--|
| Placa de orificio       | ±0.50                            | ±0.60  |
| Desplazamiento positivo | ±0.40                            | ±0.20  |
| Turbina                 | ±0.30                            | ±0.20  |
| Ultrasónico             | ±0.30                            | ±0.20  |
| Coriolis                | ±0.06                            | ±0.20  |

*Tabla 13. Incertidumbre en medición.<sup>21</sup>*

### 2.7 Consideraciones al seleccionar un medidor coriolis

Otra mayor consideración al seleccionar un medidor coriolis es la exactitud y precisión otorgada al manejar las condiciones de operación requeridas. Para ello se proporciona al fabricante la siguiente información: rango de flujo, rango de presiones y rango de temperaturas, temperatura y presión del flujo, caída de presión permisible y propiedades del fluido tales como densidad y viscosidad del flujo. La presión máxima es requerida para asegurar que el rating mecánico del medidor es suficiente, y la presión mínima es requerida para determinar que el flujo no llegue a su presión de vapor.

<sup>21</sup> Fuente: Durán Atilano, Iván; "Medición de fluidos por efecto de coriolis"; UNAM, Abril 2010, pp. 197.



El fabricante proporcionará información de los medidores ideales para la aplicación, en algunos casos proporciona dos o más opciones; por lo que la siguiente tarea es elegir el tamaño apropiado del sensor que optimice la relación entre la caída de presión y la medición del error. Por ejemplo, la gráfica 11 muestra la relación entre la caída de presión y el error en la medición de flujo de gas natural con densidad relativa de 0.6. Como se observa, a un flujo dado, en los tubos de flujo de un diámetro de 2 in, la caída de presión y la velocidad de gas son mayores que en tubos de flujo de diámetro mayor (3 in), sin embargo el error de medición de flujo es reducido.

Es recomendable conocer la rangeabilidad deseada para evitar que el flujo llegue a la estabilidad cero, donde ocurre una desviación en la indicación del cero y llega a ser significativa al operar a flujos muy bajos dentro del turndown del medidor (ver gráfica 12).

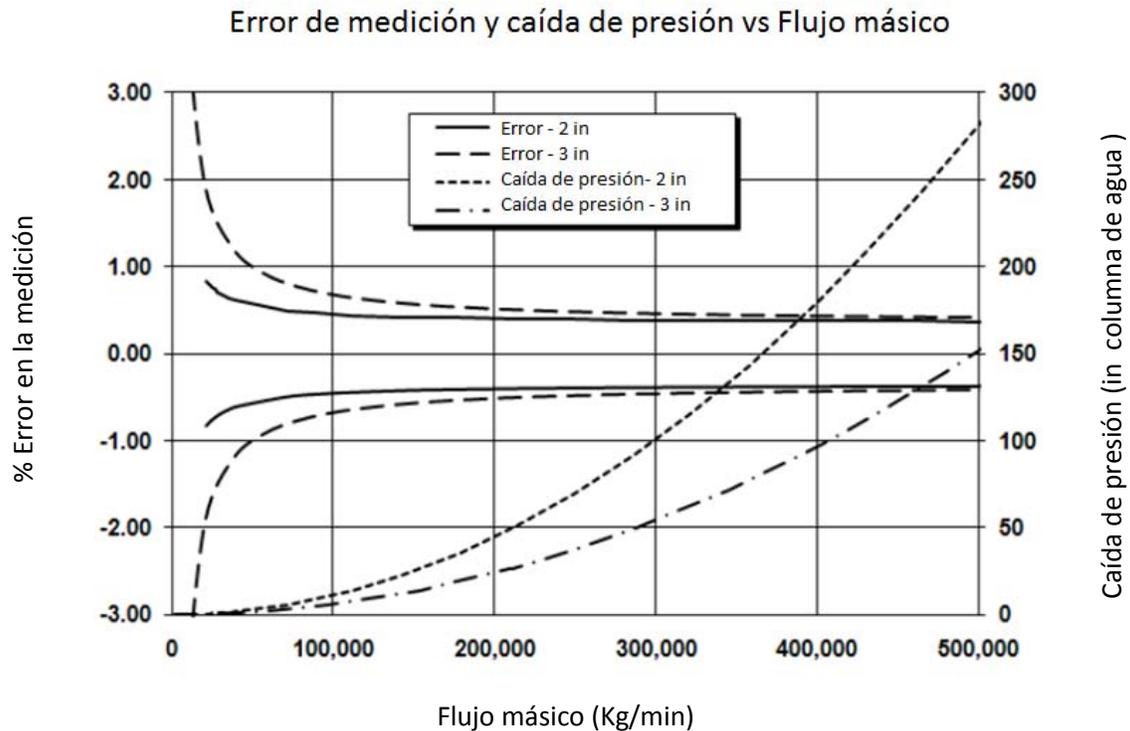
La estabilidad cero, valor dependiente del diseño del sensor y la electrónica, es un error sistemático de un medidor de flujo tipo coriolis que ocurre cuando no hay flujo en los tubos del sensor ocasionando un desplazamiento del cero. Debido a la limitación del sensor de diferenciar un flujo cero con un flujo bajo dentro del turndown del medidor, se presenta la estabilidad cero al manejar dichos flujos bajos: “El error asociado con la estabilidad cero es un valor fijo como  $\pm 0.05$  Kg/min que afecta la medición de flujo por esa cantidad durante el rango de operación cuando se manejan flujos bajos”, (David Spitzer, 2016). Al funcionar el medidor a caudales donde el error en la medición comienza a desviarse con respecto al valor nominal establecido, la exactitud está determinada por la fórmula:  $\text{exactitud} = (\text{estabilidad cero/caudal}) * 100\%$  (Micro Motion, 2015). La repetibilidad se ve afectada de manera similar por las condiciones de caudal bajo.

En la gráfica 12, se muestra que la estabilidad cero comienza a gobernar cuando el caudal se acerca al extremo inferior del rango de flujo (5% del valor de flujo nominal y altos turndowns), donde el error en la exactitud del medidor comienza a desviarse.

Este comportamiento debe ser proporcionado por el fabricante, y la tendencia es la misma para todos los medidores de flujo tipo coriolis, por lo que al operar con flujos bajos, el



error en la medición e incertidumbre se incrementan, recomendándose en este caso, el manejo de flujos donde el error en la exactitud sea mínimo y constante.



Gráfica 11. Relación entre el error en la medición de flujo y la caída de presión en diámetros de tubos de flujo de 2 in y 3 in. Fuente: AGA 11.

La gráfica 11 fue tomada del AGA 11, el cual se detallará más adelante; de acuerdo con esta práctica, la caída de presión es determinada de la siguiente manera:

$$\Delta P = \frac{K \rho_f v^2}{2g_c}$$

Donde:

$\Delta P$  = Caída de presión

$K$  = Coeficiente de caída de presión

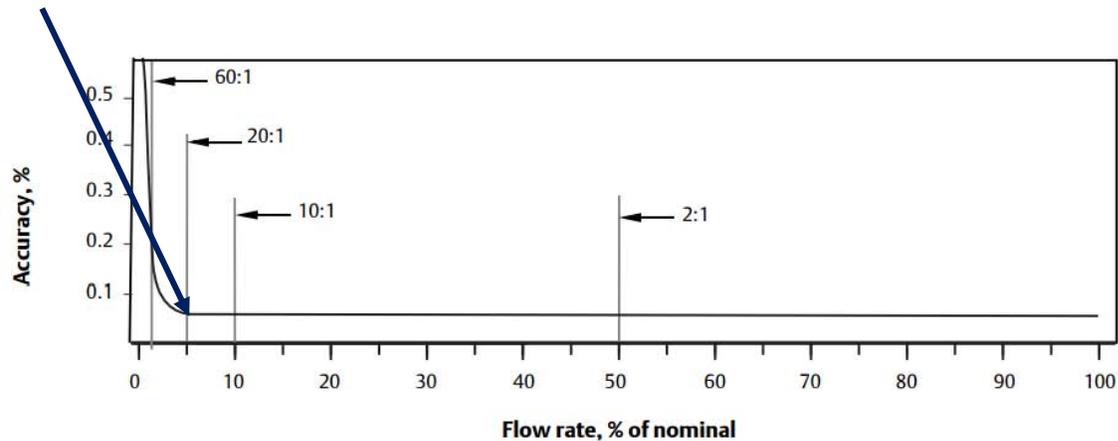
$\rho_f$  = Densidad del fluido

$v$  = Velocidad del flujo



$g_c$  = Factor de conversión gravitacional

Punto donde inicia la estabilidad cero



Gráfica 12. Error de medición de flujo vs % del flujo nominal. Se indican las rangeabilidades y el flujo donde inicia la estabilidad cero. Fuente: Micro Motion, ELITE.

Como se mencionó anteriormente, la geometría de los tubos del sensor del medidor coriolis empleados en CFE es en forma U. No se emplea el tubo recto ya que a pesar de generar una reducida caída de presión, ser fáciles de limpiar y presentar un diseño compacto, la rigidez del tubo permite en todo caso una mínima amplitud de oscilación, por lo que las señales del sensor provenientes tienen una mayor frecuencia, menor amplitud y menor diferencia de fase, y proporcionan una respuesta más tardada. Incluso el fabricante más popular de medidores de tubo recto ha comprendido la gran desventaja de este tipo de tubo con respecto a la calidad de la medición, y actualmente produce diseños diferentes. Además, está demostrado que el diseño de tubo dual es el más eficiente para cancelar los efectos de vibraciones externas. (Iberfluid, 2013).



### Capítulo 3. Normas concernientes a la medición de flujo por efecto coriolis

Las normas de medición de flujo de fluidos que envuelven la introducción de una nueva tecnología se desarrollan a través de muchos años y la revisión, así como su aprobación es un proceso rígido y lento.

Existen las siguientes normas, prácticas y estándares publicados, concernientes a la medición de flujo por efecto coriolis:

1. ASME MFC – 11M – 1994 “Measurement of fluid flow by means of coriolis mass flow meters”.
2. ISO 10790 “Measurement of fluid flow in closed conduits – Guidance to the selection, installation, and use of coriolis meters (mass flow, density, and volume flow measurements)”.
3. API Manual of Petroleum Measurement Standards – Chapter 5 Metering, Section 6 – Measurement of liquid hydrocarbons by coriolis meters, october 2002.
4. NRF–313-PEMEX- 2013. Instrumento medidor de flujo tipo coriolis.
5. AGA Report No. 11. (Measurement of natural gas by means coriolis meters - Medición del gas natural mediante medidores tipo coriolis).

La NRF-313-PEMEX-2013 es una norma de referencia<sup>22</sup> que establece los requisitos de diseño, materiales, inspección y pruebas, transporte y documentación de los instrumentos medidores de flujo tipo coriolis para medir flujo másico de hidrocarburos en aplicaciones de medición, control de proceso y transferencia de custodia, aplica para medición de hidrocarburos fase gas con densidades relativas entre 0.554 y 0.87, así como hidrocarburos en fase líquida o gas con temperaturas hasta de 200 °C. Esta norma indica

---

<sup>22</sup> Con fundamento en el artículo 67 de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, las normas de referencia son las que elaboran las entidades de la administración pública (como PEMEX y CFE), en aquellos casos en que las normas mexicanas o internacionales no cubran sus requerimientos.



varios puntos indispensables para asegurar un buen funcionamiento y mantenimiento de medidores tipo coriolis como son:

- a) La velocidad del hidrocarburo en fase líquida en el interior de los tubos sensores debe ser mayor o igual a 0.5 m/s (1.6 ft/s) y debe ser menor a 6 m/s (19.7 ft/s). La velocidad del hidrocarburo en fase gas en el interior de el o los tubos sensores no debe ser mayor a la mitad de la velocidad sónica (0.5 Mach).
- b) Los hidrocarburos en fase líquida que contengan partículas sólidas no deben causar erosión en los tubos sensores del medidor; para estas aplicaciones la velocidad debe ser menor de 3 m/s (10 ft/s).
- c) El sensor debe soportar esfuerzos mecánicos originados por el propio sistema de tubos en oscilación, temperatura, presión; y ser inmune a la vibración de la propia tubería donde se instale.
- d) Para hidrocarburos en fase líquida no se deben tener fenómenos de intermitencia “flasheo” o cavitación.
- e) Cuando se midan fluidos tóxicos o flamables, debe suministrarse una envolvente o cubierta de contención secundaria para protección al medio ambiente, el cual alternativamente puede incluir un disco de ruptura.<sup>23</sup>
- f) La electrónica debe operar para un rango de temperatura ambiente desde -20 °C hasta 60 °C.
- g) Para fase líquida, la exactitud debe ser clase 0.3 con un factor de cobertura  $k=2$  como se establece en la OIML R117-1-2007.

<sup>23</sup> . Disco de ruptura es un equipo de seguridad consistente en una membrana diseñada para romperse y permitir el paso del fluido cuando se presenta una sobrepresión en una tubería o equipo.



h) Para fase gas, la exactitud debe ser clase 0.5 con un factor de cobertura  $k=2$  como se establece en la OIML R 137-1:2006.

De acuerdo con la OIML R117-1-2007, hay cinco clases de exactitud tomando en consideración la aplicación del sistema de medición (Ver tabla 14). En la tabla 15, la línea A muestra los errores máximos permisibles aplicables a sistemas de medición completos, para todos los líquidos, todas las temperaturas y presiones de flujos, a excepción de los flujos especificados en otras clases. La línea B muestra los errores máximos permisibles aplicables en una aprobación de modelo y/o verificación inicial del medidor de flujo.<sup>24</sup>

| Clase | Tipo de sistema de medición  |
|-------|--|
| 0.3   | -Medición de sistemas en tuberías (a excepción de lo que se establece en las clases de exactitud 1.0, 1.5 y 2.5)   |
| 0.5   | -Combustibles para motores de vehículos.<br>-Medición de sistemas en tanques para líquidos de baja viscosidad.<br>-Medición de sistemas para la descarga de buquetanques y autotanques.<br>-Medición de sistemas para leche, cerveza y otros líquidos.<br>-Medición de sistemas para descarga de barcos.   |
| 1.0   | -Sistemas de medición para gases licuados (diferentes a los gases licuados de petróleo, LPG), sujetos a presión y a temperaturas mayores a $-10^{\circ}\text{C}$<br>Medición de sistemas:<br>-Usadas para líquidos cuya viscosidad dinámica es más alta que $1000 \text{ mPa}\cdot\text{s}$<br>o<br>-Cuyo flujo máximo no es más grande que $20 \text{ L/h}$ o $20 \text{ Kg/h}$ |
| 1.5   | -Medición de sistemas para dióxido de carbón licuado<br>-Medición de sistemas para gases licuados bajo presión medida a temperaturas por debajo de $-10^{\circ}\text{C}$ .   |
| 2.5   | -Sistemas de medición para líquidos criogénicos  |

*Tabla 14. Clases de exactitud de acuerdo al tipo de sistema de medición según la OIML R 117-2007.*

<sup>24</sup> Loza Guerrero y Dario Alejandro; "La metrología de flujo de líquidos en México", Centro Nacional de Metrología, pág. 3.



|   | Clases de Exactitud |              |              |              |              |
|---|---------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|   | 0.3                 | 0.5          | 1.0          | 1.5          | 2.5          |
| A | $\pm 0.3 \%$        | $\pm 0.5 \%$ | $\pm 1.0 \%$ | $\pm 1.5 \%$ | $\pm 2.5 \%$ |
| B | $\pm 0.2 \%$        | $\pm 0.3 \%$ | $\pm 0.6 \%$ | $\pm 1.0 \%$ | $\pm 1.5 \%$ |

Tabla 15. Errores máximos permisibles de acuerdo a la clase de exactitud según la OIML R-177.

La norma API MPMS 5.6 es aplicable en la transferencia de custodia de hidrocarburos líquidos, en él se mencionan los métodos de calibración y verificación de los medidores de flujo másico tipo coriolis, así como su instalación, operación y mantenimiento.

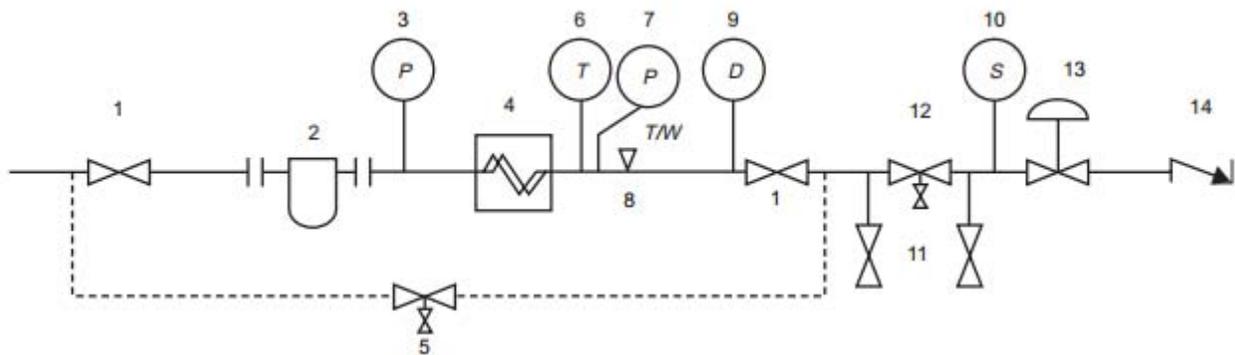


Figura 59. Esquema típico para instalar un medidor coriolis de acuerdo al estándar API 5.6.

La figura 59, muestra un esquema típico recomendado de los componentes que deben ser instalados junto con el medidor coriolis, con el fin de llevar a cabo una buena medición en operaciones de transferencia de custodia. La nomenclatura es la siguiente:

1. Válvula de bloqueo.
2. Filtro/eliminador de aire (opcional).
3. Indicador de presión (opcional).
4. Medidor tipo coriolis.
5. Bypass del medidor (opcional) con válvulas de doble sello.



6. Indicador de temperatura.
7. Indicador de presión.
8. Termopozo de prueba (opcional).<sup>25</sup>
9. Medición de densidad (opcional).
10. Toma de muestra.
11. Disparos para efectuar la calibración con válvulas de bloqueo.
12. Válvula de doble sello para efectuar el cero y la calibración del medidor de flujo.
13. Válvula de control (cuando sea necesario).
14. Válvula de retención “check” (cuando sea necesario).

a)



b)



Figura 60. a) Termopozo roscado, b) Termopozo bridado de cuerpo cónico.

El indicador de presión, puede ser un medidor de Bourdon, de carátula tipo C, un dispositivo mecánico conectado directamente sobre recipientes de proceso y tuberías. Conforme se eleva la presión en un sistema, el tubo de Bourdon tiende a enderezarse debido a la diferencia en áreas entre sus diámetros interior y exterior. Esta acción ocasiona que la aguja se mueva e indique la presión apropiada en la carátula. Debe de estar calibrado de tal manera que marque cero a la presión atmosférica del lugar.

<sup>25</sup> El termopozo es una barra perforada por el interior, una protección mecánica que protege y prolonga la vida útil de elementos como sensores de temperatura, que se encuentran expuestos a ambientes corrosivos, así como a entornos difícilmente apropiados. Generalmente está fabricado de acero inoxidable AISI 304 o 316. Un termopozo también permite sustituir un instrumento durante un mantenimiento/calibración sin perturbación y sin interrumpir el proceso.

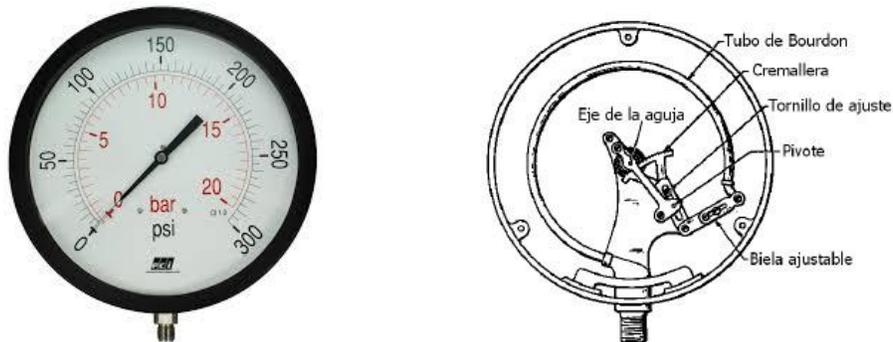


Figura 61. Manómetro de Bourdon.

### 3.1 Efectos externos que causan el desplazamiento del cero

Cuando los medidores de flujo tipo coriolis fueron introducidos, se llegó a pensar que la exactitud del medidor era independiente de variaciones en las propiedades del flujo como la temperatura y presión, ya que la fuerza coriolis depende solamente del flujo másico y es independiente de los cambios en las propiedades del flujo. No obstante, experiencias han mostrado que la deformación en el tubo de flujo es influenciada por las condiciones del proceso, afectando con ello la medición. Con los desarrollos de la tecnología del medidor tipo coriolis, los fabricantes han considerado en sus nuevos diseños la eliminación o minimización de estos efectos.

De acuerdo con la norma API 5.6; las características metrológicas obtenidas de la medición por efecto coriolis, son afectadas por los siguientes factores:

#### a. Efecto de las propiedades del fluido y condiciones de operación

Si se presenta una alteración en la instalación del medidor o cambios significativos en las propiedades del fluido así como en las condiciones de operación, ocurre un desplazamiento del cero y por lo tanto un cambio en el factor del medidor. Por lo tanto, el medidor de flujo tipo coriolis deberá ser calibrado y ajustado bajo estas nuevas



condiciones, asegurando la precisión y exactitud requeridas. Estas propiedades del fluido y condiciones de operación son:

**Temperatura del flujo:** Cambios significantes en la temperatura del flujo afecta la elasticidad de los tubos en oscilación ocasionando por lo tanto un traslado de origen.

**Presión del flujo:** Cambios significantes en la presión, pueden afectar las vibraciones de los tubos sensores; esta sensibilidad a la presión tiende a incrementarse con el tamaño de los tubos sensores, efecto conocido como efecto de presión de flujo.

#### b. Flujo bifásico

Cuando el flujo es bifásico, es decir hay presente gas o aire en una corriente de líquido, afecta negativamente el rendimiento del medidor coriolis, al ocurrir un cambio brusco de la frecuencia de vibración del tubo o tubos, produciéndose con ello un desplazamiento del cero del instrumento. En esta situación generalmente los dispositivos pierden su condición de referencia y dejan de medir correctamente, solamente recuperan la condición operativa óptima cuando se retira del tubo de caudal hasta la última burbuja de gas. Este flujo puede presentarse debido a condiciones de flujo intermitente o a las condiciones presentes a lo largo de la tubería.

#### c. Caída de presión

Como se mencionó anteriormente una gran desventaja del medidor de flujo tipo coriolis es la caída de presión originada por la reducción del área de flujo en los tubos sensores. Esta caída de presión se incrementa conforme aumenta la viscosidad y el flujo volumétrico, (ver gráfica 14).

Dicha información debe ser proporcionada por los fabricantes de estos medidores, con el fin de determinar la caída de presión esperada en el medidor al emplear una cierta geometría del sensor y ciertas condiciones de flujo. Conociendo esta información y



considerando la caída de presión ocasionada por el arreglo de la tubería en general, permite al usuario prevenir fenómenos que afectan la medición como es el flashing o cavitación dentro del sensor de flujo, manteniendo una presión suficiente en el sensor, de tal forma que no se acerque a la presión de vapor del líquido. Las válvulas de control o válvulas backpressure son a menudo recomendadas para mantener una presión suficiente en el fluido.

#### d. Depósitos o recubrimientos dentro del sensor de flujo

Depósitos pesados y no uniformes, reducen el espesor del tubo de caudal, incrementándose con ello la caída de presión. Cuando estos depósitos son sólidos abrasivos, se produce corrosión en los tubos y ocasiona la fatiga de los tubos a largo plazo. Debido a estos efectos, la presencia de depósitos conduce a un desplazamiento en el cero, afectando la medición, especialmente cuando la densidad de los depósitos es significativamente diferente a la densidad del fluido.

#### e. Crosstalk

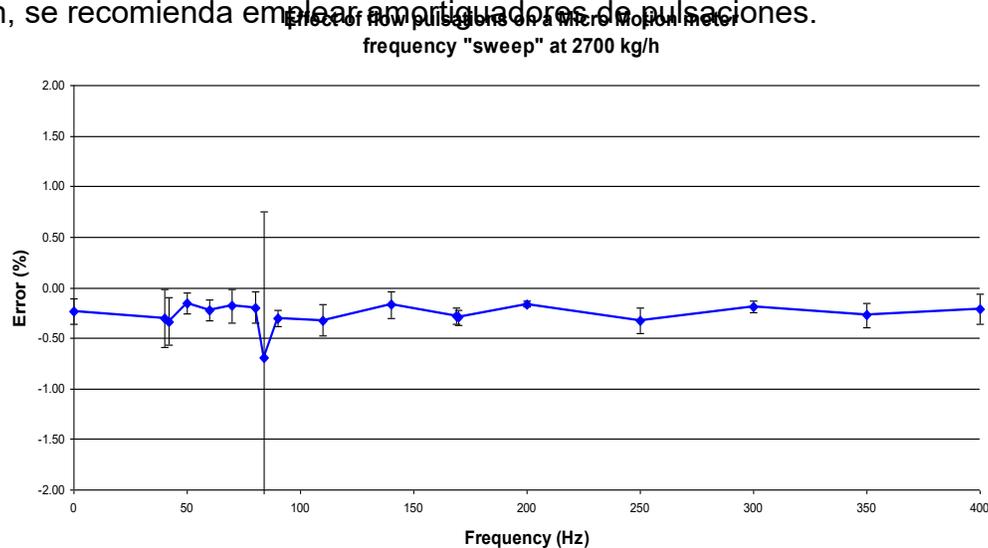
En algunas aplicaciones es necesario instalar múltiples sensores de flujo cercanos, ya sea en paralelo o en serie, por ejemplo cuando la caída de presión es muy grande en un solo medidor. En este caso, las vibraciones generadas por un sensor podría interferir con la frecuencia de otros sensores, causando por lo tanto una medición errónea, esto es llamado crosstalk (diafonía). El aislamiento de la vibración o amortiguamiento puede lograrse empleando válvulas de aislamiento; reduciendo así la posibilidad de diafonía mecánica entre medidores adyacentes.

#### f. Flujo pulsante y vibraciones

Aunque los medidores de flujo tipo coriolis son más exactos que un medidor de flujo convencional como la placa de orificio, su exactitud también es susceptible a flujos pulsantes y vibraciones generadas por válvulas reguladoras, compresores y bombas



reciprocantes, como ejemplo, que afectan la frecuencia natural de los tubos de flujo y con ello la medición, por lo que se recomienda que el sensor sea instalado tan lejos como sea posible de dichas fuentes externas. El fabricante deberá ser consultado antes de instalar el sensor de flujo donde las pulsaciones puedan estar presentes, si se presenta esta condición, se recomienda emplear amortiguadores de pulsaciones.



Gráfica 13. Efecto de un flujo pulsante en la frecuencia de oscilación de tubos de un medidor tipo coriolis. (Micro Motion, 2015).

#### g. Interferencia electromagnética

Fuertes campos magnéticos pueden afectar las señales electromagnéticas del sensor. El sensor del medidor y elementos electrónicos, no deben ser instalados cerca de fuentes de interferencia electromagnéticas como transformadores, transmisores de radio, conmutadores, o cables de alto voltaje.

#### h. Fallo del tubo

Uno de los requisitos más importantes en el diseño de un medidor es que en todos los casos, el tubo no debe ser fatigado excesivamente en ningún punto del sistema, ya que si llega a romperse un tubo, el instrumento queda inutilizado y el cliente tiene que sustituirlo



por otro nuevo, siendo un gran inconveniente por el alto costo que presentan estos medidores.

Cabe mencionar que durante la operación pueda darse la posibilidad de que ocurra una fractura en el tubo por fatiga del material, ocasionando que la presión contenida dentro de la cubierta del sensor de flujo exceda los límites de diseño, causando su posterior ruptura. Este riesgo se incrementa para el personal de operación y mantenimiento, cuando se manejan fluidos tóxicos, corrosivos, inflamables o volátiles. Para mitigar los peligros asociados al ocurrir estos problemas de seguridad, se requiere emplear equipos adicionales y opcionales como son los discos de ruptura o válvulas de alivio, con el fin de aliviar la presión contenida dentro de la cubierta del sensor, así como dirigir el fluido a una zona menos peligrosa.

#### i. Cavitación

Es un proceso físico parecido al de la ebullición, la diferencia es que la cavitación es causada por una caída de la presión local por debajo de la presión de vapor mientras que la de ebullición lo hace por encima de la presión ambiente. La cavitación puede dañar casi cualquier material; las picaduras causadas por el colapso de las burbujas producen un enorme desgaste en los diferentes componentes del medidor y pueden acortar enormemente la vida de los elementos con los que el fluido está en contacto, además de disminuir la exactitud y aumentar la incertidumbre en la medición.

### **3.2 Métodos de calibración**

La norma API MPMS 5.6, indica que el medidor tipo coriolis, puede ser calibrado con los siguientes métodos:

- Probador convencional
- Probador compacto



- Probador de tanque
- Medidor maestro

Un probador es un equipo de calibración que permite calcular un factor de medición correspondiente a un medidor, el uso de los probadores convencionales para tuberías (pipe provers, en inglés), data de la década de 1950, son relativamente costosos y pueden ser unidireccionales o bidireccionales (Ecopetrol, 2010). Los probadores bidireccionales, son equipos de medición que se emplean para llevar a cabo la calibración de medidores de flujo como los de tipo turbina, de desplazamiento positivo, ultrasónicos y coriolis (FMC Technologies, 2012). Una práctica común es instalar estos equipos en forma permanente en las estaciones de medición, para llevar a cabo la calibración de los equipos de medición de volumen de hidrocarburos con la periodicidad requerida para mantener la trazabilidad al patrón nacional.

Estos equipos consisten de una porción de tubería en donde se instalan unos detectores que determinan el volumen del probador; el espacio interior definido entre los detectores, es conocido como volumen calibrado. Su principio de funcionamiento es relativamente simple; el fluido que pasa por el medidor empuja una esfera a lo largo del probador. Al entrar la esfera a la sección de volumen conocido, un sensor detecta su proximidad y envía una señal eléctrica que abre una compuerta electrónica para admitir y contar los pulsos que son emitidos por el medidor bajo calibración. Cuando la esfera abandona la sección de volumen conocido entonces un segundo sensor de proximidad envía la señal eléctrica para cerrar la compuerta electrónica y finalizar el conteo de pulsos. Después de realizar las correcciones pertinentes por temperatura y presión se compara el total de pulsos acumulados contra el volumen base del probador (round trip volume). La comparación de la salida del medidor con el volumen conocido establece el factor del medidor. Este factor corrige la inexactitud del medidor y resulta en una medición de volumen más exacta y precisa para aplicaciones que incluyen transferencia de custodia y medición fiscal.

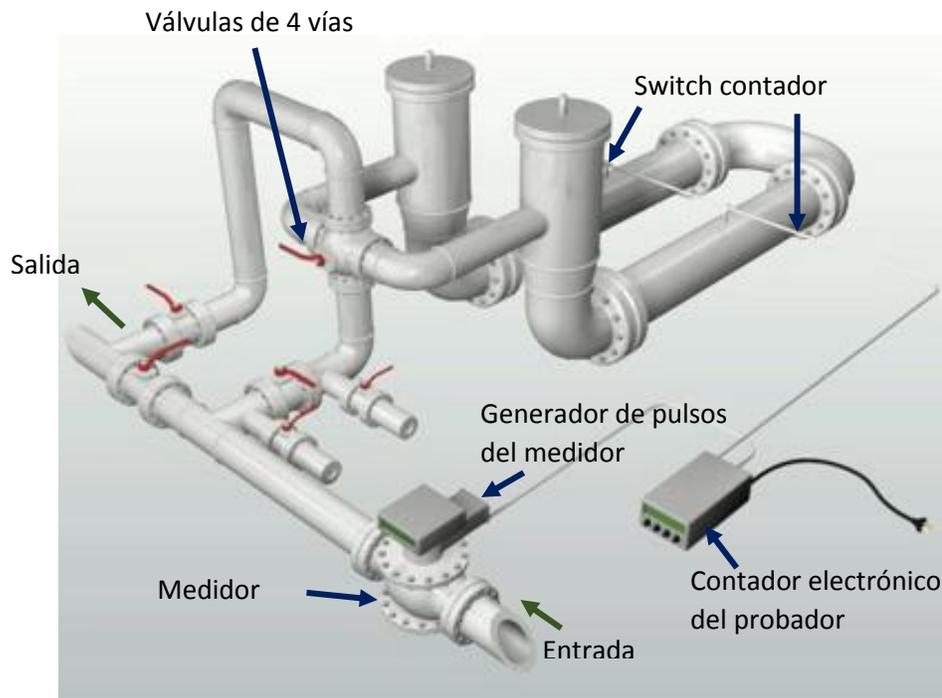


Figura 62. Probador bidireccional para la calibración de instrumentos de medición. Fuente: Fyrastudio.

A diferencia de un probador bidireccional, el volumen de un probador compacto es mucho menor al contenido en un probador bidireccional; el número de pulsos generados es menor durante cada corrida. Comparten las mismas ventajas de los probadores convencionales en línea, y por ser pequeños, se adaptan fácilmente a aplicaciones portátiles, sin embargo, su costo para una aplicación similar a la de un probador convencional es más alto.

“Es viable calibrar un medidor de flujo tipo coriolis, si es usado para medir volumen, con estos patrones de referencia tipo tubería, sin embargo la incertidumbre asociada a este procedimiento es mayor en relación a la que se obtendría por comparación directa de volúmenes, ya que la densidad en el punto donde se ubica el medidor debe determinarse. Para obtener incertidumbres más bajas y mejores mediciones, es necesario instalar un densitómetro en línea y evitar usar la densidad obtenida mediante el medidor tipo coriolis.

Esto, a su vez, proporciona una fuente alterna para verificar la desviación en la medición de la densidad mediante el medidor tipo coriolis.”<sup>26</sup>



Figura 63. Probador compacto. Fuente: Dynamic Flow.

De acuerdo con Eduardo Motta Rueda, en su diagrama de clasificación de probadores, los probadores convencionales y compactos se emplean para flujos continuos, mientras que para flujos discontinuos se recomiendan los medidores maestros y los de tipo tanque, como también se recomienda en el API 5.6.

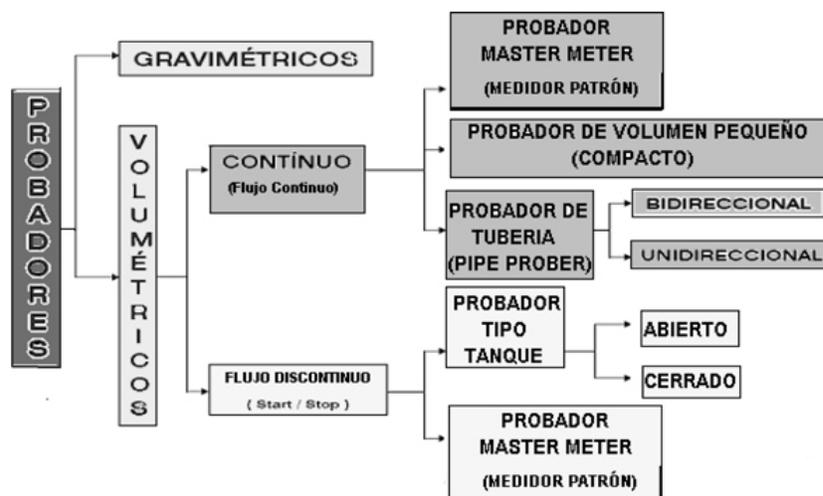


Figura 64. Diagrama de clasificación de probadores. Fuente: Ecopetrol.

<sup>26</sup> Resolución RES/776/2015, Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.



Los probadores volumétricos tipo tanque, son recipientes de volumen conocido, generalmente menor o igual a 800 galones. Este tipo de probador es usado para calibrar medidores que miden la entrega o despacho de productos a carrotanques, donde no hay facilidad para calibrar con probadores compactos o probadores bidireccionales. “Las calibraciones de estos tanques deben ser realizadas con agua como líquido de calibración y deben venir con su correspondiente certificado de calibración”.<sup>27</sup>

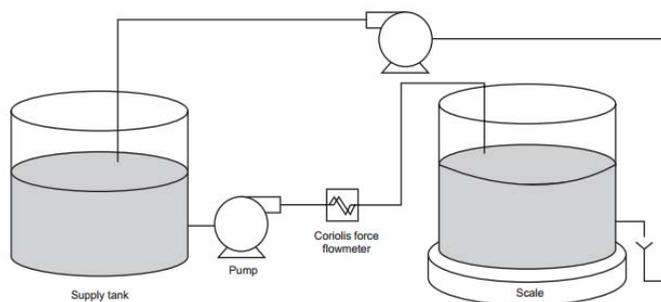


Figura 65. Probador tipo tanque. (API MPMS 5.6, 2008 y SYZ, 2012).

Por otra parte, cuando un medidor es seleccionado como referencia para calibrar otro medidor, aquel se denomina medidor maestro y la comparación de las dos lecturas de los medidores es el método de prueba llamado indirecto. Este método es el que se emplea para calibrar los medidores de flujo másico tipo coriolis en la C.T. Francisco Pérez Ríos y se describirá más adelante.

Cabe mencionar que de acuerdo con la Resolución RES/776/2015, para calibrar un medidor coriolis se puede usar agua como fluido de calibración, si ésta se realiza en modo de medición de masa; si el medidor es usado para medir volumen, entonces el medidor debe ser calibrado con el fluido de trabajo, a las condiciones de temperatura y presión cercanas a las condiciones de operación.

<sup>27</sup> “Manual de Medición de Hidrocarburos y Biocombustibles”, Ecopetrol, Colombia, 2013; pág. 38.

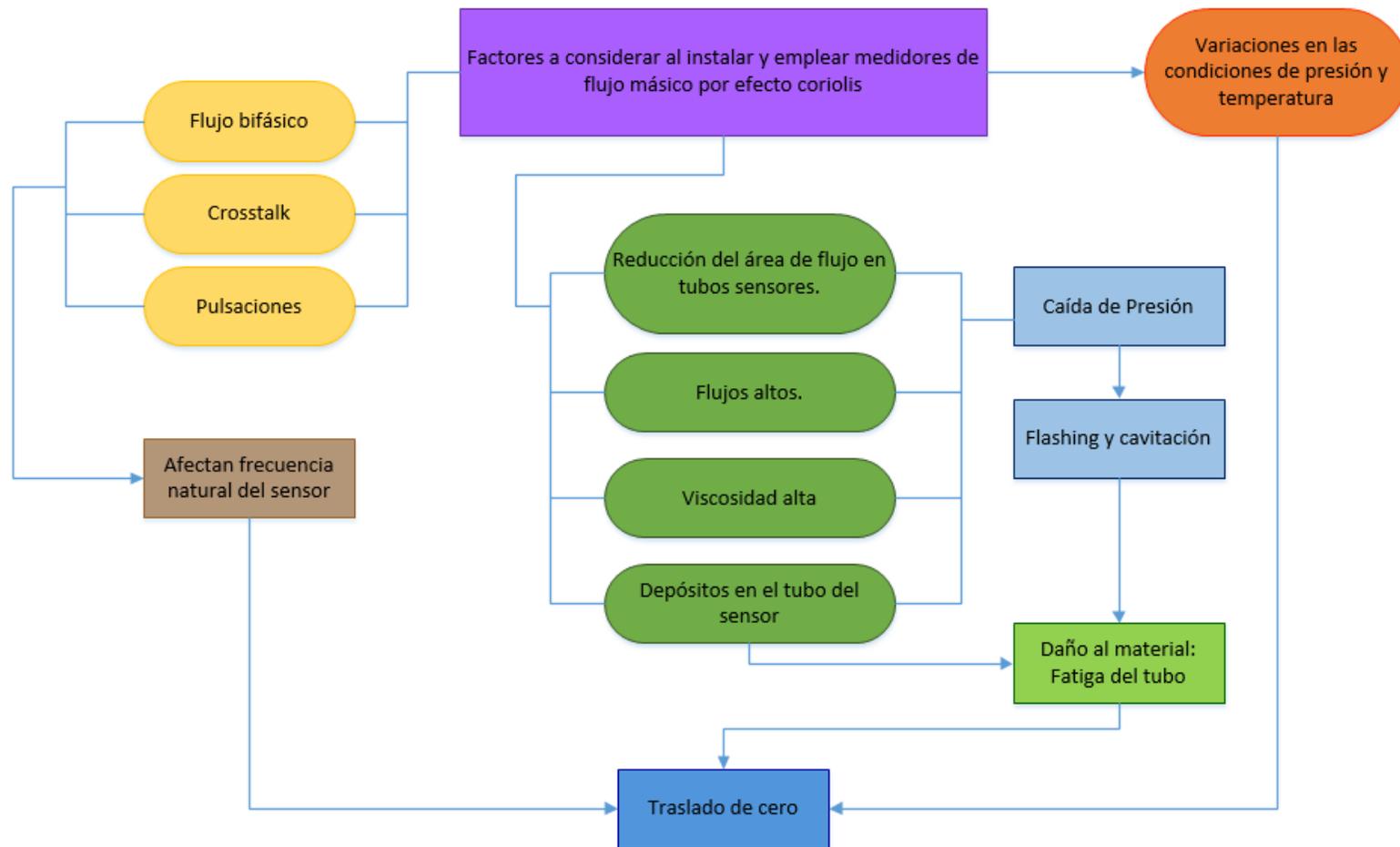


Figura 66. Factores que afectan la medición de flujo másico por efecto coriolis. Elaboración propia.



### 3.3 Innovaciones en la tecnología de medición por efecto coriolis

A través de generaciones de medidores de flujo por efecto coriolis, se han desarrollado tecnologías e innovaciones para mejorar la precisión, exactitud, así como otras características metrológicas.

Siendo actualmente el modelo con tubos de flujo en forma de U, el preferido en la industria, fabricantes han implementado dos bobinas en el punto medio de la sección de medición del tubo de flujo, permitiendo un control más fino de la vibración correcta del tubo sensor, adaptándose a variaciones bruscas ocasionadas por un flujo bifásico. “El tubo curvado de forma circular, sujeto por ambos extremos a una barra transversal robusta, no resultará afectado por los cambios de presión y no estará sometido a fatiga por las oscilaciones generadas”. (Iberfluid Instruments, 2011).



*Figura 67. Medidor coriolis modelo Rheonik con dos bobinas centrales y una barra transversal. Fuente: General Electric.*

En mayo de 2011 Endress + Hauser introdujo por primera vez el medidor másico comercial con cuatro tubos. De acuerdo con esta empresa, el diseño mecánico de cuatro



tubos aumenta la inmunidad de los aparatos de medición contra los efectos externos incluso mejor que los diseños de dos tubos.

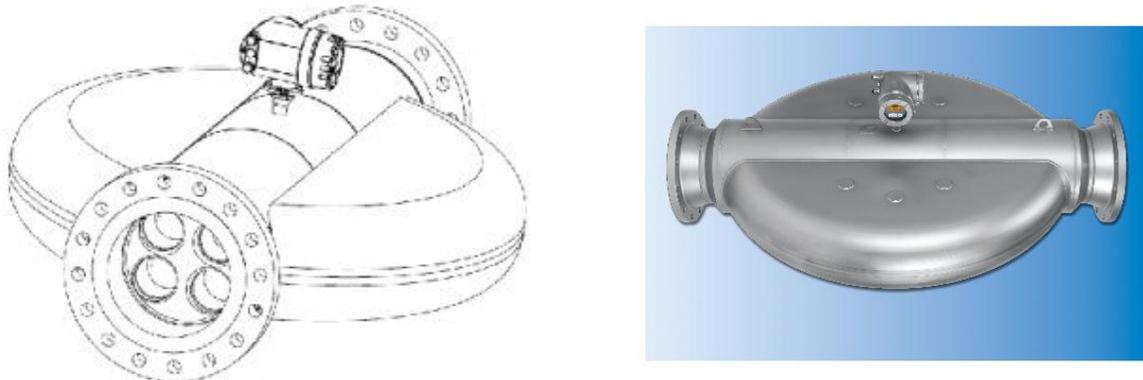


Figura 68. Medidor coriolis de cuatro tubos. Fuente: Endress + Hauser.

El sensor de flujo de cuatro tubos para líneas de 14 in, consta de dos pares de tubos doblados. Los pares de tubos se disponen opuestos uno contra el otro. Esta simetría mecánica permite que el sensor sea inmune a los efectos externos como pulsaciones, vibraciones e incluso a la cavitación. Si un tubo es perturbado mecánicamente en una dirección, la otra dirección compensa dicha perturbación. De acuerdo con la fórmula de Barlow:

$$e = \frac{PD}{2\sigma}$$

Donde:

$e$ : Espesor del tubo

$P$ : Presión interna

$D$ : Diámetro externo del tubo

$\sigma$ : Esfuerzo permisible del material del tubo



“Se requiere menor grosor de la pared para alcanzar la resistencia a la presión, si el diámetro del tubo se reduce. La rigidez a la flexión del tubo se correlaciona con el diámetro del tubo, cuanto más pequeño sea el diámetro, menor es la rigidez a la flexión. Esto permite una longitud reducida del tubo de medición mientras mantiene o incrementa su sensibilidad a la misma longitud” (Endress + Hauser, 2011).

Con la información presentada en los párrafos anteriores, se comprueba que la tecnología de medición por efecto coriolis ha evolucionado en los últimos años; asimismo se han desarrollado tecnologías de mejora en medición de flujo de dos fases, así como innovaciones que efectúan diagnósticos avanzados como la herramienta Zero Verification Tool y el Smart Meter Verification, los cuales apoyan a la tecnología coriolis a ser más confiable, y se describen brevemente a continuación:

### 3.3.1 Zero Verification Tool

Es un sistema desarrollada por Micro Motion que confirma la integridad cero del medidor, determinando si las condiciones son estables y verifica si un *rezeroing* es requerido. En esta herramienta, la verificación se efectúa cada 20 segundos, confirmando al usuario que la medición es segura y tiene trazabilidad. Cuando la herramienta Zero Verification se emplea en conjunto con otra herramienta, el Smart Meter Verification, una herramienta de diagnóstico que verifica la integridad y salud del medidor, se garantiza un óptimo desempeño del medidor. Cabe mencionar que ambas herramientas proporcionan un rastreo documental para otorgar evidencia de que se efectúa una correcta medición.

### 3.3.2 Smart Meter Verification

Smart Meter Verification es una herramienta de diagnóstico de última generación desarrollado también por Micro Motion, que ofrece información rápida, fácil y fiable sobre



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---



la condición operativa del medidor, verifica el rendimiento y la integridad del tubo de caudal y la electrónica, sin necesidad de interrumpir el proceso.

Es un método no destructivo que verifica el procesamiento de la señal, el estado en el que se encuentran los tubos de caudal y los componentes electrónicos; se ejecuta automáticamente y nos proporciona por lo tanto la confianza adicional de que nuestras mediciones vitales están en excelentes condiciones cumpliendo con las especificaciones originales del fabricante. “Una tecnología que definitivamente amplía el campo de la transferencia de custodia. Garantiza que el medidor funcione igual que el día en que salió de la fábrica, verificando el medidor en 90 segundos o menos. Ofrece la confianza de medición reduciendo el costo de calibración y de verificación”. (Emerson, 2014).

Esta herramienta se encuentra al interior del transmisor y verifica el factor del medidor de forma autoprogramable de 1.5 a 2 minutos e incluye un análisis integral de la estructura del sensor a través del diagnóstico y verificación de la electrónica.

Esta tecnología es ideal para:

- Chequeos y revisiones constantes del rendimiento del medidor, en especial en el campo de la transferencia de custodia.
- Determinar la integridad de la estructura actual del tubo.
- Seguimiento de la erosión o corrosión.
- Apoyar los procedimientos requeridos.

Cada verificación checa la rigidez del tubo de flujo del medidor y lo compara con la base de fabricación. Si la rigidez no es cambiada, e incluso no hay erosión, corrosión o un recubrimiento interno que ocasione un corrimiento en el cero, el factor del medidor es correcto y el medidor reconocerá su exactitud y precisión de flujo másico. Debido a su simplicidad y utilidad, esta tecnología está siendo implementada por los usuarios como parte de sus prácticas de trabajo estándar para la solución de sus problemas.

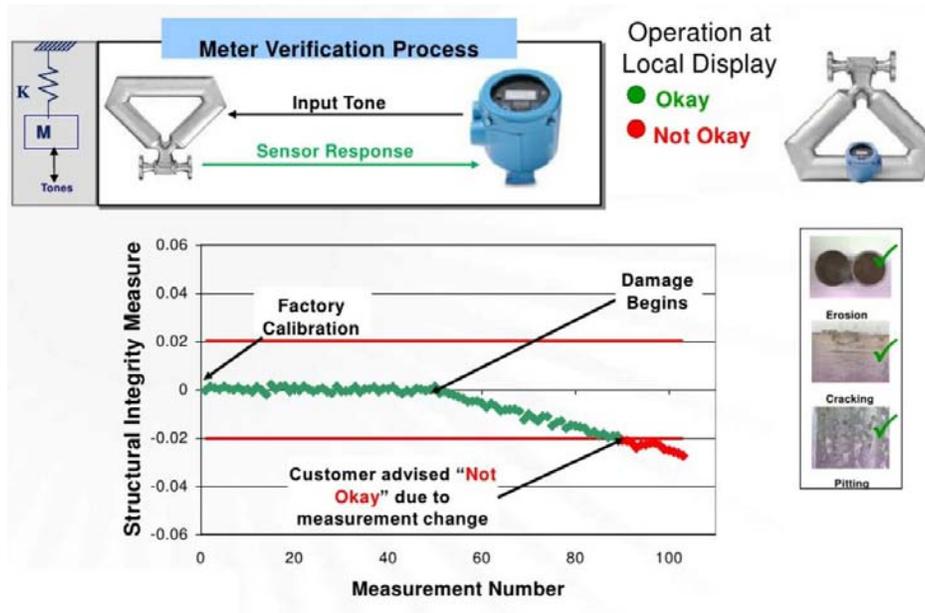


Figura 69. Smart Meter Verification. Fuente: Yokogawa.

### 3.3.3 Medición de flujo bifásico (two-phase flow measurement)

La documentación histórica muestra que los medidores de flujo másico por efecto coriolis no se desempeñan correctamente cuando se presenta un flujo bifásico, debido a los siguientes problemas presentados:

- Dificultad para mantener la oscilación de los tubos a una frecuencia natural y constante a altos niveles de flujo bifásico (2-20% de gas).
- Gas suspendido reduce la exactitud requerida en la medición tanto de flujo como de densidad, causando a su vez una mayor incertidumbre.

Actualmente, los medidores Micro Motion ELITE proporcionan el mejor desempeño en la medición de flujo bifásico si se presentan bajos niveles de gas en el flujo, donde los tubos del sensor operan a baja frecuencia. Estos medidores cuentan con el transmisor MVD, el cual es actualmente la elección superior para flujo de dos fases ya que cuentan con la



tecnología DSP (Procesamiento de señal digital más actualizado) que ofrece una respuesta más rápida; cuando el gas suspendido está presente, el transmisor remueve el ruido generado por el flujo de dos fases, reportando solamente la medición real del líquido, como se observa en la figura 71 “Los algoritmos DSP en la electrónica MVD, filtran efectivamente el ruido y proporciona una medición continua para flujos con gas suspendido” (Micro Motion, 2015).

Algunos transmisores cuentan con la herramienta de diagnóstico online Smart Meter Verification como el modelo avanzado 5700. De acuerdo con Micro Motion, este transmisor entrega la mejor tecnología de medición, proporciona fácil e inmediato acceso a los datos, es de fácil instalación e integración en el sistema de control SCADA. Este transmisor también cuenta con un software avanzado de medición de flujo bifásico (APM - Advanced phase measurement software), que permite otorgar mediciones de flujos bifásicos con una exactitud de  $\pm 3\%$ , por lo que la salida de flujo másico permanece estable y confiable con altos niveles de gas en suspensión.



Figura 70. Software avanzado de medición de flujo bifásico. Fuente: Micro Motion, 2016.

Si se presenta un flujo tapón, éste causa un desplazamiento repentino y prolongado en la densidad y por lo tanto en el flujo volumétrico, así como en el drive gain (ver sección



3.3.4); gracias al empleo de este software la salida de la señal de flujo másico se corrige permaneciendo constante y confiable.

### 3.3.4 Drive gain (Ganancia de la bobina)

Es la energía necesaria para mantener vibrando en su frecuencia natural los tubos de flujo del medidor. Si el flujo no varía, la cantidad de energía a proporcionar tampoco varía, por lo que cambios en la densidad del flujo y la presencia de gas en el fluido causan cambios en el “drive gain”. Por lo tanto *drive gain*, nos indica un cambio en las propiedades del flujo, si las condiciones del flujo son estables e incluso si los tubos del sensor están dañados por corrosión y erosión.

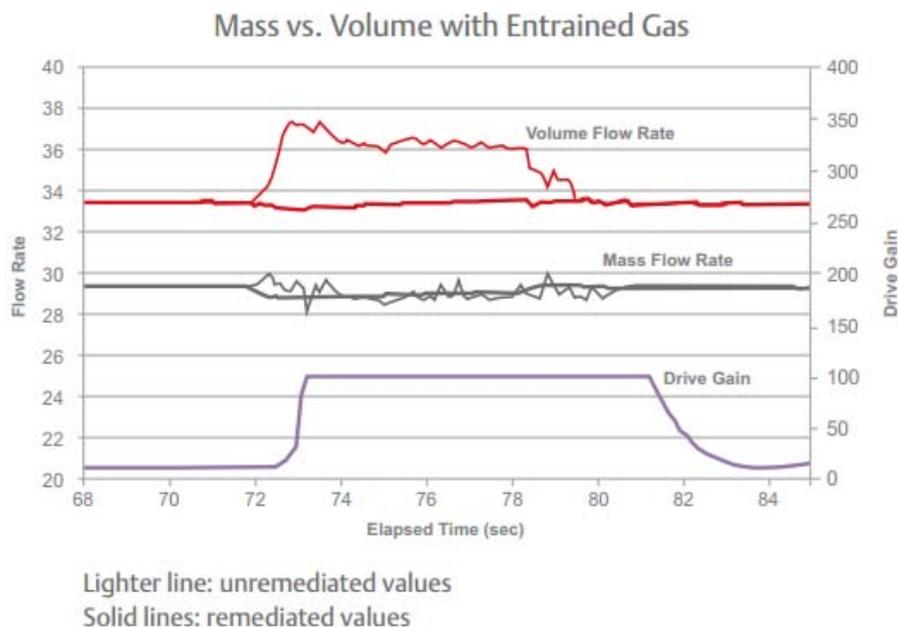


Figura 71. Empleo de tecnología DSP para medición de flujo bifásico. La línea delgada muestra los valores no corregidos, mientras que la línea más gruesa muestra los valores corregidos.



## Capítulo 4. Medidores de flujo másico por efecto coriolis instalados en la estación de medición de la C.T. Francisco Pérez Ríos.

La central termoeléctrica Francisco Pérez Ríos se encuentra ubicada en el kilómetro 28 de la carretera Tula-Jorobas en el municipio de Tula, Hidalgo; tiene una capacidad instalada de 1,606 MW y cuenta con 5 unidades, las cuales generan electricidad mediante la configuración de un ciclo Rankine.



Figura 72. C.T. Francisco Pérez Ríos.

| Unidad | Capacidad Efectiva (MW) |
|--------|-------------------------|
| 1      | 330                     |
| 2      | 330                     |
| 3      | 322.8                   |
| 4      | 322.8                   |
| 5      | 300                     |

Tabla 16. Capacidades efectivas de las unidades que conforman la C.T. Francisco Pérez Ríos.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



El combustóleo es suministrado por PEMEX mediante un ducto de 12 in., a la estación de medición de CFE, donde está presente un bypass, así como dos trenes con medidores fiscales tipo coriolis, empleados para transferencia de custodia.

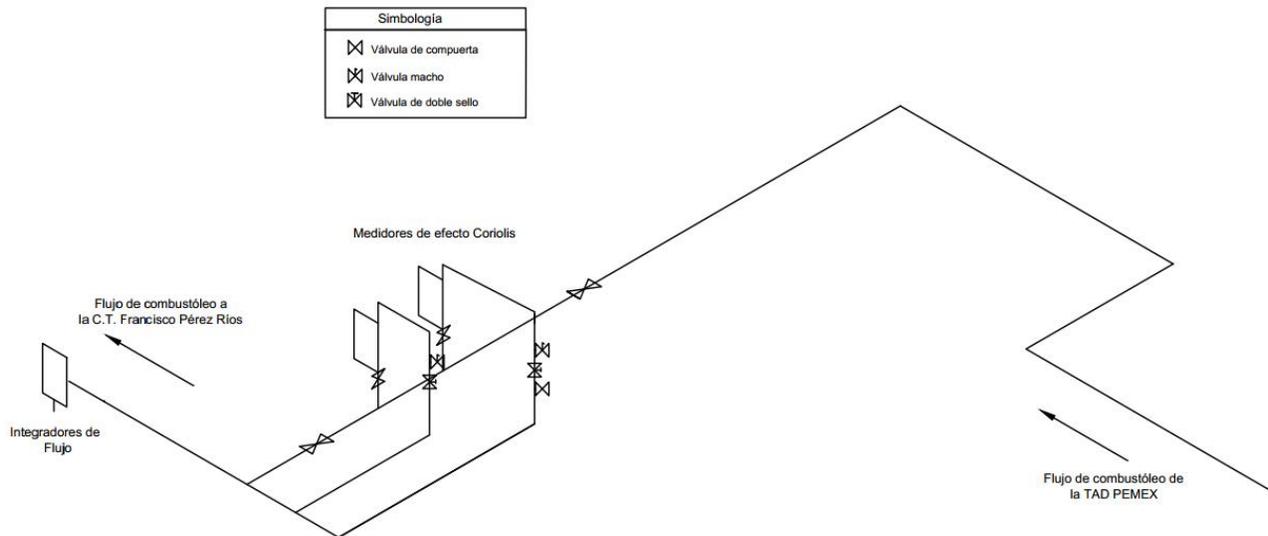


Figura 73. Diagrama isométrico de la estación de medición de combustóleo de la C.T. Francisco Pérez Ríos. Elaboración propia.

Ambos medidores se encuentran instalados en paralelo, son de la marca Micro Motion y las bridas de conexión miden 6 in de diámetro nominal, el medidor de la línea 2 presenta un error de medición de  $\pm 0.05\%$ , mientras que el otro medidor presenta un error de  $\pm 0.2\%$ . Actualmente el medidor empleado en la medición es el que presenta un error del  $\pm 0.05\%$ .

Si tenemos como ejemplo que el costo de un barril de combustóleo es de \$ 300.00 MXN y en promedio al día se suministra a la central 6,500,000 de litros, se factura un total de \$ 12,265,693 MXN al día y al año \$ 4,476,978,236 MXN. Empleando los medidores tipo coriolis instalados en la estación de medición de la C.T. Francisco Pérez Ríos, los cuales

presentan un error de 0.05% y 0.2%, se encontrarían en juego \$ 6,132 MXN y \$ 24,531 MXN al día y al año \$ 2,238,490 MXN y \$ 8,953,956 MXN respectivamente.



*Figura 74. Medidores de flujo por efecto coriolis instalados en la estación de medición de la Central Francisco Pérez Ríos. El medidor que se encuentra en el extremo izquierdo recientemente se instaló, presentando un error de medición de flujo de  $\pm 0.05\%$ . El otro medidor tiene mayor antigüedad y presenta un error de  $\pm 0.2\%$ .*



Figura 75. Válvula de doble sello instalado en la línea 2 de la estación de medición.

Las especificaciones técnicas de ambos medidores se mencionan a continuación:

**a. Modelo DS600**



Figura 76. Modelo DS600. Del lado derecho se muestra el tipo de brida de conexión a la línea que presenta este modelo (Weld neck, raised face – cuello de soldadura, cara realzada).

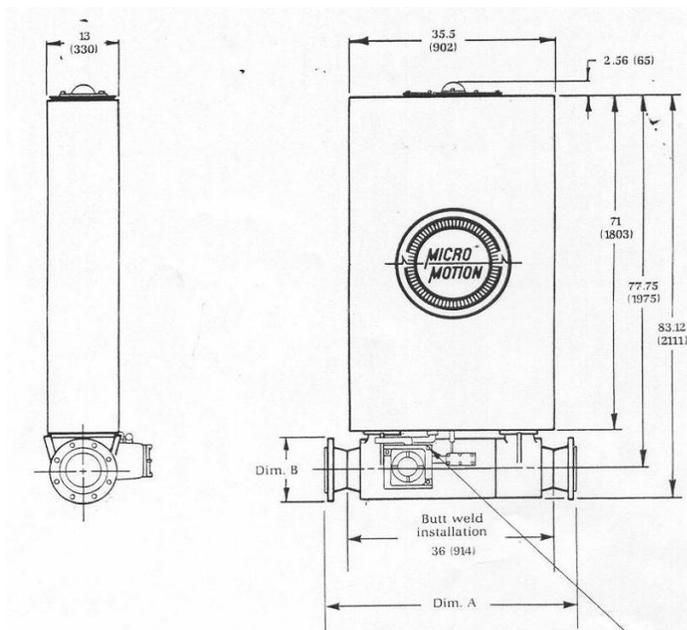


## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



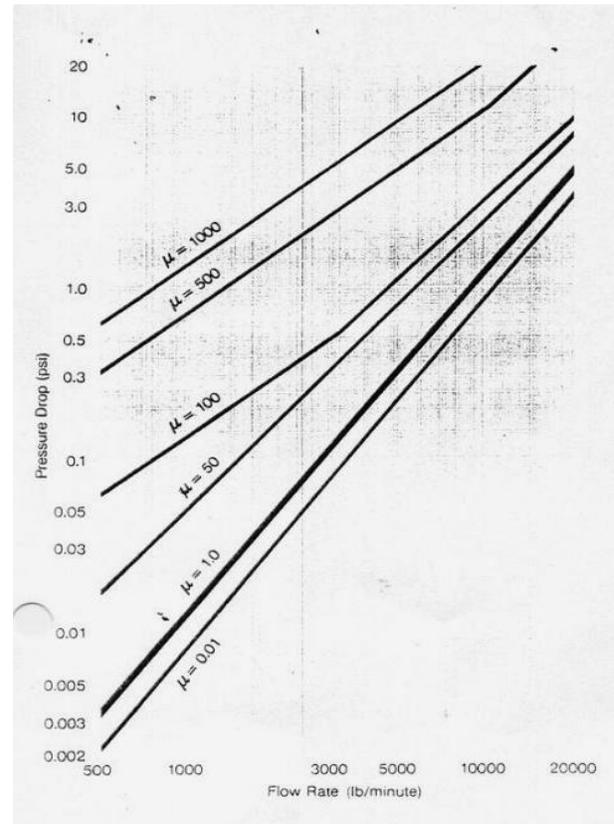
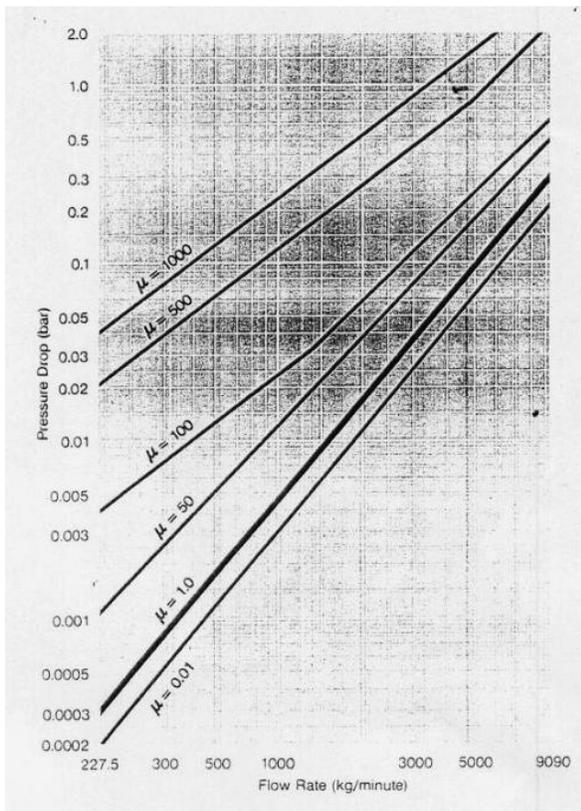
|                                | Estándar                                     | Tefzel     |
|--------------------------------|--|------------|
| Máximo rango de flujo (Kg/min) | 0 a 11,340                                   | 0 a 11,340 |
| Mínimo rango de flujo (Kg/min) | 0 a 567                                      | 0 a 567    |
| Exactitud de flujo             | ± 0.2  | ± 0.2      |
| Estabilidad cero (Kg/min)      | ±1.1   | ±1.1       |
| Rating de temperatura (°C)     | -240 a 204                                   | 0 a 125    |
| Rating de presión (bar)        | 43   | 43         |
| Material del sensor            | Acero inoxidable 316 L                       | Tefzel     |
| Carcasa del sensor             | Acero inoxidable 304                         |            |
| Bridas de conexión a la línea  | 6 in, 160 lb, WNRF (Weld neck, raised face). |            |

*Tabla 17. Especificaciones del modelo DS600. Fuente: Micro Motion.*



*Figura 77. Dimensiones del modelo DS600.*

De acuerdo con las especificaciones del medidor, hay un efecto de la viscosidad en la caída de presión a través del medidor; flujos altos y muy viscosos aumentan consigo esta caída de presión.



Gráfica 14. Efecto de la viscosidad y del flujo volumétrico en la caída de presión producida en los tubos de flujo.

### b. Modelo CMFHC2M

El nuevo medidor pertenece al grupo denominado ELITE, de la marca Micro Motion de Emerson, fabricado especialmente para procesos de transferencia de custodia y control de procesos, diseñado para altas temperaturas, presiones y medición de fluidos corrosivos. Ofrece una mayor exactitud y repetibilidad en la medición de flujo másico y densidad para líquidos, gases y lodos. (Micro Motion, 2013). La ventaja de este medidor es que cuenta con la tecnología Smart Meter Verification para la realización de diagnóstico completo sin interrumpir el proceso.



Smart Meter Verification

Figura 78. Smart Meter Verification del modelo CMFHC2M.

Disponible en numerosos materiales de construcción incluyendo el super dúplex, “acero inoxidable resistente a la corrosión por cloruros e ideal para presiones por arriba de 2320 psi” (MicroMotion, 2015).

| Estilo  | Modelo  | Flujo nominal |         | Flujo máximo |           |
|---|---------|---------------|---------|--------------|-----------|
|   |         | Barriles/h    | L/h     | Barriles/h   | L/h       |
|  | CMFHC2M | 4,790         | 762,000 | 9,200        | 1,470,000 |



| Modelo CMFHC2M                           |                                     |
|--|-------------------------------------|
| Diámetro nominal                         | 6 in                                |
| Flujo nominal                            | 12,700 Kg/min                       |
| Flujo máximo                             | 24,500 Kg/min                       |
| Estabilidad cero                         | $\pm 68.2$ Kg/h ( $\pm 1.3$ Kg/min) |
| Exactitud en medición de flujo           | $\pm 0.05$ %                        |
| Repetibilidad en medición de flujo       | $\pm 0.025$ %                       |
| Exactitud en medición de densidad        | $\pm 0.2$ Kg/m <sup>3</sup>         |
| Repetibilidad en medición de densidad    | $\pm 0.1$ Kg/m <sup>3</sup>         |
| Exactitud en medición de temperatura     | $\pm 1$ °C                          |
| Repetibilidad en medición de temperatura | $\pm 0.2$ °C                        |

Tabla 18. Especificaciones del modelo coriolis CMFHC2M. Las exactitudes y repetibilidades mostrados son para el caso de líquidos/lodos. Fuente: Micro Motion

La central cuenta con dos transmisores ubicados en un gabinete, los cuales mandan sus señales de flujo, densidad y temperatura a la sala de control.



Figura 79. Transmisores instalados en la estación de medición.

#### 4.1 Datos proporcionados por los medidores tipo coriolis de la C.T. Francisco Pérez Ríos

Para la facturación del combustóleo entregado, se toma la lectura de medición inicial y final en Kg, proporcionada por dispositivos denominados integradores, que como su



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



nombre lo indica, integran y registran la masa suministrada de líquido o gas medida por los medidores tipo coriolis en un intervalo determinado.

Bombeo correspondiente al día: 23/02/16

| Integrador | Lectura Inicial (Kg) | Lectura Final (Kg) | Diferencia (Kg) | Densidad (Kg/m <sup>3</sup> ) | Volumen Natural (m <sup>3</sup> ) | Temperatura (°C) | Volumen Total 20°C (m <sup>3</sup> ) | Fc 20 °C ISO 91-2 |
|------------|----------------------|--------------------|-----------------|-------------------------------|-----------------------------------|------------------|--------------------------------------|-------------------|
| MD01       | 2,192,202,752        | 2,192,202,752      | 0.00            | 1.0031                        | 0.000                             | 20.00            | 0.000                                | 0.000             |
| MD02       | 2,213,630,300        | 2,216,495,800      | 2,865,500       | 0.999                         | 2,970.969                         | 73.20            | 2,863.301                            | 0.96376           |

*Tabla 19. Datos proporcionados para la facturación de combustóleo entregado el día 23 de febrero de 2016.*

El integrador MD01 registra la cantidad suministrada de combustóleo, medida por el modelo coriolis DS600, mientras que el integrador MD02 registra la cantidad suministrada de combustóleo, medida por el modelo coriolis CMFHC2M. Como se observa en la tabla 19, el medidor coriolis empleado para esta medición fue el modelo CMFHC2M. El medidor proporciona además de la masa del combustóleo suministrado, la densidad y la temperatura (°C) del combustóleo bombeado.

Debido a que el petróleo y sus derivados, se expanden al someterse a una mayor temperatura, y a que la mayoría de las transacciones comerciales se realizan sobre una base volumétrica, la industria petrolera ha adoptado la práctica de ajustar los traslados de custodia a una temperatura base o de referencia, el cual es de 20°C. Por esta razón, el volumen natural del combustóleo, medido generalmente a una temperatura mayor de 70 °C, se corrige a 20°C.

En la tabla 19, se observa que en el día 23 de febrero del 2016, el volumen total recibido a 73.2 °C es de 2,970.96 m<sup>3</sup>; para corregirlo a 20 °C, se obtiene el factor de corrección



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



volumétrico, el cual se consulta en tablas contenidas en el estándar ISO 91-2, como la que se muestra a continuación:

| T (°C) | Densidad, Kg/m <sup>3</sup> |         |         |         |         |
|--------|-----------------------------|---------|---------|---------|---------|
|        | 997.0                       | 997.5   | 998     | 998.5   | 999     |
| 73.2   | 0.96376                     | 0.96380 | 0.96383 | 0.96387 | 0.96391 |
| 73.3   | 0.96369                     | 0.96373 | 0.96378 | 0.96381 | 0.96386 |

*Tabla 20. Factores de corrección de volumen @ 20 °C para productos petrolíferos.*

Para determinar el factor de corrección volumétrico, se toma lectura de la densidad (Kg/m<sup>3</sup>) a 20°C, el cual se obtiene en un certificado de calidad; así como la temperatura de bombeo del combustóleo (°C).



**Comisión Federal de Electricidad**

N° RD 693-      23-feb-16

**Terminal de Al**  
**Notas**

Densidad  
relativa a 20 °C

| Num Certif | Tanque Origen | Fecha certif | Grav. Rel. a 20° C<br>L/m <sup>3</sup> max. | Temp. de lujam.<br>° C | Agua y Sed.<br>% V | Vico. S. F. 50° C<br>L/m <sup>3</sup> max. |
|------------|---------------|--------------|---|------------------------|--------------------|--|
| TUL160475  | TV-103        | 22-feb-16    | 0.997                                       | 88.5                   | 0.10               | 529  |
| *          |               |              |   |                        |                    |  |
| *          |               |              |   |                        |                    |  |

*Figura 80. Densidad relativa leída en un certificado de calidad de combustóleo.*

El volumen natural (m<sup>3</sup>) se multiplica por el factor de corrección volumétrico leído para obtener el volumen corregido a 20 °C, que en este caso es de 2,863.301 m<sup>3</sup>.

$$Volumen_{\text{corregido}} = Volumen_{\text{natural}} * \text{Factor de corrección volumétrico}$$



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



$$Volumen_{correctado} = 2,970.969 \text{ m}^3 * 0.96376 = 2,863.301 \text{ m}^3$$

| FECHA DE ENTREGA  |          | CLAVE DEL CLIENTE               |                                    | LUGAR DE ENTREGA  |                         |
|---|----------|---------------------------------|------------------------------------|---|-------------------------|
| 23/02/2016  |          | 0000400062                      |                                    | 15 KM 27.5 CARRET.A JOROBAS-TULA,CONOCIDA,TULA DE ALLENDE,HIDALGO |                         |
| L.A.B.  |          | CONDICIONES DE PAGO             |                                    | LUGAR DE COBRO  |                         |
| LLENADERAS  |          | CREDITO A 50 DIAS FECHA FACTURA |                                    | 300-OFICINAS CENTRALES 990-SIT SECTOR PUBLICO                     |                         |
| UNIDAD MEDIDA   | CANTIDAD | CLAVE DE PROD / SERV            | CONCEPTO                           | PRECIO UNITARIO   | IMPORTE                 |
| M3.   | 2863.301 | 35002                           | COMBUSTOLEO PESADO<br>IVA PRODUCTO | 1920.37000<br>307.26000   | 5498597.34<br>879777.87 |
| <b>IMPORTE</b>  |          |                                 |                                    | <b>TOTAL \$</b>   | <b>\$ 6,378,375.21</b>  |
| <small>(SEIS MILLONES TRES CIENTOS SETENTA Y OCHO MIL TRES CIENTOS SETENTA Y CINCO PESOS VEINTI UN CENTAVOS M.N.)</small> |          |                                 |                                    |   |                         |

Figura 81. Cantidad facturada de combustóleo el día 23 de febrero de 2016.

Para obtener el importe total facturado, el volumen corregido a 20 °C se multiplica por el precio unitario y posteriormente al valor obtenido se suma el IVA del producto (16 %). En la figura 81 se muestra un ejemplo.

### 4.2 Calibración de los medidores tipo coriolis en las centrales de CFE

La calibración es la actividad de control de calidad más importante dentro de la medición, y se define como: “la comparación de un estándar de medición o de un equipo, con un estándar o equipo de mayor exactitud, para detectar y cuantificar inexactitudes e imprecisiones y reportarlas o eliminarlas mediante un ajuste” (EPA, 2008).

En nuestro caso, al calibrar comparamos los valores del flujo másico del medidor fiscal contra los valores proporcionados por el patrón que tiene trazabilidad al patrón nacional.



El resultado de una calibración<sup>28</sup> permite detectar las correcciones que deben ser aplicadas para que nuestro sistema de medición se ajuste a los requerimientos y a un estado de funcionamiento adecuado para su uso. Ajustar es realizar aquellas operaciones destinadas a llevar un instrumento a un estado adecuado de uso, ejemplo de ajuste es la corrección de las lecturas del indicador de un instrumento con la finalidad de que nos entregue un resultado más cercano al verdadero.

Como evidencia y resultado de una calibración, típicamente se entrega un documento, denominado “Certificado de Calibración” en el que se informan las diferencias entre las indicaciones del instrumento contra las del patrón, junto con su respectiva incertidumbre.

El LAPEM en conjunto con CIATEQ<sup>29</sup> desarrolló un patín de medición para la calibración de medidores fiscales de flujo asegurando las mediciones de flujo para el pago correcto del combustóleo entregado a CFE. Actualmente el LAPEM cuenta con dos patrones de flujo tipo coriolis, uno para campo y otro para sitio; el patín móvil tiene un diámetro de 6 in y presenta una rangeabilidad de 500 a 12,000 Kg/min, en cambio el patrón fijo presenta una rangeabilidad de 50 Kg/min a 3,000 Kg/min.



*Figura 82. Patín móvil y patín fijo empleados para la calibración de medidores de flujo tipo coriolis de la CFE.*

<sup>28</sup> La calibración no incluye el ajuste, ni involucra la reparación de los medidores.

<sup>29</sup> CIATEQ, A.C., Centro de Tecnología Avanzada. Es un Centro Público de Investigación Tecnológica que mediante el diseño y desarrollo de productos, procesos, sistemas y formación de recursos humanos, crea valor para sus clientes y asociados. Sus líneas de investigación principales son máquinas y procesos para manufactura, medición e instrumentación, sistemas de monitoreo y control, equipos de proceso, transformación de plásticos, energías alternas y medición.





Medidor patrón Endress + Hauser

Figura 84. Medidor patrón Endress + Hauser.

Antes de efectuar la calibración, se realiza la conexión de cableado del transmisor patrón con un sistema de monitoreo (maestro primario). Por otra parte, se efectúa la conexión de cableado de instrumentación estándar de este mismo maestro primario con un handheld<sup>31</sup> (maestro secundario) y éste con el transmisor del medidor fiscal (dispositivo de campo inteligente), permitiendo una comunicación bidireccional mediante un protocolo HART sobre un lazo de corriente de 4-20 mA, obteniendo con ello información del transmisor acerca de parámetros de temperatura, caudal y densidad. El HART permite a su vez, enviar información al transmisor tales como ajustes de configuración.

<sup>31</sup> Handheld es un configurador portátil basado en microprocesadores, con interfaz gráfica “display” y teclado de membrana, que permite realizar lecturas de variables de proceso, almacenamiento de datos y ajuste de parámetros metrológicos.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



Figura 85. Protocolo HART que permite la comunicación con un instrumento de campo sobre un lazo de corriente de 4-20 mA.

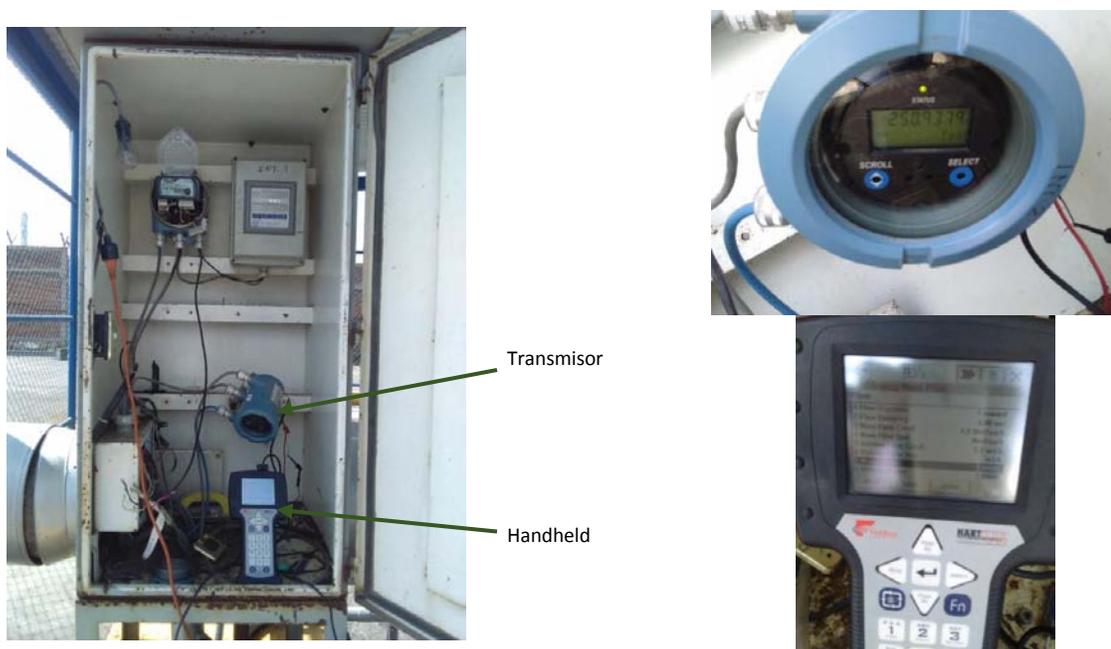


Figura 86. Conexión del transmisor (dispositivo de campo inteligente) del medidor fiscal con el handheld (maestro secundario).

Posteriormente a la conexión del cableado de instrumentación, se conectan las mangueras del patín de medición a la válvula macho y compuerta de la línea 2 (las cuales se encuentran cerradas), para calibrar el modelo CMFHC2M; las mangueras para



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



conexión tiene las siguientes medidas: 7 m de largo, 6 pulgadas de diámetro y bridas de 150 psi.



*Figura 87. Maestro primario*



Válvula macho

Válvula de doble sello

*Figura 88. Conexión de la línea 2 con el patín de medición.*

Una vez conectadas las mangueras del patín a la línea 2, se abren las válvulas macho y de compuerta, y se cierra la válvula de doble sello.

Retorno del flujo a la estación de medición.



Entrada del flujo al patín de medición.

Figura 89. Dirección del flujo en el patín de medición.

#### 4.2.1 Zeroing o ajuste de cero

Una vez efectuadas las conexiones pertinentes, se solicita a personal de PEMEX el suministro de flujo de combustóleo a la central. Una vez fluyendo el combustóleo, se efectúa antes del inicio de las pruebas<sup>32</sup>, un ajuste del “cero” o meter zeroing; el cual consiste en precalentar los elementos primarios 30 min., manteniendo el sensor lleno de combustóleo a condiciones de cero flujo. Para establecer la condición de cero en ambos medidores se cierra la válvula de compuerta conectada al patín de medición y posteriormente la válvula de compuerta ubicada aguas arriba (upstream) del medidor (Ver figura 91).

<sup>32</sup> Cabe mencionar que durante las pruebas, el medidor de la línea 1 también se encuentra operando.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



*Figura 90. Ducto de diámetro nominal de 12 in. por el que fluye el combustóleo de la Refinería Miguel Hidalgo a la estación de medición.*



*Figura 91. Ajuste de cero al cerrar las válvulas de compuerta indicadas.*

El ajuste del cero permite asegurar que los medidores operen a la misma presión y temperatura al iniciar la calibración, y que el valor de cero almacenado en el transmisor asegure la obtención de una buena precisión y exactitud en las operaciones de transferencia de custodia. Durante la operación se trabajó con una presión media de 1.34 Kg/cm<sup>2</sup> y una temperatura de 82 °C.

Una vez efectuado el ajuste de cero, se abren las válvulas de compuerta y comienza a efectuarse la calibración. Para ello se emplea un software<sup>33</sup> desarrollado por LAPEM, en el cual se visualizan los valores de flujo, pulsos y la masa de combustóleo en el maestro primario, proporcionados tanto por el medidor patrón como el medidor fiscal; asimismo se muestra la temperatura y presión de operación durante la calibración.



Figura 92. Software empleado durante la calibración y ajuste de los medidores.

En este caso, se realizaron las pruebas con 8 flujos dentro del alcance de operación del medidor; cada valor de flujo está dado por el promedio de 3 a 5 lecturas. Para variar el flujo, se cerraba de forma moderada el volante de la válvula de compuerta de la línea 1 como se muestra en la figura 93.

Durante las pruebas, se lleva a cabo la determinación del factor  $K_{f_M}$  del medidor fiscal en pulsos/kg y se comparó respecto al valor configurado en el elemento secundario del medidor patrón cuyo valor es de  $K_{f_M} = 50$  pulsos/kg.

<sup>33</sup> El nombre del software no se menciona en este trabajo por motivos de confidencialidad de la empresa.



Factor  $Kf_M$  (masa):

$$Kf_M = \frac{\text{pulsos del medidor} \left( \frac{\text{pulsos}}{\text{kg}} \right)}{\text{masa}}$$

Factor  $Kf_V$  (volumen):

$$K_V = \frac{\text{pulsos del medidor} \left( \frac{\text{pulsos}}{L} \right)}{\text{volumen}}$$



Figura 93. Manejo del volante de la válvula de compuerta de la línea 1 para variar el flujo.

Con los valores  $Kf_M$  obtenidos, se determinó el factor de medición MF, un factor de corrección adimensional por el cual debe multiplicarse la respuesta del medidor fiscal para obtener la mejor estimación del mensurando.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



$$MF_M = \frac{K_{f_m} \text{ patrón}}{K_{f_m} \text{ instrumento bajo calibración}} \quad (\text{adimensional})$$

Asimismo se determinó el error relativo con los valores  $K_{f_M}$  obtenidos, el cual está definido como:

$$e = \left[ \left( \frac{K_{f_m} \text{ instrumento bajo calibración}}{K_{f_m} \text{ patrón}} \right) - 1 \right] * 100\%$$

En la tabla 22, se muestran los resultados obtenidos, los cuales están contenidos dentro de un documento denominado certificado de calibración, el cual se describirá más adelante.

Debido a que PEMEX Transformación Industrial bombeó combustóleo en un período de cuatro horas, se logró calibrar y ajustar solamente el medidor de la línea 2. Ante tal circunstancia, personal del LAPEM conectó la manguera de entrada del patín en la válvula macho de la línea 1 para efectuar la calibración del medidor al día siguiente.



Válvula macho instalado en la línea 1 de la estación de medición.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



*Figura 94. Conexión de manguera a la válvula macho de la línea 1. En la imagen del lado izquierdo se observa la extracción de la brida ciega de la válvula macho por parte del personal de CFE y LAPEM.*

Se emplean botes o tambos de 120 litros para la recolección del combustóleo que queda en las mangueras y cabezales evitando con ello derrames.



*Figura 95. Empleo de tambos para la recolección de combustóleo.*



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

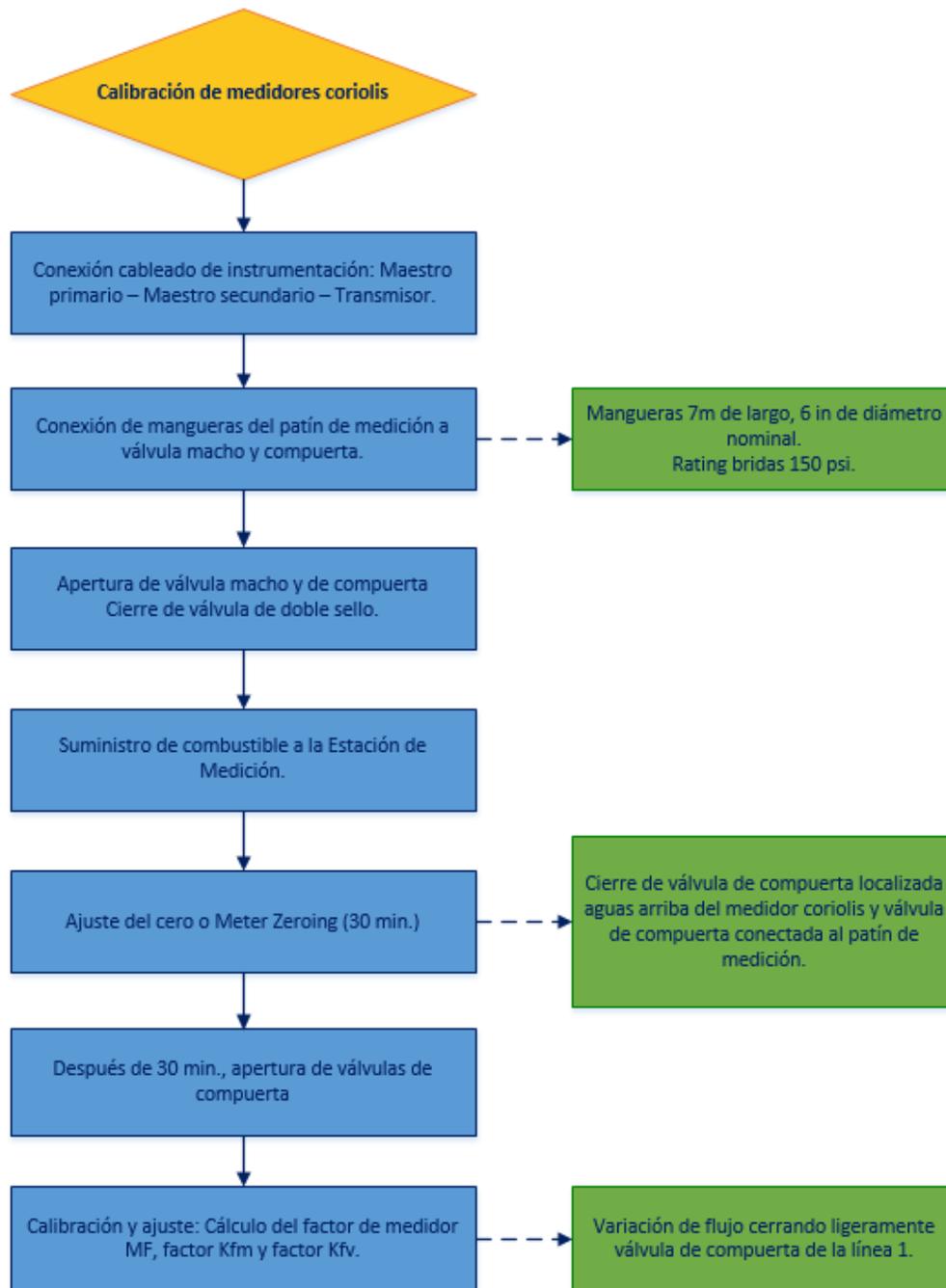


Figura 96. Diagrama de flujo de calibración de medidores de flujo tipo coriolis en la C.T. Francisco Pérez Ríos.



#### 4.2.2 Informe de calibración

El resultado de una calibración consignado en un documento es denominado informe de calibración, que se realiza con base en un método de evaluación tipo A de acuerdo con la norma OIML R117, con el fin de determinar la incertidumbre de la medición<sup>34</sup> basándose en un análisis estadístico; no nos enfocamos en la evaluación tipo B ya que las fuentes de incertidumbre son cuantificadas usando solamente información externa u obtenida por experiencia.

El análisis estadístico implica la realización de una prueba t-student, el cual fue desarrollado en 1899 por el químico inglés William Sealey Gosset (1876 – 1937), mientras trabajaba en técnicas de control de calidad para las destilerías Guinness en Dublín. Debido a que en la destilería, su puesto de trabajo no era inicialmente de estadístico y su dedicación debía estar exclusivamente a mejorar los costos de producción, publicó sus hallazgos anónimamente firmando sus artículos con el nombre de “student”.

De acuerdo al teorema del límite central, la distribución muestral de una estadística seguirá una distribución normal o gaussiana, siempre y cuando el tamaño de la muestra sea suficientemente grande ( $n > 30$ ). Entonces cuando conocemos la desviación estándar de la población podemos calcular un valor o calificación Z, donde  $\bar{x}$  es la media de la muestra,  $\mu$  la media de la población,  $\sigma$  es la desviación estándar de la población y n el tamaño de la muestra:

$$Z = \frac{\bar{x} - \mu}{\sigma/\sqrt{n}}$$

y emplear la distribución normal para evaluar probabilidades sobre la media de la muestra; sin embargo, cuando el tamaño de la muestra obtenida es pequeña, se recurre a una distribución conocida como la “t de student” cuyos valores están dados por:

$$t = \frac{\bar{x} - \mu}{s/\sqrt{n}}$$

<sup>34</sup> Se determina la incertidumbre de medición, debido a que el medidor patrón puede presentar también un error, e incluso intervenir durante la calibración otras fuentes de error.



Donde  $\bar{x}$  es la media de la muestra,  $\mu$  la media de la población,  $s$  es la desviación estándar de la muestra y  $n$  el tamaño de la muestra. La distribución t-student se emplea para aquellos casos cuando  $n < 30$ .

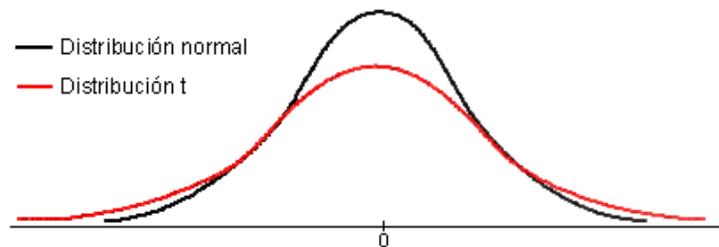


Figura 97. Distribución normal y distribución t. Aunque parece una distribución normal, la distribución t tiene un poco más de área en los extremos y menos en el centro cuando los grados de libertad son pocos.

La distribución t difiere de la distribución normal, en que la varianza de t no es igual a 1 como en la de Z, sino que depende del tamaño de la muestra y siempre es mayor a uno. Otra diferencia con la distribución normal, es que la forma de la distribución t de student depende de un parámetro denominado número de grados de libertad. El número de grados de libertad es igual al tamaño de la muestra (número de observaciones independientes) menos 1:

$$g_l = d_f = n - 1$$

Cuando se incrementan los grados de libertad, la forma de la distribución t se asemeja a la de una distribución normal.

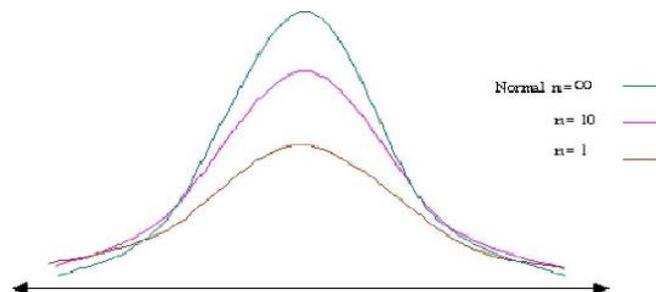


Figura 98. Forma de la distribución t de acuerdo con el número de grados de libertad.



El concepto de grados de libertad se puede visualizar haciendo referencia a la varianza muestral que es igual a:

$$s^2 = \frac{\sum(x_i - \bar{x})^2}{n - 1}$$

La terminología de grados de libertad resulta del hecho de que si bien  $s^2$  está basada en  $n$  cantidades  $x_1 - \bar{x}$ ,  $x_2 - \bar{x}$ ,  $x_n - \bar{x}$ ; éstas suman cero, por lo que sólo  $n - 1$  de ellas puede determinarse libremente.

Por ejemplo, si tenemos 4 datos ( $n=4$ ) entonces tenemos cuatro diferencias  $x_i - \bar{x}$ :

$$x_1 - \bar{x} = 4$$

$$x_2 - \bar{x} = -2$$

$$x_3 - \bar{x} = 3$$

Pero sabemos que la suma de dichas diferencias es igual a 0, por lo que la última diferencia queda definida como  $x_4 - \bar{x} = -5$ .

Lo que indica que sólo 3 de las diferencias son libres y la otra queda definida por las demás.

Dado que el tamaño de la muestra obtenida en la calibración es pequeña se procede a realizar este análisis estadístico, la OIML R117 recomienda aumentar el número de repeticiones ya que resulta en una reducción de la incertidumbre, la cual es proporcional a  $\frac{1}{\sqrt{n}}$ , además si van a realizarse mediciones o calibraciones de mayor exactitud se recomienda un número de repeticiones  $n$  mayor de 10.



### 4.2.3 Incertidumbre expandida $U_T$ del factor $Kf_M$

Para obtener la incertidumbre expandida, se determina primero la incertidumbre estándar tal y como lo indica el documento “Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement”:

1. Media de los factores  $Kf_M$  obtenidos

$$\bar{x} = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n x_i$$

2. Varianza experimental

$$s^2(x) = \frac{1}{n-1} * \sum_{i=1}^n (\bar{x} - x_i)^2$$

3. Varianza promedio

$$s^2(\bar{x}) = \frac{s^2(x)}{n}$$

4. Desviación estándar experimental promedio

$$s(\bar{x}) = + \frac{s(x)}{\sqrt{n}}$$

La desviación estándar experimental promedio es empleada para la cuantificación de la incertidumbre estándar de la medición:

$$u(X) = s(\bar{x})$$

$u(X)$ : es llamada incertidumbre estándar.

A medida que se incrementa la información, la incertidumbre se reduce; sin embargo, como tenemos un número pequeño de mediciones, se considera que:

$$u_A = t_p(v) * u(X)$$



Donde  $u_A$  es la incertidumbre estándar en una distribución t-student y  $t_p$  es un factor que se obtiene a partir de la distribución t-student para un número de grados de libertad y se encuentra en tablas como la que se muestra a continuación.

Por ejemplo si se tienen 6 grados de libertad y se desea un nivel de confianza de 95.45%, el valor  $t_p$  sería 2.52, el cual se multiplicaría por la desviación estándar promedio para obtener la incertidumbre estándar en una distribución t-student.

| Número de observaciones | Grados de libertad (n-1) | Nivel de confianza |       |         |
|-------------------------|--------------------------|--------------------|-------|---------|
|                         |                          | 99%                | 98%   | 95.45 % |
| 2                       | 1                        | 63.66              | 31.82 | 13.97   |
| 3                       | 2                        | 9.92               | 6.96  | 4.53    |
| 4                       | 3                        | 5.84               | 4.54  | 3.31    |
| 5                       | 4                        | 4.6                | 3.75  | 2.87    |
| 6                       | 5                        | 4.03               | 3.36  | 2.65    |
| 7                       | 6                        | 3.71               | 3.14  | 2.52    |
| 8                       | 7                        | 3.5                | 3.00  | 2.43    |

Tabla 21. Nivel de confianza en una distribución t-student.

### 4.3 Resultados de calibración

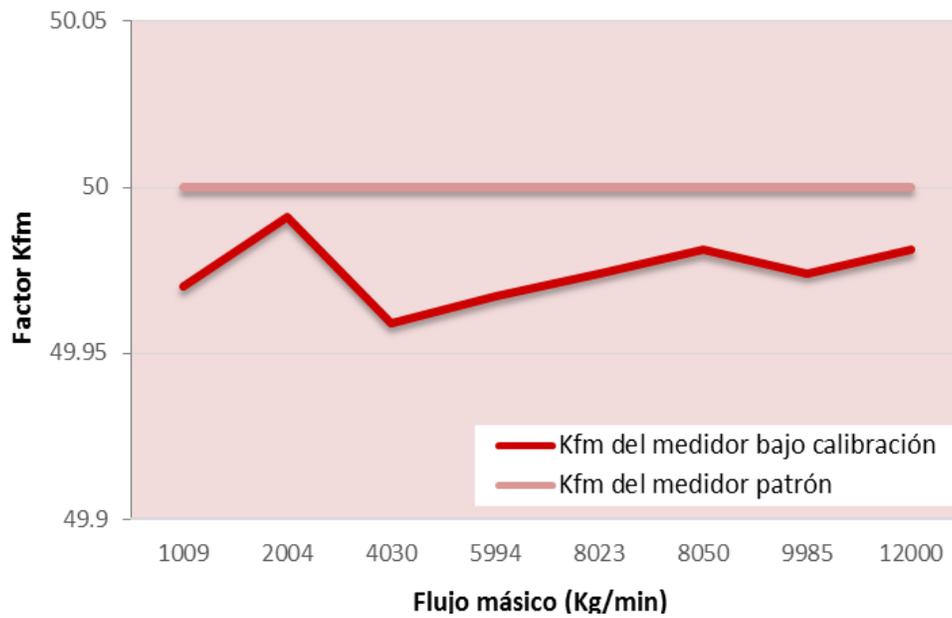
Para obtener la incertidumbre expandida  $U_t$  que se muestra en el certificado de calibración, se expande la incertidumbre estándar en una distribución t-student por un factor  $k=2.08$ , que corresponde a un nivel de confianza  $p = 95\%$ .

| Flujo másico (kg/min) | Temperatura (°C) | Pulsos N  | Masa Patrón (Kg) | Factor Km (pulsos/kg) | Ut factor Km medidor (%) | Error (%) | Factor del medidor MF | Volumen patrón (L) | Factor Kv (pulsos/L) agua | Ut Factor Kv Medidor (%) | Presión línea (kPa) |
|-----------------------|------------------|-----------|------------------|-----------------------|--------------------------|-----------|-----------------------|--------------------|---------------------------|--------------------------|---------------------|
| 12000                 | 24.1             | 472,072.7 | 9,445.03         | 49.981                |                          | -0.04     | 1.00038               | 9,465.44           | 49.873                    |                          | 327                 |
| 9985                  | 24.2             | 492,500.3 | 9,855.05         | 49.974                | ± 0.03                   | -0.05     | 1.00051               | 9,876.48           | 49.866                    | ± 0.046                  | 335                 |
| 8023                  | 24.3             | 502,594.7 | 10,057.08        | 49.974                | k=2.07                   | -0.05     | 1.00052               | 10,079.28          | 49.864                    | k=2.05                   | 322                 |
| 5994                  | 24.6             | 500,189.0 | 10,010.25        | 49.967                | $v_{ef} = 38$            | -0.06     | 1.00065               | 10,033.04          | 49.854                    | $v_{ef} = 38$            | 296                 |
| 4030                  | 24.6             | 500,652.0 | 10,021.23        | 49.959                | p=95%                    | -0.08     | 1.00082               | 10,044.25          | 49.844                    | p=95%                    | 262                 |
| 8050                  | 24.8             | 504,365.3 | 10,091.07        | 49.981                |                          | -0.04     | 1.00037               | 10,114.63          | 49.864                    |                          | 255                 |
| 2004                  | 24.8             | 75,436.0  | 1,508.98         | 49.991                |                          | -0.02     | 1.00017               | 1,512.55           | 49.873                    |                          | 232                 |
| 1009                  | 24.9             | 74,086.0  | 1,482.58         | 49.970                |                          | -0.06     | 1.00058               | 1,486.09           | 49.852                    |                          | 271                 |

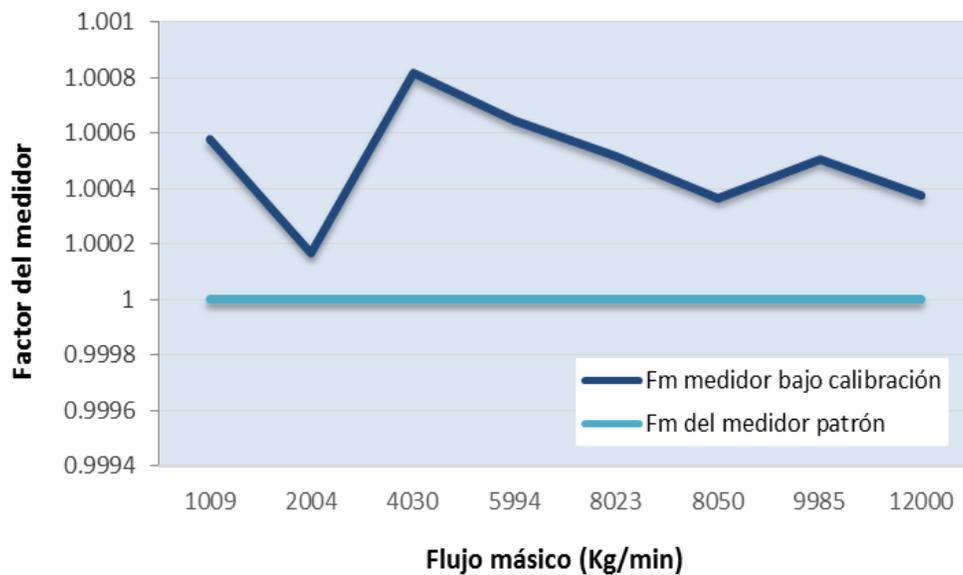
Tabla 22. Resultados de las pruebas de calibración del medidor de flujo másico por efecto coriolis, marca Micro Motion, modelo sensor CMFHC2M. El medidor se calibró en el intervalo de medición de 1,009 - 12,000 Kg/min.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



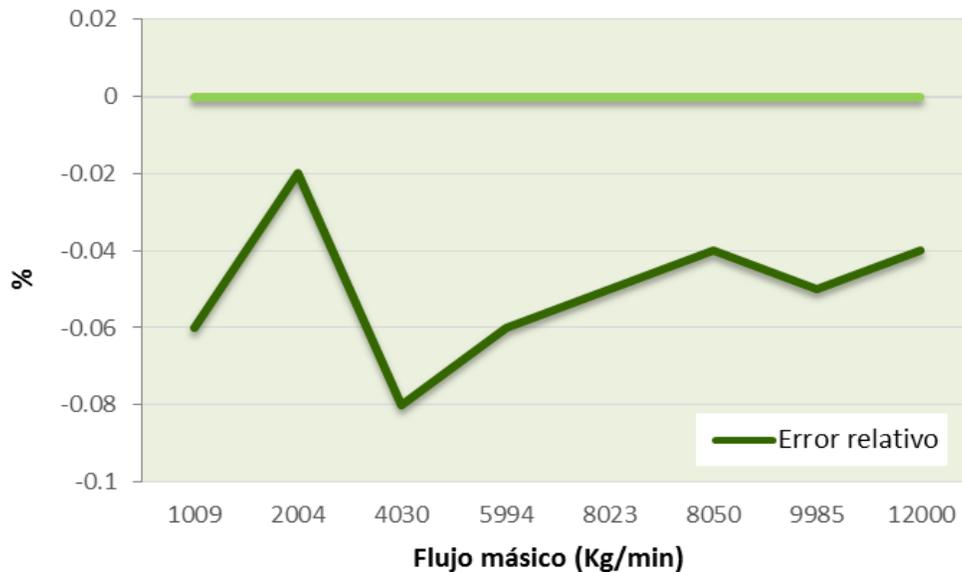
Gráfica 15. Factor Kfm en función del flujo másico.



Gráfica 16. Factor del medidor en función del flujo másico.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



Gráfica 17. Error relativo (%) en función del flujo másico.

En esta última gráfica se observa que el error en la medición de flujo, proporcionado por el modelo CMFHC2M, antes de su ajuste, es de -0.08% máximo, valor por debajo del error máximo permisible de  $\pm 0.3\%$  de acuerdo con la OIML R117. Con el factor  $K_{fm}$  del medidor patrón (50 pulsos/Kg), y los factores  $K_{fm}$  del medidor fiscal obtenido, se determinó el factor de corrección con el cual se multiplicó la respuesta del transmisor fiscal para ofrecer una medición más exacta y trazable.

En la Resolución RES/776/2015 también se especifica, que para sistemas de medición de caudal de hidrocarburos líquidos en una sola fase, el error máximo permisible en medición de caudal debe ser de  $\pm 0.3\%$  y la incertidumbre máxima permisible de  $\pm 0.1\%$ , por lo que se cumple de la misma forma con este último punto, debido a que los valores de las incertidumbres obtenidas ( $\pm 0.03$  en medición de flujo másico y  $\pm 0.046$  en medición de flujo volumétrico) se encuentran por debajo del valor especificado por la resolución.



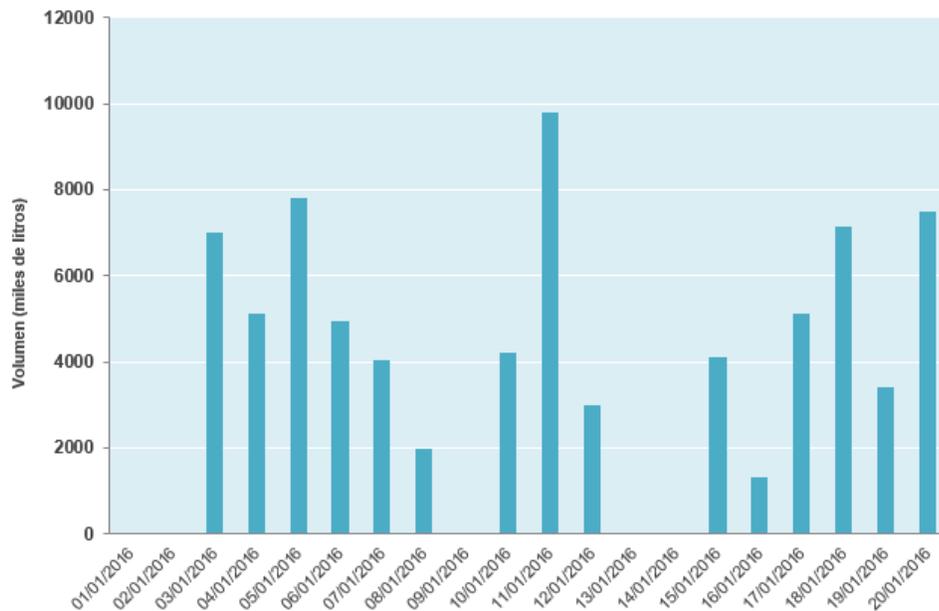
## Capítulo 5. Análisis y recomendaciones

Una vez conocidas las especificaciones técnicas y el proceso de calibración de los medidores de flujo másico, se otorgan las siguientes recomendaciones y se analizan los siguientes puntos:

- El suministro del combustóleo en las centrales es variable, dependiendo de la demanda de la energía eléctrica y de la disponibilidad de gas natural por parte de PTI, como se observa en la gráfica 18. Las condiciones de flujo también son variables pero se encuentran dentro de los rangos observados en la tabla 23.

| Condiciones de operación y viscosidad cinemática |             |                    |
|--|-------------|--------------------|
| Presión en la línea                              | 1 – 4       | Kg/cm <sup>2</sup> |
| Temperatura                                      | 75 – 90     | °C                 |
| Flujo másico                                     | 1000 – 6000 | Kg/min             |
| Viscosidad cinemática a 60°F                     | 500 -1018   | cSt                |

Tabla 23. Condiciones de operación en el suministro de combustóleo.



Gráfica 18. Volumen suministrado de combustóleo a la central en los primeros 20 días de enero de 2016.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



| Fecha de suministro | Flujo promedio (Kg/min) | Barriles/h | Suministro (Miles de Litros) | Velocidad (m/s) | Reynolds |
|---------------------|-------------------------|------------|------------------------------|-----------------|----------|
| 01/01/2016          | 0.00                    | 0          | 0                            | 0.00            | 0        |
| 02/01/2016          | 0.00                    | 0          | 0                            | 0.00            | 0        |
| 03/01/2016          | 4,772.16                | 1,833.82   | 286                          | 4.63            | 1,232.71 |
| 04/01/2016          | 3,505.15                | 1,346.94   | 210                          | 3.40            | 905.43   |
| 05/01/2016          | 5,173.53                | 1,988.06   | 310                          | 5.02            | 1,336.39 |
| 06/01/2016          | 3,429.81                | 1,317.99   | 206                          | 3.33            | 885.97   |
| 07/01/2016          | 2,829.30                | 1,087.23   | 170                          | 2.75            | 730.85   |
| 08/01/2016          | 1,349.50                | 518.58     | 81                           | 1.31            | 348.59   |
| 09/01/2016          | 0.00                    | 0          | 0                            | 0.00            | 0        |
| 10/01/2016          | 2,895.63                | 1,112.72   | 174                          | 2.81            | 747.98   |
| 11/01/2016          | 6,698.44                | 2,574.05   | 402                          | 6.50            | 1,730.30 |
| 12/01/2016          | 2,072.10                | 796.26     | 124                          | 2.01            | 535.25   |
| 15/01/2016          | 2,860.43                | 1,099.19   | 172                          | 2.78            | 738.89   |
| 16/01/2016          | 996.41                  | 382.90     | 60                           | 0.97            | 257.39   |
| 17/01/2016          | 3,680.79                | 1,414.44   | 221                          | 3.57            | 950.80   |
| 18/01/2016          | 4,881.49                | 1,875.84   | 293                          | 4.74            | 1,260.95 |
| 19/01/2016          | 2,338.26                | 898.54     | 140                          | 2.27            | 604.00   |
| 20/01/2016          | 5,147.85                | 1,978.19   | 309                          | 5.00            | 1,329.76 |

Tabla 24. Flujos y velocidades promedio diarios, números de Reynolds y volúmenes suministrados a la central Francisco Pérez Ríos en los primeros 20 días de enero.

- El número de Reynolds se determinó considerando el diámetro interno del ducto, la velocidad del combustible y la viscosidad cinemática en cSt contenida en un certificado de calidad de combustible bombeado en los primeros días de enero, corregida a la temperatura de operación promedio (82 °C). Se observa que el perfil de flujo del combustible suministrado es laminar en todos los casos, siendo una razón principal, la viscosidad alta que presenta este producto.
- Los flujos se encuentran dentro del rango especificado por el fabricante para el modelo DS600 (567 – 11,340 Kg/min). Para el caso del modelo CMFHC2M, los flujos se encuentran alejados de la estabilidad cero, que de acuerdo con las especificaciones del fabricante, se presenta a partir del 5 % del valor de flujo nominal, es decir a flujos



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



menores a 635 Kg/min. De acuerdo con la tabla 24, aunque el flujo más cercano a la estabilidad cero es de 996.41 Kg/min, se recomienda ser cuidadoso al manejar flujos más bajos en ambos medidores.

- Se encontró que efectivamente los medidores se encuentran montados en instalación tipo bandera, posición recomendada por Micro Motion y otros fabricantes. Si estos medidores se encontraran en posición tipo murciélago, habría una mayor posibilidad de que las partículas presentes en el flujo se depositaran en el medidor, afectando la eficiencia del mismo.
- Se recomienda la instalación de indicadores de presión (antes y después del medidor), con el fin de conocer la caída resultante, el cual puede indicar si hay presencia de depósitos en las paredes de los tubos de flujo.
- Durante la calibración, se observó que el tipo de válvula empleada para variar el flujo era de compuerta, sin embargo, no es recomendable esta válvula para aplicaciones de regulación o estrangulamiento, ya que se requiere mucha fuerza para accionarla. Para ello se recomienda una válvula globo, que aunque presenta un costo relativo más elevado que el de compuerta, permite un mayor control de la circulación.
- Como se observa en el certificado de calibración, la electrónica opera en una temperatura ambiente de 24.5 °C, por lo que se cumple con el rango de temperatura especificado en la NRF-313-PEMEX-2013 (-20 °C a 60 °C).
- En general, las velocidades del fuel oil se encuentran en un rango de 0.5 – 6 m/s, por lo que cumplen con el rango establecido por la NRF-313-PEMEX-2013, a excepción del día 11 de enero, donde la velocidad se encuentra fuera de este rango. En caso de que el fuel oil analizado en el laboratorio presente cantidades significativas de sedimentos y partículas sólidas, la velocidad debe ser menor de 3 m/s de acuerdo con esta norma de referencia, por lo que se recomienda que preferentemente se aplique este último punto.
- También se debe ser cuidadoso al manejarse flujos altos, ya que la alta viscosidad que presenta este derivado de petróleo, conduce a una mayor caída de presión.



- En la estación de medición, se observó que solamente se otorgaba como información, la marca del medidor de la línea 1 y flechas indicatorias de la dirección del flujo<sup>35</sup>, no obstante, es recomendable de acuerdo con la NRF-313-PEMEX-2013, solicitar al fabricante que la información del instrumento medidor de flujo sea etiquetado en una placa de acero inoxidable tipo 304 y en un lugar visible para el operador, conteniendo además los siguientes datos: modelo, número de serie, presión máxima y mínima de contención, diámetro del sensor, clase de bridas, así como rango de temperatura de operación.
- Personal del LAPEM ha reportado que se han presentado taponamientos en las tuberías de las centrales debido a la presencia de asfaltenos en el combustóleo; asimismo, al realizar la limpieza de los medidores se han encontrado depósitos que permanecían dentro de los tubos de flujo.

Como se mencionó anteriormente, de acuerdo con la norma API 5.6, la presencia de depósitos afectan la precisión y exactitud del medidor. Si los asfaltenos se depositan en los tubos de flujo del sensor, además de incrementarse el error en la medición, se generarían caídas de presión indeseables y junto con la presencia de sedimentos, causarían corrosión y picaduras en el material del tubo sensor.

Esta corrosión, erosión y depositación de asfaltenos (coating) del medidor ocasionan un corrimiento en el cero como se mencionó en el apartado 3.1, afectando el desempeño del medidor.

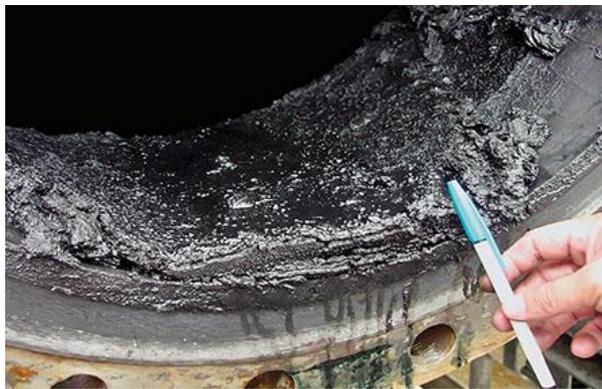
En el apartado 1.4.1.1. se definieron a los asfaltenos como compuestos que se encuentran dispersos en el crudo gracias a la presencia de una capa exterior consistente en resinas, conformando así una estructura micelar. Cuando se presentan alteraciones en la presión, temperatura y composición del flujo, se altera el equilibrio de fases entre los asfaltenos y las resinas, ocasionando la remoción de la capa protectora y la posterior floculación, precipitación y depositación de los asfaltenos en las tuberías.

---

<sup>35</sup> Cuando el flujo sea bidireccional, la flecha debe presentar dos puntas, una con el signo más y otra con el signo menos.



Ante tal circunstancia, se recomienda implementar métodos preventivos como el realizar una evaluación predictiva PVT, el cual emplea la termodinámica para predecir la presión y la temperatura en el cual comienzan a precipitarse estos compuestos, hay muchos modelos que predicen esta precipitación y para su realización, debe recurrirse al empleo de datos experimentales.



*Figura 99. Deposición de asfaltenos en tuberías y válvulas.*

- Debido al contenido de sedimentos, sólidos y partículas de catalizador presentes en el fuel oil pesado, es recomendable y opcional, de acuerdo al API 5.6, el empleo de un sistema de filtración que permita reducir considerablemente los sólidos que puedan depositarse en los medidores y dañar los equipos instalados en las centrales.

La selección del filtro depende de la cantidad y tamaño de las impurezas que contenga el crudo. El tamaño de la malla deberá ser recomendado por el fabricante y el filtro deberá estar equipado con un transmisor de presión diferencial, que indique la caída de presión para determinar el momento en que el medio filtrante que retiene el material no deseado tenga que ser reemplazado.



Estos filtros no tienen como propósito limpiar el fluido con el fin de mejorar su calidad, deben ser utilizados para remover los sólidos que eventualmente dañarían el medidor. “Muchas empresas emplean filtros de tipo de canasta en línea, equipadas con tapas de apertura rápida, indicadores de presión diferencial, eliminador de aire en la parte superior de la tapa, válvulas y líneas de drenaje.”<sup>36</sup>. Varias empresas como Eurofil construyen los filtros con base en la información suministrada por el cliente sin dejar de lado el cumplimiento de los protocolos establecidos y de acuerdo a la solicitud del cliente; se colocan los elementos filtrantes tales como mallas en acero inoxidable, según las especificaciones técnicas solicitadas. Otra empresa Alfa Laval, proporciona sistemas de filtración para HFO (heavy fuel oil), así como MDO (marine diesel oil) que presentan viscosidades incluso arriba de 700 cSt/50 °C.

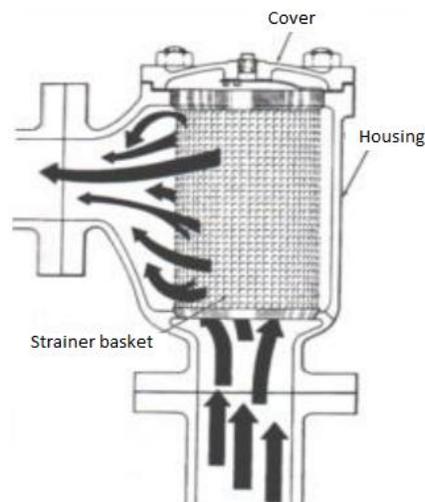


Figura 100. Filtro (Arias & Ruales, 2008).

- También es recomendable y opcional emplear un eliminador de gas y aire de acuerdo con el API 5.6; cabe mencionar que algunas veces éste y el filtro conforman un solo dispositivo. “En este dispositivo se acumula el crudo o su derivado, lo cual permite una separación de gas y aire. Después de que se ha acumulado cierto volumen de

<sup>36</sup> Ecopetrol, “Manual de medición de hidrocarburos, capítulo 6, Sistemas de medición dinámica”, Colombia, 2013.

gas, una válvula que opera con un flotador, se abre y permite su salida hacia una línea de ventilación” (Barragán, 2009).

Una válvula eliminadora de aire/gas es un dispositivo para eliminar el gas/aire contenido en hidrocarburos líquidos, cuenta con un orificio de venteo que automáticamente purga el gas/aire acumulado en puntos altos cuando el sistema se encuentra en operación.

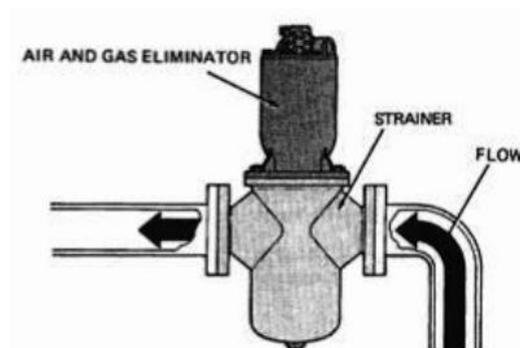


Figura 101. Eliminador de gas/aire y filtro combinados. (Arias & Ruales, 2008).

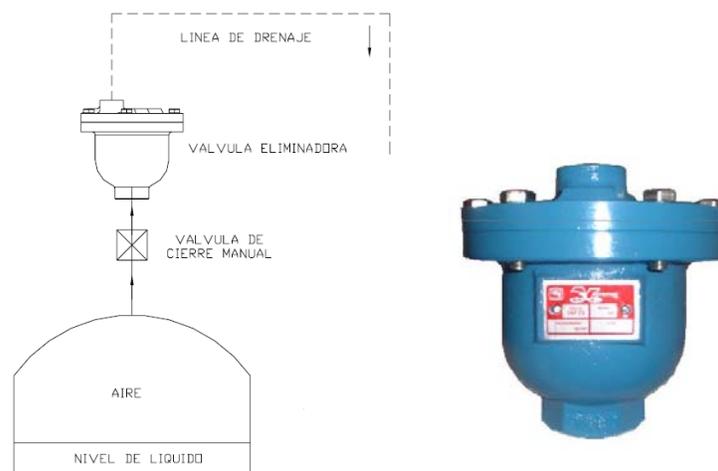


Figura 102. Válvula eliminadora de aire. (Vyramex, 2000).

- La limpieza periódica de los tubos sensores se realiza una vez al año, de acuerdo con personal del LAPEM, mediante inyección de diesel a 40 – 50 °C o vapor de agua empleando a su vez un aditivo denominado Petrocure. “El aditivo Petrocure 3bas, se



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---



emplea para la remoción de depósitos ya formados y adheridos a las paredes del sensor, es un método de control termoquímico que diluye las incrustaciones de parafinas y asfaltenos ya formados. Este tratamiento genera una gran cantidad de calor por reacción exotérmica de los compuestos que conforman el producto, la acción del solvente impide que los depósitos diluidos precipiten de nuevo en otro escenario”. (Tecpen, 2011).

El empleo de aditivos es un método químico de control y tratamiento, en este caso de asfaltenos, que aunque presenta una desventaja de implicar altos costos, son de mayor preferencia que los métodos mecánicos, por ser los tubos de flujo del sensor del medidor muy delicados. (Allen y Roberts, 1982) recomiendan el uso de estos tratamientos químicos, así como el empleo de agentes surfactantes que se emplean para fracturar los depósitos de asfaltenos y también les impide reaglomerarse, mientras que (Kokal y Sayegh, 1995), recomiendan el uso de solventes como el tolueno, xileno y otros solventes como piridina y bisulfuro de carbono.

La principal función de los surfactantes es estabilizar a los asfaltenos, evitando su coalescencia o floculación que provoca su posterior precipitación, y en el caso de que los asfaltenos ya estén precipitados, se efectúa su redisolución. Pueden ser aniónicos, no iónicos y poliméricos. La solución de uno o más surfactantes aniónicos o no iónicos disueltos en un solvente hidrocarbonado de carácter aromático se conocen comercialmente como dispersantes.

Aunque el uso del aditivo Petrocure es ideal, en la propia perspectiva, para la remoción de depósitos ya formados y adheridos a las paredes del sensor, sería recomendable evaluar y tomar a consideración en proyectos futuros nuevas tecnologías como los denominados polarizadores ECP, cuyas características se incluyen en el anexo VII; así como llevar a cabo una programación de limpiezas periódicas en el medidor cuando el empleo de la tecnología Smart Meter Verification, nos indique el momento en el que la medición viene siendo afectada por recubrimiento de sedimentos y asfaltenos en las paredes de los tubos de flujo, recordemos que este dispositivo determina si el espesor de los tubos de flujo ha sido



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---



afectado por erosión, corrosión o por fatiga del material. Cabe resaltar que como se mencionó en el apartado 3.3.2, el Smart Meter Verification también permite indicar el momento en el que se debe efectuar la calibración y verificación en el campo, por lo que permite evitar calibraciones y mantenimientos innecesarios; su uso se ha incrementado ya que verifica la integridad de la electrónica y el estado de los tubos cada 90 segundos. Asimismo se recomienda el uso de la tecnología DSP (Procesamiento de señal digital más actualizado) para medición de flujo bifásico, el cual como se mencionó en el apartado 3.3.3 reporta solamente la medición real del líquido, removiendo el ruido generado por el flujo de dos fases. Aunque el modelo CMFHC2M cuenta con estas últimas dos tecnologías, actualmente solamente el personal de Emerson la maneja, por lo que sería ideal capacitar al personal de CFE respecto a su manejo.

De la misma forma, se recomienda el empleo del sistema zero verification tool (ver apartado 3.3.1), con la finalidad de confirmar si la medición tiene trazabilidad y si es requerido efectuar un rezeroing.

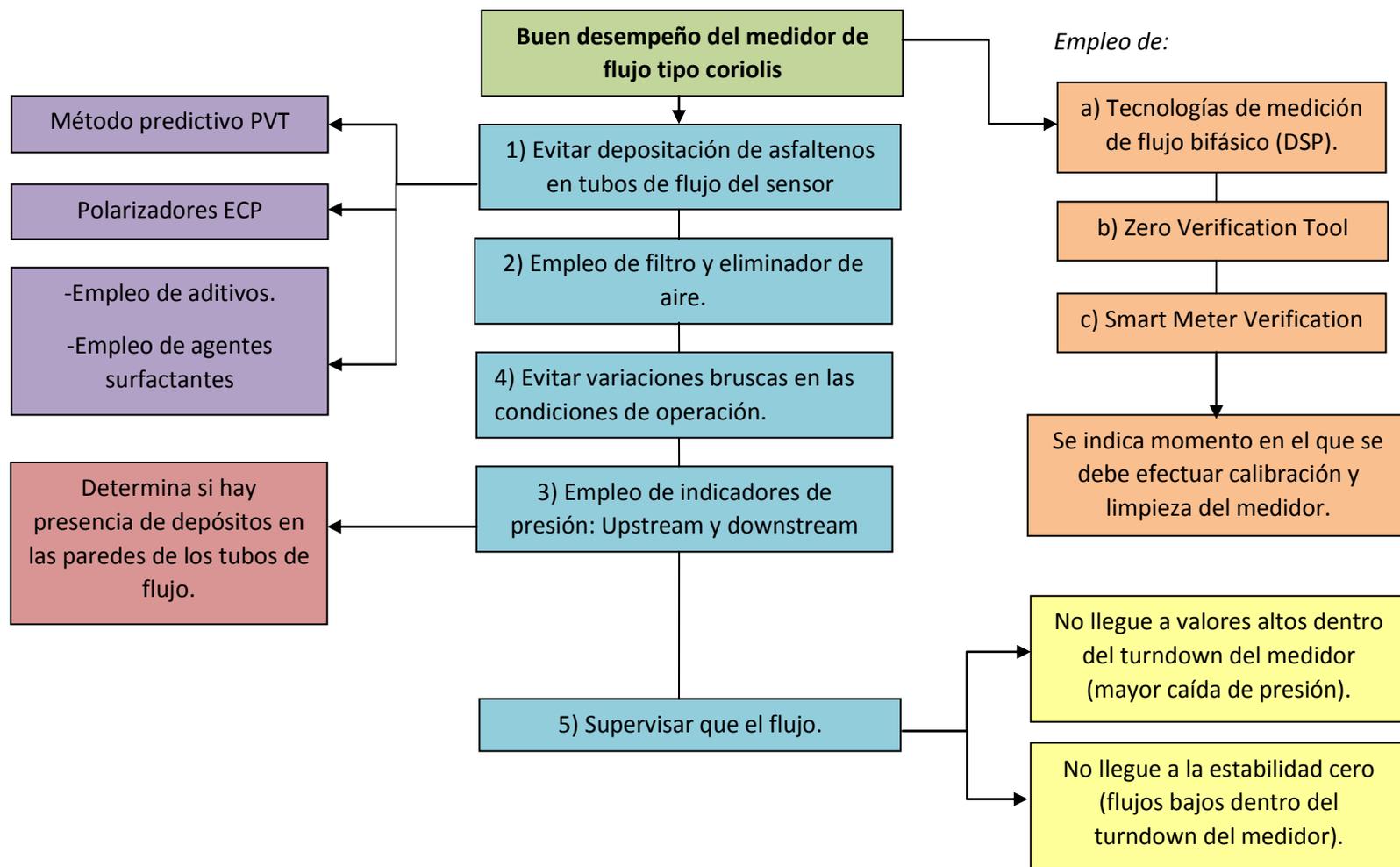


Figura 103. Recomendaciones para asegurar una buena operación de los medidores de flujo tipo coriolis instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos.



## Capítulo 6. Medición de flujo másico de gas natural

Actualmente los medidores empleados para la medición de flujo de gas natural en operaciones de transferencia de custodia son la placa de orificio, medidores tipo turbina y ultrasónicos, los cuales como se mencionó en apartados anteriores, miden flujo volumétrico. Los medidores de flujo másico presentan una ventaja ante estos medidores, debido a que la masa no es afectada por variaciones de presión y temperatura; por lo que en este apartado se destaca su importancia en el campo del gas natural.

En la C.T. Francisco Pérez Ríos se ha iniciado el empleo de los medidores tipo coriolis para monitorear y asegurar que el flujo de entrada de gas natural a las calderas de las unidades de generación, sea el indicado. Estos medidores también se encuentran instalados en una línea de 6 in. de diámetro nominal. Dependiendo de los requerimientos y la disponibilidad de las unidades, se nomina el consumo de gas natural a las unidades, que en este caso, varía de 50 a 70 MMPCD con una presión aguas arriba del medidor de 32 – 35 Kg/cm<sup>2</sup>.





Figura 104. Medidores de flujo por efecto coriolis empleados para la medición de flujo másico de gas natural, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos.

| Modelo CMFHC2M                           |                            |
|--|----------------------------|
| Diámetro nominal                         | 6 in                       |
| Flujo nominal                            | 2,500 Kg/min <sup>37</sup> |
| Estabilidad cero                         | ±1.13 Kg/min               |
| Exactitud en medición de flujo           | ± 0.25 %                   |
| Repetibilidad en medición de flujo       | ± 0.2 %                    |
| Exactitud en medición de temperatura     | ± 1 °C                     |
| Repetibilidad en medición de temperatura | ± 0.2 °C                   |

Tabla 25. Especificaciones del medidor de flujo tipo coriolis empleado para medición de gas natural en la C.T. Francisco Pérez Ríos. Fuente: Micro Motion.

<sup>37</sup> Flujo másico nominal de gas natural a 16 °C y 34 bar (condiciones de operación con los que se suministra el gas natural a las unidades de la central), que produce aproximadamente una caída de presión en el medidor de 1.7 bar.



*Figura 105. Manómetro ubicado aguas arriba del medidor donde se lee una presión de 32.5 Kg/cm<sup>2</sup>.*

Para la operación, calibración y mantenimiento de estos medidores, se recomienda considerar los puntos especificados en el AGA 11, una práctica internacional concerniente a la medición de flujo másico de gas natural mediante efecto coriolis, que desde que fue publicado en el año 2003, los medidores de flujo tipo coriolis han sido aplicados en la industria del gas natural, incluso en operaciones de transferencia de custodia, por lo que muchos usuarios de Emerson han comentado que el medidor de flujo tipo coriolis es la mejor opción para un amplio rango de condiciones. Cabe resaltar que en el año 2001, Measurement Canada aprobó específicamente a Micro Motion como fabricante de medidores de flujo tipo coriolis aptos para transferencia de custodia de gas natural.

El reporte AGA 11, fue desarrollado especialmente como una práctica para la selección, especificación, calibración, instalación, operación, mantenimiento y verificación de estos medidores usados en aplicaciones de gas natural; dichas aplicaciones típicas incluye la medición de flujo monofásico en producción, procesos, transmisión, almacenaje y distribución.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



*Figura 106. Empleo de medidores de flujo másico en una terminal de almacenamiento de gas natural, Hungría. Fuente: Micro Motion.*



*Figura 107. Empleo de medidores tipo coriolis para medición de gas natural en una central de generación. Fuente: Micro Motion.*

De acuerdo con esta práctica, el medidor debe operar:



- Con cualquiera de los rangos de composición de gas natural especificado en el Reporte AGA 8: “Factores de compresibilidad de gas natural y otros gases de hidrocarburos relacionados” y con densidades relativas entre 0.554 (puro metano) y 0.87.
- La temperatura de flujo de gas debe presentar una temperatura por arriba de la temperatura de rocío (-2 °C) y no debe presentar cantidades considerables de contaminantes corrosivos como es el H<sub>2</sub>O y H<sub>2</sub>S, ya que puede formarse una capa de óxido en el interior de las paredes de la tubería y de los tubos de flujo, ocasionando corrosión y erosión en los componentes, especialmente cuando el material del sensor está sujeto a altas velocidades de flujo; ante esta preocupación se debe considerar el uso de filtración aguas arriba. En nuestro caso, estas cantidades no deben rebasar las especificaciones de gas natural contenidas en la NOM-001-SECRE- 2010, dichas especificaciones son para H<sub>2</sub>O, 110 mg/m<sup>3</sup> máximo; para H<sub>2</sub>S, 6 mg/m<sup>3</sup> máximo y para temperatura de rocío, -2°C (271.15 K); es por ello que se recomienda la instalación de un puerto de sondeo aguas arriba del medidor con el fin de monitorear la composición del gas.

Esta práctica también coincide con algunos puntos mencionados en el API 5.6, los cuales recomienda evitar:

- a) Variaciones significativas en la temperatura y presión del flujo.
- b) La instalación del medidor cerca de fuentes de pulsaciones (compresores, bombas recíprocas, etc.), que afecten la frecuencia natural de los tubos de flujo y generen por lo tanto un error en la medición.

El AGA 11 hace referencia a un concepto denominado efecto de presión del flujo, el cual es definido como el efecto en la exactitud, cuando la medición de flujo másico a una presión de operación difiere a la de presión de calibración, por lo que en el computador de flujo se debe corregir este efecto, calculando un factor  $F_p$ , que multiplicado por el valor



indicado de flujo másico no compensado en el transmisor, nos otorga el valor de flujo másico compensado:

$$Q_{m \text{ compensada}} = Q_{m \text{ no compensada}} * F_p$$

Donde:

$Q_{m \text{ compensada}}$  = Flujo másico de gas compensado por el efecto de presión de flujo.

$Q_{m \text{ no compensada}}$  = Flujo másico de gas no compensado.

$F_p$  = Factor de compensación de efecto de presión de flujo.

Este factor es calculado en el computador de flujo de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$F_p = \frac{1}{1 + \left(\left(\frac{P_{efecto}}{100}\right) * (P_f - P_{cal})\right)}$$

Donde:

$F_p$  = Factor de compensación.

$P_{efecto}$  = Efecto de presión del flujo (% de tasa de flujo por psi). Este valor puede ser encontrado en hoja de especificaciones del sensor proporcionado por el fabricante. (Ver figura 108).

$P_f$  = Presión estática del flujo medido (psig).

$P_{cal}$  = Presión estática de calibración (psig).



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



**Process pressure effect for CMFS models**

| Model                     | Flow (% of rate) |          | Density                    |                            |
|---------------------------|------------------|----------|----------------------------|----------------------------|
|                           | per psig         | per barg | g/cm <sup>3</sup> per psig | kg/m <sup>3</sup> per barg |
| CMFS007, CMFS010, CMFS015 | none             | none     | none                       | none                       |
| CMFS025                   | none             | none     | -0.000004                  | -0.054                     |
| CMFS040                   | none             | none     | -0.000013                  | -0.190                     |
| CMFS050 M                 | -0.001           | -0.0145  | -0.000025                  | -0.358                     |
| CMFS050 H/P               | none             | none     | -0.000003                  | -0.049                     |
| CMFS075                   | -0.0007          | -0.0102  | -0.000026                  | -0.370                     |
| CMFS100 M                 | -0.0015          | -0.0208  | -0.000028                  | -0.400                     |
| CMFS100 H/P               | none             | none     | -0.000013                  | -0.191                     |
| CMFS150M                  | -0.0014          | -0.0203  | -0.000010                  | -0.145                     |
| CMFS150H/P                | none             | none     | -0.000007                  | -0.096                     |

*Figura 108. Valores de efecto de presión de flujo mostrados en hoja de especificaciones de modelos de medidores de flujo tipo coriolis ELITE, Micro Motion.*

La ecuación para flujo volumétrico a condiciones base, incluye la consideración de la corrección por efecto de la presión de flujo ( $F_p$ ) tal como:

$$Q_b = Q_{no\ compensado} * \left( \frac{F_p}{p_b} \right) = Q_{m\ no\ compensado} * \left( \frac{F_p}{G_r * \rho_b (aire)} \right)$$

$Q_b$  = Flujo volumétrico del gas a condiciones base.

$Q_{no\ compensado}$  = Flujo másico del gas no compensado por efecto de presión de flujo.

$F_p$  = Factor de compensación por efecto de presión de flujo.

$p_b$  = Densidad del gas a condiciones base.

$G_r$  = Densidad relativa del gas a condiciones base.

$\rho_b (aire)$  = Densidad del aire a condiciones base.

La densidad del gas a condiciones base, es calculado empleando la ley del gas no ideal tal como:



$$\rho_b = \frac{P_b M_r}{Z_b R T_b}$$

$\rho_b$  = Densidad del gas a condiciones base.

$P_b$  = Presión del gas a condiciones base.

$M_r$  = Masa molar del gas.

$Z_b$  = Factor de compresibilidad del gas a condiciones base.

$R$  = Constante universal del gas.

$T_b$  = Temperatura a condiciones base.

La densidad relativa es calculada empleando la siguiente ecuación:

$$G_r = \frac{\rho_{b(gas)}}{\rho_{b(aire)}} = \frac{Z_{b(aire)} * M_r(gas)}{Z_{b(gas)} * M_r(aire)}$$

$\rho_{b(gas)}$  = Densidad del gas a condiciones base.

$\rho_{b(aire)}$  = Densidad del aire a condiciones base.

$Z_{b(gas)}$  = Factor de compresibilidad del gas a condiciones base.

$Z_{b(aire)}$  = Factor de compresibilidad del aire a condiciones base.

$M_r(gas)$  = Masa molar del gas.

$M_r(aire)$  = Masa molar del aire.

$G_r$  = Densidad relativa del gas a condiciones base.

De la misma manera, se considera un efecto de la temperatura del proceso, que se define como la desviación en la exactitud debido al cambio significativo en la temperatura del proceso con respecto a la temperatura de calibración. El efecto de la temperatura se puede corregir ajustando a cero el medidor.



Otros puntos de interés para el lector del AGA 11 son:

- El reporte indica que a altas velocidades del gas, se genera un ruido que afecta la señal del medidor, sin embargo esto rara vez es una preocupación a valores por debajo de los 200 ft/s.
- La práctica AGA 11 recomienda instalar un bypass en la configuración del sistema de medición, ya que proporcionan un camino alternativo para suministrar el flujo de proceso durante el mantenimiento e inspección del medidor; para ello deben instalarse válvulas de bloqueo que permitan el aislamiento del medidor cuando se efectúe dicho mantenimiento e inspección (ver figura 109).
- La estabilidad cero debe ser checada periódicamente y ajustada si su valor no se ajusta a la especificación.
- Dependiendo del medidor, la calibración puede efectuarse empleando fluidos alternos de calibración como agua y aire; sin embargo, si el diseño del sensor es sensible, la medición deberá ser calibrada con gas natural. Esta calibración también implica determinar un factor del medidor  $K_{factor}$  y se recomienda como mínimo efectuar tres corridas por cada flujo dentro del turndown del medidor. El reporte deberá contener:
  - Localización y configuración de la EMR o EMRyC.
  - Modelo del medidor y número de serie.
  - Tamaño de la línea de la tubería.
  - Nombre del software empleado.
  - Condiciones de calibración.
  - Nombre de las personas que efectuaron las pruebas.
  - Gráfica Factor del medidor vs flujo.
  - Composición del gas natural.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



-Resultados: Flujos, presiones, temperaturas, incertidumbre de la medición, etc.

En la figura 109, se muestran las configuraciones recomendadas por el AGA 11, en el que se observa adicionalmente las conexiones para un puerto termopozo, así como de discos de ruptura o válvulas de alivio que permitan liberar la presión contenida dentro de la cubierta del sensor en caso de que se presente un fallo en el tubo o ruptura de la cubierta del sensor.

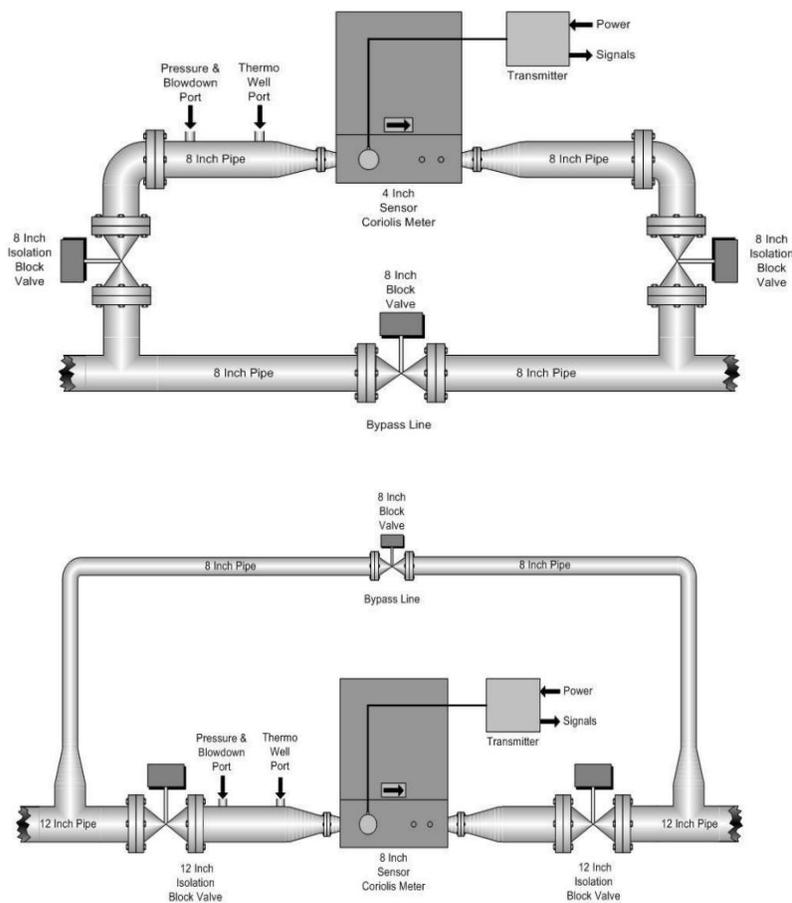


Figura 109. Propuesta de configuración del medidor de acuerdo con AGA 11.



En el AGA 11, también podemos visualizar recomendaciones en cuanto al uso de métodos de diagnóstico que automáticamente o manualmente, identifican las condiciones del proceso que pueden afectar el rendimiento del medidor como son: herramientas que verifican el rendimiento y la integridad del medidor, alarmas, indicadores de cero flujo; los cuales se han explicado algunos ejemplos de innovaciones y sus características en el apartado 3.3.

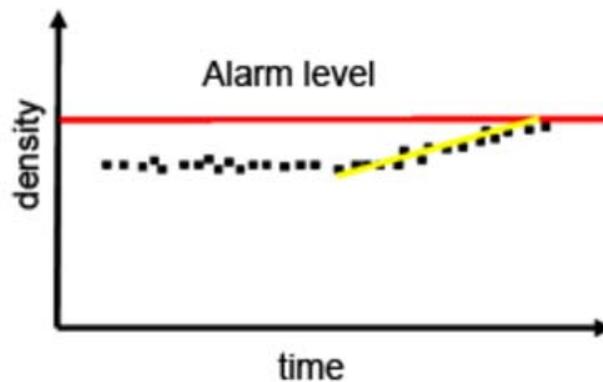


Figura 110. Activación de una alarma cuando se produce un error prolongado en la medición de la densidad.

El mercado del gas natural está creciendo rápidamente, incluso aunque a menudo toma tiempo a los usuarios finales adoptar una nueva tecnología; el reporte AGA 11 ha proporcionado un amplio significado para el uso de medidores de flujo tipo coriolis en la medición de gas natural.

Un ingeniero que actualmente labora en la C.T. Francisco Pérez Ríos y en la C.C.C. Tula, y que cuenta con amplia experiencia en instrumentación, comentó que la ventaja de los medidores tipo coriolis es que han presentado una mayor exactitud en medición de flujo; como se ha observado anteriormente, posterior a la calibración del medidor de la línea 2, el mayor error en la exactitud presentado fue de -0.08%, por lo que se decidió iniciar su empleo para medición de gas natural, que presentaría en este caso un error de  $\pm 0.25$  de acuerdo con sus especificaciones (ver tabla 25). De acuerdo con este ingeniero, aunque el medidor coriolis presenta un mayor costo de adquisición; su calibración menos costosa



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---



lo ha destacado, al observarse con ello beneficios a largo plazo, además en CFE, la calibración de los medidores ultrasónicos ha sido muy costosa, alrededor de \$ 500,000 pesos, incluso Emerson comenta que por cada medidor ultrasónico el costo de calibración es de USD \$ 47,000 (\$ 600,000 pesos mexicanos), este costo incluye la logística y participación del laboratorio de calibración; además han presentado un error mayor en medición de flujo durante su calibración ( $\pm 0.4\%$ ). No obstante, como se mencionó en apartados anteriores, el medidor ultrasónico cuenta con la ventaja de medir el flujo en tamaños de tubería mayores a 14 in, una limitante para los medidores tipo coriolis, y actualmente se cuentan con medidores ultrasónicos que presentan 4 vías y un error en la medición de flujo de  $\pm 0.1\%$ , lo cual sería ideal considerar su adquisición para transferencia de custodia y efectos de facturación de gas natural, donde actualmente en México, las condiciones base a las cuales se deben efectuar las mediciones, así como los reportes son  $T = 293.15$  (20 °C) y  $P = 101.325$  kPa.



## Conclusiones

En operaciones de transferencia de custodia, la medición de flujo juega un papel importante, por lo que es necesario llevar a cabo un proceso de mejora continua si se espera llegar a ser fuertemente competitivo, incorporando nuevas tecnologías e innovaciones en sustitución de esquemas tradicionales de flujo, como por ejemplo el uso de la herramienta Smart Meter Verification, una herramienta de diagnóstico que definitivamente amplió el campo de la transferencia de custodia, al otorgar información respecto al desempeño del medidor de flujo tipo coriolis, el estado en el que se encuentran sus tubos de caudal o si hay presencia de depósitos en el interior de las paredes de dichos tubos que puedan causar erosión o corrosión del material. Otro ejemplo de innovación, es el uso de la herramienta Zero Verification Tool, que determina si en efecto hay un desplazamiento de cero en el medidor y la tecnología DSP (Procesamiento de señal digital más actualizado) para medición de flujo bifásico, que instalado en el transmisor, remueve el ruido, proporcionando una medición real del líquido con una exactitud de  $\pm 3\%$ .

La competitividad también se emprende cumpliendo con lineamientos establecidos en normas, estándares y prácticas nacionales e internacionales, en nuestro caso, el estándar internacional API MPMS 5.6 y la NRF-313-PEMEX-2013; del cual gracias al estudio profundo respecto a las características (turndowns, estabilidad cero, relación de la viscosidad y flujo con la caída de presión), operación, calibración y ajuste de los modelos DS600 y CMFHC2M, se cumplió con el objetivo de definir los lineamientos aplicables para asegurar una buena exactitud, cuyo error debe encontrarse por debajo del especificado en la OIML R117-1 ( $\pm 0.3\%$ ). Como recomendación, si PEMEX tiene su propia norma de referencia, lo ideal es que CFE también presentara su propia norma de referencia, que tenga como un objetivo incrementar la vida útil de sus medidores:

Algunos lineamientos a considerar son:

- Evitar que los sedimentos y asfaltenos se depositen en las paredes de los tubos de flujo del medidor, empleando modelos predictivos de precipitación, evaluando el



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---



empleo de aditivos y surfactantes, y considerando el empleo de nuevas tecnologías como los polarizadores ECP.

- Evitar variaciones bruscas en las condiciones de operación del medidor que ocasionen un traslado de cero.
- Instalar un indicador de presión aguas arriba y abajo del medidor, con el fin de determinar la caída de presión resultante que nos indicará si hay presencia de depósitos en las paredes de los tubos de flujo.
- Empleo de un sistema de filtración que permita reducir los sólidos que puedan depositarse en el medidor.
- Reemplazar la válvula de compuerta por una válvula globo para aplicaciones de regulación.
- Para cualquier usuario del medidor de flujo por efecto coriolis, debe verificar periódicamente si se está presentando estabilidad cero.

El uso de los medidores tipo coriolis es una buena opción, su alta exactitud en medición de flujo, en este caso de  $\pm 0.05\%$  -  $\pm 0.2\%$ , permite que a largo plazo se recupere la inversión inicial; sus calibraciones son de menor costo a diferencia de otros medidores como los ultrasónicos; además, no se requiere la instalación de acondicionadores puesto que el perfil de flujo no afecta esta medición.

Otras ventajas de la medición de flujo por efecto coriolis frente a otros medidores empleados en operaciones de transferencia de custodia en CFE son:

- Fácil calibración en el campo
- Permite la medición de flujo en dos direcciones.
- Presentan mayor exactitud que un medidor de placa de orificio.
- Sus partes no son susceptibles a desgastarse con facilidad como las partes internas de un medidor turbina.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---



En este proyecto se logró describir el proceso de calibración de un medidor fiscal de efecto coriolis, el cual puede ser empleado como una guía para calibrar otros medidores del mismo tipo. En nuestro caso, los resultados de la calibración determinaron que el medidor opera de forma correcta al otorgarse errores muy por debajo de la especificado en la norma OIML R 117 -1 ( $\pm 0.3\%$ ). Mediante el cálculo del factor de medición (MF), se logró ajustar la respuesta del medidor fiscal para asegurar una buena exactitud. Con esto también se concluye, que la calibración es la actividad de control de calidad más importante dentro de la medición, debido a que da trazabilidad a dicha medición y asegura que los medidores cumplan con los requisitos metrológicos legales.

En CFE, la calidad de los energéticos suministrados a las centrales, donde las propiedades fisicoquímicas se encuentran dentro de especificaciones, contribuye de manera directa a lograr un buen aseguramiento del flujo y su medición. Este aseguramiento del flujo se logra también con una instalación, calibración correcta y un mantenimiento adecuado. Simplemente hay que esperar nuevos estudios e innovaciones en el futuro respecto al empleo de estos medidores de flujo másico en aplicaciones de control y de transferencia de custodia, especialmente en aplicaciones de medición de gas natural, donde la tecnología es relativamente nueva, principales organismos de aprobación internacional han certificado que la tecnología coriolis es apta para aplicaciones de transferencia de custodia de gas natural, por lo que es recomendable darse un panorama general respecto al contenido de la práctica AGA 11, del cual se mencionaron unos puntos en este proyecto.



## Glosario

**Aguas arriba:** También conocido como upstream, se refiere a la tubería o canalización que se encuentra antes de un punto de mención.

**Aguas abajo:** También conocido como downstream, se refiere a la tubería o canalización que se encuentra posterior a un punto de mención.

**Ajuste:** Operación de llevar un instrumento de medición a un estado de funcionamiento adecuado para su uso.

**Barril de petróleo:** Unidad de volumen equivalente a 42 galones o 158.69 litros.

**Brida:** Elemento que une dos componentes de un sistema de tuberías, permitiendo ser desmontado sin operaciones destructivas, gracias a una circunferencia de agujeros a través de los cuales se montan pernos de unión. Puede venir unida a un elemento para su instalación, como una válvula o un tubo.

**Calibración:** Es una comparación contra un patrón que tiene trazabilidad al patrón nacional, para determinar el error que tiene el medidor bajo calibración. Durante el proceso de calibración, se determina un coeficiente, el cual se ajusta en el transmisor para que proporcione resultados dentro de la tolerancia de exactitud y precisión especificado del medidor sobre un rango específico.

**Cavitación:** Fenómeno relacionado después de la intermitencia "flasheo", siempre y cuando la presión se recupere provocando burbujas que colapsan en el fluido líquido dañando la tubería o equipo.

**Condiciones base:** Condiciones bajo las que se mide el flujo correspondientes a la presión absoluta de 98.07 kPa y temperatura de 293.15 K.



Condiciones estándar: Condiciones bajo las que se mide el flujo correspondientes a la presión absoluta de 101,325 kPa y temperatura de 288.15 K.

Contención secundaria: Envolvente o cubierta diseñada para proteger al medio ambiente en caso de avería o ruptura del tubo o tubos del elemento sensor.

Computador de flujo: Es un equipo que se encarga de realizar cálculos, integrando ecuaciones de caudal y numerosas funciones avanzadas, así como procesamiento intensivo de datos numéricos que representan variables medidas en un tren de medición, el cálculo final se apega a la normativa legal vigente en materia de hidrocarburos: ISO, AGA, API, PEMEX, OIML.

Densidad absoluta: Expresa la cantidad de masa contenida en la unidad de volumen

$$\rho = \frac{M}{V}$$

$\rho$  = Densidad

$M$  = Masa

$V$  = Volumen

Densidad relativa: Relación que existe entre la densidad de un material y la de una sustancia de referencia. En el caso de los líquidos, esta sustancia es el agua; tratándose de los gases, generalmente se adopta el aire. La  $\rho$  del agua entre 0 y 100 °C puede considerarse cercana a 1000 Kg/m<sup>3</sup>.

$$\rho_r = \frac{\rho_{sustancia}}{\rho_{sust.referencia}} ; \rho_r = \text{Densidad relativa adimensional}$$

Debido a que la densidad varía con la temperatura, la densidad relativa se da mostrando la temperatura a la cual se hizo la medición y la temperatura a la cual se obtuvo la densidad de la sustancia de referencia:



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



$$\rho_T \frac{20 \text{ }^{\circ}\text{C}}{4 \text{ }^{\circ}\text{C}}$$

Desviación estándar: Es una medida de grado de dispersión de los datos con respecto al valor promedio. Mientras mayor es la desviación estándar, mayor es la dispersión de la población.

Disco de ruptura (también denominada disco de rotura, alivio o venteo): Es un dispositivo de seguridad de alivio instantáneo de sobrepresiones, que permite eliminar el exceso de presión proporcionando al fluido un punto de escape o salida. Los discos de ruptura, son membranas fabricadas en diversos materiales, diseñados para romperse y permitir la evacuación o paso del fluido a una presión predeterminada. Los discos de ruptura ofrecen las siguientes ventajas frente a otros sistemas de alivio de presión: Bajo costo y prácticamente sin mantenimiento, respuesta instantánea y sin fallos, apertura completa y alta fiabilidad.



Ecuación de Barlow: Ecuación que se emplea para el cálculo del espesor neto de la tubería con base en su presión interna.

Elementos primarios: Dispositivos del medidor que están en contacto con el fluido.

Envolvente o cubierta: Protección ambiental del sensor de flujo.

Error absoluto: Valor leído del instrumento menos el valor verdadero de un instrumento.



Factor de calibración: Factor numérico único para cada sensor, obtenido durante la calibración en fábrica del mismo, que cuando está programado en el transmisor se asegura de que el medidor se desempeñe conforme a especificaciones.

Factor K: Un coeficiente introducido en el transmisor del medidor tipo coriolis por el fabricante o un usuario, el cual es empleado para traducir los pulsos en una cantidad unitaria (volumen o masa).

Factor de cobertura: Factor numérico absoluto usado como un multiplicador de la incertidumbre estándar para obtener una incertidumbre expandida. Se encuentra en el rango de 2 a 3 de acuerdo con la ISO 5168:2005.

Flashing o flasheo: Fenómeno que se produce cuando la presión en el proceso cae por debajo de la presión de vapor del flujo líquido.

Grados API: Es la escala más usada para medir la densidad relativa de los productos derivados del petróleo. Se usa solamente para líquidos más ligeros que el agua.

$$^{\circ} API = \left( \frac{141.5}{\rho_r} \right) - 131.5 \quad \rho_r \text{ a } \frac{60^{\circ}F}{60^{\circ}F}$$

Gigawatt: Unidad de potencia en el Sistema Internacional equivalente a 1000 megawatts. Se emplea para medir potencias muy grandes.

Humedad relativa: Cantidad real de vapor de agua contenido en un gas como un porcentaje del contenido máximo de vapor de agua.

Evaluación Tipo A de la incertidumbre: Evaluación de la incertidumbre mediante métodos estadísticos.



Evaluación Tipo B de la incertidumbre: Evaluación de la incertidumbre mediante métodos no estadísticos.

Intervalo nominal (rango): Conjunto de valores que están comprendidos dentro de los límites inferior y superior de la variable medida, a los cuales se ajusta el instrumento de flujo para efectos de medición.

Frecuencia: Es una magnitud que mide el número de veces que se repite un fenómeno por unidad de tiempo. La unidad de frecuencia en el Sistema Internacional es el Hz (Hercio), definido como el número de veces que se repite cualquier fenómeno por segundo.

HART: (Acrónimo en inglés de Highway Addressable Remote Transducer), es un protocolo empleado para la configuración remota y supervisión de datos de instrumentos de campo sobre un lazo de corriente 4-20 mA.

Índice Wobbe: La relación del poder calorífico superior ( $H_s$ ) por unidad de volumen con respecto a la raíz cuadrada de la densidad relativa ( $\rho_r$ ), según la siguiente fórmula:

$$W = \frac{H_s}{\sqrt{\rho_r}}$$

Los criterios que permiten determinar si el gas natural tiene calidad intercambiable, se basan en la utilización del Índice Wobbe.

Instrumento medidor de flujo tipo coriolis: Instrumento que consiste de un sensor de flujo (dispositivo primario) y un transmisor (dispositivo secundario) para medir de manera directa el flujo másico mediante la interacción entre el flujo de fluido y la oscilación de un tubo o tubos; así como también de manera directa la medición de densidad mediante el periodo de oscilación de dicho tubo o tubos y con estas mediciones se obtiene de manera inferida el flujo volumétrico.



**Magnitud:** Atributo de un fenómeno, cuerpo o sustancia que puede ser distinguido cualitativamente y determinado cuantitativamente. Ejemplos: Temperatura, masa, volumen, etc.

**Magnitudes de entrada:** Son aquellas de las que depende el mensurando. Ejemplo: para determinar el volumen de un cilindro se requiere de las mediciones directas del diámetro y la altura.

**Magnitud de influencia:** Magnitud que no es el mensurando, pero que afecta al resultado de la medición. Ejemplo: Temperatura ambiental, humedad relativa.

**Magnitudes escalares:** Son aquellas que quedan completamente definidas por un número y las unidades utilizadas para su medida. Ejemplos: La masa, la temperatura, la densidad.

**Magnitudes vectoriales:** Son aquellas que quedan caracterizadas por una cantidad, una dirección y un sentido. Ejemplos: Velocidad, aceleración, fuerza, campo eléctrico, etc.

**Medición:** Conjunto de operaciones que tiene por objeto determinar el valor de una magnitud.

**Método de medición:** Secuencia lógica de operaciones, descritas de manera genérica empleado en la ejecución de mediciones.

**Poder calorífico superior ( $H_s$ ) de gas natural:** Es la cantidad de energía térmica producida por la combustión completa a presión constante de una unidad de volumen medido en base seca de gas natural con aire, a condiciones estándar, cuando los productos de la combustión se mantienen a una temperatura de 288.15 K y la entalpía del agua formada durante el proceso de combustión se determina en fase líquida.



Poder calorífico inferior ( $H_i$ ) de gas natural: Es la cantidad de energía térmica producida por la combustión completa a presión constante de una unidad de volumen medido en base seca de gas natural con aire, a condiciones estándar, cuando todos los productos de combustión se mantienen a la misma temperatura en estado gaseoso.

Presión: Fuerza ejercida por unidad de área.

$$P = \frac{F}{A} ; \text{Donde } P = \text{Presión, } F = \text{Fuerza y } A = \text{Área}$$

Presión de vapor: Es la presión en la que la fase líquida y la fase gaseosa se encuentran en equilibrio. La presión de vapor en mmHg del combustóleo es <1 a 20 °C.

Procedimiento de medición: Conjunto de operaciones, descrito específicamente, para realizar mediciones particulares de acuerdo a un método determinado.

Rating de bridas: Según el estándar ASME/ANSI las bridas se clasifican según su clase de presión, relación a partir de la cual se puede obtener una curva según la resistencia al efecto conjunto presión – temperatura; se expresan en libras por pulgada cuadrada (psi, expresado como #), las clases de presión más usuales con 150#, 300#, 600#, 900#, 1500# y 2500#, cuanto mayor es la clase de presión de las bridas de una red, mayor resistencia presentará al efecto conjunto de presión y temperatura.

Sistemas de referencia inercial: Sistemas en los que se cumplen las leyes de Newton, por ejemplo, un cuerpo sobre el que no actúa ninguna fuerza externa y se mueve a velocidad constante y que para que posea una aceleración debe actuar una fuerza exterior.

Sistema de referencia no inercial: Aquél en donde no se cumplen las leyes de Newton, observándose aceleración sin la presencia de una fuerza neta, un ejemplo de sistema de referencia no inercial es la fuerza coriolis.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos

---



**Transferencia de custodia:** Acción donde un fluido es medido para transferir la responsabilidad de su resguardo con propósitos de venta o traspaso de propiedad.

**Traslado de cero:** Desviación en la indicación del cero por el medidor.

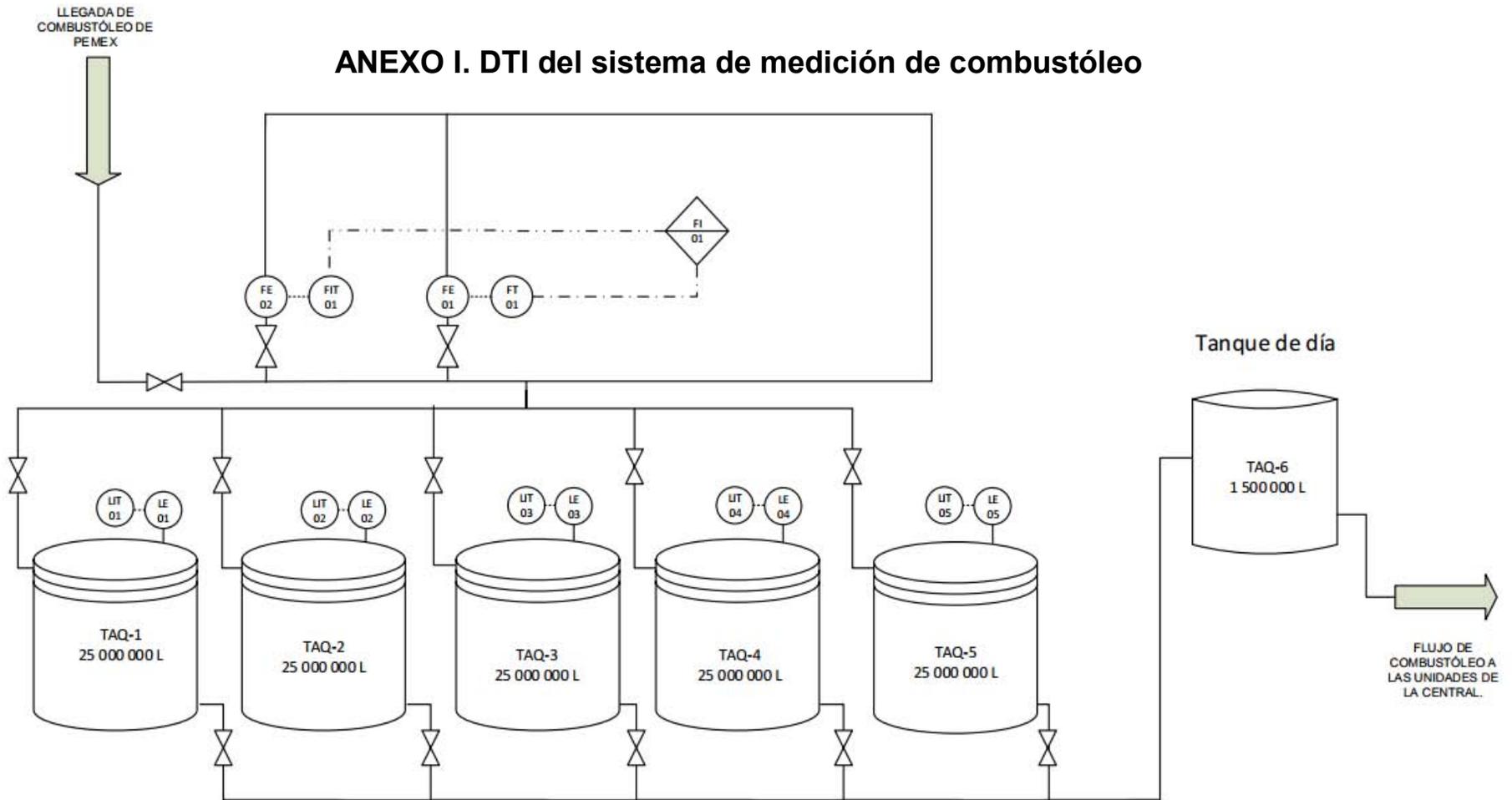
**Trazabilidad:** El vocabulario internacional de metrología define la trazabilidad como la propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón por el cual pueda relacionar las diferencias determinadas generalmente a patrones nacionales o internacionales por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas las incertidumbres determinadas.

**Varianza:** Es una medida de dispersión definida como la esperanza del cuadrado de la desviación de dicha variable respecto a su media.

**Verificación:** Aportación de evidencia objetiva de que un elemento satisface los requisitos especificados.

**Zeroing:** Un procedimiento que elimina en un medidor de flujo, el desplazamiento en el cero.

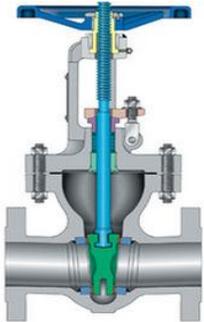
## ANEXO I. DTI del sistema de medición de combustóleo



**CENTRAL TERMOELÉCTRICA FRANCISCO PÉREZ RÍOS, TULA.  
DTI DEL SISTEMA DE MEDICION DE COMBUSTÓLEO**

| TAG | DESCRIPCIÓN                     |
|-----|---------------------------------|
| FE  | Elemento de flujo tipo coriolis |
| FIT | Transmisor indicador de flujo   |
| FT  | Transmisor de flujo             |
| LE  | Medidor de nivel                |
| FI  | Integrador de flujo             |
| LIT | Transmisor indicador de nivel   |
| TAQ | Tanque de almacenamiento        |

## ANEXO II. Válvulas instaladas en el sistema de medición y calibración en sitio

| Válvulas         | Descripción  | Figura  | Ventajas   | Desventajas   |
|------------------|--|---|--|---|
| <b>Compuerta</b> | <p>Es de vueltas múltiples, en la cual se cierra el orificio con una compuerta vertical de cara plana que se desliza en ángulos rectos sobre el asiento.</p> <p>Cuando la válvula está totalmente abierta, el área de flujo coincide con el diámetro nominal de la tubería, por lo que las pérdidas de carga son relativamente pequeñas.</p> <p>Recomendada para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Servicio con apertura total o cierre total, sin estrangulación.</li> <li>-Para uso poco frecuente.</li> <li>-Para resistencias mínimas a la circulación.</li> <li>-Para mínimas cantidades de fluido o líquido atrapado en la tubería.</li> <li>-Flujo de fluidos limpios y sin interrupción.</li> </ul> |   | <ul style="list-style-type: none"> <li>-Alta capacidad.</li> <li>-Cierre hermético.</li> <li>-Bajo costo.</li> <li>-Diseño y funcionamiento sencillos.</li> <li>-Poca resistencia a la circulación.</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>-Se requiere mucha fuerza para accionarla.</li> <li>-Produce cavitación con baja caída de presión.</li> <li>-Debe estar abierta o cerrada por completo.</li> <li>-No es recomendable para regulación o estrangulamiento, el asiento y el disco podrían resultar erosionados; parcialmente abierta puede sufrir vibraciones.</li> <li>-No se recomienda en instalaciones donde su uso sea frecuente.</li> </ul> |
| <b>Globo</b>     | <p>Es de vueltas múltiples, en la cual el cierre se logra por medio de un disco o tapón que cierra o corta el paso del fluido en un asiento que suele estar paralelo con la circulación en la tubería.</p> <p>Recomendada para:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Estrangulación o regulación de circulación.</li> <li>-Para accionamiento frecuente.</li> <li>-Para corte positivo de gases o aire.</li> <li>-Cuando es aceptable cierta resistencia a la circulación.</li> </ul>   |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>-Estrangulación suficiente con estiramiento o erosión mínimos del disco o asiento.</li> <li>-Pocas vueltas para accionarlas, lo cual reduce el tiempo y desgaste en el vástago y el bonete.</li> <li>-Control preciso de la circulación</li> <li>-Disponibles con orificios múltiples.</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>-Gran caída de presión.</li> <li>-Costo relativo elevado.</li> </ul>   |

### Macho (Plug valves)

La válvula de macho es de  $\frac{1}{4}$  de vuelta, que controla la circulación por medio de un macho cilíndrico o cónico que tiene un agujero en el centro, que se puede mover de la posición abierta a la cerrada mediante un giro de  $90^\circ$ .

Recomendada para:  
Servicio con apertura total o cierre total.  
Para accionamiento frecuente.  
Para baja caída de presión a través de la válvula  
Para resistencia mínima a la circulación.



- Alta capacidad
- Bajo costo
- Cierre hermético,
- Funcionamiento rápido

- Requiere alta torsión (par) para accionarla.
- Desgaste del asiento.
- Cavitación con baja caída de presión.

### Válvulas check o retención

Tiene como principal propósito el permitir el flujo en un solo sentido. Su aplicación principal es para la descarga de bombas. La circulación del líquido en el sentido deseado abre la válvula; al invertirse la circulación, se cierra. La válvula de mariposa es un ejemplo de válvula check.

Recomendada en casos donde exista una resistencia mínima a la circulación, cuando hay cambios poco frecuentes del sentido de circulación en la tubería, para servicio en tuberías que tienen válvulas de compuerta, para tuberías verticales que tienen circulación ascendente.



La turbulencia y las presiones dentro de la válvula son muy bajas.

### Válvulas de mariposa

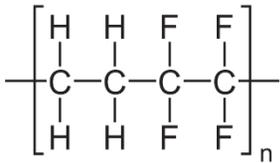
La válvula de mariposa es de  $\frac{1}{4}$  de vuelta y controla la circulación por medio de un disco circular, con el eje de su orificio en ángulos rectos con el sentido de la circulación. Recomendada para servicio con apertura total o cierre total.



Ligera de peso, compacta, bajo costo, requiere poco mantenimiento, número mínimo de piezas móviles, no tiene bolas o cavidades, alta capacidad, circulación en línea recta, se limpia por sí sola.

Alta torsión para accionarla, capacidad limitada para caída de presión y propensa a la cavitación.

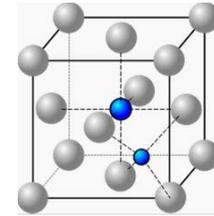
## ANEXO III. Especificaciones del material del tubo de flujo del sensor del medidor tipo coriolis

| Material  | Descripción   | Figura   |
|---|---|--|
| <p><b>Tefzel</b><br/>(ETFE – Etileno tetrafluoroetileno)</p>                                    | <p>Polímero termoplástico de gran resistencia al calor, a la corrosión y a los rayos UV. Se caracteriza por ser transparente y de extraordinaria durabilidad: posee una elevada resistencia química y mecánica, así como una gran estabilidad ante cambios de temperatura, soportando hasta 170 °C.</p> <p>Su cualidad más destacable es su elevada resistencia a los rayos ultravioleta. Esta característica convierte al ETFE en una alternativa al vidrio en la edificación. Pesa 100 veces menos que el vidrio, deja pasar más luz, es reciclable y fácil de limpiar.</p>   |  <p><i>ETFE. Etileno – tetrafluoroetileno</i></p> |
| <p><b>Hastelloy</b></p> <p>Otros nombres comunes aleación C276, Hastelloy C o Inconel C-276</p> | <p>El Hastelloy C276 es una de las aleaciones más versátiles y resistentes, demuestra una excelente resistencia a la corrosión en un rango amplio de ambientes severos. El alto contenido de níquel y de molibdeno promueve que este acero de aleación de níquel sea especialmente resistente a la picadura y a la corrosión en ambientes de reducción, mientras que el cromo lo hace resistente a medios oxidantes.</p> <p>Es ampliamente usada en ambientes severos como el proceso químico, control de polución, producción de pulpa y papel, tratamiento de desechos industriales y municipales; etc. Se emplea para construir ductos, depuradores, ventiladores, etc. para el control de polución, tubos para gas en sistemas de desulfurización, componentes para procesos químicos como intercambiadores de calor, recipientes de reacción, evaporadores; equipos farmacéuticos y de procesamiento de alimentos.</p> |  <p><i>Tubos de hastelloy</i></p>                 |
| <p><b>AISI 316</b></p>  | <p>Es un acero inoxidable austenítico<sup>38</sup> que tiene excelente resistencia a la corrosión prácticamente frente a cualquier agente corrosivo de concentración elevada y hasta temperaturas de aproximadamente 300 °C.</p>  |  |

<sup>38</sup>Austenítico: Es un material cuya forma de ordenamiento distinta de los átomos de hierro y carbono oscilan entre los 900 y 1400 °C, dicho ordenamiento es de tipo cúbica centrada en las caras. Este material deja de ser estable a temperatura ambiente, excepto en aceros fuertemente aleados como algunos inoxidables.

Se le suele denominar como 18/8/2 refiriéndose al contenido de cromo, níquel y molibdeno presente respectivamente. Este tipo de acero es muy popular ya que presenta una mayor resistencia a la corrosión por picaduras causado por elementos que forman principalmente la familia de los halógenos como el flúor, cloro, bromo y yodo. Tiene buena resistencia a la corrosión, buena resistencia (dureza), maleabilidad y excelente soldabilidad. Su composición incluye 2-3 % de molibdeno que protege al acero inoxidable de las acciones del cloro (cloruros, ion cloro, etc) y mejora su resistencia a la misma.

Se refiere también a menudo a este tipo de acero como el acero “grado marino” debido a su resistencia a la corrosión al cloruro en comparación con el tipo 304, por lo que se ha convertido en un material muy adecuado para usarlo en ambientes cercanos al océano.



*Estructura cristalina de la austenita:  
El hierro en gris está dispuesto en un retículo cúbico y a centros de caras, mientras que el carbono (en azul) está presente como defecto intersticial.*

### **AISI 316 L**

El acero 316 L es una variante del 316 que tiene un contenido de carbono inferior, menor límite elástico y también menor resistencia a la tracción. Ofrece en cambio mejor soldabilidad y menor probabilidad de aparición de corrosión entre las uniones. La adición específica de Mo ayuda a la resistencia en ambientes salinos. Presenta una alta ductilidad, es soldable y no es magnético.



| AISI  | % C  | % Mn | % Si | % Cr    | % Ni   | % Mo  | % P   | % S  |
|-------|------|------|------|---------|--------|-------|-------|------|
| 316 L | 0.03 | 2.00 | 0.75 | 16 – 18 | 10 – 8 | 2 – 3 | 0.045 | 0.03 |

*Composición química del AISI 316 L*

| AISI  | Límite de fluencia | Esfuerzo de fluencia | Elongación |
|-------|--------------------|----------------------|------------|
| 316 L | Mpa                | Mpa                  | %          |
|       | 170                | 170                  | 40         |

*Propiedades mecánicas del AISI 316 L*

Dentro de la composición química del AISI 316 L, es fundamental la presencia de cromo, molibdeno y níquel:

El cromo porque al oxidarse forma una capa de óxido que protege al acero, comunica dureza y una mayor penetración del temple, por lo que pueden ser templados al aceite.

El molibdeno porque es uno de los pocos metales que resisten adecuadamente al ácido clorhídrico. El aumento del molibdeno en los aceros inoxidable aumenta su tenacidad y sobre todo su resistencia al ataque de los compuestos de cloro.

El níquel porque aumenta la carga de rotura, el límite de elasticidad, el alargamiento y la resistencia al choque o resiliencia, a la par que disminuye las dilataciones por efecto del calor. Cuando contiene del 10 al 15 % de níquel, el acero se temple aún si se le enfría lentamente.



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



### ANEXO IV. Hoja de datos propuesto: Medidor de flujo másico por efecto coriolis.

| MEDIDOR DE FLUJO MÁSCICO POR EFECTO CORIOLIS   |   | Hoja 1 de 1  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
|--|---|--|---|-------|---|------|---|------|---|-------|---|------|
| <br><b>Comisión Federal de Electricidad</b>  | <b>LOCALIZACIÓN:</b> Estación de Medición de la C.T. Francisco Pérez Ríos<br><b>SERVICIO:</b> Transferencia de custodia   | <b>FECHA:</b> 02/01/2016   |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
| CUERPO Y ENVOLVENTE  |   | CARACTERÍSTICAS DEL DESEMPEÑO DEL INSTRUMENTO  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
| Modelo: CMFHC2M<br>Número de identificación: DPR-1234-1350<br>Tipo de conexiones de la línea: Weld neck, raised face flange<br>Rating de bridas (psi): 150<br>Diámetro nominal de la línea (cm): 15.24<br>Material de las bridas: AISI 304<br>Material de la envoltente: AISI 304<br>Material de tubos de flujo: AISI 316<br>Forma de los tubos de flujo: U<br>Disco de ruptura: -<br>Masa del sensor (Kg): 248<br>Housing rating (bar): 74.1<br>Sensor rating (bar): 102<br>Certificación/aprobación: CENAM | Exactitud en medición de flujo: ±0.05%<br>Exactitud en medición de densidad (Kg/m <sup>3</sup> ): ±0.2<br>Exactitud en medición de temperatura (°C): ±1<br>Repetibilidad en medición de flujo: ±0.025%<br>Repetibilidad en medición de densidad (Kg/m <sup>3</sup> ): ±0.1<br>Repetibilidad en medición de temperatura (°C): ±0.2<br>Flujo másico mínimo/nominal/máximo (Kg/min): 635/12,700/24,500<br>Máximo error permisible*: ±0.3<br>Factor k (Pulsos/Kg): 50 |  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
|  |   | DIMENSIONES (cm)   |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
|  |   | <table style="margin: auto;"> <tr><td>A</td><td style="text-align: right;">108.7</td></tr> <tr><td>B</td><td style="text-align: right;">83.8</td></tr> <tr><td>C</td><td style="text-align: right;">31.3</td></tr> <tr><td>D</td><td style="text-align: right;">123.5</td></tr> <tr><td>E</td><td style="text-align: right;">32.4</td></tr> </table> | A | 108.7 | B | 83.8 | C | 31.3 | D | 123.5 | E | 32.4 |
| A  | 108.7   |  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
| B  | 83.8  |  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
| C  | 31.3  |  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
| D  | 123.5   |  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
| E  | 32.4  |  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
| CONDICIONES DE OPERACIÓN   |   |  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
| Fluido: Heavy Fuel Oil<br>Flujo (Kg/min): 1000 - 6000<br>Presión de operación (bar): 0.98-3.92<br>Temperatura de operación (°C): 75-90<br>Densidad relativa: 0.98 - 0.99<br>Viscosidad (cSt): 500 - 1018<br>Partículas presentes: Asfaltenos<br>Contenido de partículas presentes (% m/m): 4<br>Composición química en caso de gas (% mol):<br>Temperatura ambiente (°C): 24   |   |  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
| MEDICIÓN   |   |  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
| Unidireccional/Bidireccional: Unidireccional<br>Continua/intermitente/fluctuante: Intermitente<br>Presión para evitar cavitación o "flasheo" (bar): >0.002<br>Tipo RTD: 100 ohms   |   |  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |
| * De acuerdo con la OIML R117  |   |  |   |       |   |      |   |      |   |       |   |      |

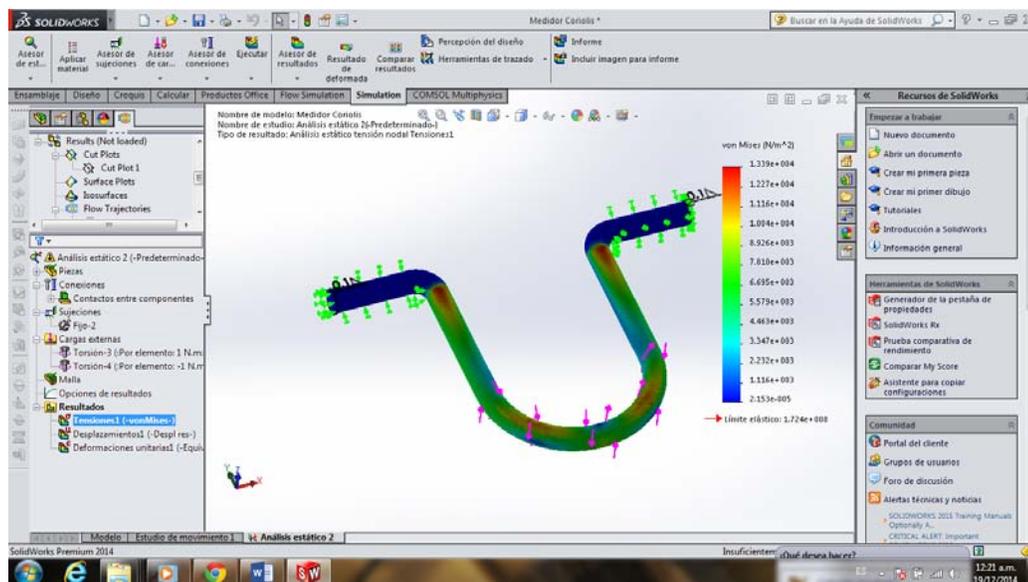
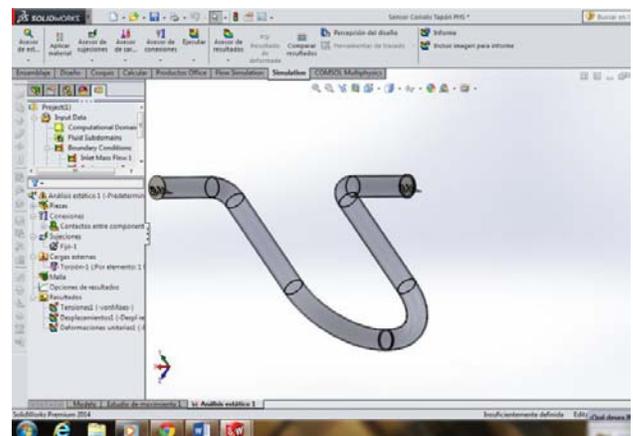
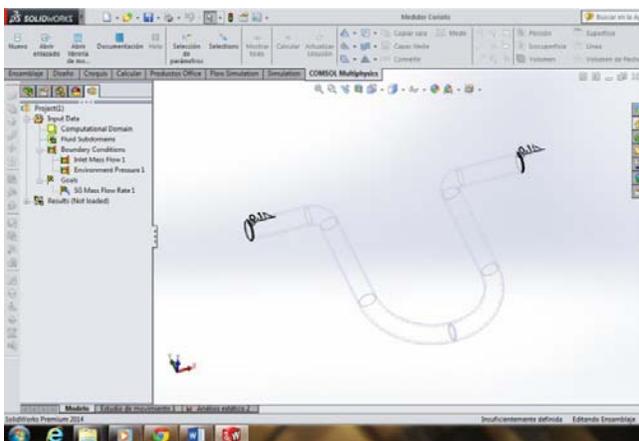


## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



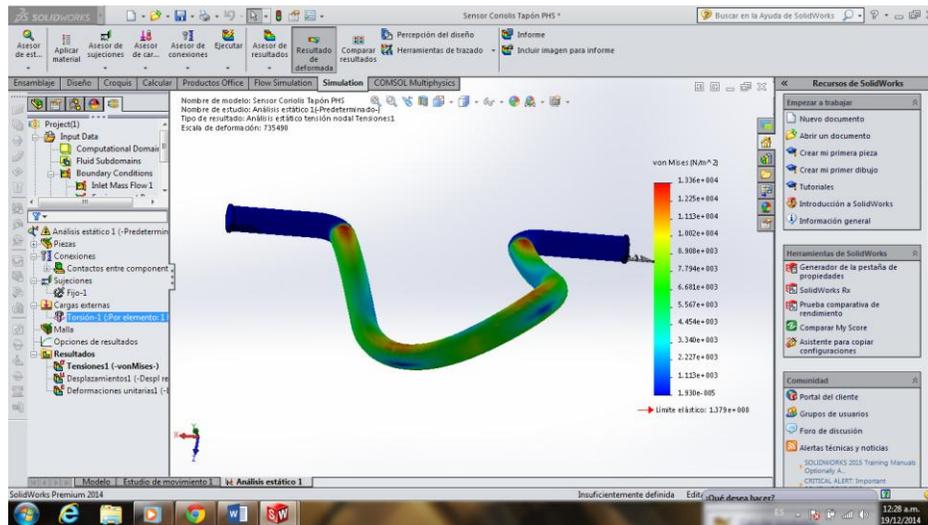
### ANEXO V. Simulación de esfuerzos de torsión en tubo del medidor coriolis

Para comprender el efecto coriolis producido, en un software denominado solidworks se simuló el flujo de agua en un tubo sensor en forma de U de AISI 316 L, simulando esfuerzos de torsión para apreciar las zonas más propensas a presentar fatiga de material, los cuales se distinguen de color rojo.





## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



*Simulación de esfuerzos torsionales producidos en el sensor al efectuarse el efecto coriolis.*



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



### ANEXO VI. Cotizaciones de medidores de flujo másico tipo coriolis

| <b>E.D.C. Control, S.A. de C.V.</b><br>ESPECIALISTAS EN MEDICION DE FLUJO, NIVEL Y PRESION<br>EN LIQUIDOS, GASES Y SOLIDOS  |          | 1 de 1   |   |            |
|---|----------|--|---|------------|
|   |          | <b>No. COTIZACION</b><br>CFE-OCT14-01EM  |   |            |
| <b>COMPANIA:</b> Comisión Federal de Electricidad<br>Subdirección de Energéticos - Gerencia de Combustibles Líquidos<br>Periférico Sur No. 4156, Col. Jardines del Pedregal, México D.F. 01900  |          | <b>FECHA</b><br>29 de octubre de 2014  |   |            |
|   |          | <b>TIEMPO DE ENTREGA</b><br>16-18 SEMANAS  |   |            |
| <b>ATENCION:</b> Vonne Vázquez Espinosa - Tel.- (55) 5229-4400 ext. 44147<br><b>CC:</b>   |          | <b>L.A.B.</b><br>Monterrey, N.L.   |   |            |
|   |          | <b>VIGENCIA</b> 30 DIAS<br><b>MONEDA</b> US DOLLARS  |   |            |
| <b>CONDICIONES DE PAGO</b><br>50% DE ANTICIPO CON LA ORDEN DE COMPRA, RESTO CONTRA AVISO DE LISTO PARA EMBARCAR   |          | <b>ATENTAMENTE:</b> (Vtas. Internas)<br><b>EFRAIN MENDOZA</b>  |   |            |
| <b>COTIZACION</b>   |          |  |   |            |
| Partida   | Cantidad | Descripción  | Precio Unitario   | Total      |
| 01  | 5        | Medidor de Flujo Másico Tipo Coriolis<br>Marca RHEONIK<br>Modelo RHM160<br>Conexión a proceso: 12" 150# ANSI RF<br>Material de los internos: 316Ti SS (lazo de medición)<br>Rango de Flujo: 900 - 2000 kg/min de Fuel Oil (mínimo medible: 500 kg/min)<br>Exactitud: 0.19% de la lectura (flujo máximo)<br>Temperatura de proceso: -20 a 120°C<br>Presión de proceso: máxima 50 bar @ 120 °C (725 psi @ 248 °F)<br>Aprobación CSA para Areas Peligrosas (Clase 1, Div. 1/Gpo. A,B,C y D, Tipo 3)<br>Incluye:<br>Transmisor de Flujo Másico para montaje en campo (pared)<br>Marca RHEONIK<br>Modelo RHE08<br>Salida: 2 señales 4-20 mA configurables para flujo másico, densidad o temperatura, 1 señal pulso/frecuencia para totalización, 3 señales digitales<br>Entrada: 2 digitales<br>Rango de temperatura: -40 a 60 °C<br>Cubierta de la electrónica de Aluminio, Protección Clase IP64 / NEMA 4<br>Alimentación: 115 VAC<br>Con Display Digital de 2 líneas x 16 caracteres, botonera para configuración<br>Aprobación CSA para Areas Peligrosas (Clase 1, Div. 1/Gpo. B,C y D) | 126,410.00  | 632,050.00 |
| 02  | 1        | Metro de cable para conectar el medidor con la electrónica<br>(no se incluye cable en el precio del medidor, se solicita por separado)   | 10.00   | 10.00      |
| <b>Notas:</b><br>1.- Se incluye asesoría en la instalación y conexión del equipo de manera gratuita vía telefónica, email o chat (skype), desde Monterrey, N.L.<br>2.- Los precios cotizados son en <b>dólares americanos</b> , y pueden ser pagados en moneda nacional a la paridad vigente interbancaria al día de pago.<br>3.- De favoreceremos con su OC (PO), enviarla a: <a href="mailto:ordenes@edccontrol.com.mx">ordenes@edccontrol.com.mx</a> |          |  | <b>SUMA</b> \$ 632,060.00<br><b>IVA</b> \$ 101,129.60<br><b>TOTAL</b> \$ 733,189.60 |            |



## Estudio del empleo de medidores de flujo másico por efecto coriolis, instalados en la C.T. Francisco Pérez Ríos



### E.D.C. Control, S.A. de C.V. ESPECIALISTAS EN MEDICION DE FLUJO, NIVEL Y PRESION EN LIQUIDOS, GASES Y SOLIDOS

**COMPANIA:** Comisión Federal de Electricidad  
Subdirección de Energéticos - Gerencia de Combustibles Líquidos  
Periférico Sur No. 4156, Col. Jardines del Pedregal, México D.F. 01900

**ATENCION:** Ivonne Vázquez Espinosa - Tel.- (55) 5229-4400 ext. 44147  
**CC:**

1 de 1

|   |            |
|---|------------|
| <b>No. COTIZACION</b><br>CFE-OCT14-02EM                       |            |
| <b>FECHA</b><br>29 de octubre de 2014                         |            |
| <b>TIEMPO DE ENTREGA</b><br>16-18 SEMANAS                     |            |
| <b>L.A.B.</b><br>Monterrey, N.L.                              |            |
| <b>VIGENCIA</b>   | 30 DIAS    |
| <b>MONEDA</b>   | US DOLLARS |
| <b>ATENTAMENTE: (Vtas. Internas)</b><br><b>EFRAIN MENDOZA</b> |            |

#### CONDICIONES DE PAGO

50% DE ANTICIPO CON LA ORDEN DE COMPRA, RESTO CONTRA AVISO DE LISTO PARA EMBARCAR

#### COTIZACION

| Partida   | Cantidad | Descripción   | Precio Unitario  | Total      |
|---|----------|---|--|------------|
| 01  | 5        | Medidor de Flujo Másico Tipo Coriolis<br>Marca RHEONIK<br>Modelo RHM100<br>Conexión a proceso: 8" 150# ANSI RF<br>Material de los internos: 316Ti SS (lazo de medición)<br>Rango de Flujo: 900 - 2000 kg/min de Fuel Oil (mínimo medible: 240 kg/min)<br>Exactitud: 0.17% de la lectura (flujo máximo)<br>Temperatura de proceso: -20 a 120°C<br>Presión de proceso: máximo 66 bar @ 120 °C (957 psi @ 248 °F)<br>Aprobación CSA para Areas Peligrosas (Clase 1, Div. 1/Gpo. A,B,C y D, Tipo 3)<br>Incluye:<br>Transmisor de Flujo Másico para montaje en campo (pared)<br>Marca RHEONIK<br>Modelo RHE08<br>Salida: 2 señales 4-20 mA configurables para flujo másico, densidad o temperatura, 1 señal pulso/frecuencia para totalización, 3 señales digitales<br>Entrada: 2 digitales<br>Rango de temperatura: -40 a 60 °C<br>Cubierta de la electrónica de Aluminio, Protección Clase IP64 / NEMA 4<br>Alimentación: 115 VAC<br>Con Display Digital de 2 líneas x 16 caracteres, botonera para configuración<br>Aprobación CSA para Areas Peligrosas (Clase 1, Div. 1/Gpo. B,C y D) | 62,390.00  | 311,950.00 |
| 02  | 1        | Metro de cable para conectar el medidor con la electrónica<br>(no se incluye cable en el precio del medidor, se solicita por separado)  | 10.00  | 10.00      |
| Notas:<br>1.- Se incluye asesoría en la instalación y conexión del equipo de manera gratuita vía telefónica, email o chat (skype), desde Monterrey, N.L.<br>2.- Los precios cotizados son en <b>dólares americanos</b> , y pueden ser pagados en moneda nacional a la paridad vigente interbancaria al día de pago.<br>3.- De favorecernos con su OC (PO), envíarla a: <a href="mailto:ordenes@edccontrol.com.mx">ordenes@edccontrol.com.mx</a> |          |   | <b>SUMA</b> \$ 311,960.00<br><b>IVA</b> \$ 49,913.60<br><b>TOTAL</b> \$ 361,873.60 |            |



## ANEXO VII. Tecnologías empleadas para la prevención de la depositación de los asfaltenos

Una tecnología que apoya la prevención de la depositación de los asfaltenos es el empleo de semiceldas electroquímicas, tecnología conocida como polarizador ECP y desarrollado por la compañía Inversiones Petrocum; esta tecnología se utiliza para controlar no solamente la precipitación de asfaltenos, sino también de parafinas, carbonatos, silicatos y sulfatos; desincrusta e inhibe estos compuestos orgánicos, y presenta las siguientes ventajas:

- No altera la composición del petróleo.
- Evita costosos trabajos de limpieza del interior de las tuberías por medios mecánicos o químicos.
- Disminuye tiempos muertos por limpieza de las tuberías.
- Reduce y/o elimina el empleo de productos químicos para la inhibición de incrustaciones permitiendo una considerable reducción de costos.

El polarizador ECP es un dispositivo de control de partículas que combina fuerzas electroquímicas y electromagnéticas, para mover las partículas en la corriente del flujo en condiciones favorables de depositación. A las partículas se les aplica una carga (f.e.m.) forzándolas a desplazarse dentro del campo generado en una región en la cual aumenta la concentración de iones (Ávila Saavedra et al. O. Herrera, 2003).

La dirección y sentido de la f.e.m. y de la corriente inducida puede determinarse mediante el principio físico llamado Ley de Lenz. Su definición es: "La f.e.m y la corriente inducida poseen una dirección y sentido tal que tienden a oponerse a la variación que las produce".



*Semiceldas electroquímicas instaladas en el sistema de tuberías.*

Estos polarizadores ECP han sido aplicadas en Ecopetrol (Colombia), PEMEX (México), PLUSPETROL (Argentina) y YPF (Argentina); donde se han obtenido resultados satisfactorios de acuerdo a los objetivos establecidos, además son de mantenimiento simple y presentan costos de inversión razonables en comparación con otros tratamientos.



*Polarizador ECP (Semicelda electroquímica)*



Otra técnica de control de partículas disueltas en los fluidos son las herramientas MAG – WELL, en donde fuerzas magnéticas actúan sobre las moléculas de los hidrocarburos, produciendo cambios en la estructura de las parafinas y asfaltenos alterando su patrón de crecimiento, formando moléculas más pequeñas y estables evitando su depositación en tuberías, equipos y accesorios.

La tecnología de estas herramientas para acondicionamiento magnético de fluidos, son protegidas bajo la patente estadounidense número 5,178,757.

“Al entrar en contacto el flujo con un vórtice magnético de la herramienta, las fuerzas magnéticas ocasionan que las moléculas de las parafinas o de los asfaltenos alineen sus polos con los del campo magnético, esto ocasiona una rotación y reposición de los electrones cambiando el momento angular orbital de la molécula. Ayuda a remover incrustaciones e inhibe la formación de nuevos depósitos en bombas, tuberías, intercambiadores de calor, separadores y equipos asociados. Mantiene el sistema libre de corrosión y picaduras causadas por depósitos de incrustaciones, reduce la acumulación de sedimentos en tanques de almacenamiento y mejora el flujo de los hidrocarburos líquidos en temperaturas frías.” (MAGTEK, 2015).

La herramienta MAG-WELL, hecho de acero inoxidable serie 300, no requiere energía externa, utiliza imanes de alta intensidad para generar el campo magnético y ocasiona una caída de presión mínima. Es de reciente aplicación en diferentes sistemas de producción para el control continuo de precipitación de parafinas, asfaltenos, carbonatos, silicatos y sulfatos; y se ha probado con gran éxito en pozos productores de Argentina y Colombia.



## BIBLIOGRAFÍA

### *Fuentes bibliográficas*

- Webster John G., Eren Halit; *“Measurement, instrumentation, and sensors handbook”*, Second Edition, CRC Press, New York, 2014.
- P. Chattopadhyay, *“Flowmeters & Flow measurement”*; Asian Books Private Limited, 1a ed., New Delhi 2006.
- Xuejiao Yang, Albert R. George, *“Biomass Heating, a practical guide for potential users with emphasis on the Southern Tier of New York State”*, May 2013.
- Lipták G. Béla, *“Flow measurement”*, 1<sup>a</sup> ed., Chilton Book Company; Pennsylvania, 1993.
- Bardera, Valiente Antonio; *“Problemas de flujo de fluidos”*, Editorial Limusa, 2a ed.; México, 2002.
- Pedersen, Karen Schou; Christensen Peter L. y Shaikh Azeem Jawad; *“Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids”*; CRC Press, 2<sup>a</sup> Ed. New York, 2005.
- Creus Antonio, *“Instrumentos industriales, su ajuste y calibración”*; 3<sup>a</sup> ed., Editorial Marcombo; Barcelona, 2009.
- Acedo Sánchez José, *“Instrumentación y control básico de procesos”*, 1<sup>a</sup> ed. Ediciones Díaz de Santos; Madrid, 2013.
- Borrás Brucart, *“Gas Natural, características, distribución y aplicaciones industriales”*, 1<sup>a</sup> ed., Editores Técnicos Asociados, Barcelona 1987.
- Creus, Antonio; *“Instrumentación industrial”*, 8<sup>a</sup> ed., Editorial Marcombo, Barcelona 2012.
- Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. (2014 – 2018), SENER; México, 2015.
- Prospectiva del Sector Eléctrico (2015 – 2029), SENER; México, 2016.

### *Artículos técnicos*

- Spitzer, David; *“Coriolis mass flow meter zero stability”*, Flow Research, February, 2016.



- Jesse Yoder, “*Coriolis vs ultrasonic flowmeters*”, Flow control, solutions for fluid movement, measurement & containment, Marzo 2014.
- Tom O’Banion, “*Verifying coriolis flow meter calibration*”, Emerson Process, Micro Motion, Marzo 2016.
- Schmid A. Wolfgang y Martínez Lazos Rubén; “*Guía para estimar la incertidumbre en la medición*”, Centro Nacional de Metrología, México, Mayo 2000.
- Romero Arias Roberto, “*Incertidumbre en la calibración de un probador volumétrico bidireccional*”, Centro Nacional de Metrología, México, Abril 2001.
- Centeno Guiller, Trejo Fernando, Ancheyta Jorge, Carlos Antonio, “*Precipitación de asfaltenos del crudo maya en un sistema a presión*”, Facultad de Química, Abril, 2004.
- Stappert, Karl, “*Application and verification of coriolis meters for gas measurement*”, Micro Motion; Oklahoma, 2013.
- Prieto, Ismael; “*Generación Termoeléctrica de Ciclos Combinados*”, Julio, 2006.
- Stan Calame, “*Fundamentals of coriolis meters, AGA Report No. 11*”, Emerson Process Management, Micro Motion.
- Zimmer, Patrick, “*Marine fuel measurement solutions*”, Emerson Process Management; March 2016.
- Herczeg, John, “*The basics of flow measurement with coriolis meters: Part 2*”; Emerson Process Management, September 2014.
- Villajulca, José Carlos, “*Modelos, ventajas, desventajas y aplicaciones de flujómetros vórtex*”, Instrumentación y Control, Octubre 2010.
- Karl Stappert; “*Coriolis mass flow meters for natural gas measurement*”; Micro Motion, Jornadas Latinoamericanas de Refinación, Octubre 2006.

### **Normas, resoluciones y estándares**

- Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 5 Metering, Section 6; 1a ed., Marzo 2008.



- Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter AGA Report 11, American Gas Association, Marzo 2011.
- OIML-R117-1, “Dynamic measuring systems for liquids other than water”, International, International Organization of Legal Metrology, 2007.
- *Evaluation of measurement data - Guide to the expression of Uncertainty in Measurement (GUM: 1995)*, ISO, 2008.
- NRF-313.PEMEX-2013, “Instrumento medidor de flujo tipo Coriolis”, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios, México, 2013.
- “Measurement of Natural Gas by Multipath Ultrasonic Meters”, AGA Report 9, American Gas Association, Abril, 2007.
- “Measurement of Natural Gas Turbine Meters”, AGA Report 7, American Gas Association, Febrero 2006.
- R. A Furness Vice President, ABB Kent-Taylor, British Standard BS 7405: “Guide to the selection and application of flowmeters”.
- Norma Oficial Mexicana NOM – 001 – SECRE – 2010 “Especificaciones del gas natural”, Comisión Reguladora de Energía, Diario Oficial de la Federación.
- Resolución Núm. RES/776/2015 “Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos”, CRE, Diario Oficial de la Federación.

## MESOGRAFÍA

- “Micro Motion ELITE Coriolis Flow and Density Meters”, Emerson, [citado 01/09/2015];  
<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Micro%20Motion%20Documents/ELITE-PDS-PS-00374.pdf>
- Manus Henry, Hoi Yeung y Wade Mattar; “The two phases of coriolis flow, exploring problems and solutions in flowtube design”, [citado 05/02/16];  
<https://www.isa.org/standards-and-publications/isa-publications/intech-magazine/2005/january/coriolis-flow-the-two-phases-of-coriolis-flow/>



- “Polarizador ECP (Semicelda electroquímica)”, Inversiones Petrocum, [citado 02/06/2015]; <http://inversionespetrocum.com/ecp.html>
- “Centrales Termoeléctricas y de Ciclo Combinado”; [citado 13/10/2015]; <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo7.html>
- Botello Torres Jesús, “Mejores prácticas para la medición de hidrocarburos”, Emerson Process Management S.A. de C.V., México 2012, [citado 02/09/2015]; [http://www.oilproduction.net/cms3/files/Mejores\\_Practicas\\_para\\_la\\_Medicion\\_de\\_Hidrocarburos\\_Emerson.pdf](http://www.oilproduction.net/cms3/files/Mejores_Practicas_para_la_Medicion_de_Hidrocarburos_Emerson.pdf)
- “Centrales de Ciclo Combinado, Tecnología ESO”; [citado 25/12/2015] <http://pelandintecno.blogspot.mx/2012/11/centrales-de-ciclo-combinado.html>
- “Overview of Coriolis Flowmeters”; Flow Research; [citado 28/08/2015]; <http://www.flowcoriolis.com/>
- Instrumentación Industrial; Equipos y Controles Industriales, [citado 28/09/2015], <http://www.eci.co/productos/instrumentacion-industrial/computadores>
- “Medidores de caudal, criterios para su selección; [citado 30/03/2016], [http://www.investigacion.frc.utn.edu.ar/sensores/Caudal/Principios/Caudal\\_Sensores.pdf](http://www.investigacion.frc.utn.edu.ar/sensores/Caudal/Principios/Caudal_Sensores.pdf)
- “The power of zero verification”, The current flow solutions blog, [citado 15/03/2016], <http://www.flowsolutionsblog.com/the-power-of-zero-verification/>
- “Part II: Verifying coriolis flow meter calibration”, [citado 16/02/16] <http://www.flowcontrolnetwork.com/part-i-verifying-coriolis-flow-meter-calibration/>
- “Time for calibration?”, Emerson Process, [citado 05/01/16], <http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Articles/CEA%20OCT09%20inside%20process.pdf>
- O’Banion Tom; “Part I: Verifying coriolis flow meter calibration”, March 2016; citado [15/03/16]; <http://www.flowcontrolnetwork.com/part-i-verifying-coriolis-flow-meter-calibration/>
- “Which technology is best for your process?”, Yokogawa; citado [20/12/15]; <http://www.yokogawa.com/flid/keybenefits/flow/flid-rotamass-keybenefits-01en.htm>
- “Advanced phase measurement (APM)”; Emerson Process Management; citado [26/12/15]



<http://www2.emersonprocess.com/siteadmincenter/PM%20Micro%20Motion%20Documents/Advanced-Phase-Measurement-GI-002033.pdf>

- Ferris Robert, *“Multivariable capability of Micro Motion Coriolis Flow Meters: Improved Process Insights and measurement confidence”*; Noviembre 2015; citado [10/12/15]  
<http://www.flowsolutionsblog.com/multivariable-capability-of-micro-motion-coriolis-flowmeters-improved-process-insights-and-measurement-confidence/>
- *“Entrained gas and Micro Motion Coriolis Technology”*; Emerson Process Management; citado [16/12/15]  
<http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/micromotion/related-information/pages/entrained-gas.aspx>
- *“Model 5700 Advanced Field – Mount Transmitter”*; Emerson Process Management; citado [26/02/16]  
<http://www2.emersonprocess.com/en-us/brands/micromotion/coriolis-transmitters/model-5700/pages/index.aspx>