



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

UNIDAD TICOMÁN – CIENCIAS DE LA TIERRA

**MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN
TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN MÉXICO**

T E S I S

A FIN DE OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

BRAULIO ADAD SERRANO ESPINOSA

ASESOR:

ING. ÁNGEL DE MARÍA CLAVEL MENDOZA



CIUDAD DE MÉXICO

2020

Autorización de uso de obra

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Presente

Bajo protesta de decir la verdad el que suscribe BRAULIO ADAD SERRANO ESPINOSA, manifiesto ser autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de la obra titulada "MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN MÉXICO", en adelante "LA TESIS" y de la cual se adjunta copia, por lo que por medio de la presente y con fundamento en el artículo 27 fracción II, inciso b) de la Ley Federal del Derecho de Autor, otorgo al el Instituto Politécnico Nacional, en adelante EL IPN, autorización no exclusiva para comunicar y exhibir públicamente total o parcialmente en medios digitales (Publicación en Línea) "LA TESIS" por un periodo de (un año) contando a partir de la fecha de la presente autorización, dicho período se renovara automáticamente en caso de no dar aviso expreso a "EL IPN" de su terminación.

En virtud de lo anterior, "EL IPN" deberá reconocer en todo momento mi calidad de autor de "LA TESIS"

Adicionalmente, y en mi calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales de "La Tesis", manifiesto que la misma es original y que la presente autorización no contraviene ninguna otorgada por el suscrito respecto de "La Tesis", por lo que deslindo de toda responsabilidad a EL IPN en caso de que el contenido de "La Tesis" o la autorización concedida afecte o viole derechos autorales, industriales, secretos industriales, convenios o contratos de confidencialidad o en general cualquier derecho de propiedad intelectual de terceros y asumo las consecuencias legales y económicas de cualquier demanda o reclamación que puedan derivarse del caso.

Ciudad de México, a Enero 2020

Atentamente

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Braulio Adad Serrano Espinosa', written over a horizontal line. The signature is stylized and cursive.

Braulio Adad Serrano Espinosa



EP Y T/504/2019.

Asunto

Registro de Tema

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

CDMX, 14 de noviembre de 2019.

C. BRAULIO ADAD SERRANO ESPINOSA
PASANTE DEL PROGRAMA ACADÉMICO DE
INGENIERÍA PETROLERA
PRESENTE

A continuación, comunico a usted, el tema y contenido que deberá desarrollar en su tesis profesional, indicándole que tiene un año a partir de esta fecha, para elaborarlo.

"MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN MÉXICO".

CONTENIDO

- LISTA DE FIGURAS
- LISTA DE TABLAS
- RESUMEN
- ABSTRACT
- INTRODUCCIÓN
- OBJETIVOS
- I. CONCEPTOS BÁSICOS
- II. MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS
- III. REGULACIÓN EN MATERIA DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS
- IV. TRANSFERENCIA DE CUSTODIA
- CONCLUSIONES
- RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico.

FRCH/gach*



UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA





Folio

EP Y T/608/2019.

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Estanislao Ramírez Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

APROBACIÓN

CDMX, 21 de noviembre de 2019.

ING. FERNANDO RODRÍGUEZ CHÁVEZ
SUBDIRECTOR ACADÉMICO
PRESENTE

Por este conducto, hacemos constar que el Tema de Tesis Profesional, por la opción de **Tesis Individual**, "**MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS EN TRANSFERENCIA DE CUSTODIA EN MÉXICO**" presentado por el pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera**, C. **BRAULIO ADAD SERRANO ESPINOSA**, fue revisado y aprobado por los suscritos considerándolo ampliamente desarrollado, por lo tanto, esa Subdirección a su cargo, puede señalar fecha para realizar el Examen Oral.

TITULARES

ING. AZUCENA CHAVIRA GONZÁLEZ

M. en C. GERARDO CANTERA MARTÍNEZ

ING. ALEJANDRO LEAL ORTA

ING. OMAR ALVARADO BAILEY

ING. ÁNGEL DE MARÍA CLAVEL MENDOZA





"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"
60 años de la Unidad Profesional Adolfo López Mateos
70 Aniversario del CECyT No. 3 "Eustasio Ruiz"
60 años de XEIPN Canal Once, orgullosamente politécnico
60 Aniversario del CECyT No. 4 "Lázaro Cárdenas"

Folio

EP Y T/469/2019.

Asunto

ASESORIA DE TESIS

CDMX, 05 de noviembre de 2019.

ING. ÁNGEL DE MARÍA CLAVEL MENDOZA

P R E S E N T E

En atención a la Solicitud del C. **BRAULIO ADAD SERRANO ESPINOSA**, pasante del Programa Académico de **Ingeniería Petrolera** con base en el Reglamento de Titulación Profesional del I.P.N., Capítulo II, Artículo 5, Fracción II y el Artículo 7 Inciso I, se le informa que ha sido seleccionado para asesorar la tesis del pasante mencionado, Por lo que solicito a usted se sirva proponer dentro de un plazo de 30 días calendario, el tema de tesis y contenido a desarrollar por el interesado.

Seguro de contar con su participación, lo saludo cordialmente.

ATENTAMENTE

"La Técnica al Servicio de la Patria"

Ing. Fernando Rodríguez Chávez
Subdirector Académico



UNIDAD TICOMÁN
SUBDIRECCIÓN ACADÉMICA

c.c.p. M. en C. David Velázquez Cruz. - Jefe del Departamento de Formación Profesional Específica Interesada.

FRCH/betv*



Agradecimientos.

Le agradezco a Dios por darme la oportunidad de vivir, por haberme acompañado y guiado a lo largo de mi carrera, por haberme dado la fortaleza en los momentos complicados y por brindarme una vida llena de aprendizajes, experiencias, felicidad y sobre todo de amor.

Le doy Gracias a mis padres Braulio Serrano Ugalde y Laura Espinosa Soriano por amarme, por apoyarme en todo momento, por los valores, obligaciones, hábitos, humanismo, hermandad, sinceridad y amor que me han inculcado, y por haberme brindado la oportunidad de tener una excelente educación en todos los aspectos en el transcurso de mi vida. Sobre todo, ¡por ser unos Padres ejemplares!

Le doy Gracias a mis abuelos maternos “Ignacio Espinosa Reyes (+) y Carmen Soriano Rodríguez (+)”, más que mis abuelos, fueron los seres humanos después de mis padres que más me amaron y que más se preocuparon por mí. Me enseñaron demasiadas cosas vitales para la vida, y me guiaron por el buen camino. ¡Gracias Abuelitos!

Le doy Gracias a mis abuelos paternos “Braulio Serrano Guzmán (+) y Margarita Ugalde Abrego (+)”, ya que sin ellos yo no existiera en este mundo y su esencia vive en mí.

A mi hermano de sangre Brandon Emerson Serrano Espinosa, por ser una parte importante de mi vida y por representar un claro ejemplo de carácter, honestidad, tenacidad y superación en muchos aspectos. ¡Siempre contarás conmigo, tendrás mi apoyo y estaremos juntos toda la vida! ¡Felicidades Ingeniero!

A Gaby, por ser una parte muy importante de mi vida, por apoyarme y estar conmigo en las buenas y en las malas, sobre todo por su paciencia, tolerancia, y su sincero amor incondicional. Haberte acompañado a tu casa fue una de las mejores decisiones que he tomado en mi vida. ¡Te amo Gaby!

Al Instituto Politécnico Nacional una de las mejores Instituciones educativas a nivel superior y medio superior en México, a la ESIA “Unidad Ciencias de la Tierra” y en especial a la Vocacional 9 “Juan de Dios Bátiz Paredes”, eternamente agradecido por la educación gratuita, científica, técnica, humanista y de gran calidad que me brindaron en cada etapa académica.

A mi director de Tesis el Ing. Ángel de María Clavel Mendoza, por haberme aceptado como su tesista, gracias por su conocimiento compartido, gracias por su apoyo, guía, consejos, recomendaciones, por su experiencia académica y laboral y por su tiempo invertido para la revisión y realización de este trabajo. ¡Gracias Profesor!

A todos mis profesores, amigos y compañeros de la vocacional y nivel superior con quienes tuve el gusto de aprender de ellos, convivir y trabajar. Un especial agradecimiento a Álvaro Salazar, un hermano en toda la extensión de la palabra, gracias por tu valiosa amistad, apoyo y guía que me has brindado desde que nos conocimos en Bátiz y en estos 10 años de conocernos. De igual forma y no menos especial un sincero agradecimiento a Irvin Carmona a quien conozco desde Bátiz, gracias por los buenos momentos vividos en ESIA TICOMAN, por tus buenos consejos, por tu guía académica e intelectual y sobre todo por tu amistad. ¡Gracias Vecino!

Contenido

Lista de Figuras	4
Lista de Tablas.....	7
Resumen.....	8
Abstract	9
Introducción.....	10
Objetivo.....	11
Capítulo 1 Conceptos Básicos.....	12
1.1 Sistema Integral de Producción.....	12
1.2 Propiedades de los Hidrocarburos.....	14
1.3 Apariencia de los Hidrocarburos Producidos.....	19
1.4 Procesamiento de los Hidrocarburos.....	20
1.4.1 Procesamiento del Gas.....	20
1.4.2 Procesamiento del Aceite.....	21
1.5 Proceso de Separación de los Hidrocarburos.....	22
Capítulo 2 Medición de Hidrocarburos.....	25
2.1 Conceptos Fundamentales de Medición de Hidrocarburos.....	25
2.2 Importancia de la Medición de Hidrocarburos.....	29
2.3 Muestreo de Hidrocarburos.....	30
2.4 Análisis de la Calidad de los Hidrocarburos.....	33
2.5 Comportamiento de flujo a través de los medidores.....	36
2.6 Medición en el Sistema Integral de Producción.....	38
2.7 Prorrqueo de la Producción.....	39
2.8 Balances de Producción.....	40
2.9 Antecedentes sobre la medición de Hidrocarburos.....	44
2.10 Sistemas de Medición.....	45
2.11 Equipo de Medición.....	46
2.12 Elección de un Medidor de Flujo.....	54

2.13 Clasificación de los Medidores de Flujo	56
2.14 Clasificación de Medidores por principio de funcionamiento	56
2.14.1 Medición Dinámica.....	56
2.14.2 Medición Estática	57
2.15 Medidores de Flujo Monofásico.....	64
2.16 Clasificación de Medidores Monofásicos en función de la medición que realizan	64
2.16.1 Por el principio de Presión Diferencial.....	65
2.16.1.1 Medidor de Placa de Orificio	68
2.16.1.2 Medidor de Tubo Venturi	71
2.16.1.3 Medidor Tipo Tubo Dalí	73
2.16.1.4 Medidor Tipo Tobera	73
2.16.1.5 Medidor Tubo Pitot	74
2.16.1.6 Medidor Tubo Annubar	74
2.16.2 Por el principio de Área Variable	75
2.16.2.1 Rotámetro	76
2.16.3 Por el principio de Velocidad.....	77
2.16.3.1 Turbina	77
2.16.3.2 Medidor Tipo Vortex (Vórtice o Torbellino)	78
2.16.3.3 Medidor Ultrasónico.....	80
2.16.4 Por el principio de Tensión Inducida	83
2.16.4.1 Medidor de Flujo Electromagnético	83
2.16.5 Por el principio de Desplazamiento Positivo.....	84
2.16.5.1 Medidor de Disco Oscilante	85
2.16.5.2 Medidor de Pistón Oscilante	85
2.16.5.3 Medidor Rotativo	87
2.16.6 Medidor por efecto Térmico.....	90
2.16.7 Medidor Coriolis.....	91
2.17 Principales Ventajas y Desventajas de los Medidores Monofásicos	100
2.18 Medidores de Flujo Multifásico	103
2.17.1 Clasificación de patrones de flujo.....	106
2.18 Categorías para la Medición de Flujo Multifásico (MFM)	110
2.18.1 Medidores de flujo multifásico “MFM” In-Line (sin separación)	111
2.18.2 Medidores con Separación	113
2.19 Principios de Medición para una corriente multifásica	119
2.19.1 Cálculo de Velocidad.....	119
2.19.2 Cálculo de las Fracciones de cada Fase	121
2.20 Principales Ventajas y Desventajas de la Medición de Flujo Multifásica	124

Capítulo 3 Regulación en Materia de Medición de Hidrocarburos..... 126

3.1 Antecedentes de la Reforma Energética y su relevancia en la Medición de Transferencia de Custodia 126

3.2 Nuevo Panorama 126

3.3 Principales puntos de la Reforma Energética..... 127

3.4 Objetivos de la Reforma Energética..... 128

3.5 Nuevo Marco Regulatorio en México 128

3.6 Ley de Hidrocarburos 129

3.7 Aspectos Regulatorios Relevantes..... 131

3.8 Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos..... 131

3.9 Asignaciones y Contratos 132

3.10 Asignaciones Petroleras 132

3.11 Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 133

3.12 Nuevo Régimen de Contraprestaciones para las Asignaciones 135

3.13 Nuevo Régimen Fiscal para los Contratos 135

3.14 Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo 137

3.15 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos 139

3.16 Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia, la caja registradora de la industria petrolera. 145

Capítulo 4 Transferencia de Custodia..... 148

4.1 Medición para la Transferencia de Custodia 148

4.2 Importancia de la Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia..... 149

4.3 Tecnologías de Medición de corrientes de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia. 150

4.4 Transferencia de Custodia..... 152

Conclusión 155

Recomendaciones..... 157

Bibliografía..... 158

Lista de Figuras

Figura 1. Sistema Integral de Producción (Ángel de Clavel María Mendoza, 2015)	12
Figura 2. Comportamiento de la Densidad del Aceite en función de la Presión (Ángel de María Clavel Mendoza, 2015)	15
Figura 3. Comportamiento de la Viscosidad del Aceite en función de la Presión (Ángel de María Clavel Mendoza, 2015)	15
Figura 4. Comportamiento de la Compresibilidad del Aceite en función de la Presión (Ángel de María Clavel Mendoza, 2015).....	16
Figura 5. Comportamiento de la Compresibilidad del Gas en Función de la Presión (Ángel de Clavel María Mendoza, 2015).....	16
Figura 6. Comportamiento de la Relación de Solubilidad en Función de la Presión (Ángel de María Clavel Mendoza, 2015).....	17
Figura 7. Comportamiento del Factor de Volumen del Aceite en Función de la Presión (Ángel de Clavel María Mendoza, 2015).....	18
Figura 8. Comportamiento del Factor de Volumen del Gas en Función de la Presión (Ángel de Clavel María Mendoza, 2015).....	19
Figura 9. Comportamiento del Factor de Volumen Total en Función de la Presión (Ángel de Clavel María Mendoza, 2015).....	19
Figura 10. Esquema de la ruta de producción, sistema de separación y medición (Cinthy R. Godoy, 2008).....	23
Figura 11. Representación de las etapas de separación de hidrocarburos (Cinthy R. Godoy, 2008)	24
Figura 12. Proceso de Conformación Metroológica (LTMMH, 2017).....	25
Figura 13. Parámetros medibles en la Medición de Hidrocarburos (LTMMH, 2017).....	30
Figura 14. Colector Múltiple de muestreo del cabezal del pozo (Schlumberger, 2007 “Nuevos alcances en pruebas de pozos”).....	32
Figura 15. Proceso de Separación Tipo Flash (Magdalena Paris de Ferrer, 2005)	34
Figura 16. Proceso de Separación Tipo Diferencial (Magdalena Paris de Ferrer, 2005)	34
Figura 17. Funcionamiento del Cromatógrafo de Gases (Rafael Vargas y Ángel Avitúa, 2014)	35
Figura 18. Centrifuga (Olga B. Benítez, 2015)	36
Figura 19. Centrifuga (Olga B. Benítez, 2015)	37
Figura 20. Presión interna de un fluido y la velocidad del fluido son inversamente proporcional (Khan Academy, 2015 “Dinámica de Fluidos”).....	37
Figura 21. Cambio de régimen de flujo de acuerdo con el Número de Reynolds (Khan Academy, 2015 “Dinámica de Fluidos”).....	38
Figura 22. Tipos de Medición de Hidrocarburos (LTMMH, 2017)	44
Figura 23. Estación de Medición (Iván D. Atilano, 2010).....	45
Figura 24. Termómetro Tipo Bimetálico (CENAM, 2001 “La Metrología de Flujo de Líquidos en México”).....	47
Figura 25. Termopozo (CENAM, 2001 “La Metrología de Flujo de Líquidos en México”)	47
Figura 26. Manómetro tipo Bourdón (CENAM, 2001 “La Metrología de Flujo de Líquidos en México”)	47
Figura 27. Acondicionador de flujo en tubos (CENAM, 2001 “La Metrología de Flujo de Líquidos en México”).....	48
Figura 28. Algunos tipos de transmisores de temperatura que existen en el mercado (CENAM, 2001 “La Metrología de Flujo de Líquidos en México”)	48
Figura 29. Algunos tipos de transmisores de Presión (CENAM, 2001 “La Metrología de Flujo de Líquidos en México”).....	49
Figura 30. Algunos Tipos de Transmisores de Presión diferencial (CENAM, 2001 “La Metrología de Flujo de Líquidos en México”)	49
Figura 31. Arreglo para la Calibración de un Probador bidireccional (CENAM, 2001 “Probador Volumétrico Bidireccional”).....	50
Figura 32. Múltiple con probador y contador (IPL Technologies, 1996 “Medición en Transferencia de Custodia”).	51
Figura 33. Probador Maestro (CENAM, 2001 “La Metrología de Flujo de Líquidos en México”).....	51
Figura 34. Modelos de Filtro Tipo Canasta (CENAM, 2001 “La Metrología de Flujo de Líquidos en México”).....	51
Figura 35. Analizador de Humedad (CENAM, 2001 “La Metrología de Flujo de Líquidos en México”)	53
Figura 36. Computador de Flujo (CENAM, 2001 “La Metrología de Flujo de Líquidos en México”).....	53

Figura 37. Clasificación General de los Medidores de Flujo (Antonio Creus, 2010)	56
Figura 38. Medidor Ultrasónico que se caracteriza por ser un medidor no intrusivo (Congreso y exposición internacional de medición de flujo y calidad de los hidrocarburos, 2017)	57
Figura 39. Tanque Atmosférico de Almacenamiento (Emerson, 2017 “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”).....	58
Figura 40. Ejemplo de Tanques de Almacenamiento con Techo Fijo, Techo Flotante, Horizontales y Esféricos (Emerson, 2017 “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”)	59
Figura 41. La Medición de Tanques Incluye una cantidad significativa de funciones y dispositivos interdependientes (Emerson, 2017 “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”)	60
Figura 42. Cinta de Medición con Plomada y Medición manual con Cinta de Medición (Emerson, 2017 “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”).....	60
Figura 43. Definiciones de la Medición Manual de Volumen Vacío en líquidos pesados como petróleo negro petróleo crudo (Emerson, 2017, “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”).....	61
Figura 44. Definiciones de la Medición Manual de Nivel (Emerson, 2017 “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”).....	61
Figura 45. Medición de Nivel en un Tanque de Almacenamiento por Radar (Emerson, 2017 “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”).....	62
Figura 46. Medidor de Nivel por radar en un tanque de almacenamiento de techo fijo (Emerson, 2017 “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”).....	62
Figura 47. Tanques esféricos para el almacenamiento de gas (Emerson, 2017 “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”).....	63
Figura 48. Diferencia de Presiones provocada por un estrechamiento en la tubería (Antonio Creus, 2010)	65
Figura 49. Principio por Presión Diferencial (Khan Academy, 2015 “Dinámica de Fluidos”).....	66
Figura 50. Perfil de flujo en un medidor que se basa en el principio por presión diferencial (François Dulhoste, 2016)	68
Figura 51. Tipos de Placa de Orificio (Antonio Creus, 2010).....	68
Figura 52. a) representación del flujo generado por la restricción del dispositivo. b) Toma de las presiones a ambos lados de la restricción (François Dulhoste, 2016)	69
Figura 53. Comportamiento de la presión a lo largo del dispositivo de medición (François Dulhoste, 2016)	70
Figura 54. Medidor de Placa de Orificio (Antonio Creus, 2010).....	70
Figura 55. Esquema Típico de un tubo Venturi, la toma de medida de la presión se realiza en los puntos P1 y P2, siendo semejante a la de la placa de orificio (François Dulhoste, 2016)	71
Figura 56. Partes principales que integran un tubo Venturi (Antonio Creus, 2010)	72
Figura 57. Medidor Tipo Venturi (François Dulhoste, 2016).....	72
Figura 58. Esquema interior de la tubería con el tubo Dalí instalado. Se observa las dos uniones cónicas para realizar la medición de la presión antes y en la reducción del área (François Dulhoste, 2016)	73
Figura 59. Partes de un Medidor Tipo Tobera (Antonio Creus, 2010)	73
Figura 60. Medidor Tubo Pitot (Antonio Creus, 2010)	74
Figura 61. Medidor Tipo Tubo Annubar (Antonio Creus, 2010).....	75
Figura 62. Medidor de Flujo de Área Variable (Antonio Creus, 2010)	75
Figura 63. Esquema del Medidor de Área Variable (Dulhoste, 2016).....	76
Figura 64. Fuerzas que intervienen en el rotámetro (Antonio Creus, 2010)	76
Figura 65. Esquema de un Medidor de Turbina (Antonio Creus, 2010).....	77
Figura 66. Rotación de la Turbina en el Medidor Turbina (François Dulhoste, 2016)	77
Figura 67. Funcionamiento del medidor Tipo Turbina (Antonio Creus, 2010).....	78
Figura 68. Medidor Tipo Turbina (Emerson, 2015).....	78
Figura 69. Medidor Vortex (Antonio Creus, 2010).....	79
Figura 70. Esquema de Emisión de Torbellinos (Antonio Creus, 2010)	79
Figura 71. Principio de Operación del medidor Vortex (Antonio Creus, 2010).....	79
Figura 72. Sistema Básico de un Medidor Ultrasónico (Antonio Creus, 2010)	80
Figura 73. Elementos de un Medidor Ultrasónico por tiempo de tránsito (impulsos) (Antonio Creus, 2010).....	81
Figura 74. Ejemplo de Medidor Ultrasónico (CENAM, 2006 “Medidores Ultrasónicos”)	82
Figura 75. Elementos de un Medidor Ultrasónico por efecto Doppler (Antonio Creus, 2010)	82
Figura 76. Funcionamiento Medidor de Flujo Electromagnético (Antonio Creus, 2010)	83

Figura 77. Medidor de Flujo Electromagnético (Antonio Creus, 2010)	84
Figura 78. Componentes de un Medidor de Disco Oscilante (Antonio Creus, 2010)	85
Figura 79. Medidor de Pistón Oscilante (Antonio Creus, 2010)	86
Figura 80. Representación de un medidor de flujo de pistón oscilante (Antonio Creus, 2010)	86
Figura 81. Medidor Cicloidal-Lóbulos Root (Antonio Creus, 2010)	87
Figura 82. Medidor Cicloidal (Antonio Creus, 2010)	87
Figura 83. Medidor Birrotor (Antonio Creus, 2010)	88
Figura 84. Medidor Oval (François Dulhoste, 2016)	88
Figura 85. Funcionamiento Medidor Tipo Oval (Antonio Creus, 2010)	88
Figura 86. Esquema Medidor Térmico (Antonio Creus, 2010)	90
Figura 87. Puente Wheastone para determinar la diferencia de temperaturas (Antonio Creus, 2010)	90
Figura 88. Medidor Coriolis Básico (“Tom O’ Banion”, 2013)	92
Figura 89. Ejemplo de la Fuerza Coriolis (Antonio Creus, 2010)	92
Figura 90. Representación de la Fuerza Coriolis y velocidad vertical del flujo en el extremo de entrada del sensor (Antonio Creus, 2010)	93
Figura 91. Ilustración del efecto Coriolis (Antonio Creus, 2010)	94
Figura 92. Diagrama de variables que intervienen en el medidor Coriolis (Antonio Creus, 2010)	95
Figura 93. Tiempo de recepción de señal de los receptores, con y sin flujo circulando (“Tom O’ Banion”, 2013) ..	98
Figura 94. Ejemplo de Medidor Coriolis (“Tom O’ Banion”, 2013)	99
Figura 95. Patrones de flujo en tuberías verticales (Ángel de María Clavel Mendoza, 2015)	107
Figura 96. Mapa de Flujo Vertical (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)	108
Figura 97. Patrones de flujo en tuberías horizontales (Jetzabeth R. Sabag, 2015)	109
Figura 98. Mapa de Flujo Horizontal (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)	109
Figura 99. Patrones de flujo en tuberías inclinadas (Jetzabeth R. Sabag, 2015)	109
Figura 100. Aplicación de un Medidor de Flujo Multifásico In-Line en la medición multifásica (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005 “Medidores de Flujo Multifásico In-Line”)	111
Figura 101. Diagrama de bloques de un Medidor de flujo multifásico (MFM) (Schlumberger, 2005 “Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico”)	112
Figura 102. Ejemplo de Medidores con Separación (Schlumberger, 2010 “El separador de próxima generación”)	113
Figura 103. Diseño principal del medidor de separación trifásica (Schlumberger, 2005 “Multiphase Handbook”)	115
Figura 104. Diseño del Medidor de separación bifásico (Schlumberger, 2005 “Multiphase Handbook”)	115
Figura 105. Partes de un Separador de Prueba (Schlumberger, 2010 “El separador de próxima generación”) ...	116
Figura 106. Diseño de un Medidor de separación completa (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005 “Separación completa de 2 fases gas/líquido”)	116
Figura 107. Principio de diseño de un medidor de separación parcial (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005 “Separación Parcial”)	117
Figura 108. Principio de un MFM con separación en Línea de Muestra (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005 “Separación en Línea de Muestreo”)	117
Figura 109. Determinación de los Porcentajes relativos de las fases (Schlumberger, 2003 “Avances en Materia de Vigilancia de Pozos”)	121
Figura 110. Procedimiento típico para medir la capacitancia (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005 “Capacitancia”)	122
Figura 111. Principio típico de medición por conductancia (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005 “Conductancia”)	123
Figura 112. Nuevo Paradigma para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (Reforma Energética “Motor de Crecimiento Económico y Bienestar, 2015)	132
Figura 113. Nuevo Régimen Fiscal en Contratos (Reforma Energética “Motor de Crecimiento Económico y Bienestar, 2015)	136
Figura 114. Ingresos Públicos por Contratos y Asignaciones (Reforma Energética “Motor de Crecimiento Económico y Bienestar, 2015)	137
Figura 115. Objetivo principal de la transferencia de custodia (E. Loy Upp, 2002)	148

Lista de Tablas

Tabla 1. Incertidumbre Promedio en los Diferentes Puntos de Medición (LTMMH, 2012).....	27
Tabla 2. Clasificación por la fase que mide un medidor (Antonio Creus, 2010).....	64
Tabla 3. Clasificación de Placas de Orificio (Antonio Creus, 2010).....	69
Tabla 4. Principales Ventajas y Desventajas de los medidores de flujo monofásico (Antonio Creus, 2010).....	102
Tabla 5. Clasificación de GVF (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005).....	110
Tabla 6. Principales Ventajas y Desventajas de la medición de flujo multifásica (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005).....	125
Tabla 7. Parámetros de Incertidumbre considerados por el Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido (CIPM, 2015 “Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia”).....	150
Tabla 8. Recomendaciones de Sistemas de Medición (CIPM, 2015 “Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia”).....	152

Resumen

Una de las áreas especializadas en el desarrollo de un campo petrolero, es la medición de hidrocarburos. La medición de Hidrocarburos cada vez tiene un papel más importante en la industria petrolera, debido a que la inexactitud en las mediciones puede llegar a representar pérdidas millonarias. Por tal razón se han instalado, monitoreado, calibrado y dado mantenimiento a los instrumentos y sistemas de medición con la finalidad de que estos realicen una medición de hidrocarburos, eficiente, con la mayor exactitud posible y con la menor incertidumbre de medición.

Una vez que los hidrocarburos producidos están en superficie, la medición de estos es más sencilla debido al procesamiento al cual fueron sometidos. La medición que se lleva a cabo en instalaciones superficiales es llevada a cabo de forma dinámica o en condiciones de almacenamiento (estática) y en función a las fases que se presenten para ser medidas, ya sea monofásica (menor incertidumbre de medición) o multifásica (mayor incertidumbre de medición), sin olvidar que los principales puntos de medición en superficie son: Medición Fiscal, Medición de Referencia, Medición Operacional y Medición de Transferencia de Custodia. Ahora bien, las mediciones a boca de pozo pueden realizarse por medio de medidores multifásicos, estimaciones por correlaciones y separadores de pruebas.

La medición de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia es igual a dinero. En ese sentido, los hidrocarburos producidos cambian de dueño o propietario en varias ocasiones durante su trayecto hasta el consumidor y en cada cambio o transferencia de custodia, el comprador y el vendedor tienen que estar seguros del volumen exacto y calidad (composición) de los hidrocarburos que están siendo transferidos para que se pueda establecer un precio justo.

No solo se considera la masa o el volumen de los hidrocarburos, sino también la calidad de los mismos, ya que éstos, deben entregarse (transferencia de custodia) como Hidrocarburos Netos en los Puntos de Medición, en condiciones comercialmente aceptables en cuanto a contenido de azufre, contenido de agua y sedimentos, densidad API, contenido de ácido sulfhídrico, contenido de sal, humedad, poder calorífico, bióxido de carbono y oxígeno, lo anterior de acuerdo con la Regulación y las mejores prácticas de la Industria, lo cual será regulado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Entregar los Hidrocarburos (transferencia de custodia) en las condiciones señaladas y correctas a un tercero en los Puntos de Medición de Transferencia de Custodia implica retos significativos para los operadores petroleros, toda vez que estos deberán realizar importantes inversiones en infraestructura, por ejemplo, en el procesamiento de los hidrocarburos, transporte y en la elección correcta de los equipos de medición para que las cantidades de aceite, gas y condensados que vendan cumplan con los requerimientos mínimos exigidos por la regulación aplicable.

Abstract

One of the areas specialized in the development of an oil field is the measurement of hydrocarbons. The measurement of hydrocarbons has an increasingly important role in the oil industry, due to the inaccuracy in the measurements it can represent millionaire losses. For this reason, measuring instruments and systems have been installed, monitored, calibrated and maintained with the resolution that they carry out an efficient hydrocarbon measurement, with the highest possible accuracy and with the least measurement uncertainty.

Once the hydrocarbons produced are on the surface, the measurement of these is easier due to the processing to which they were subjected. The measurement that is carried out in surface facilities is carried out dynamically or in storage conditions (static) and depending on the phases that are presented to be measured, either single-phase (less measurement uncertainty) or multiphase (greater measurement uncertainty), without forgetting that the main surface measurement points are: Fiscal Measurement, Reference Measurement, Operational Measurement and Custody Transfer Measurement. However, wellhead measurements can be made using multiphase meters, correlation estimates and test separators.

The measurement of hydrocarbons at custody transfer points is equal to money. In that sense, the hydrocarbons produced change owners or owners several times during their journey to the consumer and at each change or transfer of custody, the buyer and the seller have to be sure of the exact volume and quality (composition) of the hydrocarbons They are being transferred so that a fair price can be established.

Not only the mass or volume of the hydrocarbons is considered, but also the quality of the hydrocarbons, since they must be delivered (custody transfer) as Net Hydrocarbons at the Measurement Points, under commercially acceptable conditions as regards the content of sulfur, water and sediment content, API density, hydrogen sulfide content, salt content, moisture, calorific value, carbon dioxide and oxygen, the above in accordance with the Regulation and Industry best practices, which will be regulated by the National Hydrocarbons Commission (CNH).

Delivering Hydrocarbons (custody transfer) under the conditions indicated and correct to a third party at the Custody Transfer Measurement Points implies significant challenges for oil operators, since they must make significant investments in infrastructure, for example, in the hydrocarbon processing, transportation and in the correct choice of measuring equipment so that the quantities of oil, gas and condensates that are sold meet the minimum requirements required by the applicable regulation.

Introducción.

La Reforma Constitucional en Materia Energética del año 2013 prevé que las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos serán realizadas, como actividades estratégicas, por la Nación, con el propósito de obtener ingresos para el estado que contribuyan al desarrollo a largo plazo de la Nación. Como lo señala el párrafo séptimo del artículo 27 constitucional, dichas actividades serán realizadas por medio de asignaciones o a través de contratos. En efecto, Petróleos Mexicanos y Pemex Exploración y Producción como asignatarios y los operadores titulares de los Contratos de exploración y producción, serán quienes lleven a cabo estas actividades por cuenta de la Nación, por lo que tanto asignatarios y operadores deberán de contar con sistemas o mecanismos de medición que les permitan cuantificar el volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, con el fin de dar cuenta de sus actividades de manera oportuna, precisa y transparente dando cumplimiento a la regulación aplicable.

Por lo anterior, la medición de hidrocarburos es importante para llevar a cabo una evaluación económica de cualquier proyecto que involucre la producción de hidrocarburos, ya que en la mayoría de las operaciones dentro de la industria petrolera se necesita contabilizar lo que se está transportando, no solo por motivos de venta, sino que también en la mayoría de los procesos dentro de la industria petrolera se necesita tener información real y confiable de la capacidad de producción de sus instalaciones, con la finalidad de poder programar, planear, asignar recursos para optimizar la capacidad de producción, recepción, procesamiento, transporte y almacenamiento. Por lo cual, la medición de hidrocarburos da la oportunidad de planear y entender las necesidades del proyecto y permite evaluarlo desde un punto de vista económico para poder decidir si se lleva a cabo lo que se esperaba en la etapa de planeación.

La medición de Hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia es considerada la caja registradora de la industria petrolera, toda vez que la misma permite determinar no solo el volumen y calidad de los hidrocarburos producidos que previamente fueron separados y procesados para manejar corrientes monofásicas, sino que también la misma permite obtener los ingresos con los que contara el estado por la extracción de sus recursos petroleros.

En ese contexto, la Medición de Hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia es definida como la cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante la cual se entregan operativamente los hidrocarburos transfiriendo su custodia, dicho concepto cobra especial relevancia, toda vez que la misma se realizará por los asignatarios y operadores por cuenta y nombre de la nación, de tal manera que es evidente la importancia que tiene la medición de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia para determinar las contraprestaciones de los asignatarios y de los operadores. Por lo cual, en un contexto meramente recaudatorio, la Medición de Hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia tiene como principal propósito cuantificar y determinar los ingresos que obtendrá el Estado.

Si bien es cierto que la Ley de Hidrocarburos no establece expresamente obligaciones en materia de Medición para los asignatarios y operadores, si prevé que estos deberán cumplir con la regulación, lineamientos que emita la CNH. Por ello, la CNH está facultada para emitir la regulación y supervisar el cumplimiento de las actividades en materia de Medición de Hidrocarburos. Así mismo, la Ley dispone que la instalación y verificación de los sistemas de medición deberán ser de acuerdo con las mejores prácticas internacionales de la Industria Petrolera.

Con base en dichas atribuciones, la CNH emitió en septiembre de 2015 y después en diciembre de 2017 con ciertas modificaciones a fin de otorgar mayor certeza jurídica a los regulados, los “Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos”, obligatorios para todos los operadores petroleros y asignatarios.

Objetivo.

En la industria petrolera existen una gran variedad de medidores de flujo para determinar la cantidad (volumen) de las corrientes monofásicas (aceite y gas), sin embargo, muchos de éstos no son adecuados para implementarse en los sistemas/mecanismos de medición para la Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia. Por tal motivo el objetivo de este trabajo es, dar a conocer cuáles son los principales y correctos medidores de flujo empleados en los sistemas de medición a nivel nacional en los puntos de medición de transferencia de custodia, debido a que el objetivo de la transferencia de custodia es intercambiar una cantidad de fluido (gas o aceite) con su respectiva calidad por una cantidad de dinero, es indispensable que la medición de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia sea con la menor incertidumbre posible, tomando en cuenta que el mensurando perfecto no existe y que hay un margen de exactitud acordado entre el vendedor y comprador..

En ese contexto, este trabajo tiene como objetivo fundamental de índole académico, difundir el conocimiento en materia de medición de hidrocarburos entre la comunidad escolar, ya que el tema de la medición de hidrocarburos y sobre todo la medición de hidrocarburos en puntos transferencia de custodia ha sido de poco de interés entre la comunidad estudiantil en la última década, pero actualmente con la implementación de la nueva Reforma Energética en 2013, y con la nueva regulación en materia de medición de hidrocarburos emitida por la CNH, la medición de hidrocarburos ha cobrado una gran importancia en el desarrollo de campos para la producción debido a que la medición de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia no solo es la cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos líquidos o gaseosos, si no que por medio de esta medición, se podrán determinar los ingresos que obtendrá el estado (transferencia de custodia) para su desarrollo.

Capítulo 1 Conceptos Básicos.

1.1 Sistema Integral de Producción.

El sistema integral de Producción se define como el conjunto de elementos que se encuentran involucrados en el proceso de producción de hidrocarburos, desde el yacimiento hasta la superficie, separa el aceite, gas y agua, finalmente los envía a las instalaciones de almacenamiento y comercialización (Figura 1).

Los componentes básicos de un Sistema Integral de Producción:

- Yacimiento
- Pozo
- Tubería de Producción
- Cabeza del Pozo
- Línea de Descarga
- Estrangulador
- Separadores y Equipo de Procesamiento
- Tanques de almacenamiento

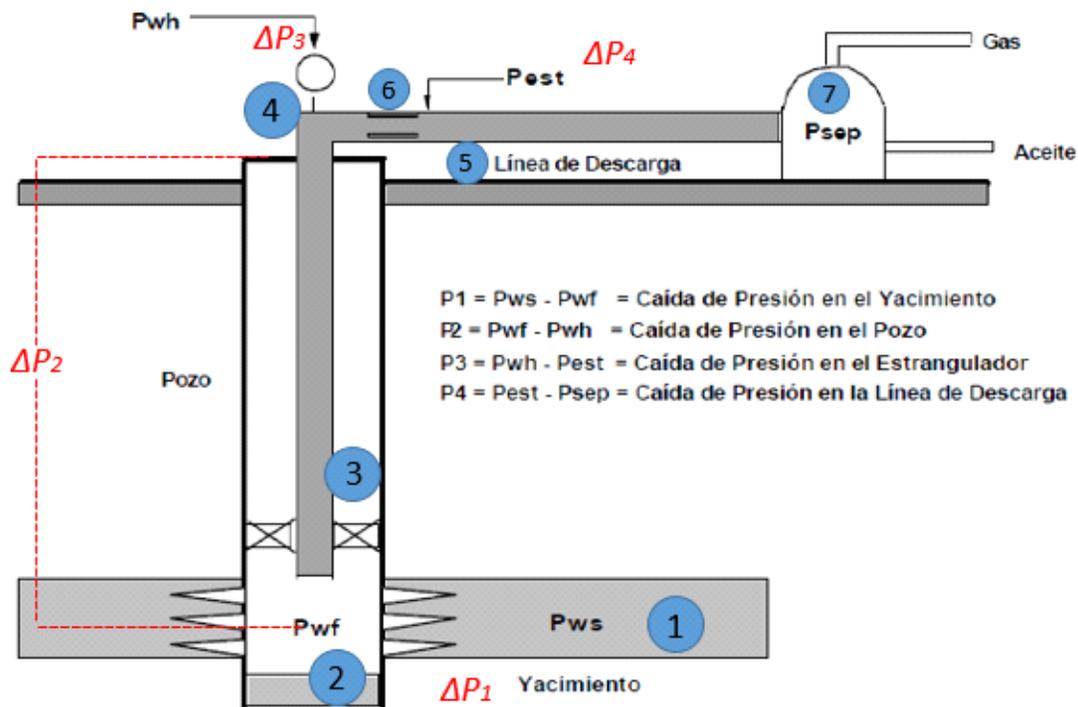


Figura 1. Sistema Integral de Producción (Ángel de Clavel María Mendoza, 2015)

P_{ws} = Presión Estática del Yacimiento

P_{wf} = Presión de Fondo Fluyendo

P_{wh} = Presión en la Cabeza del Pozo

P_{est} = Presión en el Estrangulador

P_{sep} = Presión de Separación

Las Principales Caídas de Presión que Ocurren en el sistema Integral de Producción se distribuyen de la siguiente manera:

- Pérdidas de Presión en el Medio Poroso (Yacimiento). Representan entre el 10 y 50% de las pérdidas totales.
- Pérdidas de Presión en la Tubería Vertical. Representan entre el 30 y 80% de las pérdidas totales.
- Pérdidas de Presión en la Línea de Descarga. Representan generalmente entre el 5 y 30% de las pérdidas Totales.

Descripción de los Componentes del Sistema Integral de Producción:

➤ Yacimiento

Es la porción de una trampa Geológica con contenido de hidrocarburos la cual se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Los hidrocarburos que ocupan los poros de la roca almacenadora se encuentran a alta presión y temperatura debido a la profundidad de la zona productora.

➤ Pozo

Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento. En él se instalan sistemas de tuberías y otros elementos con el fin de establecer un flujo de fluidos controlados entre la formación productora y la superficie.

➤ Tubería de Descarga

Son estructuras de Acero cuya finalidad es transportar gas, aceite y, en algunos casos agua desde la cabeza del pozo pasando por el estrangulador y separador hasta el tanque de almacenamiento.

➤ Estrangulador

Es un aditamento que se instala en los pozos productores con el fin de restringir el flujo de los fluidos. Es decir, permite obtener el gasto deseado y prevenir la conificación de agua, la producción de arena y, sobre todo, aumentar la seguridad de las instalaciones superficiales.

➤ Separadores

Son equipos que separan la mezcla de aceite y gas o en algunos casos, aceite, gas y agua, que proviene directamente de los pozos. Los Separadores pueden clasificarse de acuerdo con su forma o geometría en horizontales, verticales y esféricos, o por su finalidad en separador de dos fases (gas y líquido) o de tres (gas, aceite y agua).

➤ Tanque de almacenamiento

Son recipientes de gran capacidad para almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Los tanques de almacenamiento pueden ser estructuras cilíndricas de acero instaladas en tierra firme, o bien en buque-tanques para pozos localizados costa afuera. En la industria petrolera, los tanques pueden tener una capacidad de almacenamiento que va desde 100,000 hasta los 500,000 barriles.

1.2 Propiedades de los Hidrocarburos.

Los hidrocarburos son moléculas formadas por mezclas de átomos de hidrógeno y carbono. La molécula más sencilla de hidrocarburos es el metano que consiste en 1 átomo de carbono y 4 de hidrógeno. El siguiente es el etano con 2 átomos de carbono y 6 de hidrógeno. A medida que las moléculas se hacen más pesadas se le agregan átomos de carbono y una porción aun mayor de hidrógenos para continuar con la progresión, propano, butano, pentano, hexano, etc. El gas natural está compuesto principalmente de metano con pequeñas cantidades de otros gases.

Las Propiedades de los Hidrocarburos se determinan en el laboratorio usando pruebas de separación instantánea (flash) y diferencial. Los datos de los fluidos permiten realizar estimaciones volumétricas de yacimientos de gas asociado y gas no asociado, analizando el comportamiento del yacimiento, así como diseñar el tamaño de las instalaciones, estimar la pérdida de presión en la vencida del pozo y la línea de flujo.

Las propiedades de los fluidos generalmente son referidas a las condiciones que se miden. Condiciones estándar o de tanque. Son las condiciones de presión y temperatura definidas para la medición práctica de los hidrocarburos y corresponden para la presión: 14.69 lb/pg^2 (1 atm, 1.033 kg/cm^2) y para la temperatura: 60°F (15.56°C , 288.71°K)

Condiciones de Yacimiento. Son las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentran sometidos los fluidos en los yacimientos.

Densidad (ρ)

La densidad es la cantidad de masa por unidad de volumen. Matemáticamente la densidad es la relación entre el valor de la masa de un material y el volumen que ocupa. La densidad se expresa en kg/m^3 , pero por razones prácticas se utiliza normalmente gr/cm^3

$$\rho = \frac{m}{v} \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right] \quad (1.1)$$

Viscosidad Absoluta o Dinámica (μ)

La viscosidad es aquella propiedad que determina la cantidad de resistencia opuesta a las fuerzas cortantes. Los fluidos de alta viscosidad presentan una cierta resistencia a fluir, los fluidos de baja viscosidad fluyen con facilidad. En los líquidos la viscosidad disminuye al aumentar la temperatura, pero no se ve afectada por las variaciones de presión. En los gases la viscosidad se incrementa al aumentar la temperatura. La viscosidad absoluta o dinámica se expresa en (Poise o centiPoise).

Viscosidad Cinemática (ν)

La viscosidad cinemática de un fluido es el cociente entre la viscosidad absoluta y la densidad. La viscosidad cinemática se expresa en (Stokes o centiStokes).

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad [\text{stokes}] \quad (1.2)$$

Densidad del Aceite (ρ_o)

Es la relación de la masa del aceite más su gas disuelto entre su volumen. La densidad varía con la temperatura y presión (Figura 2).

$$\rho_o = \frac{\text{Masa de Aceite@c.y}}{\text{Volumen de Aceite@c.s}} \left[\frac{\text{gr}}{\text{cm}^3} \right] \quad (1.3)$$

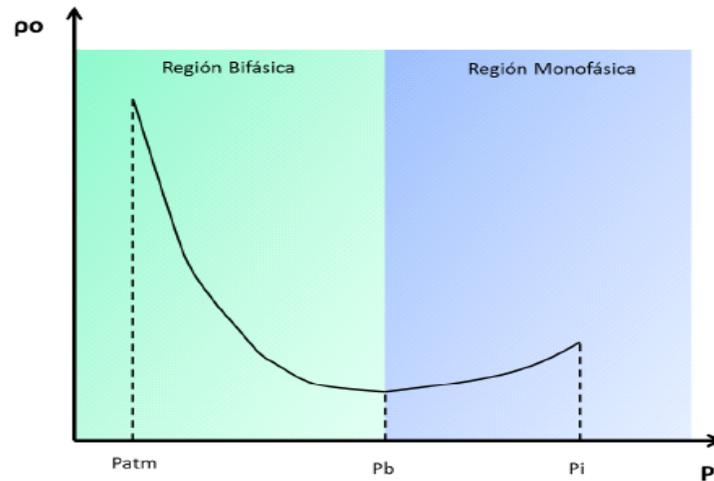


Figura 2. Comportamiento de la Densidad del Aceite en función de la Presión (Ángel de María Clavel Mendoza, 2015)

Viscosidad del Aceite (μ_o)

La viscosidad es una propiedad de resistencia al esfuerzo cortante. Normalmente un líquido pesado tiene una mayor viscosidad que un líquido ligero (Figura 3).

$$\mu_o = \nu\rho \quad [\text{cp}] \quad (1.4)$$

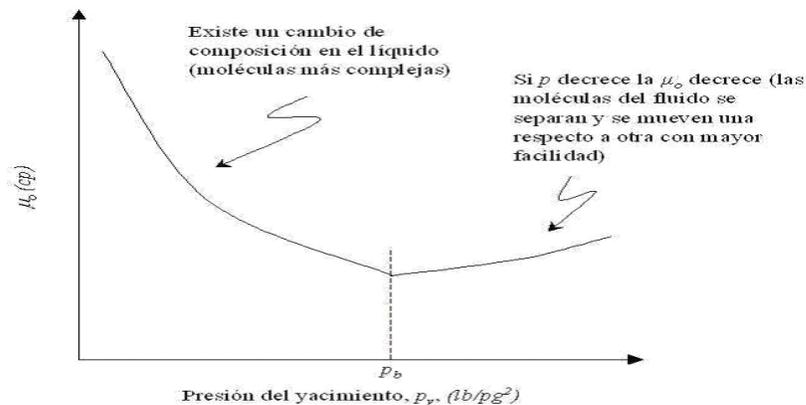


Figura 3. Comportamiento de la Viscosidad del Aceite en función de la Presión (Ángel de María Clavel Mendoza, 2015)

Compresibilidad del Aceite (C_o)

Este parámetro es empleado para analizar el comportamiento del volumen del aceite al haber un cambio en la presión isotérmicamente (Figura 4).

$$C_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_T \left[\frac{1}{\text{kg/cm}^2} \right] \quad (1.5)$$

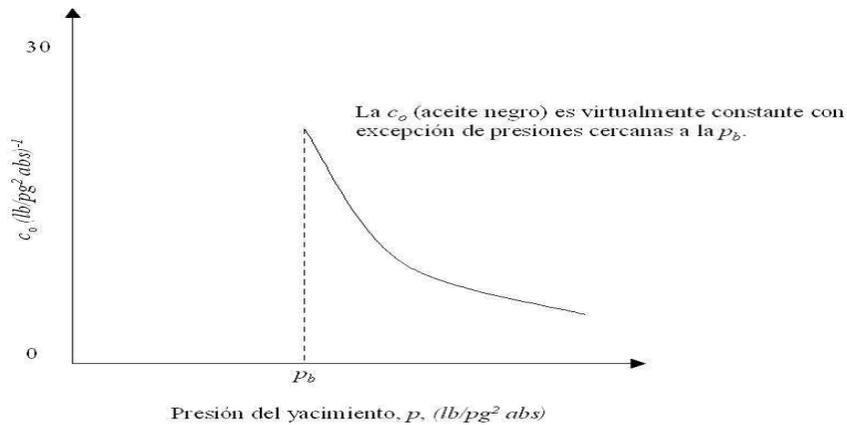


Figura 4. Comportamiento de la Compresibilidad del Aceite en función de la Presión (Ángel de María Clavel Mendoza, 2015)

Compresibilidad del Gas (C_g)

Este parámetro se emplea para determinar la variación en el volumen del gas al ir variando la presión a la que se encuentra confinado, este cambio de volumen se realiza a condiciones isotérmicas (Figura 5).

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \frac{\partial Z}{\partial P} \quad (1.6) \quad \text{Compresibilidad para un Gas Real.}$$

$$C_g = \frac{1}{P} \quad (1.7) \quad \text{Compresibilidad para un Gas Ideal.}$$

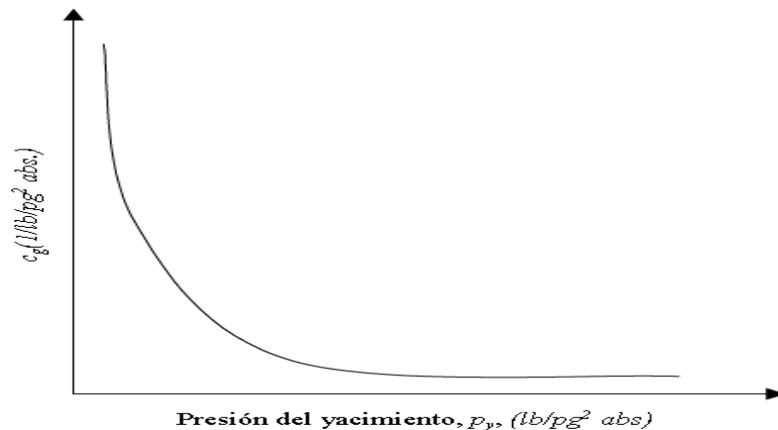


Figura 5. Comportamiento de la Compresibilidad del Gas en Función de la Presión (Ángel de Clavel María Mendoza, 2015)

Relación Gas Disuelto en el Aceite (R_s)

La relación de solubilidad indica la cantidad de gas que se encuentra disuelto en el aceite, donde ambos fluidos se encuentran a condiciones de presión y temperatura de yacimiento, pero son medidos a condiciones estándar. Este factor es solo para yacimientos de aceite y su gas disuelto (Figura 6).

$$R_s = \frac{\text{Vol. Gas disuelto en el aceite@c. s}}{\text{Volumen de aceite@c. s}} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right] \quad (1.8)$$

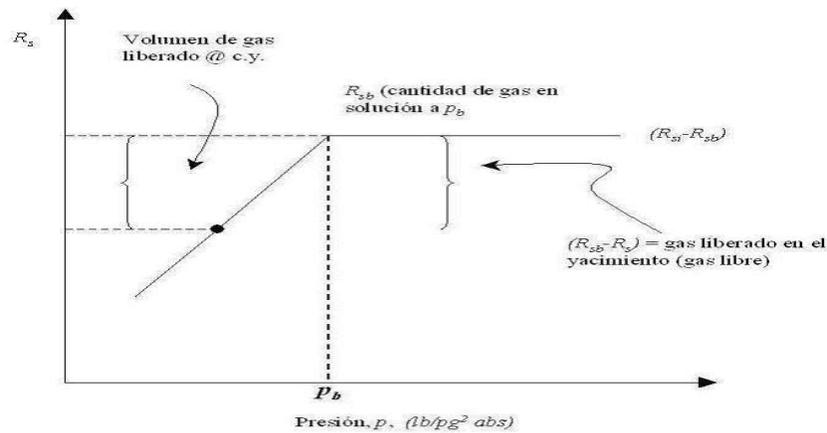


Figura 6. Comportamiento de la Relación de Solubilidad en Función de la Presión (Ángel de María Clavel Mendoza, 2015)

Relación Gas-Aceite (RGA)

Se define como la relación volumétrica del gas producido total y el volumen de aceite producido o producción neta, ambos medidos a condiciones de superficie. El gas producido puede contener los volúmenes del gas disuelto en el aceite y del gas proveniente del casquete de gas (gas libre).

$$RGA = \frac{\text{Vol. Gas producido@c. s}}{\text{Vol. Aceite@c. s}} = \frac{q_{gp}}{q_o} = \frac{q_{gd} + q_{gf}}{q_o} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right] \quad (1.9)$$

Densidad relativa de un fluido (gravedad específica) (γ_f)

La gravedad específica de un fluido es definida como la relación entre la densidad del fluido de interés a la densidad del agua, ambos medidos a la misma temperatura, presión y condiciones estándar.

$$\gamma_f = \frac{\rho_{\text{fluido}}}{\rho_{\text{agua}}} \quad (1.10)$$

Gravedad API

La gravedad API es una forma de expresar el peso específico o densidad relativa de los crudos. La gravedad específica de un líquido es entonces la relación de la densidad de líquido y la densidad del agua.

$$^\circ\text{API} = \frac{141.5}{(\gamma_o)} - 131.5 \quad (1.11)$$

Densidad Relativa de un gas (gravedad específica) (γ_g)

La gravedad específica de un gas es definida como la relación entre la densidad del gas a la densidad del aire seco, ambos medidos a la misma temperatura, presión y condiciones estándar

$$\gamma_g = \frac{\rho_{\text{gas}}}{\rho_{\text{aire}}} \quad (1.12)$$

En el supuesto que el comportamiento del gas y del aire sea como el comportamiento de un gas ideal, pueden ser representados por la ecuación del gas ideal, la gravedad específica podrá ser:

$$Y_g = \frac{M_{\text{gas}}}{M_{\text{aire}}} \quad (1.13)$$

$M = \text{peso molecular del gas}$ [lb – mol]

$M_{\text{aire}} = \text{peso molecular del aire}$ [lb – mol]

Factor de Volumen del Aceite (B_o)

El factor de volumen del aceite relaciona un volumen de aceite con su gas disuelto medido a condiciones de yacimiento entre el mismo volumen de aceite medido a condiciones de superficie. El factor de volumen del aceite nos indica el volumen de aceite en el yacimiento requerido para producir un barril de aceite en superficie (Figura 7).

$$B_o = \frac{\text{Vol. Aceite con su gas disuelto@c. y}}{\text{Vol. Aceite@c. s}} \quad \left[\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right] \quad (1.14)$$

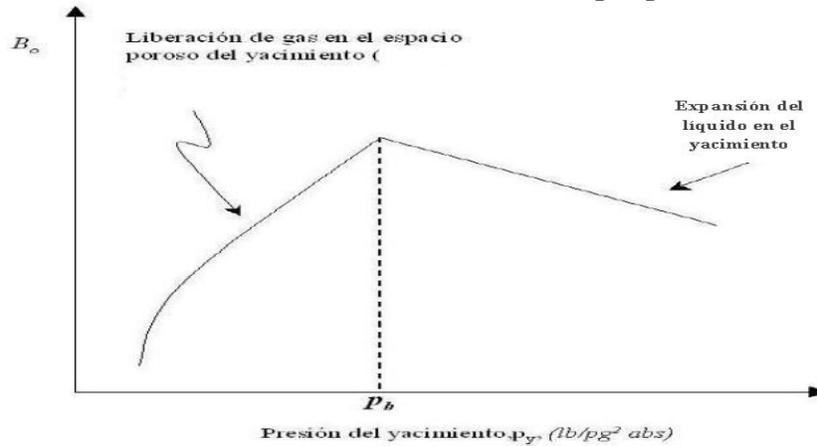


Figura 7. Comportamiento del Factor de Volumen del Aceite en Función de la Presión (Ángel de Clavel María Mendoza, 2015)

Ley Universal de los Gases

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

$$PV = nRT \quad (1.15)$$

$P = \text{Presión a la que se somete el gas}$ [Pa]

$V = \text{Volumen ocupado por el gas}$ [m^3]

$n = \text{numero de moles}$ [kg]

$R = \text{constante universal de los gases}$ $\left[8312 \frac{\text{Pa} * \text{m}^3}{\text{kg} * ^\circ\text{K}} \right]$

$T = \text{Temperatura a la que esta sometido el gas}$ [$^\circ\text{K}$]

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

$$PV = znRT \quad (1.16)$$

$z = \text{factor de compresibilidad del gas}$ [adimensional]

Factor de Volumen del Gas (B_g)

Es un parámetro que representa el volumen de gas libre medido a condiciones de yacimiento entre el volumen que ocupa ese mismo volumen de gas medido a condiciones de superficie. (Figura 8).

$$B_g = \frac{\text{Vol. Gas@c. s}}{\text{Vol. Gas@c. y}} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right] \quad (1.17)$$

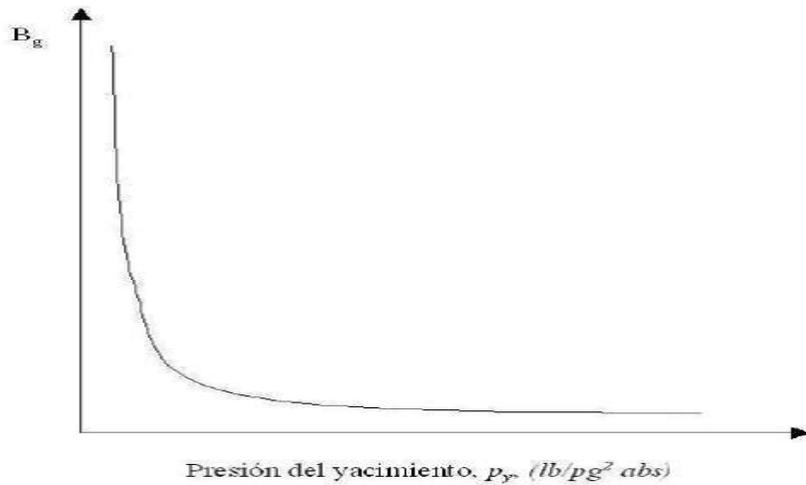


Figura 8. Comportamiento del Factor de Volumen del Gas en Función de la Presión (Ángel de Clavel María Mendoza, 2015)

Factor de Volumen Total (B_t)

El factor de volumen total o de la fase mixta se refiere al volumen de aceite en el yacimiento con su gas disuelto más el volumen de gas liberado entre el volumen de aceite en la superficie. Solo para yacimientos de aceite y gas disuelto liberado (Figura 9).

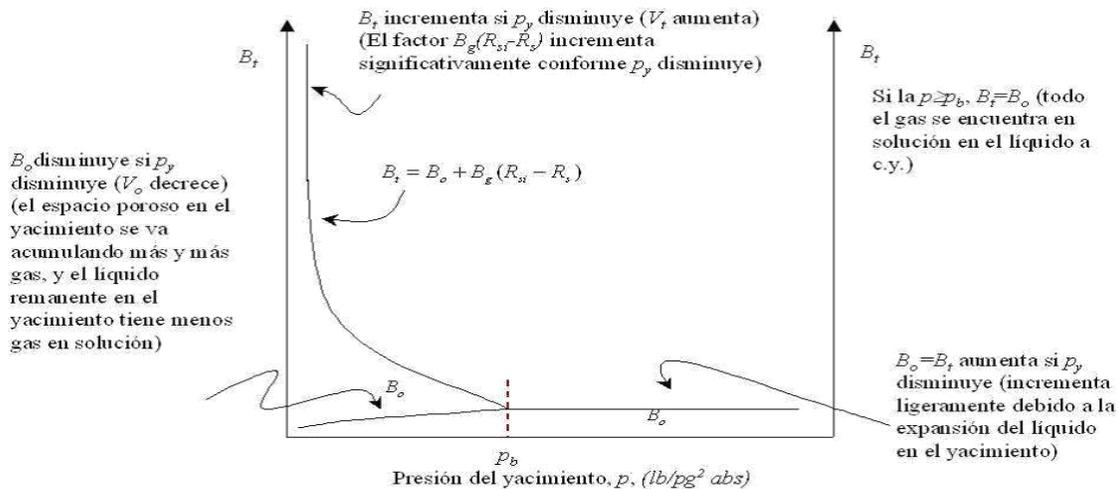


Figura 9. Comportamiento del Factor de Volumen Total en Función de la Presión (Ángel de Clavel María Mendoza, 2015)

$$B_t = \frac{\text{Vol. Total de ocupado por los fluidos@c. y}}{\text{Vol. Aceite@c. s}} \left[\frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right] \quad (1.18)$$

1.3 Apariencia de los Hidrocarburos Producidos.

En general el gas natural es esencialmente una mezcla de gases, por lo que sus propiedades son consecuencia de su composición. La composición es establecida normalmente por técnicas cromatográficas (análisis de longitudes de ondas de las radiaciones emitidas durante la combustión del gas). El petróleo es una compleja combinación de hidrocarburos, en fase líquida a condiciones ambiente, y de otros componentes considerados contaminantes, tales como metales, agua, sedimentos, H_2S , etc.

Sin embargo, el aceite en el yacimiento contiene casi siempre metano disuelto y otros hidrocarburos ligeros que son liberados como gas cuando la presión en el aceite se reduce. Como el gas se expande, el volumen de líquido restante del aceite disminuye; a este fenómeno se conoce como encogimiento.

El contenido de gas disuelto; el gas incrementa el volumen y por tanto disminuye la densidad, por consiguiente, la viscosidad disminuye también

El gas que se produce se llama gas en solución, gas asociado al aceite o gas liberado. El encogimiento es expresado en términos de barriles de aceite en el tanque por barril de fluido del yacimiento. El encogimiento del aceite crudo es recíproco del factor de volumen del aceite.

El gas natural producido en un yacimiento de gas puede contener cantidades pequeñas de hidrocarburos más pesados que se separan como líquidos llamados condensados. El gas natural contiene hidrocarburos condensados llamado gas húmedo.

Si no están, en su forma condensada cuando el gas es producido en la superficie, el gas es llamado gas seco.

El gas condensado de yacimiento es un tipo intermedio de líquido (es decir, entre el aceite crudo y el gas natural) por lo tanto el líquido condensado contiene una cantidad considerable de hidrocarburos licuables y es muy rico en condensados.

1.4 Procesamiento de los Hidrocarburos.

El procesamiento de un campo petrolero es definido como el procesamiento del aceite y/o gas para un seguro y económico almacenaje y/o transporte por ducto, tanque o camión, también incluye la separación y tratamiento del agua congénita, ya sea del agua producida para su reinyección, disposición o agua adicional inyectada usada para empuje de agua o mantenimiento de la presión.

La selección y operación del equipo para el procesamiento en campo depende del volumen y las características de las corrientes producidas de los pozos y las especificaciones de la entrega del producto.

Los hidrocarburos deben ser separados en sus derivados para poder ser almacenados y transportados, los no hidrocarburos deben ser removidos para ser almacenados, transportados, reinyectados o eliminados.

Cuando nos referimos a los procesos de compresión y bombeo, son los procesos por medio de los cuales se incrementa la presión de los fluidos con el fin de movilizarlos de un punto a otro, debido a lo anterior, es necesario someter los hidrocarburos a procesos de separación que nos permitan transportar gas sin humedad por medio de un compresor y líquidos desmasificados por medio de bombas.

1.4.1 Procesamiento del Gas.

El gas natural se procesa para eliminarle contaminantes, estos suelen ser: a) corrosivos como el H_2O y gases ácidos como el H_2S , b) reductores del poder calorífico como N_2 y CO_2

- El primer tratamiento consiste en **separar** las distintas fases producidas por medio de separadores verticales, horizontales o esféricos.
- **Rectificación**, la rectificación es un proceso por el cual se reduce la cantidad de líquidos en forma de niebla de un flujo de gas y se lleva a cabo en un equipo llamado rectificador. Una vez que el gas se ha sometido a un proceso de rectificación se obtiene una nueva separación de fases, la corriente

de los nuevos líquidos obtenidos normalmente se agrega a alguna otra corriente para su tratamiento.

- El gas se **deshidrata** con absorbentes sólidos como la alúmina Al_2O_3 o solventes como el glicol, o por tamices moleculares, la deshidratación procede si el gas contiene agua líquida o vapor. El gas se deshidrata para evitar la formación de hidratos de gas, los cuales pueden taponar las tuberías provocando elevación de la presión en el equipo o en las tuberías, elevando considerablemente la temperatura.
- El gas se **endulza** para la remoción de gases ácidos del gas natural, se endulza con soluciones absorbentes para eliminarle CO_2 y H_2S . En la eliminación de los gases ácidos por absorción física, se emplean solventes orgánicos para absorber las impurezas sin que se presenten reacciones químicas. En la absorción química se emplean soluciones aminas que reaccionan con las impurezas, estas reacciones son reversibles, por lo que el solvente puede ser regenerado y utilizado para varios ciclos de endulzamiento
- Gas con cantidades considerables de hidrocarburos licuables (etano, propano y pesados) producen condensados en la compresión y el enfriamiento. Los condensados pueden causar dificultades en las tuberías y por lo tanto en el proceso en campo, retirando o recuperando todos los condensados del gas (NGL) gas-líquido natural podemos tener una **estabilización** para remover todos los condensados del gas y así tener un producto transportable. Los condensados pueden ser inyectados en el gasoducto o transportados por separado
- **Compresión**, La razón por la cual se comprime un gas es para elevar la presión, y subsecuente su velocidad mediante un trabajo ejercido sobre el fluido a través de un compresor. Un ejemplo del proceso de compresión es cuando se requiere transportar gas a través de los gasoductos, en este caso se requiere aplicar una presión necesaria para vencer la resistencia de fricción. Cuando los compresores comunican presión en el gas, que es un fluido compresible reducen el volumen del gas
- **Transporte**, el transporte de gas se realiza por gasoductos, estos deben de estar operando a presión de 700-1,000 psia para permitir un transporte económico con diámetros razonablemente pequeños

1.4.2 Procesamiento del Aceite.

El tratamiento de aceite crudo para el almacenamiento, la transportación y la venta involucra los siguientes procesos:

- **Separación** primaria de aceite crudo, agua libre o en emulsión y sedimentos arrastrados (arenas) del aceite crudo.
- **Lavado** en ocasiones el crudo producido contiene una gran cantidad de sales. Estas sales pueden ocasionar daños en las instalaciones de producción debido a incrustaciones inorgánicas. Para eliminar dichas sales se implementa un proceso que se denomina lavado del crudo y que consiste en mezclar en un tanque una corriente de aceite con otra corriente de agua dulce. La mezcla de estos dos fluidos provoca que parte de la sal disuelta en el aceite se disuelva en el agua dulce, con lo que se reduce el contenido de sal en el hidrocarburo. Posteriormente se somete al aceite a un proceso de separación, que regularmente se realiza por decantación en tanques en donde se segrega la mezcla de fluidos y se separa el agua del aceite por simple segregación gravitacional

- **Estabilización** de aceite crudo es la (remoción de gas natural disuelto, hasta el grado requerido, para vender, transportar y manejar un aceite seguro). La estabilización del crudo es un proceso que se lleva a cabo una vez que se ha sometido la corriente a un proceso inicial de separación. La estabilización de crudo se lleva a cabo en torres de separación, estos equipos son denominados tanques elevados.
- **Endulzamiento de Crudo**, el crudo debe endulzarse para proteger al personal, mitigar la corrosión y cumplir con las especificaciones de venta. Los denominados crudos amargos contienen H_2S y otros compuestos que contienen azufre, incluso pequeñas cantidades de H_2S hacen que el petróleo crudo sea tóxico y corrosivo. El crudo puede ser endulzado por muchos de los mismos productos químicos utilizados para eliminar H_2S y CO_2 de gases ácidos naturales, así como las aminas, cáusticos, sales de zinc y otras bases y/o los agentes oxidantes han sido considerados, ya que el petróleo crudo generalmente contiene mucho más contaminantes. La eliminación de H_2S por lo general se lleva a cabo mediante remoción con gas natural frío o caliente, debido a que la volatilidad del H_2S es intermedia a comparación del etano y propano, por lo tanto, es muy volátil y tiende a subir con el vapor en un separador de gas y aceite
- **Remoción** de impurezas del aceite crudo y gas para satisfacer especificaciones de venta/transporte/reinyección, además de cumplir con todas las regulaciones de seguridad y ambiental.
- Después de la remoción del agua libre, el aceite producido frecuentemente contiene excesiva agua residual emulsionada. La **deshidratación** es requerida para reducir el contenido de agua para un valor aceptable para su transportación y venta.

El ácido sulfhídrico en el aceite es eliminado para reducir las dificultades en el manejo y la transportación porque es extremadamente tóxico y corrosivo.

1.5 Proceso de Separación de los Hidrocarburos

Después de su recorrido por el interior del pozo, es decir de haber sido producido por medio de la tubería de producción, la producción llega al árbol de válvulas por medio del cual se controla su flujo y es posible direccionarlo. Una vez direccionado por el árbol, la producción es conducida a una tubería conocida como línea de descarga cuyo fin es realizar la conexión entre el cabezal de recolección y el árbol de cada pozo. En las líneas de descarga es posible, y en ocasiones necesario, instalar un estrangulador que permitirá que la variación de presión corriente abajo no altere la presión existente corriente arriba y así sea posible controlar la producción de agua, arenas o asfáltenos. La línea de descarga se conecta normalmente a una tubería de mayor capacidad denominada cabezal de recolección, cuya función es la de recibir la producción de varios pozos cuyas propiedades tanto de los fluidos como termodinámicas permitan su mezcla y transporte de manera simultánea a una batería de separación. El cabezal de recolección conduce la producción hasta una batería de separación. En la conexión de pozos individuales a un cabezal de producción, es deseable tener flexibilidad en trayecto de la línea de flujo que dirigen los fluidos de los pozos ya sea hacia un separador de prueba o uno de producción. Debido a las múltiples etapas de separación los pozos de baja presión permiten ser conducidos a un separador en común, algunas válvulas son necesarias para permitir la conducción de los fluidos, estas instalaciones se muestran en la (Figura 10).

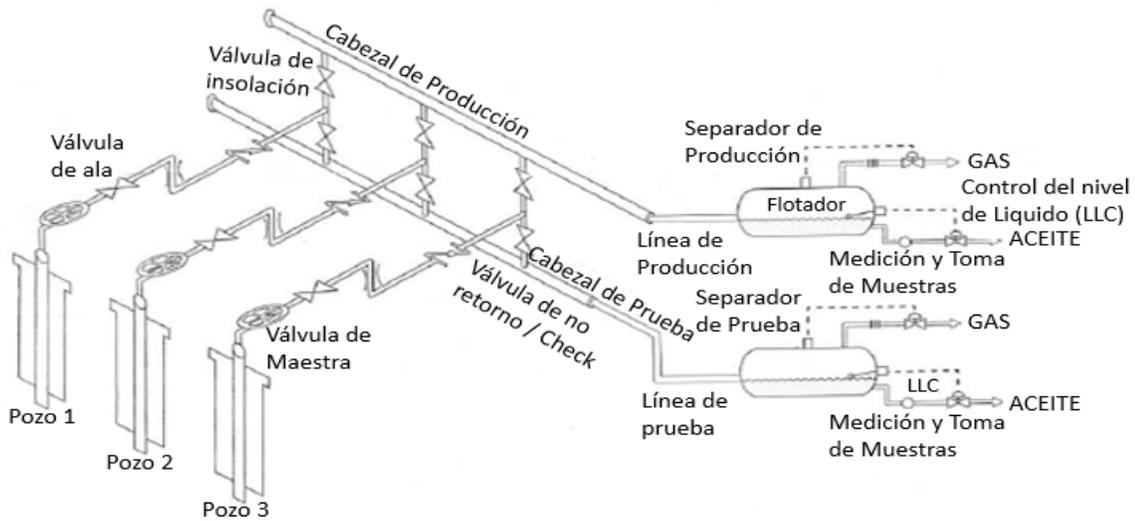


Figura 10. Esquema de la ruta de producción, sistema de separación y medición (Cinthya R. Godoy, 2008)

Generalmente la producción de un pozo petrolero se presenta de dos maneras:

- **Producción Monofásica:** En la cual se involucra solamente la corriente de un mismo tipo fluido, siendo el caso más común la producción de gas seco.
- **Producción Multifásica:** En la que se produce una corriente de flujo compuesta por más de un tipo de fluido (gas, aceite y agua), y algunos contaminantes líquidos, gaseosos y sólidos.

Debido a las características propias de cada mezcla se debe dar un tratamiento especial a la corriente de fluidos que se produce, con el objetivo de poder separar los fluidos hidrocarburos entre sí y de los contaminantes que los acompañan. Es importante indicar que para que se pueda comercializar el hidrocarburo debe cumplir con estándares técnicos referidos a la cantidad o al porcentaje de impurezas (agua, sedimentos, etc.).

Algunos de los procesos que se presentan en una planta de producción se mencionan a continuación, con el fin de poder comprender la dinámica presente en la batería y entender como estos procesos afectan la medición y el volumen del flujo de hidrocarburos.

Debido a las altas condiciones de presión y temperatura y a las propiedades físicas de los hidrocarburos, se presenta un fenómeno de disolución del gas en el aceite. Cuando el flujo avanza dentro del sistema integral de producción sufre una caída de presión debida a fenómenos como la fricción, el cambio de temperatura o el cambio de volumen. En ocasiones la caída de presión es tan grande que provoca una liberación del gas que se encontraba disuelto en la fase líquida (agua, aceite o ambos) y el gas comienza a viajar de forma independiente a la corriente de la fase líquida.

Cuando el flujo de hidrocarburos llega a instalaciones de separación se produce un proceso artificial de caída de presión, que se vale de otros fenómenos físicos para lograr separar las fases de una corriente, este proceso es llamado separación y se lleva a cabo en equipos llamados separadores.

La separación puede clasificarse en bifásica y trifásica, la separación bifásica involucra la separación de una corriente de flujo compuesta por una fase líquida y una fase gaseosa, sin separar el agua de la fase líquida, mientras que en la separación trifásica se involucra una corriente de flujo compuesta por líquidos

y gases, llevando a cabo la separación de cada fase y del agua.

Es conveniente mencionar que el proceso de separación se puede llevar a cabo en distintos separadores que reducen la presión de la corriente de manera gradual (Figura 11), permitiendo que se separe todo el gas posible a condiciones estándar. Cuando un proceso de separación se lleva a cabo de esta manera se le llama separación por etapas, en donde cada separador o conjunto de separadores con las mismas condiciones de operación representan a una etapa.

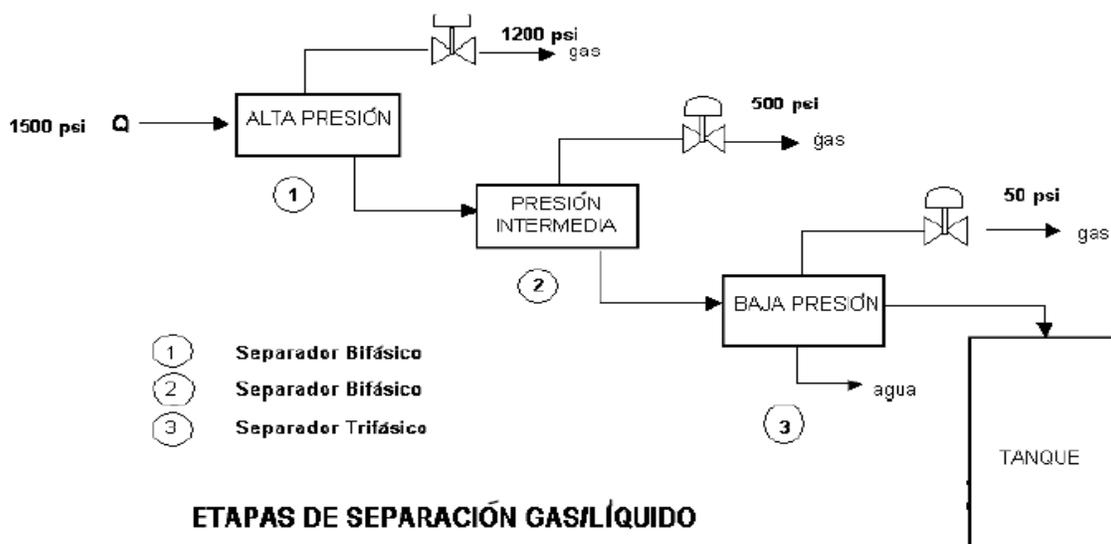


Figura 11. Representación de las etapas de separación de hidrocarburos (Cinthya R. Godoy, 2008)

Los fluidos producidos por un pozo son mezclas complejas de hidrógeno y carbono, estas fluyen por el aparejo de producción y llegan al árbol de válvulas, ubicados en la parte superior del pozo, sigue una trayectoria hasta la estación de producción donde se cumple la separación en las diferentes fases: aceite, gas y agua, utilizando para ello separadores.

Capítulo 2 Medición de Hidrocarburos.

2.1 Conceptos Fundamentales de Medición de Hidrocarburos

Para comprender el proceso de medición es necesario tener presente las siguientes definiciones en materia de medición de hidrocarburos:

Auditoria: Proceso sistemático, independiente y documentado para el monitoreo, evaluación de cumplimiento, prevención de riesgos, fortalecimiento de control interno e identificación de oportunidades para la mejora de cualquiera de los elementos influyentes en los mecanismos de medición.

Calibración: Operación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de Medida asociadas obtenidas a partir de los Patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres de Medida asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación.

Calidad: Características y propiedades fisicoquímicas de los hidrocarburos a las condiciones de presión y temperatura que sean referidas en sitio y que, dependiendo del propósito especial de uso de los Hidrocarburos se puede establecer parámetros mínimos.

Balance: Conjunto de operaciones matemáticas para determinar la resultante de confrontar (comparar o cotejar), en modo de masa o volumen y calidad a condiciones de referencia, las entradas, las salidas y acumulaciones, de los hidrocarburos, agua, nitrógeno u otros no hidrocarburos en un sistema determinado. En el cálculo de la resultante debe incorporarse la Incertidumbre de Medida de cada uno de los sistemas de medición involucrados.

Características Metrológicas: Especificaciones particulares de los elementos de un Mecanismo de Medición que pueden influir en los resultados de medición, tales como un intervalo nominal, intervalo de medición, clase de exactitud, deriva, estabilidad, exactitud, histéresis, incertidumbre de medida, error, linealidad, resolución, repetibilidad, reproductibilidad y sensibilidad

Condensados: Líquidos provenientes del Gas Natural constituidos principalmente por pentanos y componentes de hidrocarburos más pesados.

Confirmación Metrológica: Conjunto de operaciones referidas para asegurar que un instrumento de Medida cumpla con los requerimientos para su uso esperado (Figura 12). Generalmente incluye verificaciones y calibraciones, cualquier ajuste o reparación necesario y subsecuentes recalibraciones, comparaciones con requerimientos metrológicos para uso esperado del equipo, así como también cualquier sellado y etiquetado requerido.



Figura 12. Proceso de Conformación Metrológica (LTMMH, 2017)

Error: Es la diferencia entre el valor leído o transmitido por el medidor y el valor real de la variable medida.

Error de Medida: Resultado de una medición menos un valor verdadero del mensurando. Diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia, el valor de referencia puede ser el valor de un patrón de medida o un valor convencional.

$$\text{Error}(\%) = \frac{V_{\text{leido}} - V_{\text{real}}}{V_{\text{leido}}} \times 100 \quad (1.19)$$

Error Máximo Permitido: Valor extremo del error de medida, con respecto a un valor de referencia conocido, permitido por especificaciones o reglamentaciones, para una medición, instrumento o sistema de medida dado.

Error Relativo: Es el error de medición dividido entre un valor verdadero del mensurando.

Error Sistemático: Media que resultaría de un número infinito de mediciones de este mensurando, efectuadas bajo condiciones de repetibilidad, menos un valor verdadero del mensurando.

Estabilidad: Aptitud de un instrumento de medida para conservar sus características metrológicas durante el transcurso del tiempo.

Exactitud: Se refiere a que tan cerca están los valores medidos con respecto al valor real de la variable a medir o se define como el grado de concordancia entre el resultado de una medición y un valor verdadero del mensurando, haciendo hincapié que el termino exactitud es cualitativo y que no se utilice el término exactitud en lugar de precisión.

$$\text{Exactitud} = \frac{|\text{Gasto real} - \text{Gasto Medido}|}{\text{Gasto Real}} \times 100 \quad (1.20)$$

Gas Natural: La mezcla de gases que se obtiene de la Extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano. Usualmente esta mezcla contiene etano, propano, butanos y pentanos. Así mismo, puede contener dióxido de carbono, nitrógeno y ácido sulfhídrico, entre otros. Puede ser gas natural asociado al petróleo, gas natural no asociado o gas asociado al carbón mineral.

Gestión y Gerencia de Medición: Metodología mediante la cual el Operador Petrolero administra el funcionamiento e interrelación de los mecanismos de medición de hidrocarburos, adecuada a la calidad y el volumen de los hidrocarburos producidos, en términos de los presentes lineamientos.

Incertidumbre de Medición: No es posible hacer mediciones absolutamente exactas, por consiguiente, toda medición tiene un margen de duda, por lo tanto, la incertidumbre de medición es el valor de ese margen de duda. Si ese margen de duda es muy pequeño la incertidumbre es también muy pequeña. Si ese margen de duda es grande la incertidumbre es también muy grande.

Incertidumbre de Medida: Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando a partir de la información que se utiliza.

A continuación, se muestran valores de Incertidumbre para los distintos puntos de medición:

PUNTO DE MEDICIÓN	INCERTIDUMBRE PROMEDIO (%)
Mediciones Operacionales	+/-15
Mediciones de Referencia	+/-6-10
Medición de Líquidos en Punto de Medición (Fiscal o Transferencia de Custodia)	+/-0.30
Medición de Gases en Punto de Medición (Fiscal o Transferencia de Custodia)	+/-1.0

Tabla 1. Incertidumbre Promedio en los Diferentes Puntos de Medición (LTMMH, 2012)

Instrumento de Medida: Dispositivo utilizado para realizar mediciones, solo o asociado a uno o varios dispositivos suplementarios.

Linealidad: Relación entre una señal de entrada y la respuesta correspondiente, dentro de condiciones definidas.

Magnitud: Propiedad de un cuerpo o sustancia, que se puede expresar cuantitativamente mediante un número y una referencia.

Mecanismos de Medición: Conjunto integrado de competencias técnicas, estándares, procedimientos y Sistemas de Medición, para la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos, tanto para la medición fiscal, como para las mediciones operacional, de referencia y de transferencia.

Medición: Proceso que consiste en obtener experimentalmente uno o varios valores que pueden atribuirse razonablemente a una magnitud a través del uso de un instrumento de medición. Una medición supone una comparación de magnitudes.

Medición de Hidrocarburos: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Medición Fiscal de Hidrocarburos: Resultado de la Medición de volumen y calidad de hidrocarburos obtenida en el punto de medición.

Medición Operacional: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos durante los procesos operativos de producción que se realizan en campo sin propósito de transferencia.

Medición de Referencia: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos que es comparada y utilizada con datos procedentes de otros sistemas de medición con menor incertidumbre de medida, cuya finalidad es establecer los principios de como determinar los valores producidos.

Medición de Transferencia: Cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los hidrocarburos que se realiza en el punto donde el operador petrolero entrega los hidrocarburos a un tercero, inclusive a otro operador petrolero o se integran al sistema de transporte o de almacenamiento, según corresponda, así como entre éstos y el punto de medición, en su caso.

Medida: Cantidad que resulta de medir de una magnitud.

Medir: Determinar la longitud, masa, tiempo, temperatura, volumen o capacidad de algo por medio de una comparación con una unidad establecida que se toma como referencia, mediante algún instrumento graduado con dicha unidad

Operador Petrolero: El asignatario o Contratista que lleve a cabo actividades de Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México.

Patrón de Medida: Realización de la definición de una magnitud dada, con un valor determinado y una incertidumbre de medida asociada tomada como referencia.

Precisión: Se define como el grado de coincidencia existente entre los resultados independientes de una medición, obtenidos en condiciones estipuladas, ya sea de repetibilidad, de reproductibilidad o intermedias.

Producción: Hidrocarburos netos extraídos o producidos por un operador petrolero en virtud de una asignación o contrato, medidos en el punto de medición y en el periodo que corresponda.

Poder Calorífico: 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.

Punto de Medición: Punto determinado por la comisión en el Dictamen Técnico en donde se llevará a cabo:

- a) La medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo extraído al amparo de un contrato o asignación, de conformidad con los presentes lineamientos, y
- b) La determinación de los precios de cada tipo de hidrocarburo, que refleje las condiciones del mercado.

Rangeabilidad: Intervalo Numérico dentro del cual el instrumento de Medición puede realizar mediciones de confianza o se define como la medida del rango en el que el medidor puede operar adecuadamente sin una modificación mayor. Es la relación de la máxima y mínima escala del medidor de flujo e indica lo versátil que puede ser el medidor en relación con los cambios de intervalo de medición que pueden presentarse durante la operación.

$$\text{Rangeabilidad} = \frac{\text{Maximo gasto que se puede medir}}{\text{Minimo Gasto que se puede medir}} \quad (1.21)$$

Repetibilidad: Proximidad entre resultados de sucesivas mediciones de este Mensurando, realizadas bajo las mismas condiciones: mismo procedimiento de medición, el mismo observador, el mismo instrumento de medida, utilizado en las mismas condiciones y el mismo lugar.

Reproductibilidad: Proximidad entre resultados de mediciones de este mensurando, haciendo variar las condiciones de medición: diferente principio de medición, diferente método de medición, diferente observador, diferente instrumento de medida, diferente lugar y observador.

Sistema de Medición: Conjunto de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e instrumentos de Medida, destinados a la Medición de Hidrocarburos.

Supervisión: Verificación del cumplimiento de los presentes Lineamientos mediante avisos,

requerimientos de reportes e informes o la realización de audiencias, comparecencias, visitas, inspecciones o Auditorias que resulten aplicables

Transferencia: Acción mediante la cual se entregan operativamente los hidrocarburos, transfiriendo su custodia.

Trazabilidad: Propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón, tal que ésta pueda ser relacionada con referencias determinadas, generalmente patrones nacionales o internacionales, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones, teniendo establecidas las incertidumbres.

Trazabilidad Metrológica: Propiedad de un resultado de medida por la cual el resultado puede relacionarse con una referencia mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida.

2.2 Importancia de la Medición de Hidrocarburos.

La medición de los Hidrocarburos juega un papel cada vez más importante en la Industria Petrolera, ya que la inexactitud en los datos puede representar pérdidas millonarias. Por ello se ha buscado desarrollar métodos e instrumentos de medición que permitan hacer una medición de hidrocarburos de forma más exacta, eficiente y con la menor incertidumbre posible.

Los hidrocarburos producidos cambian de propietario varias veces durante su trayecto hasta el consumidor final y, en cada cambio de custodia, el comprador y el vendedor necesitan estar seguros del volumen exacto que es transferido para que se pueda establecer un precio justo.

No solamente es importante conocer el volumen de las corrientes de hidrocarburos, también hay otras variables importantes como por ejemplo en el caso del gas natural donde su valor depende también de su contenido energético o calorífico. En cuanto a la medición del aceite, además del volumen es necesario hacer una medición del contenido de agua y sedimento, ya que esto afecta la Calidad y por lo tanto el precio final del aceite.

De igual forma la medición de hidrocarburos es importante para llevar a cabo una evaluación económica de cualquier proyecto que involucre la producción de hidrocarburos, la medición brinda parámetros económicos de comparación para poder apreciar la viabilidad de un proyecto de producción y nos permite visualizar un panorama de financiamiento para dicho proyecto. Si bien, la medición da la oportunidad de planear y entender las necesidades del proyecto,

En la mayoría de las operaciones dentro de la industria petrolera se necesita contabilizar lo que se está transportando, no solo por motivos de venta, sino que también en la mayoría de los procesos dentro de la industria petrolera se necesita tener información real y confiable de la capacidad de producción de sus instalaciones, con la finalidad de poder programar, planear, asignar recursos para optimizar la capacidad de producción, recepción, procesamiento, transporte y almacenamiento.

Por ello la medición de Hidrocarburos tiene como objetivo fundamental cuantificar el gasto másico o volumétrico producido por un pozo o un conjunto de pozos, y así poder diseñar las instalaciones que se requieren para el correcto manejo y conducción de los hidrocarburos hasta sus respectivas centrales de separación, procesamiento, transporte y almacenamiento.

La obtención de recursos económicos es una parte muy importante en los procesos económicos de

cualquier país. En México, en el último año, los recursos económicos que se obtienen de la venta petrolera en el extranjero aportaron el 17% del PIB del 2018, al sumar \$978,589 millones de pesos, es decir, 12.8% más respecto del 2017, esto de acuerdo con el reporte de finanzas y deuda pública del cuarto trimestre del 2018. El 17% representa un descenso de 23 puntos porcentuales en comparación con el 40% del PIB producto de la venta petrolera en el extranjero en el 2013. Así que si se desea obtener beneficios económicos y monetarios asociados a cada proyecto petrolero se debe realizar una correcta medición de los gastos volumétricos producidos, lo que conlleva a un correcto y constante proceso de medición.

En el cambio comercial de hidrocarburos son importantes dos parámetros: la calidad y la cantidad (Figura 13).



Figura 13. Parámetros medibles en la Medición de Hidrocarburos (LTMMH, 2017)

Para realizar de la medición de la cantidad de hidrocarburos, las variables que más comúnmente se miden son: velocidades de las corrientes, momento, tiempo de tránsito, presión y temperatura y Volumen.

De igual forma en el laboratorio de Calidad de hidrocarburos suele medirse: Densidad, Viscosidad, Contenido de agua y sedimentos, Presión de Vapor Reíd, contenido de Azufre y demás trazas de elementos no hidrocarburos.

Si bien las mediciones de hidrocarburos para las transacciones comúnmente se realizan en volumen, desde el punto de vista energético debe considerarse además de esa magnitud, la densidad y el poder calorífico y otros aspectos de calidad. La calidad en las mediciones de crudo puede verse afectada por contaminantes como el silicio, los cloruros, las sales, el agua, las emulsiones, etc.

La Calidad de las mediciones de Gas Natural, tiene consideraciones enfocadas al comercio y a la seguridad. El primer caso se debe al aporte de energía que tiene el Gas Natural y va ligado a la cantidad en volumen y al poder calorífico de este mismo. Respecto a seguridad e integridad, va referido en su mayoría a la cantidad de contaminantes como sulfuros, agua, y condensables, y como estos elementos presentan riesgos para la medición e incluso para el propio sistema de medición.

2.3 Muestreo de Hidrocarburos

Además de la medición del volumen o de la masa, es necesario determinar la composición (a veces conocida como la Calidad) de los productos de hidrocarburos, puesto que las propiedades de los productos impactan los aspectos económico y operacional.

En la producción de hidrocarburos es importante caracterizar un hidrocarburo debido a que normalmente las producciones son mezclas de varios tipos de hidrocarburos y que dependiendo de sus características varía su valor comercial.

Para obtener la Calidad de los hidrocarburos se llevan a cabo diferentes análisis con los cuales se pueden

conocer composición y propiedades de los hidrocarburos. Para ello previo a la realización de las pruebas se debe tomar una muestra.

La importancia de identificar la Calidad de los fluidos producidos nos ha llevado a emplear instrumentos, técnicas y métodos para recabar muestras representativas de dichos fluidos, que nos ayuden a identificar las propiedades, el comportamiento y los cambios que sufren bajo diferentes condiciones operativas y posterior a procesos de separación. El muestreo es una de las operaciones más importantes en superficie y consiste en tomar un cierto volumen de petróleo para ser analizado, de tal forma, que la porción sea representativa de las propiedades del hidrocarburo.

- Muestreo Estático: Existen una gran variedad de métodos para el muestreo de hidrocarburos en tanques de almacenamiento, sin embargo, son principalmente cuatro los que destacan para dicha tarea. Estos métodos se caracterizan principalmente por la forma y el lugar de obtener la muestra en el tanque de almacenamiento, no obstante, algunos de ellos son muy parecidos a la hora de emplearse.
 - Muestro Estático Compuesto: Consiste en obtener varias muestras a diferentes profundidades y analizarlas independientemente para después promediar los resultados o mezclar las muestras en cantidades iguales en una copa y analizar la mezcla.
 - Muestro Estático Continuo: Es el método en el cual la muestra se obtiene al introducir un barril Muestreador tapado hasta el fondo del tanque, al llegar ahí se retira el tapón y se empieza a subir a una velocidad uniforme, permitiendo que se recolecte una muestra del crudo que represente por lo menos el 85% del volumen total del tanque.
 - Muestro Estático Corrido: Es el método en el cual la muestra se obtiene al introducir un barril Muestreador destapado hasta el fondo del tanque y posteriormente se empieza a subir a una velocidad uniforme tal que el saca muestras cuando sea extraído del líquido se llene a tres cuartas de su capacidad.
 - Muestro Estático en Válvulas: La muestra se obtiene de válvulas que se instalan en la pared del tanque. Estas válvulas están formadas por un tubo que traspasa la pared del tanque y por una válvula de cierre. Cuando se inicia la toma de una muestra, primero se debe drenar un volumen igual a dos veces el de la válvula muestreadora, para evitar recolectar aceite estancado y después se recaba la muestra. Debe procurarse que el volumen de las muestras que se obtiene de las diferentes válvulas sea el mismo.
- Muestreo Dinámico: Es un proceso que consiste en la toma de volúmenes de aceite y gas o de condensado y gas por separado a condiciones de superficie; se realiza el muestreo generalmente en cabezas de pozo y en separadores de prueba o producción, dependiendo de las condiciones de operación que se tengan y del tipo de fluido que se esté produciendo.
 - Muestro en Cabeza de Pozo: Para realizar el muestreo en el cabezal del pozo se utiliza un recolector múltiple (Figura 14) construido para recolectar las muestras en superficie. Estas muestras sólo pueden tomarse cuando la presión de fondo fluyente y la temperatura son mayores a la presión de saturación del yacimiento, de tal manera que el fluido se mantiene monofásico en la cabeza del pozo, monofásicos desde el fondo del pozo hasta el recolector múltiple en superficie. Estas condiciones no son comunes, pero a veces existen.

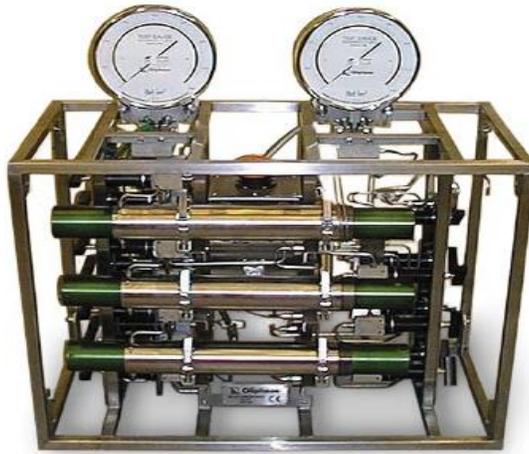


Figura 14. Colector Múltiple de muestreo del cabezal del pozo (Schlumberger, 2007 "Nuevos alcances en pruebas de pozos")

- Muestreo en Instalaciones Superficiales: El muestreo de superficie también llamado muestreo de separador, consiste en tomar las muestras de petróleo y gas en los separadores. Con las mediciones precisas de las tasas de flujo, las presiones y temperaturas del petróleo y el gas, se recombinan las muestras en el laboratorio para aproximarse a la composición de los fluidos originales del yacimiento. Las muestras deben tomarse cuando el flujo sea estable en los separadores, preferiblemente en el separador de mayor presión y no en el tanque; se recomienda tomar la muestra en los separadores siempre como precaución a problemas imprevistos generados con las muestras de fondo.
- El Muestreo General del Petróleo Crudo: Para definir la calidad de un crudo y el tratamiento al que debe ser sometido para su procesamiento, manipulación, transporte y almacenamiento, son varias las propiedades que deben determinarse por medio de muestreos, tales como, densidad relativa (en la industria petrolera, al crudo se le mide la densidad relativa y a partir de ésta se obtiene su densidad en °API), Viscosidad del crudo (la viscosidad por su parte no determina el precio del crudo, pero es fundamental determinarla, pues evidencia el costo que puede tener el crudo al ser bombeado por ductos), Presión de Vapor (la presión de vapor y permite tener una aproximación del contenido de hidrocarburos ligeros en el crudo y su grado de estabilización), Punto de Inflamación (es la temperatura a la cual el vapor de una sustancia produce una llama en presencia de una chispa), Punto de Congelación (al disminuir la temperatura en el crudo se observa un incremento de la viscosidad, al ser el crudo una mezcla de diversos componentes, el paso de estado líquido a sólido no se realiza a temperatura constante, sino en un intervalo de temperatura que es función de los tratamientos anteriores a los que el crudo fue sometido), Punto de escurrimiento (es la temperatura a la cual un crudo deja de fluir, este parámetro está relacionado con el contenido de parafinas).

De igual forma el Muestreo General del Petróleo Crudo tiene por objeto determinar, el contenido de agua y sales (el crudo al extraerse presenta cantidades variables de agua, sales y sedimentos, el agua contenida en el crudo se presenta en forma de emulsiones y estas cantidades de agua pueden a su vez contener sales disueltas), contenido de sedimentos, contenido de azufre, contenido de asfaltenos y cualquier otro parámetro que puede afectar el valor del crudo

El muestro puede realizarse de manera manual o automática. Los muestreadores automáticos generalmente operan sobre una base de flujo proporcional, ya que toman muestras con mayor frecuencia con el aumento en el caudal. Los muestreadores automáticos pueden ser a presión o atmosférico. Las

muestras a presión tienen la ventaja de ser más representativas del fluido.

- El Muestreo General del Gas Seco tiene por objeto determinar: La composición (a menudo para calcular la densidad del gas y/o el poder calorífico), viscosidad del gas, densidad relativa o gravedad específica del gas, el contenido de sulfuro de hidrógeno y agua (vapor) y cualquier otro componente que pueda afectar el valor del gas.

Del mismo modo que ocurre para los líquidos, el muestreo para el gas puede ser manual o automático, aunque en ambos casos, la muestra debe ser a la presión y temperatura de la línea al fin de mantener la composición. Los sistemas automáticos son generalmente conectados a un sistema de análisis en línea compuesto de un cromatógrafo de gases, un analizador de H₂S, CO₂, N₂ y un analizador de H₂O.

2.4 Análisis de la Calidad de los Hidrocarburos.

La Calidad de los Hidrocarburos es uno de los indicadores más importantes en la Industria Petrolera. Existe una amplia variedad de análisis para Hidrocarburos, sin embargo, este trabajo se enfoca en describir de manera general los siguientes análisis: Análisis PVT (Presión- Volumen-Temperatura), Análisis del Contenido de Agua y Sedimentos, Análisis de la Salinidad del Agua, Análisis Cromatográfico para Gases y Análisis de color Saybolt

- Análisis PVT: Un análisis PVT es un estudio de laboratorio que se realiza a muestras representativas de fluidos tomadas en el fondo del pozo, en la tubería del pozo, planta de proceso o en superficie, con el objeto de obtener sus propiedades en función de la Presión, Volumen y Temperatura.

Las pruebas PVT consisten en una serie de procedimientos de análisis en el laboratorio, diseñado para proveer valores de las propiedades físicas del aceite y gas. Los estudios realizados a partir de estas pruebas dan como resultado la obtención de las siguientes propiedades: Presión en el punto de burbuja, Factor de Volumen del aceite, Factor de solución Gas-Aceite, Coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas, Viscosidad del aceite y del gas.

Las Pruebas se realizan colocando una cantidad de la mezcla de hidrocarburos en unas celdas llamadas celdas PVT, las cuales contienen un fluido que ejercerá presión sobre la mezcla analizada. El mercurio es el fluido que se utiliza frecuentemente en este proceso.

Existen varios procedimientos de laboratorio para análisis PVT: Separación Flash (expansión a composición constante) y Separación Diferencial Convencional. En la tubería de producción y tubería de descarga se presenta la separación flash. En las Baterías de separación se presenta la separación o bien (la separación flash y diferencial) simultáneamente en el separador.

- *Separación Flash (expansión a composición constante)*, todo el gas liberado de una mezcla de hidrocarburos permanece en contacto y en equilibrio con la fase líquida de la que se separa y consiste en efectuar cambios en la presión del sistema variando el volumen total ocupado por la muestra, es decir, la composición total del sistema permanece constante durante el agotamiento de presión (Figura 15). Se coloca una muestra de aceite en una celda a un valor de presión mayor o igual a la presión inicial del yacimiento, posteriormente se va disminuyendo la presión del sistema a temperatura y masa constantes en varias etapas, incrementando el volumen de la celda y hasta alcanzar la presión de burbuja, posteriormente se sigue disminuyendo la presión hasta que ya no

se libera gas del aceite. La disminución de presión se obtiene retirando el pistón de la celda. La celda es agitada constantemente para asegurar que el contenido se encuentre a condiciones de equilibrio. Durante cada disminución de presión, se van midiendo la presión y volumen, en donde el volumen es llamado volumen total. Para las presiones menores o iguales a la presión de burbuja el gas disuelto va siendo liberado, de modo que el volumen total se considera el gas y el aceite.

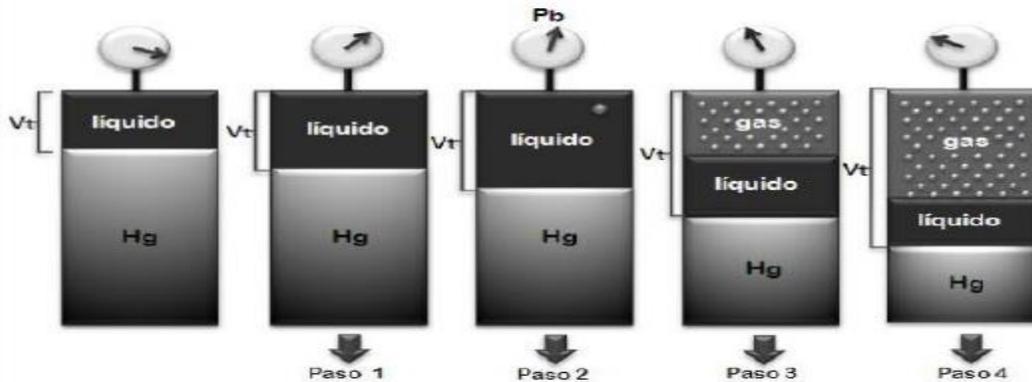


Figura 15. Proceso de Separación Tipo Flash (Magdalena Paris de Ferrer, 2005)

- En la Separación Diferencial Convencional (Figura 16), el análisis se lleva a cabo a muestras de aceite y consiste en llenar una celda visual PVT con una muestra de líquido que se encuentre a la presión de burbuja y a la temperatura de yacimiento. Este tipo de separación es aplicado una vez que se ha identificado la presión de burbuja en las muestras. Es aquella donde la composición total del sistema varía durante el proceso, es decir, el gas libre es removido total o parcialmente del contacto con el líquido o condensado retrogrado. Al igual que la separación flash, la muestra es colocada en una celda a temperatura de yacimiento y a la presión de burbuja, posteriormente se va disminuyendo la presión del sistema a temperatura constante, pero variando la masa y el volumen, debido a que el volumen de gas liberado del aceite es extraído en cada etapa de separación. Algunos de los datos obtenidos mediante la Separación Diferencial incluyen, cantidad de gas disuelto en función de la presión, el encogimiento del volumen del aceite en función de la presión, propiedades del gas que incluyen la composición del gas liberado, el factor de compresibilidad del gas, factor volumétrico del gas, la gravedad específica del gas, así como también, la densidad del aceite, gravedad API del aceite, factor volumétrico del aceite, viscosidad del aceite y factor de volumen total.

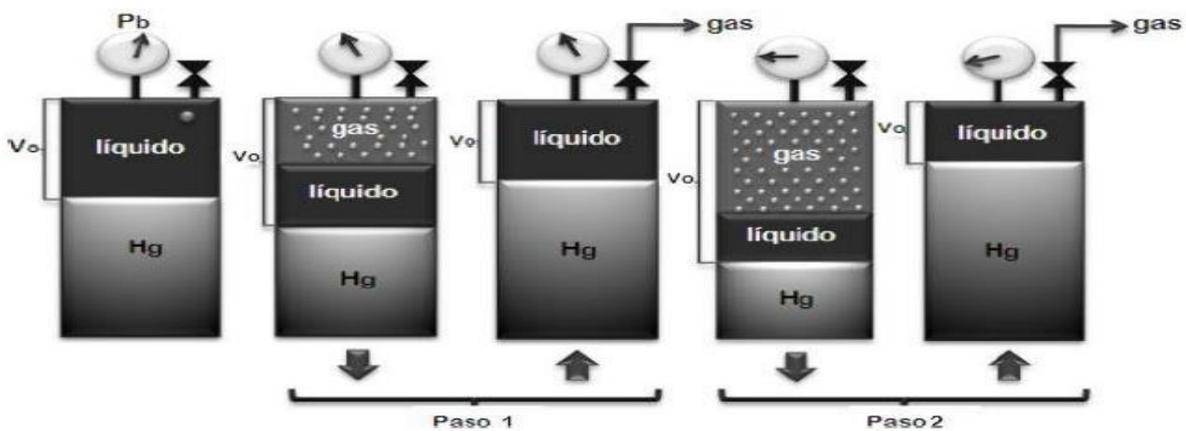


Figura 16. Proceso de Separación Tipo Diferencial (Magdalena Paris de Ferrer, 2005)

- Análisis Cromatográficos para Gases: El análisis composicional de un fluido se realiza mediante la utilización de un equipo de cromatografía. El fluido o las mezclas a analizar pueden estar inicialmente en estado Gaseoso, líquido o sólido, pero en el momento del análisis la mezcla debe estar vaporizada. Para determinar la composición de un líquido generalmente se utiliza un equipo de cromatografía (C_{30+}), y para determinar la composición de un gas se utiliza un equipo de cromatografía (C_{13+}). La Cromatografía es básicamente una técnica de separación de muestras complejas lo que ha conducido a utilizarse como técnica analítica. Entre las técnicas cromatográficas utilizadas con fines analíticos, la cromatografía de gases es probablemente la técnica de más amplio uso, ya que la composición de una muestra de gas es, probablemente, el parámetro más importante de la misma

Para realizar la separación mediante cromatografía de gases (Figura 17), se inyecta una pequeña cantidad de la muestra a separar en un corriente de gas inerte a alta temperatura, esta corriente de gas atraviesa una columna cromatográfica que separa los componentes de la mezcla por medio de un mecanismo de partición (cromatografía gas-líquido), de absorción (cromatografía gas-sólido) o en muchos casos, por medio de una mezcla de ambos. Los componentes separados, emergerán de la columna a intervalos cortos y pasarán a través de algún sistema de detección adecuado o serán dirigidos hacia un dispositivo de colector de muestra, donde una señal es registrada por el equipo de computo

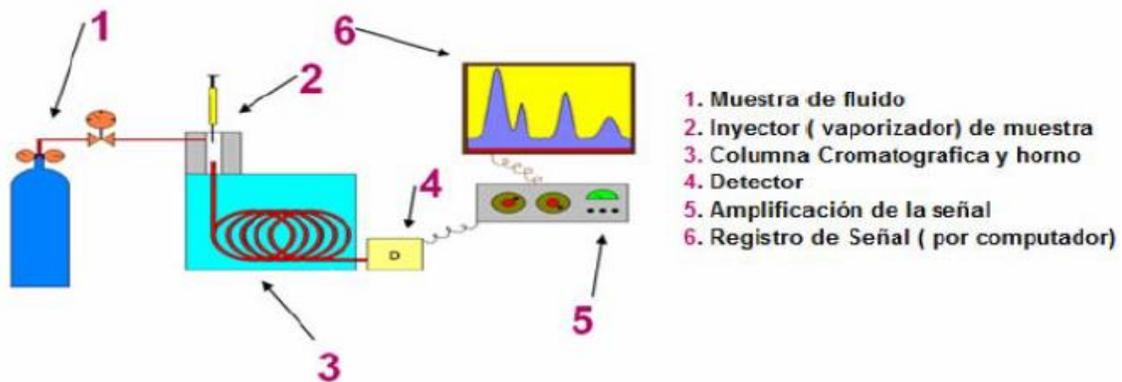


Figura 17. Funcionamiento del Cromatógrafo de Gases (Rafael Vargas y Ángel Avitúa, 2014)

Cuando se conoce la composición de una mezcla de gases es posible obtener los siguientes parámetros con razonable exactitud: Densidad del Gas, Viscosidad del Gas, Poder Calorífico del Gas, Presión de Roció.

- Análisis del Contenido de Agua y Sedimentos: El contenido de agua y sedimentos de un crudo depende, principalmente, del yacimiento que sea extraído. Por lo general, el agua en el crudo se encuentra emulsionada, y de esto depende el contenido de sales en el crudo. Los sedimentos pueden ser de diversos tipos y tamaños, los que se encuentran en mayor proporción son compuestos inorgánicos, arena y arcilla. Un crudo con alto contenido de agua y sedimentos ocasiona taponamientos y corrosión en tuberías y equipos, así como los lodos. La prueba para el análisis del contenido de agua y sedimentos se realiza con base en el método de centrifugación. Para ello se usa una Centrifuga (Figura 18). Consiste en agregar Tolueno a la muestra, y posteriormente se pone una centrifuga. Después de 10 minutos, se puede observar la separación de fases: sedimentos, agua y aceite. El contenido de agua y sedimentos se reporta como el porcentaje del volumen total que se tenga



Figura 18. Centrifuga (Olga B. Benítez, 2015)

- **Análisis de la Salinidad del Agua:** La Presencia de sales en partes por millón en el crudo se debe al agua que contiene desde la extracción, las principales sales que se encuentran en él crudo son, cloruros de sodio, potasio, calcio y magnesio. Las sales son indeseables en el crudo ya que tienden a incrustarse en los equipos con lo que provocan la obstrucción de tuberías, además de que al reaccionar con el agua forman ácido clorhídrico, el cual es altamente corrosivo. Después de la deshidratación del rompimiento de la emulsión, el crudo todavía contiene un pequeño porcentaje de agua remanente. Los tratamientos típicos (adición de desemulsificante, sedimentación, etc.) pueden reducir el porcentaje de agua en el crudo y por ende su salinidad. El objetivo del análisis de la salinidad del agua es disminuir el contenido de sales y agua en el crudo que se procesa ya que una de las principales razones por el cual es importante este análisis es para cumplir con los requerimientos de transporte y venta
- **Análisis de Color Saybolt:** Al referirnos al color del crudo, lo más frecuente es pensar en el color negro que tradicionalmente se asocia a este producto, pero existe una diversidad de colores producidos por reflexión de la luz, pudiendo aparecer crudos de colores verdes, amarillos con tonos de azul, rojo, marrón o negro y por la transmisión de la luz, los crudos pueden tener color amarillo pálido, tonos de rojo y marrón hasta llegar a negro. La coloración que toman los hidrocarburos principalmente se debe al contenido de componentes ligero o pesados que presenta a la hora de producirlos o manejarlos en superficie. No obstante, no solo se considera la cantidad de componentes ligeros o pesados en el hidrocarburo, sino también la cantidad de agua y otros contaminantes. El color de Saybolt se define como indicación de la calidad del condensado y constituye un parámetro útil para asegurar que dicho condensado no esté contaminado con otros productos pesados. Para reportar el Numero de Saybolt, siempre se debe de seleccionar el número más próximo por encima del nivel alcanzado. Entre más claro es el color de Saybolt, nuestro condensado será de mejor calidad.

2.5 Comportamiento de flujo a través de los medidores.

La medición de flujo es una medición dinámica y las señales de medición de flujo se describen como “ruidosas” lo cual es natural de la dinámica cambiante de flujo por lo tanto una calidad de medición es requerida bajo esas condiciones y puede ser hecha con un entendimiento del medio fluyendo, así como los cambios o efectos que se pueden generar en el flujo con su paso a través de la tubería y en el medidor.

La caracterización y modelado matemático de la materia en movimiento, sobre todo en flujo de fluidos, está basada en los siguientes principios:

- **Ecuación de Continuidad:** Si hay una relación de flujo volumétrico constante para un cambio de área (cambio de diámetro en la tubería) existe un cambio inverso de la velocidad promedio. La (Figura 19) representa una forma de expresar la ecuación de continuidad, se nota que al disminuir

el diámetro por el cual atraviesa el flujo, la velocidad del fluido aumenta y el gasto volumétrico en constante.

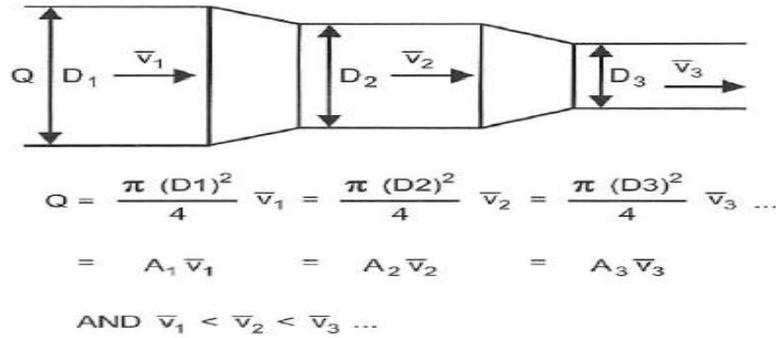
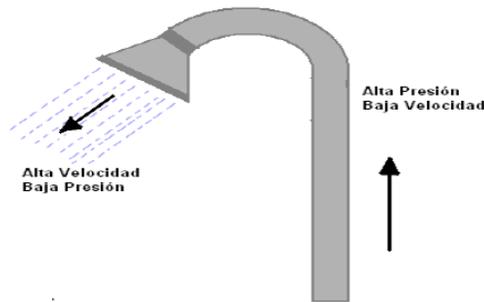


Figura 19. Centrifuga (Olga B. Benítez, 2015)

- Teorema de Bernoulli: Daniel Bernoulli (1700-1782) experimentalmente comprobó que “la presión interna de un fluido (líquido o gas) disminuye en la medida que la velocidad del fluido se incrementa” (Figura 20), o dicho de otra forma “en un fluido en movimiento, la suma de la presión y la velocidad en un punto cualquiera permanece constante”, es decir que $P + V = k$.



Cuando hay flujo lento en un fluido, la presión aumenta.
 Cuando hay aumento de flujo en un fluido, la presión disminuye

Figura 20. Presión interna de un fluido y la velocidad del fluido son inversamente proporcional (Khan Academy, 2015 “Dinámica de Fluidos”)

Para que se mantenga constante k, si una partícula aumenta su velocidad “v” tendrá que disminuir su presión “p”, y la inversa.

- Número de Reynolds: El número de Reynolds se define como un numero adimensional. Este número puede emplearse para caracterizar los diferentes regímenes de flujo, tales como laminar y turbulento. El flujo laminar ocurre a bajos números de Reynolds, donde las fuerzas viscosas son dominantes, y se caracteriza por movimientos suaves y constantes. El flujo turbulento se produce a altos números de Reynolds es dominado por las fuerzas dinámicas que tienden a producir remolinos, flujo caótico e inestable. El Número de Reynolds se define de la siguiente manera:

$$N_{RE} = \frac{(\rho)(V)(D)}{\mu} \quad (1.22)$$

O equitativamente por:

$$N_{RE} = \frac{(V)(D)}{\nu} \quad (1.23)$$

Donde:

P: Densidad del fluido.

V: Velocidad característica del fluido.

D: Diámetro de la tubería a través de la cual circula el fluido.

ν : Viscosidad cinemática del fluido. $\nu = \frac{\mu}{\rho}$

μ : Viscosidad Dinámica del fluido.

El valor resultante del número de Reynolds definirá el régimen de flujo en la tubería. Una aproximación puede ser que para valores menores a 2,000 el régimen de flujo será laminar; para valores mayores o iguales a 2,000 pero menores a 4,000 el régimen de flujo está en la etapa de transición; para valores mayores a 4,000 el régimen de flujo será turbulento.

En la (Figura 21) se muestra cómo se comporta el régimen de flujo en diferentes etapas de acuerdo con el número de Reynolds.

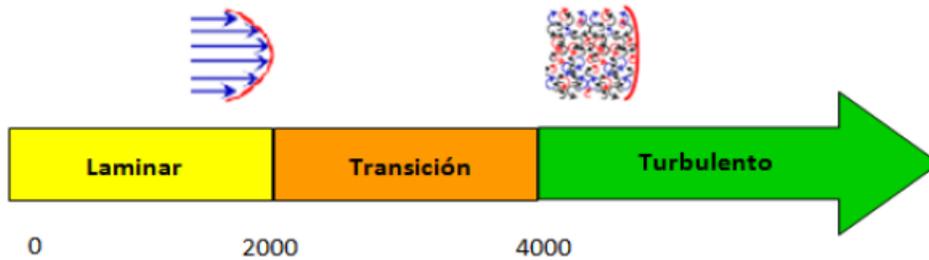


Figura 21. Cambio de régimen de flujo de acuerdo con el Número de Reynolds (Khan Academy, 2015 "Dinámica de Fluidos")

2.6 Medición en el Sistema Integral de Producción.

Se refieren a mediciones que se llevan a cabo durante el procesamiento de los hidrocarburos, desde su producción hasta su venta. La medición de hidrocarburos se realiza en diferentes puntos del sistema integral de producción:

- Medición (estimaciones) en el Yacimiento: Para conocer el yacimiento son necesarios estudios complejos y elaborados que proporcionen un estimado de flujos másicos y volumétricos por medio de modelos matemáticos que permitirán realizar **estimaciones** cuya exactitud estará en función de la cantidad de información con la que se cuenta sobre las características del comportamiento del yacimiento y el flujo de fluidos a través del medio poroso. Por lo anterior, **no es posible realizar mediciones de manera directa** en el yacimiento, ya que la única forma en la que se pueden tener valores asociados a los flujos de los fluidos en el yacimiento es por medio de modelos matemáticos teóricos o correlaciones.
- Medición en el Pozo: Referente a la medición de flujos volumétricos o másicos en el interior del pozo, esta se realiza por medio de herramientas y equipos que se desplazan dentro del pozo, tomando en cuenta que la herramienta utilizada para la medición de flujo dentro del pozo es por medio de registros de flujo o de molinete. Este tipo de registros tienen mayor importancia durante las primeras etapas de la terminación de un pozo, en las que se debe realizar un diagnóstico correcto sobre la hermeticidad y su correcto funcionamiento. Es costoso y poco viable desde el punto de vista técnico implementar los registros de producción para que recaben información de

manera continua dentro de los pozos además de que las variaciones en la precisión y la exactitud de los dispositivos provocan que su uso no sea práctico ni común.

- Medición en Instalaciones superficiales: Una vez que el hidrocarburo está en superficie la medición de este es más sencilla ya que es posible colocar, monitorear, calibrar, dar mantenimiento a los instrumentos y sistemas de medición. La medición que se lleva a cabo en instalaciones superficiales es llevada a cabo de forma dinámica o en condiciones de almacenamiento (estática).

En instalaciones superficiales los hidrocarburos los podemos encontrar principalmente divididos en función a las fases en que se presentan.

- Monofásico
- Multifásica (gas y aceite, gas y condensados, gas húmedo)

Los principales puntos de medición en superficie son:

- Medición Fiscal
- Medición de Referencia (Baterías de Separación, Tanques de Almacenamiento)
- Medición Operacional (Aforos, Boca de Pozo, Multifásica, Baterías de Separación)
- Medición de Transferencia de Custodia

Las mediciones a boca de pozo pueden realizarse por medio de:

- Separadores de pruebas
- Medidores multifásicos

Si bien de forma estricta no se pueden realizar mediciones por medio de correlaciones, pero es de uso común en la industria emplearlas para estimar la magnitud de los fluidos. Las correlaciones ofrecen una forma práctica de estimar la producción de un pozo ya que no requieren de la instalación de instrumentos de medición, únicamente se sirve de parámetros que la mayoría de las veces están disponibles en los pozos. Si bien la exactitud de las correlaciones comparada con los instrumentos de medición es menor, su costo es mucho menor ya que requiere solamente capacidad de cómputo para la realización de cálculos (que en la mayoría de las veces son relativamente sencillos) y un Ingeniero de Producción que sea capaz de escoger y emplear la correlación que mejor se adapta a las condiciones del pozo.

A boca de pozo se producen hidrocarburos con agua, arena, impurezas como el CO_2 , N_2 , H_2S , etc. Estas mediciones son de gran reto pues requieren tecnologías de medición muy difíciles y sus incertidumbres asociadas a la medición son bastantes altas por lo que estas deben ser utilizadas solo como retroalimentación para el control de la producción del pozo.

2.7 Prorrateo de la Producción.

El Prorrateo es un mecanismo de asignación de los volúmenes de producción extraídos a cada pozo, con base en datos de medición obtenidos con elevados valores de incertidumbre ajustados con las mediciones más exactas con menores valores de incertidumbre para validar los datos de la corriente arriba. El Prorrateo de la producción es una contabilidad del sistema o del procedimiento donde el total de la producción real mensual de la batería es distribuida equitativamente entre los pozos en una batería. Este sistema es aplicable cuando la producción de los pozos es mezclada antes de la separación y medición, y la producción mensual de cada pozo es inicialmente estimada, basada en datos de pruebas de pozos.

El prorrateo es conveniente cuando se tienen diversas fuentes con alta incertidumbre que aportan producción a un solo punto que posteriormente es medida con una menor incertidumbre. En el caso de la industria petrolera estas diversas fuentes suelen ser los pozos y el punto entre ese par (pozo-batería de producción) con menor incertidumbre suelen ser las baterías de producción, aunque el prorrateo no se reduce a estas dos instalaciones y se puede aplicar en cualquier par de puntos de medición en donde sea útil esta operación siempre y cuando se cumplan los criterios de incertidumbre establecidos.

Para realizar un prorrateo se debe contar con una base de información que debe constar de la medición puntual de la producción de cada uno de los pozos y del valor medido del total de la producción que llega a la batería de producción.

Una vez conocida la producción total medida en un punto de menor incertidumbre al tiempo t y la producción aportada por cada elemento de mayor incertidumbre al tiempo t es posible estimar la posterior producción de un pozo bajo el supuesto de que la proporción será la misma en un tiempo diferente al tiempo t , este supuesto es cierto en periodos de tiempo cortos.

Los pasos para determinar el volumen de producción aplicando prorrateo se resume a continuación:

1-. En el caso de una Batería, el prorrateo de aceite, gas y agua de los pozos individuales se realiza ya que estos gastos no son continuamente medidos. En vez de eso, los pozos son periódicamente probados para determinar los gastos de producción de aceite, gas y agua.

2-. Los gastos determinados durante una prueba del pozo son usados para estimar la producción de los pozos por el periodo de tiempo comenzando con la prueba del pozo y continuando hasta que la otra prueba se lleve a cabo.

3-. La producción estimada así determinada para cada pozo se suma para llegar a la producción total estimada de la batería.

4-. La producción total real de aceite, gas y agua es dividida por la producción total estimada para producir un "factor de prorrateo". El factor de prorrateo es entonces multiplicado por la producción estimada de cada pozo para obtener la producción real del pozo.

Entonces, cuando se tiene el resultado de la producción total, los volúmenes mensuales totales pueden resultar de un solo mes de medición, pero generalmente resultan de la combinación de mediciones individuales y/o estimaciones.

El prorrateo ofrece una estimación de la producción de los pozos que se obtiene a partir de una medición con mayor certidumbre, por lo que cuando los instrumentos colocados a boca de pozo tienen un alto grado de incertidumbre el prorrateo nos ofrece un valor que puede aproximarse más a la realidad

2.8 Balances de Producción.

Los Balances de producción nos sirven para poder analizar cuáles son y en qué proporción es el aporte de cada fuente de producción, así como los destinos que tienen las mismas salidas del sistema. El balance de producción es útil para llevar una correcta y sencilla administración de los hidrocarburos producidos y nos ayuda a identificar pérdidas que no se han considerado en el sistema con el fin de reducirlas o tenerlas en consideración para una futura planeación. De igual forma el balance de la producción es importante

porque le permite a una empresa tener un conocimiento más acercado a la realidad sobre los hidrocarburos con los que cuenta para su venta o consumo interno.

Es importante recalcar que un Balance de producción es una herramienta que, debido a las incertidumbres asociadas a los diferentes dispositivos de medición, solo presenta una aproximación de la realidad. Por lo tanto, los valores calculados por medio de un balance pueden presentar ligeras diferencias respecto a los valores medidos.

Un Balance se lleva a cabo por medio de dos parámetros principales:

- Masa
- Volumen

Los Balances, ya sean por masa o por volumen, recurren a un principio de conservación.

$$\text{Producción entrante} - \text{Producción Saliente} = \text{Producción Acumulada} \quad (1.23)$$

Es necesario identificar los puntos que aportan producción al sistema, así como identificar las salidas de producción del sistema, de igual forma es importante tener un conocimiento frecuente de los volúmenes almacenados.

En el caso de los Balances de masa lo que se necesita es conocer las magnitudes aportadas por cada variable, sin embargo, en la mayoría de los casos no es posible contar con esta información ya que los medidores másicos no son comunes en la práctica y tampoco se recurre a la medición frecuente de la densidad de las corrientes, por lo tanto, en la mayoría de los casos es imposible o muy poco práctico realizar balances de materia (masa) aplicados a instalaciones de producción.

Debido a los cambios que sufren volúmenes debido a cuestiones técnicas del tipo termodinámicas, es necesario comparar volúmenes que se encuentren bajo las mismas condiciones operativas y así poder hacer un balance de volúmenes de forma más sencilla y teóricamente correcta.

La forma general de un balance volumétrico de producción se realiza de la siguiente manera:

$$V_e@c.s - V_s@c.s = V_a@c.s \quad (1.24)$$

Donde:

$V_e@c.s$	<i>Volumen entrante de producción a condiciones estandar.</i>
$V_s@c.s$	<i>Volumen que sale de producción a condiciones estandar.</i>
$V_a@c.s$	<i>Volumen acumulado a condicones estandar.</i>

Es importante tomar en cuenta, que no es correcto sumar volúmenes de distintos tipos de fluido, pero en la práctica se suman o se restan aritméticamente volúmenes de corrientes de distintos tipos de aceite o condensado, y de igual forma se suman o se restan aritméticamente corrientes de diferentes tipos de gas.

Los Balances volumétricos de producción se realizan en puntos que permiten la acumulación y almacenamiento por periodos cortos de tiempo de producción tanto de aceite y gas. Para que se pueda realizar un balance de producción es necesario contar con mediciones previas o en la entrada de la

instalación en cuestión o mediciones posteriores o en la salida de la instalación en cuestión.

Algunas de las instalaciones o puntos donde se llevan a cabo estos balances son:

- Batería de Separación: Este es el primer punto de acumulación, por lo regular se recolecta la producción de un grupo de pozos cercanos geográficamente a la batería y cuyas corrientes presentan propiedades similares.

En las Baterías de Separación se presentan por lo regular dos entradas de producción:

- Producción proveniente de pozos
- Producción proveniente de otras plantas de producción

La producción proveniente de los pozos, por lo regular entra a través de un ducto que previamente ha recolectado las producciones de diversos pozos, este ducto es denominado cabezal. En ocasiones por cuestiones de operación es necesario realizar el envío de corrientes provenientes de una instalación a otra, estos envíos de corriente deben contabilizarse en las entradas de producción.

Referente a las salidas, se presenta una mayor diversidad de posibles salidas presentes. En las baterías de separación normalmente se lleva a cabo la separación de agua del crudo y del aceite por lo que una de las salidas del sistema son las salidas de agua hacia plantas de tratamiento o pozos letrina.

En lo que respecta al transporte de gas y aceite, en ocasiones es necesario agregar energía en forma de presión por lo que hay salidas de las baterías de separación que se dirigen a plantas de bombeo o compresión. También pueden existir salidas hacia otras baterías debido a las transferencias o salidas que se dirijan a centrales de almacenamiento o puntos de entrega-recepción.

Debido a cuestiones de seguridad existen puntos de salida que contemplan la posible quema de gas o aceite en caso de un siniestro, por lo que suelen integrarse válvulas de desfogue, presas de quema o actividades de quema o venteo. También existen pérdidas debido al autoconsumo del gas, sin embargo, comúnmente son despreciables.

Recapitulando encontramos las siguientes salidas:

a) Salidas a otras instalaciones de producción como:

- Transferencia a otras baterías de separación.
- Estaciones de Compresión.
- Estaciones de Bombeo.
- Centrales de Procesos y Almacenamiento.
- Puntos de entrega recepción.
- Plantas de tratamiento.
- Pozos letrina.

b) Salidas o pérdidas por motivos de seguridad:

- Válvulas de desfogue
- Eventos de quema y/o venteo

- Centrales de Almacenamiento: Estas instalaciones son puntos en donde se reúnen corrientes separadas, normalmente de aceite, con el único fin de separarlas para su posterior distribución a

algún otro punto.

Los principales puntos que proveen la producción de estas instalaciones son las baterías de separación u otras instalaciones de producción como estaciones de bombeo o compresión.

Las salidas de hidrocarburos de este tipo de instalaciones normalmente son a centros de comercialización y hacia pozos de inyección en donde se confina el agua que se empleó para el lavado del crudo.

- Puntos de entrega-recepción: Estas instalaciones normalmente son puntos en donde convergen las producciones emitidas por diferentes baterías de producción. En estas se da un último acondicionamiento a los hidrocarburos para su posterior transferencia de custodia.

En estos puntos convergen corrientes de aceite y/o gases provenientes de otras plantas de producción. Por lo que las entradas son baterías de separación o estaciones de bombeo o compresión. Las salidas principales de estos puntos son los volúmenes que se venden.

Cada Balance de volúmenes se debe ajustar a la instalación que se utiliza como punto de referencia considerando las particularidades de esta. También debe decirse que la efectividad del balance de producción estará en función de la incertidumbre de las mediciones consideradas para el mismo. Las diferencias entre los valores calculados por medio de balances y los medidos pueden ser evidencia de pérdidas o entradas no consideradas o mal medidas, o cuando las pérdidas son relativamente pequeñas se pueden atribuir a errores asociados a la incertidumbre en las mediciones.

El Balance de producción depende de la calidad y veracidad de los datos de entrada (mediciones operacionales o de referencia sin ajuste alguno) y de salida (datos de puntos de medición) y que la complejidad de este dependerá del universo a de variables a integrar. Los procedimientos de Balance de producción que consideran que, la sumatoria de volúmenes de entrada son igual a los volúmenes de salidas, imposibilitan el diagnóstico y control del cotejo de los volúmenes producidos comparado contra los volúmenes transferidos o facturados.

Una vez asimilada la información de cómo se extraen y manejan los fluidos producidos, se propone comenzar a agrupar los volúmenes manejados de la siguiente forma:

$$\text{Balance} \Rightarrow \text{Volúmenes de entrada} + \text{Inventarios} - \text{Salidas} \approx \text{Volúmenes Medidos} \quad (1.25)$$

Entonces, del universo de variables involucradas, se propone y establece simplificar su análisis al integrarlas en estos 4 rubros, por cada elemento de estudio: nodo, pozo, afluyente, batería, instalación, equipo, etc. Lo anterior, tiene la finalidad de reducir el número de variables a manejar en los balances de producción. Con esto el procedimiento de balance de producción propuesto requiere de 4 insumos necesarios que a continuación se definen:

- Datos de volúmenes de entrada por pozo o instalación (Volumen extraído de petróleo, Volumen extraído de agua, Volumen de Petróleo Incorporado y otras entradas): ya sean producto de mediciones de referencia u operativas (como pueden ser los aforos), estos conforman las entradas principales del sistema a balancear. Estas entradas estarán catalogadas inicialmente por pozos e instalaciones, para conveniencia, consistencia y simplicidad del sistema a estudiar.
- Datos de volúmenes de inventario (inventario inicial, desempaques, almacenamiento en tanques, almacenamiento en recipientes): en estos se constituyen de los posibles volúmenes existentes en

cada nodo previo al balance de producción, recordando que este análisis se lleva a cabo para un tiempo “t” en particular.

- Datos de Volúmenes de salidas (mermas por evaporación, mermas por fugas, empaque, volumen asociado al encogimiento al transporte, volumen asociado al encogimiento por impurezas, volumen de traspaso, volumen de agua separada, autoconsumo, inventario final, perdidas no identificadas otras salidas): estarán conformados por los componentes que representan una disminución del volumen de entrada original. En este rubro se consideran las mermas, pérdidas y consumos propios de la operación y manejo de hidrocarburos en cada sistema en particular.

Estos 3 volúmenes conformarán al Volumen referencial por nodo, tomando en cuenta que estos 3 volúmenes se deberán de reportar sin ser ajustados por alguna metodología de balance de producción previa. Se recomienda que, por nodo, se agrupen estos volúmenes desde la entrada del nodo hasta antes del inicio del otro nodo.

- Datos de mediciones: estos serán las “salidas” principales y finales del sistema a balancear (nodo o punto). Dichos datos deben ser fidedignos de los puntos de medición involucrados y serán pieza clave en los procesos de visitas e inspección en sitio. Tomando en cuenta que, para un sistema de producción determinado, se debe establecer la frontera de flujo (fin del sistema) en el punto de medición más confiable disponible y más cercano a las entradas del sistema, con la finalidad de otorgar una mejor certidumbre a los ajustes consecuentes.

2.9 Antecedentes sobre la medición de Hidrocarburos

La medición de hidrocarburos en las instalaciones superficiales puede ser llevada a cabo por medio de una gran cantidad de herramientas por medio de dispositivos físicos e instrumentos de medición. En el caso de los medidores se debe de considerar el estado de movimiento en el que se encuentra el fluido; no se utilizan los mismos instrumentos para medir una corriente en movimiento que los utilizados para medir fluidos estáticos contenidos en un almacén. También se debe tomar en cuenta el número y el tipo de fases contenidas en el flujo. Es importante considerar el parámetro que mide el medidor en cuestión ya que pueden cuantificar la magnitud del gasto volumétrico ($\frac{dV}{dt}$) o la magnitud del flujo másico ($\frac{dm}{dt}$), si bien es posible asociar ambas magnitudes por medio del valor de la densidad, es importante identificar el patrón que es necesario conocer para implementar el medidor más adecuado y evitar los errores implícitos en el cálculo o el uso innecesario de un medidor de densidad. Dichas consideraciones quedan ilustradas en la (Figura 22).

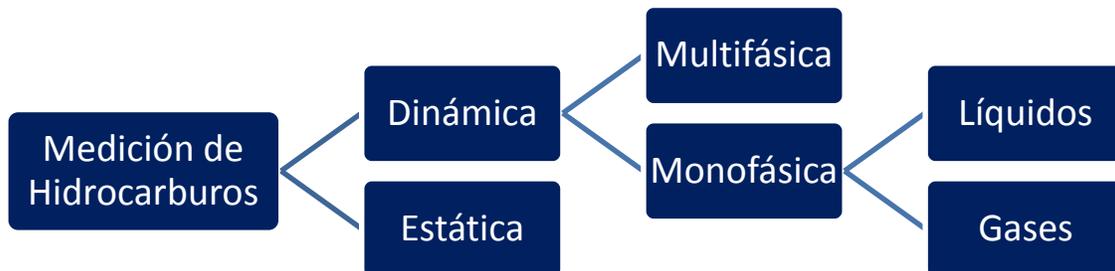


Figura 22. Tipos de Medición de Hidrocarburos (LTMMH, 2017)

Una vez determinado el tipo de medición que se requiere realizar en función de los parámetros anteriores, es indispensable considerar las propiedades del fluido, así como las condiciones y el ambiente al que estará sometido el medidor para poder elegir el más adecuado para el fluido en cuestión tomando en cuenta que para conseguir los valores de incertidumbre requeridos y adecuados en la medición de

hidrocarburos, son requeridas instalaciones dedicadas a la separación de cada una de las fases y de procesamiento de los hidrocarburos.

2.10 Sistemas de Medición

La medición de gas y aceite en la industria petrolera tiene como objetivo el control de la producción. De esta necesidad, se requiere de instrumentos de medición que permitan mantener un control riguroso del volumen de hidrocarburos, así como otros parámetros complementarios como son la presión, temperatura y viscosidad por mencionar algunos.

Se conoce como sistema de medición a un conjunto de elementos que indican, registran y/o totalizan la cantidad de fluido que pasa a través de ellos y que se transfiere de un operador petrolero a otro operador petrolero, ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de misma entidad.

Definidas las generalidades de la medición, ahora en forma más específica la medición de un flujo de gas o líquido se define como el volumen por unidad de tiempo a condiciones de presión y temperatura establecidas.

Los sistemas de medición básicamente están conformados por uno o más trenes de tubería que contienen cada uno un equipo de medición con accesorios propios del medidor, acondicionadores de flujo, codos, sensores de presión, sensores de temperatura y un computador de flujo.

Una estación de medición (Figura 23), es un conjunto de equipos e instrumentación asociada, los cuales guardan una perfecta armonía con la operación, el mantenimiento preventivo, y operan confiablemente en condiciones estables de proceso, con uno o más brazos de medición.



Figura 23. Estación de Medición (Iván D. Atilano, 2010)

Cuando un sistema de medición es diseñado, el objetivo es obtener una exactitud optima de la medición, independientemente de la cantidad de fluido fluya a través del sistema de medición. La exactitud de la medición de un sistema depende de los medidores, probadores, válvulas y otros equipos seleccionados para el sistema de medición

2.11 Equipo de Medición

Los equipos de medición son aquellos sistemas e instrumentos que se ocupan para comparar magnitudes físicas, mediante un proceso de medición de una o varias variables físicas medibles, dependiendo de la tecnología del medidor, para dar como resultado un gasto volumétrico o másico. Las características principales para seleccionar el equipo de medición y/o instrumentación asociada a un equipo de medición son:

- Los altos costos para mantener en funcionamiento continuo el sistema
- La capacidad que implica manejar grandes volúmenes y altos gastos de flujo
- La necesidad de un buen rendimiento en la operación y una exactitud máxima en la medición de la producción total, en el sistema.

Los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos definen los mecanismos o sistemas de medición de hidrocarburos como el conjunto de elementos físicos, equipos, instrumentos, e instalaciones, así como el conjunto de normas y estándares a través de los cuales se cuantifican las cantidades o volúmenes de hidrocarburos que son producidos, consumidos, transportados o transferidos en custodia o en punto de venta, de petróleo crudo, gas natural y condensados.

En general el equipo de medición se entiende como el conjunto de instrumentos de medición y otros equipos, ensamblados, con cierto arreglo y sirvan para ejecutar mediciones específicas y que sirven de base para transacción comercial, industrial o de servicio

La OIML R 117 considera los siguientes elementos como indispensables en la constitución de un sistema/equipo de medición o mecanismo de medición:

1- Elementos Primario (sensor de flujo)

Se encuentran dentro de la tubería y captan la variable a medir (Presión, Temperatura, Densidad, Viscosidad) que posteriormente es transformada en una señal.

- Medidor de Flujo: Estos dispositivos convierten una característica asociada al flujo a una señal medible, el medidor de flujo se puede seleccionar de acuerdo con el tipo de hidrocarburo a medir y a las condiciones de operación
- Indicador de Temperatura: Termómetro tipo Bimetálico (Figura 24), es un dispositivo que se encuentra en contacto con el fluido, y por medio de este se obtiene una señal que es proporcional a la variable temperatura, esta señal es acondicionada y posteriormente manda a un elemento secundario (a un transmisor). Estos instrumentos siempre son instalados en un tubo protector llamado termopozo.



Figura 24. Termómetro Tipo Bimetalico (CENAM, 2001 "La Metrología de Flujo de Líquidos en México")

- Termopozo: Es una barra perforada por el interior (Figura 25), este accesorio sirve de protección para el elemento sensor que se encuentre dentro de la línea y pueda sufrir algún tipo de daño y cuenta con un medio para unirse a un recipiente o sistema.



Figura 25. Termopozo (CENAM, 2001 "La Metrología de Flujo de Líquidos en México")

- Indicador de Presión: (Manómetro tipo Bourdón) es un dispositivo que se encuentra en contacto con el fluido, y por medio de este se obtiene una señal que es proporcional a la variable presión, esta señal es acondicionada y posteriormente manda un elemento secundario un (transmisor), por ejemplo, un manómetro (Figura 26)



Figura 26. Manómetro tipo Bourdón (CENAM, 2001 "La Metrología de Flujo de Líquidos en México")

- **Sistemas de acondicionamiento de flujo:** Los acondicionadores de flujo son componentes que se ocupan en el sistema de medición para redistribuir el perfil de flujo en la entrada del medidor, esto para disminuir la turbulencia en la entrada del flujo al medidor y así disminuir el error en la medición. Este tipo de instrumento neutralizan las distorsiones de flujo que puedan ser provocadas por codos, válvulas, compresores, y otros disturbios que son provocados generalmente en la tubería (Figura 27). Con este accesorio el fluido adquiere un perfil de flujo libre de remolinos, simétrico y repetible que los medidores de flujo requieren para una buena medición.



Figura 27. Acondicionador de flujo en tubos (CENAM, 2001 "La Metrología de Flujo de Líquidos en México")

2- Elementos Secundarios (Transmisor)

Son los dispositivos que captan la señal del fluido, responden a entradas de presión, temperatura, densidad, viscosidad y otras variables y captan la señal elaborada por el elemento primario y la transforman en una señal de salida o generan una señal estandarizada que puede ser captada por otro instrumento en forma local o remota de manera analógica, digital o de frecuencia. Estos dispositivos son llamados transmisores específicamente porque transmiten información de un emplazamiento a otro

- **Transmisor de Temperatura:** Es un dispositivo que capta una señal de temperatura en el fluido por medio de un elemento primario, transmite una señal convirtiéndola a una señal de salida analógica estándar de 4-20mA de corriente continua (Figura 28)



Figura 28. Algunos tipos de transmisores de temperatura que existen en el mercado (CENAM, 2001 "La Metrología de Flujo de Líquidos en México")

- **Transmisor de Presión:** Tecnología con diafragma, es un dispositivo que capta una señal de presión del fluido por medio de un elemento primario, este transmite la señal convirtiéndola a una señal analógica estándar de 4-20mA de corriente continua (Figura 29)



Figura 29. Algunos tipos de transmisores de Presión (CENAM, 2001 "La Metrología de Flujo de Líquidos en México")

- Transmisores de Presión Diferencial: Sensor de tipo diafragma, es un dispositivo que capta una señal de presión del fluido por medio de un elemento primario (por ejemplo, un diafragma) esta transmite la señal convirtiéndola a una señal de salida analógica estándar de 4-20Ma de corriente continua (Figura 30)



Figura 30. Algunos Tipos de Transmisores de Presión diferencial (CENAM, 2001 "La Metrología de Flujo de Líquidos en México")

- Transmisores de flujo: Es un dispositivo que capta una señal de la cantidad de fluido por medio de un elemento primario (medidor de flujo), este transmite la señal convirtiéndola a una señal analógica estándar de 4-20Ma corriente continua
- Transmisor de densidad: Es un dispositivo que capta una señal de densidad del fluido por medio de un elemento primario (Sensor tipo diapasón o de diafragma) y este tiene a su vez un sensor de temperatura que compensa las variaciones de flujo, este transmite la señal convirtiéndola a una señal analógica estándar de 4-20Ma de corriente continua

3- Punto de Transferencia de Custodia

Al hablar de un punto de transferencia de custodia se hace referencia a cada elemento (Comprador-Vendedor), para cuantificar los volúmenes transferidos, deberá existir un equipo de medición que cumpla con los requerimientos establecidos por ambas partes (Entrega-Recepción) para esta actividad, y que el fluido a medir cumpla con las características metrologías para ser medido. Por lo general este punto es acordado entre las partes que intervienen en la transacción.

4- Circuito Hidráulico (incluye prueba del medidor en sitio)

El circuito Hidráulico está conformado por tuberías y accesorios

- Tubería y Accesorios: Las secciones de tuberías y accesorios deben estar de acuerdo con las condiciones de operación de presión y temperatura del fluido. Por lo general las tuberías son de

acero inoxidable y resistentes a las condiciones a las condiciones del fluido que se está manejando, los accesorios como son por ejemplo las conexiones de bridas, empaques, tuercas hexagonales y probadores son indispensables para la medición de flujo. Los probadores son de gran utilidad para asegurar el buen funcionamiento del sistema.

- Probador de Medición: Una vez que el medidor está listo para comprobarse, se le conecta un probador. Un “probador de medición” es una pieza de tubo con dos detectores que sobresalen en el tubo separados a una distancia fija. El volumen del espacio entre los detectores se conoce y sirve como el estándar. Antes de probarse un medidor, el fluido se corre tanto a lo largo del medidor como del probador hasta que se estabilizan sus presiones y temperaturas. Esto asegura que las lecturas sean exactas. Cualquier diferencia sustancial en temperatura o presión se anota y se hacen las correcciones
- Probador bidireccional: Consta de un tubo en forma de “U”, en la (Figura 31) se muestra el diagrama esquemático de una instalación para llevar a cabo la calibración de un probador bidireccional, el probador está conectado en la línea principal de proceso. Los probadores bidireccionales son equipos de medición que se usan para llevar a cabo la calibración de medidores de flujo, sean de tipo turbina o de desplazamiento positivo. Una práctica común es instalar estos equipos en forma permanente en los equipos de medición de poliductos 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 y lograr un nivel de incertidumbre adecuado en las mediciones de volumen. Estos equipos consisten en una porción de tubería en donde se instalan los sensores que determinan el volumen del probador, el espacio interior definido entre los sensores es conocido como volumen calibrado. A lo largo del probador y por un empuje por el propio fluido, se desliza la esfera que acciona los sensores de inicio y paro que determinan el volumen del probador. Así, la calibración del probador se refiere a la determinación del volumen contenido entre los sensores por lo cual este constituye el mensurando.

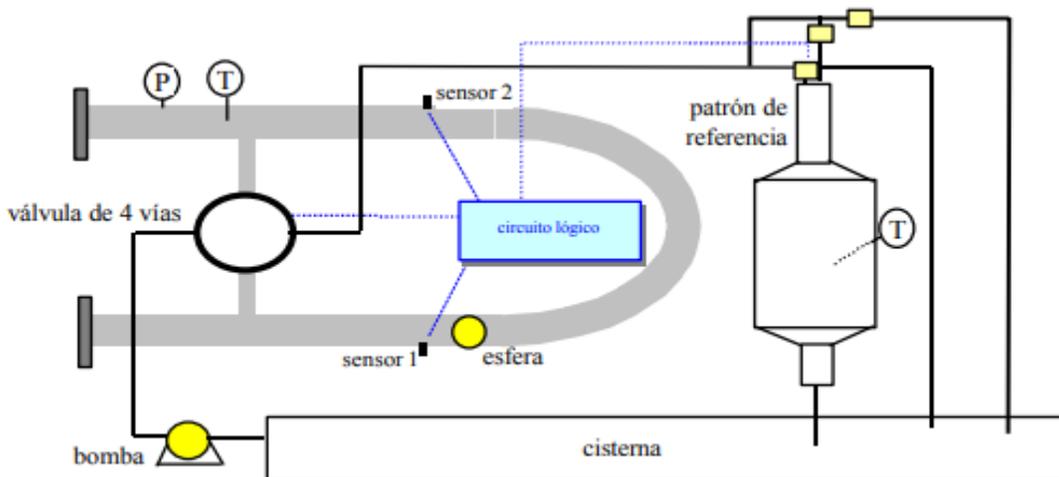


Figura 31. Arreglo para la Calibración de un Probador bidireccional (CENAM, 2001 “Probador Volumétrico Bidireccional”)

En el probador bidireccional (Figura 32), el fluido fluye a través del probador en una dirección y luego es dirigido para fluir de vuelta en la dirección opuesta. El trayecto circular es un “ciclo de prueba. Para cada sección, el producto empuja una bola flexible (esfera) bien ajustada como un pistón a través del probador, conforme se mueve la bola a lo largo del probador, ésta activa al primer anillo indicador e inicia el contador del medidor. Al fluir el fluido a través del probador, el contador rastrea el flujo hasta que la bola llega al segundo interruptor detector y detiene el contador.

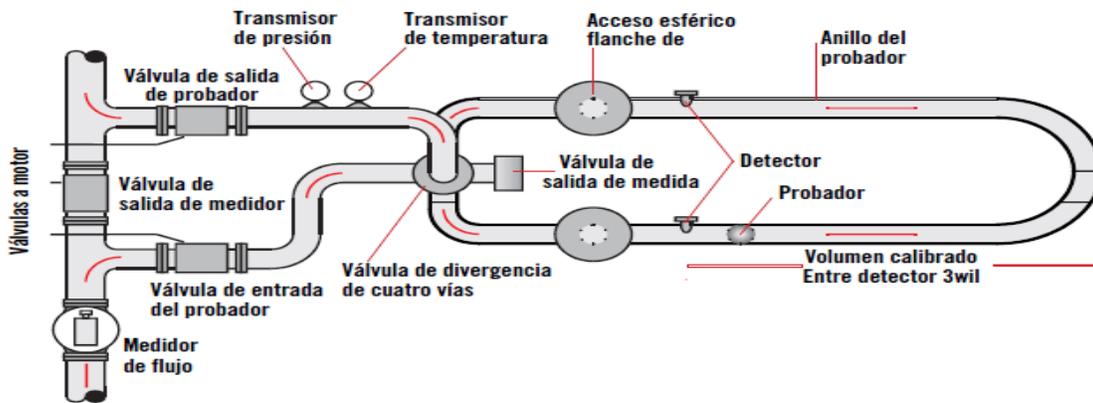


Figura 32. Múltiple con probador y contador (IPL Technologies, 1996 "Medición en Transferencia de Custodia")

- **Probador Maestro (patrón):** Este tipo de probadores se refieren a un medidor que ha sido seleccionado para calibrar a otro medidor (Figura 33) y comparar las dos lecturas de los dos medidores. Al igual que los probadores convencionales, el medidor debe estar en serie, asegurando que todo el fluido que pasa por el medidor a evaluar pasa también por el medidor calibrado. Tanto el medidor a evaluar como el medidor maestro/patrón deben estar equipados con registradores de flujo o contadores de pulso, de tal forma que sean iniciados y detenidos al mismo tiempo en forma eléctrica.

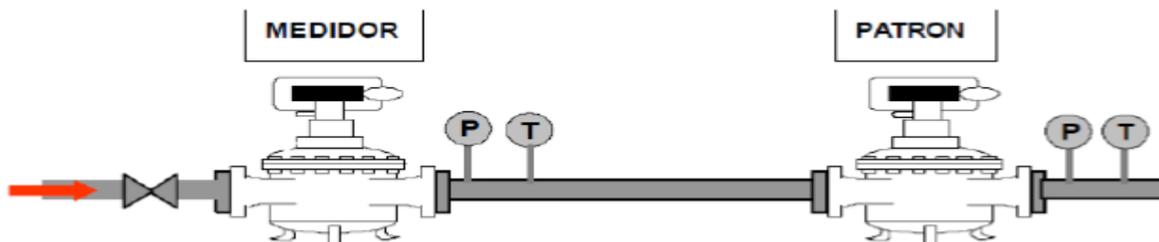


Figura 33. Probador Maestro (CENAM, 2001 "La Metrología de Flujo de Líquidos en México")

5- Eliminación de Gases

Se eliminan los gases o aire que pueda haber en la tubería durante la transportación de los hidrocarburos. Esto se hace mediante dispositivos mecánicos, por ejemplo, la apertura y el cierre de un arreglo de válvulas que se encuentran instaladas en el sistema de medición.

6- Filtro

Es equipo que ayuda a eliminar partículas sólidas y material extraño, que pueden dañar el funcionamiento del medidor. Este tipo de equipo cuenta con un medio filtrante en forma de canasta (Figura 34) que retiene el material no deseado. Debe contar con un indicador de presión diferencial.



Figura 34. Modelos de Filtro Tipo Canasta (CENAM, 2001 "La Metrología de Flujo de Líquidos en México")

7- Elemento de Impulsión (bombas)

Es un equipo transformador de energía mecánica (que puede proceder de un motor eléctrico) y es transformada en energía de presión y ayuda a mover un fluido para que este pueda ser transportado. En la mayoría de los casos en los sistemas de medición, estos equipos se encuentran de manera implícita ya que por lo general estos se hayan desde los pozos y no se requiere de ninguna otra hasta el punto de transferencia o punto de entrega después de algún otro equipo, que a su salida requieren de energía para poder mover el flujo a su destino final

8- Dispositivos de regulación de flujo

- Válvula de seguridad de presión: Son dispositivos que se utilizan para expulsar una sobrepresión que se pueden generar en la tubería.
- Válvula reguladora de flujo: Tiene la función de mantener constante el flujo, independientemente de la presión y de la temperatura.
- Válvulas reguladoras de presión: Este tipo de dispositivos tiene la función de proteger las tuberías se una sobrepresión y regular la presión manteniéndola constante a la descarga.
- Válvula de Bloqueo: Es un dispositivo mecánico el cual tiene la capacidad de taponear completamente el flujo y no permitir el paso.
- Válvulas de Control: Es un dispositivo mecánico que interactúa directamente con el fluido en proceso con la finalidad de absorber una cantidad adecuada de presión para así mantener al sistema en balance bajo todas las condiciones de operación.
- Actuador: Es un dispositivo mecánico que proporciona una fuerza para mover o actuar una válvula, la fuerza del actuador proviene de tres posibles fuentes, por ejemplo, presión neumática, presión hidráulica y fuerza motriz (eléctrica o motor electromotriz). Dependiendo del origen de la fuerza, se le denomina al actuador y este puede ser neumático, hidráulico o eléctrico.

9- Elementos Auxiliares

- Tomas de Muestra: Las tomas de Muestra se deben de hacer tomándolas sobre la tubería, estas se realizan con la finalidad de conocer la calidad de los hidrocarburos y algunos de sus propiedades como, densidad, contenido de agua y sólidos en suspensión.
- Cromatógrafo: En un sistema de muestreo cuantitativo, es un equipo el cual obtiene como resultado la composición de un fluido mediante técnicas de retención selectiva cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla
- Analizadores de Humedad: Son aparatos ideales para determinar con precisión la humedad o cantidad de agua contenida en el gas de hidrocarburo, esto da pauta para ver si el producto se puede comercializar (Figura 35). Los sistemas pueden ser instalados en línea. Operan bajo el principio de absorción de luz, el software analiza los picos de absorción.



Figura 35. Analizador de Humedad (CENAM, 2001 "La Metrología de Flujo de Líquidos en México")

- Densímetro: Los densímetros son dispositivos que miden la densidad relativa o gravedad API, la gravedad específica en la línea, con una gran precisión y en un tiempo muy breve. Estos pueden ser de inserción o pueden ser instalados en línea. La densidad sirve para indicios de la calidad del crudo o valor comercial y que proceso se debe utilizar para su tratamiento.
- Muestreador Automático: Es un dispositivo que se usa para extraer una muestra representativa de líquido que fluye en una tubería. El Muestreador Automático consiste generalmente en una sonda, un extractor de muestra, un controlador asociado, un dispositivo de medición de flujo y un receptor de muestra.
- Analizador de Corte de Agua: Miden con precisión todo el rango de concentración de crudo y agua en un flujo mezclado. El medidor se basa en principios eléctricos que identifican la variación de las propiedades eléctricas en función de la presencia de agua. El medidor puede ser usado solo para medir y reportar la concentración de agua en la mezcla.

10- Elementos Terciarios (Computador de Flujo)

Estos dispositivos son denominados dispositivos de cálculo de flujo o computador de flujo (Figura 36). El computador de flujo recibe información de los dispositivos primarios, secundarios, y usando instrucciones programadas, calcula la cantidad de transferencia de custodia de hidrocarburos que fluye a través del elemento primario. El computador de flujo tendrá la capacidad del almacenamiento suficiente para guardar los registros históricos, horarios, con la información completa del cálculo correspondiente a una duración de varios días. La información de los instrumentos que generan las variables de cálculo (medidor, cromatógrafo, transmisores de presión y temperatura) deberá llegar al computador de la manera más directa posible en forma digital.



Figura 36. Computador de Flujo (CENAM, 2001 "La Metrología de Flujo de Líquidos en México")

A continuación, se mencionan algunos de los medidores más comunes y que funcionan solamente con fluidos monofásicos y dependiendo el tipo de fluido ya sea gas o líquido:

Gas:

- Placa de Orificio
- Coriolis
- Ultrasónico
- Turbina

Líquidos:

- Desplazamiento Positivo
- Turbina
- Coriolis
- Ultrasónico

En general los medidores están diseñados para un tipo específico de fluidos (líquido o gases), sin embargo, algunos de los que se presentan aquí pueden medir flujos de cualquiera de los dos tipos.

Los más comunes a utilizar son el de placa de orificio para gas y de desplazamiento positivo y/o turbina para líquidos, son basados en condiciones de operación aparentemente constantes, pero tanto la presión y la temperatura suelen variar, cometiendo a veces errores significativos en la medición, por lo anterior se deben de usar factores de corrección necesarios basados en condiciones reales de trabajo.

2.12 Elección de un Medidor de Flujo

La medición de flujo es compleja debido a que es afectada por diferentes factores de influencia como: Temperatura, Presión, Densidad, Viscosidad, estabilidad del flujo, condiciones de instalación, distorsión del perfil de velocidades y vórtices. Ahora bien, el medidor de flujo debe ser seleccionado de acuerdo con el rango de flujo a medir, presión y temperatura para operar de acuerdo con las condiciones de proceso. La elección de un medidor de flujo tiene que tomar en cuenta los siguientes factores:

- Rango: Los medidores de flujo comerciales miden gastos que van desde unos cuantos milímetros por segundos (**mL/s**), hasta varios miles de metros cúbicos por segundo (m^3/s). Entonces para una instalación particular de medición debe conocerse la magnitud del flujo volumétrico, así como el rango de las variaciones esperadas.
- Exactitud Requerida: Cualquier dispositivo de medición de flujo que se instale y opere en forma apropiada tiene una exactitud dentro de un 5% de flujo real. La mayor parte de los medidores comerciales poseen una exactitud de 2%, y hay algunos que pueden llegar a 0.5%
- Perdida de Presión: Debido a que los detalles de construcción de los distintos medidores son muy diferentes, estos producen cantidades de pérdida de presión diferentes conforme el fluido pasa a través de ello.
- Tipo de Fluido y sus Propiedades: El rendimiento de algunos medidores se ve afectado por las

propiedades y condiciones del fluido: Una consideración es saber si es Líquido o Gas

1. Viscosidad: Afecta directamente al Número de Reynolds, la alteración de la viscosidad puede alterar la calibración del medidor.
 2. Fluidos: monofásicos, bifásicos y Multifásicos.
 3. Abrasividad: En ocasiones puede alterar el funcionamiento del medidor
- Calibración: Algunos tipos de Medidores se necesitan y requieren ser calibrados, por esta razón, los fabricantes proporcionan la calibración en forma gráfica o mediante una tabla de resultados. Algunos están equipados para que se realice una lectura directa, con escalas calibradas en las unidades de flujo que se desea.
- Exigencia y Necesidad de Medición: Es muy importante tener bien claro las funciones que va a desempeñar el medidor en condiciones operativas.
- Factores Económicos: La mayoría de las decisiones relacionadas con inversiones se basan en la búsqueda de un costo/beneficio, por lo anterior, en la selección del medidor de flujo se va a seleccionar aquel que lleve a cabo la medición de flujo necesaria al menor costo posible
- Condiciones Externas: El desempeño del funcionamiento de un medidor de flujo frecuentemente depende del ambiente en el que se encuentra operando.
1. Accesibilidad para una inspección del medidor, mantenimiento y calibración del medidor.
 2. Efectos de la temperatura externa sobre el fluido que es el objeto de la medición, el medidor y la instrumentación.
 3. Efectos de la vibración sobre componentes rotativos, medidores tipo vórtice y ultrasónicos.
 4. Alta humedad (corrosión) o baja humedad (electricidad estática)
 5. Si existe riesgo de fuego o explosión.
 6. Efectos de campos eléctricos y magnéticos sobre circuitos eléctricos y electrónicos.
- Condiciones Internas de la tubería: Son las más importantes en el proceso de medición
1. El perfil de flujo afecta directamente la incertidumbre de una medición.
 2. El diámetro interno de la tubería, las dimensiones, la circularidad y la rugosidad son importantes para sistemas de medición por placa de orificio.
 3. Pulsaciones de Flujo.
 4. Flujos Bidireccionales.
- Temperatura: Por lo regular cuando los oleoductos operan a rangos de temperatura ambiente, las consideraciones de temperatura en la selección o instalación del medidor no son requisito y no son necesarias. Sin embargo, si es una temperatura anormal que se pueda anticipar o prevenir, tales como altas temperaturas que requieran ser manejadas para incrementar el punto de fluidez, se debe consultar con el fabricante del medidor cuáles pueden ser los requerimientos antes de seleccionar el medidor. En forma adicional, el manejo de hidrocarburos calientes puede requerir material aislante. En climas fríos es necesario proteger los equipos auxiliares a los medidores (tales como contadores o impresores) instalando protección sobre el medidor y prevenir fallas del equipo auxiliar. Las precauciones son más críticas cuando es usado equipo electrónico.

En general debe elegirse el dispositivo más simple y económico que brinde la exactitud, Rangeabilidad,

Repetibilidad, Linealidad y Trazabilidad deseada y que cumpla con las especificaciones y características del entorno del trabajo y las características de los fluidos que son transportados.

2.13 Clasificación de los Medidores de Flujo

Actualmente en la literatura se encuentran varias clasificaciones de los medidores de flujo y por esta razón (Figura 37) se presenta un diagrama de las clasificaciones más comúnmente mencionadas dentro de la industria.

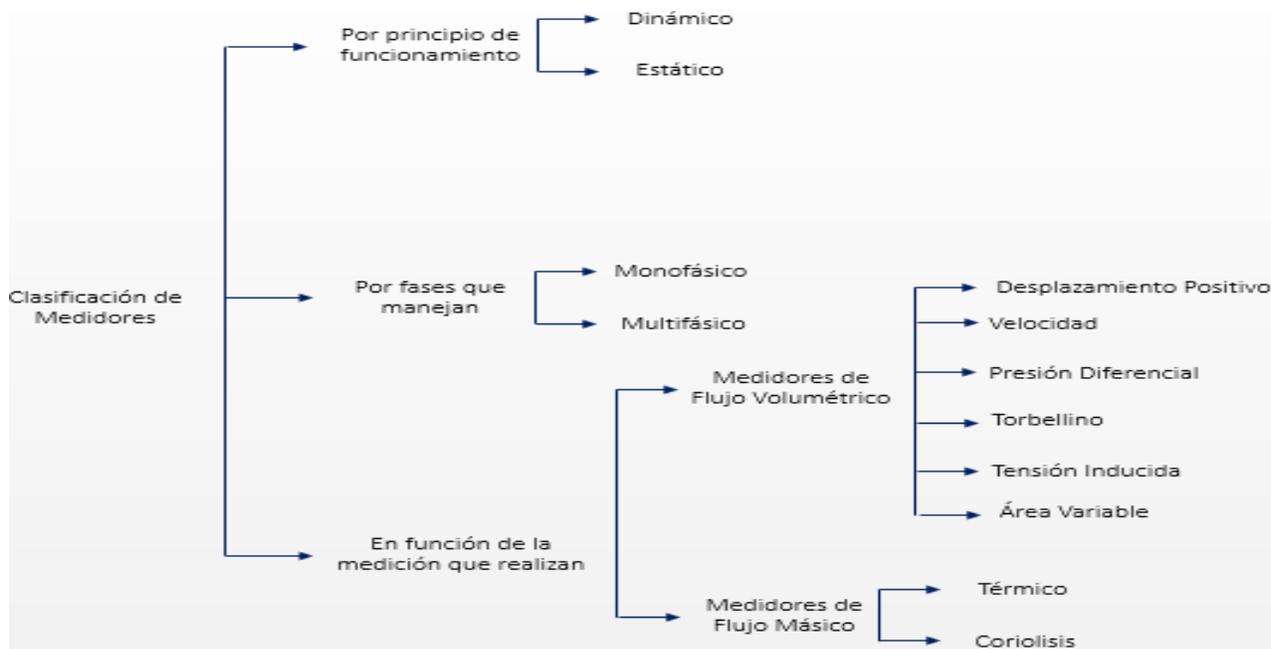


Figura 37. Clasificación General de los Medidores de Flujo (Antonio Creus, 2010)

Mostradas las clasificaciones más comúnmente usadas en la industria, se explicarán de forma relevante la clasificación de los medidores de acuerdo con su principio de funcionamiento, por el tipo de fases que manejan y en función de la medición que realizan.

2.14 Clasificación de Medidores por principio de funcionamiento

Dentro de esta clasificación se cuenta con dos métodos de medición: la medición dinámica y la medición estática.

2.14.1 Medición Dinámica

La medición dinámica de los hidrocarburos se vale de dispositivos instalados en las tuberías que conducen el fluido hacia estaciones de almacenamiento o directamente a los puntos de transferencia de custodia.

La medición dinámica de una cantidad de hidrocarburos se hace cuando estos fluyen a través de un punto

de referencia, lo cual puede lograrse midiendo el volumen o infiriéndole a través de la medición de algunas propiedades dinámicas del fluido como linealidad y repetibilidad.

Los medidores dinámicos se clasifican en intrusivos y no intrusivos.

- **Intrusivos:** Los medidores intrusivos se caracterizan porque el elemento primario se encuentra sumergido en el fluido, por lo que están sometidos al desgaste y en ocasiones pueden provocar caídas de presión. Los principales son los siguientes:
 - Placa de Orificio
 - Tipo Turbina
 - Tipo Tobera
 - Tubo Dali
 - Tubo Pitot
 - Tubo Annubar

- **No Intrusivos:** Se caracterizan por que los elementos que captan la señal interpretada (señal que es convertida a un dato de medición) se encuentra fuera del alcance de los fluidos a medir (Figura 38). Son más costosos por la tecnología que manejan, pero no tan susceptibles de manera comparativa al desgaste como los intrusivos. Los medidores más comunes de este tipo son los ultrasónicos de tipo abrazadera (clamp on).



Figura 38. Medidor Ultrasónico que se caracteriza por ser un medidor no intrusivo (Congreso y exposición internacional de medición de flujo y calidad de los hidrocarburos, 2017)

2.14.2 Medición Estática

Esta medición solo se realiza cuando se requiere medir hidrocarburos líquidos. Se realiza cuando el fluido a medir se encuentra en estado estático, es decir, sin movimiento. Este tipo de mediciones se realizan principalmente en tanques de almacenamiento que se encuentran expuestos a la atmosfera mediante una medición volumétrica que utiliza un recipiente de volumen conocido, con esta información y sabiendo la altura del recipiente, podemos deducir el volumen que contiene (Figura 39).

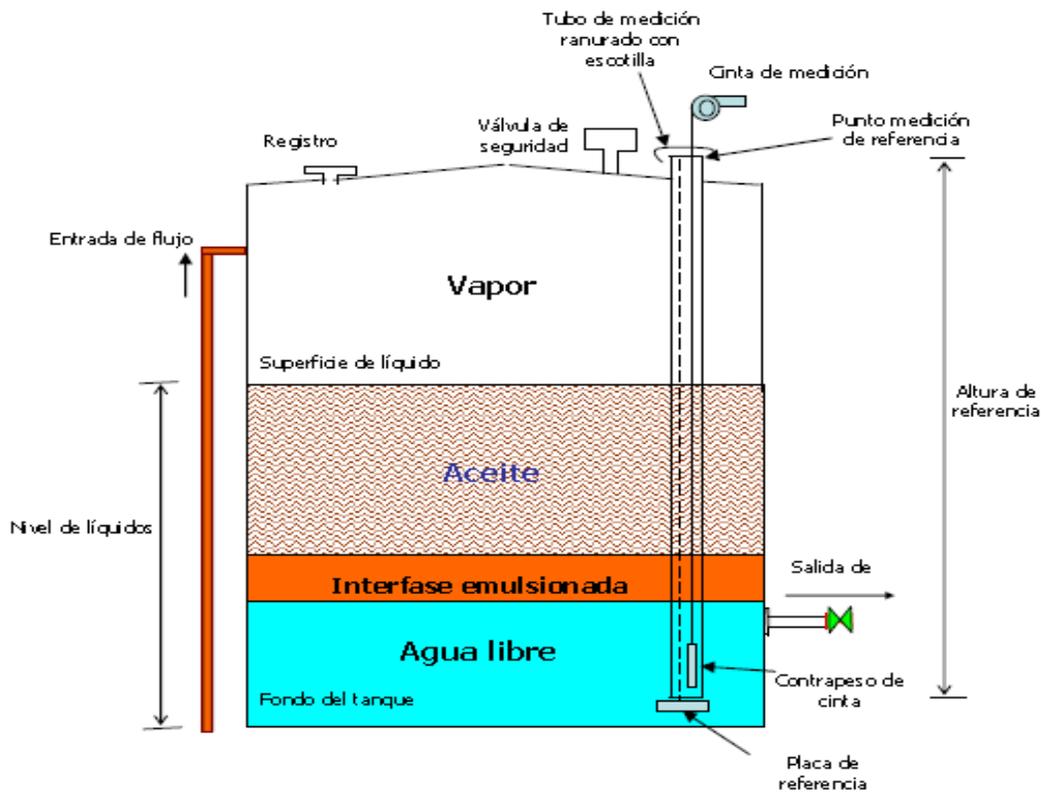


Figura 39. Tanque Atmosférico de Almacenamiento (Emerson, 2017 "Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento")

El almacenamiento representa un proceso importante durante la cadena de producción de hidrocarburos desde el punto de vista de la separación de impurezas. Cuando se almacena el aceite la carencia de fuerzas que provoquen movimiento dentro del tanque almacén generan un estado estático en el fluido lo que provoca que las fases sólidas que se encuentran suspendidas en el aceite se decanten y por lo tanto se separen. Este tipo de impurezas pueden ser arenas o sedimentos que se arrastraron desde el yacimiento, parafinas que se han depositado debido a la caída en la temperatura o asfaltenos que se precipitan debido a la caída en la presión del flujo. Aprovechando esta separación de fases debida a la segregación gravitacional se puede separar el agua que quede en la corriente debido a la falta de un correcto proceso de separación.

En los tanques de almacenamiento se pueden presentar pérdidas considerables de hidrocarburos ligeros en forma de gas si no se ha sometido a la corriente de producción a un adecuado proceso de separación, rectificación y estabilización, si el aceite aun presenta una cantidad considerable de gas disuelto, este se liberará debido a la evaporación durante el tiempo en que se encuentre almacenado. Debido a la alta incertidumbre que conlleva el proceso no se recurre a este tipo de métodos en procesos de transferencia de custodia, sin embargo, es el tipo de medición más socorrida en plantas de producción debido a su practicidad y bajo costo.

Los Tanques de Almacenamiento (Figura 40) son recipientes que generalmente son fabricados con acero, los cuales pueden ser cilíndricos verticales, cilíndricos horizontales o esféricos. La Medición en tanque se considera un tipo de Medición estática y consiste en la acción de registrar y reportar la dimensión del volumen contenido en el tanque.

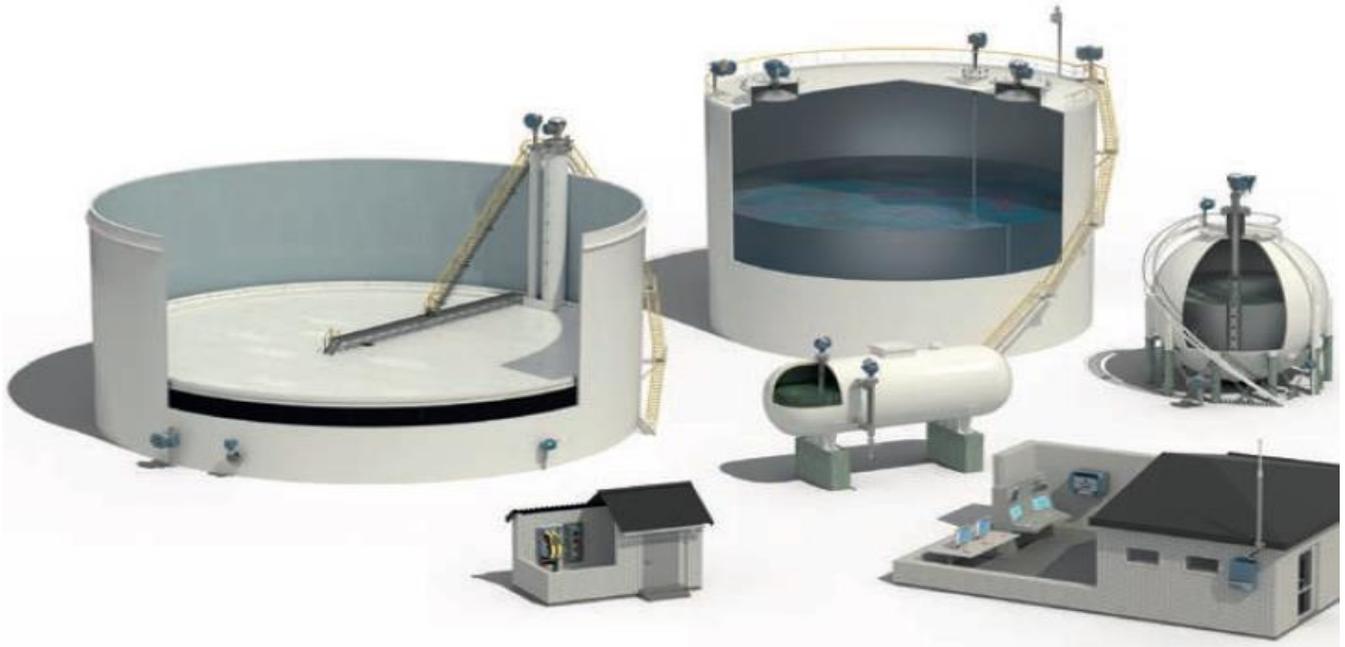


Figura 40. Ejemplo de Tanques de Almacenamiento con Techo Fijo, Techo Flotante, Horizontales y Esféricos (Emerson, 2017 "Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento")

- Tanque Vertical con Techo Fijo: En este tipo de tanque, la forma del techo es cónica o tipo domo. En un tanque de techo fijo existe un espacio con vapor entre la superficie líquida y el techo exterior
- Tanque Vertical con Techo Flotante: Estos tanques se construyen de manera que el techo flote sobre la superficie del producto manejado, minimizando la formación de vapores, los techos flotantes son en la actualidad los más usados puesto que reducen las pérdidas por evaporización. Es común que los tanques con techo flotante tengan uno o más tubos tranquilizadores que van desde el fondo del tanque, a través de una abertura en el techo flotante hasta la parte superior del tanque. El tubo tranquilizador se utiliza para acceder al líquido con el fin de tomar muestras
- Techo fijo con membrana Flotante: Las membranas se instalan en tanques de techo fijo con el fin de minimizar las pérdidas por evaporización, la membrana debe ser diseñada y construida de forma que flote sobre la superficie del producto almacenado, disminuyendo las pérdidas por evaporización.
- Tanques Horizontales: Son usados generalmente para almacenar productos con una presión de vapor relativamente alta, con gran tendencia a emitir vapores o vaporizarse totalmente a la temperatura ambiente.
- Tanque Esférico: Normalmente son instalados soportados sobre columnas externas, de modo que la totalidad del tanque se encuentre por encima del nivel de piso. Una de las ventajas de su uso, es que soportan mayores presiones, son usados generalmente para almacenar productos con una presión de vapor alta, es decir, con gran tendencia a emitir vapores o vaporizarse totalmente a la temperatura ambiente, ejemplo de ello el gas natural licuado.

Los sistemas Modernos de Medición en Tanques de Almacenamiento (Figura 41), digitalizan la medición del tanque y transmiten digitalmente la información del tanque a una sala de control en donde la información de la masa, volumen, presión y temperatura del líquido se distribuye a usuarios de los datos

de inventario, lo anterior, debido a que la Industria de gas y petróleo generalmente utiliza evaluaciones volumétricas estáticas de nivel en el contenido del tanque.

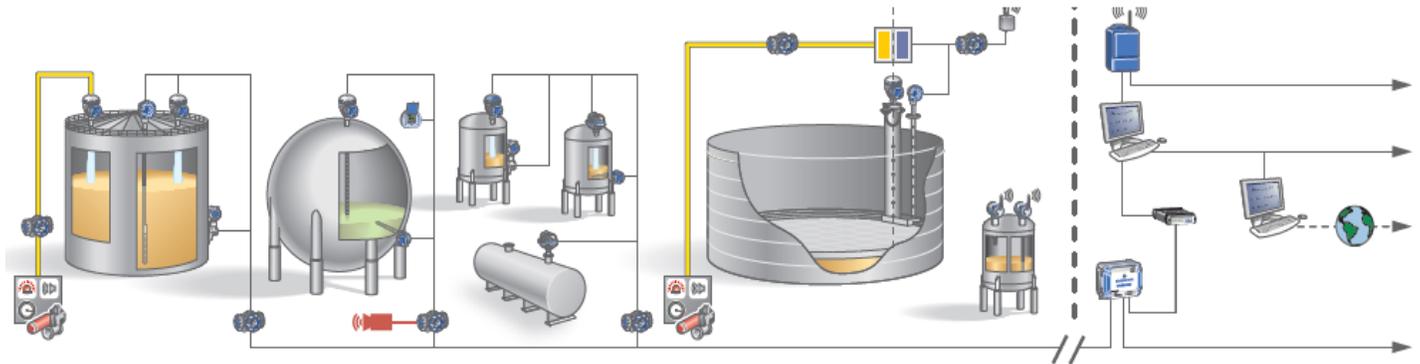


Figura 41. La Medición de Tanques Incluye una cantidad significativa de funciones y dispositivos interdependientes (Emerson, 2017 "Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento")

- Medición Manual en Tanques de Almacenamiento: La Medición manual se puede realizar en la mayoría de los tanques atmosféricos. Con este fin, se utiliza una cinta métrica de medición especialmente diseñada (Figura 42). Generalmente, estas cintas métricas, están fabricadas con acero inoxidable con una pesa al final de la cinta graduada en milímetros o fracciones de pulgadas. La cinta se utiliza para medir volumen vacío o volumen inferior (nivel de líquido).



Figura 42. Cinta de Medición con Plomada y Medición manual con Cinta de Medición (Emerson, 2017 "Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento")

El Volumen Vacío es la Distancia entre el punto de referencia del tanque hasta la superficie del líquido. Luego, el nivel del tanque se calcula tomando la altura de referencia menos el volumen vacío medido (Figura 43).



Figura 43. Definiciones de la Medición Manual de Volumen Vacío en líquidos pesados como petróleo negro petróleo crudo (Emerson, 2017, "Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento")

La medición directa de Nivel (Volumen Inferior) (Figura 44) se puede llevar a cabo con una cinta manual. Este método se utiliza en líquidos limpios ya que la cinta estará sumergida dentro de la altura total del tanque.

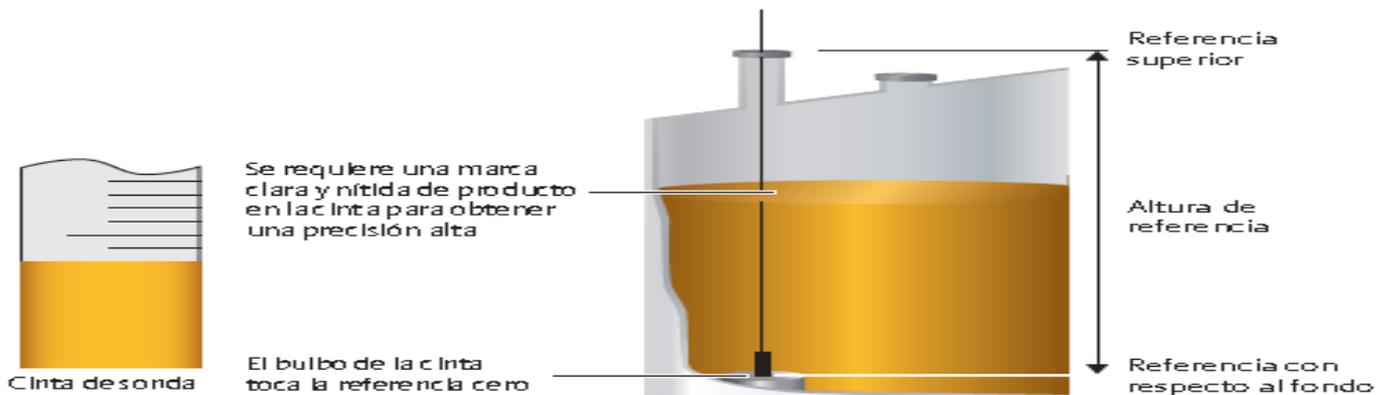


Figura 44. Definiciones de la Medición Manual de Nivel (Emerson, 2017 "Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento")

Las mediciones manuales se realizan principalmente en tanques de almacenamiento que se encuentran expuestos a la atmósfera, donde la profundidad o altura del tanque es la distancia vertical desde la parte superior de la duela o estructura, según sea el diseño, hasta la superficie interior del fondo del tanque. Las mediciones manuales son usualmente realizadas desde el exterior del tanque y verificadas posteriormente mediante mediciones tomadas dentro del tanque por la boca de medición, a fin de poder determinar si se han depositado sedimentos u otro material en el fondo del tanque. En General, para una Medición Manual adecuada y precisa, se requiere una cinta recientemente calibrada y de alta calidad, en tanques calentados, es posible que sea necesario calcular la expansión térmica de cinta para obtener una buena exactitud de medición.

- **Medición Automática en Tanque de Almacenamiento:** Este tipo de quipos son utilizados para la medición continua de nivel de líquido dentro de un tanque y transmite las señales a un dispositivo de lectura pudiendo ser remoto, el equipo utilizado debe soportar todas las condiciones operacionales, climáticas y de productos bajo los que estará expuesto.

La medición automática no requiere de personal que sirva como intermediario entre el instrumento de medición y la obtención del valor buscado por lo que se evita el posible error cometido por el personal. Las mediciones automáticas requieren de equipos de interfaz que reciban las señales emitidas por los medidores y las conviertan por medio de algoritmos a la magnitud asociada a la medición. Este tipo de

medidores implican un mayor costo debido a que es necesario adquirir y mantener el equipo de interfaz en el mejor funcionamiento posible, sin embargo, esto se compensa debido a la seguridad que brinda al prevenir el error implícito al involucrar el factor humano. Es necesario contar con la idea sobre la distribución de los fluidos en un tanque de almacenamiento y de las principales partes del dispositivo

En la Medición de Nivel por Radar (Figura 45), se emiten microondas hacia la superficie del producto mediante el sistema de antena del sensor radar. Estas Microondas se reflejan en la superficie y vuelven a ser captadas por el sistema de antena. El tiempo transcurrido desde la emisión de las señales hasta su recepción es proporcional al nivel en el depósito. La medición no se ve afectada por la variación en las propiedades del producto ni en las condiciones de proceso, como la temperatura y la presión. La Medición de Nivel por Radar es la mejor opción para la medición de las interfases.

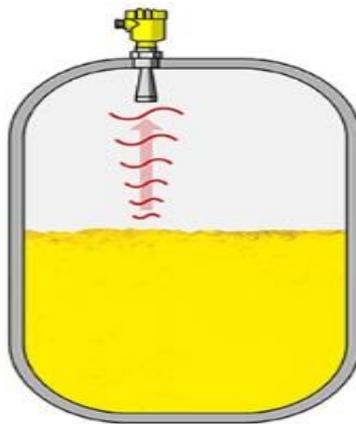


Figura 45. Medición de Nivel en un Tanque de Almacenamiento por Radar (Emerson, 2017 “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”)

Un medidor de Nivel por radar (Figura 46) no tiene partes móviles y no requiere mantenimiento regular. Los dispositivos por radar no requieren contacto directo con el líquido dentro del tanque de almacenamiento. Esto hace que sea posible utilizar un medidor por radar con amplia variedad de líquidos, desde petróleo pesado calentado a gases licuados como el gas natural licuado.



Figura 46. Medidor de Nivel por radar en un tanque de almacenamiento de techo fijo (Emerson, 2017 “Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento”)

A la fecha y actualmente, tanto los medidores de boya como los medidores de servo que son otro tipo de medición automática de nivel en un tanque de almacenamiento están siendo reemplazados por medidores de tanque modernos basados en la tecnología de radar.

-Medición Estática de Gas Natural: Un volumen de gas contenido en un recipiente presenta dos características fundamentales para comprender la forma de estimar el volumen contenido en un tanque de almacenamiento. La primera de las características es que un gas contenido en cualquier recipiente aumenta su volumen hasta ocupar la totalidad del volumen del mencionado recipiente, si bien este principio supone la falta de gravedad representa la realidad de los recipientes utilizados en la industria. La segunda característica es el hecho de que en cualquier punto interno del recipiente la presión es la misma en todas las direcciones. Partiendo de las anteriores consideraciones es evidente que los tanques almacenadores de gas posean forma esférica (Figura 47).



Figura 47. Tanques esféricos para el almacenamiento de gas (Emerson, 2017 "Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento")

Se puede conocer el contenido de cualquier depósito de gas recurriendo a ecuaciones de estado que se cumplan para el fluido almacenado. Una ecuación a la que se recurre de manera regular para explicar el comportamiento del gas natural es la ecuación de gases reales.

La ecuación de los gases reales es:

$$PV = nRzT \quad (1.25)$$

Donde:

P = Presión Interna del Gas [Pa]

V = Volumen del Gas [m^3]

n = Numero de Moles del Gas [kg]

R = Constante Universal del Gas

z = Factor de compresibilidad *z* [adimensional]

T = Temperatura [°K]

La presión de un tanque se puede medir por medio de un manómetro instalado en el tanque, la temperatura de igual forma puede ser medida por medio de un termopar, el volumen será el propio tanque de almacenamiento debido a la naturaleza del gas y las constantes *R* y *Z* pueden ser determinadas si se

conocen los anteriores parámetros. Z, es función de la temperatura, presión y composición de cada gas

2.15 Medidores de Flujo Monofásico

Miden una sola fase. Un medidor monofásico es un dispositivo que nos permite cuantificar el gasto de un fluido (aceite, gas o agua), mediante el registro de algún parámetro (velocidad del fluido, diferencias de presión, temperatura, densidad etc.), diferenciándose unos de otros por sus componentes o principios de operación. La medición es de forma monofásica, donde se emplean medidores con mejor incertidumbre, como son los medidores de placa de orificio para medir el gas, los medidores de tipo turbina para el aceite, y los ultrasónicos y medidores de desplazamiento positivo, utilizados estos últimos para gas principalmente

En la Tabla 2 se menciona la fase que puede medir un equipo de medición (fase gas o líquida)

Medidor	Fase que puede Medir
Desplazamiento Positivo	Gases y Líquidos
Turbina	Gases y Líquidos
Ultrasónico	Gases y Líquidos
Placa de Orificio	Gases y Líquidos
V-Cone	Gases y Líquidos
Tubo Venturi	Líquidos
Tobera	Gases y Líquidos
Tubo Pitot	Gases
"Vortex"	Líquidos y Gases
Magnético	Líquidos (obsoletos en la industria)
Rotámetros	Líquidos
Térmicos	Gases
Coriolis	Líquidos y Gases
Tanques de Almacenamiento	Líquidos

Tabla 2. Clasificación por la fase que mide un medidor (Antonio Creus, 2010)

2.16 Clasificación de Medidores Monofásicos en función de la medición que realizan

Por su función a medir, los medidores se clasifican en dos grandes grupos que son los medidores volumétricos y los medidores másicos. Cada uno de ellos cuenta con diferentes principios en los que se basan sus diferentes tipos de equipos de medición

a) Medidores Volumétricos

El flujo volumétrico de un fluido Q_v , representa el flujo de un determinado volumen de fluido que fluye en un determinado intervalo de tiempo, es decir:

$$Q_v = V/t \quad (1.26)$$

$$Q_v = \text{Gasto Volumétrico} \left[\frac{m^3}{s} \right]$$

$$V = \text{Volumén del fluido} \left[m^3 \right]$$

$t = \text{Intervalo de Tiempo [s]}$

La ecuación anterior indica el número de metros cúbicos de fluido que fluyen cada segundo.

O bien, considerando que el flujo volumétrico de un fluido está relacionado con la velocidad de flujo del fluido y con el área de la sección transversal del tubo, es decir:

$$Q_V = Av \quad (1.27)$$

$Q_V = \text{Gasto Volumétrico [m}^3/\text{s]}$

$A = \text{Sección transversal de tubería por donde se desplaza el fluido [m}^2]$

$v = \text{velocidad lineal de flujo a la cual se desplaza el fluido [m/s]}$

Lo anterior solo es válido para las mismas condiciones de presión y temperatura.

Los medidores volumétricos determinan el gasto en volumen de fluido, bien sea directamente (desplazamiento) o indirectamente por deducción o inferencia (presión diferencial, área variable, velocidad, fuerza, tensión inducida, torbellino).

La medida de gasto volumétrico en la industria se lleva a cabo principalmente con elementos que den lugar a un diferencial de presión al paso de un fluido. Entre estos elementos se encuentra la placa de Orifico, tubo Venturi, Dali, Tobera, Tubo Pitot y el Tubo Annubar

2.16.1 Por el principio de Presión Diferencial

Los elementos de presión diferencial se basan en la diferencia de presiones provocada por un estrechamiento en la tubería por donde circula el fluido (líquido, gas o vapor). La presión diferencial provocada por el estrechamiento es captada por dos tomas de presión situadas inmediatamente aguas arriba y aguas abajo, o bien a una corta distancia (Figura 48)

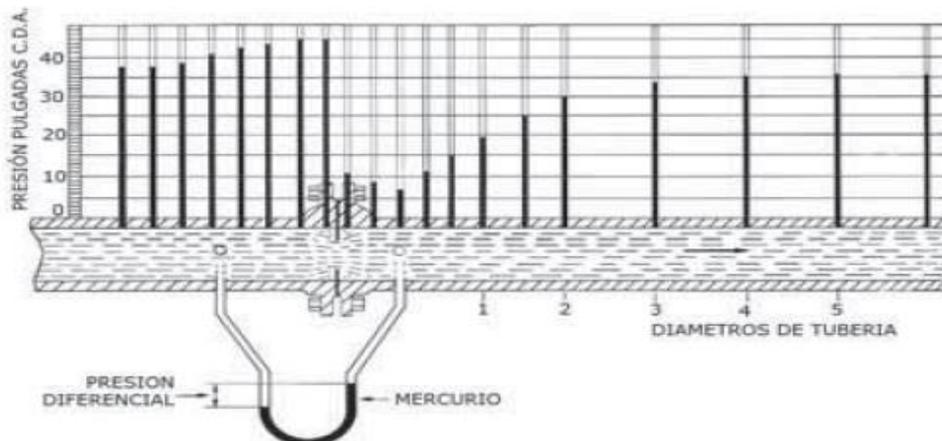


Figura 48. Diferencia de Presiones provocada por un estrechamiento en la tubería (Antonio Creus, 2010)

Los medidores que se basan en el principio de presión diferencial utilizan un dispositivo en su interior que crea una obstrucción en él para reducir el área de flujo, con ello se genera un cambio de presión en ambos lados del dispositivo, estas dos presiones son medidas y de esta manera se obtiene una presión diferencial

del sistema con lo cual se puede calcular la velocidad de flujo (Figura 47). Debido a que la mayoría de los dispositivos de medición presentan ciertos errores, es recomendable que la lectura se realice con un mismo medidor para ambas presiones. Conociendo las características de la tubería, por ejemplo, su área es posible determinar el flujo volumétrico.

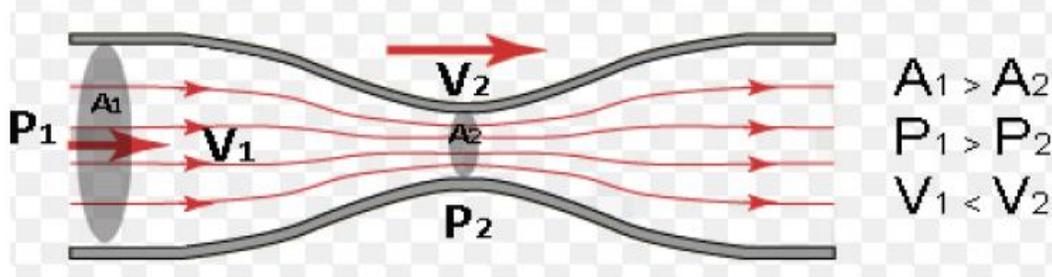


Figura 49. Principio por Presión Diferencial (Khan Academy, 2015 "Dinámica de Fluidos")

Los medidores que se basan en el principio por presión diferencial utilizan el Teorema de Bernoulli que se aplica a cada lado del medidor:

$$P_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 = P_2 + \frac{1}{2} \rho v_2^2 \quad (1.28)$$

Donde P , ρ , v son las presiones, densidad y velocidad media corriente arriba y corriente abajo

$P_1 =$ Presión de entrada corriente arriba $[kg/m^2]$

$P_2 =$ Presión de salida corriente abajo $[kg/m^2]$

$V_1 =$ Velocidad de entrada corriente arriba $[m/s]$

$V_2 =$ Velocidad de salida corriente abajo $[m/s]$

$\rho =$ Densidad del Fluido $[kg/m^3]$

Combinando la ecuación anterior con el principio de conservación de masa, asumiendo que no existen pérdidas y es un fluido incompresible, el gasto se puede determinar como:

$$Q = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \frac{\pi d^2}{4} \sqrt{2\rho\Delta P} \quad (1.29)$$

$\beta =$ Relación que existe entre el diámetro de restricción y el diámetro interno de la tubería

$\Delta P =$ Diferencial de presión entre la corriente arriba y la corriente abajo de la restricción

$[kg/m^2]$

$d =$ Diámetro de restricción $[m]$

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

La forma en la que se define la restricción es de la siguiente forma: "Al pasar un fluido a través de una restricción en una tubería, la pérdida de presión causada por la restricción es proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido"

$$h_m \propto v^2 \quad (1.30)$$

Al convertir la velocidad del fluido a unidades de cantidad, nos queda:

$$Q = KA\sqrt{h_m} \quad (1.31)$$

$Q =$ Cantidad de Flujo $[m^3/s]$

$h_m =$ Caída de presión en el orificio $[m]$

$K =$ Constante ó coeficiente de descarga $[adimensional]$

$A =$ Área de restricción, (constante) $[m^2]$

Una forma generalizada de medir la velocidad (v) $[m/s]$, el gasto volumétrico (Q_v) $[m^3/s]$, y el gasto másico (Q_m) $[kg/s]$, a través de la restricción es utilizando las siguientes ecuaciones:

$$v = C_d \sqrt{\frac{h}{\rho}} \quad (1.32)$$

$$Q_v = C_d A \sqrt{\frac{h}{\rho}} \quad (1.33)$$

$$Q_m = C_d A \sqrt{h\rho} \quad (1.34)$$

$C_d =$ Coeficiente de descarga $[adimensional]$

$A =$ Area transversal de la Tubería $[m^2]$

$\rho =$ Densidad del fluido $[kg/m^3]$

$h =$ Altura $[m]$

El coeficiente de descarga C_d está influenciado por el número de Reynolds (Figura) y por la relación que existe entre el diámetro de restricción y el diámetro interno de la tubería β . Una gran parte de la investigación y trabajo experimental para el desarrollo de los coeficientes de descarga se llevaron a cabo por la American Gas Association (AGA) y la sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME).

Los coeficientes de descarga C_d son determinados en pruebas de laboratorio y generalmente son publicados en manuales y revistas técnicas.

Para utilizar este tipo de medidores que se basan en el principio por presión diferencial, se asume que las condiciones de flujo corriente arriba del dispositivo de obstrucción son estables, ya que una turbulencia en este punto ocasionaría errores en la medición de la presión. En este sentido, para la instalación de dichos medidores, se requiere adaptar tramos de tubería recta aguas arriba y aguas abajo respecto de la reducción del área.

Utilizar este tipo de medidores que basan su funcionamiento en el principio por presión diferencial permiten un mantenimiento sencillo, así como un buen grado de fiabilidad debido a que no cuentan con partes

móviles y poseen la capacidad de soportar presiones altas. Sin embargo, uno de los inconvenientes de estos medidores que basan su funcionamiento en el principio por presión diferencial es la pérdida permanente de energía en el flujo del fluido debido a la restricción, situación en la cual es necesario en algunas ocasiones, instalar algún tipo de bomba auxiliar aguas abajo que permita compensar la pérdida de energía. La magnitud de esta disminución de energía está relacionada directamente con el tipo de obstrucción que se está usando.

Este tipo de medidores que basan su funcionamiento por el principio de presión diferencial no es muy recomendable para fluidos que contienen alguna cantidad considerable de sólidos, ya que pueden obstruir o disminuir el diámetro de flujo, lo cual generaría una medición errónea de la presión diferencial.

Un detalle por observar es que el punto de mínima presión coincide con la mínima sección de flujo que se encuentra a continuación de la obstrucción. Además, aguas arriba de la obstrucción existe un pequeño incremento en la presión propio de la perturbación generada por la reducción del área de flujo. Entonces, es necesario conocer de manera precisa donde se colocarán los instrumentos de medición de presión: el medidor que registra la presión aguas abajo (P_2) debe encontrarse justo en el punto de mínima presión, y el medidor de presión aguas arriba (P_1) debe situarse justo antes de donde suscita el incremento de presión antes mencionado (Figura 50)

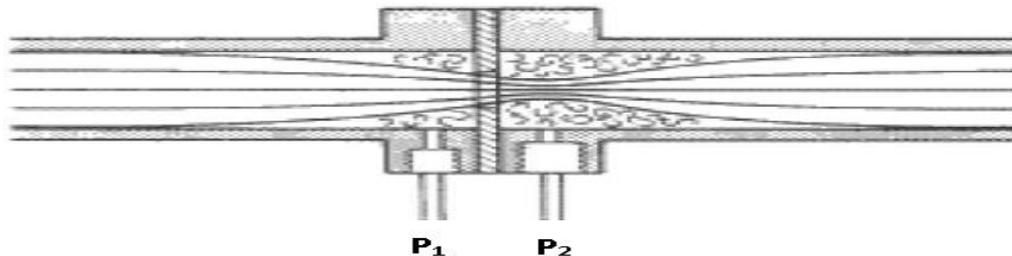


Figura 50. Perfil de flujo en un medidor que se basa en el principio por presión diferencial (François Dulhoste, 2016)

2.16.1.1 Medidor de Placa de Orificio

La placa de Orificio es uno de los medidores de flujo más antiguos, fue diseñado para usarse en gases, pero de igual forma se ha usado ampliamente y con gran éxito para medir el gasto de líquido en tuberías.

Las placas de orificio que se usan normalmente en la industria petrolera se fabrican de manera que el orificio sea concéntrico a la tubería, pero también existen otras geometrías dependientes del tipo de fluido que se maneje, las cuales son orificios excéntricos o segmentados (Figura 51)

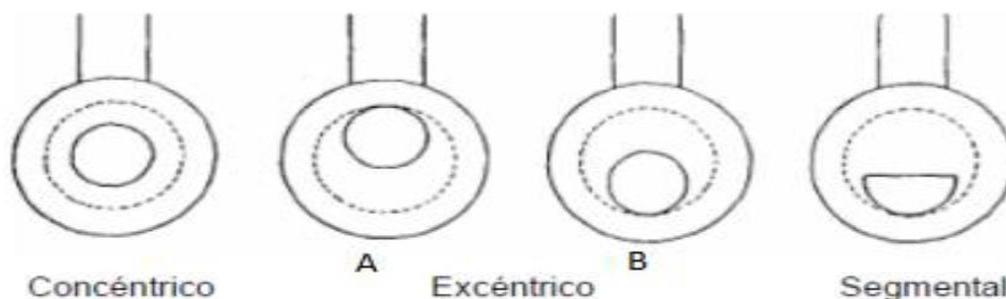


Figura 51. Tipos de Placa de Orificio (Antonio Creus, 2010)

TIPO	APLICACIÓN
Concéntrica	Para gases y líquidos limpios
Excéntrica (A)	Aceite con cantidades considerables de gas. (Se utiliza comúnmente para fluidos que contienen sólidos en suspensión)
Excéntrica (B)	Gases en donde los cambios de presión provocan formación de condensados. (Se utilizan comúnmente para fluidos que contienen sólidos en suspensión)
Segmental	Aceite y Gases con posible sedimentación de gases

Tabla 3. Clasificación de Placas de Orificio (Antonio Creus, 2010)

Una gran ventaja de la placa de orificio en comparación con los otros medidores de flujo se debe a la pequeña cantidad de material y al tiempo relativamente corto de maquinado que se requiere en su manufactura, su costo llega a ser comparativamente bajo con otros medidores de flujo, es fácilmente reproducible, fácil de desmontar e instalar y se consigue un alto grado de exactitud.

El uso de la placa de orificio es inadecuado en la medición de fluidos con sólidos en suspensión, ya que las partículas (sólidos) se pueden acumular en la entrada de la placa, el comportamiento en su uso con fluidos viscosos es errático y produce las mayores pérdidas de presión en comparación con otros medidores de flujo.

Este medidor utiliza una placa que limita el paso de fluido dentro de la tubería, acelerando la velocidad del fluido al reducir el área transversal. De esta manera, encontramos dos condiciones diferentes antes y después de la reducción del área, siendo la modificación de la presión existente entre estos dos puntos los parámetros que se cuantifican a través de dos tomas conectadas en la parte posterior de la placa: una toma mide la presión antes de ésta y la otra después de la misma, como se muestra en la (Figura 52). Al calcular la presión diferencial en el sistema se infiere el flujo volumétrico.

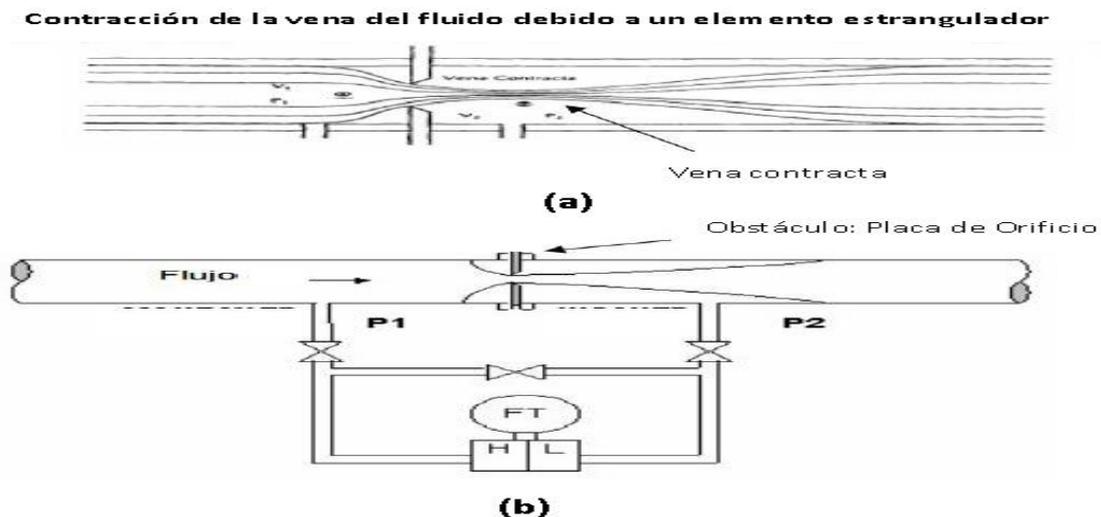


Figura 52. a) representación del flujo generado por la restricción del dispositivo. b) Toma de las presiones a ambos lados de la restricción (François Dulhoste, 2016)

El medidor de placa de orificio es de los más usados debido a su simplicidad y bajo costo. Sin embargo, genera pérdidas de energía no recuperables que en ocasiones llegan a rondar entre el 50-90%. En la (Figura 53) se observa el comportamiento típico de la presión de este medidor. Cuando el fluido medido es el gas, se debe contar con sensores especiales para este propósito.

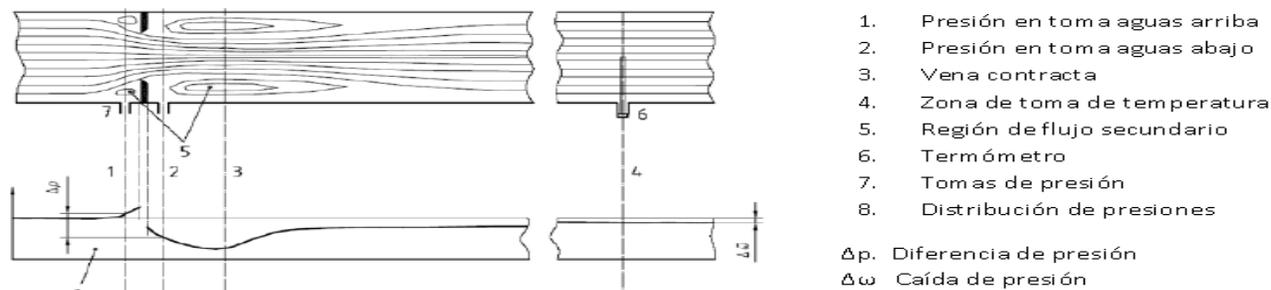


Figura 53. Comportamiento de la presión a lo largo del dispositivo de medición (François Dulhoste, 2016)

Otro problema que se presenta en las placas de orificio es la obstrucción del diámetro de este. Con el paso del tiempo los bordes del agujero se desgastan, lo cual permite que partículas del fluido se adhieran y disminuya con ello el diámetro de flujo.

De acuerdo con las condiciones de flujo, es posible solucionar algunos de los problemas que este instrumento presenta con mayor frecuencia. Por ejemplo, el poner el orificio cerca del fondo de la tubería ocasiona que los sólidos presentes en el fluido tiendan a ser arrastrados, haciendo que la adherencia de sólidos sea mínima. Por otro lado, cuando se tiene presencia burbujas de vapor o gas en el fluido, éstas pueden alterar el modelo de flujo después de la restricción al adherirse en la parte de atrás de la placa de orificio, esto puede ser solucionado al insertar la placa de orificio en un tramo vertical de tubería

En general, el medidor de placa de orificio (Figura 54) origina que la velocidad aumente y por lo tanto la presión disminuya, tienen una característica de operación de hasta 800°C de temperatura, presiones máximas de 5,500 psi, exactitud del orden de +/-1% a +/-2%, apto para el uso en la medición de fluidos no muy viscosos, mostrando incertidumbres de hasta un +/-0.5% del flujo efectivo, el principio de medición consiste en medir el flujo mediante una reducción de la presión provocada por una restricción en el interior de la placa, este fluido pasa por esta restricción aumentando su velocidad y simultáneamente reduce su presión. Esta diferencia de presión permite calcular la velocidad del fluido basándose en el teorema de Bernoulli.



Figura 54. Medidor de Placa de Orificio (Antonio Creus, 2010)

La Placa de Orificio insertada en la tubería, origina que el fluido choque con la placa y disminuya su velocidad.

Debido a la reducción de la velocidad, la presión justo antes del orificio es un poco mayor que la presión de operación en la línea de conducción corriente arriba.

Al pasar el fluido por el orificio, la velocidad del fluido aumenta y la presión disminuye, llegando a su menor valor de presión cuando la velocidad es máxima.

Corriente abajo, el flujo se dispersa, disminuye su velocidad y se presenta un aumento de la presión.

Después de la placa de orificio, el fluido circula en toda la tubería, la presión se incrementa, pero siempre habrá una pérdida de presión que no se recuperará.

Llamando a la presión corriente arriba de la placa de orificio como h_1 , mientras que la presión corriente abajo h_2 . La diferencia entre ambas ($h_2 - h_1$) se conoce como presión diferencial, la cual es simbolizada por (h) .

2.16.1.2 Medidor de Tubo Venturi

El tubo Venturi (Figura 55) es un tubo con forma peculiar, este ofrece una gran exactitud de medición, con pérdidas de presión que rondan entre el 10-15%, que son pérdidas menores de energía en comparación con el medidor de placa de orificio y permitiendo el paso de 1.6 veces o 60% más flujo que la placa de Orificio. La forma interna que posee ayuda a que partículas sólidas o de burbuja no afecten la medición. No requiere de mucho mantenimiento ya que sus componentes internos sufren poca corrosión o desgaste, lo que le da una vida útil muy larga.

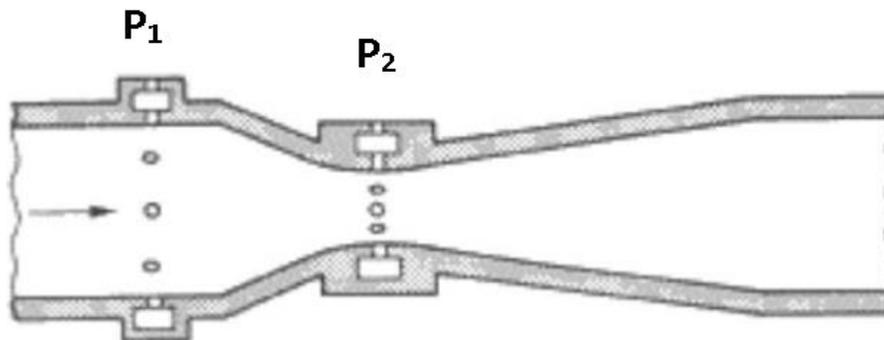


Figura 55. Esquema Típico de un tubo Venturi, la toma de medida de la presión se realiza en los puntos P1 y P2, siendo semejante a la de la placa de orificio (François Dulhoste, 2016)

El tubo Venturi posee una incertidumbre baja y permite el paso de fluidos con un porcentaje relativamente alto de sólidos, no tiene parte móviles y no existe la posibilidad de que se puedan acumular partículas en la garganta permitiendo un bajo mantenimiento, es atractivo para manejar fluidos viscosos.

El tubo Venturi se compone de tres secciones (Figura 56)

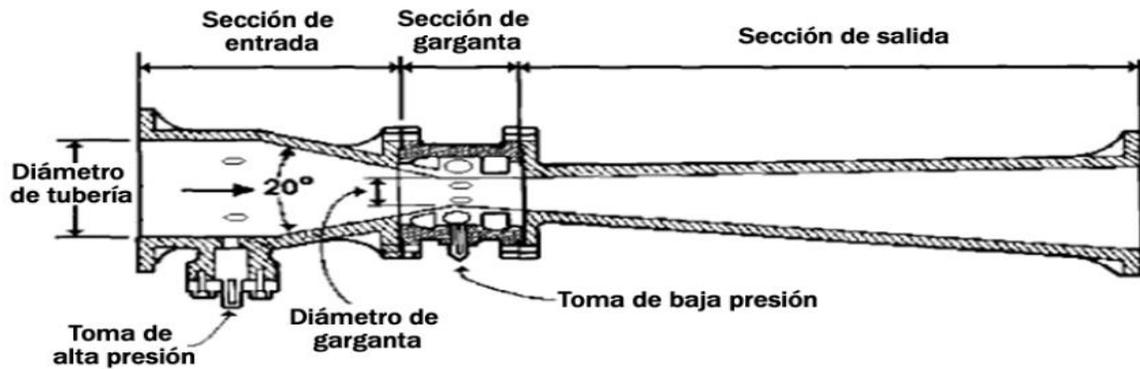


Figura 56. Partes principales que integran un tubo Venturi (Antonio Creus, 2010)

- Una sección de entrada cónica convergente en la que la sección transversal disminuye, lo que se traduce en un aumento de la velocidad del fluido y una disminución de la presión.
- Una sección de garganta, que es una sección cilíndrica en la que se ubica la toma de baja presión y donde la velocidad del fluido se mantiene prácticamente constante.
- Una sección de salida, que es una sección de salida cónica divergente en la que la sección transversal aumenta, disminuyendo la velocidad y aumentando la presión. La sección transversal permita una recuperación de la mayor parte de la presión diferencial producida.

El medidor tipo Venturi (Figura 57) genera una pérdida de presión al pasar por él un fluido, en concreto, es una tubería con garganta entre dos tramos cónicos. La presión varía en la proximidad de la sección estrecha (garganta), así, al colocar un registrador de presión en la garganta se puede medir la caída de presión y calcular el gasto inmediato.



Figura 57. Medidor Tipo Venturi (François Dulhoste, 2016)

La presión interna se mide en una sección de entrada, la cual tiene el mismo el diámetro que la tubería. Sigue una sección de transición, en la cual el diámetro interno se reduce hasta el diámetro de la sección estrecha (garganta), la cual se dimensiona para producir un diferencial de presión con un determinado gasto de flujo. En la sección de salida de la garganta, el diámetro de este estrechamiento (garganta) se incrementa gradualmente hasta igual al diámetro de la tubería.

En general los medidores tipo Venturi son fiables, fáciles de manipular, son emplean principalmente para medición de líquidos puros o limpios y gases, su principal ventaja de este tipo de medidor con respecto a otros medidores que se basan en el principio por presión diferencial radica en que el medidor tipo Venturi tiene la mayor recuperación de presión, presenta una exactitud de $\pm 0.5\%$, soportando presiones máximas a los 5,000 psi y su precisión es del orden de $\pm 0.75\%$

2.16.1.3 Medidor Tipo Tubo Dalí

Consiste en dos reductores cónicos insertados en la tubería (Figura 58). Tiene una similitud con el tubo Venturi, excepto que no presenta una garganta, de esta manera el fluido se adhiere a las paredes en todo su trayecto evitando así los remolinos. De esta forma se elimina casi por completo la turbulencia y siendo el cono de salida más corto, la velocidad de flujo se recupera rápidamente. Presenta una inexactitud mayor respecto al tubo Venturi, sin embargo, su ventaja radica en la simplicidad de su construcción reduciendo su costo. Además de ser un instrumento pequeño, es sencillo colocarlo en la línea de flujo. Aunado a ello, la cualidad más destacable que presenta es que la pérdida permanente de presión ronda el 5%, la mitad de lo que pierde el tubo Venturi

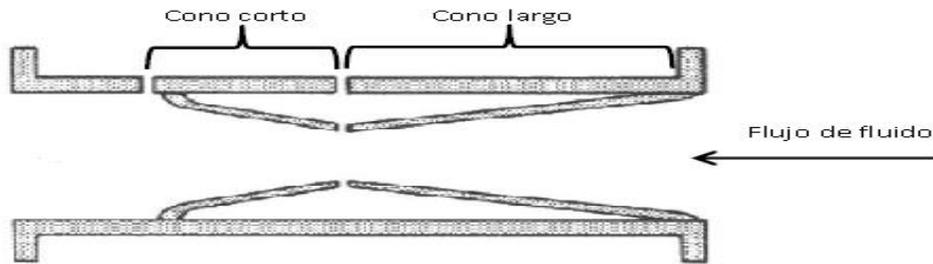


Figura 58. Esquema interior de la tubería con el tubo Dalí instalado. Se observa las dos uniones cónicas para realizar la medición de la presión antes y en la reducción del área (François Dulhoste, 2016)

2.16.1.4 Medidor Tipo Tobera

Una mayor diferencia y ventaja en comparación con los medidores de tubo Venturi, es que la tobera puede ser instalada en tuberías bridadas, las toberas son más económicas que los tubos Venturi, pero más costosas que los medidores de placa de orificio, la Tobera no se recomienda para la medición con alta suspensión de sólidos debido a que los sedimentos provocarían una obstrucción de los orificios. Es utilizado cuando las velocidades de flujo son mayores a las que puede funcionar un medidor de placa de orificio y su precisión puede aproximarse a la precisión del Tubo Venturi

La Tobera (Figura 59) está situada en la tubería con dos tomas, una anterior y la otra en el centro de la sección más pequeña. La Tobera permite gastos volumétricos 1.6 veces o 60% más que la placa de orificio, con pérdidas de presión que rondan entre el 30-80% de la presión diferencial. La Tobera puede emplearse para fluidos que arrastren sólidos en pequeña cantidad, si estos sólidos son abrasivos, pueden afectar a la precisión del elemento, su exactitud es del orden de +/- 0.95% a +/- 1.5%

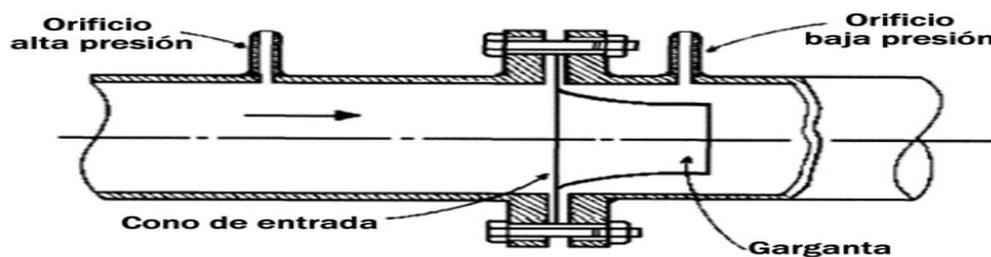


Figura 59. Partes de un Medidor Tipo Tobera (Antonio Creus, 2010)

2.16.1.5 Medidor Tubo Pitot

El Tubo Pitot (Figura 60), consiste en un pequeño tubo con la entrada orientada en contra del sentido de la corriente del fluido. La velocidad del fluido en la entrada del tubo se hace nula, al ser un punto de estancamiento, convirtiendo su energía cinética en energía de presión, lo que da lugar a un aumento de presión dentro del tubo Pitot.

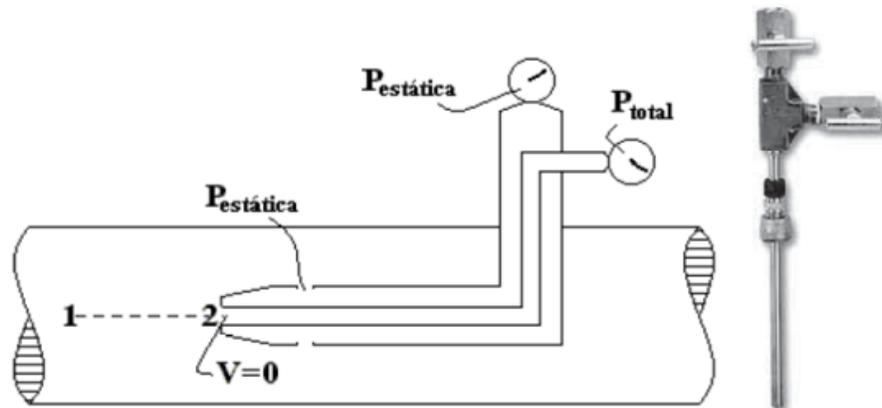


Figura 60. Medidor Tubo Pitot (Antonio Creus, 2010)

Dentro del Tubo Pitot se mide la presión total o presión de impacto (presión dinámica más presión estática) en un punto de la vena. El otro tubo mide únicamente la presión estática, generalmente mediante un pequeño orificio o pequeña ranura.

El Tubo Pitot, se basa en un tubo inserto dentro de la tubería en la cual circula el fluido, un extremo del tubo se encuentra abierto al flujo con lo que cierta cantidad del fluido se hace reposar dentro del tubo, con ello la energía cinética del fluido provoca un incremento en la presión del tubo, la cual es medida y convertida a velocidad de flujo.

El Tubo Pitot mide simultáneamente la diferencia entre la presión total y la presión estática, la cual es proporcional al cuadrado de la velocidad del fluido:

El medidor tipo Tubo Pitot es sensible a las variaciones en la distribución de velocidades en la sección de la tubería, por lo anterior es esencial que en su uso el flujo sea laminar, la exactitud del Tubo Pitot es del orden de +/-2% al +/-5% y funcionan a presiones de hasta 1,400 psi. La máxima exactitud en la medición se obtiene llevando a cabo varias mediciones en puntos determinados y promediando las raíces cuadradas de las velocidades medidas. En general, el Tubo Pitot se emplea normalmente para la medición de grandes caudales de fluidos limpios con una baja pérdida de presión.

2.16.1.6 Medidor Tubo Annubar

El medidor tipo Tubo Annubar (Figura 61), es una innovación del Tubo Pitot y consta de dos tubos, el de presión total y el de presión estática. El tubo que mide la presión total está situado a lo largo de un diámetro transversal de la tubería y consta de varios orificios que cubren cada uno la presión total en un anillo de área transversal de la tubería, estos anillos tienen áreas iguales.

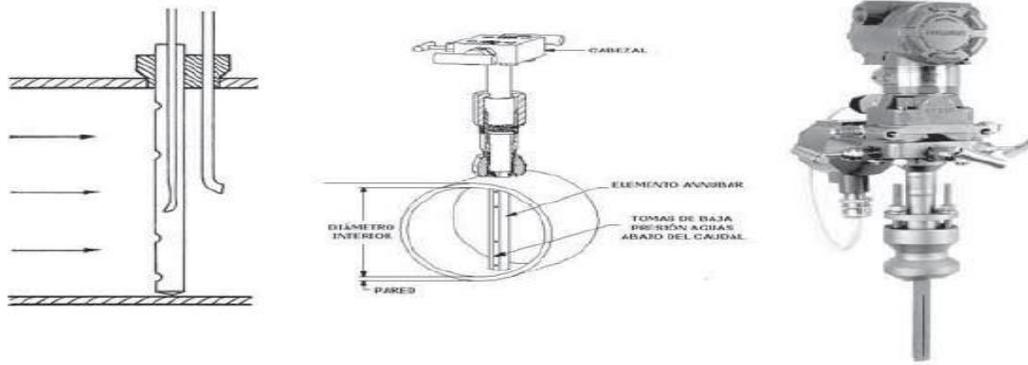


Figura 61. Medidor Tipo Tubo Annubar (Antonio Creus, 2010)

El tubo que mide la presión estática se encuentra detrás del de presión total, con su orificio en el centro de la tubería y aguas debajo de la misma. El Tubo Annubar es mayor precisión que el tubo Pitot, del orden del +/-1%, tiene una baja perdida de presión y se emplea para la medición de pequeños o grandes gastos volumétricos de líquidos y gases

2.16.2 Por el principio de Área Variable

Los medidores de flujo que basan su funcionamiento por el principio de área variable son mayormente constituidos por un rotámetro y consisten básicamente de un tubo de forma recta o cónica y un flotador con diversas formas (Figura 62)

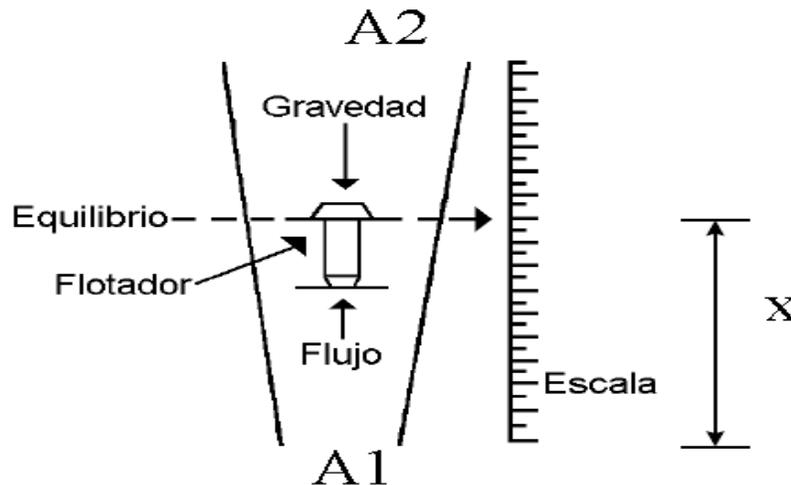


Figura 62. Medidor de Flujo de Área Variable (Antonio Creus, 2010)

La diferencia de presión en estos medidores es causada por la apertura del área de flujo realizada en el medidor. Con ello, el área de apertura es proporcional al flujo de volumen.

El principio de área variable presenta una reducción de la sección de paso del fluido, dando lugar a que el fluido aumente su velocidad, lo que origina un aumento en su energía cinética y, por consiguiente, su presión tiende a disminuir en una proporción equivalente, creando una diferencia de presión estática entre las secciones corriente arriba y corriente abajo del medidor.

El principio de área variable se basa en el mismo principio de medida que los medidores por presión diferencial, mientras que en los medidores por presión diferencial el área correspondiente a la restricción

es constante, en los medidores de área variable, el área de restricción cambia al mismo tiempo que el flujo, permaneciendo constante la presión diferencial.

2.16.2.1 Rotámetro

Su operación se basa en el principio de área variable, donde el flujo del fluido hace subir al flotador dentro del tubo, aumentando el área para el paso del fluido. A mayor flujo, el flotador alcanza mayor altitud. La posición del flotador varía directamente con la velocidad del fluido.

En su presentación, el rotámetro (Figura 63), consiste en un tubo cónico con un flotador que se hace introducir en él y que actuará como referencia de área variable. Debido a su peso, se sumergirá en el fluido que pase por el tubo hasta encontrar un equilibrio producto de la presión diferencial creada por este. Entonces se observa en que área del tubo se encuentra y con ello será calculado el volumen de flujo. Si el flujo de volumen es mayor, el flotador se encontrará más arriba en el tubo o será necesario cambiar el flotador por otro de masa mayor, por el contrario, si el volumen de flujo es muy bajo, el flotador se irá hacia el fondo del tubo siendo necesario cambiar el flotador por uno de menor masa.

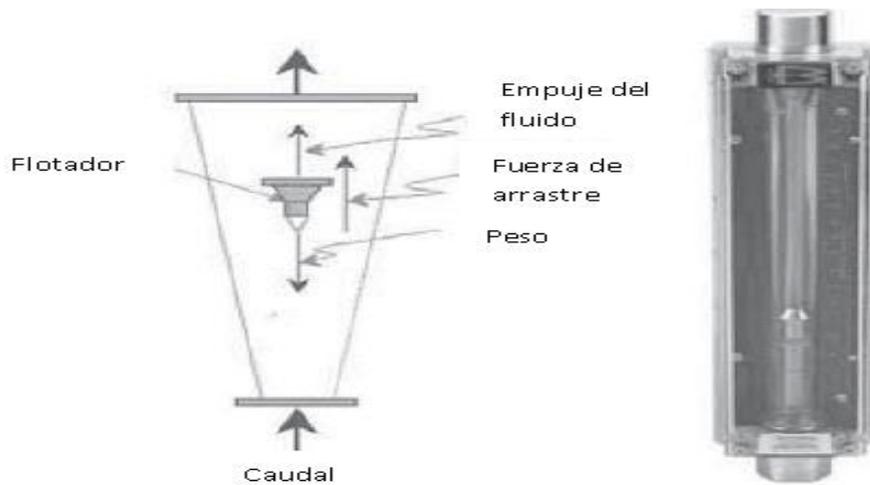


Figura 63. Esquema del Medidor de Área Variable (Dulhoste, 2016)

En el Rotámetro, en general, un flotador cambia su posición dentro del tubo de forma proporcional al gasto o flujo del fluido. El flotador está en equilibrio entre su peso y la fuerza de empuje del fluido sobre el flotador (Figura 64). Cuando se requiere mayor exactitud se usan rotámetros donde la posición del flotador se detecta de forma magnética

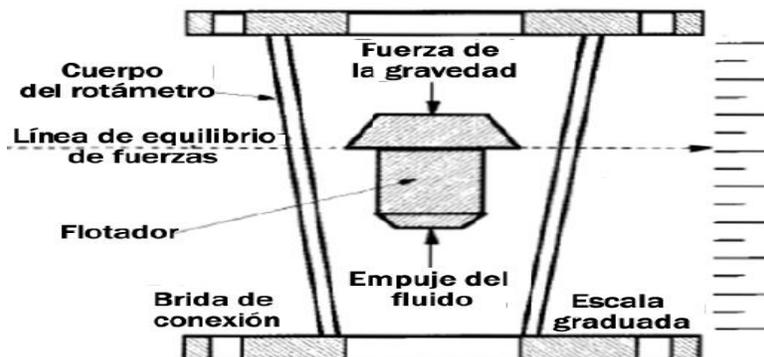


Figura 64. Fuerzas que intervienen en el rotámetro (Antonio Creus, 2010)

Las pérdidas de presión en el rotámetro son bajas y constantes en todo el recorrido del flotador, mide líquidos y gases, apto para gastos muy pequeños, su fabricación es de bajo costo, el rotámetro se debe utilizar solamente con fluidos limpios (sin sólidos en suspensión), no es recomendable para temperaturas y presiones altas de operación y su exactitud es del orden del +/-1%

2.16.3 Por el principio de Velocidad

Los medidores de flujo que basan su funcionamiento por el principio de velocidad operan linealmente con respecto a la velocidad del volumen de flujo. La velocidad se determina midiendo el tiempo que requiere una determinada partícula en recorrer una cierta distancia, normalmente el dispositivo no mide de forma directa la velocidad, sino una cantidad medible que puede ser relacionada con la velocidad. La determinación de la velocidad en un cierto número de puntos de una sección transversal permite evaluar la cantidad de fluido que atraviesa esa sección en un determinado tiempo

2.16.3.1 Turbina

Los medidores de Turbina (Figura 65), consisten en un rotor que gira al paso del fluido con una velocidad directamente proporcional al gasto del fluido. Los medidores de Turbina están limitados por la viscosidad del fluido, debido al cambio que se produce en la velocidad del perfil del líquido a través de la tubería cuando aumenta la viscosidad, en las paredes del tubo, el fluido se mueve más lentamente que en el centro, de modo que, las puntas de las paletas no pueden girar a mayor velocidad.

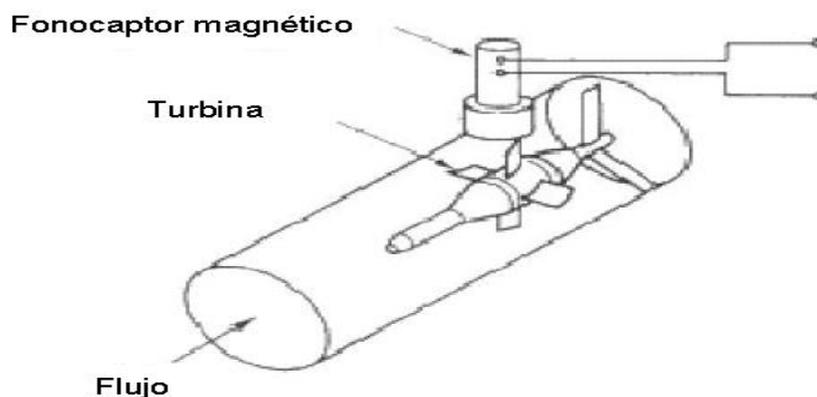


Figura 65. Esquema de un Medidor de Turbina (Antonio Creus, 2010)

Cuando el Fluido Choca con la parte corriente arriba de las paletas de la turbina, se produce un área de baja de presión y como resultado de esta presión diferencial, las paletas giran. Como la velocidad del fluido baja inmediatamente después de las paletas de la turbina, por el principio de Bernoulli aumenta la presión aguas debajo de la Turbina. La tasa de Rotación del rotor es directamente proporcional al gasto de flujo a través de la turbina y la rotación es luego convertida en una señal de salida eléctrica (Figura 66)

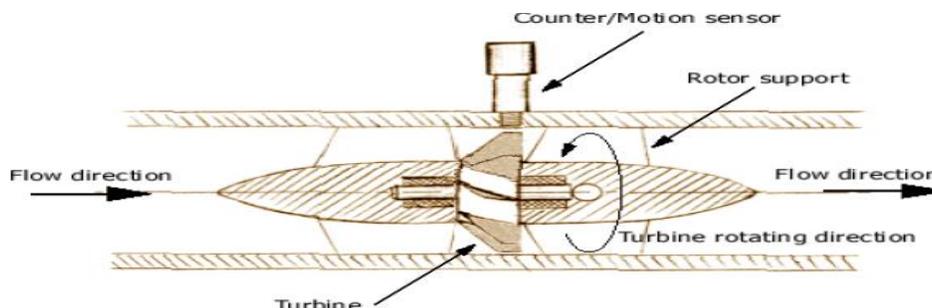


Figura 66. Rotación de la Turbina en el Medidor Turbina (François Dulhoste, 2016)

El medidor Turbina, consiste en un dispositivo que tiene un eje paralelo al flujo del fluido, en este eje se encuentran montados una serie de paletas de hélice. La corriente de flujo que pasa por este medidor hace que las paletas giren a un ritmo determinado, el cual es proporcional al flujo volumétrico de la corriente, si el flujo volumétrico es alto, las paletas girarán a mayor velocidad, por el contrario, si el flujo de la corriente es bajo, estos tendrán una rotación menor. Las paletas se construyen con material ferromagnético, en una parte del medidor se encuentra colocada una bobina y un imán permanente (Figura 67). Cada vez que una paleta pasa por la bobina, se induce en ésta un pulso, el cual es contado por un contador de pulsos, la frecuencia con la que estos pulsos son medidos es proporcional al flujo de fluidos que pasa en el medidor

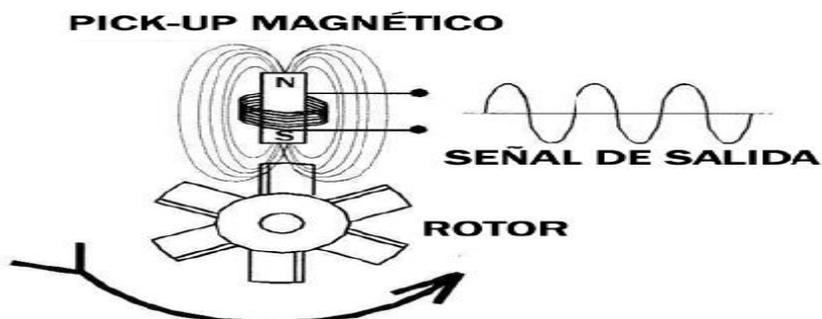


Figura 67. Funcionamiento del medidor Tipo Turbina (Antonio Creus, 2010)

Este tipo de medidores (Figura 68), a medida que los fluidos pasan por el medidor (turbina), la velocidad del flujo crea energía rotacional en el rotor de la turbina, a partir que las paletas de la turbina pasan por el campo magnético, se genera una señal de frecuencia, esta señal es proporcional a la velocidad del fluido y se transmite a una unidad de control para digitalizar esta medida.



Figura 68. Medidor Tipo Turbina (Emerson, 2015)

El medidor Turbina es de una elevada exactitud, del orden del +/-0.3% al +/-0.5%, no se recomienda para fluidos con altas viscosidades, lo que significa que es susceptible a cambios de viscosidad en el fluido, dificultad para medir flujos viscosos, pero tiene un amplio rango de flujo para líquidos de baja viscosidad, produce bajas pérdidas de presión, soporta presiones máximas de hasta 1,500 psi, lo que significa que tiene capacidad para mediciones a alta presión, alta temperatura y alto flujo y es comúnmente utilizado en la industria petrolera debido a su precisión.

2.16.3.2 Medidor Tipo Vortex (Vórtice o Torbellino)

Cuando la corriente de un fluido fluye alrededor de un cuerpo (Vortex Shedder), produce vórtices o torbellinos aguas abajo debido a los efectos relacionados con la viscosidad. Los vórtices o torbellinos se esparcen de un lado y del otro del cuerpo en forma regular, el gasto volumétrico del fluido es proporcional a la frecuencia del torbellino (Figura 69).

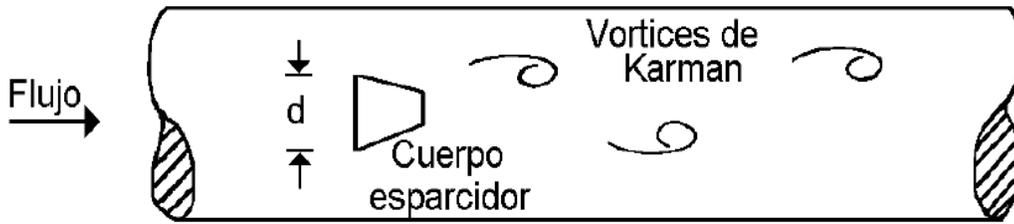


Figura 69. Medidor Vortex (Antonio Creus, 2010)

Los Medidores Tipo Vortex tienen su principio de operación en un fenómeno natural: la emisión de torbellinos o vórtices. Estos son creados por objetos dispuestos dentro de la tubería llamados “cuerpos esparcidores o cuerpos abruptos”, deben ser de forma no aerodinámica para crear un importante obstáculo para la corriente de flujo, de esta forma el fluido no puede seguir el contorno del objeto aguas abajo, por lo que el fluido tendrá que girar en torbellinos para rodear el obstáculo alojándose en la parte de atrás de este (Figura 70). La frecuencia que la que se presentan estos vórtices o torbellinos es proporcional a la velocidad con la que el fluido pasa por el “cuerpo esparcidor”. Para detectar los Torbellinos o Vórtices se emplean diversas técnicas o instrumentos, como los térmicos, magnéticos, capacitivos o ultrasónicos. Sin embargo, las mediciones pueden verse seriamente afectadas si aguas arriba del “objeto abrupto”, ya existe una presencia de torbellinos o vórtices de tamaño superior como resultado de un flujo turbulento.



Figura 70. Esquema de Emisión de Torbellinos (Antonio Creus, 2010)

El Medidor Vortex se basa en la determinación de la frecuencia del torbellino producido por una hélice estática situada dentro de la tubería por la cual pasa el fluido (líquido o gas). La frecuencia del Torbellino es proporcional a la velocidad del fluido (Figura 71).

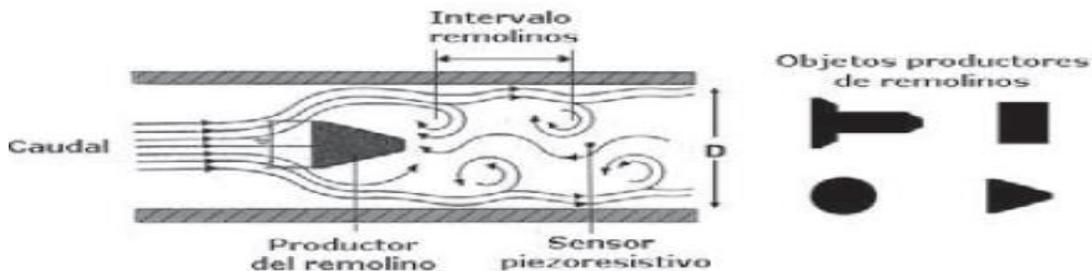


Figura 71. Principio de Operación del medidor Vortex (Antonio Creus, 2010)

La frecuencia del vórtice o torbellino y la velocidad de flujo están relacionadas por, la frecuencia a medir del cuerpo esparcidor, la velocidad del flujo, ancho del cuerpo esparcidor dentro de la tubería “d” y número de Strouhal (número adimensional que describe los flujos oscilantes) el cual es función del número de Reynolds. La exactitud de este medidor es del orden de +/- 0.75% para líquidos y de +/-1 para gases, soporta presiones máximas de hasta 1,000 psi y poca pérdida de presión.

2.16.3.3 Medidor Ultrasónico

Este medidor mide la diferencia de señales (ondas ultrasónicas) en el tiempo de tránsito con y contra el flujo a través de una o más trayectorias de medición de una onda ultrasónica. Los medidores ultrasónicos usan técnicas no invasivas, ya que no interactúan directamente con el fluido para realizar la medición. El medidor ultrasónico mide el gasto por diferencia de velocidades de ondas ultrasónicas al propagarse en el fluido. Los sensores (transductores) son situados en una tubería de la que se conocen el área y el perfil de velocidades. La (Figura 72) muestra el sistema básico de un medidor ultrasónico, en ambos lados de la tubería se encuentran montados los transductores los cuales transmiten (transmisor) y reciben (receptor) las ondas ultrasónicas respectivamente.

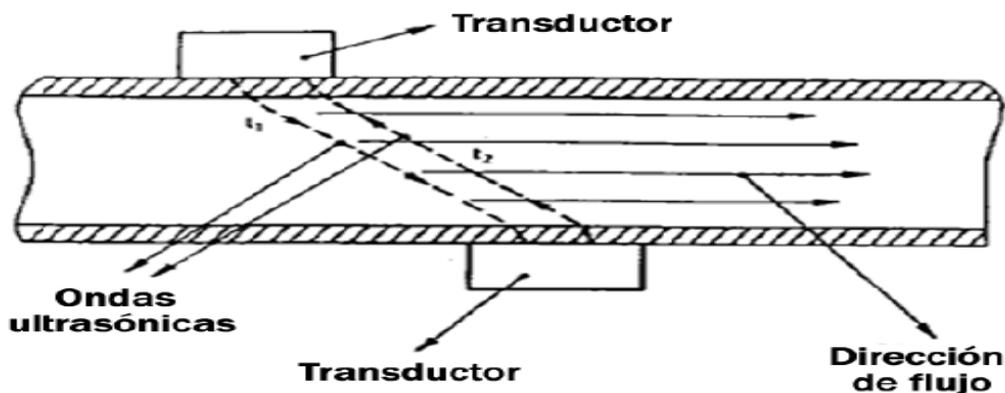


Figura 72. Sistema Básico de un Medidor Ultrasónico (Antonio Creus, 2010)

Las ondas ultrasónicas (ondas acústicas o sonoras) viajan con una velocidad específica a través de un medio. Para utilizar el medidor ultrasónico, es necesario conocer la velocidad de propagación de la onda ultrasónica en el fluido al cual se quiere medir el gasto. En el caso de los gases se determina a través de su composición, presión y temperatura.

Existen dos formas de medir las ondas ultrasónicas:

-Por medio del Tiempo de Tránsito (por impulsos): Los medidores ultrasónicos por impulsos (Figura 73) son los más precisos y se utilizan preferentemente con líquidos limpios, aunque algunos tipos, pero en menor medida permiten medidas de líquidos con cierto contenido de partículas (sólidos) y gas. Los trayectos de medición son definidos por un par de transductores, los cuales actúan alternadamente como transmisor y receptor. Estas trayectorias de medición están orientadas en forma angular hacia el eje de la tubería, permitiendo la medición con y en contra de la corriente. Los Medidores ultrasónicos por medio del tiempo de tránsito, tienen transductores colocados a ambos lados del flujo. Su configuración es tal que las ondas ultrasónicas viajan entre los dispositivos (transductores) con una inclinación de 45° respecto a la dirección del flujo. La velocidad de la señal (ondas ultrasónicas) que viaja entre los transductores aumenta o disminuye con la dirección de transmisión y con la velocidad del fluido que está siendo medido se tendrán dos señales que viajan por el mismo elemento, una a favor de la corriente y otra en contra de la corriente de manera que las señales no llegan al mismo tiempo, transmitiendo la señal (ondas ultrasónicas) alternadamente en ambas direcciones. La medida de flujo se realiza determinando el tiempo que tardan las señales en viajar por el flujo.

El tiempo de tránsito es un método que se basa en el hecho de que la velocidad del fluido influye directamente en la velocidad de propagación de las ondas ultrasónicas en dicho fluido

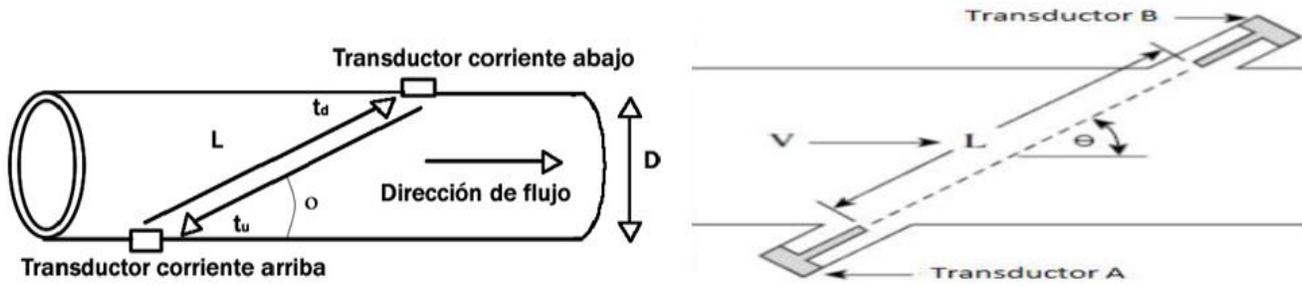


Figura 73. Elementos de un Medidor Ultrasónico por tiempo de tránsito (impulsos) (Antonio Creus, 2010)

La diferencia en los tiempos de tránsito de las ondas ultrasónicas viajando en direcciones opuestas a través del fluido puede ser relacionada con la velocidad de flujo del fluido. Por lo anterior, el tiempo de tránsito que tardan las ondas ultrasónicas en llegar al transductor corriente arriba es más largo que el tiempo de tránsito que tardan las ondas en llegar al transductor corriente abajo, mientras mayor sea la diferencia del tiempo de tránsito, mayor será la velocidad de flujo del fluido, lo que significa, que la diferencia en los tiempos de tránsito de la onda ultrasónica es directamente proporcional a la velocidad del fluido.

A partir del tiempo de tránsito de la onda ultrasónica enviada en ambas direcciones a lo largo de una trayectoria diagonal, se calcula la velocidad promedio del sonido (onda ultrasónica) en el fluido. Posteriormente, conociendo el Angulo de la trayectoria de la onda ultrasónica con relación a la dirección de la velocidad del flujo del fluido y mediante cálculos posteriores se estima la velocidad promedio del flujo

Decir que el tiempo de tránsito que tardan las ondas ultrasónicas en llegar al transductor corriente arriba es más largo que el tiempo de tránsito que tardan las ondas en llegar al transductor corriente abajo podemos entenderlo con la siguiente analogía: nadar contra corriente requiere más esfuerzo y tiempo que nadar en el sentido de la corriente

El tiempo de tránsito t_u y t_d pueden ser expresados como:

$$t_d = \frac{L}{C + v \cos \theta} \quad (1.35)$$

$$t_u = \frac{L}{C - v \cos \theta} \quad (1.36)$$

t_u = Tiempo de Tránsito corriente arriba [s]

t_d = Tiempo de Tránsito corriente bajo [s]

C = Velocidad del sonido (onda ultrasónica) en el fluido

v = Velocidad de Flujo del fluido (m/s)

L = Distancia entre transductores

θ = Angulo entre la dirección de flujo y la línea formada por los transductores

La diferencia entre t_u y t_d es:

$$\Delta t = t_u - t_d \quad (1.37)$$

$$\Delta t = L \frac{2v \cos \theta}{c^2 - v^2 \cos^2 \theta} \quad (1.38)$$

En general, el medidor Ultrasónico (Figura 74) por tiempo de transito no tienen partes móviles, por lo cual tiene muy poco mantenimiento, no perturban el fluido, su pérdida de presión es muy pequeña, su rangeabilidad sin perder exactitud es grande, son sensibles a los cambios en la densidad del líquido, y por lo tanto a la temperatura, ya que estas variables influyen en la velocidad del sonido, su exactitud es del orden del +/-2% al +/-3%.



Figura 74. Ejemplo de Medidor Ultrasónico (CENAM, 2006 "Medidores Ultrasónicos")

-Por medio del Efecto Doppler: El efecto Doppler se produce cuando un frente de ondas se refleja en un objeto en movimiento. Un ejemplo de esto es cuando un tren se mueve hacia una persona con su bocina sonando, cuando el tren se acerca, el nivel de volumen de la bocina es más alto, ya que las ondas sonoras son más próximas que si el tren estuviera parado. Cuando el tren se aleja, aumenta el espaciamiento, dando un nivel más bajo. El efecto Doppler es un incremento o disminución de las ondas de sonido (ondas ultrasónicas) a medida que la distancia entre una fuente sonora y un receptor aumenta y disminuye.

En este método se proyectan ondas ultrasónicas a lo largo del flujo del fluido y se mide el corrimiento de frecuencia que experimenta la señal de retorno al reflejarse la onda ultrasónica en partículas suspendidas (sólidos) o burbujas de gas contenidas en el fluido, es decir, esas partículas suspendidas o burbujas de gas, reflejan la onda ultrasónica emitida con una frecuencia ligeramente diferente que es proporcional al gasto del fluido (Figura 75)

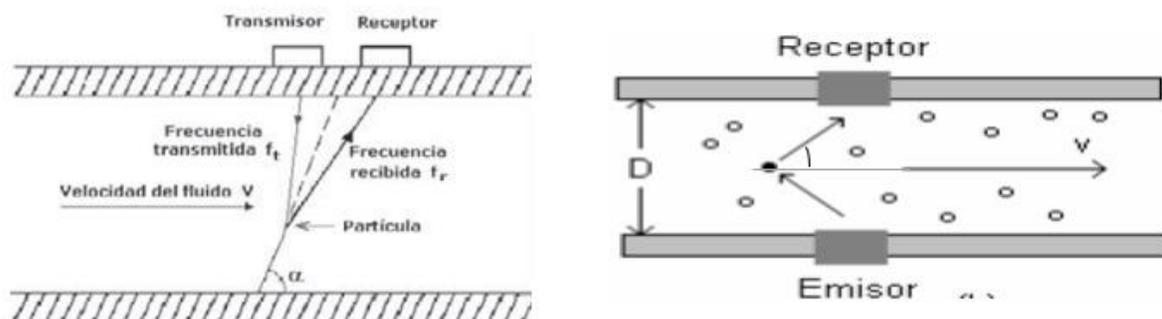


Figura 75. Elementos de un Medidor Ultrasónico por efecto Doppler (Antonio Creus, 2010)

Una condición para que el medidor funcione por medio del efecto Doppler, es que el fluido contenga partículas (sólidos) en suspensión o burbujas de gas que reflejen las ondas ultrasónicas. El primer transductor (emisor) emite una onda ultrasónica a una frecuencia determinada y el segundo transductor

(receptor) recibe la onda ultrasónica. Debido a que las ondas ultrasónicas reflejadas viajan a la velocidad del fluido, la frecuencia de la onda reflejada presenta una desviación de acuerdo con el principio Doppler.

La exactitud del medidor ultrasónico por efecto Doppler es del orden del $\pm 2\%$, es menos exacto que el medidor ultrasónico por tiempo de tránsito y se asume que el viaje de las partículas (sólidos) o burbujas de gas es a la misma velocidad del fluido. El empleo de este medidor por efecto Doppler está limitado a fluidos que contengan partículas en suspensión, pero permite medir gastos de fluidos tales como mezclas gas-líquido.

2.16.4 Por el principio de Tensión Inducida

Los medidores de flujo que basan su funcionamiento por el principio de Tensión Inducida se basan en la Ley de Faraday, que expresa que, al pasar un fluido conductor a través de un campo magnético, se produce una fuerza electromagnética (F.E.M), directamente proporcional a la velocidad de este, de donde se puede deducir de igual forma la cantidad de flujo. El fluido debe ser ligeramente conductor debido a que el medidor opera bajo el principio de que cuando un conductor en movimiento corta un campo magnético, se induce un voltaje.

2.16.4.1 Medidor de Flujo Electromagnético

El medidor de Flujo Electromagnético (Figura 76), está limitado a mediciones de flujo de fluidos conductores de electricidad, ya que la tensión inducida (corriente generada o inducida) en un fluido conductor que se mueve perpendicularmente al campo magnético, es proporcional a la velocidad del fluido conductor, por lo que el fluido debe tener cierta conductividad.

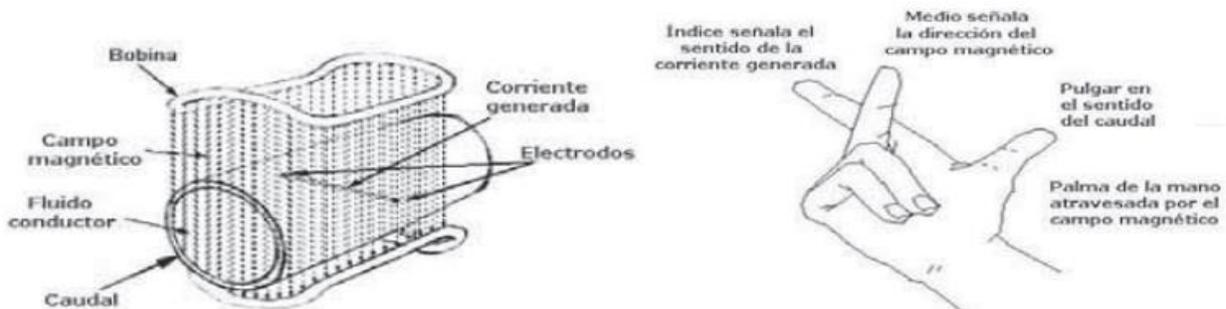


Figura 76. Funcionamiento Medidor de Flujo Electromagnético (Antonio Creus, 2010)

El medidor de flujo Electromagnético (Figura 77) no ocasiona ninguna restricción en la circulación del fluido y por lo tanto está libre de pérdidas de presión en el fluido. La corriente generada es captada por un par de electrodos rasantes con la superficie interior de la tubería y diametralmente opuestos. Su funcionamiento indica que la tensión (corriente generada) en el fluido es proporcional a la velocidad del flujo del caudal



Figura 77. Medidor de Flujo Electromagnético (Antonio Creus, 2010)

Como ya se mencionó, **estos medidores están limitados a mediciones de flujo de fluidos conductores de electricidad.**

La conductividad eléctrica en los gases es generalmente mucho más baja, por lo que, el medidor de flujo electromagnético no puede emplearse para la medición de caudales de gases, no es afectado por la densidad, viscosidad, presión y temperatura, burbujas de gas en el líquido causan errores en la medición, la pérdida de presión que puede llegar a presentar el fluido es nula debido a que el diámetro de la tubería no cambia, su costo es relativamente alto, su temperatura máxima de operación de 200°C y su presión máxima de operación es de 1,000 psi, buena precisión del orden de $\pm 0.1\%$, buena exactitud del orden de $\pm 0.5\%$ y tienen un bajo mantenimiento ya que carecen de partes móviles.

El medidor de flujo electromagnético no es intrusivo y es diferente a otros medidores de flujo debido a su principio de funcionamiento. Además, es distinto a los ultrasónicos, pues el electromagnético requiere de contacto de los electrodos con el fluido, situación que no sucede con los medidores ultrasónicos.

2.16.5 Por el principio de Desplazamiento Positivo

Miden el gasto en Volumen contando o integrando volúmenes separados del líquido. Son dispositivos que separan la corriente de flujo en segmentos volumétricos individuales. Un volumen conocido del fluido se aísla mecánicamente en el elemento del medidor, y es pasado desde la entrada de este hasta su salida, llenando y vaciando alternadamente los compartimientos o cámara del medidor. Las partes mecánicas del medidor se mueven aprovechando la energía del fluido. El volumen total del fluido que pasa a través del medidor en un periodo de tiempo dado es el producto del volumen de la muestra por el número de muestras. Los medidores de flujo que basan su funcionamiento por el principio de desplazamiento positivo se usan cuando se necesita una alta exactitud en condiciones de flujo estable

La gran mayoría de los medidores que basan su funcionamiento por el principio de Desplazamiento Positivo operan mediante el uso de mecanismos que permiten la desviación de una cantidad representativa del flujo de fluido de manera sucesiva desde una entrada hasta una salida, contabilizando el número de ocasiones que el mecanismo de desviación es utilizado. En cada medidor se pueden destacar tres componentes: cámara, desplazador, mecanismo que cuenta el número de veces que el desplazador se mueve.

Este tipo de instrumentos proporciona el flujo volumétrico de manera directa. Además, su principio de funcionamiento provoca una baja pérdida de presión en el fluido, siendo también de bajo mantenimiento y de larga duración. Sin embargo, debido a su mecanismo de operación estos dispositivos llegan a generar pequeñas fricciones que es importante controlar, sobre todo en la medición de gas cuando el gasto es alto, para estos casos se suele diseñar arreglos especiales. Existen tres tipos básicos de medidores de desplazamiento positivo: medidor de disco oscilante, medidor de pistón oscilante y medidor rotativo.

2.16.5.1 Medidor de Disco Oscilante

Este medidor (Figura 78) consta de una cámara circular, en la cual se encuentra instalado un disco plano cuya movilidad se encuentra limitada por una esfera en su centro y ésta se encuentra unida a un eje conectado a un sistema de engranes. Para iniciar la medición, el disco está dispuesto de tal forma que, al entrar el fluido, este choca con alguna de las caras del disco, provocando en uno de sus la dos un movimiento vertical de tal manera que habrá un momento en el que la otra cara del disco sea la que se ponga en contacto con un eje de salida, el cual transmite la rotación que ha sufrido convirtiéndolo en una medida de flujo volumétrico.

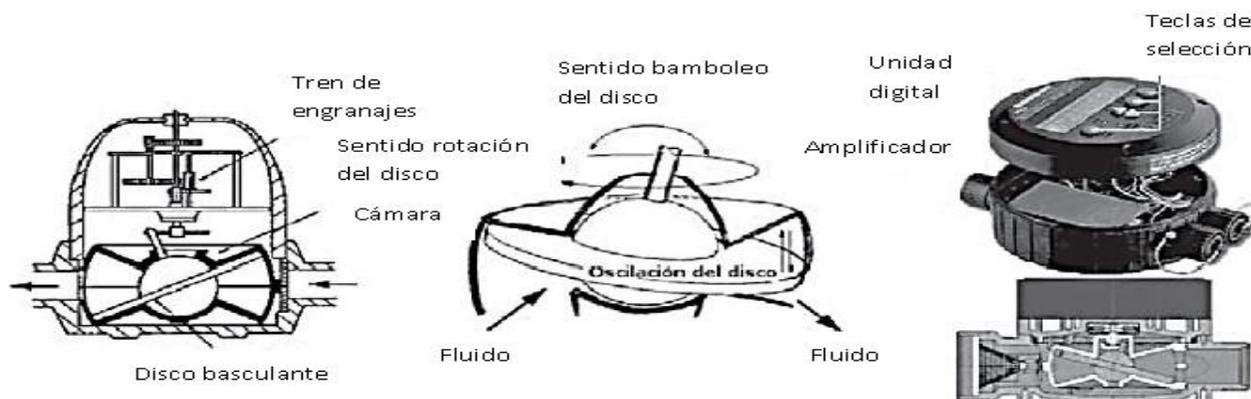
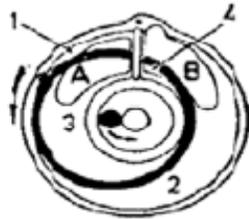


Figura 78. Componentes de un Medidor de Disco Oscilante (Antonio Creus, 2010)

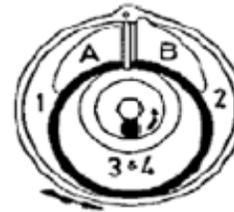
La exactitud del medidor de Disco Oscilante es del orden del +/-1% al +/-5%. La presión máxima de operación es de 1,450 psi, este medidor encuentra su mayor aplicación en agua y en aplicaciones donde la precisión no es de mayor importancia y se fabrica para pequeños tamaños de tubería.

2.16.5.2 Medidor de Pistón Oscilante

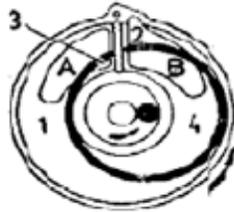
El medidor de Pistón Oscilante (Figura 79), se compone de una cámara de medida cilíndrica que una placa divisora que separa los orificios de entrada y de salida. La única parte móvil es un pistón cilíndrico que oscila suavemente en un movimiento circular entre las dos caras planas de la cámara, es provisto de una ranura en la placa divisora fija que hace de guía del movimiento oscilante. El eje del pistón al girar transmite su movimiento a un tren de engranajes y a un contador. El par disponible es elevado de modo que el medidor puede accionar los accesorios mecánicos que sean necesarios.



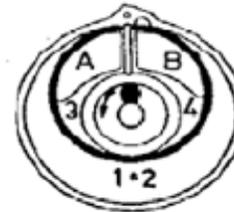
1 y 3 reciben líquido de A; 2 y 4 se descargan a través de B



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



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



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

Figura 79. Medidor de Pistón Oscilante (Antonio Creus, 2010)

Los diagramas de la figura anterior indican el movimiento del pistón desde que entra el líquido en la cámara hasta que ha sido medido y descargado

El medidor de Pistón Oscilante (Figura 80) es uno de los más comunes dentro de la industria petrolera. Utiliza un pistón cilíndrico posicionado en una estructura también cilíndrica de diámetro mayor, el flujo que atraviesa dicha estructura desplaza al pistón haciéndolo recorrer el interior de la estructura. El pistón se encuentra conectado con un eje de salida, el cual transmite la rotación que ha sufrido convirtiéndolo en una medida de flujo volumétrico.

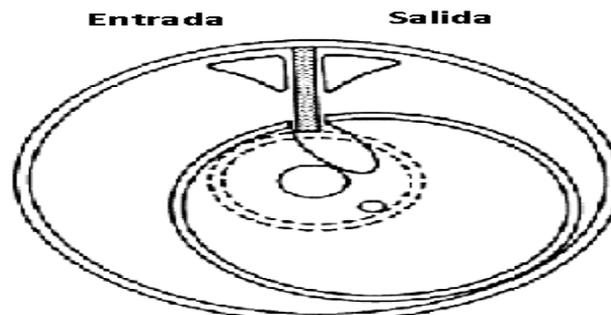


Figura 80. Representación de un medidor de flujo de pistón oscilante (Antonio Creus, 2010)

De manera general, el medidor de pistón oscilante consiste en un pistón montado excéntricamente dentro de un cilindro, dicho cilindro junto con el pistón tiene la misma longitud, pero con diferentes diámetros, el pistón al circular el flujo oscila alrededor de un separador de entrada para el fluido.

El medidor de pistón oscilante es utilizado para flujos en terminales de distribución y almacenamiento de petróleo, su exactitud es del orden del $\pm 1\%$, presiones máximas de operación son de 300 psi.

2.16.5.3 Medidor Rotativo

Este tipo de medidor tiene válvulas rotativas que giran excéntricamente rozando con las paredes de una cámara circular y transportan el líquido en forma incremental de la entrada a la salida. Se emplea mucho en la industria petroquímica.

Hay varios tipos de medidores rotativos, siendo los cicloidales, los de dos rotores (birrotor) y los ovales los más empleados.

-Tipo Cicloidal: Del tipo Cicloidal (Figura 81), contienen dos lóbulos del tipo *Root* engranados entre sí, que giran en direcciones opuestas, los cuales en un momento de su trayectoria atrapan o desplazan una cantidad de fluido, líquido o gas, y en otro momento los desplazan hacia la salida

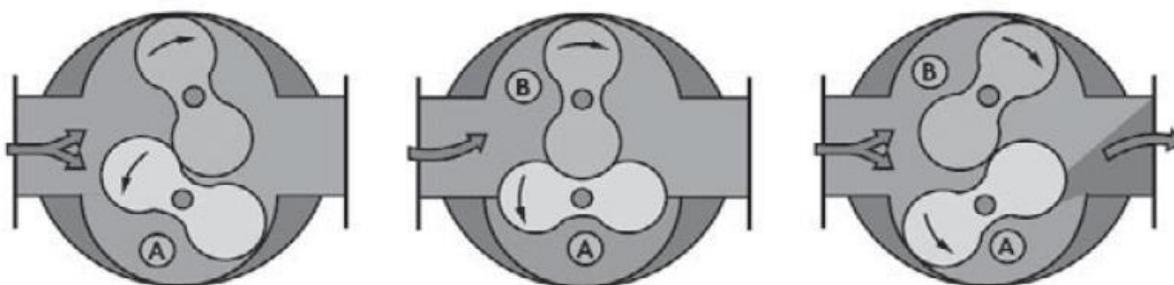


Figura 81. Medidor Cicloidal-Lóbulos Root (Antonio Creus, 2010)

Se fabrican en tamaños que van de 2 a 24", su exactitud es del orden del $\pm 1\%$ y su precisión en gasto volumétrico es baja debido a las aberturas que existen entre los lóbulos (Figura 82)

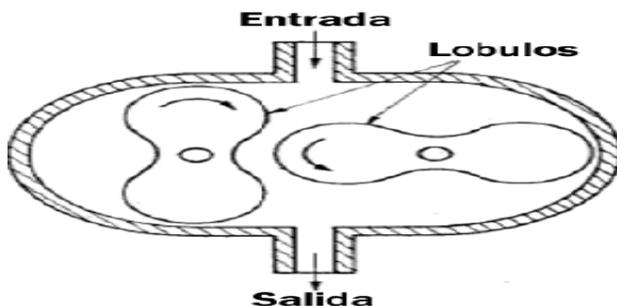


Figura 82. Medidor Cicloidal (Antonio Creus, 2010)

-Del Tipo Birrotor: Del tipo Birrotor (Figura 83), consta de dos rotores, sin contacto mecánico entre sí, que giran como únicos elementos móviles dentro de la cámara. La relación de giro mutuo se mantiene gracias a un conjunto de engranajes helicoidales totalmente cerrado y sin contacto con el líquido. Los rotores están equilibrados, estática y dinámicamente y se apoyan en rodamientos de bolas de acero inoxidable

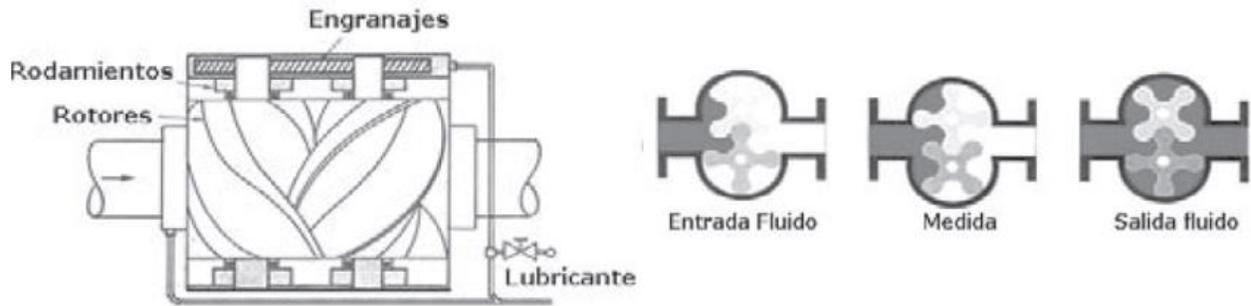


Figura 83. Medidor Birrotor (Antonio Creus, 2010)

Al no existir contacto mecánico entre los rotores, la vida útil es larga y el mantenimiento es sencillo. Son reversibles, admiten sobre velocidades esporádicas sin recibir daño alguno, no requieren de filtros, admiten el paso de partículas extrañas y permiten desmontar fácilmente la unidad de medida sin la necesidad de desmontar el conjunto completo, su exactitud es del orden del $\pm 0.2\%$ y presentan una pérdida de presión muy baja

-Del Tipo Oval: El medidor Oval (Figura 84), dispone de dos ruedas ovales que engranan entre sí y que tienen un movimiento de giro debido a la presión diferencial creada por el líquido. La acción del líquido va actuando alternativamente sobre cada una de las ruedas dando lugar a un giro suave de un par casi constante. La cámara de medida y las ruedas están mecanizadas con gran precisión para conseguir un deslizamiento mínimo entre las mismas. Así la medida es prácticamente independiente de variaciones en la densidad y en la viscosidad del líquido.

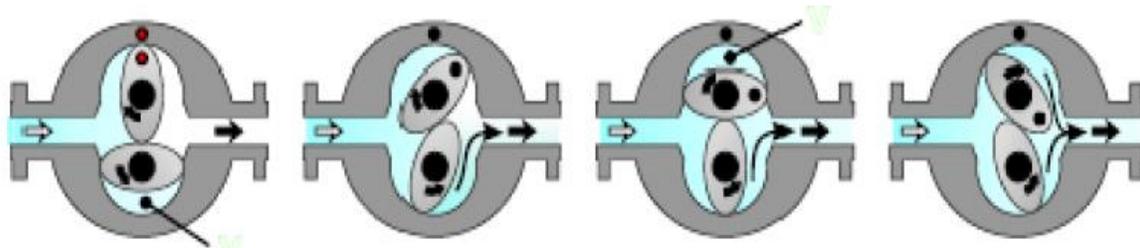


Figura 84. Medidor Oval (François Dulhoste, 2016)

El fluido a medir debe circular a través del equipo produciendo el giro de los ovals por medio de engranajes que están alojados dentro de la cámara de medición (Figura 85). Cada media revolución del engranaje transfiere un volumen de fluido que es exactamente el volumen que existe entre la cámara de medición y el engranaje. Como existen dos engranajes, por cada vuelta completa se transfiere un volumen equivalente a 4 cámaras. El giro de engranaje es transmitido a la unidad electrónica mediante un imán capaz de generar un pulso por cada revolución de este.

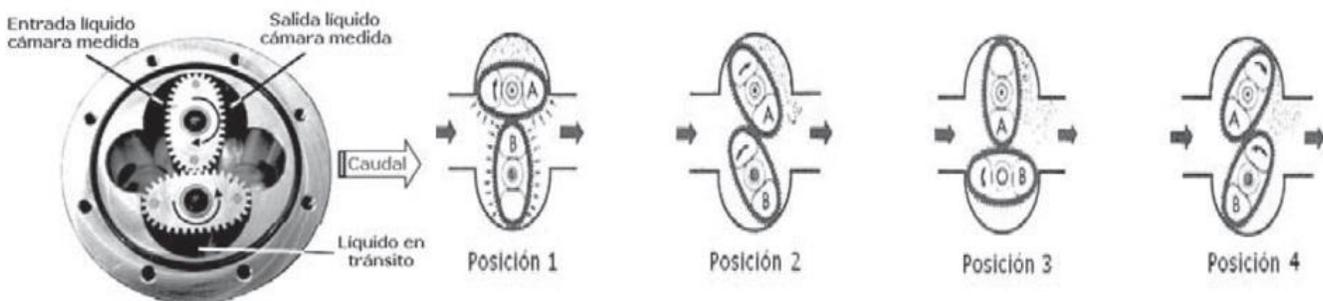


Figura 85. Funcionamiento Medidor Tipo Oval (Antonio Creus, 2010)

En la posición 1 el fluido ejerce una fuerza hacia la derecha en el engranaje A, sin ejercer ninguna fuerza sobre el engranaje B, ya que este es perpendicular al flujo del fluido. En la posición 2, el fluido inicia una fuerza sobre el engranaje B. En la posición 3 solo se ejerce una fuerza sobre el engranaje B. Finalmente, en la posición 4 se inicia una fuerza sobre el engranaje A para regresar a la posición 1.

El medidor tipo Oval tiene una pérdida de presión comparativamente baja en comparación con otro tipo de medidores, lo que significa un ahorro de energía y posibilidad de utilización en instalaciones con flujo por gravedad.

b) Medidores Másicos

Los medidores másicos están diseñados para medir directamente el gasto de fluido en unidades de masa, tal como kg/s , en lugar de medir el gasto de fluido en unidades de volumen en m^3/s como lo hacen los medidores volumétricos. Los medidores de gasto másico se enfocan a aquellas situaciones en las que la exactitud y precisión de la medición son importantes.

El gasto másico de un fluido Q_m , es la cantidad de masa que pasa por una sección transversal de tubería por unidad de tiempo, es decir:

$$Q_m = m/t \quad (1.39)$$

$$Q_m = \text{Gasto Másico} \left[\frac{kg}{s} \right]$$

$$m = \text{Masa del fluido} [kg]$$

$$t = \text{Intervalo de Tiempo} [s]$$

O bien, el gasto másico es el producto de la densidad por el gasto volumétrico, es decir:

$$Q_m = \rho A v = \rho Q_v \quad (1.40)$$

$$Q_m = \text{Gasto Másico} \left[\frac{kg}{s} \right]$$

$$A = \text{Sección transversal de tubería por donde se desplaza el fluido} [m^2]$$

$$v = \text{velocidad a la cual se desplaza el fluido} [m/s]$$

Lo anterior solo es válido para las mismas condiciones de presión y temperatura, y la densidad medida a la misma presión y temperatura.

Los medidores másicos tienen una gran ventaja ya que estos no se ven afectados por los parámetros de presión y temperatura, recordar que “La masa no se crea ni se destruye, solo se transforma”.

Si bien, en la industria se utilizan medidores de gasto volumétrico, pero en ocasiones interesa medir el gasto másico, lo anterior en función de la presión, temperatura o densidad, de forma que dan como resultado final el gasto en unidades de masa, o bien, por medio de medidores obtienen directamente el gasto en masa (Medidor Másico Térmico y Medidor de Coriolis).

Los medidores de gasto másico operando con medidores de gasto volumétrico con compensación de densidad, se basan en transmitir la densidad a partir de las medidas de presión y temperatura del fluido, al medidor volumétrico y aplicar una simple operación de multiplicar para obtener el gasto másico.

Se sabe que el gasto másico, es igual a la densidad por el gasto volumétrico. Para ciertos fluidos es posible calcular la densidad si se conoce su temperatura. A veces y en particular con los gases, también se necesita la presión. Es fácil conseguir sondas de temperatura y transductores de presión que proporcionen los datos necesarios. La densidad de algunos fluidos se mide directamente con un densímetro. Las señales que se relacionan con el gasto, temperatura, presión, gravedad específica y densidad, se introducen en dispositivos electrónicos especiales que realizan el calculo $Q_m = \rho A v = \rho Q_v$.

2.16.6 Medidor por efecto Térmico

Miden el gasto másico directamente y se basan en la elevación de la temperatura del fluido en su paso por un cuerpo caliente. El medidor Másico Térmico (Figura 86) consiste en una fuente eléctrica de alimentación que proporciona un calor constante al punto medio de la tubería por la cual circula el fluido. En puntos equidistantes de la fuente de calor se encuentran sondas de resistencia para medir la temperatura.

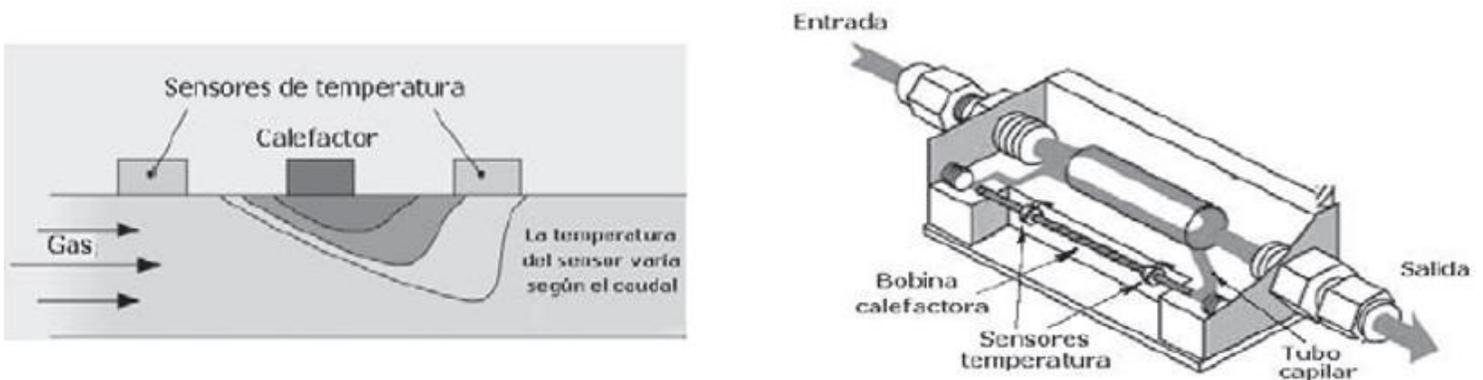


Figura 86. Esquema Medidor Térmico (Antonio Creus, 2010)

Este tipo de medidores se basa en la elevación de temperatura ya que el fluido circula y tiene contacto con un elemento de calentamiento que se encuentra en el centro del tubo, además en el interior se encuentran dos sensores de temperatura que miden la diferencia de temperaturas entre dos puntos diferentes (Figura 87). Esta diferencia es proporcional a la masa que circula a través de la tubería. El sistema está conectado a un puente de Wheastone que determina la diferencia de temperaturas. Cuando el fluido circula existe un diferencial de temperaturas, ya que los sensores se enfrían o se calientan y ocurre lo contrario si el fluido no circula. La diferencial de temperatura está directamente relacionada con el flujo circulante

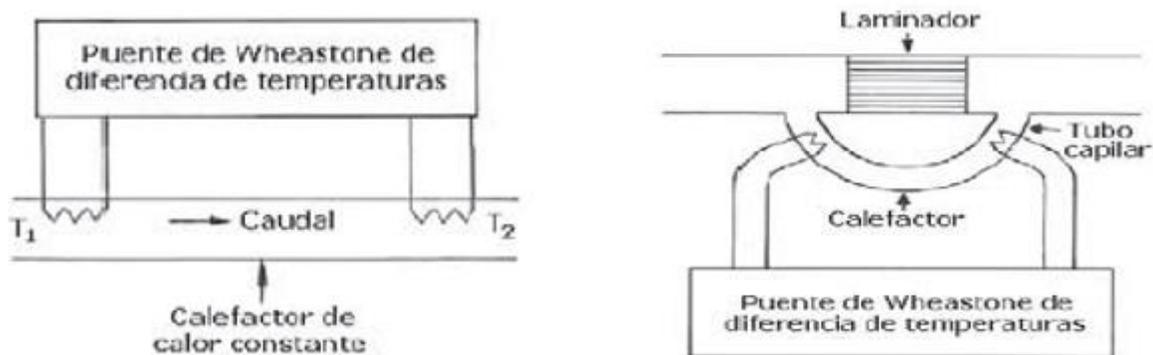


Figura 87. Puente Wheastone para determinar la diferencia de temperaturas (Antonio Creus, 2010)

Midiendo el cambio de temperatura y el flujo de calor introducido, se puede obtener el flujo másico que circula por la tubería. La medición de la temperatura tiene principal importancia en el flujo de gases debido a su alta dependencia a este parámetro. El Medidor Másico por efecto térmico es ideal para la medida y control de pequeños gastos de gas y muy pequeños gastos de líquido, este medidor proporciona una elevada precisión y muy buena repetibilidad.

En este medidor no hay obstrucciones al paso del gasto del fluido y en cuanto a la medición del gas, el gas debe estar seco y libre de partículas, tiene una respuesta lenta y debe ser calibrado para un gas o una mezcla de gases determinada.

2.16.7 Medidor Coriolis

El efecto Coriolis hace que un objeto que se mueve sobre el radio de un disco en rotación tienda a acelerarse con respecto a ese disco según si el movimiento es hacia el eje de giro o alejándose de éste.

Dicho término fue usado al principio en artículos meteorológicos y de oceanografía hasta finales del siglo XIX, en cambio el concepto de "Fuerza Coriolis" comenzó a ser aplicado a partir del siglo XX. Hoy en día podemos verlo implementado en distintos campos, en la milicia se aplica el concepto para calcular la trayectoria de los misiles de largo alcance, en la industria aeroespacial para trazar las rutas que deben seguir los aviones para llegar a su destino, incluso en nuestros hogares podemos observar este efecto al quitar un tapón en el lavabo.

La mayoría pueden medir la densidad del fluido en adición de la tasa de flujo másico. Por consiguiente, ya que el gasto volumétrico es igual a la tasa de flujo másico dividido entre la densidad, el paquete electrónico asociado puede ser programado para visualizar el gasto volumétrico. En este punto, los medidores Coriolis se convierten en medidores de gasto volumétrico.

Aunque medir la temperatura no es primordial para determinar el gasto, muchos medidores Coriolis incluyen un sensor de temperatura para compensar el pequeño cambio en la dureza del tubo con la temperatura.

-Principio de Operación: Como se mencionó anteriormente, el matemático francés observó que un objeto de cierta masa "m" con una velocidad lineal "V" que se desplaza a través de una superficie giratoria, el cual gira con una velocidad angular constante ω , experimentara una velocidad tangencial (velocidad angular x radio de giro), y esta velocidad será mayor, tanto mayor sea la distancia a la que se encuentra el objeto del centro de la superficie giratoria. De esta manera, si el objeto móvil se desplaza del centro de la superficie a la periferia, sufrirá un incremento gradual de su velocidad tangencial, con lo cual se puede decir que se le está aplicando una aceleración, por lo tanto, una fuerza sobre su masa.

Debido a que el radio de giro va aumentando, la velocidad tangencial también varía, con lo que se concluye que una variación de velocidad altera su aceleración que, a su vez, es debido a una fuerza que se ejerce sobre el objeto. Estas son, respectivamente, la aceleración y la fuerza Coriolis. Se puede concluir entonces que la fuerza de Coriolis es una manifestación de la inercia del objeto según la primera ley de conservación del movimiento de Newton. Así mismo, también es válida la segunda ley de Newton (Fuerza igual a masa por aceleración), con lo que, al hacer circular el fluido por un tubo especial provisto de un mecanismo de vibración y de sensores, la fuerza que se desarrolla dentro permite determinar el gasto másico del fluido.

Un medidor Coriolis básico (Figura 88), consiste en dos tubos curvos (solo uno visible aquí) a través de los cuales pasa el flujo por un controlador electromagnético en el medio y sensores de movimiento en ambos extremos



Figura 88. Medidor Coriolis Básico ("Tom O' Banion", 2013)

De la siguiente manera puede entenderse el Teorema de Coriolis, si colocamos una bola de acero que actuará como freno en el centro de un disco giratorio, que previamente fue bañado con aceite, y si este disco se hace girar, la bola comienza a describir una línea curva hasta salir del disco. Durante el recorrido, la bola tiene una velocidad tangencial igual a la velocidad angular del disco, multiplicada por la distancia al centro de giro. Esta velocidad tangencial aumenta conforme la bola se aleja del centro del disco, y como se ha mencionado antes, deja ver la existencia de una aceleración, y al ser aplicado a un objeto, se puede evidenciar la presencia de una fuerza, como se observa en la (Figura 89)

Sobre la bola actúa una aceleración (Coriolis) debido a una fuerza (Coriolis)

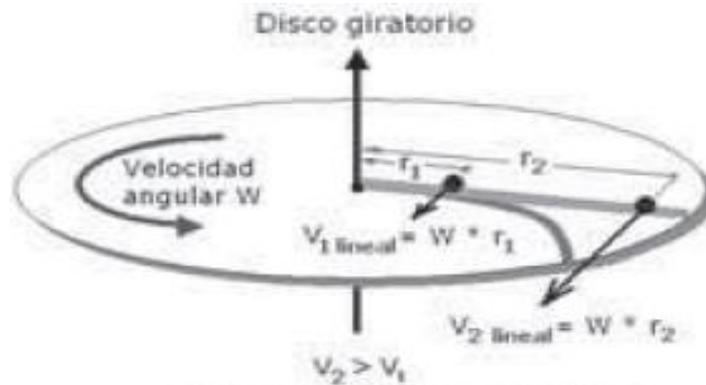


Figura 89. Ejemplo de la Fuerza Coriolis (Antonio Creus, 2010)

El efecto Coriolis es aquel que ejerce la rotación de la Tierra sobre los objetos que se mueven sobre su superficie, provocando que durante su movimiento los cuerpos experimenten una desviación en su trayectoria.

Su funcionamiento se desglosa en la segunda ley de Newton "Fuerza es igual a masa por aceleración"

$$F = m * a \quad (1.41)$$

$F = \text{Fuerza [N]}$

$m = \text{masa [kg]}$

$$a = \text{Aceleración} \left[\frac{m}{s^2} \right]$$

Los medidores Másicos por efecto Coriolis son algunos de los más sencillos de usar y se pueden emplear en ambientes corrosivos. Su funcionamiento está en función de la densidad y del volumen medido.

Estos medidores constan básicamente de dos unidades:

1-. Unidad Sensor: Los fluidos que pasan a través del sensor son forzados a adquirir el movimiento vertical del tubo que vibra. Cuando el tubo está en movimiento hacia arriba durante la mitad del ciclo de vibración, el fluido que está pasando a través del tubo ejerce una fuerza opuesta al movimiento hacia arriba y tiende a empujar al tubo hacia abajo. Una vez que el fluido atraviesa la curvatura del tubo y comienza a salir del sensor, el fluido empuja el tubo hacia arriba. Estos dos movimientos opuestos hacen que los tubos se deformen. Cuando el tubo se está moviendo hacia abajo en la segunda mitad del ciclo de vibración este se retuerce o deforma en dirección opuesta al movimiento. Esta característica es llamada efecto Coriolis.

2-. Unidad Electrónica: La unidad electrónica proporciona información del sensor, como salidas, actuando como el cerebro del sistema para proporcionar las indicaciones de variación de frecuencia. Ejecuta todos los cálculos necesarios para obtener los valores de la variable del fluido medido y los comunica al transmisor para que puedan ser visualizados por el operador.

-Principio de Funcionamiento: Los medidores másicos por efecto Coriolis varían su forma de acuerdo con el fabricante, sin embargo, su principio de funcionamiento es el mismo. El gasto volumétrico es proporcional al gasto de flujo másico siempre y cuando la densidad se mantenga constante.

Principio de Funcionamiento del medidor Coriolis de un tubo en el lazo en forma de Ω (Figura 90):

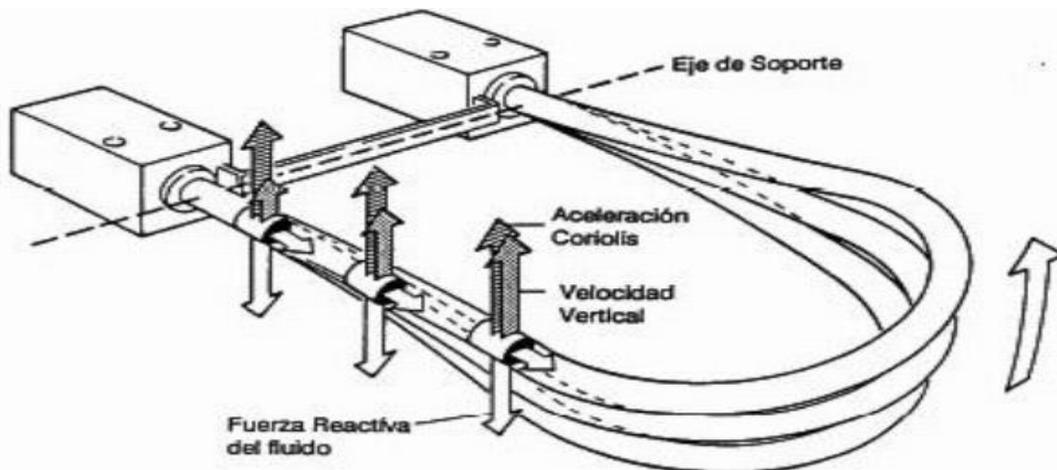


Figura 90. Representación de la Fuerza Coriolis y velocidad vertical del flujo en el extremo de entrada del sensor (Antonio Creus, 2010)

1-. El lazo es obligado a vibrar a su frecuencia natural por medio de una bobina electromagnética que lo mueve hacia arriba y hacia abajo creando una velocidad angular " ω " alrededor del eje de la base. Las vibraciones introducidas al lazo por la bobina electromagnética y el momento de oscilación generado como respuesta del efecto Coriolis originan desplazamientos como se muestran en la (Figura 91)

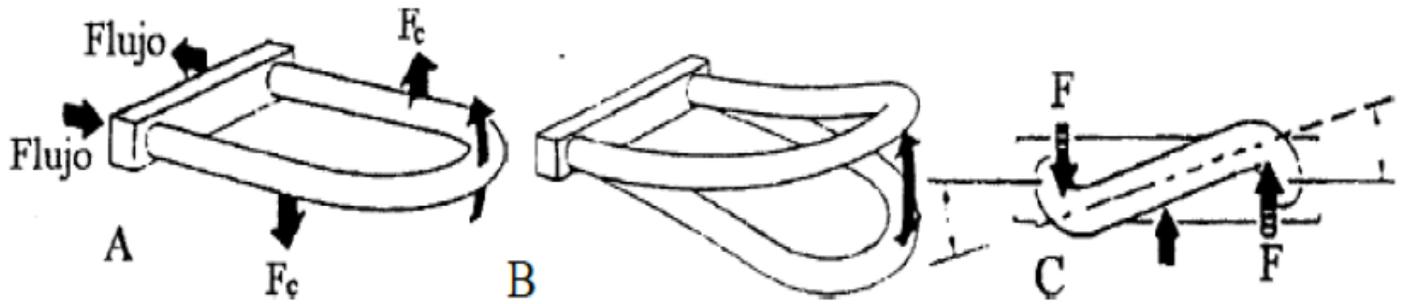


Figura 91. Ilustración del efecto Coriolis (Antonio Creus, 2010)

2-. A medida que el fluido se mueve a través del lazo, el fluido es forzado a formar una oscilación vertical, el cual se incrementa a medida que el fluido entra en el lazo y decrece a medida que sale del mismo.

3-. Durante el medio ciclo de vibraciones, cuando el lazo se mueve hacia arriba, el fluido que entra al lazo opone resistencia empujando el tubo hacia abajo. Recíprocamente, el fluido que sale del lazo se resiste disminuyendo su momento vertical y empujando hacia arriba contra el tubo.

4-. Esta combinación de fuerzas resistivas hace que se produzca una oscilación en el lazo. A esto se le conoce como "Efecto Coriolis"

5-. Durante el otro medio ciclo de vibración, cuando el lazo se mueve hacia abajo, la oscilación resultante será en la dirección opuesta.

6-. La magnitud de la oscilación del tubo sensor, es directamente proporcional al flujo másico a través de este, ya que el tubo oscila en proporción al gasto másico que fluye por él.

7-. En cada lazo se colocan sensores electromagnéticos para medir la velocidad del tubo en esos dos puntos. Cualquier diferencia entre esas dos señales de velocidad es causada por un torcimiento del lazo. Los sensores envían esta información a la unidad electrónica donde es procesada y convertida en una señal de flujo másico.

En los instrumentos de doble tubo, los dos tubos vibran y se tuercen desfasados 180° y la oscilación combinada determina el flujo másico:

1-. Los sensores se ubican en la entrada y salida de cada tubo, de tal forma que el movimiento oscilatorio y el gasto másico, se pueden medir con precisión. Además de la medición directa del gasto másico, los sensores miden la densidad del líquido.

2-. Los tubos sensores vibran en su frecuencia habitual de tal forma que cuando cambia la densidad del líquido, también cambia la frecuencia de vibración del tubo, por lo anterior, el resultado es una medición de gran precisión de la densidad del fluido que ingresa al tubo.

3-. Cuando no hay gasto, los extremos de entrada y salida de los tubos sensores, se sincronizan entre sí (oscilan entre si al mismo tiempo) y cuando si hay gasto, el fluido produce una resistencia contra la fuerza perpendicular causada por la vibración, lo cual hace que los tubos oscilen en proporción al gasto másico que fluye por ellos (no oscilan entre si al mismo tiempo)

-Obtención del gasto másico: Cuando el fluido fluye en el lazo, el fluido es forzado a tomar la velocidad vertical creciente (velocidad angular) " ω " en el momento que entra al lazo y decreciente cuando sale del

mismo, por lo cual aparece la aceleración Coriolis. La velocidad “ ω ” es perpendicular a la velocidad lineal del fluido.

La aceleración Coriolis está dada por

$$\vec{a}_c = 2 \times \vec{V} \times \vec{\omega} \quad (1.42)$$

$\vec{a}_c =$ *Aceleración de Coriolis* [m/s^2]

$\vec{V} =$ *Velocidad lineal del fluido a lo largo del tubo* [m/s]

$\vec{\omega} =$ *Velocidad angular del eje del tubo (movimiento del tubo)* [rad/s]

Por la segunda ley de Newton queda

$$\vec{F}_c = 2m(\vec{\omega} \times \vec{V}) \quad (1.43)$$

$\vec{F}_c =$ *Fuerza de Coriolis* [N]

$m =$ *Masa del fluido contenido en el tubo recto de longitud L* [kg/m]

Para determinar el flujo másico se requiere determinar la oscilación creada en el lazo por la fuerza de Coriolis actuando sobre el mismo, que son F_1 y F_2 actuando en direcciones opuestas sobre el lazo (ver Figura 92)

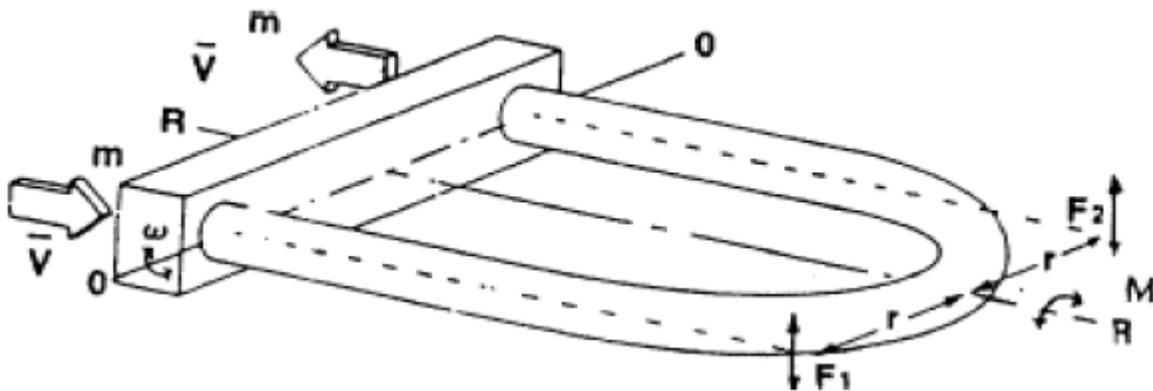


Figura 92. Diagrama de variables que intervienen en el medidor Coriolis (Antonio Creus, 2010)

El lazo vibra alrededor del eje O-O debido a la acción de la bobina electromagnética y las fuerzas de Coriolis crean un momento Oscilatorio (M) alrededor del eje R-R. Este movimiento oscilatorio viene dado por

$$M = F_{c1} \times r_1 + F_{c2} \times r_2 \quad (1.44)$$

$M =$ *Momento Oscilatorio* [$N.m$]

$F_{c1} =$ *Fuerza Coriolis 1* [N]

$F_{c2} =$ *Fuerza Coriolis 2* [N]

$r_1 =$ *Distancia 1* [m]

$r_2 = \text{Distancia 2 [m]}$

Pero:

$$F_{C1} = F_{C2} = F_C \quad (1.45)$$

$$r_1 = r_2 \quad (1.46)$$

Entonces:

$$M = 2 \times F_C \times r \quad (1.47)$$

Combinando las expresiones anteriores se obtiene:

$$M = 4 \times \omega \times r \times m \times V \text{ [N.m]} \quad (1.48)$$

La velocidad lineal del fluido "V" se define como la longitud por unidad de tiempo

$$V = \frac{L}{\Delta t} \left[\frac{m}{s} \right] \quad (1.49)$$

$L = \text{Longitud del lazo [m]}$

$\Delta t = \text{Tiempo en que tarda el lazo en pasar dos veces consecutivas por el punto neutro [s]}$

De igual forma " Δt " es la diferencia de tiempo entre las señales que emiten los sensores de posición y está relacionada con el ángulo de torsión " θ ", esas diferencias de tiempo indican cuando una parte del tubo esta hacia arriba y la otra parte del tubo esta hacia abajo.

El gasto másico " Q_m ", como ya se explicó anteriormente, es la cantidad de masa que pasa por una sección transversal de tubería por unidad de tiempo

$$Q_m = \frac{m}{\Delta t} \left[\frac{kg}{s} \right] \quad (1.50)$$

Ahora bien, tomando en cuenta que el Momento oscilatorio está en términos de la masa "m" del fluido contenida en el tubo recto de longitud L y de la velocidad lineal del fluido "V", recordando que $\vec{F}_C = 2m(\vec{\omega} \times \vec{V})$, el momento oscilatorio queda de la siguiente forma:

$$M = 2 \times F_C \times r = 4 \times \omega \times r \times m \times V = 4 \times \omega \times r \times Q_m \text{ [N.m]} \quad (1.51)$$

Considerando también el material del que está hecho el tubo, encontraremos que K_S es la constante de elasticidad del tubo y θ el ángulo de torsión, la fuerza de torsión (T) del tubo se describe a continuación

$$T = K_S \times \theta \quad (1.52)$$

esta fuerza de torsión es equivalente al par creado respecto al eje del tubo, ya que este par, al involucrar sentidos contrarios, se hace similar a dicha torsión. Por lo tanto, $M = T$

$$4 \times \omega \times r \times Q_m = K_S \times \theta \quad (1.53)$$

Finalmente, al igualar la ecuación, se obtiene el gasto másico

$$Q_m = \frac{K_S \times \theta}{4 \times \omega \times r} \quad (1.54)$$

De esta manera, el ángulo de torsión del tubo medido con dos sensores, situados uno por encima y otro por debajo de la línea del eje, determinara el gasto que pase por el tubo.

La constante de elasticidad del tubo, K_S , tiene por expresión

$$K_S = S_k(20^\circ\text{C}) \times (1 + S_{kt} \times (T - 20^\circ\text{C})) \quad (1.55)$$

S_{kt} = *Coficiente de corrección de temperatura del material*

S_k = *Constante del sensor a 20°C*

T = *Temperatura [°C]*

Los sensores magnéticos de posición se encuentran situados en el centro del tubo y combinan dos intervalos de tiempo, uno del movimiento hacia abajo del tubo y otro tubo del movimiento hacia arriba. De este modo, la diferencia de las ondas se traduce en impulsos.

La diferencia en (Δt) entre las señales que emiten los sensores de posición está relacionada con el ángulo de torsión θ , ya que como se describió antes, estas diferencias temporales indican cuando una parte del tubo esta hacia arriba y la otra hacia abajo, así como la velocidad del fluido (V) cuando se encuentra en el punto medio del tubo, por lo tanto

$$\text{tangente}\theta = \frac{V}{2r} \times \Delta t \quad (1.56)$$

V = *Velocidad del fluido [m/s]*

r = *Distancia de la mitad al extremo del medidor [m]*

Δt = *Diferencia de tiempo [s]*

y como el ángulo de torsión es muy pequeño, resulta

$$\theta = \frac{L\omega}{2r} \times \Delta t \quad (1.57)$$

Ahora bien, sustituyendo la ecuación anterior en la ecuación $Q_m = \frac{K_S \times \theta}{4 \times \omega \times r}$, resulta

$$Q_m = \frac{K_S \times L}{8r^2} \Delta t \quad (1.58)$$

De esta última expresión se entiende que el gasto másico solo es proporcional al intervalo de tiempo registrado por los sensores, a las constantes y propiedades del tubo. Es decir, el gasto másico es independiente de (ω) (frecuencia de vibración del tubo).

El cálculo del flujo másico en el medidor Coriolis no depende de las frecuencias que las vibraciones presentan, sino del tiempo de respuesta que los sensores cuantifiquen (Figura 93). Sin flujo de fluido en

el tubo, las vibraciones en este son uniformes y el tiempo de respuesta es el mismo, ya que el tubo es percibido al mismo tiempo por los sensores. Con el fluido en circulación se crea un par Coriolis que altera dichas vibraciones, creando una torsión en el tubo, lo cual hace que los sensores lo capten a diferentes tiempos, y con ello se determina el flujo másico

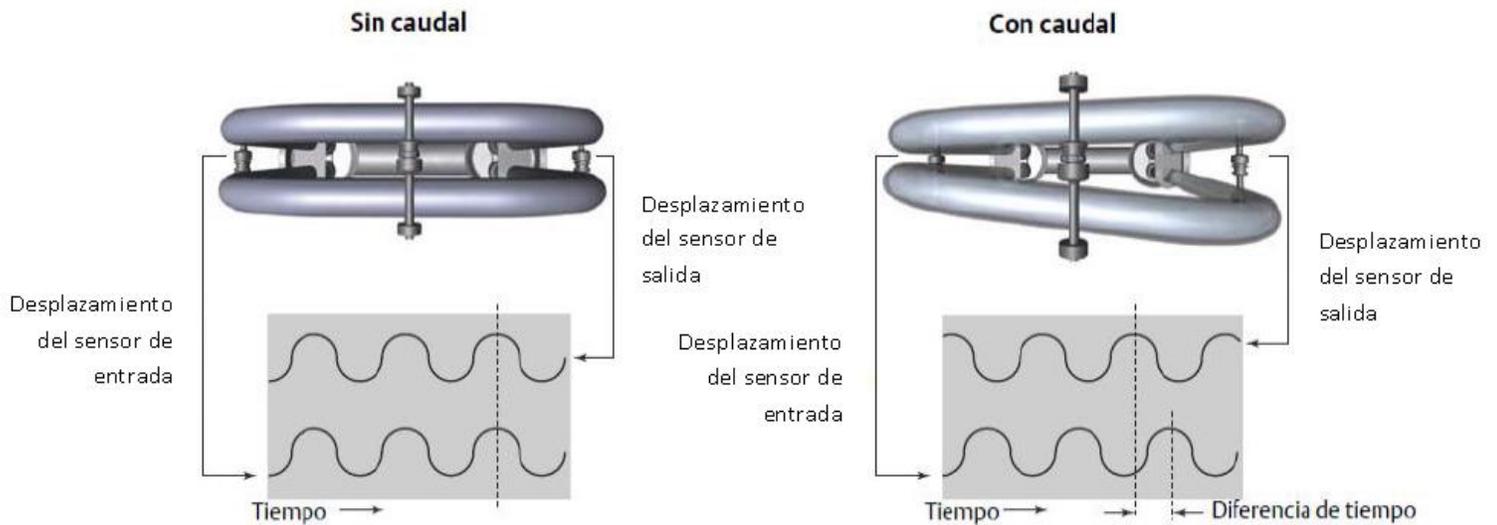


Figura 93. Tiempo de recepción de señal de los receptores, con y sin flujo circulando ("Tom O' Banion", 2013)

Otra de las operaciones que ofrece este medidor, es la determinación de la densidad del fluido. Esto lo realiza aprovechando el mismo principio de Coriolis, para este fin se usa la frecuencia con la que el tubo se tuerce, ya que se ha comprobado que el tubo presenta una mayor frecuencia en las vibraciones cuando se hace pasar a través del tubo un fluido de baja densidad, caso contrario, cuando el fluido es de una mayor densidad la frecuencia en las vibraciones es mucho menor.

Así que conociendo los periodos de vibración del tubo T_a , T_b para dos fluidos A y B a una temperatura conocida, es posible determinar la densidad $\left[\rho \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right) \right]$ de un fluido midiendo el periodo T de la vibración y su respectiva temperatura.

Los fabricantes de medidores tipo Coriolis usan diversas técnicas para monitorear la magnitud de la torsión y procesar las señales medidas obteniendo información utilizable de medición. Al incrementar el gasto, la compensación en la posición o la distorsión medida en la entrada y salida del tubo incrementa también. Muchos medidores determinan la densidad usando la frecuencia de vibración natural de los tubos dada por la rigidez de estos. Ya que el volumen del fluido en el tubo el volumen es constante, un cambio en la densidad del fluido causa un cambio en la masa que está siendo transportada. Cuando la masa del tubo cambia, la frecuencia natural en el tubo también lo hace y este cambio es detectado por los sensores. La frecuencia natural es directamente proporcional a la densidad del fluido dentro del tubo.

La ventaja fundamental de los medidores Coriolis es que proveen en tiempo real la densidad y el gasto. Dado que la lectura de salida es directamente proporcional al gasto, no hay necesidad de compensar por temperatura o presión, eliminando así la necesidad de usar computadoras sofisticadas encargadas de integrar la información medida por distintos dispositivos y mostrar complejos cálculos.

Al ser un solo dispositivo el que entrega toda esta información, son menos los instrumentos para calibrar, instalar y a los cuales darles mantenimiento. Además, el medidor Coriolis es bidireccional, posibilitando el manejo de flujo en cualquier dirección sin necesidad de ajustarse.

La precisión en la medición de líquido comúnmente se encuentra en el 0.10%, en algunos equipos hasta 0.05%. Los medidores Coriolis se consideran lo más precisos de la industria, tanto así que otros tipos de medidores de flujo se calibran haciendo uso de un Coriolis. Para el flujo de gas encontramos medidores con precisión de hasta 0.25% aunque lo más común es de 0.35%+/-0.5%

Para la densidad del líquido la precisión es de $0.0002 \left[\frac{gr}{cm^3} \right]$. La tecnología más reciente en estos medidores ofrece la opción de verificar el estado en el que se encuentran, por lo que se pueden realizar diagnósticos en tiempo real, así como verificar la consistencia de información que está siendo entregada por el equipo.

Al no tener partes móviles, los medidores Coriolis requieren menos mantenimiento comparado con los que si tiene partes móviles, lo que reduce el riesgo de exponer el material al personal en el proceso de recalibración, haciendo que la condiciones en el área de trabajo sean más seguras. Estos equipos no requieren largas secciones de tubería para carga y descarga, por lo tanto, los gastos de instalación son menores. Uno de los inconvenientes en el uso de medidores Coriolis es que los costos de adquisición son bastantes altos en comparación y relación con otros medidores de flujo. Estos se encuentran disponibles de acuerdo con los diámetros de la tubería. De esta manera, para tuberías con diámetros mayores a 14 o 16 pulgadas, el peso incrementa drásticamente. Por ejemplo, dada una línea de descarga con 12 pulgadas de diámetro el medidor pesa 1,000 libras. En este sentido, de acuerdo con su tamaño, su precio también incrementa considerablemente resultando inviables en áreas donde el valor del fluido extraído no logra cubrir el costo.

Se han encontrado casos en los que estos medidores presentan problemas cuando cierta cantidad de gas se ha mezclado con la corriente de líquido, sin embargo, en las recientes actualizaciones a estos equipos incluyen un calibrador automático para estos casos. Como en la mayoría de los medidores de flujo, se sugiere que el recipiente del medidor esté completamente lleno de líquido, para así, obtener certeza a la hora de interpretar los resultados.

De forma general los medidores Coriolis (Figura 94) miden el caudal másico y la densidad del fluido, consisten en un sensor y un transmisor, un sensor típico tiene uno o dos tubos a través del cual se desplaza el fluido, el transmisor Coriolis energiza el sensor el cual procesa la señal de salida de dicho sensor y genera la señal que será procesada por el equipo auxiliar (Computador de Flujo)



Figura 94. Ejemplo de Medidor Coriolis ("Tom O' Banion", 2013)

La conclusión en el uso de los medidores monofásicos es la de cuantificar los volúmenes que se pueden transferir en la comercialización de los hidrocarburos, por lo cual se busca realizar la cuantificación de los volúmenes de hidrocarburos con la mayor exactitud, disminuyendo la incertidumbre que cada medidor puede generar, el cual se verá reflejado en los balances de producto que se puedan hacer y afectando directamente los ingresos económicos que se puedan generar en este proceso.

2.17 Principales Ventajas y Desventajas de los Medidores Monofásicos

Con el fin de proporcionar una idea general de las especificaciones técnicas de los medidores dinámicos monofásicos intrusivos y no intrusivos, a continuación, se describen algunas de las ventajas y desventajas más importantes de estos, con ello se podrá seleccionar cual es el más adecuado para medir la corriente de gas o de líquido.

- **Medidores no intrusivos:** Estos manejan diferentes principios de operación (caídas de presión, técnicas magnéticas, técnicas sónicas, efecto Coriolis, etc.), razón por lo que son más complejos y costosos que los medidores intrusivos, y estos funcionan o trabajan para diferentes condiciones de flujo.
- **Medidores intrusivos:** Son fáciles de operar e instalar, sus elementos estas sometidos a desgastes por lo que generan una caída de presión adicional, estos medidores menos costosos que los no intrusivos

Uno de los factores con más importancia en el diseño de un sistema o mecanismo de medición es su exactitud, ya que errores aparentemente pequeños en el manejo de grandes volúmenes de hidrocarburos, se convierten en grandes pérdidas, por tal motivo, es de suma importante la selección del medidor monofásico más conveniente o adecuado a emplear en el sistema de medición.

En la siguiente tabla se muestran unas de las principales ventajas y desventajas de los medidores monofásicos, lo anterior con el propósito de dar una idea general de los sistemas o mecanismos de medición.

Medidor	Ventajas	Desventajas
Placa de Orificio	1-. Adecuado para líquidos y gases. 2-. Bajo Costo 3-. Fácil instalación y/o reemplazo 4-. No tiene partes móviles 5-. Disponible en diferentes tamaños y modelos. 6-. Amplia variedad en diámetros estándar desde ½ "hasta 40". 7-. Precisión: 0.6 a 2 % 8-. Rangeabilidad: 4:1	1-. Tienen mayor pérdida de presión en comparación con el Venturi y Tobera. 2-. Requieren longitudes de tramo recto aguas arriba. 3-. Grandes pérdidas de presión. 4-. Baja precisión 5-. Rango de flujo limitado.
Tubo Venturi	1-. Se caracteriza por producir una menor perdida de presión en comparación con la placa de orificio y la tobera de flujo. 2-. Su capacidad de flujo es 1.6 veces o 60% mayor que la placa de orificio.	1-. Elevado Costo para su adquisición. 2-. Requiere gran sección o grandes tamaños de tubería para su instalación.

	<p>3-. Relativamente gran precisión de medición y baja incertidumbre.</p> <p>4-. No tiene partes móviles y es atractivo para manejar fluidos viscosos.</p> <p>5-. Permiten el paso de fluidos con un porcentaje relativamente alto de sólidos.</p> <p>6-. Precisión: 0.6 a 2 %</p> <p>7-. Rangeabilidad: 5:1</p>	
Turbina	<p>1-. Buena precisión.</p> <p>2-. Buena repetibilidad y rangeabilidad.</p> <p>3-. Bajas caídas de presión.</p> <p>4-. Aplicaciones para amplios rangos de presión y temperatura.</p> <p>5-. Permite la medición con fluidos no conductores, gases y líquidos sin sólidos suspendidos.</p> <p>6-. Precisión: 0.2 %</p> <p>7-. Rangeabilidad: 20:1</p>	<p>1-. Relativamente caros y no aptos para fluidos de alta viscosidad.</p> <p>2-. Los vórtices en el flujo les afectan fácilmente (esta situación se puede corregir usando un acondicionador de flujo aguas arriba de la turbina).</p> <p>3-. Tiene partes móviles (turbinas) y por consecuencia el desgaste mecánico de las turbinas causa desviaciones y reduce su vida operativa</p> <p>4-. Si el fluido llegara a contener partículas sólidas suspendidas es necesario un filtro aguas arriba de la turbina.</p> <p>5-. Se daña con fluido bifásicos (líquidos y gas)</p> <p>6-. Requiere una buena filtración.</p>
Vortex (Vórtice)	<p>1-. Mínimo mantenimiento.</p> <p>2-. No contiene partes móviles.</p> <p>3-. Se utiliza en la medición de líquidos y gases (se recomienda más para gas).</p> <p>4-. Buena Precisión y Linealidad.</p> <p>5-. Relativamente gran rangeabilidad.</p> <p>6-. Precisión: 0.5 a 1 %</p> <p>7-. Rangeabilidad: 20:1</p>	<p>1-. No se recomienda para fluidos altamente viscosos.</p> <p>2-. No se recomienda para fluidos con sólidos suspendidos.</p> <p>3-. Limitados para bajas velocidades.</p> <p>4-. Caídas de presión apreciables.</p>
Ultrasónico	<p>1-. No intrusivo, por ende, sin restricciones.</p> <p>2-. Adecuado para tuberías de gran tamaño.</p> <p>3-. Sin partes móviles.</p> <p>4-. Sin pérdidas de Presión.</p> <p>5-. Gran rangeabilidad.</p> <p>6-. Los transductores pueden instalarse en tuberías ya existentes.</p> <p>6-. Precisión: 0.5 a 1 %</p> <p>7-. Rangeabilidad: 20:1</p>	<p>1-. Por el principio de tiempo de tránsito, el fluido debe ser limpio.</p> <p>2-. Por el principio de efecto Doppler, la corriente de flujo debe contener partículas o impurezas.</p> <p>3-. Costo relativamente caro.</p> <p>4-. La precisión depende de la propagación de las ondas sonoras en el fluido.</p>
Rotámetro	<p>1-. De fácil instalación y mantenimiento.</p> <p>2-. Bajo Costo de Fabricación.</p> <p>3-. Bajas Perdidas de Presión.</p> <p>4-. Mide líquidos y gases.</p>	<p>1-. Apto para gastos muy pequeños.</p> <p>2-. Se debe utilizar son fluidos limpios (sin sólidos o partículas suspendidas).</p>

	<p>5-. Precisión: 2%</p> <p>6-. Rangeabilidad: 10:1</p>	<p>3-. No es recomendable para altos rangos de presión y temperatura.</p> <p>3-. Limitada Precisión.</p> <p>4-. Requiere de una calibración periódica.</p>
Electromagnético	<p>1-. Sin partes móviles.</p> <p>2-. No se ve afectado por la variación de la presión, temperatura y viscosidad.</p> <p>3-. Baja restricción u obstrucción al flujo.</p> <p>4-. Buena exactitud y rangeabilidad.</p> <p>5-. Precisión: 0.5 a 1 %</p> <p>6-. Rangeabilidad: 10:1</p>	<p>1-. El fluido o líquido a medir tiene que ser eléctricamente conductivo.</p> <p>2-. No adecuado para gases.</p> <p>3-. Alto costo de fabricación.</p> <p>4-. Requiere una constante calibración.</p> <p>5-. Apto para gastos muy pequeños.</p>
Desplazamiento Positivo	<p>1-. Buena Precisión y rangeabilidad.</p> <p>2-. Buena Repetibilidad y reproductibilidad.</p> <p>3-. Adecuado para fluidos viscosos.</p> <p>4-. La precisión no es afectada por las condiciones de operación.</p> <p>5-. Funciona con altas presiones.</p> <p>6-. Medición directa de volumen.</p> <p>7-. Precisión: 0.5 a 3 %</p> <p>8-. Rangeabilidad: 100:1</p>	<p>1-. Utiliza partes móviles.</p> <p>2-. Requiere de un mantenimiento continuo.</p> <p>3-. Grandes pérdidas de presión.</p> <p>4-. La precisión depende de la viscosidad.</p> <p>5-. Es caro, en especial con diámetros grandes.</p> <p>6-. No adecuado para fluidos abrasivos.</p>
Térmico	<p>1-. No tiene partes móviles.</p> <p>2-. Miden el gasto másico directamente.</p> <p>3-. Las pérdidas de presión son despreciables.</p> <p>4-. Ofrecen una respuesta rápida a las variaciones del fluido.</p> <p>5-. Pueden detectar la temperatura en un solo punto o en más de uno.</p>	<p>1-. Requieren una calibración cuidadosa.</p> <p>2-. Algunos modelos son sensibles a la composición del gas.</p> <p>3-. Requieren una atención regular en aplicaciones con fluidos determinados.</p>
Coriolis	<p>1-. Buena precisión, buena rangeabilidad, reproductibilidad y repetibilidad.</p> <p>2-. Medición de flujo másico.</p> <p>3-. Cálculo de la densidad del fluido.</p> <p>2-. El principio de medición no depende de la densidad, de la viscosidad, presión, temperatura y conductividad.</p> <p>3-. Es insensible a los cambios de perfil de velocidades del fluido.</p> <p>4-. Medición directa del medidor másico (no requiere compensaciones de presión o de temperatura).</p> <p>Precisión: 0.10 %</p> <p>Rangeabilidad: 20:1</p>	<p>1-. Su uso se restringe a fluidos con muy bajo contenido de gas y su uso también se restringe a fluidos en una sola fase (fase líquida).</p> <p>2-. Muy caro.</p> <p>3-. El rango de temperatura es limitado.</p> <p>4-. Se requiere calibración cuando la densidad es muy diferente a la densidad del fluido empleado para calibrarlo.</p>

Tabla 4. Principales Ventajas y Desventajas de los medidores de flujo monofásico (Antonio Creus, 2010)

2.18 Medidores de Flujo Multifásico

La mayoría de los pozos productores de hidrocarburos en el mundo producen aceite saturado, lo cual indica que el aceite a condiciones de yacimiento contiene gas disuelto que con la producción y la caída de presión implícita provoca la liberación del gas teniendo lugar el flujo multifásico.

La medición de flujo multifásico es conveniente cuando no tienen lugar procesos de separación en el flujo y la corriente se encuentra conformada por lo menos por dos fases. En ocasiones también es conveniente su uso por cuestiones técnicas como la falta de capacidad de los separadores de prueba en existencia

La medición de flujo multifásico consiste en determinar la continua relación existente entre las fases del flujo de un pozo (gas, aceite y agua) sin usar una separación previa y a condiciones de línea.

Los medidores de flujo multifásicos son utilizados para hacer pruebas individuales de pozos, con el objeto de determinar la cantidad de producción que aporta cada pozo y conocer las características del fluido que se está produciendo. Entran en funcionamiento cuando la producción de un determinado pozo es desviada hacia el cabezal de prueba, donde el medidor registra valores tales como el contenido de gas, agua y aceite.

Medir una corriente de flujo multifásico sin la necesidad de separar las fases se ha convertido en una prioridad para los operadores, ya que es posible realizarla sin necesidad que el fluido haya sido procesado, por lo que el uso de Medidores de Flujo Multifásico (MFM) puede conllevar ahorros en los costos para instalaciones iniciales. Sin embargo, debido al incremento en la incertidumbre al momento de realizar la medición de flujo multifásico, se realiza un análisis de costo-beneficio sobre la expectativa de vida del proyecto para justificar su aplicación.

Los MFM pueden proporcionar un monitoreo continuo de la producción del pozo y por lo tanto una mejor explotación del yacimiento. A pesar de ello, esta tecnología es compleja y tiene sus limitantes; por lo tanto, se debe tener cuidado al planear instalaciones equipadas con varios medidores de este tipo. Una de las limitantes de la tecnología de medición multifásica es su alta incertidumbre, la razón principal de esto, comparada con la de un medidor de flujo monofásico de una sola fase, es que los medidores de flujo multifásico miden fluidos sin procesar y más complejos de lo que miden aquellos de una sola fase.

Una segunda limitante en un medidor multifásico es el extraer muestras representativas. Mientras muestras de distintos fluidos son fácilmente obtenidas de las salidas monofásicas de un separador de prueba, aún no existe un estándar o algún método simple para realizar este procedimiento con una corriente multifásica, ya que la mayoría de los medidores multifásicos en el mercado necesitan algún tipo de información *a priori* sobre las propiedades que serán medidas (densidad, permeabilidad del aceite y/o agua, conductividad, salinidad). Esta información debe estar disponible y ser actualizada regularmente.

Un MFM es capaz de proveer el mismo tipo de información sobre los fluidos producidos que un separador de prueba, pero ocupando un menor espacio en las instalaciones: las dimensiones típicas de MFM están en el orden de un metro, siendo menos voluminoso que un equipo de separación convencional. Este dato es de particular importancia para las plataformas en mar abierto, donde el espacio es de los aspectos más críticos a considerar: optar por tener un MFM optimiza el espacio en la plataforma y los requerimientos de carga en las instalaciones, permitiendo que se retiren líneas de producción no requeridas.

Como un extra, los MFM proveen medición en tiempo real de las diferentes fases, mientras que en las pruebas de separador solamente obtenemos valores generales con largos tiempos de operación. Esta respuesta rápida en tiempo permite que los costos operativos se reduzcan significativamente.

Además de obtener gastos para cada fase, la información de la prueba de medición de flujo multifásica del pozo permite conocer si la línea de flujo es afectada por el régimen de flujo, patrón de flujo, emulsiones o espumas, y depósitos de parafinas, entre otros

Tratándose del principio de funcionamiento, estos equipos utilizan los parámetros físicos como la densidad del gas y del líquido, viscosidad, tensión superficial, etc., efecto de los regímenes de flujo, los cuales están directamente relacionados con el diámetro de la tubería. Por ejemplo, si el flujo de gas y líquido se mantienen constantes y el diámetro de la tubería es reducido de 4" a 3", la velocidad superficial del líquido y del gas aumentarán, por lo que un cambio en el régimen de flujo es de esperarse.

La mayoría de los pozos presentan cierto tipo de flujo multifásico en alguna parte de la tubería. Aunque la presión en el fondo del pozo pueda estar sobre el punto de burbuja, la pérdida de presión gradual del aceite al estar fluyendo del fondo del pozo a la superficie lo lleva a una mayor liberación de gas.

Uno de los factores que complican la medición del flujo multifásico por parte de los medidores de flujo multifásico es la diferencia de velocidad entre las fases. En general se supone que el agua y el aceite se mueven a la misma velocidad, conocida como la velocidad del líquido. Sin embargo, la mayoría de los métodos computacionales toman en cuenta la diferencia entre la velocidad del líquido y la velocidad del gas, que se conoce como resbalamiento (slip) entre las dos fases. Antes de considerar las velocidades de las fases, es útil revisar los gastos de las fases. La relación del ritmo de flujo de aceite (q_o), y ritmo de flujo de líquido total $q_l = q_o + q_w$ es conocida como la fracción de aceite, mientras que una definición similar es aplicable a la fracción de agua:

$$f_o = \frac{q_o}{q_l} = \frac{q_o}{q_o + q_w} \quad (1.59)$$

$$f_w = \frac{q_w}{q_l} = \frac{q_w}{q_o + q_w} \quad (1.60)$$

De las ecuaciones anteriores se deduce que:

$$f_o + f_w = 1 \quad (1.61)$$

La fracción de gas y la fracción líquida se definen de la misma manera, aunque se indicara con un (λ) en lugar de una (f):

$$\lambda_g = \frac{q_g}{q_m} = \frac{q_g}{q_l + q_g} \quad (1.62)$$

$$\lambda_l = \frac{q_l}{q_m} = \frac{q_l}{q_l + q_g} \quad (1.63)$$

Donde la cantidad $q_m = q_g + q_l = q_g + q_o + q_w$ se conoce como la tasa de flujo de la mezcla. De las ecuaciones anteriores se deduce que:

$$\lambda_g + \lambda_l = 1 \quad (1.64)$$

En el flujo hacia arriba, como ocurre en un pozo de producción o un oleoducto cuesta arriba, el gas generalmente viaja más rápido que el líquido, y se produce la retención o colgamiento de líquido. En el flujo hacia abajo, como ocurre en una tubería cuesta abajo, el líquido puede viajar más rápido que el gas, en cuyo caso el gas es retenido

El Colgamiento se utiliza para indicar la sección de la tubería ocupada por un volumen de gas y líquido, aunque en flujo ascendente el gas no es realmente retenido, si no por el contrario se acelera. El gas y líquido atrapados (H_G) y (H_L) se definen como:

-Colgamiento de Líquido (H_L): Es la fracción de líquido, definida como la razón del volumen de un segmento de tubería ocupado por el líquido con respecto al volumen total de la tubería. De igual forma, es la relación entre el volumen de líquido existente en una sección de tubería a las condiciones de flujo, entre el volumen de la sección aludida. Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluyen simultáneamente en la tubería. Cuando la mezcla es homogénea, este fenómeno es despreciable.

$$H_L = \frac{V_L}{V} = \frac{A_L}{A} \quad (1.65)$$

-Colgamiento de Gas (H_G): Si bien el gas no genera un efecto de colgamiento, el remanente de la sección de tubería que es ocupado por el gas, referido en ocasiones como un colgamiento de gas o más propiamente definido como fracción de vacío (α) es igual a la unidad menos el colgamiento de líquido:

$$\alpha = H_g = \frac{V_g}{V} = \frac{A_g}{A} \quad (1.66) \quad , \quad \alpha H_g = 1 - H_L \quad (1.67)$$

Donde V_G y V_L son las fracciones reales de volumen o porción de la tubería que están siendo ocupados por gas y líquido respectivamente, y $V = V_G + V_L$ es el volumen total de referencia. Del mismo modo, A_g y A_l son las partes de área de sección transversal de tubería ocupada por el gas y el líquido, y $A = A_g + A_l$ es el área de sección transversal total.

Una forma alternativa de expresar las fracciones de fases y el colgamiento de fases es utilizar las variables conocidas como las velocidades de fase:

$$v_g = \frac{q_g}{A_g} \quad (1.68) \quad , \quad v_l = \frac{q_l}{A_l} \quad (1.69)$$

La velocidad superficial de las fases es la velocidad hipotética que tendría cualquiera de las dos fases si ocupara toda la tubería, y se define como:

$$v_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (1.70) \quad , \quad v_{sl} = \frac{q_l}{A} \quad (1.71)$$

Y la suma de las velocidades superficiales de cada fase, es la velocidad de la mezcla:

$$v_m = v_{sg} + v_{sl} = \frac{q_g + q_l}{A} \quad (1.72)$$

Sin embargo, esta expresión es una velocidad derivada y tiene un valor significativo únicamente si el flujo multifásico es homogéneo y libre de resbalamiento.

Sustituyendo estas expresiones en (1.62) y (1.63) se obtiene:

$$\lambda_g = \frac{v_{sg}}{v_m} \quad (1.73) \quad , \quad \lambda_l = \frac{v_{sl}}{v_m} \quad (1.74)$$

También si se sustituyen en (1.65) y (1.66):

$$H_g = \frac{v_{sg}}{v_g} \quad (1.75) \quad , \quad H_l = \frac{v_{sl}}{v_l} \quad (1.76)$$

La mayoría de los equipos para la medición de flujo multifásico utilizan correlaciones experimentales para el colgamiento de líquido expresado como función de las propiedades del fluido, las velocidades de flujo y el diámetro de la tubería. Entonces, tanto (1.70) y (1.71) como (1.75) y (1.76) se pueden utilizar para calcular la velocidad real del gas y del líquido para un flujo dado de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$v_g = \frac{q_g}{A(1 - H_l)} \quad (1.77) \quad , \quad v_l = \frac{q_l}{H_l A} \quad (1.78)$$

-Colgamiento de Líquido sin Resbalamiento (λ_l): La fracción de líquido sin resbalamiento, también conocida como colgamiento sin resbalamiento o contenido de líquido de entrada, es definida como la razón del volumen de líquido en un segmento de tubería dividido para el segmento de tubería, considerando que el gas y el líquido viajaran a la misma velocidad

$$\lambda_l = \frac{q_l}{q_l + q_g} = \frac{v_{sl}}{v_m} \quad (1.79)$$

Donde q_g y q_l son los gastos de gas y de líquido en sitio. El Colgamiento de gas sin resbalamiento es definido como:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_l = \frac{q_g}{q_g + q_l} = \frac{v_{sg}}{v_m} \quad (1.80)$$

2.17.1 Clasificación de patrones de flujo

La diferencia entre el flujo de una sola fase y el flujo bifásico es que en el bifásico la fase gaseosa y líquida pueden estar distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo. Hay que tomar en cuenta que el patrón de flujo es determinado por la forma de la interfaz (superficie que separa las fases).

Los patrones de flujo en un sistema bifásico dependen de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir, tasas de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas incluyendo diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases, tales como; densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

Importancia del patrón de flujo:

- Determina que fase está en contacto con la pared.
- Afecta al fenómeno de colgamiento.
- Afecta condiciones de operación en las instalaciones de proceso.
- Transferencia de calor.

a) Patrones de flujo en tuberías verticales e inclinadas (Figura 95)

- Flujo tipo burbuja (bubble): La fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería.
- Flujo tipo tapón (bache o slug): La mayoría de la fase gaseosa está localizada en burbujas de gas en forma de una gran bala denominada Burbuja Taylor con diámetro casi igual al diámetro de la tubería. El flujo consiste en sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido.
- Flujo tipo transición (agitado o churn): Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso, donde la fase gaseosa arrastra una cantidad significativa de líquido y aunque los efectos del líquido son considerables, el gas es el que predomina.
- Flujo tipo neblina (anular o mist): Este flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro y la fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas.

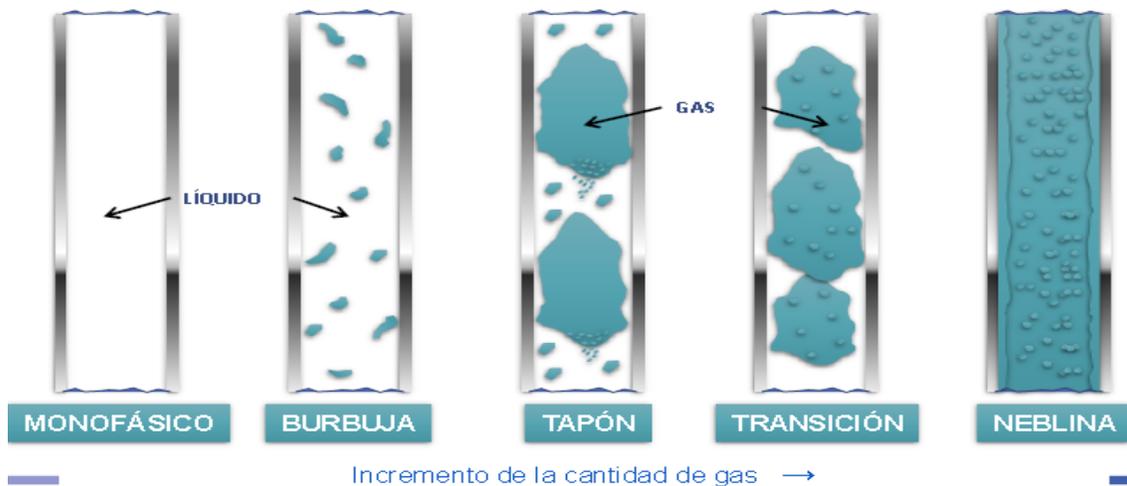


Figura 95. Patrones de flujo en tuberías verticales (Ángel de María Clavel Mendoza, 2015)

La velocidad superficial del gas en este tipo de flujos incrementará (Figura 96) y el flujo multifásico cambiará entre todas las fases: burbuja, tapón o bache, transición o agitado y niebla o anular. Nótese que, para una particular velocidad superficial del gas, el flujo multifásico es anular para todas las velocidades superficiales del líquido.

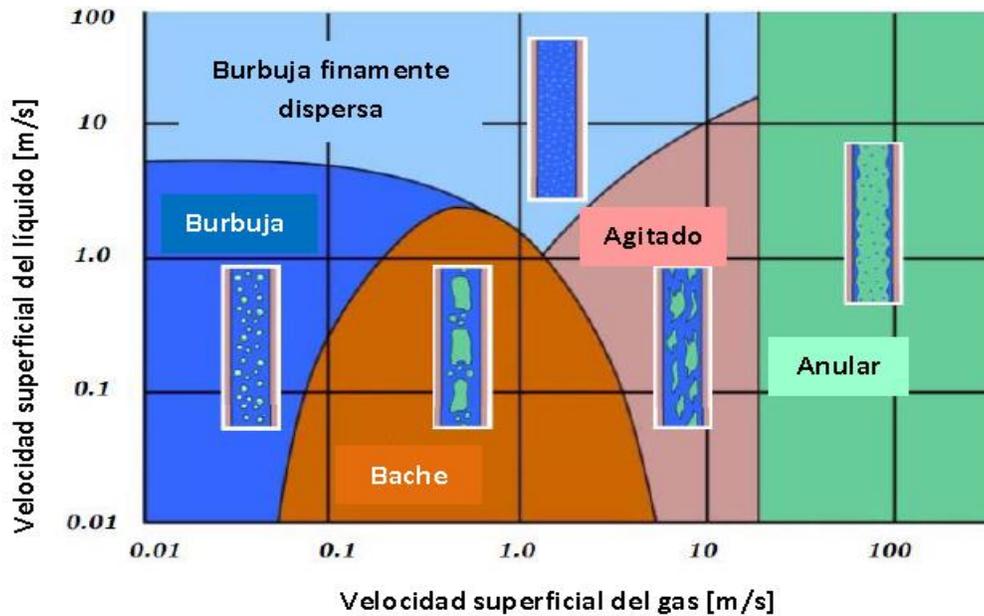


Figura 96. Mapa de Flujo Vertical (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

b) Patrones de flujo en tuberías horizontales y cercanamente horizontales (Figura 97)

-Flujo intermitente (flujo tapón y flujo de bache o burbuja alargada): Es caracterizado por un flujo alternado de líquido y gas, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por burbujas de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería. El flujo intermitente tipo *bache* se manifiesta cuando se están presentando altos gastos de gas y el flujo en el frente del bache se encuentra en forma de remolino, esto debido al recogimiento del movimiento lento de la película. El flujo intermitente tipo *tapón* es catalogado como el caso límite del flujo tipo bache, cuando el bache de líquido está libre de burbujas, lo cual sucede cuando se tienen gastos de gas relativamente bajos, con un flujo menos turbulento. En el flujo tipo *tapón*, burbujas de gas y líquido en forma alternada se desplazan en la parte superior de la tubería.

-Flujo distribuido (flujo tipo niebla y flujo tipo burbuja): Durante el flujo *tipo niebla*, la fase continua es el gas, el cual adopta la tarea de arrastrar y transportar el líquido. En el flujo *tipo burbuja dispersa*, el gas está presente en pequeñas burbujas distribuidas aleatoriamente, al igual que sus diámetros.

-Flujo segregado (flujo estratificado, anular y ondulado): El flujo *estratificado* ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Ambas fases se separan por gravedad, la fase gaseosa fluye en la parte superior de la tubería y el líquido en el fondo de la tubería. En flujo *anular* el líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería y la fase gaseosa fluye por el centro de la tubería como un núcleo a alta velocidad, el gas puede llevar consigo gotas de líquido atrapadas. El flujo *ondulado* se presenta con gastos de gas relativamente altos, con una presencia de ondas estables en la interfase.

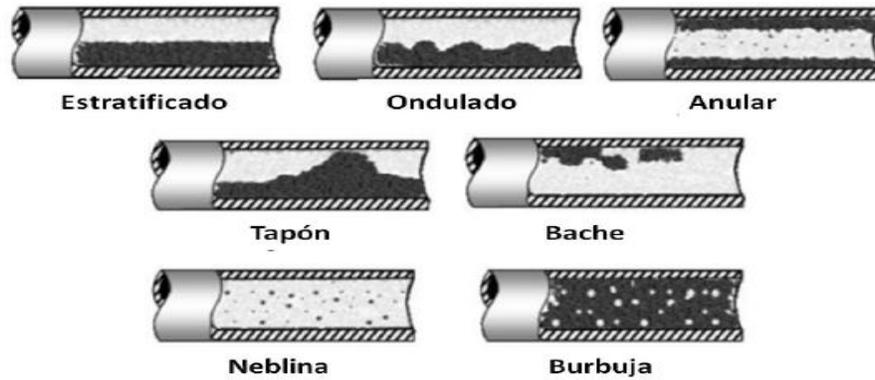


Figura 97. Patrones de flujo en tuberías horizontales (Jetzabeth R. Sabag, 2015)

En el flujo horizontal las transiciones también son función de factores como el diámetro de la tubería, tensión interfacial y la densidad de las fases. La siguiente (Figura 98) es una ilustración cualitativa de cómo las transiciones de un régimen a otro son dependientes de la velocidad superficial del gas y del líquido en el flujo multifásico horizontal. Una ilustración como la siguiente será válida únicamente para una tubería, presión y tipo de sustancia en específico.

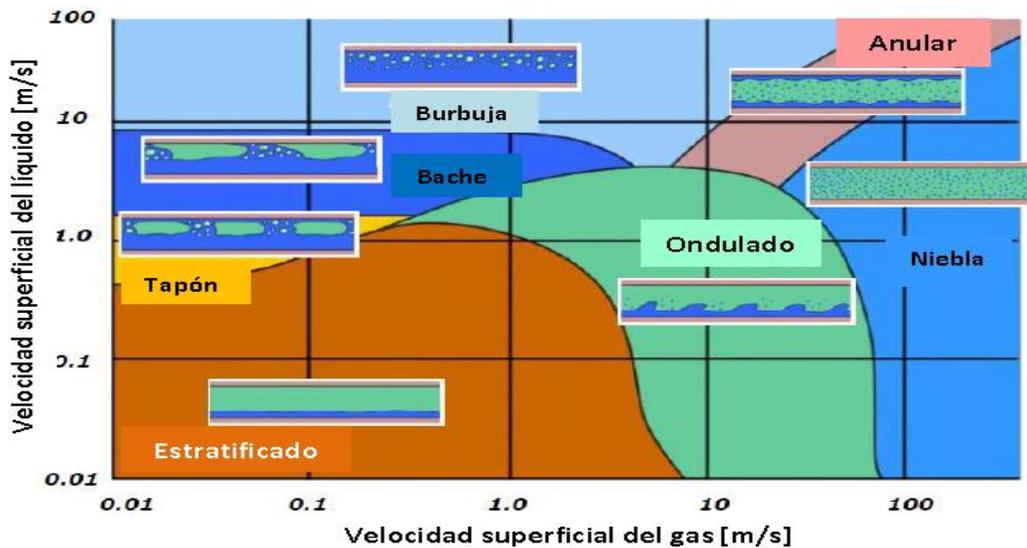


Figura 98. Mapa de Flujo Horizontal (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

c) Patrones de flujo en tuberías inclinadas (Figura 99)

Los patrones de flujo en tuberías inclinadas son los siguientes: tipo tapón y tipo anular (para flujo ascendente) y tipo estratificado (para flujo descendente), tomando en cuenta que estas configuraciones de flujo son similares a las mostradas para el flujo en tuberías verticales y horizontales.



Figura 99. Patrones de flujo en tuberías inclinadas (Jetzabeth R. Sabag, 2015)

d) Otra Clasificación

Otra manera de clasificar el flujo multifásico además de la clasificación de acuerdo con el patrón de flujo es de acuerdo con la fracción volumen de gas GVF (de acuerdo a las siglas en inglés). Este método de clasificación es relevante para la medición multifásica. Normalmente se espera que un medidor que muestra principalmente un flujo de líquido con una pequeña fracción de gas sea significativamente diferente de uno diseñado para operar en lo que generalmente se entiende como gas húmedo.

Tipo	Rango GVF Indicado	Comentario
GVF Baja	0-25%	Este rango bajo de GVF podría ser llamado también “líquido gaseoso”. En el límite inferior del rango los medidores de una sola fase tradicionales podrían proveer en muchos casos la información suficiente. En cuanto la GVF incrementa se espera que aumente la incertidumbre y también el riesgo de que el medidor no funcione de manera correcta.
GVF Moderada	25-85%	El GVF moderado es el punto en el cual se puede obtener el máximo rendimiento de un MFM y donde, al mismo tiempo, los medidores tradicionales dejan de ser una opción viable.
GVF Alta	85-95%	Al entrar en este rango el grado de incertidumbre de los medidores multifásicos incrementará, conforme las condiciones se acercan al límite superior del rango. Este aumento en la incertidumbre está también ligado a patrones de flujo aún más complejos. Con fracciones de gas grandes también la inseguridad en la medición aumentará, debido a que la porción relativa de la fracción del componente de mayor valor (en este caso el aceite) decrecerá. En algunos casos la separación parcial es usada para modificar el GVF a un rango moderado.
GVF Muy Alta	95-100%	En este rango de valores podríamos ubicar el llamado “gas húmedo”. Para la GVF de 95% el rendimiento de un medidor multifásico <i>In-line</i> podría ser suficiente para una prueba de pozo, optimización de la producción y aseguramiento de flujo. Para la medición en sitio, particularmente en valores de GVF cercanos al 100%, regularmente el gas es tomado como el componente con el “valor” principal y el medidor de gas húmedo representa una mejor opción.

Tabla 5. Clasificación de GVF (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

2.18 Categorías para la Medición de Flujo Multifásico (MFM)

Las siguientes son las principales categorías que pueden ser aplicadas en la MFM:

- Medidores de flujo multifásico “MFM” *In-line* (sin separación)
- Medidores de Separación
 - a) Separación completa de dos fases gas/líquido
 - b) Separación Parcial
 - c) Separación en Línea de Muestra
- Medidores de Gas Húmedo

A continuación, se muestran las principales características de estos medidores y porque son considerados del tipo multifásico, así como los principios de medición más comunes que utilizan.

2.18.1 Medidores de flujo multifásico “MFM” In-Line (sin separación)

La producción de los pozos petroleros se encuentra en forma de mezcla, donde aceite, agua y gas fluyen en diferentes proporciones volumétricas que varían a medida que transcurre el tiempo de explotación de los campos, el flujo seguirá en forma de mezcla hasta llegar a las instalaciones de separación. En algunos casos durante el transporte de la producción, es necesario cuantificar en uno o varios puntos la cantidad de aceite, agua y gas, antes de llegar a un separador, justificando el uso de un medidor de flujo multifásico (MMF) *In-line*.

El arreglo típico utilizado para la medición con un medidor multifásico se apoya en un *manifold* que desvía la producción hacia el medidor, posteriormente se reincorpora producción al SIP. En la siguiente (Figura 100) se muestra un ejemplo de la aplicación de un medidor de flujo multifásico *In-Line*, cuantificando la producción de los fluidos provenientes del pozo de manera directa, sin haber sido separados previamente.

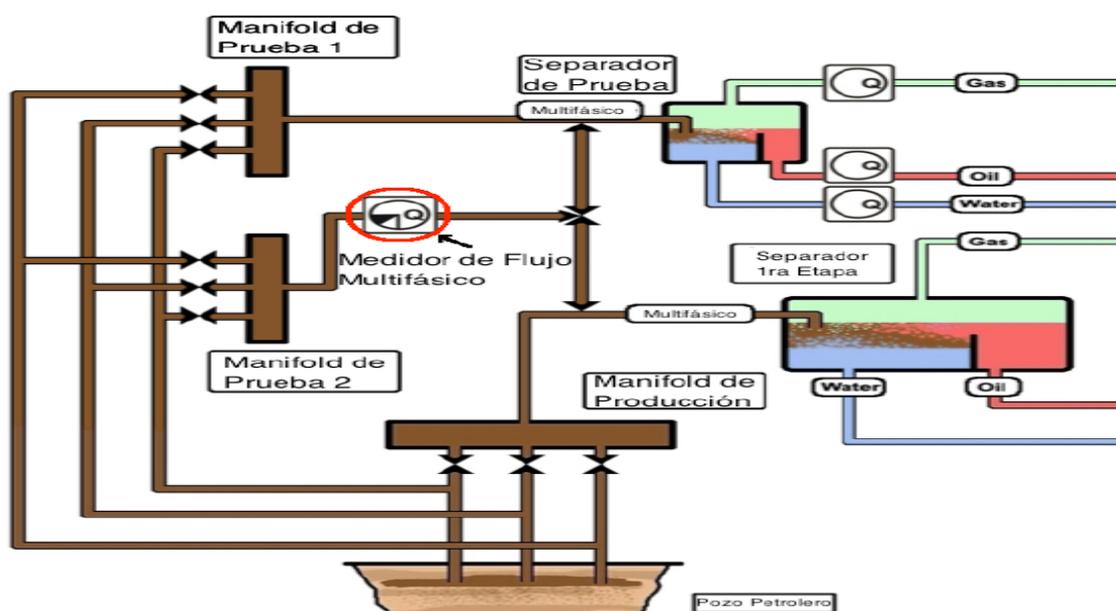


Figura 100. Aplicación de un Medidor de Flujo Multifásico *In-Line* en la medición multifásica (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005 “Medidores de Flujo Multifásico *In-Line*”)

La característica principal de estos medidores multifásicos es que todas las mediciones de las fracciones individuales de cada fase y el gasto total o individual de cada fase se realizan directamente en la línea de flujo multifásico, por lo tanto, no se requiere de separación y/o muestreo de los fluidos, ya que estos efectúan mediciones sobre la mezcla, tal como fluye, y deduciendo *In-Line* los flujos parciales

El volumen de flujo de cada fase es representado por la fracción del área ocupada por dicha fase multiplicada por la velocidad de cada fase. Algunos medidores de flujo multifásico (MFM) *In-Line* asumen que cualesquiera de las dos o tres fases viajan a la misma velocidad, así se reduce el número de requerimientos en la medición.

Los medidores de flujo multifásico (MFM) *In-Line* están orientados hacia la medición de flujo total, tal como variante de tubos Venturi para flujos multifásicos, y a la medición de composición, tal como atenuación de

rayos gamma e impedancia eléctrica. El uso de medidores de flujo multifásico (MFM) In-Line se caracteriza porque las mediciones de los gastos de flujo total o individual son realizadas directamente en la línea de flujo multifásico, por lo tanto, se requiere determinar las condiciones de flujo para obtener datos de entrada para el medidor.

Existen diferentes tipos de medidores multifásicos (MFM) In-Line, los cuales utilizan diferentes tipos de tecnología aplicada. Estos medidores de flujo multifásico están constituidos por elementos primarios, secundarios y terciarios, los cuales son diseñados dependiendo de las necesidades requeridas en los ambientes en los cuales se emplearán, sin embargo, también son utilizados como instrumentos de control de la producción. Los medidores de flujo multifásico (MFM) In-Line son un conjunto de equipos y elementos que hacen que el medidor sea una herramienta capaz al momento de medir la producción de la mezcla de hidrocarburos, se dividen en tres elementos: primarios, secundarios y terciarios.

- Los elementos primarios: son aquellos que están en contacto directo con el fluido, pero también son aquellos que brindan la medición principal, es decir, si se necesita medir la velocidad de la mezcla de hidrocarburos, entonces el elemento primario es aquel que mida la velocidad (Venturi, Correlación cruzada), si debe medirse la densidad de la mezcla, el elemento primario será aquel que realice mediciones de la composición de la mezcla (atenuación de rayos gamma, impedancia eléctrica). En pocas palabras, el elemento primario del medidor es aquel que realiza y obtiene las mediciones prioritarias.
- Los elementos secundarios: a diferencia de los elementos primarios, son aquellos sistemas que sirven de apoyo para la medición, por ejemplo: transmisores de temperatura, presión, diferencial de presión y de densidad. Los elementos terciarios son aquellos que completan la infraestructura de medición, estos elementos no están relacionados con los fluidos de manera directa, pero son los elementos que permiten conocer las lecturas del equipo, por ejemplo: el computador de flujo, unidad de adquisición de datos, etc. La (Figura 101) es un diagrama de bloque que ilustra los elementos primarios, secundarios y terciarios del MFM.

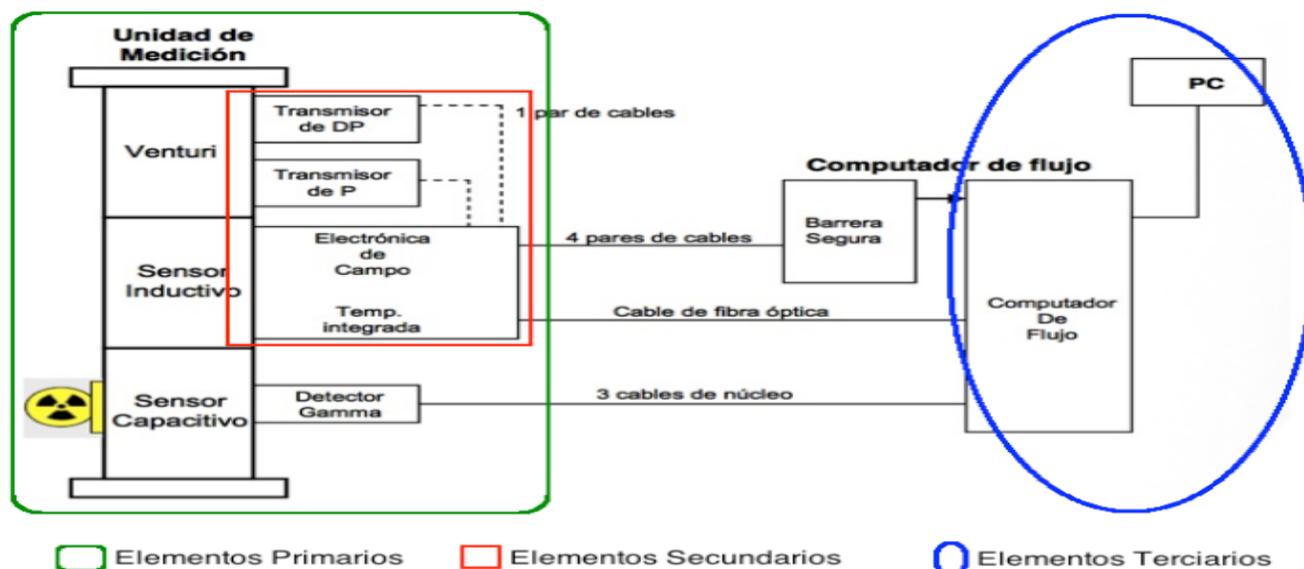


Figura 101. Diagrama de bloques de un Medidor de flujo multifásico (MFM) (Schlumberger, 2005 "Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico")

Generalmente los medidores de flujo multifásico (MFM) In-Line emplean mediciones de velocidad y composición del fluido:

Medición de la Composición para determinar las fracciones volumétricas de aceite, agua y gas a condiciones de flujo por medio de la (atenuación de rayos gamma e impedancia eléctrica “inductancia y capacitancia”).

Medición de la Velocidad para determinar la velocidad de flujo de líquido y/o gas a través del MFM por medio de (Venturi y Correlación Cruzada)

La medición del gasto de flujo puede convertirse a condiciones estándar o a las condiciones requeridas, a partir de las propiedades PVT (Presión, Volumen y Temperatura). El medidor de flujo multifásico (MFM) In-Line tiene como parámetros de entrada los datos obtenidos por un PVT previamente realizado, con el cual se conocen las propiedades físicas de los fluidos como pueden ser: densidad, salinidad y más con el fin de calibrar el medidor con los datos obtenidos.

2.18.2 Medidores con Separación

Esta clase de medidores se caracterizan por realizar una separación completa o parcial de la corriente multifásica, seguida de una medición *In-line* de cada una de las tres fases, para después reintegrar las fases a una sola línea de flujo. El separador de prueba que podemos encontrar en casi cualquier plataforma de producción es básicamente un medidor de separación de dos fases o tres fases. Éste separa las tres fases y muestra la cantidad de aceite, agua y gas fluyendo.

Los medidores con separación (Figura 102) ofrecidos para la medición multifásica procuran separar cada componente para crear corrientes monofásicas cuyos gastos puedan ser medidos con medidores convencionales.



Figura 102. Ejemplo de Medidores con Separación (Schlumberger, 2010 "El separador de próxima generación")

Estos separadores son utilizados para determinar el potencial individual de producción de un pozo de petróleo o gas y pueden ser bifásicos o trifásicos de acuerdo con las necesidades y características de la producción en cuestión. De igual forma pueden ser del tipo vertical u horizontal, debido a las instalaciones que presenta para la medición, control y transporte en el caso del aceite que presente una RGA constante

Las características de operación, presión y temperatura de separación dependen principalmente de las propiedades de los fluidos que se están produciendo y de las características de la tubería, desde la cabeza

del pozo hasta el separador.

Los separadores ofrecen la posibilidad de realizar una medición monofásica de los fluidos, lo cual puede repercutir en una mayor exactitud a la hora de realizar la medición y el hecho de que la producción sea sometida a un proceso de separación permite que se puedan tomar muestras para el análisis de su calidad.

El fluido de producción que viene del pozo llega hasta el manifold por medio de tuberías y de aquí se distribuye el flujo al separador. A la salida del manifold se pueden inyectar químicos para mejorar la calidad de los fluidos y con ello optimizar la operación del separador. Esta inyección de químicos se usa principalmente cuando se requiere romper las emulsiones existentes y poder llevar a cabo el proceso de separación de la mejor forma posible. El uso de baffles también ayuda a la separación de las partículas del gas y con ello a desemulsificar la mezcla.

Para que exista una separación eficiente se necesita un tiempo de residencia para que los químicos que fueron agregados al crudo actúen en la estabilización y ruptura de la emulsión.

El fluido después de liberar el gas pasa a la cámara de acumulación de líquidos (agua y petróleo por separado), la cual trabaja con un sistema neumático de control que es el que permite la descarga del crudo del separador para ser enviado al tanque de lavado en donde se separa el petróleo del agua por medio de un proceso de decantación.

Una vez separada del aceite, el agua es descargada al tanque de almacenamiento para luego ser inyectada a los pozos destinados para esta operación.

El gas, por su parte, antes de salir del separador pasa por un extractor de niebla el cual permite que el gas salga sin partículas de crudo y con ello mejorar el proceso de separación. Posteriormente el gas puede seguir dos caminos: puede ser mandado a tuberías que permitan su aprovechamiento o en caso de no existir la infraestructura necesaria es conducido a un quemador con el fin de evitar riesgos de explosión o de intoxicación que representa este gas libre en la atmósfera.

Es importante señalar que a la salida del separador se encuentra el sistema de medición de flujo, este sistema de medición puede variar de acuerdo con el fluido que se mida (gas, petróleo y agua).

Los separadores deben ser diseñados para cubrir el rango completo del gasto del pozo o pozos que estén bajo prueba. Estos deben incluir un medidor de gas, hidrocarburos líquidos y agua. Todos mantenidos para proveer un rendimiento apropiado a la clase deseada de medición.

El separador de prueba (Figura 103) que generalmente es encontrado en una estación de producción es básicamente un medidor de tres fases, separa las tres fases y realiza las mediciones de flujo del petróleo, agua y gas.

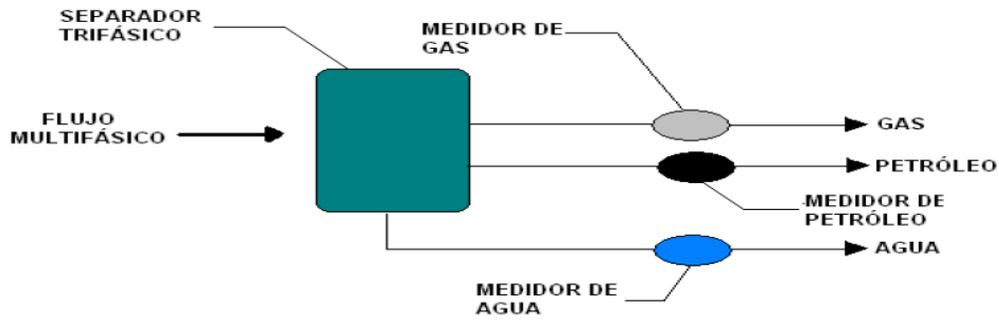


Figura 103. Diseño principal del medidor de separación trifásica (Schlumberger, 2005 "Multiphase Handbook")

Estos separadores son utilizados para determinar el potencial individual de producción de un pozo de petróleo o de gas.

El uso de separadores de prueba Bifásicos se caracteriza por la separación del flujo en dos fases (Figura 104), es decir una separación parcial de gas y líquido. El flujo de gas al igual que el caso anterior es medido usando un medidor de flujo de gas de fase individual con buena tolerancia de líquido, pero aquí el gasto de flujo de líquido es medido usando un medidor de flujo líquido y la proporción agua en líquido se determina por un medidor de fracción de agua en línea.

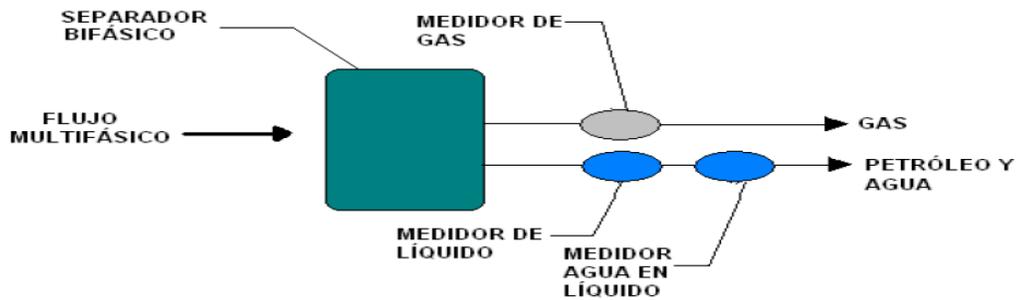


Figura 104. Diseño del Medidor de separación bifásico (Schlumberger, 2005 "Multiphase Handbook")

La medida de la fase individual convencional en un separador de prueba varía de campo a campo y en la mayoría de los casos es difícil de calcular. Esto debido al hecho de que en la mayoría de los casos los medidores de fase individual operan ligeramente dentro del área de dos fases donde su incertidumbre no puede ser predicha. La medida de la incertidumbre de separador de prueba, bajo condiciones de operación normal, puede dar una aproximación de $\pm 5\%$ a $\pm 10\%$ de la lectura de cada fase del volumen de flujo. El funcionamiento de un separador de prueba se ilustra en la (Figura 105).

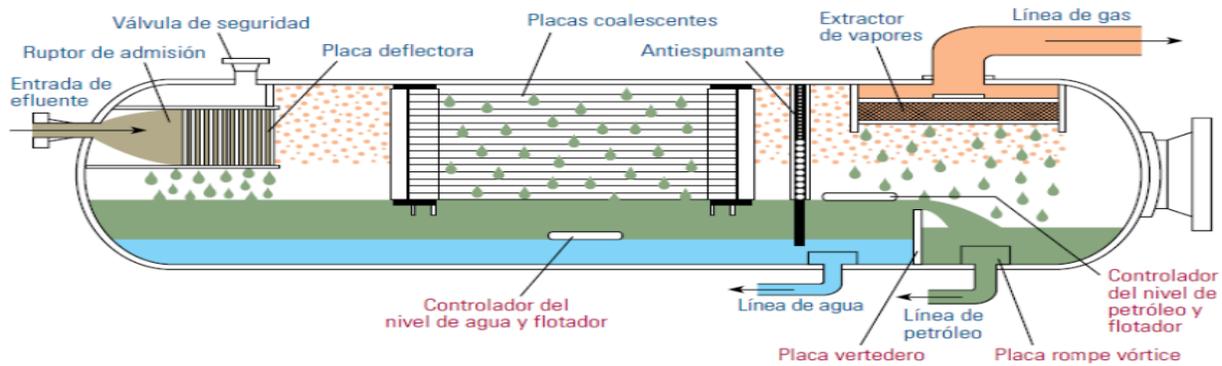


Figura 105. Partes de un Separador de Prueba (Schlumberger, 2010 "El separador de próxima generación")

Después de que se ha realizado el proceso de separación se lleva a cabo la medición de los recursos producidos por medio de medidores monofásicos, generalmente se emplean medidores de placa de orificio para gas, de desplazamiento positivo para líquidos, y Turbina puede emplearse tanto para gases como para líquidos. El uso de los medidores anteriormente mencionados es recomendable ya que su costo es accesible, son de fácil manejo y mantenimiento, y los niveles de incertidumbre alcanzables si bien no son tan grandes como en los medidores Coriolis y Ultrasónico, son lo suficientemente buenos para cumplir los requerimientos de exactitud a este nivel de medición.

La medición del gasto de agua es tradicionalmente lograda usando ya sea medidores de turbina o electromagnéticos. Sin embargo, existe la posibilidad de implementación de medidores ultrasónicos en esta área. Aunque es posible teóricamente emplear cualquier medidor que funcione considerando las propiedades del fluido en cuestión, por motivos económicos y de practicidad se recurren a una cantidad limitada de medidores. Es importante mencionar que la medición puede ser tanto estática, en tanques de almacenamiento; como dinámica, en líneas de tubería que desemboquen en plantas de producción.

a) Separación completa de 2 fases gas/líquido (Figura 106): Aquí la cualidad principal es la separación de la corriente multifásica, usualmente una separación total de gas y líquido. La corriente de gas es medida usando un medidor de gas monofásico con alta tolerancia al arrastre de líquidos, y el gasto de líquidos es determinado usando algún otro medidor. El gasto de agua puede ser medido posteriormente por un medidor de corte de agua.

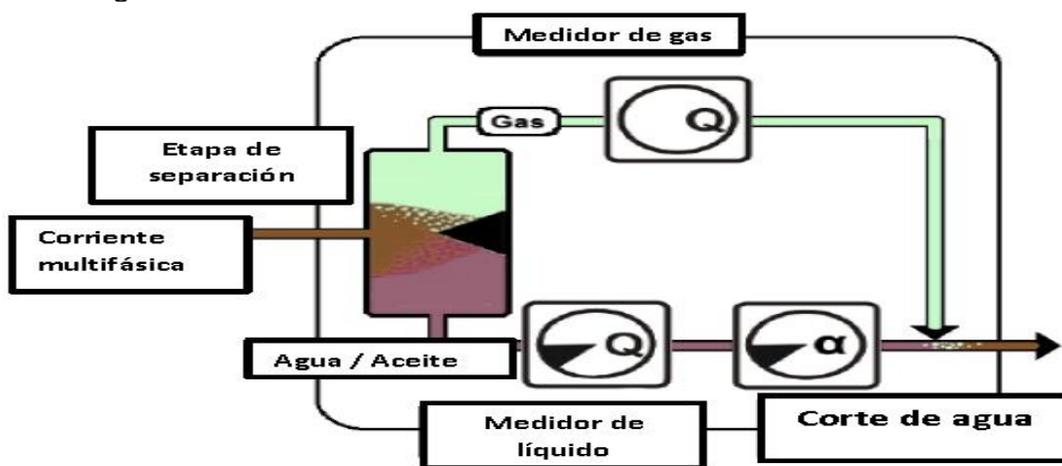


Figura 106. Diseño de un Medidor de separación completa (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005 "Separación completa de 2 fases gas/líquido")

b) Separación Parcial (Figura 107): Contrario al anterior, ahora solamente una parte del gas se separa de

la corriente multifásica a una línea secundaria de medición. Ya que la separación es parcial únicamente, debemos esperar que algo de líquido sea arrastrado con la corriente de gas, por lo que es necesario emplear un medidor de gas húmedo. La corriente multifásica restante tendrá una baja fracción volumen de gas “GVF” por sus siglas en inglés, por lo tanto, puede operar dentro de los parámetros de diseño de algún medidor convencional.

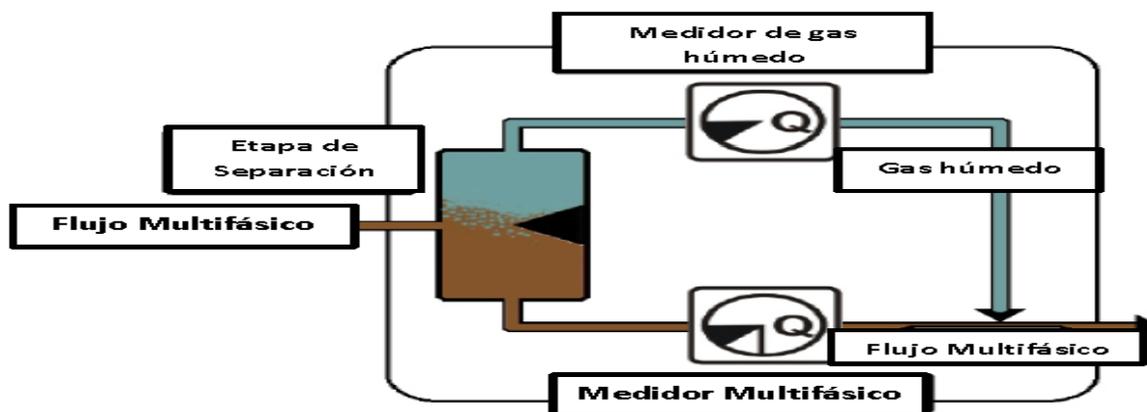


Figura 107. Principio de diseño de un medidor de separación parcial (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005 “Separación Parcial”)

c) Separación en Línea de Muestreo (Figura 108): En este caso, la separación no es realizada como tal en la línea de flujo multifásico, sino en una tubería hacia la cual se desvía el flujo. La muestra es típicamente separada en gas y líquido, donde después puede determinarse la cantidad de agua que está inmersa en el aceite haciendo uso de un medidor de corte de agua. El gasto total de gas/líquido debe ser medido en la línea de flujo principal asumiendo que la línea hacia la cual se desvía el flujo es representativa de la principal.

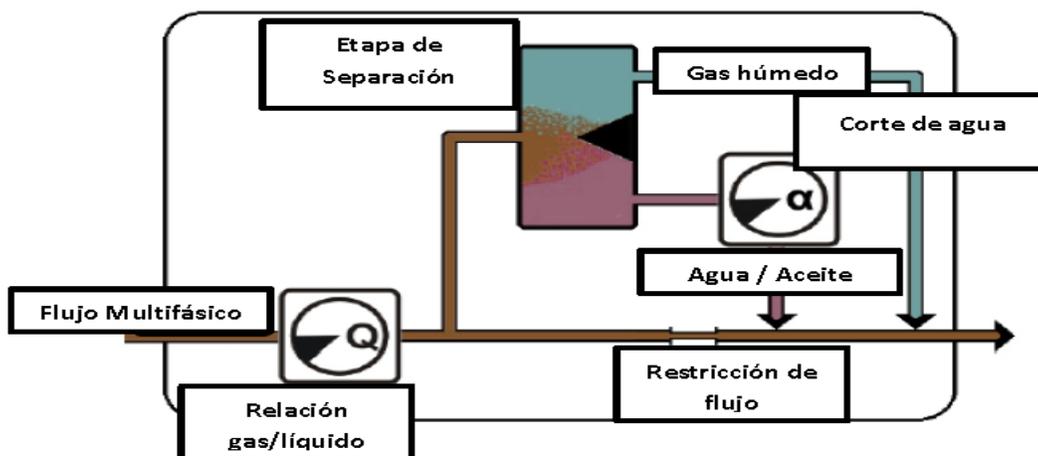


Figura 108. Principio de un MFM con separación en Línea de Muestra (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005 “Separación en Línea de Muestreo”)

En esta configuración se requieren tres mediciones para determinar la masa y el volumen de las tres fases. Las tecnologías comúnmente usadas para este fin son:

- Relación Gas/Líquido (RGL)
 - Atenuación Gamma

- Tubo Vibratorio
- Irrigación de Neutrones
- Ponderación
- Gasto Multifásico
 - Correlación cruzada usando señales radioactivas, acústicas, eléctricas.
 - Diferenciales de presión usando Tubo Venturi, Cono-V o Tubo Dalí
 - Mecánicas
- Relación de Agua en Líquido (WLR, del inglés Water-in-Liquid-Ratio)
 - Impedancia Eléctrica
 - Tubo Vibratorio

2.18.3 Medidores de Gas Húmedo

Se entiende como gas húmedo, aquél que presenta una pequeña cantidad de líquido al momento de la producción. La medición de gas húmedo se convierte en un punto importante ya que el tipo de líquido presente otorga un valor agregado al proyecto, en estos años los precios de los hidrocarburos están a la baja por lo que en muchos campos no resulta rentable instalar separadores así que se optó por instalar estos equipos, siempre que el gas en cuestión presente baja RGL

Las aplicaciones son diversas para este tipo de medidores:

- Medición de gas con algún líquido de arrastre: El líquido no es de valor y simplemente representa un problema para la medición de gas. Un medidor de una sola fase es usado normalmente, corrigiendo o teniendo en cuenta la fracción de líquido.
- Medición de agua y pequeños cambios de la fracción de agua: Esto es notorio en el aseguramiento del flujo, con el propósito de mitigar la formación de hidratos, corrosión, etc. Esta es una tarea bastante difícil porque la fracción de agua puede ser muy baja y los cambios en la misma aún menores. Por lo tanto, el flujo de gas debe ser medido con precisión para poder determinar el flujo de agua.
- Medición de la salinidad del agua o cambios en la misma: El propósito es el de ser capaces de monitorear los pozos por un brote de agua.

Estos medidores pueden ser instalados solos o en conjunto con un sistema de separación parcial como se mencionó anteriormente. Si contamos con un medidor de gas monofásico, se realizan las correcciones necesarias para ajustar los datos usando distintos modelos para compensar la presencia de líquido en el gas. Otros medidores pueden entregarnos el dato del flujo de dos fases simultáneamente (hidrocarburo y condensado más agua) y otros más nos muestran aceite, agua y gas, algunos pueden incluso diferenciar entre el agua producida o la condensada y el agua de formación al medir la salinidad de esta

Los medidores de densidad nucleónicos generalmente no son utilizados porque el líquido contribuye muy poco a la densidad de la mezcla. La densidad del gas puede ser calculada de un análisis PVT de composición del gas, presión y temperatura. El contenido de agua puede ser calculado asumiendo que el gas está saturado en el yacimiento.

El flujo de gas y líquido esperado, los perfiles de flujo y eventualmente los requerimientos para la pronta detección del agua de formación junto con la incertidumbre serán la base para la selección del medidor de gas húmedo ideal de acuerdo con el escenario que presenciemos.

La Relación Gas Líquido (RGL) ejerce una gran influencia sobre la lectura aparente de un medidor de presión diferencial. Durante el cálculo del flujo de gas, el computador debe tomar en cuenta la desviación producida por este parámetro. Esta desviación debe ser corregida con una correlación, preferentemente creada a partir de los datos del fluido utilizado para la instalación del medidor.

2.19 Principios de Medición para una corriente multifásica

Una corriente multifásica consta de tres fases: aceite, gas y agua. Para poder deducir el flujo volumétrico individual de estas fases, las fracciones y velocidades de cada una tienen que estar definidas, sabemos que al menos seis parámetros deben ser medidos o estimados.

$$q_v = A * v \quad (1.81)$$

$q_v =$ Es el Gasto Volumétrico correspondiente a la fase $[m^3/s]$

$A =$ Área de la Tubería ocupada por la fracción de la fase $[m^2]$

$v =$ Es la velocidad de dicha fase $[m/s]$

Un medidor de flujo ideal tiene que realizar tres mediciones: fracción ocupada por cada fase, velocidad de cada fase y densidad de cada una. Dado todo esto, el gasto másico de cada fase puede ser calculado de la siguiente manera.

$$q_m = q_v * \rho \quad (1.82)$$

$q_m =$ Es el Gasto Másico correspondiente a la fase $[kg/s]$

$q_v =$ Es el Gasto Volumétrico correspondiente a la fase $[m^3/s]$

$\rho =$ Es la Densidad de la fase $[kg/m^3]$

La densidad del aceite y agua se obtienen mediante una prueba PVT.

Por lo tanto, los MFM son diseñados para medir la velocidad de los componentes y las fracciones de dos fases, ya que la suma de las fracciones debe ser igual a 1. El gasto de cada fase se encuentra al combinar la medida de cada fracción, de su densidad y su velocidad.

Las diferentes tecnologías de medición determinan valores de velocidad y fracciones de las fases, cuando la mezcla de hidrocarburos pasa a través del MFM, con el fin de calcular las fases individuales de aceite, agua y gas de forma precisa y en un menor tiempo de respuesta.

Algunos de los principios más usados para medir las velocidades y las fracciones de cada fase son los siguientes:

2.19.1 Cálculo de Velocidad

Las Tecnologías empleadas para el cálculo de la velocidad de los fluidos en los MFM son: medidor Venturi y Correlación Cruzada

- Medición de la velocidad con medidor Venturi para flujos de tipo multifásico: Un medidor Venturi es útil para manejar cualquier cantidad de gas, incluso cantidades mayores al 85% donde se forma flujo anular y todo el gas se acumula en el centro del sensor y el líquido se distribuye a lo largo de las paredes del sensor.

La presión diferencial a lo largo del Venturi es proporcional a la energía cinética de una mezcla que pasa a través de este, de este modo, la respuesta del Venturi está relacionada a la masa de la mezcla (gasto másico) y a su velocidad.

Para tomar en cuenta el flujo en tres fases, se modifica la ecuación estándar de Bernoulli, la cual se usa considerando la fracción del gas de la mezcla.

Otra sección del medidor se encarga de determinar la composición de la mezcla, por lo tanto, se puede determinar la velocidad del líquido y gas a partir de la medida de la presión diferencial.

Para determinar la velocidad del flujo multifásico se emplea la ecuación de Bernoulli. La ecuación de flujo multifásico difiere de la ecuación para flujo monofásico puesto que para un flujo multifásico se debe considerar el resbalamiento entre las fases.

Si se tienen presiones diferenciales por debajo de las establecidas para el funcionamiento del Venturi, puede ocasionarse que el gasto de flujo calculado sea más bajo que el verdadero, pero con presiones diferenciales mayores se obtienen gastos de flujos con incertidumbres demasiado altas.

- Medición de la velocidad por medio de una correlación cruzada: Otra técnica usada para medir el flujo multifásico es la correlación cruzada, es una técnica estadística que compara las similitudes de las señales de los pares de electrodos del sensor capacitivo, cada par de electrodos tiene su función específica, así los electrodos de mayor tamaño son más sensibles a las burbujas de gas y los electrodos pequeños son sensibles a las burbujas de gas de menor tamaño.

Los electrodos están colocados a una distancia conocida y miden el tiempo de desfase que tienen las curvas de respuesta. Como la distancia entre los electrodos es muy pequeña, la mezcla del líquido y gas cambia muy poco en el tiempo, por lo que la señal del segundo electrodo es casi idéntica al electrodo que le precede. Cada par de electrodos genera dos series de tiempo, de esta manera habrá dos tiempos medidos. Una vez que se determinen los tiempos de desfase entre las series de datos, y a la vez se conoce la distancia entre los electrodos, el medidor es capaz de determinar las velocidades de las burbujas grandes y las burbujas pequeñas. Las mediciones obtenidas por los electrodos cambian en el tiempo, de acuerdo con la variación de la composición de la mezcla mientras fluye por el sensor. El líquido que tiene mucho gas (baches) generara una señal diferente a la que generara el líquido que contiene pequeñas burbujas de gas disperso.

El método de correlación cruzada consiste en determinar las dos velocidades más significativas del flujo multifásico:

- La velocidad de las burbujas pequeñas del gas (inmersas en la fase líquida), éstas se mueven a la misma velocidad que el aceite y el agua.

- La velocidad de las burbujas grandes del gas, las cuales se transportan a una velocidad mayor que la fase líquida.

Una vez obtenidas, son combinadas con la información de las medidas de fracción de las fases con el fin de determinar los gastos individuales para cada una de las fases de la mezcla

2.19.2 Cálculo de las Fracciones de cada Fase

Para medir las fracciones de las fases de los fluidos de la mezcla multifásica se usan tres diferentes métodos, como son: rayos gamma, impedancia eléctrica (capacitancia e inductancia) y tecnologías de microondas.

- Medición de la fracción volumétrica mediante el uso de atenuación de rayos gamma: Los rayos gamma utilizados en sistemas de medición multifásica son producidos por fuentes químicas que se desintegran con el tiempo. Cuando los rayos gamma pasan a través de una mezcla de aceite, agua y gas, interactúan con los electrodos y los núcleos de moléculas dentro de la mezcla. Esta interacción resulta en la atenuación de la radiación medida que pasa a través de los fluidos.

La grafica en forma de triángulo conocida como triángulo de solución es importante para el principio de medición con rayos gamma, debido a que los rayos gamma son interpretados visualmente con esta forma gráfica, ya que cada uno de los fluidos de la mezcla atenúa a los rayos gamma en un diferente grado

Las tasas de pulsos del detector en los niveles de alta y baja energía son dados en los planos x y. Cuando el medidor funciona correctamente, cualquier medición de atenuación de energía realizada sobre combinaciones de aceite, agua y gas a través de la sección medida, dará como resultado un punto que caerá dentro del triángulo.

En la (Figura 109), se grafican las atenuaciones de los rayos gamma provenientes de ambas ventanas de energía, las de alta y baja energía, dentro de un triángulo definido por 100% de agua, 100% de petróleo y 100% de gas. Las fracciones de las fases se determinarán trazando una línea a través del punto (rojo) medido dentro del triángulo y paralelo a la línea definida por el 100% de agua y el 100% de petróleo y luego trazando una línea desde el 100% de gas a través del punto medido. En este ejemplo, el fluido multifásico está compuesto por 50% de gas, 25% de agua y 25% de petróleo

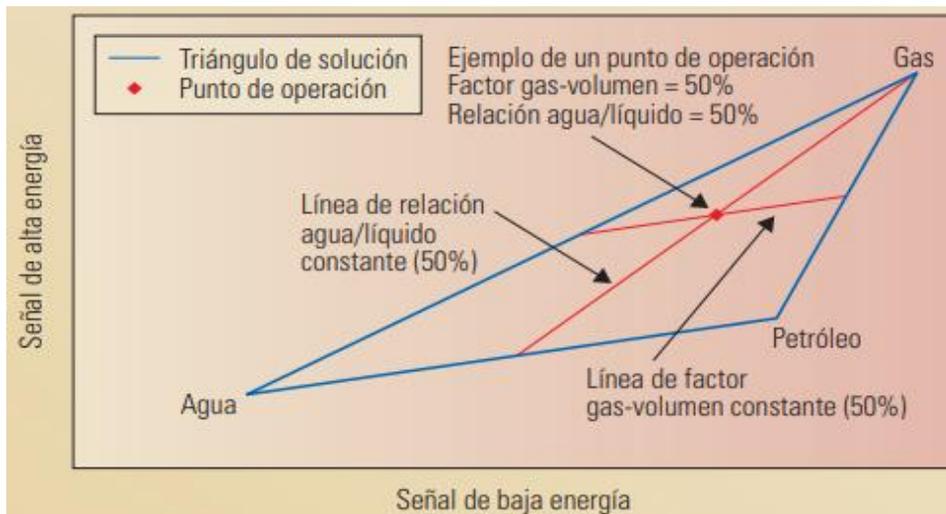


Figura 109. Determinación de los Porcentajes relativos de las fases (Schlumberger, 2003 "Avances en Materia de Vigilancia de Pozos")

- Métodos de impedancia eléctrica (capacitancia y conductancia): El principio fundamental de los métodos de impedancia eléctrica para la medición de la fracción de cada fase de la mezcla, se obtiene cuando el fluido que fluye en la sección de tubería se caracteriza como un conductor eléctrico. Al medir la impedancia eléctrica a través del diámetro de la tubería, las propiedades de la mezcla del fluido como la conductancia y la capacitancia pueden ser determinadas. La cantidad eléctrica medida de la mezcla depende de la conductividad y permitividad de los componentes de la mezcla: aceite, agua y gas.

1- La permitividad o capacitancia, es una propiedad eléctrica que será diferente para cada uno de los componentes en una mezcla de aceite, agua y gas, así que la permitividad de la combinación completa será función de las fracciones de cada uno de estos componentes (aceite, agua y gas).

La permitividad se puede medir usando un sensor de capacitancia, mediante la colocación de un electrodo en cada lado del medio por el cual fluye la muestra, en el interior del sistema, pero separado de la tubería de acero por un aislante eléctrico (Figura 110). Los electrodos actúan como un detector de capacitancia, y la capacitancia resultante puede ser medida entre los electrodos. Por lo tanto, esta capacitancia variara cuando la permitividad cambie, esto es, cuando la cantidad fluyente de aceite, agua o gas en la mezcla sea distinta.



Figura 110. Procedimiento típico para medir la capacitancia (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005 "Capacitancia")

Esta medición de capacitancia funciona siempre y cuando la fase continua sea el aceite, es decir, mientras el agua se encuentra dispersa en el aceite y no forme un flujo continuo de agua entre los electrodos. Normalmente el flujo de aceite es continuo cuando el corte de agua se mantiene menos al 60%, para cortes de agua mayores el flujo de agua sería más continuo. Para estos casos se tiene que reemplazar la medición de capacitancia por la de conductancia.

2- La conductancia, es la capacidad de un cuerpo para permitir el paso de la corriente eléctrica. La conductividad en líquidos reacciona con la presencia de sales en la solución.

La conductancia (Figura 111.) se mide mediante la inyección de una corriente eléctrica conocida o controlada en el flujo, y luego se mide la caída de tensión (voltaje) entre los electrodos a lo largo de la sección de tubería aislada. Dicha corriente eléctrica puede ser generada por electrones de contacto. La corriente eléctrica, caída de tensión (voltaje) y resistencia se puede calcular usando la Ley de Ohm. Dado que también se conoce la distancia entre los electrodos del detector, la resistencia medida podemos convertirla en una medición de conductividad o conductancia

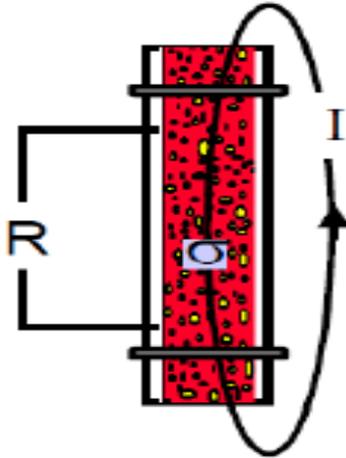


Figura 111. Principio típico de medición por conductancia (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005 "Conductancia")

- Tecnología de Microondas: Los medidores multifásicos con Tecnología de Microondas generalmente se utilizan para determinar el corte de agua basado en microondas, en estos se utiliza la resonancia de microondas para medir la permisividad de una mezcla aceite/agua.

La permitividad es un parámetro físico el cual define la propiedad eléctrica de una sustancia. Este parámetro consiste en una parte real y una imaginaria, las cuales son una constante dieléctrica y coeficiente de absorción respectivamente.

La constante dieléctrica del crudo incrementa con el aumento en el porcentaje de agua en la mezcla y en función de la temperatura. El aceite es no iónico o con capacidad prácticamente nula de absorción, pero el agua con contenido de sal es muy iónica y por lo tanto conductora, con esto, se puede inferir que la porción dieléctrica de la permitividad es esencialmente proporcional al corte de agua. Por su parte, el coeficiente de absorción es indicativo de la fase continua de la mezcla (aceite). De esta manera, con los valores de la constante dieléctrica obtenemos información requerida para hacer la medición del corte de agua y de la fase continua de la mezcla (aceite). De esta forma, el corte de agua se mide comparando las permitividades del aceite y el agua.

El átomo de oxígeno de la molécula de agua tiene una afinidad por los electrones de los dos átomos de hidrógeno, lo que resulta en que la densidad de los electrones del átomo de oxígeno sea mayor. Esto provoca que la molécula de agua tenga un lado cargado positivamente y otro negativamente. De esta forma, las moléculas intentarán alinearse continuamente con el cambiante campo de microondas, lo que a su vez ralentizará la propagación de las microondas. Como las moléculas de hidrocarburos tienen una estructura molecular mucho más simétrica y no responden al campo de microondas de la misma forma, la propagación de las microondas es insignificante.

Debido a estas diferencias en las propiedades dieléctricas entre el agua y el aceite, el principio de microondas ha sido utilizado satisfactoriamente en la medición del corte de agua. Para realizar la medición con esta tecnología se realiza la emisión de una onda electromagnética, la cual es enviada hacia el fluido, una parte de la energía enviada es reflejada al contacto con este y es captada por un sensor receptor. El tiempo empleado de respuesta por las microondas está en función de la fase que haya sido monitoreada.

El medidor de corte de agua mide la fracción volumétrica de agua en una mezcla de líquidos usando la tecnología de absorción de microondas, empleando la diferencia inconfundible de absorción de energía de microondas entre el agua y el aceite. Estos sistemas dependen cuantitativamente de la característica

de absorción de energía que posee el agua de la emulsión, mientras que el petróleo tiene prácticamente capacidad nula de absorción.

Mientras el corte de agua incrementa, la propagación de las microondas se ve contrarrestada, provocando una disminución en la frecuencia de resonancia de microondas.

Las microondas penetran el interior de los materiales, y permiten medir las propiedades internas de los mismos. Aún con esto las mediciones realizadas son no destructivas y no invasivas. Además, las microondas no alteran ni contaminan el material, ya que la potencia del pico de energía utilizado es muy baja (ronda la milésima parte de una señal de teléfono móvil).

Es importante realizar una verificación constante de los valores del corte de agua, asegurando la fiabilidad de estas mediciones. En este sentido, existen limitaciones en el método debido a que los errores se deben a una muestra no representativa del flujo.

2.20 Principales Ventajas y Desventajas de la Medición de Flujo Multifásica

Por otra parte, se tiene que la medición de flujo multifásica tiene como objetivo general, una mayor frecuencia en la medición de la producción de cada uno de los pozos que convergen al sistema, en tiempo real y a condiciones de flujo, que permita su control local y remoto hasta una central de monitoreo y control, desde la cual es posible monitorear y manejar la información de la medición, así como la obtención de resultados de producción.

Para la medición de flujo multifásica en la mayoría de los casos, los gastos de cada fase se obtienen combinando una medición de flujo total, con la determinación de las fracciones de cada fase en la mezcla.

Para determinar estas fracciones de la mezcla, se requiere conocer algunos conceptos relacionados con el flujo multifásico en tuberías como son: los patrones de flujo y velocidades reales del gas y del líquido.

La medición de flujo multifásica integra elementos primarios de medición convencionales, otros se han diseñado basándose totalmente en tecnologías nuevas, de las cuales muchas no se utilizaban para la industria petrolera.

Cabe señalar que en la medición de flujo multifásica se requiere conocer las siguientes propiedades de los fluidos: R_s , RGA , B_w , B_g y B_o , para poder determinar el gasto de cada una de las fases a condiciones estándar.

La medición de flujo multifásica debe apoyarse en la experiencia lograda en campo por los operadores y ser cuidadoso al leer las recomendaciones de los proveedores. Se debe de tomar muy en cuenta que para cada pozo habrá diferentes factores a considerar.

La variedad de medidores multifásicos que existen en la industria petrolera, dificulta la selección del medidor multifásico más adecuado, debido a que utilizan distintos principios de medición por parte de los elementos primario, secundarios y dispositivos que los integran, por lo que la medición de flujo multifásica para la medición de la producción de un pozo petrolero puede ser sencilla o compleja y con gran incertidumbre, creando una serie de ventajas y desventajas operacionales, técnicas y económicas para las diferentes condiciones de operación, las cuales se muestran de manera general en la siguiente tabla.

Ventajas de la Medición de Flujo Multifásico	Desventajas de la Medición de Flujo Multifásico
1-. Con la medición de flujo multifásico en línea, es posible el monitoreo y medición continua de la producción de hidrocarburos, por lo anterior, se optimiza la producción de hidrocarburos debido a un monitoreo continuo en tiempo real del flujo multifásico.	1-. A pesar de la medición continua durante la medición de flujo multifásica, la incertidumbre de medición será mayor en comparación con un sistema convencional de medición monofásica.
2-. Los costos de instalación y operación de medidores para medición de flujo multifásica son bajos en comparación con los medidores de un sistema convencional de medición monofásica.	2-. La medición de flujo multifásica es sensible a las propiedades de las distintas fases a medir que conforman la mezcla de hidrocarburos durante el flujo bifásico o multifásico
3-. La medición de flujo multifásica permite una reducción de costos para el desarrollo de campos para la producción de hidrocarburos.	3-. La medición de flujo multifásico se lleva a cabo por medio de instrumentos y elementos (primarios, secundarios y terciarios) de medición complejos que requieren conocimiento técnico especializado por parte del personal, para que estos operen de acuerdo con las especificaciones y requerimientos para los cuales fueron construidos e instalados para la medición de flujo multifásica.
4-. La medición de flujo multifásica permite un manejo de la información en tiempo real de la producción de hidrocarburos y un control remoto del equipo de medición, con las ventajas económicas que esto involucra	4-. El costo inicial para la implementación de mecanismos de medición de flujo multifásico es mucho mayor que el de un separador de pruebas
5-. Los medidores empleados en la medición de flujo multifásica no poseen partes móviles, lo que representa un mantenimiento bajo.	5-. La medición de flujo multifásica no es estable en el tiempo.
6-. La medición de flujo multifásica permite un análisis rápido de la información, determinando la tendencia de producción de un pozo y facilitando la toma de decisiones de forma oportuna y rápida para una correcta explotación del yacimiento.	
7-. En la medición de flujo multifásica, las mediciones de las fracciones individuales de cada fase y el gasto total o individual de cada fase se realizan directamente en la línea de flujo multifásico.	
8-. Con la medición de flujo multifásico se incrementa la confianza de la información, permitiendo una identificación temprana de los problemas en el pozo.	

Tabla 6. Principales Ventajas y Desventajas de la medición de flujo multifásica (The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005)

Capítulo 3 Regulación en Materia de Medición de Hidrocarburos.

3.1 Antecedentes de la Reforma Energética y su relevancia en la Medición de Transferencia de Custodia

Durante los inicios del siglo XX, el petróleo, la electricidad y el carbón mineral de México eran explotados por compañías extranjeras y transnacionales. Durante el año 1937, dichas empresas contralaban el 95% de las propiedades de la industria petrolera.

El 18 de marzo de 1938, el General Lázaro Cárdenas decreto la expropiación petrolera, mediante el Artículo 27 Constitucional, que traslado el dominio de todos los minerales de la nación, entre ellos, “el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentran en tierras mexicanas son propiedad del gobierno”.

En 1940 se establece la ley reglamentaria del Artículo 27 Constitucional, promulgada por Lazara Cárdenas, la cual mencionaba que “podrán celebrarse contratos con los particulares, a fin de que estos lleven a cabo por cuenta del gobierno federal, los trabajos de exploración y explotación, ya sea mediante compensaciones en efectivo o equivalentes a un porcentaje de los productos que obtengan”. El estado adquirió por decreto los bienes y la infraestructura de las compañías petroleras extranjeras que operan en territorio nacional.

Petróleos Mexicanos fue el resultado más importante de la expropiación petrolera en México, pues se creó la primera empresa paraestatal encargada de la extracción, producción y distribución de los mayores bienes del país.

La ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, publicada en 1992, creó a PEMEX Petroquímica, PEMEX Gas y Petroquímica Básica, PEMEX Refinación y PEMEX Exploración y Producción como organismos subsidiarios de PEMEX; con esta organización se declaró que era urgentemente profundizar, generalizar e institucionalizar el cálculo económico en todas las actividades y sujetar todas las decisiones a criterios de rentabilidad financiera en la empresa nacional.

3.2 Nuevo Panorama

En el año 2013, el Diario Oficial de la Federación publicó, los cambios constitucionales en materia energética aprobados por el poder legislativo, avalados por 24 congresos estatales, y firmados por el presidente Enrique Peña Nieto. México inicio un proceso de transformación que terminaría con los monopolios estatales del sector energético.

La Reforma Energética consiste en las modificaciones a los Artículos:

- Artículo 25: Permite a empresas privadas participar en la exploración y extracción de petróleo, a través de diferentes contratos con el Estado Mexicano: Utilidad Compartida, Producción Compartida, Licencia y Servicios.
- Artículo 27: Tratándose de petróleo e hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo, la propiedad de la nación es intransferible e imprescriptible.

- Artículo 28: La exploración y extracción de petróleo y gas natural son actividades estratégicas para el país. Consecuentemente, la reforma mantiene la prohibición de otorgar concesiones para la explotación de los hidrocarburos de la nación

Un elemento que surgió y se evaluó en los foros organizados por el Senado de la Republica, previo a la aprobación de la reforma constitucional, fue la exploración y extracción de hidrocarburos, y la importancia de que los recursos del subsuelo sigan siendo propiedad de todos los mexicanos, con lo cual la Reforma Energética estableció la posibilidad de que la nación otorgue asignaciones o contratos a PEMEX. De esta manera incorpora la posibilidad de otorgar contratos a empresas privadas, por sí solas en asociación con PEMEX. Esto indica un cambio moderno que permite poner en producción yacimientos de hidrocarburos que en la actualidad se encuentran cerrados por falta de inversión e infraestructura.

3.3 Principales puntos de la Reforma Energética

Los principales puntos clave de la Reforma Energética, en favor del Estado consisten en:

- Reforma a los Artículos 27 y 28 de la Constitución para permitir que múltiples empresas puedan invertir y operar en la industria energética nacional.
- Inversión privada y fomento al contenido nacional.
- Modalidades Contractuales para actividades de exploración y extracción.
- Propiedad de la Nación de los hidrocarburos en el subsuelo y reporte del interés económico de las asignaciones y contratos que celebren con el Estado.
- Propiedad del sector energético, frente a otras actividades.
- Transparencia en contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.
- Atribuciones de las autoridades en materia de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.
- Ronda Cero: Petróleos Mexicanos elije las áreas y campos más atractivos del país.
- Fondo Mexicano del Petróleo.
- Centro Nacional del Control del Gas Natural.
- Centro Nacional de Control de Energía y mercado de Energía Eléctrica.
- Fortalecimiento de las Comisiones reguladoras del sector energético: Comisión Nacional de Hidrocarburos y La Comisión Reguladora de Energía.
- Creación de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente “ASEA”
- Fomento al desarrollo sustentable y la protección del medio ambiente.
- Participación privada en la Industria Eléctrica

- Transformación de PEMEX y CFE en empresas productivas del Estado

3.4 Objetivos de la Reforma Energética

Los objetivos de la Reforma Energética permitirán

- Mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo.
- Modernizar y Fortalecer, sin privatizar a PEMEX y CFE como empresas productivas del estado 100% mexicanas
- Reducir la exposición del país a los riesgos Financieros, Geológicos y Ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas.
- Atraer mayor inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país
- Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios
- Garantizar estándares internacionales de eficiencia, calidad y confiabilidad de suministro, transparencia y rendición de cuentas.
- Fortalecer la administración de los ingresos petroleros e impulsar el ahorro de largo plazo en beneficio de las generaciones futuras.
- Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger al medio ambiente.

3.5 Nuevo Marco Regulatorio en México

La Reforma Energética estableció los principios de un nuevo modelo para el desarrollo de la industria petrolera en nuestro país y para definir la organización institucional se promulgaron una serie de leyes secundarias y reglamentos para ser aplicados en la nueva estructura del sector energético mexicano. En ella se establecen las responsabilidades que tienen los participantes de la industria. Todos ellos habrán de apegarse a la nueva organización y normatividad.

La Reforma contempla que el Gobierno Federal otorgue contratos a PEMEX y empresas privadas para explorar en busca de hidrocarburos y extraer petróleo y gas, además de contar con asignaciones directas a las Empresas Productivas del Estado para los mismos fines

En exploración y extracción, los aspectos más relevantes se refieren a los nuevos contratos de utilidad y producción compartida, así como de licencias y asignaciones, estas últimas a Pemex u otra empresa productiva del estado.

Los decretos promulgados por el poder Ejecutivo Federal el 11 de agosto de 2014, fueron aplicados al marco normativo constitucional del Sector Energético Mexicano, en los cuales se promueve la participación del sector privado en actividades que eran reservadas para PEMEX

Las leyes promulgadas, resultantes de la Reforma a los Artículos 25, 27 y 28 constitucionales, son:

- Ley de Petróleos Mexicanos
- Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo
- Ley de Hidrocarburos (con lo que se abrogó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del Petróleo)
- Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos
- Ley de La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
- Ley de Los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
- Ley de La Industria Eléctrica
- Ley de La Energía Geotérmica
- Ley de La Comisión Federal de Electricidad

3.6 Ley de Hidrocarburos

La Ley de Hidrocarburos es la más importante de entre las leyes secundarias que se generaron a partir de la Reforma Energética, ya que es la que define los cambios más drásticos y de mayor relevancia que la Reforma Energética conlleva.

Esta Ley es la que define las alternativas para que las empresas productivas del estado y los particulares lleven a cabo los procesos relacionados con la exploración y extracción de hidrocarburos.

Para los efectos de esta Ley, se considerarán yacimientos transfronterizos aquéllos que se encuentren dentro de la jurisdicción nacional y tengan continuidad física fuera de ella.

También se considerarán como transfronterizos aquellos yacimientos o mantos fuera de la jurisdicción nacional, compartidos con otros países de acuerdo con los tratados en que México sea parte, o bajo lo dispuesto en la Convención de las Naciones Unidas sobre Derecho del Mar.

Esta Ley tiene por Objeto Regular las siguientes actividades en territorio Nacional:

- I-. El Reconocimiento y Exploración Superficial, y la Exploración y Extracción de hidrocarburos.
- II-. El Tratamiento, Refinación, Enajenación, Comercialización, Transporte y Almacenamiento del Petróleo.
- III-. El Procesamiento, Compresión, Licuefacción, Descompresión y Regasificación, así como el Transporte, Almacenamiento, Distribución, Comercialización, y Expendio al Público de Gas Natural
- IV-. El Transporte, Almacenamiento, Distribución, Comercialización y Expendio al Público de Petrolíferos, y
- V-. El Transporte por Ducto y el Almacenamiento que se encuentre vinculado a Ducto de Petroquímicos

Adicionalmente, incorpora las obligaciones y responsabilidades de los reguladores y participantes, así como las sanciones por incumplimiento. Además, es reglamentaria de los artículos 25, párrafo cuarto, 27, párrafo séptimo, y 28, párrafo cuarto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de hidrocarburos.

En relación con las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas, comprenden las actividades de reconocimiento y exploración superficial, y la exploración y extracción de hidrocarburos, las llevará a cabo la nación, por conducto de asignatarios, es decir, PEMEX o por medio de contratistas, de acuerdo con lo establecido en Ley de Hidrocarburos.

➤ Aspectos Generales de Relevancia sobre La Ley de Hidrocarburos:

1-. Mediante Licitaciones Públicas, y a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, se permite la contratación directa de empresas nacionales y extranjeras para realizar actividades de exploración y explotación de Petróleo y Gas, bajo las modalidades de contratos de Utilidad Compartida, Producción Compartida, Licencias, y Servicios.

2-. Con la Nueva Dinámica de mercado del sector energético mexicano, se rediseñaron y fortalecieron las actividades y responsabilidades de los Órganos Reguladores del Sector Energético, es decir, La Comisión Nacional de Hidrocarburos y La Comisión Reguladora de Energía, otorgándoles "Autonomía". En el marco de la Reforma, La Secretaría de Hacienda y Crédito Público deberá establecer las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de las licitaciones, y determinar las variables de adjudicación de los procesos de licitación.

3-. Respecto a las asignaciones otorgadas a particulares, PEMEX y demás empresas productivas del estado podrán celebrar con privados nacionales o extranjeros, contratos de servicios, siempre que la contraprestación se realice en especie o en efectivo.

4-. La Comisión Nacional de Hidrocarburos podrá celebrar contratos para la Exploración y Producción de un área contractual a través de un proceso de licitación con duración específica. Los contratistas podrán ser PEMEX o cualquier otra Empresas Productivas del Estado o persona moral, previa celebración de un contrato con la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Estos contratos podrán ser de manera individual o en consorcio o asociación en participación con PEMEX.

5-. PEMEX y las demás Empresas Productivas del Estado podrán solicitar la migración de una asignación de la que sean titulares a contratos para la Exploración y Extracción. En caso de proceder la migración, previa autorización de la Secretaría de Energía, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establecerán las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que correspondan. En este caso, y mediante licitaciones llevadas a cabo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, PEMEX y las otras Empresas Productivas del Estado podrán celebrar alianzas o asociaciones con personas morales.

6-. La Secretaría de Energía es la responsable de establecer el modelo de contratación correspondiente a cada área contractual que se licite o adjudique, y podrá elegir, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia. En tanto que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público será la responsable de establecer las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de cada contrato.

En resumen, La Ley de Hidrocarburos

- 1-. Reglamenta los Artículos 25, 27 y 28 de La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- 2-. Reafirma que, invariablemente, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación
- 3-. Las actividades de exploración y extracción se consideran estratégicas, por lo que solo la Nación puede llevarlas a cabo por conducto de Asignatarios y Contratistas

3.7 Aspectos Regulatorios Relevantes

La Reforma Energética aprobada por el Congreso de la Unión contempla modificaciones a la Constitución en sus artículos 25, 27 y 28, así como la adición de 21 artículos transitorios.

Estos cambios transforman la estructura del sector de hidrocarburos porque permiten la participación de nuevos actores en la industria, y la modificación de la estructura y la situación legal en la que se basan las ahora llamadas Empresas productivas del Estado. Esto abrió la puerta para una modificación de fondo en el régimen fiscal para la exploración y extracción de petróleo y gas natural, donde a la fecha Pemex es el más importante protagonista.

También se aborda la creación de la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Esta última tiene por objeto establecer el régimen de ingresos que recibirá el Estado de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen mediante asignaciones o contratos; la regulación de las contraprestaciones que deberán cubrirse a los contratistas; las disposiciones en materia de administración y supervisión de los aspectos financieros de los contratos y las obligaciones de transparencia y rendición de cuentas respecto a los ingresos percibidos por la actividad petrolera; además de la organización y funcionamiento del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FOMPED) que administrará los ingresos que perciba el Estado por la explotación de los hidrocarburos en atención a que la Constitución sigue considerando a los recursos petroleros propiedad de la nación.

Esta Ley señala que dentro de los conceptos por los que el Estado obtendrá ingresos derivados de la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos, se encuentran las contraprestaciones, cuando la actividad se realice al amparo de un contrato; derechos, cuando la actividad se realice por virtud de una asignación, y el impuesto sobre la renta que paguen los contratistas y asignatarios por la realización de sus respectivas actividades.

A partir de 2015, los ingresos petroleros generados por concepto de derechos y contraprestaciones deberán ser entregados al Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FOMPED), mientras que las contribuciones (impuestos) se enterarán a la SCHP.

3.8 Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos

Con el propósito de obtener Ingresos para el Estado Mexicano, que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, este llevara a cabo las actividades para la exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del estado o a través de contratos con estas o con particulares.

La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos tiene como objetivo establecer el régimen de los ingresos que recibirá el Estado Mexicano que se obtengan de las actividades de exploración y extracción de

hidrocarburos que se realicen a través de las Asignaciones y Contratos, así como de las contraprestaciones que se establecerán en los Contratos.

➤ Generalidades:

1-. El pago de las contraprestaciones que se establezcan en los Contratos se realizará en efectivo y no exime a los Contratistas del cumplimiento de las obligaciones en materia tributaria y demás disposiciones fiscales;

2-. Los Contratos preverán que la administración de los aspectos financieros de los mismos, relacionados con las Contraprestaciones se llevarán a cabo por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo;

3-. Los ingresos serán recibidos por el Fondo Mexicano del Petróleo.

3.9 Asignaciones y Contratos

La reforma contempla que el Gobierno Federal otorgue contratos a Pemex y empresas privadas para explorar en busca de hidrocarburos y extraer petróleo y gas, además de contar con asignaciones directas a las Empresas productivas del Estado para los mismos fines.

De esta manera, se incorporan cinco nuevos modelos de contratación. De acuerdo con la Legislación aprobada, las modalidades de contratación para las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, podrán ser mediante Asignaciones o Contratos, ya sea de Licencias, de Producción o Utilidad Compartida o de Servicios (Figura 112)

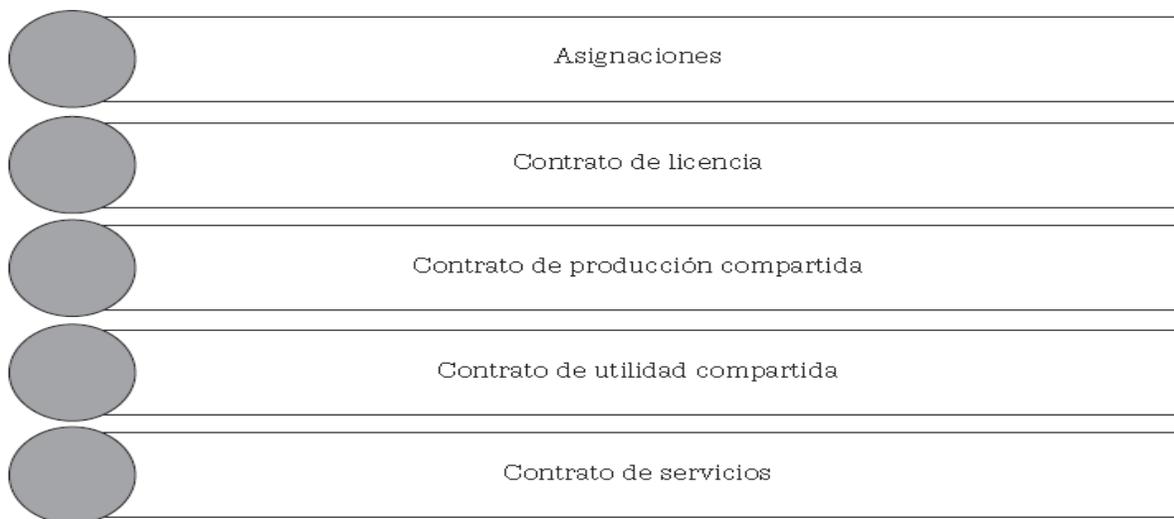


Figura 112. Nuevo Paradigma para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (Reforma Energética "Motor de Crecimiento Económico y Bienestar, 2015)

3.10 Asignaciones Petroleras

Las Asignaciones son actos jurídico-administrativos mediante los cuales el Ejecutivo Federal podrá otorgar a un asignatario el derecho de realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en un área establecida para dicha asignación. Éstas sólo podrán otorgarse a Empresas Productivas del Estado

(Pemex) o sus empresas productivas subsidiarias o filiales.

La encargada de establecer y adjudicar dichas asignaciones y de seleccionar las áreas que serán objeto de los contratos de exploración y producción es la Secretaría de Energía, misma que contará con la asistencia de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la cual adjudicará las asignaciones, revisará las solicitudes de Pemex y emitirá una resolución estableciendo la superficie, profundidad y vigencia de las asignaciones procedentes. Si los objetivos de la asignación no se cumplen, esta puede ser revocada. El incumplimiento puede ser de varios tipos: suspensión de la actividad, incumplimiento de planes, accidentes graves, presentación de información falsa, entre otros.

Una empresa productiva del Estado puede ceder una asignación solo a otra empresa productiva del Estado, pero solo con la autorización de Secretaría de Energía. Además, una empresa productiva del Estado podrá renunciar a una asignación solo con la autorización de Secretaría de Energía.

Una empresa productiva del Estado que tenga una asignación podrá realizar contratos de servicio con particulares para lograr los objetivos de la asignación. Esta será una situación muy similar a la que se venía presentando en los últimos años con los Contratos Integrales de Exploración Y Producción (CIEPS) y los Contratos de Obra Pública Financiada (COPS)

3.11 Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Por su parte, los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos son actos jurídicos que suscribirá el Estado mexicano a través de la CNH, por medio de los cuales se convendrá la exploración, la explotación o ambas actividades en un área contractual dada y con una duración específica. Estos contratos se podrán celebrar con particulares o con Empresas Productivas del Estado.

Los Contratos pueden suscribirlos las empresas productivas del estado (EPEs) asociadas con particulares o directamente particulares. Los contratos son la modalidad de mayor interés para las empresas privadas que deseen participar en la actividad petrolera de exploración y extracción de hidrocarburos a raíz de la Reforma Energética, de los cuales:

- 1-. Por parte del gobierno mexicano, los contratos serán firmados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- 2-. Estos contratos podrán ser firmados con empresas productivas del estado o por empresas privadas establecidas en México.
- 3-. Los contratos se asignarán por licitación, la cual será administrada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- 4-. La Secretaría de Energía deberá definir las áreas contractuales, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- 5-. La Secretaría de Energía también definirá para cada área contractual los modelos de contrato, ya sean contratos de servicio, contratos de utilidad compartida, contratos de producción compartida o contratos de licencia. En esta ley solo se lista el tipo de contratos que contempló la Reforma Constitucional de 2013. La ley de Ingresos sobre Hidrocarburos es la que define con mayor precisión cada tipo de contrato y sus esquemas.

6-. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público es quien establezca los parámetros económicos de los contratos, así como la variable de adjudicación de este, tomando en cuenta lo definido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

7-. Si el área incluye yacimientos transfronterizos, entonces alguna empresa productiva del Estado deberá participar con al menos el 20% de la inversión del proyecto.

8-. Es importante hacer mención que, si una empresa productiva del Estado tiene algún área asignada, esta puede solicitar a Secretaría de Energía que esta área se convierta en un contrato de exploración y producción. Al momento de la migración, la Ley de Hidrocarburos le asigna a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público la responsabilidad de definir las condiciones económicas de tipo fiscal que se aplicarán al contrato.

9-. En el caso de estas migraciones de “asignación a contrato”, la Ley de Hidrocarburos permite que se lleven a cabo alianzas entre la empresa productiva del Estado y las empresas privadas para tomar el contrato en forma conjunta. En estos casos el socio será definido vía una licitación que también será administrada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y cuyos términos fiscales serán definidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Secretaría de Energía. La participación de al menos cuatro organismos gubernamentales (la empresa productiva del Estado, Secretaría de Energía, Secretaría de Hacienda y Crédito Público y Comisión Nacional de Hidrocarburos) ciertamente implicará una complejidad administrativa considerable.

- Tipos de Contratos para la exploración y extracción de Hidrocarburos en México:
- Contratos de Producción Compartida: Acuerdo en el que se asignan porcentajes de la producción (en especie) para el estado y para el sector privado; no limita el pago de impuestos y renta. Los contratos de producción compartida son aquellos en los que el contratista o empresa con la que se firme obtendrá una contraprestación por los trabajos realizados que será cubierta con un porcentaje de la producción obtenida del área establecida por el contrato.
- Contratos de Utilidad Compartida: Acuerdo en el que la utilidad (después de impuestos y después de la renta petrolera) es dividida entre el estado y los actores privados, a pagarse en efectivo. Los contratos de utilidad compartida contemplan que la empresa que tenga a su cargo el contrato recibirá, como pago por la actividad de exploratoria o extractiva realizada, un porcentaje en efectivo de la utilidad generada en el área contractual
- Contratos de Licencia: Acto administrativo en el que se realiza una asignación para que las partes actúen por ordenanza del estado; el pago es con transmisión onerosa de hidrocarburos. Las licencias serán retribuidas con la “transmisión onerosa” de los hidrocarburos que sean extraídos del subsuelo que ampare el contrato de licencia
- Contratos de Servicio: Acuerdo en el que se contrata a un privado para realizar una tarea específica, por la que obtiene una remuneración previamente establecida, en efectivo. Los contratos de servicio consideran un pago para el contratista que se efectuara en efectivo y que tomara en cuenta, para la fijación de su monto, los estándares internacionales de la industria para la actividad que ampare dicho contrato

En cada caso, la nación escogerá la modalidad de contrato que más le convenga, atendiendo siempre a maximizar los ingresos y el beneficio para el desarrollo nacional de largo plazo.

3.12 Nuevo Régimen de Contraprestaciones para las Asignaciones

El cambio de paradigma del sector energético, y la consecuente entrada de capitales privados, llevó a un cambio en el régimen fiscal al que se encuentra sujeta Pemex. En ese sentido, se buscó un régimen acorde a las nuevas características de la ahora llamada Empresa Productiva del Estado para ubicarla en un rango de competitividad equivalente a la que tendrán los inversionistas privados que participen en este nuevo sector. Cabe recordar que el régimen fiscal de Pemex se sustentaba en un esquema de derechos que se determinaba sin reconocer las necesidades de inversión de la empresa, por ello, la reforma los cambió sustituyéndolos por una serie de contraprestaciones (derechos) con la cual se pretende gravar de manera similar a Pemex y a los nuevos integrantes del sector.

Las nuevas contraprestaciones (derechos) que se deberán pagar por las asignaciones asemejan a aquellas con las que contribuirán los inversionistas privados. Sin embargo, con este nuevo modelo se buscará mantener el nivel de ingresos que hasta hoy Pemex entera al Gobierno Federal. Adicionalmente, la empresa estará sujeta al Impuesto sobre la Renta, al Impuesto por la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y al pago de un Dividendo Estatal. Los nuevos derechos que pagará Pemex son los siguientes:

- Derecho de Exploración de Hidrocarburos: El Derecho de exploración de hidrocarburos que la Empresa Productiva del Estado pagará por las Áreas de Asignación que se encuentren en la fase de exploración, a razón de una cuota mensual de 1,150 pesos por kilómetro cuadrado los primeros 60 meses y de 2,750 pesos por kilómetro cuadrado a partir del mes 61 y hasta que el proyecto entre en fase de extracción de hidrocarburos.
- Derecho de Extracción de Hidrocarburos: El Derecho de extracción de hidrocarburos que se obtendrá de la aplicación de una tasa variable sobre el valor de los hidrocarburos. Para la determinación de la tasa relacionada con el cálculo de este derecho se considerará el precio y tipo de hidrocarburo que se trate.
- Derecho por la Utilidad Compartida: El Derecho por la utilidad compartida gravará el valor de los hidrocarburos disminuido por los costos, gastos e inversiones realizadas en cada proyecto a una tasa de 65 por ciento.
- Dividendo Estatal: El dividendo estatal será pagado por Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias anualmente. El importe del dividendo será determinado por la SHCP considerando la información sobre la situación financiera de la empresa y de sus empresas productivas subsidiarias, y los planes, opciones y perspectivas de inversión y financiamiento en el ejercicio inmediato siguiente y los cinco años posteriores, que Pemex deberá entregar acompañado de un análisis sobre la rentabilidad de dichas inversiones y la proyección de los estados financieros correspondientes.

3.13 Nuevo Régimen Fiscal para los Contratos

El nuevo régimen fiscal asociado a los contratos está integrado por impuestos que serán pagados a la SHCP y contraprestaciones que administrará el FOMPED.

En todos los casos, la producción será entregada al comercializador del Estado el cual realizará la venta de los hidrocarburos y entregará los ingresos de esta al FOMPED. Éste pagará las contraprestaciones al

contratista y al Estado y administrará el resto de los recursos obtenidos de la venta de los hidrocarburos. Las formas de tributación de los contratos tendrán los siguientes elementos comunes (Figura 113):

<p>CONTRATOS DE LICENCIA</p>	<ul style="list-style-type: none"> —> Impuesto Sobre la Renta —> Impuesto a la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos —> Cuota contractual —> Regalia —> Bono de firma —> Contraprestación
<p>CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA Y DE UTILIDAD COMPARTIDA</p>	<ul style="list-style-type: none"> —> Impuesto Sobre la Renta —> Impuesto a la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos —> Cuota contractual —> Regalia —> Contraprestación
<p>CONTRATOS DE SERVICIOS</p>	<ul style="list-style-type: none"> —> Impuesto Sobre la Renta —> Impuesto a la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos —> Contraprestación en efectivo

Figura 113. Nuevo Régimen Fiscal en Contratos (Reforma Energética “Motor de Crecimiento Económico y Bienestar, 2015)

- Pago del Impuesto sobre la Renta: El Pago del Impuesto sobre la Renta que gravará las utilidades al 30%
- Impuesto a la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos: El Impuesto a la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, equivalente al pago mensual de una cuota por kilómetro cuadrado de 1,500 pesos en fase de exploración y de 6 mil pesos cuando el proyecto pase a la fase de extracción.

Los Contratos de Licencia tendrán además la Obligación de pagar:

- Cuota Contractual: Una cuota contractual expresada en una tarifa que será aplicada a la superficie que cubra el contrato mientras se encuentre en la fase exploratoria. La cuota ascenderá a 1,150 pesos por km² durante los primeros 60 meses y a 2,750 pesos después del mes 61 de vigencia, siempre que no se haya comenzado con la producción.
- Regalía: Una regalía que será estimada con base en una tasa que dependerá del tipo y precio de los hidrocarburos extraídos.
- Bono a la Firma: Un bono de firma que la Ley contempla como un mecanismo para asegurar la seriedad de las ofertas económicas. El monto de éste se dará a conocer en cada licitación.
- Contraprestación: Una contraprestación que se determinará en los contratos considerando una tasa sobre la utilidad operativa

Los Contratos de Utilidad Compartida y Producción Compartida deberán pagar también:

- La Cuota Contractual
- Una Regalía
- Una Contraprestación o tasa sobre la utilidad operativa que se determinara en cada contrato. Para los contratos de producción compartida esta podrá ser en especie.

Los Contratos de Servicios deberán entregar la producción y a cambio recibirán una *contraprestación* que deberá ser pagada en efectivo considerando los estándares de la industria.

En ese sentido, los beneficiarios de contratos y asignaciones deberán de enterar a la SHCP las contribuciones (ISR, Impuesto por la actividad de exploración y extracción y dividendo estatal), mientras que las contraprestaciones de los contratistas (cuota contractual, regalía, contraprestación y bono de firma) y de los asignatarios (derechos por utilidad compartida, por extracción de hidrocarburos y por exploración de hidrocarburos) deberán ser destinados al FOMPED para su administración (Figura 114)

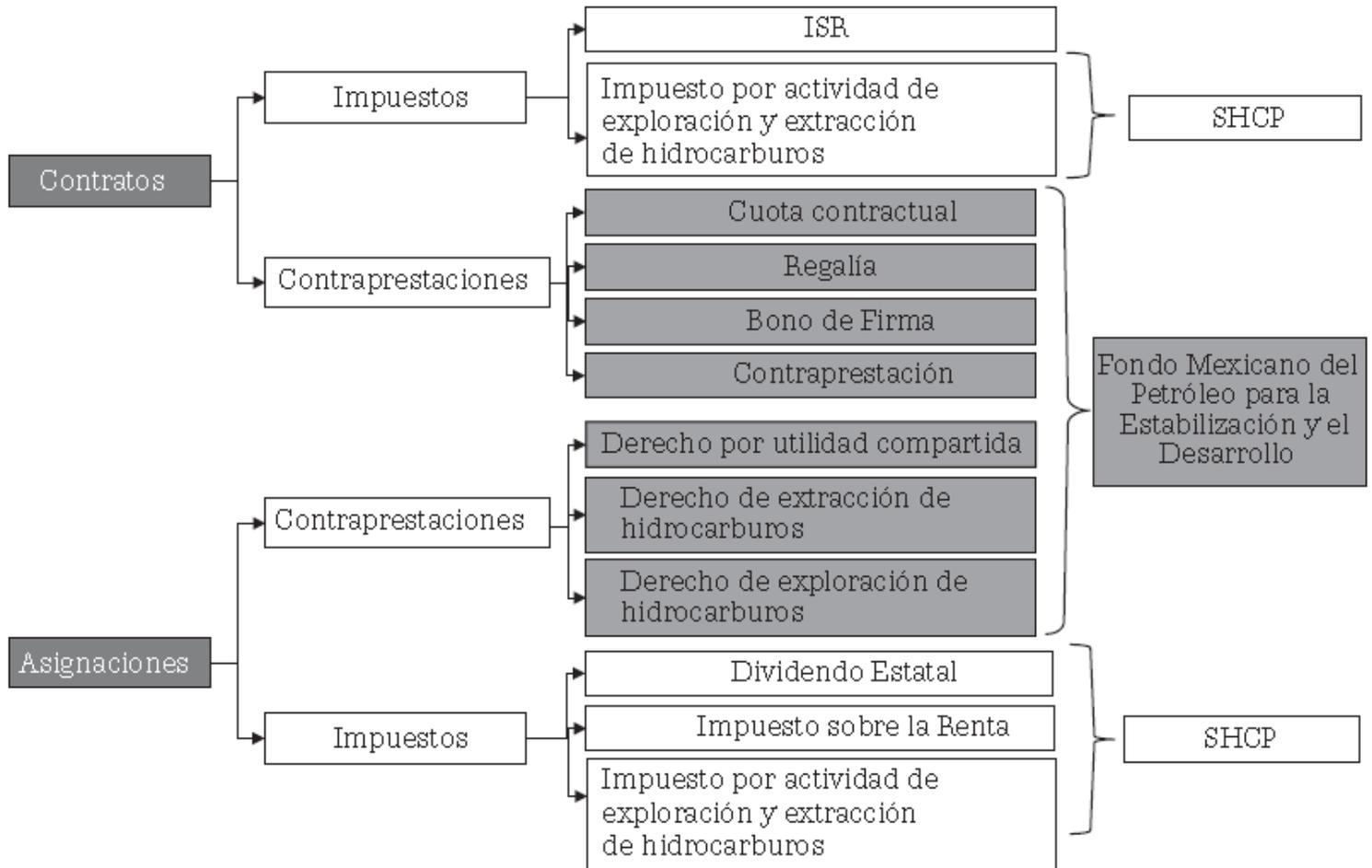


Figura 114. Ingresos Públicos por Contratos y Asignaciones (Reforma Energética “Motor de Crecimiento Económico y Bienestar, 2015)

3.14 Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo

Con el fin de Administrar y Transparentar el origen y destino de los ingresos petroleros, se creó el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, fue diseñado con una visión a largo plazo en beneficio de todos los mexicanos

El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo creado el 20 de diciembre de 2013 mediante la reforma constitucional en materia energética, tiene como objetivo:

Establecer las Normas para la constitución y operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la estabilización y el desarrollo

➤ El 1ero de enero de 2015 el FMP inicio sus operaciones, con las siguientes atribuciones:

1-. El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo tiene como fin recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos en materia de petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo.

➤ El Patrimonio del Fondo Mexicano del Petróleo está constituido por:

1-. Los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos en materia de petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo.

2-. El producto de las inversiones que se deriven de los recursos del Fondo Mexicano del Petróleo.

El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo fue creado, para administrar y transparentar el origen y destino de los ingresos petroleros, administrar los aspectos financieros de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

El Órgano Rector del Fondo está constituido por tres representantes del Estado Mexicano y cuatro miembros independientes:

➤ Los representantes del Estado son los Titulares de las siguientes dependencias:

1-. Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), quien presidirá el Comité

2-. Secretaría de Energía (SENER)

3-. Banco de México

➤ El Fondo Mexicano del Petróleo para la estabilización y el Desarrollo tiene como principales objetivos:

1-. La Administración de los Ingresos Petroleros: El Fondo tiene la Obligación de recibir los ingresos de Pemex (Asignatario) y demás empresas privadas (Contratistas) encargadas de la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Posteriormente, el Fondo está obligado a transferir dichos recursos al Estado en los plazos y cantidades determinadas por la Secretaria de Hacienda y Crédito Publico

2-. La Administración Financiera de los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos: Es decir, asegurar que el monto que le corresponde al Estado y a los Contratistas por la Extracción y Venta de los Hidrocarburos es correcta. El Fondo realiza los Cálculos a partir de la información que ambas partes

proporcionan, dando así certeza de que los pagos han sido estimados de forma independiente e imparcial por un tercero ajeno al contrato

3-. Administrar una reserva para el ahorro de largo plazo: Esta reserva monetaria se constituye a partir de los ingresos que recibe el fondo, siempre y cuando se cumplan con ciertas condiciones establecidas por la ley. El Objetivo principal de la Reserva es brindar seguridad y mayor estabilidad en las finanzas públicas. Además, beneficia a las futuras generaciones de mexicanos con un ahorro a largo plazo derivado de los ingresos petroleros que se producen hoy.

El Fondo fue creado con la finalidad de garantizar un manejo responsable y transparente de los ingresos petroleros de la nación, facilitando su seguimiento, así como la rendición de cuentas. Con un enfoque de transparencia proactiva y apertura Gubernamental.

3.15 Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

Los presentes Lineamientos son de carácter obligatorio para todos los Operadores Petroleros en relación con los Mecanismos de Medición utilizados en sus actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en México, al amparo de con un Contrato o una Asignación, desde el pozo y, en su caso, el yacimiento, hasta su integración al sistema de Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos, así como en el Punto de Medición.

El objetivo de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos es establecer los recursos humanos, recursos técnicos, procedimientos y normas que deberán cumplir los operadores petroleros en relación con la medición de hidrocarburos, así como las reglas generales aplicables a los mecanismos de medición, por tanto, se traduce en los requerimientos y criterios que se deben observar para aprobar dichos mecanismos de medición. Lo anterior debido a que la instalación, operación, mantenimiento y calibración de los sistemas de medición estará a cargo de los operadores petroleros (asignatarios o contratistas), pero bajo la supervisión y autorización de La Comisión Nacional de Hidrocarburos, quien verificará que su operación y su gestión sean aptos para cuantificar los hidrocarburos, así como su calidad.

En dichos lineamientos, se establece que los operadores petroleros deberán cumplir con la normativa y estándares referidos aplicables al diseño, instalación, operación, control y mantenimiento de los mecanismos de medición, así como de contar con la información correspondiente que asegure la correcta medición de hidrocarburos.

Entendemos como Sistema de Medición al conjunto de equipos, instalaciones, sistemas informáticos e instrumentos de medida, destinados a la medición de hidrocarburos, es así como se le requiere al operador petrolero, cuente con sistemas de medición de hidrocarburos con trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales. Para tal efecto, dichos sistemas de medición deben considerar al menos lo siguiente:

1-. Selección: Los Instrumentos y Patrones de medida deberán ser adecuados para el uso previsto conforme a las características del fluido y condiciones operativas del proceso que se trate.

2-. Calibración: Los Instrumentos y Patrones de medida deberán estar calibrados y la frecuencia de dicha calibración será función de las especificaciones del fabricante, el proceso o normativas vigentes.

3- Mantenimiento: Los Instrumentos de Medición deberán ser sujetos a mantenimiento en función de las especificaciones del fabricante y el proceso correspondiente.

4- Verificación: Se debe verificar que los Sistemas de Medición estén funcionando correctamente, conforme a los planes de verificación correspondiente, lo anterior es para asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas de medición.

5- El Personal del Operador Petrolero: Este personal involucrado en la Medición de los Hidrocarburos deberá contar con las habilidades, aptitudes, capacitación y entrenamiento necesarios para llevar a cabo sus funciones.

Los Lineamientos Técnicos dispuestos por la CNH, nos mencionan los requerimientos de los mecanismos de medición, así como la descripción de las características de los fluidos y cada punto o requerimiento en materia de medición de hidrocarburos que se puede observar en los capítulos descritos de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

A continuación, y en forma de resumen se registra la información más relevante de cada capítulo referente a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

➤ Capítulo I: Características Generales en la Medición de Hidrocarburos

1- El Operador Petrolero (Asignatario o Contratista), deberá asegurar la aplicación de las mejores prácticas o estándares en Materia de Medición de Hidrocarburos. El Operador Petrolero será el responsable del funcionamiento de los Mecanismos de Medición de Hidrocarburos relacionados con la Asignación o el Contrato a su cargo, según corresponda, hasta el punto de medición, incluyendo su transferencia, así como de vigilar y reportar a la CNH el desempeño de los mismo, lo anterior, conforme a la viabilidad técnica y económica del plan de desarrollo para extracción que corresponda.

2- El Operador Petrolero deberá contar con procedimientos de entrega y recepción de los hidrocarburos, dichos procedimientos deberán regular la programación, almacenamiento, Medición de Hidrocarburos y monitoreo de su calidad y que serán entregados en los Puntos de Medición. Los procedimientos deberán cumplir con lo previsto en los presentes Lineamientos.

3- De igual forma en este capítulo se menciona la información de medición y producción a reportar por los Operadores Petroleros, donde el Operador Petrolero transmitirá a la Comisión información diaria, mensual y anual sobre la Medición de los Hidrocarburos. Para efecto de los reportes de información, el Operador Petrolero deberá considerar las cantidades de Petróleo, Gas Natural y Condensado de la siguiente manera:

Para el caso del Petróleo, se reportarán los volúmenes en barriles, el grado API y el contenido de azufre en porcentaje. Para el caso del Condensado, el volumen se reportará en barriles. Referente al Gas Natural, el volumen se reportará en pies cúbicos y en Millones de BTU

4- El operador Petrolero deberá mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volumen y calidad de los Hidrocarburos Producidos, por lo cual, el Operador deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición.

5- De las Condiciones de referencia y entrega de información:

- Condiciones de Referencia o Estándar: Temperatura 15.56°C (60°F) y Presión Absoluta 101.325 kPa (1 atmosfera).
- Volumen para Hidrocarburos líquido en Barril (158.99 Litros)
- Volumen para Gas Natural en ft³, y
- Poder Calorífico del Gas Natural en BTU/ft³

➤ Capitulo II: De los Sistemas de Medición

1-. Los Sistemas de Medición deberán ser instalados y operados de tal manera que funcionen adecuadamente, de acuerdo con el tipo y características de los fluidos a medir, los volúmenes manejados y a las condiciones de operativas a que estén sometidos.

2-. La Medición de los Hidrocarburos podrá ser estática o dinámica. La Medición estática de los hidrocarburos deberá realizarse en tanques medidores o de almacenamiento, debidamente instrumentados y calibrados, los tanques que se utilicen deberán cumplir con la normativa y estándares referidos de los presentes lineamientos.

La Medición dinámica de los Hidrocarburos, podrá llevarse a cabo con uno o varios instrumentos de medida de acuerdo con el tipo de fluido, las condiciones de proceso y los volúmenes a manejar. El Operador Petrolero podrá utilizar Instrumentos de Medida de diferente tipo, tales como placa de orificio, Coriolis, turbina, y ultrasónico, entre otros y deberá instalarlos y operarlos conforme a las condiciones especificadas por el fabricante. Los Instrumentos de medida que se utilicen deberán cumplir con la normativa y estándares referidos de los presentes lineamientos.

3-. El punto de Medición podrá ubicarse dentro o fuera del Área contractual o del Área de asignación, según lo determine la Comisión en el Dictamen Técnico correspondiente.

4-. El Operador Petrolero deberá garantizar que la capacidad de los Sistemas de Medición de los hidrocarburos sea permanente e ininterrumpida, de tal forma que el máximo flujo de Hidrocarburos pueda ser medido.

5-. El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el punto de Medición en los términos establecidos por los Lineamientos

6-. Dos o más Operadores Petroleros podrán utilizar el mismo punto de Medición, y el plan de desarrollo para la extracción que presenten los Operadores Petroleros para aprobación de la Comisión, deberá incluir, en su caso, el proyecto de acuerdo entre Operadores Petroleros o entre un Operador Petrolero y un tercero. En caso de no llegar a un acuerdo entre Operadores Petroleros, la Comisión determinara los términos y condiciones para el uso compartido del Punto de Medición.

➤ Capitulo III: De la Medición del Volumen

1-. La Medición de Hidrocarburos podrá llevarse a cabo en volumen o en masa, pero deberá ser reportada a la Comisión en los términos y condiciones señalados en los presentes Lineamientos.

2-. Los Instrumentos de Medida correspondientes a la temperatura, presión y densidad deberán cumplir con la normativa y estándares referidos en los presentes Lineamientos. Los resultados de los Instrumentos

de Medida deberán tener trazabilidad a patrones nacionales o internacionales, con el objetivo de minimizar la ocurrencia de errores.

3-. El agua producida durante la extracción de Hidrocarburos podrá ser medida en volumen o en masa, pero deberá ser reportada en volumen. La medición del Volumen de agua extraída de los pozos se podrá llevar a cabo de manera directa o indirecta.

4-. En la Medición Directa se podrán utilizar medidores multifásicos, justificando su uso por condiciones técnicas o económicas. La medición Indirecta de agua se llevará a cabo mediante la generación de un aforo teórico diario de los volúmenes extraídos. La Medición del Volumen en los separadores será directa y podrá ser prorrateada a los pozos del área correspondiente

5-. El Operador Petrolero seleccionara los medidores multifásicos en función de las características de los fluidos, volúmenes a manejar y el costo beneficio o las condiciones técnicas u operativas del proceso.

6-. Los Medidores Multifásicos fijos o portátiles se podrán utilizar para prueba de pozo en lugar de los separadores de prueba, siempre y cuando la diferencia de Medición de Hidrocarburos o la Incertidumbre de Medida este dentro del intervalo establecido para el lugar en donde se lleve a cabo la Medición de Hidrocarburos.

7-. EL Operador Petrolero medirá y reportará a la Comisión el Volumen de Gas producido, aprovechado, reinyectado, quemado y venteado, producto de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. El Gas Natural aprovechado deberá medirse directamente a través de medidores de flujo, estos podrán ser de tipo intrusivo o no intrusivo y deberán ser seleccionados de acuerdo con los intervalos de flujo esperados, cumpliendo con la Normativa y estándares de los presentes Lineamientos.

➤ Capitulo IV: De la determinación de la calidad

1-. Para cada corriente de Hidrocarburos líquidos proveniente de los pozos o de los separadores se deberá contar con información de los fluidos extraídos o producidos, a efecto de determinar, entre otros, su densidad, viscosidad, salinidad, contenido de azufre, agua y de metales pesados.

2-. Para cada corriente de Gas Natural proveniente de los pozos o de los separadores se deberá determinar, entre otros, la densidad, humedad, y su composición química, incluyendo impurezas. La densidad podrá ser medida por un densímetro en línea o calculada con una ecuación de estado, juntamente con los datos de temperatura y presión del fluido medido. La composición será determinada mediante un análisis cromatográfico.

3-. El Poder Calorífico del Gas Natural deberá determinarse a partir de la composición obtenida por análisis cromatográfico o mediante un calorímetro. La Presión y Temperatura deberán ser representativas de las condiciones del gas en la línea.

4-. Los Hidrocarburos para medir en el punto de Medición deberán cumplir con las condiciones de calidad de mercado o comerciales, en virtud de las características de los Hidrocarburos extraídos o producidos. El Dictamen Técnico determinara las características de calidad que deberán cumplir los Hidrocarburos en el Punto de Medición. Las características de calidad que deberán cumplir los hidrocarburos en el punto de medición, entre las cuales se encontrarán, entre otros, las siguientes:

Para Hidrocarburos líquidos en tanques y ductos, incluyendo condensados:

- Densidad API.
- Contenido de agua y sedimentos menor a 2% en volumen.
- Ácido Sulfhídrico (H_2S) menor a 1 (ppm).
- Contenido de sal menor a 200 (mg/L).
- Contenido de azufre, menor al 5% de masa.
- Presión de vapor en tanque, máximo 80 kPa.
- Presión de vapor en ductos, depende de las condiciones de operación y diseño de la línea.

Para Gas Natural:

- Humedad (H_2O), máximo a 110 (mg/m^3).
- Azufre total máximo, 150 (mg/m^3).
- Ácido Sulfhídrico (H_2S) máximo de 6 (mg/m^3).
- Poder calorífico superior, 37.30 a 43.60 (MJ/m^3).
- Bióxido de carbono (CO_2), máximo 3% vol.
- Oxígeno (O_2), máximo 0.2% vol.

5-. Para determinar la Calidad de los Hidrocarburos Líquidos en el Punto de Medición, el Operador Petrolero deberá contar con Instrumentos de Medida en línea, necesarios para la determinación de la densidad y el contenido de agua en cada punto de medición. El Operador Petrolero llevara a cabo mensualmente un análisis de laboratorio en cada punto de medición por media del cual se determine, el contenido de agua, la densidad relativa en grados API y la cantidad de azufre. En el caso del crudo pesado, se deberá determinar la viscosidad.

6-. El Operador Petrolero deberá contar con un sistema de muestreo automático o manual de Hidrocarburos Líquidos proporcional a los volúmenes medidos, que permita que las muestras obtenidas representen la composición de los fluidos.

8-. Para determinar la Calidad del Gas Natural en los Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá contar con instrumentos de Medida en línea, necesarios para la determinación de la densidad, contenido de agua, así como de su composición. El Operador Petrolero deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico, mismo que deberá remitir a la Comisión.

7-. Los análisis para Hidrocarburos Líquidos, Gas Natural y sistema de muestreo de Hidrocarburos Líquidos deberán llevarse a cabo en Laboratorios acreditados por la entidad entidades avaladas por el Gobierno Federal Mexicano para tales efectos.

8-. De la determinación de la calidad para la Medición de Transferencia de Custodia, se deberán instalar Instrumentos de Medida que permitan conocer la calidad de los Hidrocarburos entre operadores petroleros y los terceros que lleven a cabo actividades de Transporte o Almacenamiento, de igual forma estos análisis se podrán llevar a cabo en laboratorios acreditados por la entidad o entidades avalados por el Gobierno Federal Mexicano para tales efectos.

➤ Capítulo V: De los Balances

1-. El Operador Petrolero deberá realizar Balances de producción desde el pozo y, en su caso, del yacimiento, hasta el Punto de Medición, de tal forma que se conozcan las entradas y salidas de hidrocarburos y no hidrocarburos en los procesos.

2-. Cada uno de los Balances que realice el Operador Petrolero, deben ser realizados en modo de masa o en modo volumen, a condiciones de referencia o por cada tipo de fluido, tales como Hidrocarburos líquidos, Gas Natural, agua y otros no Hidrocarburos.

3-. En caso de que el punto de medición sea compartido, el Operador Petrolero debe asegurar que existe Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia en su Área de asignación o Área contractual para sustentar los datos utilizados en los Balances de Producción.

4-. El Balance de Producción deberá incluir los siguientes elementos:

- Volumen extraído.
- Volumen inyectado al yacimiento.
- Volumen almacenado.
- Volumen usado como combustible en las actividades petroleras.
- Volumen de mermas.
- Volumen de empaque y desempaque.
- Volumen quemado o venteado.
- Volumen en el punto de medición.
- Volumen transferido, y
- Otros propios de la operación del Área contractual o del Área de asignación conforme al Dictamen Técnico.

➤ Capítulo VI: De los Niveles de Incertidumbre de Medida:

1-. El Operador Petrolero deberá reportar la Incertidumbre de Medida en el Punto de Medición, así como en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia.

2-. La Incertidumbre de Medida en el Punto de Medición, no podrá ser mayor a 0.30% para Petróleo y Condensados, y de 1% para el Gas Natural.

3-. De la Incertidumbre de Medida en la Medición de Transferencia de Custodia, el Dictamen Técnico que emita la Comisión establecerá la capacidad de Medición de Hidrocarburos expresada en términos de Incertidumbre de Medida en la Transferencia de Custodia, dependiendo de las condiciones del proceso de Producción, de las características y del Volumen de los Fluidos extraídos y del acuerdo del Operador Petrolero con un tercero al cual se le transfiere el Hidrocarburo.

4-. De la Incertidumbre de Medida para la Medición Operacional y la Medición de Referencia, el Dictamen Técnico que emita la Comisión, establecerá la capacidad de Medición de Hidrocarburos expresada en términos de Incertidumbre de Medida, dependiendo de las condiciones del proceso de producción, de las características y del volumen de los fluidos extraídos.

➤ Capítulo VII: De las Normas y Estándares Internacionales:

1-. Normas y Estándares Nacionales e Internacionales, que los Operadores Petroleros deben seguir y cumplir para garantizar la confiabilidad de procesos y mecanismos de medición.

2-. Para la Instrumentación de los Mecanismos de Medición, el Operador Petrolero deberá aplicar la normativa y estándares nacionales que correspondan. En caso de no existir normativa nacional se podrán aplicar estándares internacionales conforme se señala en los presentes lineamientos y en relación con los siguientes procesos:

- Diseño e Instalación de Sistemas de Medición, equipos e Instrumentos de Medida
- Medición estática de Hidrocarburos en Tanques
- Medición dinámica de hidrocarburos líquidos
- Medición dinámica del Gas Natural
- Determinación de la Calidad de los Hidrocarburos Líquidos y Gas Natural
- Determinación de la Incertidumbre de Medida
- Recepción y Entrega de los Hidrocarburos
- Prorrates
- Gestión y Gerencia de la Medición de Hidrocarburos
- Construcción, resistencia mecánica y seguridad de instalaciones y de los Sistemas de Medición

3.16 Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia, la caja registradora de la industria petrolera.

La Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia es considerada la caja registradora de la Industria Petrolera, toda vez que la misma cuantifica el volumen o masa y calidad de los hidrocarburos (aceite, gas y condensados) que se realiza en el punto donde el operador petrolero (asignatario o contratista) entrega operativamente los hidrocarburos transfiriendo su custodia a un tercero o inclusive a otro operador petrolero, o se integran al sistema de transporte o de almacenamiento, según corresponda al amparo de un contrato o de una asignación, sin olvidar, que la medición de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia nos permite determinar los ingresos con los que contará el Estado Mexicano por la producción de sus hidrocarburos.

La reforma Constitucional en materia Energética del año 2013 prevé que las actividades de exploración y producción de hidrocarburos serán realizadas, como actividades estratégicas por la Nación, con el fin de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo a largo plazo de la Nación. Como lo señala el párrafo séptimo del artículo 27 constitucional, dichas actividades serán realizadas por medio de asignaciones o a través de contratos. En efecto, Petróleos Mexicanos y Pemex Exploración y Producción como asignatarios, y los contratistas y operadores titulares de los Contratos de exploración y producción, serán quienes llevarán a cabo estas actividades por cuenta de la Nación, por lo que deberán de contar con mecanismos de medición en puntos de transferencia de custodia que les permitan dar cuenta de sus actividades de manera oportuna, precisa y transparente.

En ese contexto, la Medición de Hidrocarburos en punto de transferencia de custodia, es entendida como la cuantificación del volumen o masa y determinación de la calidad de los Hidrocarburos líquidos o gaseosos mediante la cual se entregan operativamente los hidrocarburos transfiriendo su custodia, dicho concepto cobra especial relevancia, ya que la misma se llevara a cabo por los asignatarios y contratistas/operadores por cuenta y nombre de la Nación, de tal suerte que es evidente la importancia que tiene este tipo de medición para determinar las contraprestaciones de los asignatarios y de los contratistas/operadores y de la propia Nación. Consecuentemente, en un contexto meramente recaudatorio, la Medición de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia tiene como principal propósito cuantificar y determinar los ingresos que obtendrá el Estado.

No solo se considera la masa o volumen de los Hidrocarburos, sino también se considera la calidad de los mismos, ya que éstos, deben entregarse a un tercero, asignatario o contratista como Hidrocarburos Netos en los Puntos de Medición de transferencia de custodia, en condiciones comercialmente aceptables en cuanto a densidad API, contenido de agua y sedimentos, contenido de ácido sulfhídrico , contenido de sal,

contenido de azufre, humedad, poder calorífico, lo anterior, de acuerdo con las mejores prácticas de la Industria Petrolera, lo cual será supervisado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Entregar los Hidrocarburos en las condiciones señaladas en los Puntos de Medición de Transferencia de Custodia implica retos significativos para los Operadores petroleros, toda vez que éstos deberán realizar importantes inversiones en infraestructura para el procesamiento, transporte y en equipos de Medición para que el aceite o gas natural que entreguen operativamente a un tercero en los puntos de medición de transferencia de custodia cumplan con los requerimientos mínimos exigidos por los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Si bien es cierto, la Ley de Hidrocarburos no establece expresamente obligaciones en materia de Medición en puntos de transferencia de custodia para los asignatarios y contratistas, pero sí prevé que estos deberán de cumplir con la regulación, lineamientos y disposiciones que emitan la CNH en materia de medición de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia. Por tal razón, la CNH está facultada para emitir la regulación y supervisar el cumplimiento de las actividades en materia de Medición de la producción de Hidrocarburos. Así mismo, la Ley dispone que la instalación y verificación de los sistemas de medición en puntos de transferencia de custodia deberán ser de acuerdo con estándares internacionales y auditables por terceros con reconocida experiencia internacional. Luego entonces, la Ley acota de manera expresa el alcance de la actuación de la CNH en materia de Medición, por lo que la CNH no podrá ir más allá de lo que la misma ley le permita.

Por lo anterior, la CNH diciembre de 2017 emitió los “Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos”, obligatorios para todos los operadores petroleros.

En un concepto paralelo, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos establece el régimen de los ingresos que recibirá el Estado Mexicano derivados de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como de las contraprestaciones que se derivan de las Asignaciones y de los Contratos. Esta Ley, de manera precisa define diversos conceptos vinculados con la Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia, que sirven de base legal para para el cálculo de las Contraprestaciones, los procedimientos para determinarlas, así como de los procedimientos de contabilidad y costos, previstos en los anexos de los Contratos de Exploración y Extracción. Dichos procedimientos como el precio contractual de los Condensados, Gas Natural y Aceite producidos en las áreas contractuales, en dólares de los Estados Unidos de América por barril para Condensados y Aceite o en millones de BTU para el Gas Natural, están estrechamente vinculados con la Medición en los Puntos de Transferencia de Custodia. En este esquema dual existe una línea muy tenue entre la competencia de distintas autoridades, es decir, hasta dónde llegan las facultades de revisión y supervisión de la CNH y en dónde inician las atribuciones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, e incluso del Servicio de Administración Tributaria, para realizar auditorías a los Operadores Petroleros.

Los Contratos estipulan diversas reglas para la Medición de los Hidrocarburos y que deberán considerar la programación, transporte, almacenamiento, la Medición y el monitoreo de los Hidrocarburos Netos comercialmente aceptables y entregados en los Puntos de Medición de Transferencia de Custodia. Otras reglas se refieren a la instalación, operación, mantenimiento y calibración de los sistemas de Medición en los puntos de transferencia de custodia, así como registros, malfuncionamiento y reemplazo de dichos sistemas. Nótese que en todo momento la CNH tendrá derecho de acceso a los sistemas o mecanismo de medición de los asignatarios y contratistas.

Un punto previsto en los Contratos es el relacionado con la Medición de Hidrocarburos en puntos de Transferencia de Custodia fuera de las áreas contractuales y la posibilidad de celebrar acuerdos entre operadores para el uso compartido de instalaciones, lo cual deberá ser aprobado por la CNH. Este tema

cobra particular relevancia para aquellos campos que no cuentan con la infraestructura adecuada para transportar, procesar, almacenar e incluso medir los Hidrocarburos producidos.

Como se observa, las disposiciones legales y reglamentarias dan un marco general de referencia para las actividades de Medición, las cuales son desarrolladas y reguladas de manera más amplia en los Lineamientos y en cada uno de los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Existen diversas opiniones a favor y en contra de dicha regulación, algunos consideran que el tema está sobre regulado, otros que debe ser más flexible, y algunos más que es necesario un esquema estricto que garantice al Estado que efectivamente se medirán adecuadamente los Hidrocarburos en los puntos de transferencia de custodia para que el Estado Mexicano obtenga los anhelados ingresos para el desarrollo nacional a largo plazo.

Capítulo 4 Transferencia de Custodia

4.1 Medición para la Transferencia de Custodia

La transferencia de custodia se debe entender como el traspaso de la responsabilidad y el resguardo de los hidrocarburos de un vendedor a un comprador en una operación de compraventa, lo anterior quiere decir que él (vendedor) es responsable de su manejo y su resguardo hasta que los hidrocarburos sean vendidos, cuando esto sucede, ahora la responsabilidad y los derechos de resguardo recaen en el nuevo dueño (comprador)

La Transferencia de Custodia, es la acción mediante la cual, en un punto de medición el vendedor entrega y el comprador recibe operativamente los hidrocarburos, transfiriendo la propiedad y a la vez su riesgo y manejo. Incluye cantidad y calidad. El concepto de transferencia de Custodia, entonces, implica una serie de estándares, regulaciones y certificaciones que garantizarán, a través de entes externos al fabricante del equipo de medición, o al comprador o vendedor del producto, que la medición de hidrocarburos realmente cumple con los niveles de precisión, volumen y calidad requeridos para garantizar una facturación justa para ambas partes.

Debido a que el objetivo de la transferencia de custodia es intercambiar una cantidad de fluido (gas o aceite) por una cantidad de dinero (Figura 115), es indispensable que la medición sea con la menor incertidumbre posible, tomando en cuenta que el mensurando perfecto no existe y que hay un margen de exactitud acordado entre el vendedor y comprador.

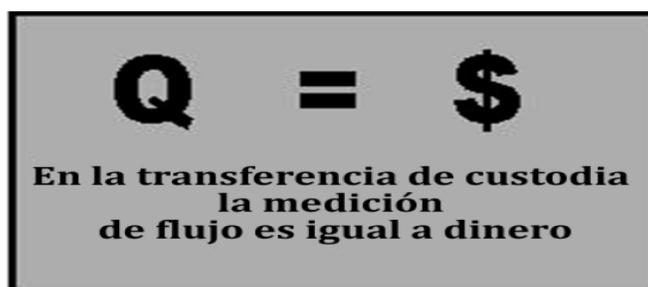


Figura 115. Objetivo principal de la transferencia de custodia (E. Loy Upp, 2002)

Por supuesto, ningún medidor existente en la actualidad puede proporcionar mediciones tan precisas ya que siempre se presentan condiciones tanto de diseño u operación que afectan su desempeño y calidad de medida, por ello debe buscarse el medidor que mejor se adapte a las condiciones de operación que se tendrán y proporcione la mayor precisión y exactitud posible, permitiendo reducir las pérdidas económicas por errores e inexactitudes que aun cuando fuesen pequeñas, al considerar los precios de mercado del hidrocarburo y los volúmenes manejados se tendrían grandes pérdidas monetarias.

Algunos medidores no pueden medir flujos bifásicos por lo tanto la separación de las fases es un proceso muy importante que se debe de llevar a cabo antes de la medición para la transferencia de custodia.

Razones por las que se debe de llevar a cabo la separación de fases antes de la medición para la transferencia de custodia:

- **Las operaciones de medición para la transferencia de custodia requieren que el fluido a ser**

comercializado se encuentre en una sola fase, ya que posteriormente el poseedor de los fluidos lo enviara a plantas de proceso y/o tratamiento o bien lo comercializara nuevamente.

- Muchos de los medidores no pueden medir fluidos bifásicos ya que la presencia de gas en una corriente de líquido puede ocasionar que se registren mayores volúmenes de líquido del que en realidad es medido.
- En campos de gas y aceite, donde no se cuenta con el equipo de separación adecuado y además el gas se quema, una cantidad considerable de aceite ligero que es arrastrado por el flujo de gas también es quemado, ocasionando grandes pérdidas económicas para una futura medición para la transferencia de custodia, lo anterior si se considera que el aceite ligero es el de más alto valor comercial en la medición para la transferencia de custodia.
- Aunque el gas se transporte a una cierta distancia para tratarlo, es conveniente eliminarle la mayor cantidad de líquido, ya que puede ocasionar problemas, tales como: corrosión y abrasión del equipo de transporte, aumento en las caídas de presión y reducción en la capacidad de transporte de las líneas.
- Mientras las cantidades variables de gas presentes durante la medición de la fase líquida y las cantidades variables de líquido existentes durante la medición de la fase gaseosa son generalmente pequeñas, la presencia de dichas fases secundarias es la causa de que la mayoría de los medidores informen un exceso de volumen manejado en la medición de hidrocarburos y por ende una incorrecta transferencia de custodia.

Los gases arrastrados o retenidos en el líquido generalmente causan que el elemento de medición de flujo primario reporte un gasto volumétrico en exceso y, cuando es aplicable, informan una densidad de líquido menor, lo anterior ocasionando una incorrecta medición para la transferencia de custodia. Dichos errores de interpretación del gasto de líquido generalmente son corregibles hasta conseguir un alto grado de precisión cuando se conoce la cantidad de gas arrastrado o retenido

4.2 Importancia de la Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia

La medición de hidrocarburos (cuantificación del volumen y determinación de calidad de gas y aceite) juega un papel fundamental dentro de la cadena de valor de la industria petrolera, si bien ésta no impacta directamente en la explotación, el cuantificar los volúmenes de hidrocarburos con una confiabilidad y exactitud adecuada complementa a la filosofía de operación de manera correcta y rentable.

Para lograr esto, es necesario implementar a lo largo de toda la cadena de manejo de la producción, sistemas de medición que deben ser localizados en puntos estratégicos del proceso, el cual, generalmente podemos dividirlo en tres etapas: (1) producción primaria, (2) acondicionamiento y transporte; así como (3) entrega a clientes (comúnmente relacionado con la transferencia de custodia). Si bien, en cada una de estas etapas, el objetivo principal, es: cuantificar los volúmenes transportados; la finalidad de un sistema de medición en cada punto cumple con un propósito distinto:

- Obtener los volúmenes de producción de los pozos-yacimientos-campos.
- Obtener los volúmenes extraídos desde los pozos hasta llegar a puntos de entrega.
- Contabilizar adecuadamente los volúmenes extraídos en los puntos de transferencia de custodia y

venta para su transacción comercial interna o externa.

- Obtener valores adecuados en la medición fiscal para establecer los impuestos, regalías, pagos, etc., como resultado de los volúmenes comercializados.
- Obtener los volúmenes de gas, aceite y condensado que se calculan como mermas o pérdidas; así como los volúmenes de gas enviados a quemador.

Para ello, en la mayoría de los países existen organismos reguladores que norman la incertidumbre de medición, en México el organismo regulador es la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

Porcentaje de Incertidumbre		
Medición Multifásica	Puntos de Transferencia de Custodia	Transferencia de Custodia No Fiscal
± 10%-20%	Gas ± 1%	Gas N/A
	Aceite ± 0.25% - 0.30%	Aceite ± 0.25% - 1%

Tabla 7. Parámetros de Incertidumbre considerados por el Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido (CIPM, 2015 "Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia")

Los parámetros de incertidumbre, son función de la complejidad de la corriente a medir (multifásicas o monofásicas) y de las repercusiones que implica una adecuada medición en cada punto de transferencia de custodia o de venta, debido a que la entidad responsable de los volúmenes va cambiando y por esta razón estos puntos deben contar con instalaciones o equipo de medición y la tecnología adecuada basada en estándares internacionales; así como normatividades locales; con el propósito de tener la menor incertidumbre posible. De acuerdo con los organismos reguladores de medición, esta incertidumbre debe ser entendida no sólo como un margen de error asociado instrumento de medición en sí, ya que está relacionada con la precisión de los dispositivos de medición, a la calibración de los mismo y a las condiciones variables de operación, entre otros.

4.3 Tecnologías de Medición de corrientes de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia.

Como ya se mencionó en capítulos anteriores, las instalaciones de medición se clasifican en función de los fluidos medidos (multifásicos o monofásicos), intrusivos o no intrusivos (si requieren de un elemento dentro de la tubería), máscicos o volumétricos (cuando el principio de medición es la densidad de los fluidos o el volumen) y dependiendo del lugar o punto de medición. Dentro de la industria petrolera existen una gran gama de medidores de flujo, sin embargo, muchos de éstos no son adecuados para implementarse en los sistemas de medición de puntos de transferencia de custodia. En general, cinco tecnologías, son utilizadas a nivel nacional e internacional en puntos de transferencia de custodia donde el termino medición de corrientes de hidrocarburos, es un sinónimo de dinero.

La tecnología de medidores de presión diferencial es la más antigua del mercado, misma que fue estudiada y aprobada en 1930 por la American Gas Association (AGA) y publicada en el reporte AGA-1 para medidores de presión con placa de orificio para aplicación en puntos de transferencia de custodia. Puede operar en ambientes y temperaturas extremas con un alto potencial de generación de registros.

En 1981 los medidores de turbina fueron publicados en el reporte AGA-7 y durante la década de los noventas remplazaron un gran porcentaje de los medidores de placa de orificio, los medidores de turbina presentan un potencial grande de generación de registros y son aplicados también en puntos de transferencia de custodia para líquidos totalmente estabilizados, es decir, sin emanación de gases a condición de flujo/medición.

Los medidores de desplazamiento positivo tienen una mayor aceptación en líneas de diámetros pequeños y menos a 10 pulgadas, presentan muy bajas incertidumbres en gastos bajos y su mecanismo operativo consiste en generar una caída de presión en sus partes móviles.

Actualmente existen en el mercado dos tecnologías usadas para puntos de transferencia de custodia y fiscalización: medidores ultrasónicos y tipo Coriolis.

Los medidores ultrasónicos son de tipo volumétrico, miden la velocidad del gas o líquido a través de transductores que emiten señales al tubo y fluidos, registrando el tiempo de tránsito en diferentes puntos y con ello determinar la velocidad promedio. El gasto es obtenido multiplicando dicha velocidad por el área de sección transversal ($Q = AV$). Sus principales ventajas son que no generan una caída de presión y que no tiene partes móviles, además puede manejar un amplio rango de diámetros de tubería (2 a 24 pulgadas.). Fue aprobado en 1998 por "AGA" y puede utilizarse en corrientes estabilizadas de líquido o gases, aplicado en puntos de transferencia de custodia, fiscales, refinerías y puntos de venta.

Adicionalmente, otro sistema que es usado para determinar mediciones de transferencia de custodia y fiscal, el de tipo Coriolis. A diferencia de los equipos anteriormente descritos, éste mide el flujo másico directamente, a través del desplazamiento de los fluidos, dos tubos semi-curvos generan un efecto de oscilación (Efecto de Coriolis), la frecuencia con que dicho fenómeno sucede es cuantificado y correlacionado directamente con la masa. Estos sistemas fueron introducidos comercialmente en 1970, pero en el año 2002 cuando el *American Petroleum Institute (API)* aprobó su uso en punto de transferencia de custodia y fiscal (API Capítulo 5.6). Su rango de aplicación va de 1/14 de pulgada a 16 pulgadas de diámetro de tubería, no se recomienda su uso en líneas mayores a 16 pulgadas

Recomendación de sistemas de Medición para puntos de Transferencia de Custodia Fiscal y no Fiscal		
Tecnología de Medición	Diámetro Recomendado	Tipo de Fluido Medido
Presión Diferencial	Diámetro de Línea >12"	Gas
Medidores de Tipo Volumétricos	Diámetro de Línea ≤ 12"	Gas

Másico (Coriolis)	Diámetro de Línea $\leq 12''$	Aceite
Velocidad (Ultrasónico)	Diámetro de Línea $>12''$	Aceite

Tabla 8. Recomendaciones de Sistemas de Medición (CIPM, 2015 "Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia")

Un proceso de medición adecuado en los puntos de transferencia de custodia requiere más que sólo un medidor en óptimas condiciones; por eso, adicionalmente existen componentes críticos dentro de los sistemas de medición:

- Por capacidad de flujo, se instalan trenes de medición en paralelo, este arreglo permite tener dos trenes de medición en operación y uno en espera.
- Registradores de presión y temperatura.
- Computadores de Flujo.
- Calidad de la Medición.
 - Sistemas Cromatográficos en línea para gases.
 - Sistemas de muestro de líquidos y monitoreo del agua.
- Calibraciones en sitio (con probadores y/o medidores maestros).
- Sistemas de Automatización.

Para mantener un correcto funcionamiento de las instalaciones de medición, es importante realizar programas continuos de inspección a los elementos del sistema, si las condiciones de éste llegan a variar será vital realizar los procedimientos de calibración del fabricante. Comúnmente, se dispone de probadores en sitio que permiten calibrar el medidor maestro y éste a su vez permite calibrar los medidores secundarios. Los instrumentos y patrones de medida deberán estar calibrados y la frecuencia de dicha calibración estará en función de las especificaciones del fabricante, tipo de proceso de medición y estándares referidos en el Anexo II de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos. Por lo general los transmisores de presión y temperatura se calibran cada año, los medidores de flujo se calibran semanalmente y los probadores maestros o patrones de medida se calibran cada 2 años.

4.4 Transferencia de Custodia

En términos generales, los puntos de medición pueden ser:

- No Fiscalizables: Tal y como la medición operacional realizada en campo, sin propósito de transferencia (entrega de hidrocarburos a un tercero) o la medición de referencia, para uso y comparación con datos procedentes de otros sistemas de medición con menor incertidumbre de medida, cuya finalidad es establecer los principios de como determinar los valores producidos.

- Fiscales: Consideran la medición en el punto de venta e implica propósitos de transferencia o entrega de hidrocarburos a un tercero, a otro operador petrolero, o la integración al sistema de transporte o de almacenamiento, según corresponda, así entre éstos y el punto de medición.

Se define el término “transferencia de custodia”, como el traspaso de responsabilidad de los volúmenes transportados o almacenados de un organismo a otro o incluso a un comprador, por lo que cualquier pérdida o ganancia, es responsabilidad directa de quien traspasa y recibe el producto medido (hidrocarburos).

Debido a que la custodia del producto (hidrocarburos) pasa por muchos actores involucrados en la cadena de valor de la industria petrolera, se pueden identificar los principales puntos de transferencia en las siguientes etapas del manejo de corrientes de hidrocarburos:

- Cambio de responsable de la custodia del producto de un organismo a otro en el mismo oleoducto, gasoducto u oleo-gasoducto.
- Recepción del producto en una instalación de almacenamiento (central de deshidratación o refinación)
- Inyección de alguna corriente de hidrocarburos al oleoducto, gasoducto u oleo-gasoducto.
- Entrega de aceite crudo en instalaciones para transferencia directa.
- Entrega del producto final (refinado) en instalaciones de almacenamiento para venta.

La importancia de medir en la etapa de explotación, donde se recolecta la producción proveniente de los pozos es indispensable para poder cuantificar los volúmenes de producción dado que ello, servirá como un indicativo del comportamiento productivo para establecer estrategias de optimización, mantenimiento o reparación de las instalaciones y/o pozos; sin embargo, estas mediciones no son usadas para efectos de transferencia de custodia fiscales, debido a que su rango de incertidumbre es alto ($\pm 10\%$ - 20% para gas y aceite) de acuerdo con el Departamento de Comercio e Industria del Reino Unido (DTI U.K.), posteriormente las corrientes de hidrocarburos se envían a proceso de separación gas-aceite-agua, donde se realiza la medición operacional, con una incertidumbre menor a la realizada a boca de pozo y finalmente, en los puntos de venta o de transferencia de custodia, se realiza la medición fiscal o fiscalizable, con incertidumbre de 0.25% - 0.30% en la medición de aceite y de 1% en la medición de gas (DTI U.K.).

En todos los casos (puntos de medición fiscales o no fiscales), se deben tener presente que un producto que no esté bien cuantificado no podrá ser útil en un balance de producción; por lo tanto, es necesario mantener incertidumbres bajas.

Cuantificar volúmenes de hidrocarburos con incertidumbres bajas, de forma continua, representa un reto dado que las corrientes de fluidos son transportadas como flujo multifásico; para ello en México, se han establecido programas y lineamientos de implementación de sistemas de mediciones fijas, tomando como experiencias de referencia países que producen aceites pesados.

Éstos, tienen como objetivo establecer las directrices y estrategias para asegurar una efectiva administración de los sistemas de medición utilizados en la cuantificación de volumen de los hidrocarburos y sustentar, la confiabilidad de sus mediciones, desde las instalaciones de producción hasta los puntos de entrega-recepción, trasposos y despacho en Asignaciones y Áreas Contractuales; además de mantener el desarrollo de la cultura metrológica en todo el personal de Asignaciones y Áreas Contractuales

relacionado con el proceso de medición para cuantificar el volumen de los hidrocarburos; manteniendo actualizados sus conocimientos de acuerdo a las nuevas tecnologías.

En el caso de localizaciones remotas de difícil acceso, Petróleos Mexicanos (PEMEX) y Operadores Petroleros (Privados) en conjunto han diseñado equipos de bajo mantenimiento, dichos equipos constan de un separador portátil (horizontal o vertical), un medidor Coriolis para la medición de líquidos y un sistema de medición de placa de orificio para la corriente de gas, adicionalmente de poseer un sistema de medición de diferentes variables (flujo acumulado, temperatura, densidad, masa y corte de agua). Así mismo, Pemex Exploración y Producción ha diseñado e instalado sistemas de medición para transferencia de custodia dentro de estaciones de estabilización de hidrocarburos, cuya función principal es cuantificar el volumen de líquidos y gas.

La transferencia de custodia es la base de un abanico de transacciones comerciales, por ende, para el caso de corrientes de hidrocarburos, es vital la toma de mediciones de volumen con una mínima incertidumbre y un adecuado manejo en el ducto y tanques de almacenamiento.

De acuerdo con el Centro Nacional de Metrología (CENAM), los sistemas de medición de hidrocarburos son como las cajas registradoras de una empresa o país, si esta caja registradora está mal calibrada (presenta una incertidumbre alta), afecta sin duda la equidad de la transacción de alguna de las partes interesadas, llámese comprador, vendedor o recaudador de impuestos.

Por ejemplo: en una línea de transporte donde existe un punto de transferencia de custodia que maneje 100,000 bpd de aceite, un error de incertidumbre de $\pm 0.4\%$ con un precio por barril de 35 dólares, repercutiría en una diferencia económica de 14, 000 USD diarios, y por un año dicho error de $\pm 0.4\%$ generaría una merma de 5.11 millones de dólares americanos.

Una medición con altos rangos de incertidumbre en los puntos de medición puede ser considerablemente costosa. Es por ello que, en la mayoría de los países petroleros estos puntos son regulados y auditados por entidades gubernamentales e influenciados por instituciones y estándares internacionales como son la American Petroleum Institute (API), American Gas Association (AGA), US National Institute for Standards and Technology (NIST) y en México por la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Petróleos Mexicanos, Exploración y Producción (PEP) y el Centro Nacional de Metrología (CENAM).

Es ampliamente recomendable que en la industria petrolera, se determine la cantidad de volúmenes de fluidos no asociados a los hidrocarburos; ya que éstos también determinarán la cantidad final que se pague por los volúmenes finales de hidrocarburos comercializados; así como hacer uso de sistemas de automatización, control y monitoreo en línea continuo de corrientes de gas y aceite (incluido el gas enviado a quemador); con el propósito de aprovechar las diferentes tecnologías de información para tener en tiempo y en forma la información generada en procesos de medición en línea. Además, es necesario mantener un diagnóstico continuo de los principales sistemas de medición de flujo de hidrocarburos a lo largo de la cadena de valor, con el propósito de que todos los involucrados en la medición fiscal o no fiscal, establezcan y ejecuten programas necesarios y favorables para cumplir con las metas de la industria petrolera nacional.

Conclusión

La medición de hidrocarburos en instalaciones superficiales se lleva a cabo por medio de una gran cantidad de instrumentos y mecanismos de medición. En el caso de los medidores es conveniente tomar en cuenta el estado de movimiento en el que se encuentra el fluido, ya que no se utilizan los mismos instrumentos y mecanismos de medición para medir una corriente en movimiento que los utilizados para medir fluidos estáticos contenidos en un almacén. De igual forma se debe tomar en cuenta el número y el tipo de fases contenidas en el flujo. Es importante considerar el parámetro que mide el medidor en cuestión ya que pueden cuantificar la magnitud del gasto volumétrico o la magnitud del gasto másico, si bien es posible asociar ambas magnitudes por medio del valor de la densidad, es importante identificar el patrón que es necesario conocer para implementar el mecanismo de medición más adecuado.

De igual forma, una vez determinado el tipo de medición que se requiere realizar en función de los parámetros anteriores, es indispensable considerar las propiedades del fluido, así como las condiciones a las que estará sometido el medidor para poder elegir el más adecuado para el fluido en cuestión tomando en cuenta que para conseguir los valores de incertidumbre requeridos y adecuados en la medición de hidrocarburos, son requeridas instalaciones dedicadas a la separación de cada una de las fases y de procesamiento de los hidrocarburos.

Se concluye que la Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia es considerada la caja registradora de la Industria Petrolera, toda vez que la misma cuantifica el volumen o masa y calidad de los hidrocarburos (aceite, gas y condensados) que se realiza en el punto donde el operador petrolero (asignatario o contratista) entrega operativamente los hidrocarburos transfiriendo su custodia a un tercero o inclusive a otro operador petrolero, o se integran al sistema de transporte o de almacenamiento, según corresponda al amparo de un contrato o de una asignación, sin olvidar, que la medición de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia nos permite determinar los ingresos con los que contará el Estado Mexicano por la producción de sus hidrocarburos.

No solo se considera la masa o volumen de los Hidrocarburos, sino también se considera la calidad de los mismos, ya que éstos, deben entregarse a un tercero, asignatario o contratista como Hidrocarburos Netos en los Puntos de Medición de Transferencia de Custodia, en condiciones comercialmente aceptables en cuanto a densidad API, contenido de agua y sedimentos, contenido de ácido sulfhídrico, contenido de sal, contenido de azufre, humedad, poder calorífico, lo anterior, de acuerdo con las mejores prácticas de la Industria Petrolera, lo cual será supervisado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) con base en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos

La razón de ser de la Medición de Hidrocarburos en puntos de Transferencia de Custodia es intercambiar una cantidad de fluido (gas o aceite) por una cantidad de dinero, es indispensable que la medición sea con la menor incertidumbre posible, tomando en cuenta que el mensurando perfecto no existe y que hay un margen de exactitud acordado entre el vendedor y comprador y que incluso, un pequeño error operativo durante la Transferencia de Custodia tiene un gran impacto financiero.

Los sistemas o mecanismos de medición de hidrocarburos generalmente consisten en medidores de flujo, transmisores de presión y temperatura, cromatógrafos en línea para el análisis de la calidad del gas, equipos de muestreo para el análisis de la calidad del aceite y, opcionalmente, otros dispositivos de campo que se instalan en una tubería aguas arriba y aguas abajo cerca del punto donde se llevara a cabo la transferencia de custodia y se conectan a un computador de flujo

El computador de flujo mide todas las señales de campo y lleva a cabo cálculos por medio de algoritmos para determinar la cantidad de aceite o gas que se entrega en los puntos de transferencia de custodia, tomando en cuenta las mejores prácticas internacionales, almacena todos los datos relevantes y entrega varios informes, por lo anterior, los mecanismos de medición en los puntos de transferencia de custodia se consideran la caja registradora de la industria petrolera, en ese contexto, todos los aspectos de la caja registradora (computador de flujo) son importantes porque están implicados grandes volúmenes de aceite y gas, de los cuales, incluso el error más pequeño de medición, errores humanos, equipos de medición calibrados incorrectamente, instrumentos de medición inexactos o de bajo costo, computadores de flujo con algoritmos incorrectos e inclusive la elección incorrecta del medidor de flujo para determinar la cantidad (volumen) de una corriente de aceite o gas generara un impacto económico negativo en los puntos de medición de transferencia de custodia.

Recomendaciones

No es posible realizar mediciones de manera directa en el yacimiento, por lo cual, para conocer el yacimiento son necesarios estudios complejos y elaborados que proporcionen un estimado de flujos másicos y volumétricos por medio de modelos matemáticos que permitirán realizar estimaciones cuya exactitud estará en función de la cantidad de información con la que se cuenta sobre las características del comportamiento del yacimiento y el flujo de fluidos a través del medio poroso.

La medición de hidrocarburos en las instalaciones superficiales puede ser llevada a cabo por medio de una gran cantidad de herramientas por medio de dispositivos físicos e instrumentos de medición. En el caso de los medidores se recomienda considerar el estado de movimiento en el que se encuentra el fluido o los hidrocarburos; no se utilizan los mismos instrumentos para medir una corriente en movimiento (medición dinámica) que los utilizados para medir fluidos estáticos contenidos en un tanque de almacenamiento. También se debe tomar en cuenta el número y el tipo de fases contenidas en el flujo ya que puede ser medición de flujo multifásica o monofásica.

La medición de flujo multifásica es compleja y tiene sus limitantes, por lo cual una de las limitantes de la medición de flujo multifásica es su alta incertidumbre en comparación con la medición monofásica, la razón principal de esto, comparada con la de un medidor de flujo monofásico de una sola fase, es que los medidores de flujo multifásico miden fluidos sin procesar y más complejos que los que miden aquellos de una sola fase y debido a la alta incertidumbre que conlleva el proceso, no se recomienda la medición de flujo multifásico en procesos de transferencia de custodia. Actualmente la medición en puntos de transferencia de custodia sólo se hace en una fase (gas o aceite), a menos que exista una tecnología de medición multifásica que cumpla con el $\pm 0.30\%$ de incertidumbre en líquidos y con el $\pm 1.0\%$ de incertidumbre para gases, que eso aún no existe. Por lo anterior es sumamente recomendable tener presente que los principales puntos de medición en superficie son, medición fiscal, medición de referencia, medición operacional y medición de transferencia de custodia.

En la elección de un mecanismo o sistema de medición de flujo para corrientes monofásicas se recomienda elegir el mecanismo de medición más simple y económico que brinde la mayor exactitud posible, Rangeabilidad, Repetibilidad, Reproducibilidad, Linealidad y Trazabilidad deseada y que cumpla con las especificaciones y características del entorno del trabajo y las características de los fluidos que serán medidos y transportados.

Es indispensable que la medición de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia sea con la menor incertidumbre posible ($\pm 0.30\%$ de incertidumbre en líquidos y $\pm 1.0\%$ de incertidumbre para gases), tomando en cuenta que el mensurando perfecto no existe y que hay un margen de exactitud acordado entre el vendedor y comprador. Por lo anterior, hay que tomar en cuenta, que las operaciones de medición para la transferencia de custodia requieren que el fluido a ser comercializado se encuentre en una sola fase (monofásico).

Para la medición de Hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia, es recomendable que los hidrocarburos se entreguen operativamente a un tercero, asignatario o contratista como Hidrocarburos Netos en los Puntos de Medición de Transferencia de Custodia, en condiciones comercialmente aceptables en cuanto a densidad API, contenido de agua y sedimentos, contenido de ácido sulfhídrico, contenido de sal, contenido de azufre, humedad, poder calorífico, ya que por medio de la medición de hidrocarburos en puntos de transferencia de custodia el estado Mexicano contara con ingresos económicos para su desarrollo por la producción de sus hidrocarburo

Bibliografía.

- Fundamentos de la Tecnología de Productividad de Pozos Petroleros, Autora: Jetzabeth Ramírez Sabag, 2015.
- Apuntes Comportamiento de Pozos Fluyentes, Autor: Ángel de María Clavel Mendoza, 2015.
- Separación y Estabilización de Aceite Crudo, Autora: Cinthya Adriana Redonda Godoy, 2008.
- Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, Autor: CNH, 2017.
- Fundamentos de la Tecnología de Productividad de Pozos Petroleros, Autora: Jetzabeth Ramírez Sabag, 2015.
- Comportamiento de Pozos Fluyentes, Autor: Ángel de María Clavel Mendoza, 2015.
- Handbook of Multiphase Flow Metering, Autor: The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005.
- Apuntes de Manejo de la Producción en Superficie, Autor: J. Ángel Gómez Cabrera, 1986.
- La Metrología de Flujo de Líquidos en México “CENAM”, Autor: Darío Alejandro Loza Guerrero, 2001.
- Incertidumbre en la calibración de un Probador Volumétrico Bidireccional “CENAM”, Autor: Roberto Arias Romero, 2008.
- Avances en Materia de vigilancia de pozos y yacimientos, Autor: Schlumberger Spanish Oilfield Review, 2003.
- Muestreo y Análisis de los Fluidos Producidos, Autor: J. Ángel Gómez Cabrera, 1986.
- Un nuevo horizonte en mediciones de flujo multifásico, Autor: Schlumberger Spanish Oilfield Review, 2005.
- Separador de próxima generación, Autor: Schlumberger Spanish Oilfield Review, 2010.
- Nuevos Alcances en pruebas de pozo, Autor: Schlumberger Spanish Oilfield Review, 2007.
- Guía de Medición en Tanques de Almacenamiento, Autor: Emerson, 2017.
- Análisis de las propiedades de la calidad de un crudo, Autor: Elviz Gadiel de la Cruz Amador, 2016.
- Aprovechamiento energético de los lodos sedimentados en los tanques de almacenamiento de crudo, Autor: Olga Berenice Benítez López, 2015.
- Coriolis: The Direct Approach to Mass Flow Measurement “Emerson”, Autor: Tom O’Banion, 2013.

- Instrumentación Industrial, Autor: Antonio Creus, 2010.
- Medición de Flujo, Autor: Jean Francois Dulhoste, 2014.
- Dinámica de Fluidos, Autor: Khan Academy, 2015.
- Validación de muestreos de fluidos petroleros para su representatividad, Autor: Pedro Ángel Avitúa Varela, 2014.
- Medidores Ultrasónicos “CENAM”, Autor: Dario A. Loza Guerrero, 2006.
- Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, 2014.
- Fondo Mexicano del Petróleo para la estabilización y el desarrollo, Autor: Banco de México, 2014.
- Ley de Hidrocarburos, 2016.
- Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, Autor: CNH, 2017.
- Reforma Energética “Motor de Crecimiento económico y bienestar” Volumen I, Autor: Fundación Colosio, 2015.
- Reforma Energética “Entorno Macroeconómico y Rentabilidad Petrolera en los Proyectos de Exploración y Producción, Autor: Tec Beltrán Itzel Leonarda, 2018.
- Transferencia de Custodia: Su aplicación en contratos comerciales nacionales y de exportación, PPT del Congreso y Exposición Internacional de Medición de Flujo y Calidad de los hidrocarburos, 2017.
- Medición en la Transferencia de Custodia, Autor: IPL Technology and Consulting Services, 1996.
- Oil and Gas Custody Transfer “Emerson”, Autor: Emerie Dupuis.
- Medición de Hidrocarburos en Puntos de Transferencia de Custodia, Autor: Memoria Petrolera “Colegio de Ingenieros Petroleros de México (CIPM)”, 2015.
- Fluid Flow Measurement “A practical guide to accurate Flow measurement”, Autor: Paul J. LaNasa, E. Loy Upp.